



**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE
HIDALGO**

División de Estudios de Posgrado de la Facultad de
Ingeniería Eléctrica

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE
FENÓMENOS ADVERSOS DE CALIDAD DE LA
ENERGÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CON
FUENTES FOTOVOLTAICAS**

TESIS

Que para obtener el grado de:

Doctor en Ciencias en Ingeniería Eléctrica

Presenta:

Julio César Godínez Delgado

Director de tesis:

Dr. J. Aurelio Medina Ríos



Morelia, Michoacán, agosto 2023



METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE FENÓMENOS ADVERSOS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CON FUENTES FOTOVOLTAICAS

Los Miembros del Jurado de Examen de Grado aprueban la Tesis de Doctorado en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Opción en Sistemas de Eléctricos de Julio César Godínez Delgado.

Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel
Presidente del Jurado

Dr. J. Aurelio Medina Rios
Director de Tesis

Dr. Antonio Ramos Paz
Vocal

Dr. Roberto Tapia Sánchez
Vocal

Dr. Ismael Molina Moreno
Revisor Externo (ITM)

Dr. J. Aurelio Medina Rios
*Jefe de la División de Estudios de Posgrado
de la Facultad de Ingeniería Eléctrica. UMSNH
(Por reconocimiento de firmas)*

Dedicado a:

Mi familia:

*Mamá y papá: Lourdes y Leopoldo, hermanos: Leopoldo y Cinthia,
sobrinos: Inés, Leslie, Alejandro, Alexis y Eduardo.*

Por su cariño y compañía.

Mi mascota:

Compañero y amigo: "Negro".

Por su cariño, compañía y comprensión.

Mary Villalobos y la incomparable "Kia".

Por su amor, compañía y comprensión.

Agradecimientos

La culminación de este ciclo marca el fin y el inicio de nuevas etapas en la vida, este ciclo ha llegado a su fin. El sentimiento y las emociones rodean el fin de esta experiencia única. Sin embargo, es tiempo de reflexionar y de renovar energías, ya que nuevas experiencias nos esperan en los ámbitos tanto personal como profesional.

Al profesor investigador Dr. J. Aurelio Medina Ríos director de esta tesis, deseo mostrar mi gratitud, ya que ha sido fundamental el apoyo constante, la paciencia, el conocimiento, la interacción, las discusiones y consejos para la elaboración de este trabajo de investigación. Además, de ser parte importante en mi formación académica e impulsarme y motivarme para seguir en el ámbito de la investigación.

Al profesor investigador Dr. Rafael Cisneros Magaña le agradezco su amistad, apoyo, colaboración e interesantes comentarios, durante mi estancia y elaboración de esta tesis.

A los profesores Investigadores de la DEP-FIE de la UMSNH, como el Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel, Dr. Antonio Ramos Paz y Dr. Roberto Tapia Sánchez, así como al Dr. Ismael Molina Moreno del Instituto Tecnológico de Morelia (quien fungió como revisor externo), les agradezco sus comentarios, sugerencias, observaciones y tiempo brindado durante la revisión y aprobación de esta tesis.

A la DEP-FIE de la UMSNH, ya que esta tesis ha sido elaborada gracias al apoyo brindado, las comodidades, así como ser una parte importante para la asignación de un estímulo económico mediante el CONACYT.

Al CONACYT por haberme brindado el apoyo económico a través de una beca, así como de servicio médico.

A mis amigos y compañeros de generación, ya que compartieron su amistad e hicieron que esta etapa fuera una experiencia inolvidable.

A la Sra. María Guadalupe Mercado Hernández administradora de la DEP-FIE de la UMSNH por su servicio y atención durante mi estancia de estudios, así como el apoyo brindado en el proceso de trámites para la culminación de este trabajo de tesis.

Finalmente, a todo el personal de la DEP-FIE de la UMSNH incluyendo profesores, personal administrativo y de apoyo.

Tales apoyos merecen este lugar como agradecimiento personal.

“Las diferencias no tienen la intención de separar, alienar. Somos diferentes precisamente para darnos cuenta de la necesidad que tenemos el uno del otro”

(Desmont Tutu).

Resumen

Esta tesis se refiere al desarrollo e implementación de una metodología generalizada basada en el análisis de circuito acompañante (CCA, por sus siglas en inglés) o también conocido como modelo equivalente de Norton que se obtiene a partir de reglas de integración numérica. Este enfoque en simuladores del tipo EMTP es usado para estudios de transitorios electromagnéticos. Sin embargo, en esta tesis se propone para estudios y análisis de la solución de estado estacionario periódico, así como de la evaluación de fenómenos adversos de calidad de la energía de sistemas eléctricos. Una de las ventajas de la metodología propuesta es la aplicación en sistemas eléctricos de gran escala, en donde se modelarán distintos componentes eléctricos lineales, no lineales y variantes en el tiempo.

La Metodología es utilizada para la solución global de los sistemas eléctricos propuestos y mejorada una vez que se incorporan distintas técnicas numéricas avanzadas, como las de acercamiento rápido al estado estacionario periódico y las del manejo de matrices altamente dispersas.

En principio, se considera la solución de sistemas eléctricos de pequeña y mediana escala, con componentes lineales y no lineales, extendiéndose al análisis de sistemas eléctricos de gran escala. La investigación se orienta hacia la incorporación de fuentes renovables de energía; principalmente fuentes fotovoltaicas.

El estado estacionario periódico obtenido es analizado y procesado, de tal manera que se pueda predecir adecuadamente el contenido armónico de las formas de onda, de voltaje y corriente en distintas regiones de los sistemas eléctricos, así como de la evaluación eficiente, rápida y precisa de distintos fenómenos adversos de calidad de la energía, tales como depresiones y aumentos de voltaje, transitorios, entre otros. Los resultados deben compararse con los establecidos por normas vigentes para su verificación y cumplimiento.

Los resultados obtenidos de la simulación de los sistemas eléctricos propuestos fueron validados mediante los obtenidos por el simulador PSCAD/EMTDC[®], ampliamente aceptado por el sector eléctrico.

Palabras clave. Análisis de circuito acompañante, calidad de la energía, descomposición LU, diferenciación numérica, diferenciación numérica mejorada, estado estacionario periódico, fuente fotovoltaica, modelo equivalente discreto, sistema eléctrico.

Abstract

This thesis refers to the development and implementation of a generalized methodology based on the companion-circuit analysis (CCA) or also known as Norton equivalent model that uses different numerical integration rules. This approach in simulators of the EMTP-type is used for studies of electro-magnetic transients. However, this thesis is proposed for studies and analysis of the periodic steady-state solution, as well as for the assessment of power quality adverse phenomena of electric systems. One of the advantages of the proposed methodology is its application in large-scale electric systems, where different linear, non-linear, and time-variant electric components will be modeled.

The Methodology is used for the global solution of the proposed electric systems and improved once different advanced numerical techniques are incorporated, such as those of fast approach to the periodic steady-state and those of handling highly sparse matrices.

In principle, the solution of small and medium-scale electric systems, with linear and non-linear components is considered, extending to the analysis of large-scale electric systems. The research is oriented towards the incorporation of renewable energy sources; mainly PV sources.

The obtained periodic steady-state is analyzed and processed, in such a way that the harmonic content of the waveforms, voltage and current in different regions of the electric systems can be adequately predicted, as well as the efficient, fast and accurate assessment of diverse power quality adverse phenomena, such as voltage sags&swell, transients, among others. The results must be compared with those established by current standards for verification and compliance.

The results obtained from the simulation of the proposed electric systems were validated by those obtained by the PSCAD/EMTDC[®] simulator, widely accepted by the electric sector.

Keywords. Companion-circuit analysis, discrete equivalent model, electric system, enhanced numerical differentiation, LU decomposition, numerical differentiation, periodic steady-state, power quality, PV source.

Contenido

Dedicatoria	III
Agradecimientos	V
Resumen	VII
Abstract	IX
Contenido	XI
Lista de Figuras	XV
Lista de Tablas	XVII
Lista de Acrónimos y Símbolos	XIX
Lista de publicaciones	XXIII
1. Introducción	1
1.1. Introducción	1
1.2. Revisión del estado del arte	2
1.2.1. Métodos de análisis	3
1.2.1.1. Trabajos relevantes acerca de los métodos en el dominio del tiempo	4
1.2.1.2. Técnicas de acercamiento rápido al estado estacionario	10
1.2.1.3. Técnicas de dispersidad	12
1.3. Motivación detrás de la presente investigación	13
1.4. Objetivos	14
1.4.1. Objetivo principal	14
1.4.2. Objetivos particulares	15
1.5. Metodología	15
1.6. Contribuciones principales	16
1.7. Descripción de Capítulos	17
2. Modelos y Técnicas Numéricas Avanzadas	19
2.1. Introducción	19
2.2. Modelo Equivalente Discreto de Norton	21
2.3. Modelo Equivalente Discreto de la Fuente Fotovoltaica	22
2.3.1. Matriz fotovoltaica	22
2.3.1.1. Equivalente Norton de la Celda Solar	23
2.3.2. Convertidor Boost	23
2.3.3. Inversor Fuente de Voltaje	24

2.4.	Solución General Mediante Modelos Equivalentes Discretos	26
2.5.	Convergencia Rápida al Ciclo Límite	27
2.6.	Factorización de Matrices Dispersas	29
2.7.	Aplicación de Técnicas Numéricas Avanzadas	29
2.7.1.	Métodos CCA-DN y CCA-DNM	30
2.7.2.	Métodos CCA-LU y CCA-LDU	32
2.8.	Conclusiones	33
3.	Modelado y Simulación de Sistemas Eléctricos con Componentes No Lineales	35
3.1.	Introducción	35
3.2.	Análisis y Evaluación de la Solución de Sistema Eléctricos Lineales y No Lineales.	36
3.2.1.	Caso de Estudio 3.1: MEDT y MEDN en Circuitos Eléctricos.	36
3.2.1.1.	Análisis de Circuitos Eléctricos <i>RLC</i> Serie	36
3.2.1.2.	Representación de Sistemas Eléctricos con Ramas <i>RL</i> Serie	37
3.2.1.3.	Resultados de la Simulación	38
3.2.2.	Caso de Estudio 3.2: Análisis Comparativo entre los enfoques SSM y CCA en Sistemas Eléctricos No Lineales	40
3.2.2.1.	Resultados de la simulación	41
3.2.3.	Caso de Estudio 3.3: Comparación Cuantitativa de Modelos Equivalentes de Fuente Fotovoltaica	43
3.2.3.1.	Resultados de la simulación	44
3.2.4.	Caso de Estudio 3.4: Red Eléctrica de CA Suministrada por una Fuente Fotovoltaica	46
3.2.4.1.	Resultados de la simulación	47
3.2.5.	Caso de Estudio 3.5: Solución de Estado Estacionario Periódico de Sistemas Eléctricos con Componentes Variantes en el Tiempo.	49
3.2.5.1.	Resultados de la simulación	50
3.3.	Conclusiones	52
4.	Evaluación de Fenómenos Adversos de Calidad de la Energía en Sistemas Eléctricos	55
4.1.	Introducción	55
4.1.1.	Caso de Estudio 4.1: Descomposición LU de Matrices Dispersas Equivalentes a los Sistemas Eléctricos de 5, 14, 30, 57, 118, 300, 2393, 6470 y 13659 Nodos.	57
4.2.	Evaluación de Fenómenos Adversos de Calidad de la Energía en Sistema Eléctricos de Pequeña Escala	60
4.2.1.	Caso de Estudio 4.2: Sistema Eléctrico de 5 Nodos Modificado que Incluye una Fuente de Corriente Armónica y Doble Falla de Fase a Tierra.	60
4.2.1.1.	Resultados de la Simulación	61
4.2.2.	Caso de Estudio 4.3: Análisis de Depresiones de Voltaje en el Sistema Eléctrico de 30 Nodos Modificado.	63
4.2.2.1.	Resultados de la Simulación	64

4.2.3.	Caso de Estudio 4.4: Evaluación de Calidad de la Energía en el Sistema de Eléctrico de 30 Nodos Modificado.	65
4.2.3.1.	Resultados de la Simulación	66
4.3.	Cálculo Rápido de la Solución de Sistemas Eléctricos de Pequeña, Mediana y Gran Escala Modificados.	70
4.3.1.	Caso de Estudio 4.5: Sistemas Eléctricos de 5, 14, 30, 57, 118, 300, 2393 y 6470 Nodos Modificados que Incluyen Fuentes de Corriente Armónicas y Fallas de Fase a Tierra.	70
4.3.1.1.	Resultados de la Simulación	71
4.3.2.	Caso de Estudio 4.6: Sistemas Eléctricos de 30, 57, 118, 300, 2393 y 6470 Nodos Modificados con Fuentes Fotovoltaicas.	73
4.3.2.1.	Resultados de la Simulación:	74
4.4.	Conclusiones	77
5.	Conclusiones Generales y Recomendaciones Para Trabajos Futuros	81
5.1.	Conclusiones Generales	81
5.2.	Recomendaciones Para Trabajos Futuros	83
A.	Integración Numérica	85
A.1.	Elementos lineales	85
A.1.1.	Modelo equivalente discreto de Thevenin y Norton	86
A.2.	Elementos no lineales y variantes en el tiempo	89
A.2.1.	Rama magnetizante discreta	89
A.2.2.	Configuración de conmutación discreta	89
A.2.3.	Modelo discreto de TCR	91
B.	Métodos Newton	93
B.1.	Diferenciación Numérica (DN)	93
B.2.	Diferenciación Numérica Mejorada (DNM)	94
C.	Técnicas de Dispersidad	95
C.1.	Descomposición LU	96
C.2.	Descomposición LDU	96
D.	Parámetros de los Casos de Estudio	97
D.1.	Caso de Estudio 3.1	98
D.2.	Caso de Estudio 3.2	98
D.3.	Casos de Estudio 3.3 y 3.4	98
D.4.	Caso de Estudio 3.5	100
D.5.	Caso de Estudio 4.2	100
D.6.	Caso de Estudio 4.3	100
D.7.	Caso de Estudio 4.4	101
D.8.	Caso de Estudio 4.5	101
	Referencias	103

Lista de Figuras

2.1.	Diagrama esquemático del MEDN.	21
2.2.	Esquema equivalente discreto de fuente fotovoltaica: a) Equivalente Norton, b) Capacitor de enlace, c) Convertidor Boost, d) Inversor fuente de voltaje, e) Filtro pasivo y f) Red de CA.	22
2.3.	Estados de operación del convertidor Boost: a) Caso 1 y b) Caso 2.	24
2.4.	Estados de operación del inversor fuente de voltaje: a) Par 1 y b) Par 2.	25
2.5.	Esquema del proceso de solución aplicando los métodos CCA-DN y CCA-DNM.	30
2.6.	Solución generalizada mediante la aplicación de los métodos CCA-LU y CCA-LDU.	32
3.1.	Circuito eléctrico RLC serie: a) MEDT, b) Diagrama básico y c) MEDN.	37
3.2.	Sistema eléctrico con ramas RL serie: a) MEDT, b) Diagrama esquemático y c) MEDN.	37
3.3.	Formas de onda: a) Corriente I_{L_1} y b) Voltaje V_{C_1}	38
3.4.	Formas de onda: a) Corriente $I_{R_2L_2}$ y b) Voltaje V_{C_2}	39
3.5.	Sistema eléctrico de 3 nodos: a) Diagrama convencional y b) Diagrama equivalente de MEDN.	40
3.6.	Forma de onda de voltaje V_3	42
3.7.	Espectro armónico: a) Voltaje V_3 , b) Corriente $I_{R_5\psi_5}$	42
3.8.	Modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica conectado a una fuente de CA.	44
3.9.	Formas de onda en el PCC: a) Corriente I_{pcc} y b) Voltaje V_{pcc}	45
3.10.	Incorporación de fuente fotovoltaica al sistema externo.	46
3.11.	Modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica conectada a una red eléctrica de distribución.	46
3.12.	Forma de onda de corriente I_{pcc} : a) Intervalo de tiempo de simulación y b) Ampliación.	49
3.13.	Sistema eléctrico de 14 nodos modificado que incluye TCRs en los nodos 12 y 14.	49
3.14.	Formas de onda de corriente I_{TCR_1} : a) Corriente de línea I_{TCR_1} , b) Espectro armónico y c) Estado estacionario no sinusoidal de corriente I_{TCR_1}	52

4.1. Mapas de topología de matrices dispersas de los sistemas eléctricos: a) 5 nodos, b) 14 nodos, c) 30 nodos, d) 57 nodos, e) 118 nodos, f) 300 nodos, g) 2393 nodos, h) 6470 nodos y i) 13659 nodos.	58
4.2. Descomposición LU de los sistemas eléctricos: a) 5 nodos, b) 14 nodos, c) 30 nodos, d) 57 nodos, e) 118 nodos, f) 300 nodos, g) 2383 nodos, h) 6470 y i) 13659 nodos.	59
4.3. Sistema eléctrico de 5 nodos modificado que incluye la inyección de corriente armónica en el nodo 4, así como la presencia de doble falla de fase a tierra en los nodos 3 y 4.	60
4.4. Forma de onda de voltaje en el nodo 3 incluyendo doble falla de fase a tierra en los nodos 3 y 4: a) Tiempo de simulación de 0.5 segundos y b) Respuesta ampliada entre 0.18 y 0.42 segundos.	61
4.5. Corriente de rama 3-4: a) Forma de onda y b) Contenido armónico.	62
4.6. Sistema eléctrico de 30 nodos modificado bajo condiciones de fallas de fase a tierra.	63
4.7. Forma de onda de voltaje en el nodo 29 ante la presencia de múltiples fallas de fase a tierra en el rango de tiempo entre 0.2 y 0.7 segundos.	64
4.8. Sistema eléctrico de 30 nodos modificado.	65
4.9. Forma de onda de voltaje en el nodo 5: a) Respuesta de doble falla de fase a tierra en los rangos de tiempo de 0.2 a 0.3 y 0.3 a 0.4 segundos y b) Respuesta ampliada de transitorio oscilatorio de voltaje entre 0.4 y 0.44 segundos.	67
4.10. Forma de onda de voltaje en el nodo 13 durante la simulación de 0.5 segundos: a) Respuesta que incluye una fuente fotovoltaica y b) Respuesta ampliada de un ciclo completo de 0.1 a 0.116 segundos.	68
4.11. Respuesta de la evolución de la forma de onda de la corriente de rama 12-13 durante la simulación de 0.5 segundos: a) Respuesta obtenida en intervalos de tiempo de 0.1 a 0.2 y 0.3 a 0.5 segundos y b) Respuesta ampliada entre 0.083 y 0.133 segundos.	68
4.12. Espectro armónico en el PCC: a) Voltaje V_{PCC} , b) Corriente I_{PCC}	69
4.13. Formas de onda de voltajes y corrientes del sistema eléctrico de 30 nodos modificado, obtenidas aplicando el método CCA_{TR} (usando descomposición LU de matrices dispersas): a) Voltajes nodales, b) PSCAD/EMTDC [®] , c) Error, d) Corrientes de rama, e) PSCAD/EMTDC [®] y f) Error.	73
4.14. Sistema eléctrico de 118 nodos modificado con fuentes fotovoltaicas.	74
4.15. Formas de onda de corrientes de rama del sistema eléctrico de 118 nodos modificado con fuentes fotovoltaicas: a) CCA_{RT-LU} , b) PSCAD/EMTDC [®] , c) Error.	76
4.16. Espectro armónico, asumiendo la conexión de fuentes fotovoltaica en el sistema eléctrico de 118 nodos modificado: a) Resultados obtenidos mediante el método CCA_{RT-LU} y b) Simulación de PSCAD/EMTDC [®] , c) Error y d) Contenido armónico individual.	77
A.1. Diagrama esquemático: a) Semiconductores y b) Resistencia variable discreta (R_s).	89
A.2. Modelo de TCR: a) Diagrama de TCR y b) MEDN de TCR.	91

Lista de Tablas

2.1.	Estados de operación del convertidor CD-CD.	24
2.2.	Estados de operación del inversor fuente de voltaje.	25
3.1.	Características de los modelos CCA_{Th} y CCA_N	39
3.2.	Desajustes obtenidos durante la convergencia de los métodos aplicados en el caso de estudio.	41
3.3.	Distorsión armónica total de voltaje y de corriente medida (THD).	43
3.4.	Tiempos de CPU (s).	43
3.5.	Proceso de convergencia de los modelos equivalentes de fuente fotovoltaica.	44
3.6.	Resultados obtenidos de los modelos equivalentes de fuente fotovoltaica en el PCC.	45
3.7.	Tiempos de CPU (s).	45
3.8.	Desajustes obtenidos durante el proceso de convergencia usando los métodos de aceleración CCA_{RT-DN} y CCA_{RT-DNM} (utilizando EI y RT), caso de estudio 4.4.	47
3.9.	Resultados obtenidos en el PCC, caso de estudio 4.4.	48
3.10.	Desajustes obtenidos durante el proceso de convergencia, caso de estudio 4.5.	51
3.11.	Tiempos de CPU (s).	51
4.1.	Tiempos requeridos de CPU (s).	65
4.2.	Tiempos de cálculo requeridos por el CPU (s).	70
4.3.	Sistemas eléctricos modificados que incluye corrientes armónicas y fallas de fase a tierra.	70
4.4.	Desajustes obtenidos durante el proceso de solución aplicando el método CCA_{TR-LU}	71
4.5.	Tiempos de CPU (s).	72
4.6.	Sistemas eléctricos modificados que incluyen fuentes fotovoltaicas.	73
4.7.	Desajustes obtenidos durante la convergencia aplicando el método CCA_{RT-LU}	75
4.8.	Tiempos de CPU (s).	75
4.9.	Esfuerzo computacional de CPU (%).	76
A.1.	Reglas de integración numérica	85
A.2.	Reglas de integración numérica basadas en el enfoque CCA.	87
A.3.	MEDN y MEDT mediante el principio de CCA.	88

A.4. Rama magnetizante no lineal a partir de los enfoques SSM y CCA.	90
D.1. Parámetros de los circuitos eléctricos <i>RLC</i> y ramas <i>RL</i> serie (p.u.).	98
D.2. Sistema eléctrico de 3 nodos (p.u.)	98
D.3. Datos: Red eléctrica de CA y fuente fotovoltaica monofásica	98
D.4. Parámetros de los dispositivos TCRs 1 y 2 (p.u.).	100
D.5. Inyección de corriente armónica y doble falla de fase a tierra (p.u.).	100
D.6. Resistencias equivalentes: 5 fallas de fase a tierra (p.u.).	100
D.7. Resistencias equivalentes: Fallas de fase a tierra en los nodos 5 y 29 (p.u.). .	101
D.8. Corriente armónica (p.u.).	101
D.9. Resistencias equivalentes: Fallas de fase a tierra (p.u.).	101

Lista de Acrónimos y Símbolos

Alternative Transients Program	ATP
Aproximación Directa	AD
Capacitancia (Faradio)	C
Carga del electrón	q
Central Processing Unit	CPU
Ciclo de trabajo	d
Circuito abierto	ca
Companion-Circuit Analysis	CCA
Conductancia equivalente	g
Constante de Boltzmann	k'
Constante de perturbación	ξ
Corto circuito	cc
Corriente Alterna	CA
Corriente Directa	CD
Corriente de corto circuito	I_{cc}
Corriente de historia pasada entre k - m	$\mathbf{I}_{H_{km}}$
Corriente de rama entre k - m	$\dot{\mathbf{i}}_{km}$
Corriente generada por radiación solar	I_g
Corriente de saturación	I_o
Corriente de la celda fotovoltaica	I_{pv}
Corriente de Norton	I_N
Corriente terminal de módulo fotovoltaico ideal	I_c
Critical Damping Adjustment	CDA
Diferenciación Numérica	DN
Diferenciación Numérica Mejorada	DNM
Discrete Fourier Transform	DFT
Ecuación Algebraica Ordinaria	EAO
Ecuación Algebraica Diferencial	EAD
Ecuación Diferencial Ordinaria	EDO
ElectroMagnetic Transients	EMT
ElectroMagnetic Transients including DC	EMTDC
ElectroMagnetic Transients Program	EMTP
Euler Explícito	EE
Euler Implícito	EI

Expansión Exponencial Discreta	EED
Factor de idealidad del diodo	σ
Flujo magnético	ψ
Frecuencia de conmutación	f_c
Frecuencia de modulación	m_f
Frecuencia del sistema	f_s
Fuerza Bruta	FB
High Voltage direct current	HVdc
Impedancia	Z
Inductancia (Henrio)	L
Índice de modulación	m_a
Infinito	∞
Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica	IEEE
Institute for Scientific Information	ISI
Insulated-Gate Bipolar Transistor	IGBT
Journal Citation Report	JCR
Lenguaje C más más	C++
Ley de Corrientes de Kirchhoff	LCK
Ley de Voltajes de Kirchhoff	LVK
Lower-Upper	LU
Lower-Diagonal-Upper	LDU
Matriz de conductancias	G
Matriz de coeficientes	A
Matriz de identificación	C
Matriz de transición de estado	Φ
MATrix LABoratory	MATLAB
Matriz triangular inferior	L
Matriz triangular superior	U
Matriz unitaria	I
Maximum Power Point	MPP
Maximum Power Point Tracking	MPPT
Métodos Numéricos Avanzados	MNA
Megavoltamperio	MVA
Modelo Equivalente Discreto de Norton	MEDN
Modelo Equivalente Discreto de Thevenin	MEDT
No Aplica	NA
Número de Ciclos Completos	NCC
Numero de módulos en Serie	N_s
Paso de tiempo	Δt
Perturbación secuencial	Δx
Periodo de tiempo	T
Periodo de conmutación de estado encendido	T_e
Periodo de conmutación de estados encendido/apagado	T_c
Point of Common Coupling	PCC
Power Systems Computer Aided Design	PSCAD

Por unidad	p.u
Pulse Width Modulation	PWM
Real Systems Computer Aided Design	RSCAD
Regla trapezoidal	RT
Resistencia (Ohm)	R
Resistencia de Norton	R_N
Resistencia paralelo en el panel (ohm)	R_p
Resistencia serie en el panel (ohm)	R_s
Resistencia variable discreta (Encendido)	$R_{s,e}$
Resistencia variable discreta (Apagado)	$R_{s,a}$
Sinusoidal Pulse Width Modulation	SPWM
State-Space Model	SSM
Standard	Std
Temperatura absoluta	T
Thyristor-Controlled Reactor	TCR
Tiempo	t
Tiempo de encendido	t_e
Tiempo de apagado	t_a
Total Harmonic Distortion	THD
Trapezoidal History Term Averaging	THTA
Transient Network Analyzers	TNA
Variable de entrada	u
Variable de estado	x
Variable de salida	y
Vector de voltajes nodales	v
Vector de corrientes de ramas	I
Vector de fuentes de corriente externas	i
Voltaje	V
Voltaje de control	V_{con}
Voltaje de entrada del convertidor	V_{tri}
Voltaje de circuito abierto	V_{ca}
Voltaje de terminal fotovoltaico	V_{pv}
Voltaje en el nodo k	v_k
Voltaje en el nodo m	v_m
Voltaje térmico del diodo	V_T

Lista de publicaciones

Artículos publicados en revistas indexadas por el JCR:

1. J. C. Godínez-Delgado, A. Medina-Rios and R. Tapia-Sánchez, “A Time-Domain Companion-Circuit Newton-Based Methodology Applied to the Harmonic Analysis of Electrical Networks With PV Systems,” in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 129108-129122, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3005671. Factor de impacto: 3.9.
2. J. C. Godínez-Delgado and A. Medina-Rios, “Comparative Analysis of State-Space and Companion-Circuit Methodologies for the Periodic Steady-State Solution in Time-Domain of Nonlinear Electric Networks,” in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 71712-71724, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3079109. Factor de impacto: 3.9.

Artículos de conferencias indexados por el ISI Thompson:

1. J. C. Godínez-Delgado and J. A. Medina-Ríos, “Periodic steady state solution of photovoltaic generation systems in time domain,” *2019 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, Ixtapa, México, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/ROPEC48299.2019.9057084.
2. J. C. Godínez-Delgado and A. Medina-Rios, “Harmonic analysis of grid connected PV systems by applying discrete-time companion-circuits,” *2020 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, Ixtapa, México, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/ROPEC50909.2020.9258761.
3. J. C. Godínez-Delgado and A. Medina-Ríos, “Periodic steady-state computation in time-domain of microgrids with PV systems based on companion-circuit analysis,” *2021 World Congress in Computer Science, Computer Engineering, & Applied Computing (CSCE'21)*, Vegas, Nevada, EUA, 2021, pp. 1-6.

4. J. C. Godínez-Delgado and A. Medina-Ríos, “Thevenin and Norton discrete equivalent models in electric circuits using companion-circuit analysis,” *Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales (RVP-AI/ROC-C’2021)*, Acapulco, México, 2021, pp. 1-6.
5. J. C. Godínez-Delgado, A. Medina-Ríos and R. Cisneros-Magaña, “Assessment of power quality adverse effects on electric networks using companion-circuit analysis,” *2021 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, Ixtapa, México, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/ROPEC53248.2021.9668068.
6. J. C. Godínez-Delgado, A. Medina-Ríos and R. Cisneros-Magaña, “Efficient assessment of power quality adverse phenomena using discrete Norton equivalent models,” *Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales (RVP-AI/ROC-C’2022)*, Acapulco, México, 2022, pp. 1-6.
7. J. C. Godínez-Delgado and A. Medina-Ríos, “A method for the assessment of voltage sags in power systems based on sparse matrix factorization,” *2022 North American Power Symposium (NAPS)*, Salt Lake City, UT, USA, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/NAPS56150.2022.10012258.
8. J. C. Godínez-Delgado, A. Medina-Ríos and R. Cisneros-Magaña, “Fast steady-state solution of electric systems under harmonic distortion conditions based on sparse matrix LU decomposition,” *2022 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, Ixtapa, México, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/ROPEC55836.2022.10018750.
9. J. C. Godínez-Delgado, A. Medina-Ríos and R. Cisneros-Magaña, “Companion-circuit algorithms for swift steady-state solution of large-scale power systems based on sparse matrix LU decomposition,” *Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales (RVP-AI/ROC-C’2023)*, Acapulco, México, 2023, pp. 1-6.
10. J. C. Godínez-Delgado, A. Medina-Ríos and R. Cisneros-Magaña, “A companion-circuit branch representation and factorization of sparse matrices for the efficient solution of large-scale power systems,” *2023 North American Power Symposium (NAPS)*, Asheville, North Carolina, USA, 2023, pp. 1-6. (Aceptado, en proceso de publicación).

Capítulo 1

Introducción

La simulación en el campo de la ingeniería eléctrica ha utilizado diversos métodos y representaciones para el análisis de sistemas eléctricos, cuya aplicación se ha convertido en una de las herramientas más importantes utilizadas para determinar el desempeño de los sistemas eléctricos, ya que en la actualidad las nuevas regulaciones y la incorporación de nuevas tecnologías requiere de estudios más rigurosos que sirvan como referencia para el diseño y planeación de sistemas eléctricos.

1.1. Introducción

Se considera que en los sistemas eléctricos de potencia ideales la frecuencia es única y constante, sus formas de onda de voltaje y corriente son senoidales. Desafortunadamente, estas condiciones de operación no están presentes en sistemas eléctricos de potencia prácticos, en donde la frecuencia es cuasi-constante, existe cierto grado de desbalance, originando una distorsión de las formas de onda senoidales de voltaje y corriente. Este fenómeno, conocido como distorsión armónica, está documentado desde décadas atrás [Arrillaga *et al.*, 1997]. Una consecuencia de este fenómeno es la reducción en la vida útil de dispositivos electrónicos, equipos eléctricos, máquinas eléctricas y otros.

En la distorsión armónica existen distintos tipos de fenómenos adversos de calidad de la energía, como lo son interarmónicos, depresiones y sobrevoltajes, disturbios, transitorios, entre otros [Watson y Arrillaga, 2007], [IEEE Standards Association, EIC y otros, 2019]. El tiempo de operación de estos fenómenos se establece en variaciones de corto, mediano y largo plazo [Zhang y Yan, 2020]. Estos fenómenos en su mayoría son causados por

la incorporación de equipo basado en electrónica de potencia, eventos naturales o el mal manejo en la operación. Sin embargo, esto es una tarea difícil, ya que, en el marco de calidad de la energía, este tipo de eventos o fenómenos limitan los índices de calidad de la energía [Zhang y Yan, 2020], [Hatziargyriou *et al.*, 2021].

Es importante la actualización de este tipo de índices, ya que pueden ser utilizados para la aplicación de nuevos marcos regulatorios. En la mayoría de las naciones se tienen bien definidas y establecidas políticas orientadas en la aplicación de normas o estándares que permitan una identificación, clasificación y regulación de este tipo de fenómenos [IEEE Standards Association, EIC y otros, 2019]. Por ello, en el estudio de fenómenos adversos de calidad de la energía no solo se requiere de identificar el tipo de fenómeno, el tiempo de operación y el efecto que ocasionan, sino que además son requeridas el uso de herramientas computacionales que permitan una simulación eficiente y adecuada. Por ello, durante años se ha realizado el estudio de estos fenómenos, ya que los sistemas eléctricos requieren de regulaciones que permitan garantizar la eficiencia, confiabilidad, calidad, continuidad y sobre todo la seguridad en la operación [Comisión Reguladora de Energía, 2023].

Esta es la principal motivación para el desarrollo y aplicación de una metodología que consiste en la combinación de técnicas numéricas avanzadas para obtener una representación simple, rápida, eficiente y precisa para el análisis de la solución de estado estacionario periódico y la evaluación de fenómenos de calidad de la energía de sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala. La metodología en el dominio del tiempo consiste en la combinación de análisis de circuito acompañante o modelo equivalente discreto de Norton, las técnicas de acercamiento rápido al estado estacionario periódico basadas en los procesos de diferenciación numérica convencional y mejorada (DN y DNM, respectivamente) y la factorización de matriz dispersa mediante la descomposición LU y LDU.

1.2. Revisión del estado del arte

Desde la década de los sesentas el análisis de sistemas eléctricos se ha llevado a cabo sustancialmente mediante la aplicación de múltiples métodos [Stevenson, 1962], [Kuh y Rohrer, 1965], [Stagg y El-Abiad, 1968], [Dommel, 1969], [Chua y Lin, 1975], [DeCarlo y Saeks, 1981]. Estos métodos proliferaron y tuvieron que ser modificados y mejorados ante la presencia de restricciones, en donde los métodos tradicionales no eran capaces de obtener

resultados eficientes. Algunos factores que influyeron en su aplicación es el tipo de sistema eléctrico, el incremento o cambio en la topología, incremento de elementos no lineales, la configuración de componentes de electrónica de potencia, el manejo de un gran número de variables, fallas diversas, entre otros. Estos factores contribuyeron considerablemente en la precisión, la eficiencia, el cálculo y la memoria requerida durante el proceso de solución.

Dada esta situación, en la simulación de sistemas eléctricos los métodos desarrollados para distintas aplicaciones han sido muy diversos y hasta el momento no se ha tomado uno como referencia, que pueda ser utilizada en múltiples aplicaciones. Por el contrario, se han dado a la tarea de especializar o en su caso de combinar distintas técnicas de análisis para mejorar el rendimiento, ya sea de algebra lineal, métodos numéricos, herramientas computacionales, entre otras. [Kuo, 1966], [Balabanian *et al.*, 1969], [Brameller, 1976], [Duff, 1977], [Semlyen y Medina, 1995], [Dommel, 1996], [Garcia y Acha, 2004], [Medina *et al.*, 2013], [Gallardo *et al.*, 2013], [Diaz-Araujo *et al.*, 2018], [Godínez-Delgado *et al.*, 2020].

1.2.1. Métodos de análisis

El estado estacionario periódico de sistemas eléctricos se puede determinar a partir de la aplicación de métodos en el dominio del tiempo [Kuh y Rohrer, 1965], [Dommel, 1969], métodos en el dominio de la frecuencia [Arrillaga *et al.*, 1995] y métodos en el dominio híbrido (tiempo-frecuencia), cuyo enfoque combina las ventajas de uno y otro [Semlyen y Medina, 1995], [Ramírez, 2009], [Ramírez y Moreno, 2011]. Algunas ventajas importantes de métodos en el dominio del tiempo con respecto a métodos en el dominio de la frecuencia, consisten en obtener de manera simple representaciones de componentes no lineales y variantes en el tiempo, ya que si aplicamos métodos en el dominio de la frecuencia las representaciones de elementos no lineales y variantes en el tiempo pueden resultar aún más complejas. En este marco de referencia la tesis se ubica en los métodos en el dominio del tiempo, cuyas representaciones consisten en el modelo de espacio de estado (SSM, por sus siglas en inglés) y el análisis de circuito acompañante (CCA, por sus siglas en inglés). Estas representaciones/modelos se utilizan para plantear y obtener un conjunto de ecuaciones diferenciales ordinarias (EDOs), ecuaciones algebraicas ordinarias (EAOs) o ecuaciones algebraicas diferenciales (EADs), a partir del análisis de sistemas eléctricos con componentes lineales, no lineales y variantes en el tiempo.

1.2.1.1. Trabajos relevantes acerca de los métodos en el dominio del tiempo

El modelo de espacio de estado (SSM, por sus siglas en inglés), está bien documentado y ha sido utilizado en distintas aplicaciones [Stagg y El-Abiad, 1968], [Balabanian *et al.*, 1969], [Chua y Lin, 1975], [DeCarlo y Saeks, 1981]. Una breve descripción del SSM, está basada en la teoría de circuitos eléctricos que consiste en obtener una representación denominada variable de estado a partir de la corriente en el inductor (L) y voltaje en el capacitor (C). Estos componentes están determinados por su topología de interconexión a través de nodos y ramas. Después, se aplican las leyes de la conservación de la energía que consiste en las leyes de corrientes y voltajes de Kirchhoff (LCK y LVK, respectivamente). Estas leyes son aplicaciones ordenadas y sistemáticas que son utilizadas para el análisis de nodos y mallas, lo que da como resultado un conjunto de EDOs de primer orden. Estas ecuaciones si se combinan permiten una representación vectorial que se conoce como espacio de estado. La forma general está representada por la siguiente connotación: $\dot{\mathbf{x}}=[\mathbf{A}]\mathbf{x}+[\mathbf{B}]\mathbf{u}$. Principalmente el SSM consta de tres tipos de variantes: estados (\mathbf{x}), entradas (\mathbf{u}) y salidas.

Trabajos relevantes que utilizaron el enfoque de espacio de estado son descritos de manera concisa a continuación:

En [García, 1998] se propone la solución de estado estacionario periódico en redes eléctricas con componentes no lineales (ramas magnetizantes) en el dominio del tiempo, mediante la aplicación de un método para la aceleración de la convergencia de las variables de estado que consiste en DN. Aunque fue una de las primeras aportaciones en el ámbito de los métodos asociados con DN, el método propuesto solo considero la aplicación a redes eléctricas no lineales de pequeña escala.

En [Paz, 2007] se desarrolló una metodología autónoma para la generación automática de EDOs a partir de sistemas eléctricos monofásicos y trifásicos con componentes lineales, no lineales y variantes en el tiempo, que utiliza diversas técnicas numéricas y computacionales, tales como técnicas de aceleración de la convergencia de las variables de estado, técnicas de dispersidad, técnicas de procesamiento en paralelo y técnicas de programación orientada a objetos, para la solución del estado estacionario periódico. Esta aplicación es muy novedosa y los resultados lo comprueban, sin embargo, la metodología ha sido considerada en sistemas eléctricos de hasta 118 nodos.

En [Gallardo, 2010] se presenta una herramienta digital para la simulación en el dominio del tiempo de la generación distribuida basada en energías renovables (eólica y fotovoltaica), mediante la aplicación de técnicas numéricas y computacionales, tales como procesamiento en paralelo, programación orientada a objetos y técnicas de acercamiento rápido a la solución. La herramienta desarrollada se aplicó a componentes asociados con generación distribuida a escala reducida y no con respecto a sistemas de grandes dimensiones.

En [Diaz-Araujo *et al.*, 2018] se propone una metodología para la evaluación de la operación dinámica y de estado estacionario periódico de los dominios del tiempo y frecuencia, basadas en la combinación de la integración numérica de la regla trapezoidal, la DN para acelerar la solución y la interpolación cúbica para reconstruir la forma de onda. Esta aplicación es capaz de resolver un conjunto de EADs obtenidas a partir de una micro red eléctrica monofásica suministrada por un sistema de generación fotovoltaico. La aplicación no detalla si las variables de estado equivalentes fueron obtenidas mediante análisis teórico o automatizado, lo que limita la aplicación en sistemas de gran escala. En este caso, el modelo obtenido del sistema de generación fotovoltaico basado en el SSM puede contribuir significativamente durante el proceso de representación, así como la solución de toda la red.

En particular, la utilización de fuentes de generación fotovoltaicas en este ámbito es cada vez mayor, por lo que su representación ha sido un tema de interés relevante, ya que su funcionamiento es afectado debido a su variabilidad e intermitencia y con ello contribuir a una mala calidad de la energía. Esta afectación se puede abordar mediante diversos enfoques en el dominio del tiempo basados en el modelo de espacio de estado (SSM, por sus siglas en inglés), cuya representación consiste en el modelo conmutado. Este desarrollo es utilizado para representar las configuraciones de conmutación. Aunque es el enfoque más utilizado, posteriormente se aproximó a un modelo promediado [Middlebrook y Cuk, 1976], en donde las configuraciones se unifican en cada acción de conmutación. Estos enfoques son los más precisos y más utilizados, pero presentan desventajas, ya que se requiere un esfuerzo computacional considerable para la solución, así como también una representación detallada de las diferentes configuraciones de conmutación.

En [Dommel, 1996], se abordó un enfoque para la representación de convertidores/inversores, el cual consiste en sustituir un conjunto de resistencias en paralelo en cada

semiconductor (diodo, transistor y otros). Este enfoque es adecuado en referencia a la solución, ya que se obtiene una representación por incidencia nodal. Aunque es una alternativa a los modelos ya conocidos, su representación genera diversas matrices en cada estado de conmutación y por ende requerirá mayor tiempo de solución; en [Yazdani *et al.*, 2011] se describen los componentes de un sistema de generación fotovoltaico monofásico, trifásico y conectado a la red, así como el ajuste de control en cada etapa de conversión. Se desarrolló un procedimiento utilizado para obtener un modelo equivalente de Norton a partir del módulo fotovoltaico básico; después en [Rodríguez, 2014] se presenta un modelo en el dominio armónico (HD por sus siglas en inglés) de un sistema de generación fotovoltaico monofásico conectado a una red. El arreglo fotovoltaico, así como la red son modelados como equivalentes de Thevenin, mientras que los componentes como el convertidor de CD e inversor de CD-CA son modelados mediante matrices de conmutación. La aplicación demuestra su eficiencia; en [Diaz-Araujo *et al.*, 2018] se presenta el modelo en espacio de estado (conmutado) de un sistema de generación fotovoltaico monofásico conectado a la red, los enfoques asociados a la representación y solución consisten en la combinación de la RT, el método de DN para acelerar el proceso de convergencia de las variables de estado, el algoritmo de interpolación cubica utilizada para obtener la forma de onda a partir de DN y la aplicación de procesamiento en paralelo basado unidades de procesamiento gráfico.

Estas aplicaciones están basadas en SSM, sin embargo, la alternativa es descrita en [Dommel, 1996], donde los modelos equivalentes discretos de componentes variantes en el tiempo permitirán una reducción de variables estado y la unificación de las configuraciones de conmutación. Por ende, en este trabajo de tesis se considera que los componentes variantes en el tiempo que conformar un sistema de generación fotovoltaico se sustituirán por modelos equivalentes discretos en su configuración estándar, los controles asociados en cada etapa de conversión de la energía no son considerados.

Como contraparte distintas contribuciones se realizaron en una dirección alternativa al SSM, la cual consiste en programas de computadora digital utilizado para estudios de transitorios electromagnéticos. Este enfoque se describe en orden cronológico a continuación.

En la década de los treinta los estudios relacionados de EMT consistían en cálculos teóricos. Después, se utilizó un método para el estudio de análisis de EMT que consistía

en TNA (Transient Network Analyzers). Los TNA utilizaban componentes físicos para diseñar y estudiar modelos eléctricos en miniatura. Su objetivo principal era la validación de modelos eléctricos físicos. Posterior a esta aplicación se consideraron aplicaciones de TNA para simulaciones digitales, donde se consideraron microcomputadoras de alto rendimiento para la adquisición de datos. Por ende, hubo la inquietud de un desarrollo de herramientas digitales que sirvieran como alternativas de los TNA para el estudio de EMT y no fue hasta la década de los cincuentas que tuvo origen algunas de las principales aplicaciones basadas en computadora digital, por ejemplo, en [Gabbard y Rowe, 1957] se ilustra el desarrollo de un método digital para el estudio de estabilidad transitoria mediante la solución de las ecuaciones de un sistema eléctrico. Posteriormente en dos contribuciones como [Concordia y Maginniss, 1959] y [Barthold y Carter, 1961], la programación digital fue implementada en un programa práctico para el análisis de problemas presentes en ondas viajeras.

En [McElroy y Porter, 1963] se ilustra una metodología que consiste en programas de computadora digital para el estudio de EMT en redes eléctricas lineales monofásicas y trifásicas de parámetros lineales, agrupados y distribuidos. Después, en [Kuo, 1966] y [Branin, 1967] se describen distintos métodos para el análisis de EMT en redes eléctricas basados en programas de computadora digital. En el primero se ilustran métodos para el estudio de redes eléctricas de diferentes escalas, análisis de nodos y mallas, topología de redes, análisis de circuitos no lineales, análisis de circuitos electrónicos, entre otros. Mientras que en el segundo se describen métodos numéricos para el análisis de redes eléctricas de tres tipos: redes lineales, de doble línea de CD y un nuevo enfoque para el análisis de redes de CA, así como la inestabilidad de la integración numérica y medios para resolverla.

A partir de estas contribuciones asociadas con la computadora digital, la integración numérica por la RT y el método de Bergeron, se estableció un desarrollo para el análisis de EMT en redes eléctricas monofásicas y multifásicas con parámetros concentrados y distribuidos, cuyo enfoque consiste en el análisis nodal que es representado por la sustitución de equivalentes Norton, la cual fue implementada por primera vez en [Dommel, 1969].

Esta contribución allano el camino para el desarrollo de simuladores digitales del tipo EMTP (Electro-Magnetic Transients Program). Las herramientas digitales del tipo EMTP disponibles se clasifican en dos principales categorías descritas a continuación:

- La simulación fuera de línea consiste en arreglos matemáticos, cuya configuración se basa en un tipo de programación que no está en sincronía con el tiempo o reloj real. Los simuladores están disponibles en [EMTP[®],], [ATP[®],], [EMTP-ATP[®],], [Microtran[®],], [EMTP-RV[®],], [PSCAD[®],] y [XTAP[®],].
- La simulación en tiempo real se realiza en sistemas informáticos que interactúan con componentes físicos que están en sincronismo en el tiempo o reloj real, cuya capacidad permite el intercambio de información. Las herramientas en tiempo real consisten en [RSCAD[®],], [OPAL-RT[®],] y [Typhoon-HIL[®],].

Una vez establecidos los fundamentos principales por [Dommel, 1969], surgieron distintas aplicaciones y desarrollos, descritas de la siguiente manera:

En [Dommel, 1971] se proporcionan modelos equivalentes para el estudio de EMT en redes eléctricas no lineales. Los modelos consisten en componentes de conmutación y enlace de flujo, cuyos modelos permiten proporcionar el funcionamiento de convertidores/diodos, efectos no lineales y variables en el tiempo. El modelado de componentes de conmutación consiste en la representación de dos resistencias conectadas en paralelo que representan los estados de conmutación encendido y apagado. Una resistencia tiene valor cercano a cero para circuito cerrado y otra cercano a infinito para circuito abierto.

En [Dommel, 1972] se presenta una subrutina de computadora digital para el cálculo de parámetros de líneas de transmisión y consecuentemente en [Dommel y Meyer, 1974] se detallan enfoques de análisis por computadora digital utilizados como alternativas a los TNA, para el estudio de diversas fallas, análisis de elementos de conmutación, así como de distintas perturbaciones presentes en los sistemas eléctricos.

En [Alvarado *et al.*, 1983] se ilustra la aplicación de la regla trapezoidal con amortiguamiento para la solución de las ecuaciones obtenidas a partir de sistemas eléctricos, mediante el enfoque de modelos equivalentes Norton. La aplicación consiste en identificar y mitigar las oscilaciones numéricas que se presentan cuando la regla trapezoidal se usa como diferenciador. Posteriormente en otras contribuciones asociadas con el desempeño de la regla trapezoidal, como en [Marti y Lin, 1989] y [Lin y Marti, 1990] se propone un desarrollo mejorado, donde las oscilaciones numéricas ocasionadas por el uso de la regla trapezoidal, se compensan mediante el uso del CDA (Critical Damping Adjustment). Esta aplicación

presenta algunas ventajas importantes respecto a la integración trapezoidal ordinaria, como el error de truncamiento y su desempeño.

En [Perkins *et al.*, 1995] se presenta una metodología para la inicialización de estado estacionario periódico de redes eléctricas no lineales en el dominio del tiempo, así como el análisis de armónicos debido a la saturación magnética en el transformador. Los componentes no lineales se representan por tramos mediante equivalentes de Thévenin.

En [Moreira y Marti, 2005] se describen técnicas de latencia para la simulación de sistemas eléctricos, la cual está relacionada con la capacidad de resolver numéricamente un conjunto de ecuaciones con distintos pasos de integración. Esta técnica permite la reducción del número de operaciones relacionadas con la solución.

En [Dufour *et al.*, 2011] se muestra un método combinado basado en el espacio de estado y análisis nodal para la simulación de redes eléctricas con componentes no lineales. Este método ofrece diversas ventajas para la solución, por ejemplo, en aplicaciones de tiempo real, ya que el enfoque en espacio de estado por si solo es ineficiente para redes conmutadas, donde las matrices equivalentes para todas las combinaciones de los interruptores requieren de una gran cantidad de memoria.

En [Wang *et al.*, 2014] se describe un método que permite la reducción de sistemas eléctricos de gran escala a modelos de espacio de estados en programas del tipo EMTP. Este método consiste de una interfaz entre el modelo de espacio de estado y el modelo de análisis nodal, lo que da como resultado el método de análisis nodal de espacio de estado. Este método es aplicado al sistema de prueba de 123 nodos del IEEE, cuya aplicación permite la viabilidad, validez y la eficiencia del método propuesto.

En [Ferreira *et al.*, 2015] se ilustra la comparación de distintos algoritmos aplicados a la solución de oscilaciones numéricas, entre ellas están las técnicas CDA y THTA (Trapezoidal History Term Averaging), donde son analizadas mediante los modelos equivalentes de Thevenin y Norton. Esta aplicación se comprobó en circuitos eléctricos *RLC* con la operación de apertura y cierre de interruptores.

En [Zhao *et al.*, 2019] se muestra la equivalencia entre dos enfoques basados en el análisis nodal (circuito acompañante) y DSE (Descriptor State-space Equation). El método de análisis nodal se utiliza para formar las ecuaciones del espacio de estado del descriptor a

partir de la aplicación de la regla trapezoidal. La equivalencia entre métodos se demuestra mediante el cálculo de valores propios utilizando un circuito eléctrico con elementos RLC .

En [Godínez-Delgado *et al.*, 2020] se propone una metodología que utiliza el modelo de circuito acompañante, cuyo enfoque se generalizó por “análisis de circuito acompañante” (CCA, por sus siglas en inglés); Este enfoque se combina con la técnica DN para la solución de estado estacionario periódico en redes eléctricas que incorporan fuentes fotovoltaicas. El modelo de fuente fotovoltaica descrito en [Godínez-Delgado y Medina-Ríos, 2020], sirve como alternativa a los modelos conmutado y promediado ya conocidos mostrados en [Godínez-Delgado y Medina-Ríos, 2019]. Este modelo reduce considerablemente sus variables de estado y por ende incrementa su eficiencia, velocidad y precisión.

En [Godínez-Delgado y Medina-Ríos, 2021a] se reporta un análisis comparativo de las metodologías de SSM y CCA, para la solución de estado estacionario periódico de redes eléctricas lineales y no lineales en el dominio del tiempo, que utilizan distintos métodos de integración numérica. Estos enfoques se combinan con técnicas de acercamiento rápido a la solución (DN y DNM), para mejorar su eficiencia. El rendimiento asociado de cada enfoque se relaciona en términos de esfuerzo computacional, velocidad y precisión.

En [Sinkar *et al.*, 2021] se desarrolló una herramienta alternativa y equivalente para la simulación de EMT de sistemas eléctricos, basada en el DSE (Descriptor State-space Equation) y la simulación de EMT utilizando circuito acompañante. Los modelos se comparan con respecto al cálculo de valores propios de un circuito eléctrico RLC , donde el desarrollo de un interfaz para combinar el enfoque basado en el DSE con la del simulador de EMT basado en circuito acompañante directamente en la subrutina de PSCAD/EMTDC®. Este método propuesto se combinó con procesamiento en paralelo para obtener una alta eficiencia. La simulación se obtuvo a partir del sistema de prueba de 39 nodos del IEEE que interconecta una red de alto voltaje en corriente directa (HVDC, por sus siglas en inglés).

1.2.1.2. Técnicas de acercamiento rápido al estado estacionario

El estado estacionario de un sistema eléctrico puede ser obtenido a partir de la integración numérica de un conjunto de EDOs (variables de estado). Este enfoque es el más utilizado y denominado Fuerza Bruta (FB) [Chua y Ushida, 1981], sin embargo, durante el proceso de solución se presentan algunas desventajas, como en sistemas eléctricos de gran

escala, el modelo obtenido aumenta y su proceso requiere de mayor esfuerzo computacional.

Algunos métodos que pueden satisfacer este tipo problema se han establecido y mejorado para obtener la solución de estado estacionario periódico de manera eficiente y rápida. Estos consisten en los métodos de perturbación, balance de armónicos y de disparo [Chua y Ushida, 1981]. El método de perturbación es un proceso iterativo, cuya solución se obtiene a partir de la linealización de las ecuaciones que describen el comportamiento de un sistema, sin embargo, este método no es recomendable en sistemas no lineales, ya que la solución puede ser imprecisa e inestable; el método de balance de armónicos obtiene la solución mediante un algoritmo de optimización que evita que se aplique la integración numérica, el cual establece y agrupa las variables de estado mediante series de Fourier. Aunque este método es interesante no es adecuado en sistemas de gran escala, ya que durante la representación de las variables de estado por componentes de series de Fourier se incrementa en proporción el número de variables a ser procesadas; y finalmente los métodos de disparo son los enfoques más utilizados para la determinación de la solución rápida en sistemas eléctricos con componentes lineales, no lineales y variantes en el tiempo.

Inicialmente estos métodos tienen origen en diversas aplicaciones como en [Aprille y Trick, 1972], cuya solución se obtiene a partir de una condición inicial mediante un esquema de iteración de Newton-Raphson; en [Nakhla y Branin, 1977] se propone el método de gradiente para obtener la solución de sistemas lineales autónomos y no autónomos; en [Skelboe, 1980] se propone un método unificado de extrapolación que consiste en los algoritmos: escalar, vectorial y de extrapolación polinómica mínima. Después en [Semlyen y Medina, 1995] se establecieron métodos de Newton de extrapolación al ciclo límite que consisten en aproximación directa (AD), diferenciación numérica (DN) y matriz exponencial (ME).

Estas técnicas se han utilizado en diversas aplicaciones; como en [Medina *et al.*, 2003] se describe la solución de estado estacionario periódico de un sistema eléctrico de potencia que incluye condensadores en serie controlados por tiristores (TCSC, por sus siglas en inglés). El proceso de solución se obtiene mediante un proceso de DN en comparación con la aplicación del método de FB por integración numérica de Runge Kutta de cuarto orden. La solución se compara en términos de eficiencia y precisión; en [Medina y Ramos-Paz, 2005] se aplican técnicas de extrapolación al ciclo límite basadas en los procesos de

DN, AD y ME, para la solución de estado estacionario periódico de redes eléctricas que incluyen ramas magnetizantes y hornos de arco. Los resultados obtenidos se comparan en términos de esfuerzo computacional con respecto a la solución de FB; en [Segundo-Ramírez y Medina-Rios, 2010] se propone el método DNM para reducir el esfuerzo computacional requerido durante el proceso de identificación de la matriz de transición de estado utilizada para la solución rápida al estado estacionario periódico de sistemas eléctricos no lineales. En este caso, la aplicación demuestra ventajas con respecto a la solución de DN, sin embargo, el método solo puede ser aplicado si es presente la simetría de media onda; en [Diaz-Araujo *et al.*, 2018] se ilustra el desarrollo de una metodología que consiste en la combinación de RT, DN e interpolación cúbica. Esta aplicación está orientada a la solución de redes eléctricas que incluyen sistemas de generación fotovoltaicas). En este caso, la metodología demuestra su eficacia, sin embargo, está limitada a redes eléctricas de escala reducida.

1.2.1.3. Técnicas de dispersidad

En análisis de sistemas eléctricos se deben de tener en cuenta dos puntos importantes: el planteamiento utilizado para obtener el modelo (ecuaciones) y el tipo de solución. Una de las formulaciones más utilizadas para obtener un modelo equivalente a partir de un sistema eléctrico consiste en el análisis nodal, cuya aplicación permite obtener un conjunto de ecuaciones de la forma lineal $[\mathbf{A}]\mathbf{x}=\mathbf{b}$. Una característica principal de esta formulación señala que la matriz de coeficientes \mathbf{A} puede ser densa o escasa en valor numérico.

Algunas de las estructuras estándar de matrices dispersas son definidas como no estructurada, bloque diagonal, banda diagonal, tridiagonal, entre otras. La solución a este problema lineal se puede obtener a partir de métodos directos e iterativos. Los métodos directos consisten en sistemas de matrices triangulares que se resuelven mediante sustitución hacia delante y/o hacia atrás a partir de la eliminación gaussiana, factorización LU, entre otros. Los métodos iterativos se clasifican en métodos Gauss Seidel, Jacobi, gradiente conjugado y otros. Los métodos directos se pueden aplicar en sistemas donde se tienen matrices densas o dispersas, sin embargo, en cualquiera de los dos casos la aplicación resulta no ser adecuada si el sistema es de grandes dimensiones. Este tipo de matrices presenta desventajas cuando se desea procesar su información, ya que generalmente contiene un gran número de elementos cero y la aplicación de métodos tradicionales de álgebra lineal es inusual.

Debido a esta limitante, los métodos tradicionales tuvieron cambios importantes en el manejo de matrices dispersas, por ejemplo, en [Kron, 1963] se presenta técnicas diakópticas, que consisten en separar el sistema completo en pequeños subsistemas, los cuales son resueltos por separados y luego los resultados se combinan para obtener la solución general. El método reduce considerablemente el tiempo de cálculo y optimiza el uso de memoria. En [Tinney y Walker, 1967] se propone un método para aprovechar y conservar la característica de matriz dispersa mediante el ordenamiento de factorización de matriz triangular superior, cuyo proceso consiste en la eliminación Gaussiana. El método demuestra ventajas asociadas con el esfuerzo computacional, memoria, velocidad y error de redondeo. Esta técnica permite un ordenamiento, almacenamiento y solución eficiente. En [Tewarson, 1970] se describen transformaciones de sistemas lineales dispersos mediante permutaciones (fila-columna) y se forman distintos algoritmos para cambiar matrices dispersas positivas y simétricas a matrices de banda: diagonal, diagonal de bloque banda, doble borde y diagonal de bloque de doble borde y otras. En [Zollenkopf, 1972] se propone la técnica de bifactorización para el manejo de matrices dispersas. Este proceso consiste en la descomposición de matrices factor utilizando la eliminación Gaussiana. La técnica es eficiente en términos de esfuerzo computacional y memoria. En [Brameller, 1976] se describen diversas técnicas de factorización de matrices dispersas asociadas con la aplicación de eliminación Gaussiana, cuyos procesos consisten en la descomposición LU, LDU y bifactorización. Se detallan las características principales de cada técnica, así como sus ventajas y desventajas.

A partir de estas aplicaciones han surgido técnicas de factorización de matrices dispersas para el análisis de sistemas eléctricos de gran escala, por ejemplo, en [Ibrahim, 1997] se presenta el desarrollo de un programa para el análisis de EMT. Se da la aplicación del programa para investigar el fenómeno de resonancia subsincrónica. La técnica propuesta consiste en aplicar el método de RT a las EDOs para obtener EAOs que se resuelven mediante el método de Newton-Raphson. Se adopta la factorización y una técnica de dispersidad para reducir el tiempo de cálculo y el uso de memoria.

1.3. Motivación detrás de la presente investigación

Después de una revisión en la literatura, así como de los avances de investigación en el análisis de sistemas eléctricos con componentes lineales, no lineales y variantes en el

tiempo, el enfoque más utilizado, es el basado en el modelo de espacio de estado (SSM, por sus siglas en inglés). Este enfoque (SSM) obtiene un conjunto de EDOs mediante el análisis de nodos y mallas; esto implica un proceso de análisis no inconveniente, en el caso de sistemas eléctricos de mediana y gran escala, ya que se puede obtener un gran número de EDOs (variables de estado), que mediante la aplicación de reglas de integración numérica se obtiene su solución. Este proceso se ha utilizado en diversos estudios mediante análisis teórico, por ejemplo, se ha destacado la propuesta en [Paz, 2007] utilizada para la generación automática de EDOs, aunque adicionalmente se requirieron diversas herramientas computacionales, para obtener el modelado y solución de manera eficiente.

Una alternativa equivalente al enfoque SSM, es la planteada, descrita y aplicada en esta tesis, cuya formulación se basa en el análisis de circuito acompañante (CCA, por sus siglas en inglés). Este enfoque consiste en obtener un número reducido de variables de estado de sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala; conservando sus características principales. Esta representación consiste en la sustitución de modelos equivalentes discretos de Norton (MEDN) en componentes eléctricos. El principio básico de esta representación se obtiene a través de trayectorias formadas por incidencia nodal, donde las variables de estado son equivalentes a los voltajes nodales, lo que implicaría una reducción de variables de estado; en promedio del 30 % en comparación con respecto al enfoque SSM. Su aplicación convencional es considerada, así como la combinación con técnicas de acercamiento rápido al estado estacionario periódico descritas en [Semlyen y Medina, 1995] y posteriormente mejoradas en [Segundo-Ramírez y Medina-Rios, 2010], mientras que para la aplicación en sistemas eléctricos de gran escala se propone la combinación con técnicas de dispersidad propuestas en [Brameller, 1976], para el manejo de matrices con alto grado de dispersidad.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo principal

- Diseño y aplicación de una metodología generalizada en el dominio del tiempo basada en la unificación de modelos equivalentes discretos y técnicas numéricas avanzadas para la rápida solución de estado estacionario periódico y estudios de calidad de la energía en sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala que incluyen componentes lineales, no lineales y variantes con el tiempo.

1.4.2. Objetivos particulares

- Desarrollo y aplicación de metodología generalizada basada en modelos equivalentes discretos, para obtener una representación unificada de las variables de estado, así como la solución de estado estacionario periódico de sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala, con componentes lineales, no lineales y variantes con el tiempo.
- Formulación y aplicación de modelos equivalentes discretos de componentes lineales, no lineales y variantes en el tiempo.
- Combinación y aplicación de modelos equivalentes discretos y técnicas de acercamiento rápido utilizando los procesos de DN y DNM, para la solución de estado estacionario periódico de sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala, con componentes lineales, no lineales y variantes con el tiempo.
- Combinación y aplicación de modelos equivalentes discretos y técnicas de factorización de matrices dispersas, para la solución de sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala, con componentes lineales, no lineales y variantes con el tiempo.
- Aplicación de metodología generalizada para la solución de estado estacionario periódico de sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala, así como la evaluación de fenómenos adversos de calidad de la energía.
- Validación de los resultados obtenidos con la metodología desarrollada, en comparación directa y bajo mismas condiciones de operación con PSCAD/EMTDC®.

1.5. Metodología

El proceso para el desarrollo y aplicación de la metodología desarrollada en este trabajo de investigación es la siguiente:

- Formulación y desarrollo de una metodología generalizada para la solución de estado estacionario periódico y la evaluación de fenómenos adversos de calidad de la energía en sistemas eléctricos con componentes lineales, no lineales y variantes en el tiempo.
- Implementación y aplicación de una representación basada en modelos equivalentes discretos de componentes lineales, no lineales y variantes en el tiempo.
- Incorporación y combinación de técnicas numéricas avanzadas, tales como diferenciación numérica convencional y mejorada, así como la factorización de matrices dispersas, con la finalidad de obtener una solución rápida y eficiente, así como reducir el uso de recursos computacionales.

- Aplicación de la metodología generalizada para una eficiente, rápida y precisa simulación de distintos casos de estudios propuestos.
- Análisis y comparación de los resultados obtenidos mediante la metodología generalizada con respecto a los resultados obtenidos por el simulador PSCAD/EMTDC® y la evaluación de distintos fenómenos adversos de calidad de la energía en comparación con los índices establecidos por las normas del IEEE.

1.6. Contribuciones principales

Las contribuciones más importantes obtenidas de este trabajo de tesis se resumen a continuación:

- Diseño y aplicación de una metodología generalizada en el dominio del tiempo basada en modelos equivalentes discretos para obtener una representación unificada a partir de la generación automática de las variables de estado de sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala, monofásicos, con componentes lineales, no lineales y variantes en el tiempo.
- Herramienta digital basada en modelos equivalentes discretos para la simulación de sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala, con componentes lineales, no lineales y variantes en el tiempo.
- Aplicación en la herramienta digital de técnicas de acercamiento rápido al ciclo límite basadas en DN y DNM, cuyo proceso de análisis se combina con modelos equivalentes discretos para una eficiente, rápida y precisa solución de estado estacionario periódico de sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala que incorporan sistemas de generación fotovoltaicos.
- Herramienta digital que combina modelos equivalentes discretos y técnicas numéricas avanzadas para estudios de la propagación de armónicos en sistemas eléctricos, así como el impacto asociado a la incorporación de componentes variantes en el tiempo, la cual permite la evaluación de cualquier número de armónicos.
- Consideración de casos de estudio en la herramienta digital desarrollada en referencia a la operación dinámica y estado estacionario periódico de sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala bajo la presencia de sistemas de generación fotovoltaicos para estudios de calidad de la energía.

1.7. Descripción de Capítulos

El Capítulo 2 describe de manera concisa los modelos y las técnicas numéricas avanzadas utilizadas en el desarrollo de esta tesis, cuyo enfoque consiste en la combinación de modelos equivalentes discretos que utiliza distintas reglas de integración numérica para obtener la representación de sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala, con componentes lineales, no lineales y variantes en el tiempo, así como la aplicación de técnicas de acercamiento rápido al estado estacionario periódico y técnicas de dispersidad, para el manejo de matrices con alto grado de dispersidad.

El Capítulo 3 ilustra la aplicación de la representación de MEDT y MEDN para el análisis de la solución de circuitos eléctricos; la aplicación de los métodos de aceleración, cuya combinación consiste entre el CCA y las técnicas DN y DNM, para la solución rápida de estado estacionario periódico en sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala, con componentes lineales, no lineales y variantes con el tiempo; la simulación de un modelo equivalente discreto de la fuente fotovoltaica con conexión a la red y la aplicación en el sistema eléctrico de 14 nodos que incluye componentes variantes en el tiempo.

El Capítulo 4 muestra la aplicación de la metodología generalizada basada en CCA utilizando reglas de integración numérica y la factorización de matrices dispersas mediante descomposición LU y LDU, para la solución de estado estacionario periódico de sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala, así como la evaluación de distintos fenómenos adversos de calidad de la energía.

El Capítulo 5 presenta las conclusiones generales obtenidas de la investigación realizada y de los distintos casos de estudios presentados en esta tesis. Por lo tanto, en base a la experiencia adquirida, se sugieren trabajos de investigación futuros a partir de este trabajo de tesis.

Capítulo 2

Modelos y Técnicas Numéricas Avanzadas

El análisis de sistemas eléctricos de potencia modernos que incluyen la incorporación de componentes no lineales y variantes en el tiempo, requiere el desarrollo de modelos y técnicas numéricas avanzadas con la finalidad de obtener resultados y simulaciones eficientes. Estas consideraciones permitirán disminuir significativamente el esfuerzo computacional, así como el tiempo requerido durante el proceso de solución. En este capítulo se describen modelos y técnicas/métodos que se usan como herramientas eficientes para el análisis de sistemas eléctricos. Una de las propuestas como aplicaciones de alta eficiencia es el CCA combinado con métodos de Newton y otro con la factorización de matrices dispersas.

2.1. Introducción

Una gran parte de simuladores de sistemas eléctricos se utilizan como herramientas informáticas capaces de obtener resultados gráficos y numéricos. Estos simuladores, aunque son muy útiles es poco probable que parte de su estructura interna pueda ser conocida. Sin embargo, en diversas aplicaciones de análisis en sistemas eléctricos, es posible implementar y modificar modelos de forma simbólica, permitiendo conocer a detalle su representación individual o conjunta. Ante esto, es indispensable el uso de modelos, técnicas y métodos numéricos avanzados que permitan obtener un número reducido de ecuaciones equivalentes para una simulación simple pero precisa que, mediante el uso de técnicas numéricas avanzadas evalúen distintos estados de operación, por ejemplo, la solución de estado estacionario

periódico, fenómenos adversos de calidad de la energía, estabilidad, control, entre otras.

Un aspecto clave de los métodos de análisis de sistemas eléctricos en el dominio del tiempo [Stagg y El-Abiad, 1968], es su funcionalidad en términos de eficiencia computacional, ya que los algoritmos desarrollados son implementados en equipos portátiles que usan CPU (Central Processing Unit). Estos equipos permiten procesar la información de manera óptima. Sin embargo, en el caso de sistemas eléctricos de potencia que incluyen elementos no lineales y variantes en el tiempo, el proceso de los CPU aumenta y puede llegar a requerir una mayor cantidad de recursos computacionales.

Una de las herramientas de simulación más utilizada es la del tipo EMTP [Dommel, 1969], que tiene como base el CCA. Sus modelos equivalentes se obtienen a partir de la integración numérica de la regla trapezoidal (RT), según se describe en el Apéndice A, Tabla A.1. Este método es el más utilizado, es preciso y numéricamente estable para sistemas rígidos, ya que permite corregir el error acumulado en cada paso de integración.

A partir de la integración numérica de la RT es posible obtener los modelos equivalentes discretos de Thevenin y Norton (MEDT y MEDN, respectivamente), cuyos modelos consisten en la discretización de variables de tiempo continuo a variables en tiempo discreto. Los MEDN y MEDT son representaciones eficientes (ver Apéndice A, Tabla A.3), ya que equivalen a un conjunto de EAOs que son resueltas en pasos de tiempo discretos (Δt). Estos equivalentes comienzan a formarse mediante la aplicación de las leyes de corrientes y voltajes de Kirchhoff, LCK y LVK, respectivamente. El MEDT se limita al análisis de sistemas eléctricos de pequeña escala, ya que su aplicación en sistemas eléctricos de mayor escala resulta difícil. Por el contrario, la formulación del MEDN está dada por incidencia nodal, facilitando su aplicación en sistemas eléctricos de gran escala. Estos modelos son adecuados para representar distintos componentes eléctricos lineales, no lineales y variantes en el tiempo, como se ilustran en el Apéndice A, Tablas A.2 y A.4, respectivamente. Los elementos lineales consisten en resistencia (R), inductancia (L) y capacitancia (C), los no lineales contemplan la rama magnetizante RL , mientras que los componentes variantes en el tiempo consideran dispositivos de conmutación (convertidor, inversor, entre otros).

En el caso los dispositivos de conmutación, se refiere a la configuración de una fuente fotovoltaica monofásica, que considera distintos componentes para la conversión de

la energía eléctrica. Cada componente lineal y no lineal se modela adecuadamente mediante el MEDN. Los componentes no lineales contemplan al diodo, transistor y tiristor, los cuales son sustituidos por resistencias equivalentes en paralelo [Dommel, 1996], según se detalla en el Apéndice A, subsección A.2.2. La representación de estos componentes permiten obtener un modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica, el cual obtiene un número reducido de variables de estado, en comparación con los modelos conmutado y promediado.

Finalmente, las representaciones mediante los MEDN y MEDT son consideradas para la combinación con técnicas asociadas para mejorar significativamente el proceso de solución. Estas formulaciones consisten en métodos de acercamiento rápido al ciclo límite [Medina *et al.*, 2013] y dos técnicas de factorización de matrices dispersas [Brameller, 1976].

2.2. Modelo Equivalente Discreto de Norton

El MEDN consiste en la sustitución de elementos lineales, tales como R , L y C , por un equivalente Norton, donde su configuración está dada por la conexión de una conductancia en paralelo con una fuente de corriente, según se muestra en la Figura 2.1.

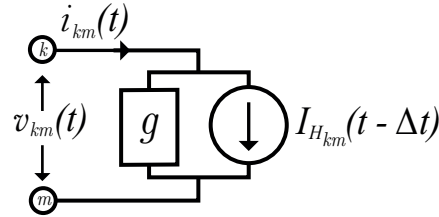


Figura 2.1: Diagrama esquemático del MEDN.

donde g es la conductancia equivalente, $i_{km}(t)$ es la corriente de rama, $I_{H_{km}}(t-\Delta t)$ es la corriente de historia pasada y v_{km} el voltaje entre los nodos k y m [Dommel, 1969].

Este enfoque se obtiene de la discretización de una función $\dot{\mathbf{x}}=f(\mathbf{x}, t)$, que describe el comportamiento dinámico de los componentes eléctricos L y C , según se detalla en el Apéndice A, dando como resultado un conjunto de ecuaciones diferenciales discretas, consideradas como EAOs. Una vez obtenidos los modelos equivalentes individuales es posible obtener una representación simplificada que contengan más de dos elementos, tal como la rama en serie RL (Apéndice A, Tabla A.2, columnas 2 y 3). Estos modelos permiten obtener una representación de líneas de transmisión de longitud corta y media. La rama RL lineal y no lineal son representadas mediante el MEDN descritas en el Apéndice A, Tablas A.2 y A.4, respectivamente.

2.3. Modelo Equivalente Discreto de la Fuente Fotovoltaica

La Figura 2.2 muestra el diagrama esquemático monofásico de un modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica, que consiste en la conexión de un módulo fotovoltaico, un capacitor de enlace, un convertidor de CD-CD, un inversor de fuente de voltaje de CD-CA y un filtro LCL . El modelo surge a partir de la sustitución de los elementos lineales (R , L y C) por el MEDN, mientras que los no lineales (diodo, tiristor y transistor) por resistencias variables discretas R_s (Apéndice A) [Dommel, 1996].

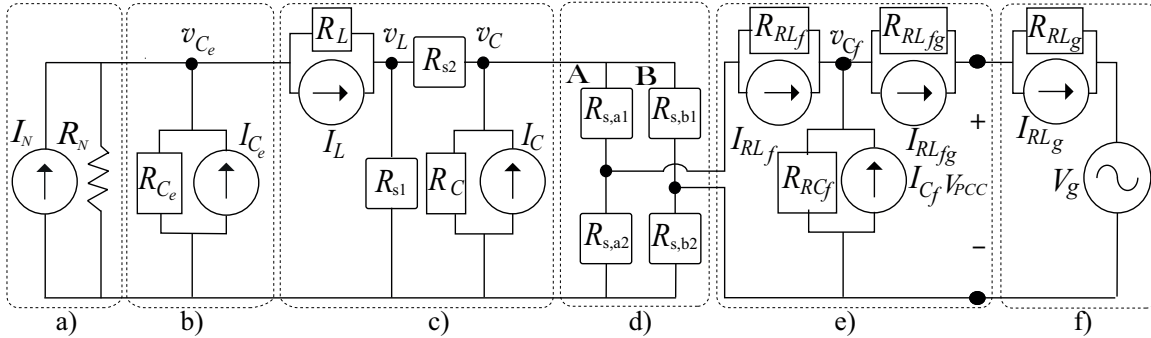


Figura 2.2: Esquema equivalente discreto de fuente fotovoltaica: a) Equivalente Norton, b) Capacitor de enlace, c) Convertidor Boost, d) Inversor fuente de voltaje, e) Filtro pasivo y f) Red de CA.

El modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica obtenido mediante el MEDN se describe de manera concisa a continuación:

2.3.1. Matriz fotovoltaica

Un modelo aproximado de una celda solar representa la característica de un módulo fotovoltaico. Este modelo depende básicamente de los valores de voltaje de circuito abierto y corriente de cortocircuito, denotados por V_{ca} e I_{cc} , respectivamente, los cuales permiten obtener el MPP (Maximum Power Point), donde las curvas características de voltaje-corriente (V-I) y voltaje-potencia (V-P) determinan el rendimiento de las celdas fotovoltaicas. El modelo de la celda solar se puede aproximar a partir de la aplicación de la LCK de un módulo fotovoltaico [Yazdani *et al.*, 2011], lo que da como resultado la siguiente expresión

$$I_{pv} = I_g - I_d - I_p \quad (2.1)$$

$$= I_g - I_o e^{\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{\sigma V_T} \right) - 1} - \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_p} \quad (2.2)$$

donde I_g , I_o , I_{pv} y V_{pv} corresponden a una fuente de corriente generada por la radiación solar, la corriente de saturación, la corriente y el voltaje del terminal de la celda fotovoltaica,

respectivamente, R_s representa la resistencia en serie de la unión p-n (impurezas y resistencia de contacto), R_p corresponde a la resistencia en paralelo, σ es el factor de idealidad del diodo y V_T representa el voltaje térmico del diodo, calculada como,

$$V_T = \frac{N_s k' T}{q} \quad (2.3)$$

En (2.3), k' es la constante de Boltzmann ($1.3806503 \times 10^{-23}$ J/°K), T es la temperatura absoluta (°K), N_s es el número de celdas conectadas en serie en el módulo y q es la carga de un electrón ($1.60217646 \times 10^{-19}$ C). Entonces, en principio y para fines prácticos de análisis y simulación en el dominio del tiempo, en esta tesis se incluye un equivalente Norton a partir de un módulo fotovoltaico que utiliza los parámetros del Apéndice A.

2.3.1.1. Equivalente Norton de la Celda Solar

El modelo equivalente de una celda solar es una propuesta desarrollada en [Yazdani *et al.*, 2011], y es utilizada para la representación y simulación en el dominio del tiempo. La configuración de la Figura 2.2a consiste en la interconexión de una fuente de corriente Norton I_N en paralelo con una resistencia Norton R_N dada por

$$I_N = I_c \frac{R_p}{R_s + R_p} \quad (2.4)$$

$$R_N = R_p + R_s \quad (2.5)$$

donde la corriente terminal de un módulo fotovoltaico ideal (I_c), está dado por

$$I_c = I_g - I_o e^{\left(\frac{R_p}{R_s + R_p} \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{\sigma V_T} \right) - 1} \quad (2.6)$$

2.3.2. Convertidor Boost

La configuración del convertidor de CD-CD muestra la conexión de un inductor, un transistor bipolar de puerta aislada o IGBT (interruptor ideal), un diodo rectificador y un condensador. Estos elementos son sustituidos por elementos equivalentes discretos, según se muestra en la Figura 2.2c. Su desempeño consiste en la técnica PWM (pulse-width modulation) estableciendo como dato de entrada el ciclo de trabajo calculado como

$$d = T_e / T_c \quad (2.7)$$

donde el ciclo de trabajo oscila en el rango de 0 a 1, T_c es el periodo de conmutación representado por los estados t_e y t_a , y T_e corresponde al tiempo de funcionamiento del estado encendido. El ciclo de trabajo se ajusta una vez que la matriz fotovoltaica este en el MPP. Este ajuste se da a partir de una técnica de MPPT (Maximum Power Point Tracking) [Esram y Chapman, 2007]. Entre las más utilizadas respecto a su complejidad, costo y velocidad, se tienen la de perturba y observa (P&O) y la de conductancia incremental. Esta última en promedio es eficiente y utilizada en esta aplicación.

El funcionamiento del convertidor Boost se obtiene a partir de la operación de resistencias variables discretas R_s . La Tabla 2.1 resume los estados de operación de $R_{s,1}$ y $R_{s,2}$ de la Figura 2.3.

Tabla 2.1: Estados de operación del convertidor CD-CD.

t_e	$R_{s,1}$	$R_{s,2}$	t_a	$R_{s,1}$	$R_{s,2}$
Encendido	$R_{1,e}$	$R_{2,a}$	Apagado	$R_{1,a}$	$R_{2,e}$
Apagado	$R_{1,a}$	$R_{2,e}$	Encendido	$R_{1,e}$	$R_{2,a}$

Los estados de operación de $R_{s,1}$ son complementarios al de $R_{s,2}$, los cuales establecen dos casos de funcionamiento, caso 1: si $R_{s,1}$ está en modo encendido ($R_{1,e}$), entonces $R_{s,2}$ estará en modo apagado ($R_{2,a}$), ver Figura 2.3a y caso 2: si $R_{s,2}$ está en modo encendido ($R_{2,e}$), entonces $R_{s,1}$ estará en modo apagado ($R_{1,a}$), como se muestra en la Figura 2.3b.

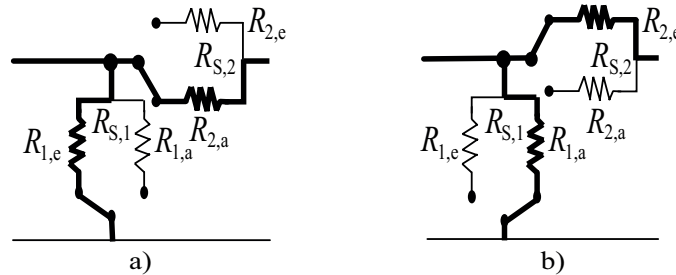


Figura 2.3: Estados de operación del convertidor Boost: a) Caso 1 y b) Caso 2.

2.3.3. Inversor Fuente de Voltaje

Un inversor fuente de voltaje permite la conversión de voltaje de CD a CA, mediante una secuencia de cuatro estados de operación utilizando resistencias variables discretas, tales como $R_{s,a1}$, $R_{s,b1}$, $R_{s,a2}$ y $R_{s,b2}$, según se muestra en la Figura 2.2d. Las resistencias variables discretas se controlan mediante la técnica de modulación SPWM (Sinusoidal Pulse Width Modulation) comparando dos señales sinusoidales (V_{con} y $-V_{con}$) con respecto a

una forma de onda triangular (V_{tri}) que establecen un índice de modulación $m_a = V_{con}/V_{tri}$, mientras que la relación de frecuencia de modulación equivale a $m_f = f_c/f_s$, donde f_c y f_s son las frecuencias de conmutación y del sistema, respectivamente.

En la Tabla 2.2 se ilustra el funcionamiento de los estados de operación, los cuales se controlan por separado de acuerdo a la configuración de las Figuras 2.4a y 2.4b.

Tabla 2.2: Estados de operación del inversor fuente de voltaje.

$V_{con} > V_{tri}$	$R_{s,a1}$	$R_{s,b2}$	$-V_{con} > V_{tri}$	$R_{s,a2}$	$R_{s,b1}$
Encendido	$R_{3,e}$	$R_{6,e}$	Encendido	$R_{5,e}$	$R_{4,e}$
Apagado	$R_{3,a}$	$R_{6,a}$	Apagado	$R_{5,a}$	$R_{4,a}$

La resistencia R_s de los puntos de conexión A y B son complementarias y operan en pares. El estado operativo del punto A ocurre cuando $R_{s,a1}$ está en modo encendido ($R_{3,e}$) y $R_{s,a2}$ estará en modo apagado ($R_{5,a}$); de lo contrario, funcionaría en el estado operativo para el punto de conexión B, como se muestra en Figura 2.4a. Dado que los estados de operación funcionan en pares, se establece que si $R_{s,a1}$ está en modo encendido ($R_{3,e}$), $R_{s,b2}$ también estará en modo encendido ($R_{6,e}$) y $R_{s,a2}$ y $R_{s,b1}$ están en modo apagado ($R_{4,a}$ y $R_{5,a}$, respectivamente), de lo contrario, $R_{s,a1}$ y $R_{s,b2}$ estarán en modo apagado ($R_{3,a}$ y $R_{6,a}$, respectivamente), véase la Figura 2.4b.

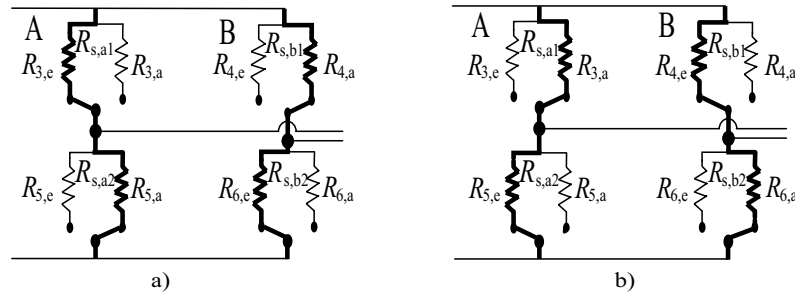


Figura 2.4: Estados de operación del inversor fuente de voltaje: a) Par 1 y b) Par 2.

En general, el funcionamiento de los dispositivos de conmutación del convertidor Boost e inversor fuente de voltaje consiste en seis estados de operación, dos estados del convertidor Boost y cuatro del inversor fuente de voltaje, de los cuales se debe tener en consideración que los estados de ambos dispositivos no están sincronizados. Esto se debe a que cada dispositivo opera en un rango de frecuencia de conmutación diferente. Bajo esta restricción, hay un pequeño retraso de tiempo llamado período de supresión, entre

el encendido y el apagado de los interruptores complementarios. Este tiempo evita que la fuente de CD se cortocircuite, ya que durante el período de supresión, el interruptor $R_{s,a1}$ se enciende antes de que $R_{s,b2}$ se apague por completo).

El filtro pasivo (LCL) conectado entre la salida del inversor fuente de voltaje y la red de CA, como se observan en la Fig. 2.2e, es utilizado para atenuar la forma de onda, cuyo modelo consiste en ramas serie simplificadas RL y RC , donde la representación y simulación en el dominio del tiempo del modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaico se aplica para condiciones de prueba estándar (STC, por sus siglas en inglés): Irradiación de 1000 W/m^2 y Temperatura de 25°C (parámetros en el Apéndice D).

Una vez descritas cada una de las etapas de conversión de la energía del modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica, el modelo general se obtiene mediante incidencia nodal a partir de la Figura 2.2, cuya representación consiste de 4 variables de estado (voltajes nodales) según se describen en la relación matricial (2.8), la cual contiene una matriz de conductancias equivalente de orden 4×4 , dada por

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{R_N} + \frac{2C_e}{\Delta t} + \frac{\Delta t}{2L} & -\frac{\Delta t}{2L} & \cdots & 0 \\ -\frac{\Delta t}{2L} & \frac{\Delta t}{2L} + R_{s1} + R_{s2} & \cdots & 0 \\ 0 & -R_{s2} & \ddots & -R_{s,a2} + R_{s,b2} \\ 0 & 0 & \cdots & \frac{\Delta t}{2RL_f} + \frac{2RC_{Cf}}{\Delta t} + \frac{\Delta t}{2RL_{fg}} + \frac{\Delta t}{2RL_g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{v}_{C_e} \\ \mathbf{v}_L \\ \vdots \\ \mathbf{v}_{C_f} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_N + \mathbf{I}_{C_e} - \mathbf{I}_L \\ \mathbf{I}_L \\ \vdots \\ -\mathbf{I}_{RL_g} + \frac{V_g}{R_g} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Este tipo de modelo es eficiente ya que su configuración permite una disminución de tiempo de supresión, el cual es uno de los factores que pueden provocar oscilaciones numéricas. Aunque esta representación es muy efectiva y el conjunto de ecuaciones discretas es reducido y relativamente fácil de resolver, se obtiene una matriz de conductancias equivalente diferente para cada acción de conmutación.

2.4. Solución General Mediante Modelos Equivalentes Discretos

Tradicionalmente, un sistema eléctrico de dimensión n puede expresarse mediante el sistema lineal general $[\mathbf{A}]\mathbf{x}=\mathbf{b}$. Esta relación matricial es equivalente a la obtenida mediante el análisis nodal clásico, descrita de la siguiente manera,

$$[\mathbf{G}]\mathbf{v} = \mathbf{I} \quad (2.9)$$

donde la equivalencia está dada por la siguiente relación: la matriz de coeficientes \mathbf{A} es equivalente a la matriz de conductancias \mathbf{G} que establece la relación de conectividad, el vector de variables desconocidas \mathbf{x} se relaciona como el vector de voltajes nodales \mathbf{v} y el vector de variables conocidas \mathbf{b} corresponde al vector de corrientes nodales \mathbf{I} , cuya equivalencia establece que el vector de corrientes nodales \mathbf{I} es equivalente a la suma de las fuentes de corriente externas y de historia pasada, \mathbf{i} e \mathbf{I}_H , respectivamente, donde sí se sustituye \mathbf{I} en (2.9) da como resultado la siguiente expresión general

$$[\mathbf{G}]\mathbf{v} = \mathbf{i} + \mathbf{I}_H \quad (2.10)$$

donde, el proceso de solución de (2.10) se realiza mediante pasos de tiempo discretos, calculando los voltajes nodales y posteriormente recalculando las corrientes de rama. Esta solución se obtiene inicialmente a partir de la matriz \mathbf{G} , la cual puede ser procesada mediante técnicas de álgebra lineal, tales como descomposición LU y LDU, matriz triangular superior e inferior, método de Gauss, inversa, entre otras [Press *et al.*, 2007]. Estas técnicas convencionales, aunque son las más utilizadas, no son las más eficientes si se consideran matrices con alto grado de dispersidad [Tewarson, 1973]. Este tipo de matrices dispersas son evidentes en el caso de sistemas eléctricos de mediana y gran escala. Esta característica puede abordarse mediante la aplicación de técnicas de factorización de matrices dispersas descritas en la Sección 2.6.

2.5. Convergencia Rápida al Ciclo Límite

La solución de estado estacionario periódica de sistemas eléctricos no lineales en el dominio del tiempo, requiere de la aplicación de técnicas numéricas que permitan un ahorro significativo de esfuerzo computacional, así como optimizar el tiempo de solución, ya que este tipo de análisis es requerido en estudios de calidad de la energía, estabilidad, entre otros. Uno de los aspectos principales para la determinación de una solución rápida surge a partir de una adecuada representación matemática mediante un conjunto de EDOs y/o EAOs. Estas representaciones pueden ser obtenidas mediante los enfoques SSM y CCA descritos previamente, los cuales procesan sus variables de estado mediante la integración numérica. Sin embargo, en sistemas eléctricos complejos o de gran escala este tipo de apli-

caciones pueden requerir de un esfuerzo de computo considerable, ser lentos y presentar una convergencia lenta [Parker y Chua, 1989].

Como consecuencia en aumento del tiempo de solución y de la capacidad computacional, una solución es la aplicación de métodos de aproximación rápida al estado estacionario periódico de sistemas eléctricos no lineales, utilizando métodos de tipo Newton [Semlyen y Medina, 1995], los cuales están basados en el mapa de Poincaré y extrapolación al ciclo límite. Este proceso puede interpretarse como un mapa de recurrencia, que considera un hiperplano perpendicular imaginario que corta las órbitas transitorias de cualquier variable de estado para cada periodo de tiempo T . Eventualmente, estas órbitas tienden a cerrarse cuando el tiempo tiende a infinito, esto generalmente se denomina ciclo límite [Semlyen y Medina, 1995]. La extrapolación al ciclo límite, comienza secuencialmente a partir de la solución de (2.9), donde los voltajes nodales \mathbf{v} corresponden a las variables de estado \mathbf{x} .

Considerando una perturbación secuencial en la ruta original, de modo que \mathbf{x}^j se perturbe como $\mathbf{x}^j + \Delta\mathbf{x}^j$, luego entonces el modelo dinámico del sistema toma la forma

$$\dot{\mathbf{x}} + \Delta\dot{\mathbf{x}} \approx \mathbf{f}(\mathbf{x} + \Delta\mathbf{x}, t) \quad (2.11)$$

donde, se supone que la trayectoria iniciada en \mathbf{x}^j es atraída por un ciclo límite de periodo de tiempo T . Por tanto, la extrapolación al ciclo límite del vector de estado representado por \mathbf{x}^∞ se puede calcular mediante la ecuación iterativa recursiva dada por,

$$\mathbf{x}^\infty = \mathbf{x}^j + (\mathbf{I} - \Phi)^{-1} (\mathbf{x}^{j+1} - \mathbf{x}^j) \quad (2.12)$$

\mathbf{x}^j es el vector de estado al comienzo del ciclo base, \mathbf{x}^{j+1} es el vector de estado al final del ciclo base, Φ es la matriz de transición de estado y \mathbf{I} es la matriz unitaria. La matriz de transición de estado Φ se puede evaluar aproximadamente usando la derivada en diferencias finitas como,

$$\Phi \approx \frac{\Delta\mathbf{x}(t, T)}{\Delta\mathbf{x}(t)} \quad (2.13)$$

El proceso de identificación de la matriz Φ en (2.13) está dado mediante uno de los siguientes métodos: aproximación directa (AD), diferenciación numérica (DN), diferenciación numérica mejorada (DNM) y matriz exponencial (ME) [Semlyen y Medina, 1995], [Medina *et al.*, 2013]. En particular, en esta tesis se utilizan los métodos DN y DNM

descritos en el Apéndice B, en mérito a su eficiencia y sencillez de formulación, los cuales permiten obtener la matriz Φ a través de una perturbación secuencial en (2.11). Por otra parte, la determinación de la matriz Φ se puede obtener mediante el cálculo analítico del jacobiano utilizando los métodos AD y EED, el cual este no es siempre el caso, en particular cuando se trata de elementos basados en electrónica de potencia. El cálculo del jacobiano se vuelve ineficiente y difícil en cada acción de conmutación.

2.6. Factorización de Matrices Dispersas

En análisis de sistemas eléctricos la formulación basada en el análisis nodal, consiste en la representación matricial de la forma $[\mathbf{G}]\mathbf{v}=\mathbf{I}$. Su principal ventaja es el uso de relaciones matriciales que pueden ser procesadas mediante la aplicación de técnicas de algebra lineal. Sin embargo, la aplicación de los métodos tradicionales de algebra lineal en sistemas eléctricos de gran escala no resulta en ser lo más adecuado, ya que la matriz \mathbf{G} presenta una estructura altamente dispersa.

Por ello, existen técnicas que permiten un proceso eficiente que satisfacen esta propiedad. Por lo general, algunas de las estructuras estándar para matrices dispersas son descritas en [Tewarson, 1973]. Este tipo de estructuras pueden ser abordadas adecuadamente mediante la aplicación de técnicas de factorización de matrices dispersas utilizadas en esta tesis, cuyos procesos consisten en la descomposición LU y LDU [Brameller, 1976]. Estos procesos están basados en la aplicación de eliminación de Gauss, según se detalla en el Apéndice C. Las técnicas son eficientes, sistematizadas y directas, ya que cuando se presenta la característica de matriz dispersa se permite una reducción considerable de recursos computacionales durante el proceso de solución, por ejemplo, disminuye el número de operaciones aritméticas y el uso excesivo de memoria.

2.7. Aplicación de Técnicas Numéricas Avanzadas

Los diagramas de flujo de las Figuras 2.5 y 2.6 muestran el proceso de la solución de estado estacionario periódico de los sistemas eléctricos propuestos, que incluyen diversos componentes lineales, no lineales y variantes con el tiempo, los cuales consisten en la combinación del CCA con las técnicas DN y DNM y otra con la factorización de matrices dispersas basada en la descomposición LU y LDU.

2.7.1. Métodos CCA-DN y CCA-DNM

Inicia el proceso de aplicación de los métodos CCA-DN y CCA-DNM. En el primer paso, se leen los datos del sistema eléctrico, los cuales, se obtienen mediante la relación de conectividad entre sus nodos, para la formación de la matriz de conductancias \mathbf{G} según se ilustra por el bloque (1). En el bloque (2) se verifica si la matriz \mathbf{G} es simétrica en estructura y valor numérico, si la respuesta es afirmativa se continúa con el proceso de modelado hacia el bloque (3), en caso contrario finaliza el proceso.

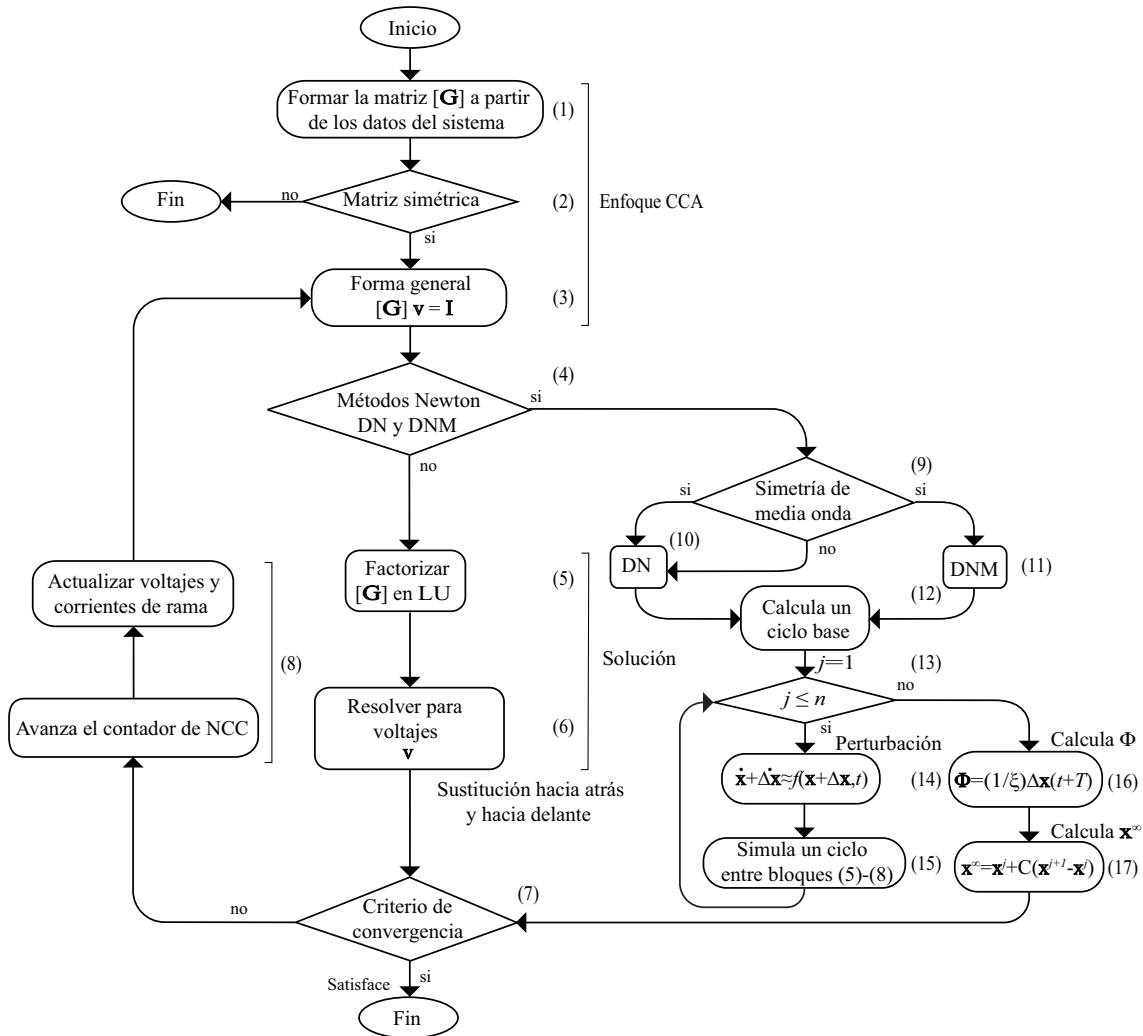


Figura 2.5: Esquema del proceso de solución aplicando los métodos CCA-DN y CCA-DNM.

En el bloque (4), se sugiere la siguiente condición; ¿aplicar métodos Newton?:

- Si la respuesta es negativa: inicia el proceso de descomposición LU simple que se ilustra en el bloque (5). El bloque (6) muestran la solución a partir de la descomposición de

\mathbf{G} en matrices \mathbf{L} y \mathbf{U} , determinando como variables principales los voltajes nodales (\mathbf{v}). El proceso en el bloque (6) consiste en determinar la solución del sistema $\mathbf{LU}\mathbf{v}=\mathbf{I}$ mediante sustitución hacia delante y hacia atrás, durante la simulación de un ciclo completo. El cálculo de este ciclo se debe establecer considerando el número de pasos de tiempo, por ejemplo, 256, 512, 1024, etc. Una vez calculado un ciclo completo se avanza hacia el bloque (7), donde se verifica si cumple el criterio de convergencia. Si la diferencia entre el valor actual de los voltajes nodales y el anterior es menor al valor de la tolerancia pre-establecida de convergencia, el proceso concluye, se ha encontrado la solución de estado estacionario periódico; en caso contrario, se avanza el contador de NCC, se actualizan los valores obtenidos de voltajes y corrientes de rama en el conjunto de bloques (8) para realizar el siguiente cálculo y volver al bloque (3).

- Si la respuesta es positiva, el proceso de solución comienza mediante la selección de un método: CCA-DN o CCA-DNM. En el bloque (3) se forma el conjunto de EAOs. Las EAOs se resuelven para un número inicial de ciclos (en promedio 3 para sistemas amortiguados y 7 para sistemas ligeramente amortiguados). Antes de la elección de una técnica entre DN o DNM en el bloque (9) se presenta la condición de simetría de media onda. Se elige combinar el CCA con DN (CCA-DN) en el bloque (10); donde se puede o no cumplir la simetría de media onda y avanzar hacia el cálculo de un ciclo base en el bloque (12). Otra opción ocurre, eligiendo la combinación del CCA con DNM (CCA-DNM) en el bloque (11), donde avanza al bloque (12) si se cumple la simetría de media onda. Después, la condición del bloque (13) se realiza para el número de variables de estado (n) obtenidas del sistema eléctrico considerado. En el bloque (14) las variables de estado se perturban y se procesa la información hacia el bloque (15), donde se calcula un número de ciclos igual al número de variables de estado. Si el proceso en el bloque (13) termina, la matriz Φ en el bloque (16) se calcula por $(1/\xi)\Delta\mathbf{x}_k(t+T)$ y la matriz de identificación \mathbf{C} usando $(\mathbf{I}-\Phi)^{-1}$. Posteriormente, se calcula una estimación de \mathbf{x}^∞ (\mathbf{x} representa los voltajes nodales \mathbf{v} del sistema) utilizando $\mathbf{x}^\infty = \mathbf{x}^j + \mathbf{C}(\mathbf{x}^{j+1} - \mathbf{x}^j)$ en el bloque (17) y se verifica si la estimación de \mathbf{x}^∞ satisface el criterio de convergencia especificado en el bloque (7); si no cumple este criterio, se incrementa el contador de NCC y se actualiza la información en los

bloques (8). Después regresa para un nuevo cálculo iterativo en el bloque (3), en caso contrario, se concluye el proceso y se obtiene la solución.

Finalmente, el proceso de solución comienza bajo condiciones iniciales iguales a cero y concluyen una vez alcanzado un criterio de convergencia establecido por el usuario.

2.7.2. Métodos CCA-LU y CCA-LDU

El proceso de solución comienza utilizando el CCA en el bloque (1), donde se determina la matriz de conductancias \mathbf{G} a partir de los datos de los sistemas eléctricos propuestos mediante la relación de conectividad. Una vez formada la matriz \mathbf{G} , se examina la simetría en estructura y en valor numérico; si la respuesta es favorable continua a la forma general ($[\mathbf{G}]\mathbf{v}=\mathbf{I}$) descrita en el bloque (3), en caso contrario el proceso finaliza. En el bloque (4) se contempla combinar el CCA con la factorización de matrices dispersas [Brameller, 1976], para definir los métodos CCA-LU y CCA-LDU.

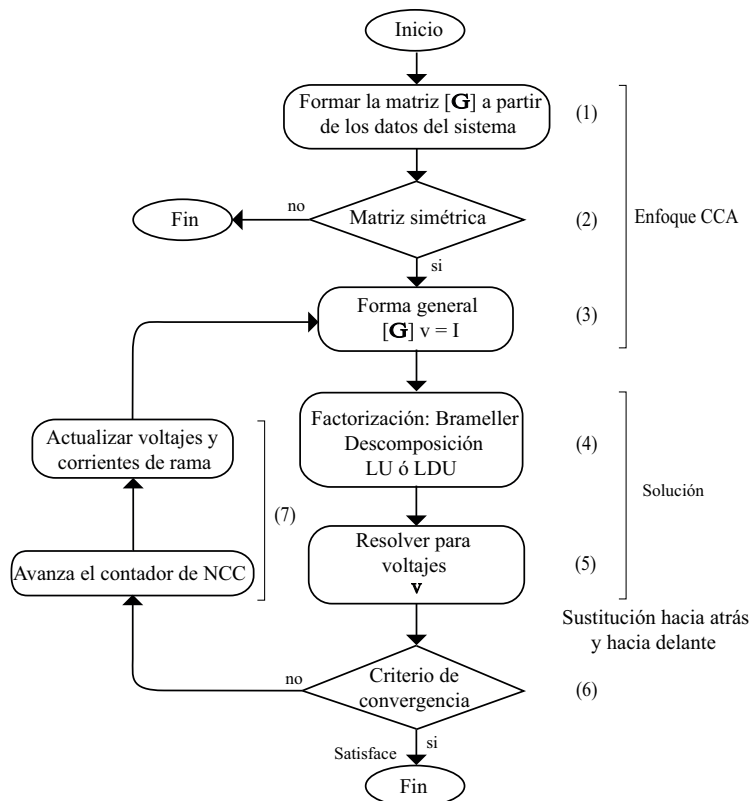


Figura 2.6: Solución generalizada mediante la aplicación de los métodos CCA-LU y CCA-LDU.

La aplicación de los métodos ($\mathbf{LU}\mathbf{v}=\mathbf{I}$ ó $\mathbf{LDU}\mathbf{v}=\mathbf{I}$) en el bloque (5) permite el proceso de la información para obtener la solución mediante sustitución hacia delante y

hacia atrás, durante la simulación de un ciclo completo. Después avanza el proceso hacia el bloque (6). Se verifica la simulación de un ciclo completo con un criterio de convergencia establecido por el usuario, cuya convergencia debe cumplir dos condiciones; si la respuesta es positiva finaliza el proceso, se ha encontrado la solución de estado estacionario periódica, en caso contrario continua al conjunto de bloques (7) donde avanza el contador de número de ciclos completos (NCC), así como la actualización de voltajes y corrientes de rama. El proceso entre los bloques (3) al (7) se realiza las veces que sean necesarias hasta cumplir un criterio de convergencia establecido.

2.8. Conclusiones

Este Capítulo ha descrito de manera concisa técnicas numéricas avanzadas con la finalidad de proporcionar herramientas eficientes, que sirvan como estrategias para el uso eficiente de recursos computacionales. Además, se ha propuesto la combinación de métodos numéricos avanzados en el dominio del tiempo que permitan un análisis generalizado para obtener la solución de estado estacionario periódico de sistemas eléctricos lineales, no lineales y variantes en el tiempo. Estas herramientas sirven como alternativas, ya que son eficientes y precisas durante el proceso de solución.

En el caso de los modelos equivalentes discretos de Thevenin y Norton (MEDN y MEDT, respectivamente), se destaca que MEDN es el más eficiente ya que su formulación general consiste básicamente en incidencia nodal, lo que es eficiente si se consideran sistemas eléctricos de gran escala. Sin embargo, en el análisis de sistemas eléctricos de gran escala son evidentes algunas desventajas, durante el proceso de solución, ya que los modelos obtenidos contienen matrices altamente dispersas y la solución puede llegar a requerir mayores recursos computacionales si son usadas técnicas convencionales de álgebra lineal.

Se ha obtenido y descrito una representación de los dispositivos que componen un modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica monofásico. Cada dispositivo se modela mediante el CCA, donde el enfoque en general permite un modelo reducido que puede ser utilizado para la simulación y análisis. Esta representación sirve como alternativa a los modelos tradicionales (conmutado y promediado), ya que reduce aproximadamente en 33 % sus variables de estado. Cada dispositivo de conmutación, como el convertidor e inversor fuente de voltaje están basados en un arreglo de resistencias variables discretas conectadas en para-

lelo, que sustituyen a los interruptores. Las resistencias representan los estados de encendido y apagado, según corresponde al funcionamiento de los dispositivos de conmutación.

Como alternativa a la aplicación y simulación de los modelos equivalentes discretos, en esta tesis se presentan y se combinan con dos enfoques eficientes y precisos. EL primer enfoque describe dos métodos de Newton (DN y DNM) [Medina *et al.*, 2013], ya que son simples en formulación y obtienen la solución eficientemente.

El segundo enfoque está dirigido al manejo de matrices con estructura dispersa. Estas técnicas consisten en la factorización de matrices dispersas mediante los procesos de descomposición LU y LDU propuestas en [Brameller, 1976]. Estos procesos permitirán obtener ahorros significativos de recursos computacionales durante la solución.

En el caso de los métodos que combinan el CCA y las técnicas DN y DNM (CCA-DN y CCA-DNM) se espera que la solución de estado estacionario periódico presente una convergencia cuadrática, mientras que los métodos que combinan el CCA y las técnicas de factorización de matrices dispersas (CCA-LU y CCA-LDU) son alternativas eficientes para el análisis de sistemas eléctricos de gran escala, ya que permiten procesar eficientemente las matrices altamente dispersas y en consecuencia, obtener una reducción importante de los recursos computacionales necesarios durante el proceso de solución. En los casos de estudio propuestos posteriormente se valida la aplicación de los métodos combinados propuestos.

Capítulo 3

Modelado y Simulación de Sistemas Eléctricos con Componentes No Lineales

Este capítulo detalla la aplicación de MEDT y MEDN basados en el CCA, así como la combinación con técnicas de Newton (DN y DNM), para el análisis de la solución de estado estacionario periódico de sistemas eléctricos lineales, no lineales y variantes en el tiempo. MEDT y MEDN son utilizados para el análisis de la solución de circuitos eléctricos lineales, mientras que los métodos DN y DNM se aplican para la solución eficiente y rápida de estado estacionario periódico de sistemas eléctricos no lineales y variantes en el tiempo.

3.1. Introducción

Una vez descritos, los métodos equivalentes discretos, cuyos enfoques consisten en MEDT y MEDN, así como la combinación con las técnicas DN y DNM, ahora se aplican para el análisis de la solución de estado estacionario periódico de sistemas eléctricos lineales, no lineales y variantes en el tiempo. Estas aplicaciones están presentes en 5 casos de estudio:

- El caso de estudio 3.1 tiene como objetivo describir dos representaciones basadas en MEDT y MEDN, cuya aplicación está dada a partir del análisis de circuitos eléctricos RLC serie y otro con ramas RL serie.
- El caso de estudio 3.2 ilustra la comparación entre los enfoques SSM y CCA, cuya propósito es demostrar el enfoque más eficiente y preciso, a partir de la aplicación en

sistemas eléctricos que contengan ramas magnetizantes no lineales.

- El caso de estudio 3.3 presenta el modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica obtenido a partir del CCA, cuya representación y solución se compara en términos del número de variables de estado obtenidas, la eficiencia y precisión, con el modelo de fuente fotovoltaica tradicional basada en el SSM. Los modelos utilizados en este caso operan bajo condiciones de prueba estándar (STC, por sus siglas en inglés).
- El caso de estudio 3.4 muestra un sistema de distribución de CA que incluye una fuente de generación fotovoltaica, cuya aplicación consiste en la combinación del CCA y DN, en donde la solución está asociado con la propagación de contenido armónico.
- El caso de estudio 3.5 analiza un sistema eléctrico que incluye elementos variantes en el tiempo basados en dispositivos TCR (Thyristor Controlled Reactor). Este análisis se obtiene a partir de la combinación del CCA y las técnicas DN y DNM, en donde los resultados demuestran la eficiencia y precisión.

Los algoritmos desarrollados para la simulación de los casos de estudios se implementaron y codificaron en MathWorks: MATLAB® 2020a (64 bits), mientras que el diseño de los sistemas eléctricos para la simulación y comparación de los resultados fue llevada a cabo bajo mismas condiciones de operación en PSCAD/EMTDC®, versión 4.5, licencia profesional. Estas plataformas se instalaron en una laptop DELL, core i7, 16 GB de RAM y 2.60 GHz. Los parámetros de los casos de estudio están dados en el Apéndice D y [Zimmerman y Murillo-Sánchez, 2023], los cuales consideran sistemas eléctricos balanceados (sistemas eléctricos monofásicos). La solución de estado estacionario periódico de los casos de estudio 3.2 a 3.5 se logra una vez alcanzado el criterio de convergencia establecido de 10^{-10} p.u.

3.2. Análisis y Evaluación de la Solución de Sistema Eléctricos Lineales y No Lineales.

3.2.1. Caso de Estudio 3.1: MEDT y MEDN en Circuitos Eléctricos.

El CCA ahora se aplica mediante MEDT y MEDN (ver desarrollo en el Apéndice A, Sección A.1.1) en dos casos de estudios a partir de las Figuras 3.1 y 3.2.

3.2.1.1. Análisis de Circuitos Eléctricos *RLC* Serie

La Figura 3.1b muestra un circuito eléctrico que consiste en una fuente de voltaje sinusoidal conectada en serie con los elementos R , L y C . Este circuito eléctrico muestra una

aplicación de análisis mediante el enfoque CCA que utiliza los equivalentes de Thevenin y Norton (CCA_{Th} y CCA_N , respectivamente), donde la determinación de variables de estado se reduce considerablemente. En particular, las representaciones CCA_{Th} y CCA_N consideran variables de estado de corrientes y voltajes, respectivamente.

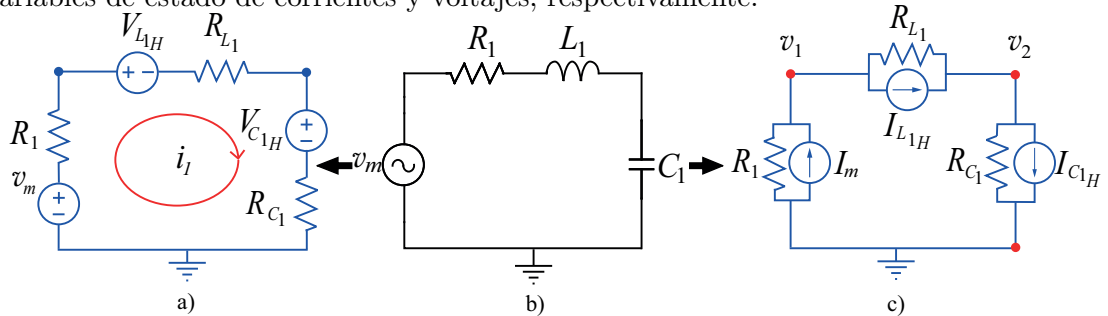


Figura 3.1: Circuito eléctrico RLC serie: a) MEDT, b) Diagrama básico y c) MEDN.

El circuito eléctrico de la Figura 3.1b, si se aplica el CCA_{Th} se obtiene una configuración equivalente de Thevenin, según se ilustra en la Figura 3.1a. Si se supone una dirección de corriente en sentido horario y aplicamos la LVK, la variable de estado obtenida corresponde a la corriente de malla i_1 . Ahora, si aplicamos el CCA_N se obtiene el circuito equivalente de la Figura 3.1c. En este caso se aplica LCK teniendo como variables de estado los voltajes nodales v_1 y v_2 . La aplicación del enfoque CCA_{Th} está representado por una variable de estado (corriente de malla), mientras por la representación CCA_N resultan dos variables de estado (voltajes nodales), donde la matriz de conductancias es de orden 2×2 .

3.2.1.2. Representación de Sistemas Eléctricos con Ramas RL Serie

El sistema eléctrico que se ilustra en la Figura 3.2b consta de una fuente de voltaje sinusoidal, tres nodos, una línea de transmisión corta representada por una rama RL serie y una línea de transmisión de longitud media equivalente a un modelo PI nominal. MEDT y MEDN se obtienen a partir de las Figuras 3.2a y 3.2c, respectivamente.

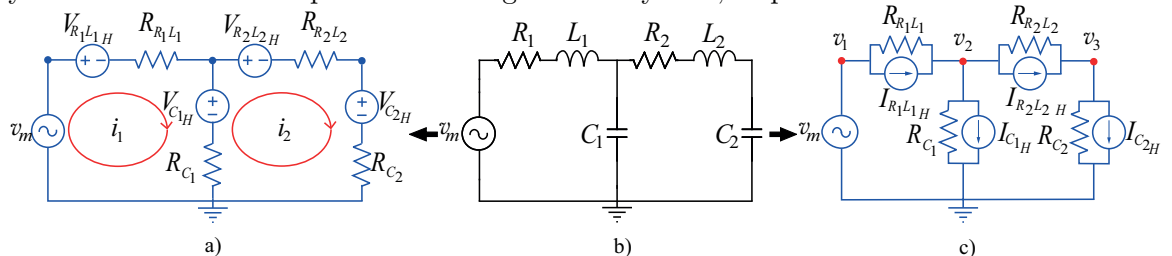


Figura 3.2: Sistema eléctrico con ramas RL serie: a) MEDT, b) Diagrama esquemático y c) MEDN.

Los sistemas eléctricos de las Figuras 3.2a y 3.2c aplicando los modelos CCA_{Th} y CCA_N mediante la LVK y LCK, respectivamente, corresponden a dos y tres variables de

estado. En el caso del enfoque CCA_{Th} se consideran corrientes de malla (i_1 y i_2), mientras que por el CCA_N los voltajes nodales (v_1 , v_2 y v_3). En cada modelo se tiene presente una matriz de conductancias de orden 2×2 y 3×3 , respectivamente.

3.2.1.3. Resultados de la Simulación

El proceso de solución de los circuito eléctricos de las Figuras 3.1b y 3.2b se realiza mediante los modelos CCA_{Th} y CCA_N utilizando la regla trapezoidal (RT), cuya simulación considera mismas condiciones de operación para cada método, tales como parámetros y paso de integración. Los parámetros se dan en el Apéndice D, Tabla D.1 y el paso de integración utilizado para las simulaciones es de $32.55 \mu s$. La simulación del circuito eléctrico RLC de la Figura 3.1 se obtiene a partir de la aplicación de los enfoques CCA_{Th} y CCA_N . De la solución obtenida se muestra un tiempo de simulación entre 0.2461 y 0.2628 segundos, cuya forma de onda corresponde a la corriente I_{L_1} . La respuesta obtenida de esta simulación muestra una cercana coincidencia entre los modelos CCA_{Th} y CCA_N con respecto a PSCAD/EMTDC[®]. En una ampliación ilustrada en la Figura 3.3a en el rango de tiempo de 0.25023 a 0.2503, se muestran los pasos de tiempo obtenidos durante la aplicación de los modelos CCA_{Th} y CCA_N , incluido PSCAD/EMTDC[®].

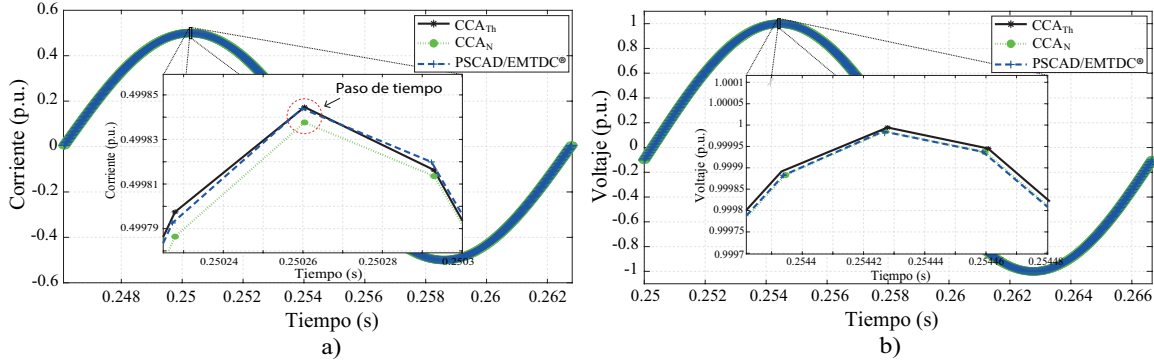


Figura 3.3: Formas de onda: a) Corriente I_{L_1} y b) Voltaje V_{C_1} .

La Figura 3.3b ilustra la forma de onda de voltaje V_{C_1} entre 0.25 a 0.2664 segundos. Observe una cercana coincidencia en la respuesta ampliada de 0.25438 a 0.2544 segundos, obtenida por los modelos CCA_{Th} y CCA_N incluido PSCAD/EMTDC[®]. El máximo error relativo entre las formas de onda de corriente y voltaje son menores al 0.001 %.

La solución del sistema eléctrico de la Figura 3.2b se obtiene a partir de la aplicación de los modelos CCA_{Th} y CCA_N . Como resultado se obtiene la forma de onda de corriente $I_{R_2L_2}$, según se muestra en la Figura 3.4a para el tiempo de simulación compren-

dido entre 0.2477 y 0.2644 segundos. Observe en una ampliación de la forma de onda entre 0.2517 y 0.2523 segundos, la cercana concordancia entre las respuestas obtenidas entre los modelos (CCA_{Th} y CCA_N) y PSCAD/EMTDC[®]. La diferencia obtenida (error relativo) entre la solución de los modelos (CCA_{Th} y CCA_N) y PSCAD/EMTDC[®] es aproximadamente del 0.42 % y 2.36 %, respectivamente.

La Figura 3.4b ilustra la comparación de soluciones de las formas de onda de voltaje V_{C_2} . Se muestra un intervalo de tiempo desde 0.2518 a 0.2685 segundos. Con la ayuda de una ampliación entre 0.25525 y 0.25568 segundos, se puede observar una alta coincidencia entre las respuestas obtenidas por los modelos CCA_{Th} y CCA_N con respecto a PSCAD/EMTDC[®]. El error relativo máximo obtenido entre los enfoques (CCA_{Th} y CCA_N) y PSCAD/EMTDC[®] es alrededor de 0,17 % y 0,52 %, respectivamente. Es importante notar que ambas respuestas presentan un error máximo relativo menores al 1 %.

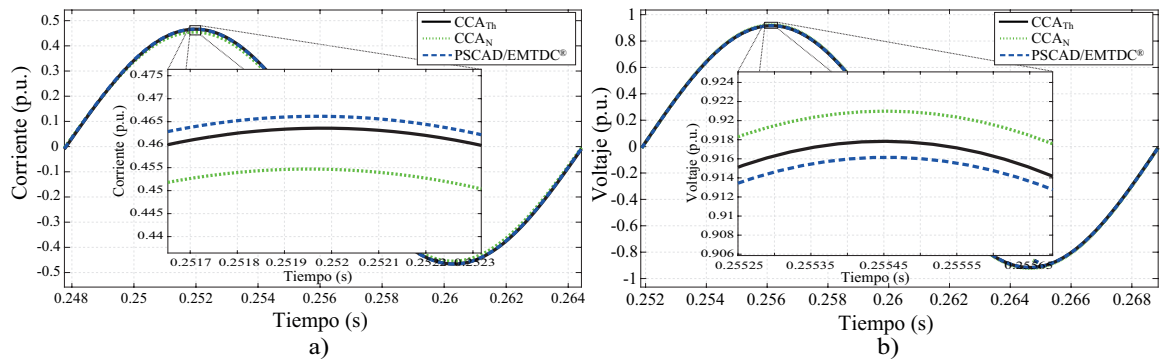


Figura 3.4: Formas de onda: a) Corriente $I_{R_2L_2}$ y b) Voltaje V_{C_2} .

La Tabla 3.1 resume los resultados obtenidos a partir del análisis y simulación de los casos de estudio 1 y 2, en donde se enlistan distintas características referentes a cada método aplicado.

Tabla 3.1: Características de los modelos CCA_{Th} y CCA_N .

Método	Características
CCA_{Th}	Eficiente para el análisis de circuitos eléctricos a pequeña escala. Aplicación muy precisa en circuitos eléctricos de pequeña escala.
CCA_N	Eficiente para el análisis de sistemas eléctricos de cualquier escala. Aplicación simple y precisa en sistemas de cualquier escala.

3.2.2. Caso de Estudio 3.2: Análisis Comparativo entre los enfoques SSM y CCA en Sistemas Eléctricos No Lineales

En este caso de estudio se reporta la comparación entre los enfoques SSM y CCA para determinar la solución de estado estacionario periódico de sistemas eléctricos no lineales. Los enfoques SSM y CCA utilizan la integración numérica de Euler implícito (EI) y regla trapezoidal (RT), de los cuales resultan las representaciones SSM_{TR} , CCA_{EI} y CCA_{TR} , respectivamente. Se considera la aplicación de los métodos SSM_{TR-DN} , SSM_{TR-DNM} , CCA_{EI-DN} , CCA_{EI-DNM} , CCA_{RT-DN} y CCA_{RT-DNM} , respectivamente. Los resultados obtenidos de los modelos aplicados están dados en términos de precisión, tiempo de CPU y esfuerzo computacional. Se consideran mismas condiciones de operación para cada enfoque.

La Figura 3.5 muestra el sistema eléctrico de tres nodos que incluye ramas magnetizantes en los nodos 2 y 3 (modelo descrito en el Apéndice A, Sección A.2.1), dos líneas de transmisión cortas representadas por ramas RL serie, una línea de transmisión de longitud media representada por un modelo PI nominal y una fuente de voltaje sinusoidal.

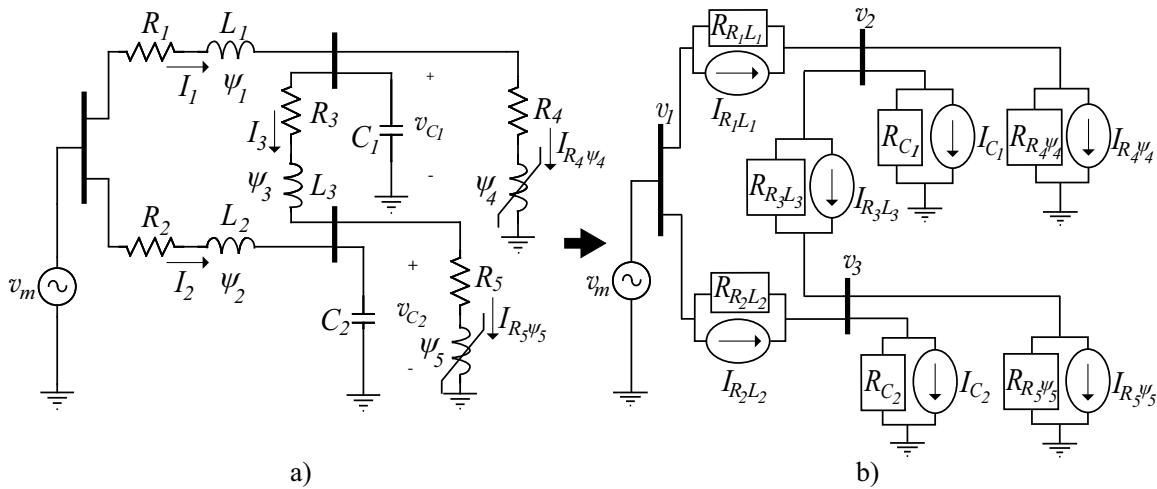


Figura 3.5: Sistema eléctrico de 3 nodos: a) Diagrama convencional y b) Diagrama equivalente de MEDN.

Utilizando el SSM el modelo equivalente está dado mediante análisis de grafos, cuya representación consiste de siete variables de estado, tres corresponden a corrientes de rama RL , dos a voltajes en los capacitores y dos de las ramas magnetizantes no lineales, mientras que el modelo a partir del CCA que utiliza la RT, está representado mediante el MEDN a través de ramas RL serie, según se muestra en la Figura 3.5b. Este modelo equivale a tres variables de estado (voltajes nodales). La relación matricial obtenida contiene una matriz de conductancias de orden 3×3 .

3.2.2.1. Resultados de la simulación

La solución de estado estacionario periódico se obtiene para el sistema de la Figura 3.5a (los parámetros se dan en el Apéndice D, Tabla D.2). El modelo del sistema eléctrico consta de siete y tres variables de estado según corresponden a los enfoques SSM y CCA, respectivamente. La Tabla 3.2 ilustra el número de ciclos completos (NCC) necesarios para cada método aplicado. La solución de estado estacionario periódico obtenida a partir del método SSM_{RT} mediante Fuerza Bruta (FB) requiere de 91 ciclos completos o 1.5166 segundos, mientras que los métodos CCA_{EI} y CCA_{RT} necesitan 74 ciclos completos o 1.2333 segundos cada uno, columnas 2, 6 y 9, respectivamente. El NCC requeridos por el método CCA (utilizando EI y RT) representa el 81.31 % de los requeridos por el SSM.

Tabla 3.2: Desajustes obtenidos durante la convergencia de los métodos aplicados en el caso de estudio.

NCC	RT			NCC	EI			RT		
	SSM	SSM-DN	SSM-DNM		CCA	CCA-DN	CCA-DNM	CCA	CCA-DN	CCA-DNM
8	$1.762e^{-02}$	$1.762e^{-02}$	$1.762e^{-02}$	8	$4.871e^{-02}$	$4.871e^{-02}$	$4.871e^{-02}$	$5.013e^{-02}$	$5.013e^{-02}$	$5.013e^{-02}$
15	⋮	⋮	$3.568e^{-15}$	11	⋮	⋮	$4.898e^{-14}$	⋮	⋮	$3.319e^{-15}$
16	$1.375e^{-03}$	$8.588e^{-06}$		12	$3.752e^{-02}$	$3.695e^{-08}$		$3.548e^{-02}$	$1.140e^{-08}$	
23	$1.277e^{-04}$	$4.409e^{-15}$		15	$3.395e^{-02}$	$4.385e^{-15}$		$1.814e^{-02}$	$3.791e^{-15}$	
⋮	⋮			⋮	⋮			⋮		
74	$2.471e^{-09}$			74	$8.065e^{-11}$			$9.214e^{-11}$		
⋮	⋮									
91	$8.806e^{-11}$									

El cálculo rápido de la solución de estado estacionario periódico mediante los métodos SSM_{TR}-DN, SSM_{TR}-DNM, CCA_{EI}-DN, CCA_{EI}-DNM, CCA_{RT}-DN y CCA_{RT}-DNM requiere de 23, 15, 15, 11, 15 y 11 ciclos completos, columnas 3, 4, 7, 8, 10 y 11, respectivamente. Esto representa alrededor del 25.27 %, 16.48 %, 20.27 %, 14.86 %, 20.27 % y 14.86 % de los ciclos requerido por los métodos SSM_{TR}, CCA_{EI} y CCA_{TR}, respectivamente. Se observa que la aplicación de los métodos SSM_{TR}-DN, CCA_{EI}-DN y CCA_{TR}-DN (columnas 3, 7 y 10, respectivamente) para ubicar el ciclo límite, requiere de dos aplicaciones, mientras que los métodos de aceleración SSM_{TR}-DNM, CCA_{EI}-DNM y CCA_{TR}-DNM (columnas 4, 8 y 11, respectivamente), necesita en promedio de una aplicación. En este caso, los métodos SSM_{RT}-DNM, CCA_{EI}-DNM y CCA_{RT}-DNM presentan una convergencia más eficiente.

La solución obtenida mediante los métodos SSM-DNM, CCA-DNM (usando el EI y RT) se compara ahora con la obtenida con PSCAD/EMTDC[®]. La Figura 3.6 muestra la

forma de onda de voltaje en el nodo 3 (V_3). En un ciclo completo de solución entre 0,2333 y 0,25 segundos y una ampliación de 0,237355 a 0,23759 segundos se pueden observar las respuestas obtenidas a partir de la aplicación de los métodos SSM_{RT} -DNM, CCA_{EI} -DNM y CCA_{RT} -DNM, cuya solución del método SSM_{RT} -DNM y PSCAD/EMTDC[®] presenta un error máximo relativo alrededor de 0.024 %, mientras que los métodos CCA_{EI} -DNM y CCA_{RT} -DNM con respecto a PSCAD/EMTDC[®] obtienen una diferencia (error relativo) entre las respuestas obtenidas aproximadamente de 0.132 % y 0.078 %, respectivamente.

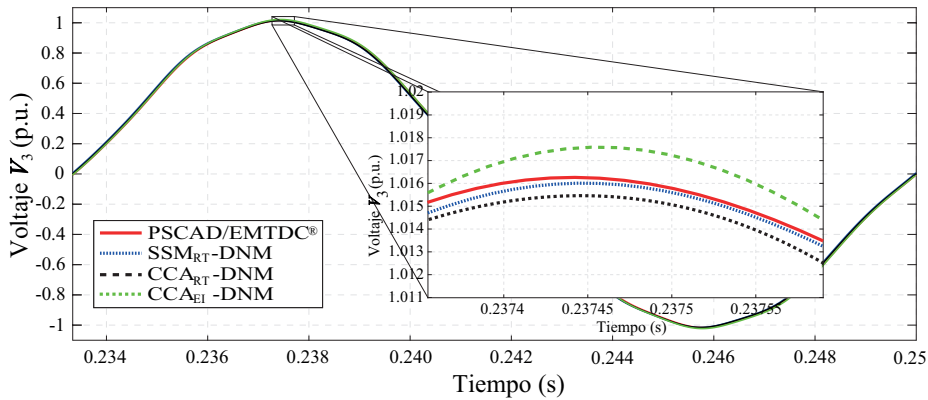


Figura 3.6: Forma de onda de voltaje V_3 .

Las Figuras 3.7a y 3.7b muestran la comparación de los armónicos individuales de voltaje y corriente de la rama magnetizante no lineal en el nodo 3, cuya respuesta es obtenida mediante la Transformada discreta de Fourier (DFT, por sus siglas en inglés).

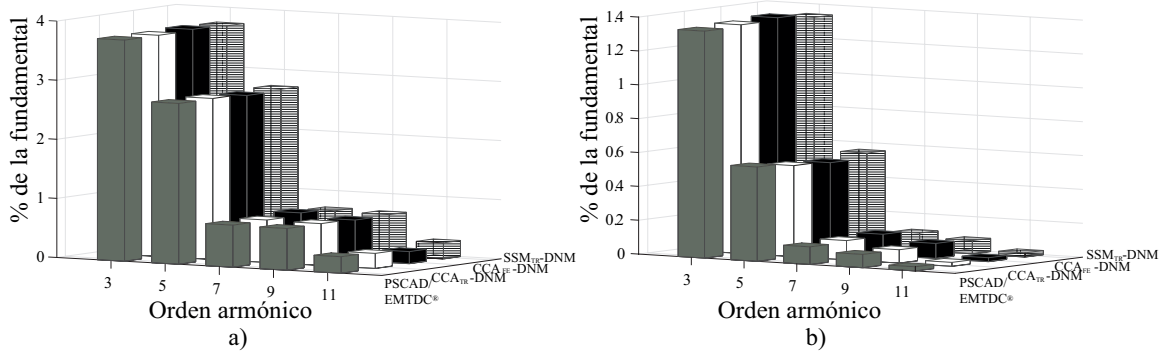


Figura 3.7: Espectro armónico: a) Voltaje V_3 , b) Corriente $I_{R_5\psi_5}$.

Los armónicos individuales de voltaje más relevantes mostrados en la Figura 3.7a son el 3ro y 5to, obtenidos mediante la aplicación de los métodos SSM_{RT} -DNM, CCA_{EI} -DNM y CCA_{RT} -DNM. Los métodos tienen una cercana coincidencia con la respuesta de PSCAD/EMTDC[®], cuyo error máximo relativo es alrededor de 0.027 %, 0.757 % y 0.087 %, respectivamente. Los armónicos de orden superior (7mo, 9no y 11vo) son menores al 0.8 %

de la fundamental, con una diferencia entre las respuestas de 0.03 %, 0.5 % y 0,08 %, respectivamente. Los armónicos individuales de corriente que se observan en la Figura 3.7b, por ejemplo el 3ro y 5to, presentan un error máximo relativo de 0,021 %, 0,127 % y 0,088 %, respectivamente, mientras que el 7mo, 9no y 11vo tienen una imprecisión de 0,066 %, 0,582 % y 0,104 %, respectivamente. Los THD_V y THD_I descritos en la Tabla 3.3, filas 2 y 3, presentan una cercana coincidencia entre las respuestas obtenidas por los métodos SSM_{RT} -DNM, CCA_{EI} -DNM y CCA_{RT} -DNM, incluido PSCAD/EMTDC®. El error relativo obtenido del THD_V es alrededor de 0.042 %, 0.253 % y 0.084 % respectivamente, y la diferencia obtenida del THD_I es de aproximadamente 0.55 %, 1.79 % y 0.75 %, respectivamente.

Tabla 3.3: Distorsión armónica total de voltaje y de corriente medida (THD).

Variable	Magnitud	SSM_{TR} -DNM	CCA_{FE} -DNM	CCA_{TR} -DNM	PSCAD/EMTDC®	Unidad
V_3	THD_V	4.738	4.752	4.744	4.740	%
$I_{R_5\psi_5}$	THD_I	1.457	1.475	1.460	1.449	%

La Tabla 3.4 resume los tiempos requeridos durante el proceso de solución de este caso de estudio, donde el método CCA_{RT} -DNM es 16.48, 3.68, 2.23, 11.90, 3, 1.06, 11.11 y 2.62 veces más rápido que los métodos SSM_{RT} , SSM_{RT} -DN, SSM_{RT} -DNM, CCA_{EI} , CCA_{EI} -DN, CCA_{EI} -DNM, CCA_{RT} y CCA_{RT} -DN, respectivamente.

Tabla 3.4: Tiempos de CPU (s).

RT			EI			RT		
SSM	SSM-DN	SSM-DNM	CCA	CCA-DN	CCA-DNM	CCA	CCA-DN	CCA-DNM
16.65	3.72	2.26	12.02	3.03	1.08	11.23	2.65	1.01

3.2.3. Caso de Estudio 3.3: Comparación Cuantitativa de Modelos Equivalentes de Fuente Fotovoltaica

Este caso de estudio tiene como objetivo la validación del modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica obtenido utilizando el enfoque de CCA que usa la RT, así como también la aplicación de los métodos de aceleración SSM_{RT} -DN y CCA_{RT} -DN, para el análisis de la solución de estado estacionario periódico, así como la interacción y propagación de armónicos en el punto de acoplamiento común (PCC, por sus siglas en inglés). La Figura 3.8 muestra el modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica conectado a una fuente de CA (los parámetros se dan en el Apéndice D, Tabla D.3). La configuración consiste de

un equivalente Norton, un convertidor Boost, un inversor fuente de voltaje, un filtro pasivo LCL y una red de CA. El modelo del CCA, está representado por 4 variables de estado, dos variables menos que las obtenidas mediante el modelo conmutado (seis variables de estado) [Godínez-Delgado y Medina-Ríos, 2019]. La matriz de conductancias obtenida, el vector de voltajes y el vector de corrientes de rama son de orden 4×4 , 4×1 y 4×1 , respectivamente.

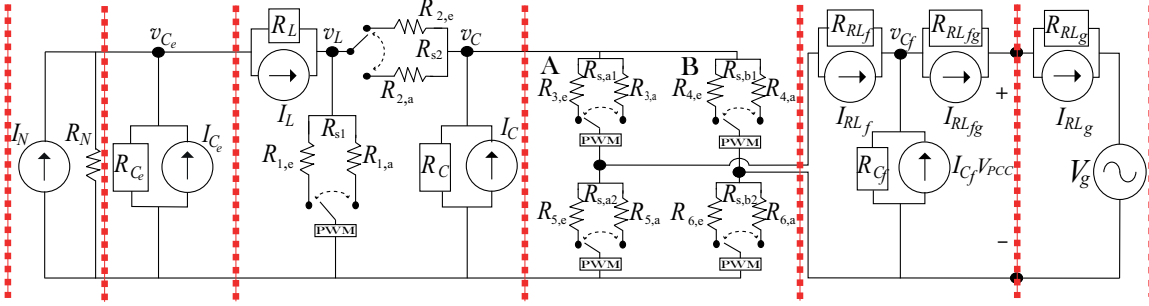


Figura 3.8: Modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica conectado a una fuente de CA.

3.2.3.1. Resultados de la simulación

La Tabla 3.5 resume la aplicación del modelo conmutado mediante el método SSM_{RT} que utiliza FB para obtener la solución de estado estacionario periódico. El método SSM_{RT} obtiene la solución en 90 ciclos completos, mientras que con el método CCA_{RT} se requieren 84 ciclos completos. Los métodos de aceleración SSM_{RT-DN} y CCA_{RT-DN} requieren de una aplicación para obtener la solución en 14 y 12 ciclos, respectivamente. El método de aceleración CCA_{RT-DN} es 7.5, 1.16 y 7 veces más rápido que los métodos SSM_{RT} , SSM_{RT-DN} y CCA_{RT} , respectivamente.

Tabla 3.5: Proceso de convergencia de los modelos equivalentes de fuente fotovoltaica.

NCC	SSM_{RT}	SSM_{RT-DN}	NCC	CCA_{RT}	CCA_{RT-DN}
8	$2.368e^{+00}$	$2.368e^{+00}$	8	$1.509e^{+00}$	$1.509e^{+00}$
14	$1.853e^{-01}$	$7.798e^{-13}$	12	$3.755e^{-01}$	$2.671e^{-12}$
17	$5.824e^{-02}$		17	$1.758e^{-02}$	
⋮	⋮		⋮	⋮	
90	$5.417e^{-11}$		84	$6.210e^{-11}$	

A partir de la aplicación de los métodos de aceleración SSM_{RT-DN} y CCA_{RT-DN} , se obtienen las magnitudes de las formas de onda de corriente y voltaje en el PCC (I_{pcc} y V_{pcc} , respectivamente), descritas en la Tabla 3.6. Se observa que los valores de $THDI_{pcc}$ y $THDV_{pcc}$, cumplen con los valores permisibles de 5% y 8% (corriente y voltaje,

respectivamente), según lo establece la norma IEEE Std 519-2014 [ANSI, 2014]. La diferencia (error) entre los THD medidos a partir de los métodos (SSM_{RT}-DN y CCA_{RT}-DN) y PSCAD/EMTDC[®] es en promedio 0.6 % y 1.43 %, respectivamente.

Tabla 3.6: Resultados obtenidos de los modelos equivalentes de fuente fotovoltaica en el PCC.

Variables	SSM _{RT} -DN	CCA _{RT} -DN	PSCAD/EMTDC [®]	Unidad
V_{pcc}	380.711	377.523	373.657	V
I_{pcc}	26.525	26.893	27.0518	A
THD I_{pcc}	3.973	4.091	3.995	%
THD V_{pcc}	1.142	1.144	1.149	%

Observe la cercana coincidencia a partir de una ampliación en el rango de tiempo entre 0,602 y 0,622 segundos, según se muestra en las Figuras. 3.9a y 3.9b. Las respuestas del método SSM_{RT}-DN y PSCAD/EMTDC[®] muestran una imprecisión alrededor del 1,94 % y 1,88 %, respectivamente. La diferencia (error relativo) obtenida de la aplicación del método CCA_{RT}-DN y PSCAD/EMTDC[®] ronda el 0,58 % y 1,03 %, respectivamente. El método CCA_{RT}-DN presenta la mejor respuesta con respecto a PSCAD/EMTDC[®].

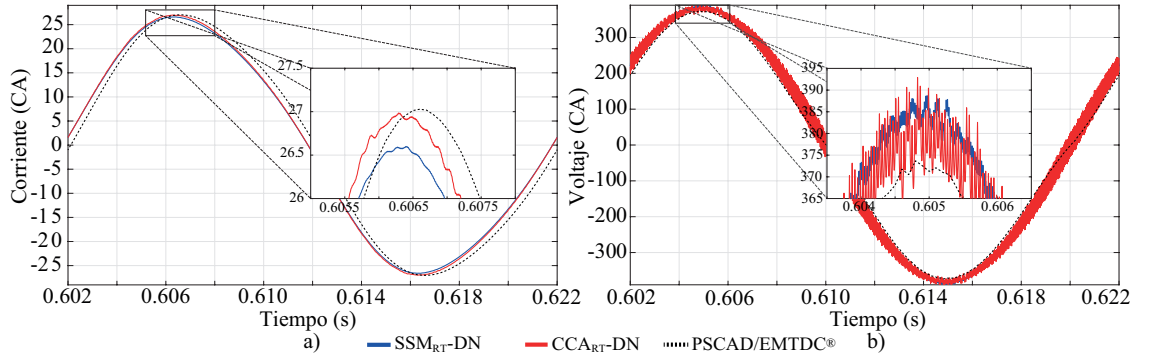


Figura 3.9: Formas de onda en el PCC: a) Corriente I_{pcc} y b) Voltaje V_{pcc} .

La Tabla 3.7 describe los tiempos requeridos para obtener la solución de estado estacionario periódico del sistema de la Figura 2.2, aplicando los métodos SSM_{RT}, SSM_{RT}-DN, CCA_{RT} y CCA_{RT}-DN. El método CCA_{RT}-DN es 8,47, 1,14 y 4,91 veces más rápido que la aplicación de los métodos SSM_{RT}, SSM_{RT}-DN y CCA_{RT}, respectivamente.

Tabla 3.7: Tiempos de CPU (s).

Compilador	SSM _{RT}	SSM _{RT} -DN	CCA _{RT}	CCA _{RT} -DN
Matlab	3885.25	523.3	2254.16	458.6

3.2.4. Caso de Estudio 3.4: Red Eléctrica de CA Suministrada por una Fuente Fotovoltaica

La Figura 3.10 muestra el diagrama de una red eléctrica de CA suministrada por una fuente fotovoltaica. La red eléctrica consiste de una fuente de voltaje sinusoidal, cinco líneas de transmisión cortas representadas por ramas RL serie, un banco de capacitores y dos cargas lineales, mientras que la fuente fotovoltaica consta de un equivalente Norton, un capacitor de enlace, un convertidor Boost, un inversor fuente de voltaje y un filtro.

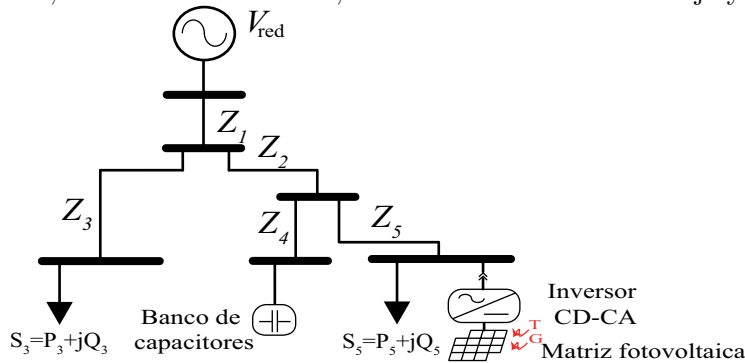


Figura 3.10: Incorporación de fuente fotovoltaica al sistema externo.

Una vez aplicado el enfoque CCA (utilizando la RT) a partir de la Figura 3.10, se obtiene el diagrama equivalente discreto que ejemplifica la conexión del modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica a una red eléctrica, según se ilustra en la Figura 3.11.

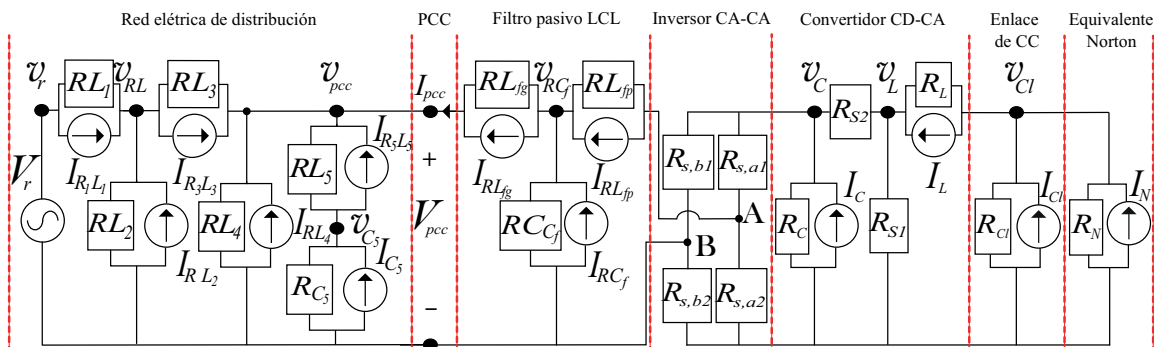


Figura 3.11: Modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica conectada a una red eléctrica de distribución.

A partir de la Figura 3.11 se obtiene el modelo equivalente discreto, que resulta en la ecuación matricial (3.1), cuyo modelo consiste en 8 variables de estado (voltajes nodales), una matriz de conductancias, un vector de voltajes nodales y un vector de corrientes de rama son de orden 8×8 , 8×1 y 8×1 , respectivamente. La matriz de conductancias es simétrica, real en valor numérico y presenta una estructura de bandas diagonales.

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{R_1 L_1} & \cdots & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \ddots & -\frac{1}{R_3 L_3} & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & \cdots & \frac{1}{R_3 L_3} + \frac{1}{R_4 L_4} & -\frac{1}{R_5 L_5} & \cdots & 0 & 0 \\ & & + \frac{1}{R_5 L_5} + \frac{R_{f9} L_{f9}}{1} & & & & \\ 0 & \cdots & -\frac{1}{R_5 L_5} & \frac{1}{R_5 L_5} + \frac{1}{R_{C5}} & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & \frac{1}{R_L} + R_{s1} + R_{s2} & -\frac{1}{R_L} \\ 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & -\frac{1}{R_L} & \frac{1}{R_N} + \frac{1}{R_L} \\ & & & & & & + \frac{1}{R_{Cl}} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \mathbf{v}_{grid} \\ \vdots \\ \mathbf{v}_{pcc} \\ \vdots \\ \mathbf{v}_{C_b} \\ \vdots \\ \mathbf{v}_L \\ \vdots \\ \mathbf{v}_{Cl} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\mathbf{I}_{R_1 L_1} \\ \vdots \\ \mathbf{I}_{R_3 L_3} + \mathbf{I}_{R_4 L_4} \\ + \mathbf{I}_{R_5 L_5} + \mathbf{I}_{R_{f9} L_{f9}} \\ \vdots \\ \mathbf{I}_{C_5} - \mathbf{I}_{R_5 L_5} \\ \vdots \\ \mathbf{I}_N + \mathbf{I}_{Cl} - \mathbf{I}_L \\ \vdots \\ \mathbf{I}_L \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

3.2.4.1. Resultados de la simulación

A partir de la relación matricial (3.1) se obtiene la solución. Los parámetros se dan en el Apéndice D, Tabla D.3. La Tabla 3.8 resume los desajustes obtenidos al aplicar seis métodos a partir de la red eléctrica de la Figura 3.10. La columna 1 muestra el NCC obtenidos a partir del enfoque CCA (usando EI y RT) y las técnicas DN y DNM, mientras que las columnas 2 a 7 ilustran los errores absolutos entre estimaciones sucesivas obtenidas de las variables de estado antes de llegar al estado estacionario periódico.

Tabla 3.8: Desajustes obtenidos durante el proceso de convergencia usando los métodos de aceleración CCA_{RT-DN} y CCA_{RT-DNM} (utilizando EI y RT), caso de estudio 4.4.

NCC	CCA _{EI}	CCA _{EI-DN}	CCA _{EI-DNM}	CCA _{RT}	CCA _{RT-DN}	CCA _{RT-DNM}
1	1.8217e ⁺⁰²	1.8217e ⁺⁰²	1.8217e ⁺⁰²	1.8215e ⁺⁰²	1.8215e ⁺⁰²	1.8215e ⁺⁰²
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
8	3.3661e ⁺⁰⁰	3.3661e ⁺⁰⁰	3.3661e ⁺⁰⁰	3.3629e ⁺⁰⁰	3.3629e ⁺⁰⁰	3.3629e ⁺⁰⁰
17	5.2044e ⁻⁰²	4.3621e ⁻⁰⁵	1.9895e ⁻⁰⁵	5.1920e ⁻⁰²	2.3874e ⁻⁰⁵	9.0949e ⁻⁰⁵
25	9.8634e ⁻⁰⁴	3.6581e ⁻¹²	1.5347e ⁻¹²	9.8199e ⁻⁰⁴	1.6484e ⁻¹²	1.1937e ⁻¹²
⋮	⋮			⋮		
88	9.4358e ⁻¹¹			8.4565e ⁻¹¹		

La Tabla 3.8 muestra que 88 ciclos completos o 1.76 segundos se requieren para alcanzar la solución de estado estacionario periódico aplicando el método CCA convencional a través de los métodos de integración numérica, tales como EI y RT, mientras que los métodos CCA-ND y CCA-DNM (usando EI y RT) necesita 25 ciclos completos o 0.5 segundos para aplicación. Nótese que los métodos CCA-ND y CCA-DNM requieren un promedio de

dos aplicaciones para cumplir con el criterio de convergencia establecido, según se muestra en la Tabla 3.8 (columnas 3, 4, 6 y 7). Esto representa cerca del 28 % del número total de ciclos necesarios si se aplicara el enfoque convencional de CCA. Observe la cercana similitud lograda entre los valores obtenidos que se describen en la Tabla 3.9, columnas 2, 3 y 4. En el caso del factor de potencia (fp), se observa que los valores se mantienen de acuerdo a lo que establece la norma IEEE Std 929-2000, cuyo valor debe superior al 0.85 [ANSI, 2000].

Tabla 3.9: Resultados obtenidos en el PCC, caso de estudio 4.4.

Variablen	CCA _{EI} -DNM	CCA _{RT} -DNM	PSCAD/EMTDC [®]	Unidad
P	4.1347	4.1349	4.1353	kW
S	4.7753	4.7914	4.7889	kVA
fp	0.863	0.863	0.866	-
THD _I	5.305	5.276	5.260	%
THD _V	1.369	1.372	1.371	%

Los valores del THD_I y THD_V son comparados con los límites permisibles que establece la norma IEEE Std 519-2004 [ANSI, 2014], los cuales cumplen con los establecidos en el rango de 5 % y 8 %, respectivamente. Las respuestas obtenidas de los métodos CCA_{EI}-DNM y CCA_{RT}-DNM con respecto a PSCAD/EMTDC[®] muestran un error de 0.461 % y 0.184 %, respectivamente. Concluyendo que el método CCA_{RT}-DNM presenta una mejor precisión con respecto a la respuesta de PSCAD/EMTDC[®].

La Figura 3.12a muestra la forma de onda de corriente en un rango de tiempo de 1.74 a 1.76 segundos, cuya respuesta es obtenida a partir de la simulación de la red eléctrica suministrada por una fuente fotovoltaica. Se observa en una ampliación entre 1,7222 y 1,7241 segundos (ver Figura 3.12b) la cercana coincidencia entre las respuestas obtenidas por los métodos CCA_{EI}-DNM y CCA_{RT}-DNM, respectivamente, con respecto a la respuesta de PSCAD/EMTDC[®], cuyo error máximo relativo es de 0.39 % y 0.18 %, respectivamente. Las formas de onda de corriente de la Figura 3.12 presentan una ondulación provocada por la operación de conmutación del inversor fuente de voltaje, las cuales deben tener en consideración las especificaciones establecidas por las normas IEEE Std 1159-2019 [IEEE Standards Association, EIC y otros, 2019] y IEEE Std 1459-2010 [ANSI, 2010].

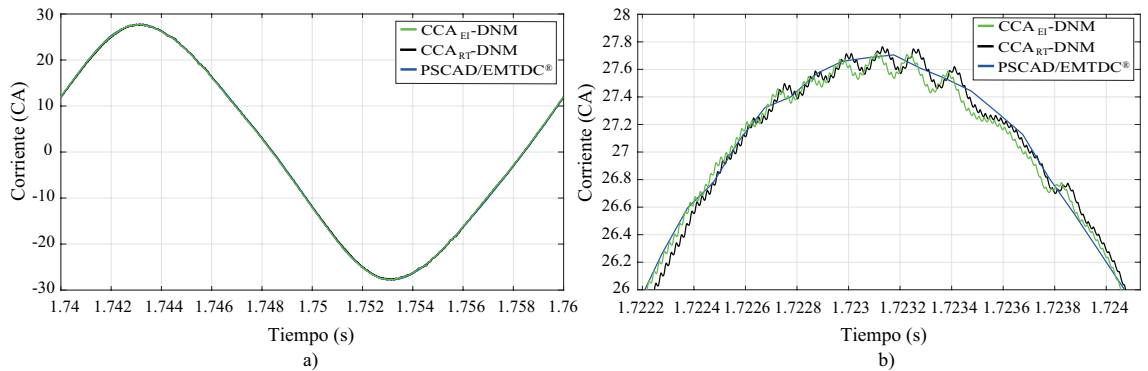


Figura 3.12: Forma de onda de corriente I_{pcc} : a) Intervalo de tiempo de simulación y b) Ampliación.

3.2.5. Caso de Estudio 3.5: Solución de Estado Estacionario Periódico de Sistemas Eléctricos con Componentes Variantes en el Tiempo.

Este caso de estudio consiste en la solución de estado estacionario periódico del sistema eléctrico de 14 nodos modificado, descrito en la Figura 3.13.

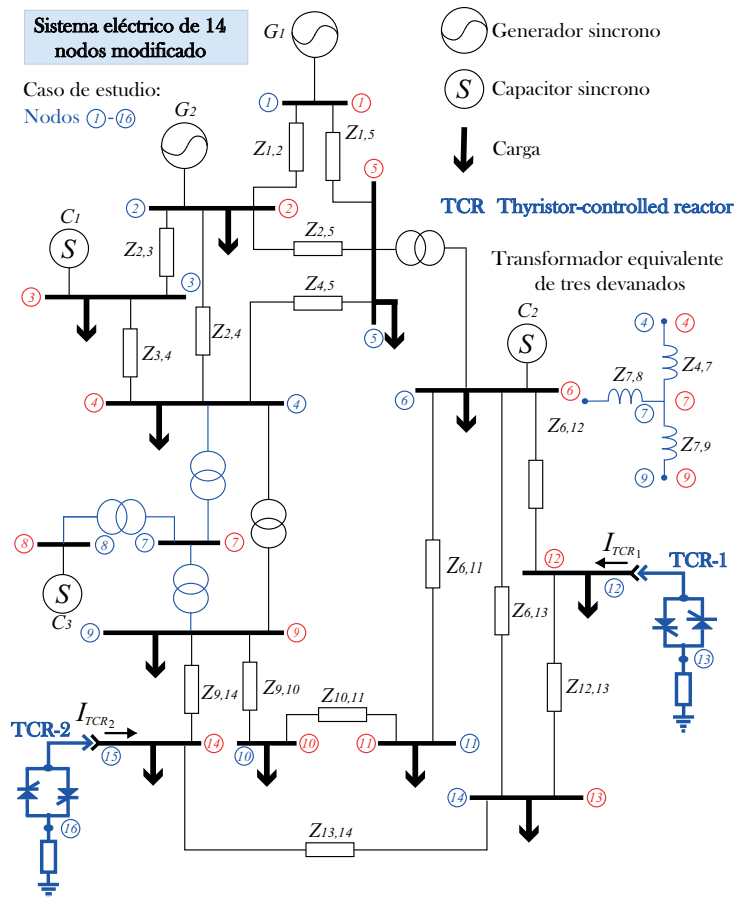


Figura 3.13: Sistema eléctrico de 14 nodos modificado que incluye TCRs en los nodos 12 y 14.

La configuración del sistema consiste en 14 nodos, 15 líneas de transmisión, 5 transformadores, 2 generadores síncronos de CA, 3 capacitores síncronos, 11 cargas eléctricas lineales y 2 TCRs conectados en los nodos 12 y 14 (modelo equivalente discreto dado en el Apéndice A, Sección A.2.3). Las líneas de transmisión están representadas por un modelo PI-nominal. Aplicando el método CCA (usando la RT) se obtiene el modelado del sistema eléctrico de 14 nodos modificado de la Figura 3.13, que incluye la conexión de dispositivos TCRs en los nodos 12 y 14, el cual, resulta en la relación matricial (3.2). La matriz de conductancias es de orden 16x16. Nótese que la numeración de los nodos ha sido actualizada (color azul).

$$\begin{bmatrix}
 \mathbf{G}_{1,1} & \cdots & 0 & \cdots & 0 & 0 \\
 \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\
 0 & \cdots & \mathbf{G}_{m-4,m-4} & \cdots & 0 & 0 \\
 \vdots & \cdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\
 0 & \cdots & 0 & \cdots & \mathbf{G}_{m-1,m-1} & 0 \\
 0 & \cdots & 0 & \cdots & \frac{1}{R_{(Thc)_{V_1}}} & \frac{1}{R_{(Thd)_{V_2}}} \\
 & & & & \mathbf{G}_{m,m_{RL_2}} &
 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \mathbf{v}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{v}_{m-4} \\ \vdots \\ \mathbf{v}_{m-1} \\ \mathbf{v}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{i}_{G_1} + \mathbf{I}_{RL_{1,2}} - \mathbf{I}_{RL_{1,5}} \\ -\mathbf{I}_{C_{1,2}} - \mathbf{I}_{C_{1,5}} \\ \vdots \\ \mathbf{I}_{RL_{6,m-4}} \\ -\mathbf{I}_{RL_{m-4,m-3}} - \mathbf{I}_{Load_{m-4,m-4}} \\ \vdots \\ \mathbf{I}_{RL_{m-7,m-1}} \\ +\mathbf{I}_{RL_{m-2,m1}} - \mathbf{I}_{Load_{m-1,m-1}} \\ -\mathbf{I}_{RL_2} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

donde

$$\mathbf{G}_{m-4,m-4} = \frac{1}{R_{6,m-4}} + \frac{1}{R_{L_{6,m-4}}} + \frac{1}{R_{m-4,m-2}} + \frac{1}{R_{L_{m-4,m-2}}} + \frac{1}{R_{m-4}} + \frac{1}{R_{L_{m-4}}} + \frac{1}{R_{(Tha)_{V_1}}} + \frac{1}{R_{(Thb)_{V_2}}} \quad (3.3a)$$

$$\mathbf{G}_{m-1,m-1} = \frac{1}{R_{m-5,m-1}} + \frac{1}{R_{L_{m-5,m-1}}} + \frac{1}{R_{m-2,m-1}} + \frac{1}{R_{L_{m-2,m-1}}} + \frac{1}{R_{m-1}} + \frac{1}{R_{L_{m-1}}} + \frac{1}{R_{(Thc)_{V_1}}} + \frac{1}{R_{(Thd)_{V_2}}} \quad (3.3b)$$

$$\mathbf{G}_{m,m_{RL_2}} = \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_{L_2}} + \frac{1}{R_{(Thc)_{V_1}}} + \frac{1}{R_{(Thd)_{V_2}}} \quad (3.3c)$$

3.2.5.1. Resultados de la simulación

La Figura 3.13 representa en el sistema eléctrico de 14 nodos modificado que incluye la conexión de dispositivos TCRs en los nodos 12 y 14 (color rojo). El modelo equivalente de este sistema está dado a partir de la aplicación del método CCA_{RT} mediante incidencia nodal por LCK, cuyo modelo es representado por dieciséis variables de estado (voltajes nodales). Una vez obtenido el modelo, se resuelve mediante los métodos CCA, CCA-DN y CCA-DNM, respectivamente, utilizando la RT, para obtener la solución de estado estacionario periódico. La Tabla 3.10, columnas 2, 3 y 4 resume los NCC requeridos durante la aplicación de los métodos CCA_{RT}, CCA_{RT}-DN y CCA_{RT}-DNM, respectivamente. Por ejemplo, en la

columna 2 se dan los desajustes obtenidos durante el proceso de convergencia mediante la aplicación del método convencional CCA_{RT} , cuyo proceso de solución requiere de 1436 ciclos completos o 23.933 segundos para alcanzar el estado estacionario periódico, mientras que la aplicación de los métodos CCA_{RT-DN} y CCA_{RT-DNM} necesita de 41 ciclos completos o 0.683 segundos (columnas 3 y 4, respectivamente).

Tabla 3.10: Desajustes obtenidos durante el proceso de convergencia, caso de estudio 4.5.

NCC	CCA_{RT}	CCA_{RT-DN}	CCA_{RT-DNM}
8	6.324×10^{-02}	6.324×10^{-02}	6.324×10^{-02}
⋮	⋮	⋮	
25	8.147×10^{-05}	2.309×10^{-06}	2.486×10^{-07}
⋮	⋮	⋮	
41	6.426×10^{-06}	1.936×10^{-13}	2.113×10^{-13}
⋮	⋮		
1436	9.980×10^{-11}		

En términos de esfuerzo computacional se puede observar que la aplicación de los métodos CCA_{RT-DN} y CCA_{RT-DNM} presentan una mayor eficiencia, ya que en promedio son 35 veces más rápidos y solo requieren del 2.85 % del número total de ciclos requeridos que si se aplicara el método convencional CCA_{RT} .

Los tiempos de CPU descritos en la Tabla 3.11, columnas 2, 3 y 4, son obtenidos durante la aplicación de los métodos CCA_{RT} , CCA_{RT-DN} y CCA_{RT-DNM} . En resumen, la aplicación del método convencional CCA_{RT} requiere de un tiempo de proceso alto (columna 2), sin embargo, mediante la aplicación de los métodos CCA_{RT-DN} y CCA_{RT-DNM} , los tiempos requeridos durante el proceso de solución disminuye considerablemente; esto representa el 2.42 % y 1.85 %, del asociado con el método convencional CCA_{RT} . Observe que el método CCA_{RT-DNM} es ligeramente más eficiente que la aplicación del método CCA_{RT-DN} , ya que es en promedio es 1.3 veces más rápido.

Tabla 3.11: Tiempos de CPU (s).

Simulador	CCA_{RT}	CCA_{RT-DN}	CCA_{RT-DNM}
Matlab [®]	701	17	13

Las Figuras 3.14a y 3.14c muestran la distorsión de la forma de onda debido al funcionamiento del dispositivo TCR conectado en el nodo 12, cuyo análisis mediante la DFT permite determinar un alto contenido de armónicos, según se muestra en la Figura 3.14b. Los armónicos individuales de corriente con mayor magnitud son el 3^{ro} y 5^{to}, ya que son del 26% y 9% de la fundamental, respectivamente, y los armónicos de orden superior, del 9^{no} al 13^{vo} se observan por debajo del 2% de la fundamental. Ahora, comparando el contenido armónico individual obtenido en la Figura 3.14b con los límites permisibles de la norma IEEE Std 519-2004 [ANSI, 2014], se puede observar los armónicos individuales, como el 3^{er} y 5^{to}, no cumplen con los límites que establece la norma, ya que están por encima del 5% de la fundamental, mientras que los armónicos individuales del 7^{mo} al 13^{vo} si cumplen con los límites permisibles, ya que son inferiores al 2%.

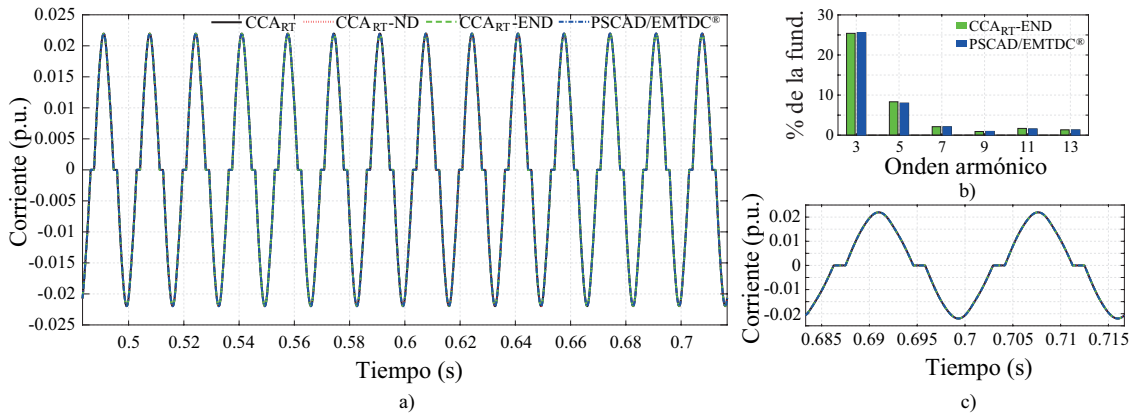


Figura 3.14: Formas de onda de corriente I_{TCR_1} : a) Corriente de línea I_{TCR_1} , b) Espectro armónico y c) Estado estacionario no sinusoidal de corriente I_{TCR_1} .

3.3. Conclusiones

La importancia de este capítulo consiste en la implementación de los métodos descritos para el cálculo rápido y eficiente de la solución de estado estacionario periódico de sistemas eléctricos lineales, no lineales y variantes en el tiempo. Se pudo comprobar que los métodos equivalentes mediante el CCA (MEDT y MEDN) y los métodos CCA-DN y CCA-DNM que utilizan métodos de integración; EI y RT, son capaces de obtener de manera confiable y eficiente, la solución de los sistemas eléctricos lineales y no lineales propuestos.

Los sistemas eléctricos propuestos en este capítulo fueron modificados y probados en distintos estados de operación, tales como su representación, solución de estado estacionario periódico, análisis de la propagación de armónicos, eficiencia, rapidez y precisión.

Estos sistemas consisten en circuitos eléctricos con componentes RLC y ramas RL , sistemas eléctricos de 3 y 14 nodos que incluyen ramas magnetizantes y dispositivos TCRs, respectivamente, así como la conexión de una fuente fotovoltaica al sistema externo.

El caso de estudio 3.1, ha demostrado que el método CCA que utiliza MEDT y MEDN puede ser aplicado en una amplia gama de casos de estudio. Sin embargo, la aplicación del método CCA_{Th} usando MEDT, se limita al análisis de circuitos eléctricos de pequeña escala, ya que su aplicación en sistemas eléctricos de mediana o gran escala resultaría difícil, en tanto que el método CCA_N utilizando MEDN, puede aplicarse de manera sencilla en sistemas eléctricos de cualquier escala.

Se ha demostrado también en el caso de estudio 3.2, que la solución obtenida por el método CCA_N es más eficiente en comparación con la aplicación por el método convencional SSM que utiliza FB; concluyendo que el método SSM resulta ser una representación inconveniente, difícil y en algunas ocasiones lenta, particularmente en la aplicación en sistemas eléctricos de mediana y gran escala. La solución convencional se implementó con las técnicas DN y DNM en combinación con el método CCA (usando la RT); esta combinación logró una reducción del 31.57% de NCC requeridos para obtener la solución de estado estacionario periódico, en comparación con la aplicación del método SSM combinado con las técnicas DN y DNM. El método CCA-DNM, resultó ser la aplicación más rápida, en comparación con los métodos simples y combinados descritos en el caso de estudio 3.2.

De los casos de estudio 3.3 y 3.4 se ha demostrado que el modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica obtenido mediante el CCA es eficiente en comparación con el modelo conmutado que utiliza el enfoque SSM, cuya solución se obtuvo mediante los métodos CCA-DN y CCA-DNM. En particular, se pudo comprobar que el modelo propuesto reduce un 33% sus variables de estado con respecto al enfoque SSM.

Finalmente, en el caso de estudio 3.5 se demostró la eficiencia de los métodos CCA-DN y CCA-DNM cuando son se incluyen diversos dispositivos variantes en el tiempo (TCRs). Los resultados obtenidos muestran una reducción de 97.14% del número total de ciclos calculados, con respecto a la aplicación del método convencional CCA.

Capítulo 4

Evaluación de Fenómenos Adversos de Calidad de la Energía en Sistemas Eléctricos

El presente capítulo ilustra la aplicación del análisis de circuito acompañante (CCA, por sus siglas en inglés) que utiliza distintas reglas de integración numérica. El CCA consiste de una relación matricial, donde la matriz de conductancias es simétrica en estructura y dispersa. Estas características se aprovechan utilizando factorización de matrices dispersas mediante descomposición LU y LDU. La aplicación demuestra que los métodos son herramientas eficientes para el análisis de la solución de estado estacionario periódico de sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala considerando distintos estados de operación, tales como la integración fuentes fotovoltaicas, así como la presencia de fallas.

4.1. Introducción

En éste capítulo, el uso de métodos numéricos aborda el problema de la solución de estado estacionario periódico, así como la evaluación de fenómenos adversos de calidad de la energía en sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala. Este tipo de análisis permite obtener resultados que pueden ser utilizados como un medio para la mejora en la operación, control y estabilidad de sistemas eléctricos, tomando como referencia los valores permisibles de las normas del IEEE [IEEE Standards Association, EIC y otros, 2019]. Estas normas permiten el análisis de distintos efectos/variaciones de calidad de la energía, cuyo

objetivo es clasificar y establecer índices que garanticen la operación de sistemas eléctricos bajo la presencia de fallas, la incorporación de nuevas tecnologías, entre otras [ANSI, 2000].

La aplicación del CCA utilizando la integración numérica EI, EE y RT, permite obtener una representación de sistemas eléctricos. Una vez definido el modelo por CCA, se obtiene la solución a partir de las técnicas de factorización de matrices dispersas, cuyos procesos consisten en la descomposición LU y LDU. Esta combinación da como resultado los métodos CCA-LU y CCA-LDU, según se detallan en el Capítulo 2, Sección 2.7.2).

Los métodos son aplicados en 6 casos de estudios:

- El caso de estudio 4.1 tiene como objetivo procesar las matrices altamente dispersas obtenidas de los sistemas eléctricos propuestos mediante la descomposición LU.
- El caso de estudio 4.2 se utiliza para el análisis de la solución obtenida mediante la aplicación del método CCA-LU usando RT en el sistema eléctrico de 5 nodos modificado que incluye corrientes armónicas y fallas.
- El caso de estudio 4.3 muestra el análisis y la evaluación de depresiones de voltaje en el sistema eléctrico de 30 nodos modificado aplicando los métodos propuestos CCA-LU y CCA-LDU mediante la integración numérica RT.
- El caso de estudio 4.4 ilustra el impacto asociado del sistema eléctrico de 30 nodos modificado, que incluye una fuente fotovoltaica y la presencia de fallas en distintos nodos para el análisis de la distorsión armónica, depresiones de voltaje y otros. Los resultados obtenidos están dados mediante la aplicación del método CCA-LU.
- El caso de estudio 4.5 consiste en la solución de estado estacionario periódico de sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala bajo distorsión armónica y la presencia de fallas, aplicando el método CCA-LU usando EE y RT.
- El caso de estudio 4.6 propone el análisis de los sistemas eléctricos de mediana y gran escala que incorporan fuentes fotovoltaicas en distintos nodos, donde la solución de estado estacionario periódico se obtiene mediante el método CCA-LU utilizando RT.

Los parámetros de los sistemas eléctricos propuestos se dan en el Apéndice D y [Zimmerman y Murillo-Sánchez, 2023], en donde se considera que los sistemas son balanceados (sistemas monofásicos). En todos los casos los resultados obtenidos de las simulaciones se comparan y validan bajo mismas condiciones de operación en términos de eficiencia,

tiempo de CPU y precisión, tomando como referencia los obtenidos mediante la aplicación del CCA, que utiliza descomposición LU y LDU mediante la eliminación de Gauss convencional. En el caso de los resultados obtenidos de los sistemas eléctricos de pequeña y mediana escala (5, 14, 30, 57, 118 y 300 nodos) se han comparado con PSCAD/EMTDC®. La solución de estado estacionario periódico de los casos de estudio 4.5 y 4.6 se logra una vez cumplido un criterio de convergencia de 10^{-2} y 10^{-3} p.u., respectivamente.

La codificación de los algoritmos para la simulación de los casos de estudio se llevó a cabo en MathWorks: MATLAB® 2020a de 64 bits con número de licencia 40899738 y PSCAD/EMTDC®, versión 4.5, instalados en el servidor de alto rendimiento Intel® de gama alta E5-4627, velocidad 2.60 GHz y 192 GB de RAM, ubicado en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la UMSNH. Las características describen un equipo Intel® de gama alta E5-4627, velocidad 2.60 GHz y 192 GB de RAM.

4.1.1. Caso de Estudio 4.1: Descomposición LU de Matrices Dispersas Equivalentes a los Sistemas Eléctricos de 5, 14, 30, 57, 118, 300, 2393, 6470 y 13659 Nodos.

La Figura 4.1 muestra las topologías de red obtenidas mediante la aplicación del método CCA_{RT}-LU en los sistemas eléctricos de 5, 14, 30, 57, 118, 300, 2393, 6470 y 13659 nodos. En todos los casos, las estructuras equivalentes son simétricas y dispersas.

Los sistemas eléctricos de las Figuras 4.1a y 4.1b presentan baja estructura dispersa, mientras que los sistemas eléctricos de las Figuras 4.1c, 4.1d, 4.1e y 4.1f ilustran estructuras dispersas significativamente mayores y los sistemas eléctricos restantes descritos en las Figuras 4.1g y 4.1h, son altamente dispersas. Cada sistema eléctrico mostrado de las Figuras 4.1a a 4.1i, contiene 19, 54, 112, 213, 476, 1118, 8155, 22594 y 50909 elementos distintos de cero, respectivamente. Este tipo de característica requiere de la aplicación de un método que satisfaga el proceso de este tipo de estructuras. En este caso se utiliza la factorización de matrices dispersas que utiliza un proceso de descomposición LU. Durante el proceso de solución usando el método CCA_{RT}-LU, se obtienen las estructuras equivalentes de matrices LU de cada sistema. Las Figuras 4.2a a la 4.2i muestran las matrices triangular inferior y superior (L y U, respectivamente), las cuales ilustran una escasa relación entre sus variables. Las Figuras 4.2g y 4.2h se observa una alta concentración de sus elementos.

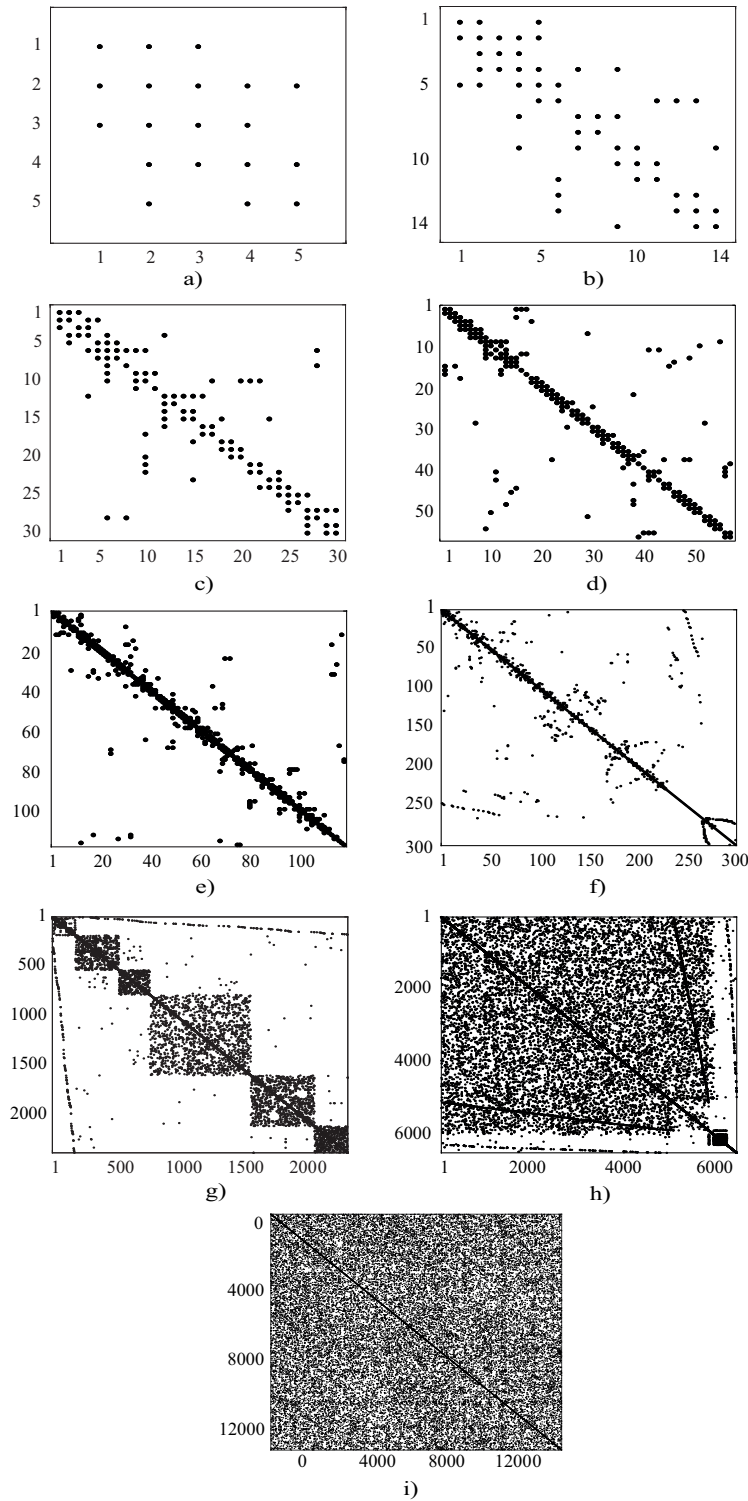


Figura 4.1: Mapas de topología de matrices dispersas de los sistemas eléctricos: a) 5 nodos, b) 14 nodos, c) 30 nodos, d) 57 nodos, e) 118 nodos, f) 300 nodos, g) 2393 nodos, h) 6470 nodos y i) 13659 nodos.

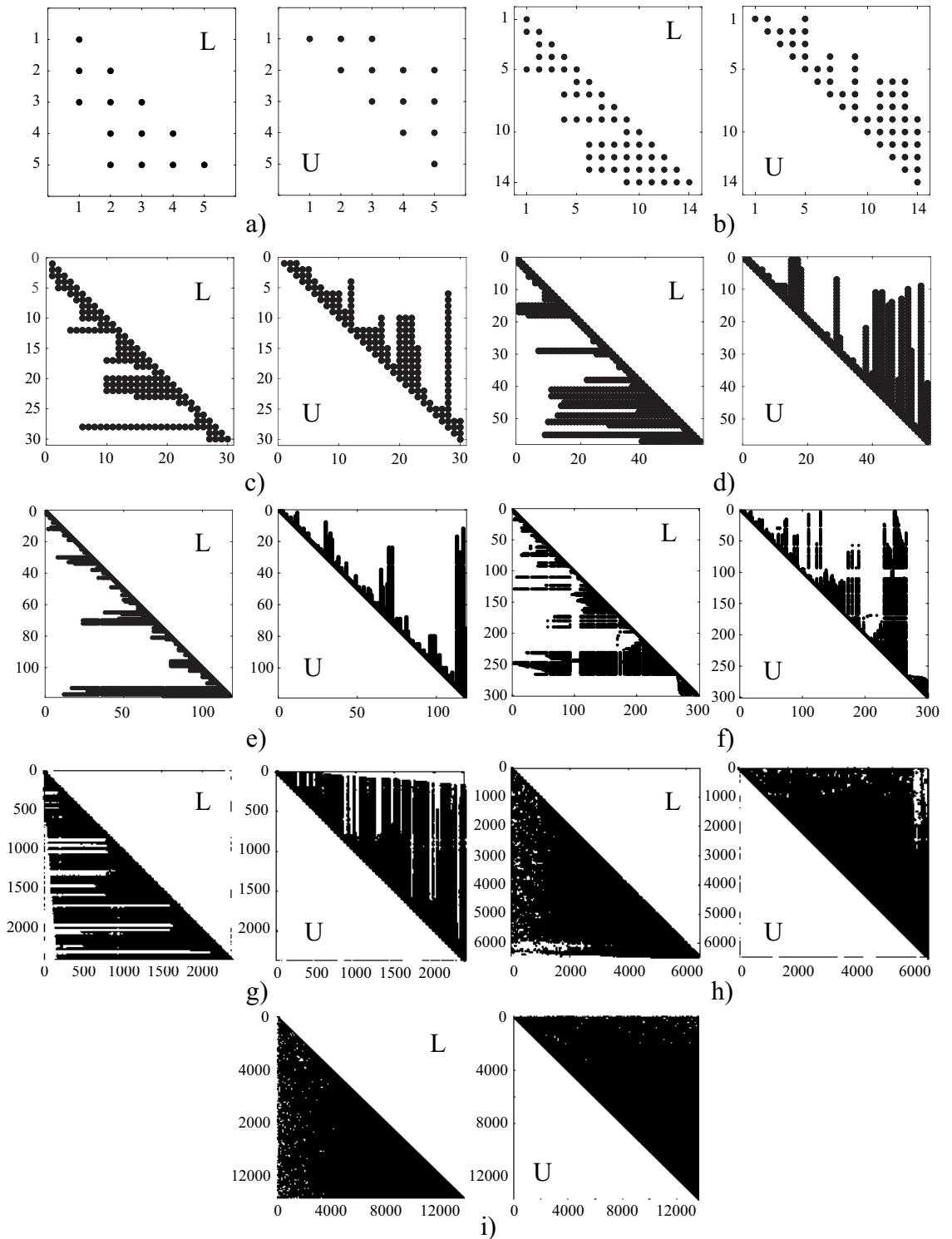


Figura 4.2: Descomposición LU de los sistemas eléctricos: a) 5 nodos, b) 14 nodos, c) 30 nodos, d) 57 nodos, e) 118 nodos, f) 300 nodos, g) 2383 nodos, h) 6470 y i) 13659 nodos.

4.2. Evaluación de Fenómenos Adversos de Calidad de la Energía en Sistema Eléctricos de Pequeña Escala

4.2.1. Caso de Estudio 4.2: Sistema Eléctrico de 5 Nodos Modificado que Incluye una Fuente de Corriente Armónica y Doble Falla de Fase a Tierra.

La Figura 4.3 representa el sistema eléctrico de 5 nodos modificado, que consta de 5 nodos, 7 líneas de transmisión de longitud media, 2 fuentes de voltaje sinusoidal (generadores sincros de CA), 3 cargas eléctricas lineales, dos fuentes de corriente armónica incluida en el nodo 4, así como la presencia de doble falla de fase a tierra en los nodos 3 y 4. Las líneas de transmisión de longitud media son equivalentes al modelo PI-nominal.

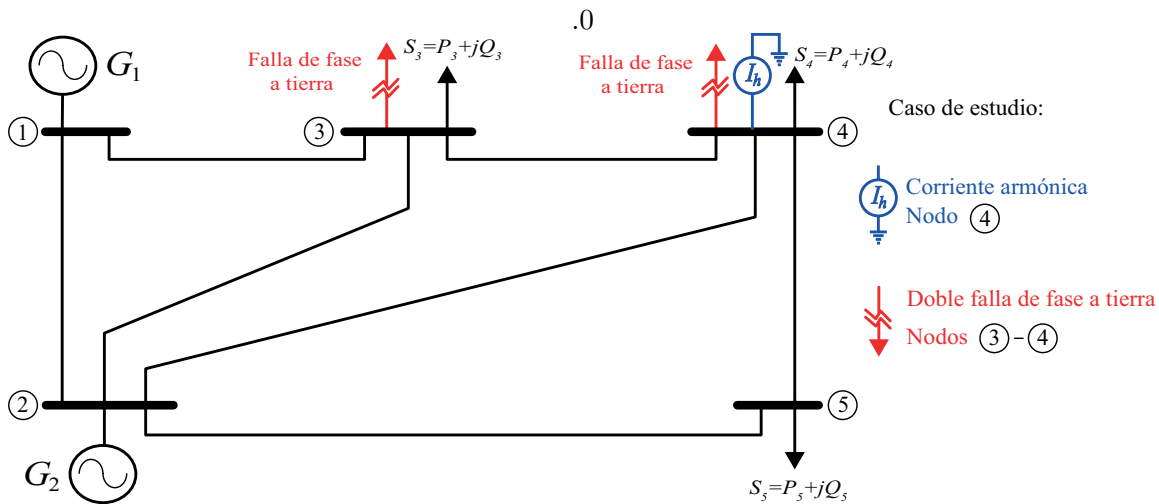


Figura 4.3: Sistema eléctrico de 5 nodos modificado que incluye la inyección de corriente armónica en el nodo 4, así como la presencia de doble falla de fase a tierra en los nodos 3 y 4.

El sistema eléctrico modificado de la Figura 4.3 se puede representar a través del CCA, usando la integración numérica de RT. Cada rama RL del sistema eléctrico es equivalente a obtener MEDN. El modelo se obtiene mediante incidencia nodal, lo que da como resultado 5 variables de estado (voltajes nodales). La relación matricial equivalente contiene una matriz de conductancias, un vector de voltajes nodales y un vector de corrientes de rama de orden 5×5 , 5×1 y 5×1 , respectivamente. La inyección de corriente armónica I_{h4} en el nodo 4 y las fallas de fase a tierra en el nodo 3 y 4 (R_{f3} y R_{f4} , respectivamente) se muestran en la Figura 4.3 (colores azul y rojo, respectivamente).

Aplicando LCK en el nodo 4 incluyendo la fuente de corriente armónica \mathbf{I}_{h_4} , se obtiene la siguiente expresión

$$\mathbf{I}_{R_4 L_4} = \mathbf{I}_{R_{3,4} L_{3,4}} + \mathbf{I}_{R_{2,4} L_{2,4}} - \mathbf{I}_{R_{4,5} L_{4,5}} - \mathbf{I}_{C_4} + \mathbf{I}_{h_4} \quad (4.1)$$

Los elementos que representan la doble falla de fase a tierra en los nodos 3 y 4, se incluyen en los elementos de la diagonal principal correspondientes ($g_{3,3}$ y $g_{4,4}$), dados por

$$g_{3,3} = \frac{1}{R_{3,1} L_{3,1}} + \frac{1}{R_{3,2} L_{3,2}} + \frac{1}{R_{3,4} L_{3,4}} + \frac{1}{R_{C3}} + \frac{1}{R_{f3}} \quad (4.2a)$$

$$g_{4,4} = \frac{1}{R_{4,2} L_{4,2}} + \frac{1}{R_{4,3} L_{4,3}} + \frac{1}{R_{4,5} L_{4,5}} + \frac{1}{R_{C4}} + \frac{1}{R_{f4}} \quad (4.2b)$$

Las condiciones de operación incluidas en este caso de estudio no afecta las dimensiones de la matriz de conductancias, del vector de voltajes nodales y del vector de corrientes de rama.

4.2.1.1. Resultados de la Simulación

Una vez obtenida la representación mediante el método CCA_{RT}, la solución consiste en la descomposición LU convencional de la matriz de conductancias equivalente del sistema. Se considera doble falla a tierra en los nodos 3 y 4 del sistema eléctrico de la Figura 4.4. La primera falla se aplica en el nodo 3 entre 0.2 y 0.3 segundos, mientras que la segunda falla en el nodo 4 está en el rango de 0.3 a 0.4 segundos.

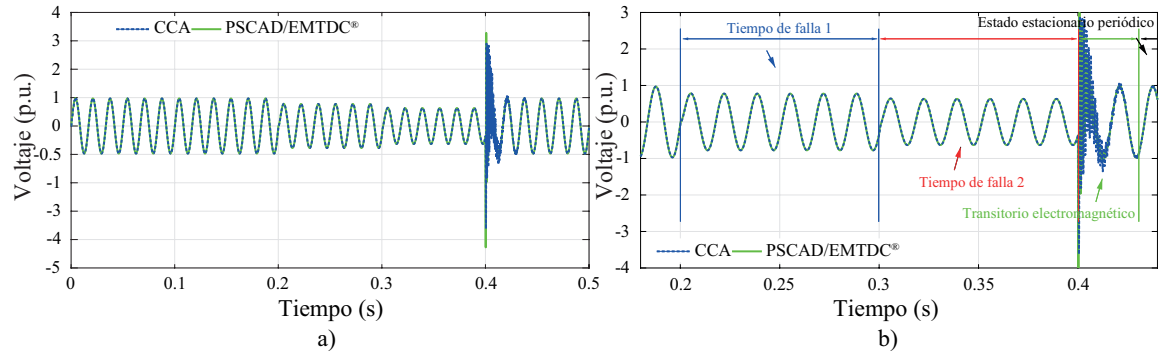


Figura 4.4: Forma de onda de voltaje en el nodo 3 incluyendo doble falla de fase a tierra en los nodos 3 y 4: a) Tiempo de simulación de 0.5 segundos y b) Respuesta ampliada entre 0.18 y 0.42 segundos.

La Figura 4.4a muestra las fluctuaciones de la forma de onda de voltaje en el nodo 3 durante la presencia de doble falla a tierra. El tiempo de falla 1 en el nodo 3 presenta una depresión de voltaje, cuya magnitud disminuye aproximadamente el 15%

de valor nominal, mientras que durante el tiempo de falla 2 presente en el nodo 4, la magnitud se reduce alrededor del 30 % de su valor nominal. La norma IEEE Std 1159-2019 clasifica estas fluctuaciones como depresiones de voltaje con magnitud cerca de 0.85 y 0.70 p.u., respectivamente. Estos valores se encuentran en el rango de 0.1 a 0.9 p.u., según lo establece la norma IEEE Std 1159-2019 [IEEE Standards Association, EIC y otros, 2019]. El transitorio oscilatorio de voltaje se presenta durante un tiempo de 30ms cuando las fallas 1 y 2 han finalizado; después de esta condición transitoria, la forma de onda de voltaje regresa al estado estacionario periódico de pre-falla. Se observa una cercana coincidencia entre las respuestas obtenidas por el método propuesto CCA_{RT-LU} y PSCAD/EMTDC[®], cuya diferencia entre ambas respuestas es aproximadamente de 0.15 %.

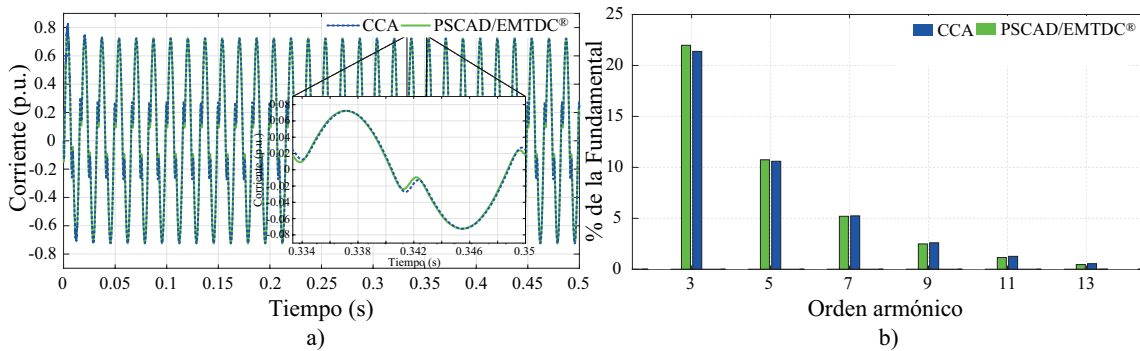


Figura 4.5: Corriente de rama 3-4: a) Forma de onda y b) Contenido armónico.

La Figura 4.5a ilustra la forma de onda de corriente de la rama 3-4. En una vista ampliada entre 0.334 y 0.35 segundos se muestra la cercana coincidencia entre las respuestas obtenidas por el método CCA_{RT-LU} y PSCAD/EMTDC[®]. El contenido armónico obtenido mediante la DFT en la forma de onda de corriente de rama 3-4, muestra una diferencia máxima para el 3er armónico aproximadamente del 1 %. El resto de armónicos presentan en promedio un error relativo que ronda el 1.6 %. El THD medido en la forma de onda de la corriente de rama 3-4 equivale al 24.62 % y 25.16 %, para el método CCA_{RT-LU} y PSCAD/EMTDC[®], respectivamente. El error máximo relativo entre ambas respuestas es de 2.14 %. Una vez analizado el contenido armónico es comparado con los valores permisibles por la norma IEEE Std 519-2004 [ANSI, 2014]. Los armónicos individuales de corriente del 3ro al 7mo superan los límites, ya que están por encima del 4 % y los armónicos 9no y del 11vo al 13vo cumplen con los límites establecidos, ya que son inferiores al 4 % y al 2 %, respectivamente.

4.2.2. Caso de Estudio 4.3: Análisis de Depresiones de Voltaje en el Sistema Eléctrico de 30 Nodos Modificado.

Este caso de estudio consiste en el análisis del sistema eléctrico de 30 nodos modificado bajo condiciones de fallas de fase a tierra. El modelo se obtiene a partir de la aplicación del método CCA_{RT} que utiliza un proceso de solución basado en la descomposición LU y LDU de matrices dispersas. El sistema eléctrico modificado de la Figura 4.6 está conformado por 30 nodos, 41 líneas de transmisión, 21 cargas eléctricas lineales, 3 transformadores, 6 generadores (2 fuentes de voltaje sinusoidal y 4 condensadores síncronos) y 5 fallas de fase a tierra. El modelo equivalente obtenido consta de 30 variables de estado, cuya matriz de conductancias equivalente es de orden 30×30 . Los parámetros del caso de estudio son descritos en [Zimmerman y Murillo-Sánchez, 2023], así como en el Apéndice D, Tabla D.5.

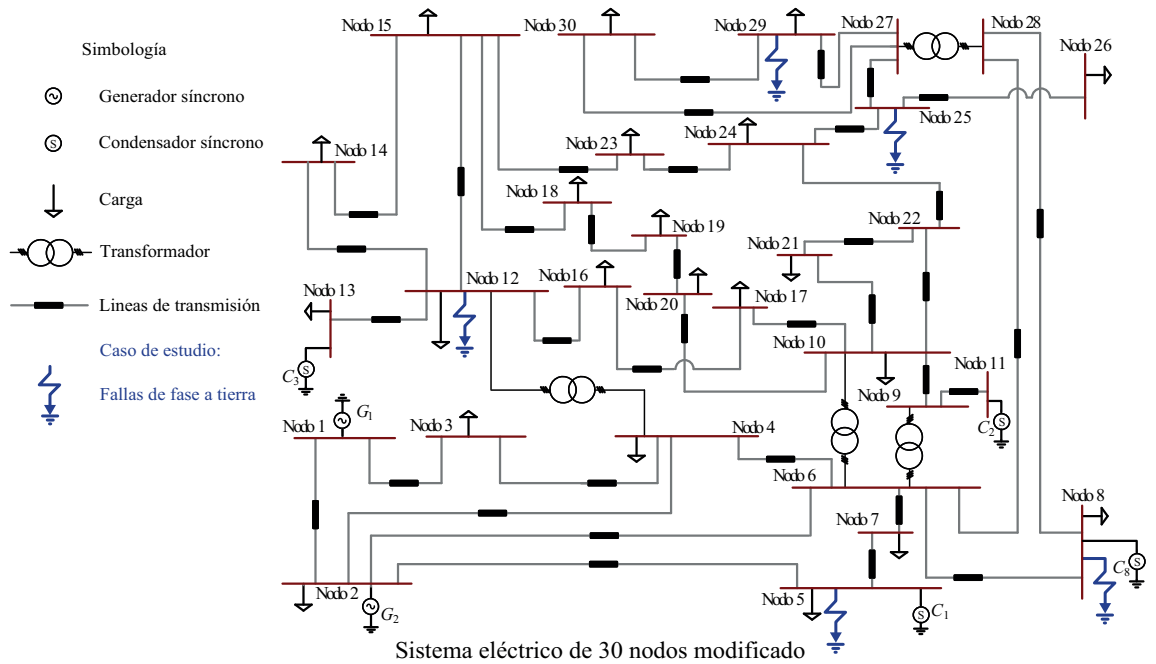


Figura 4.6: Sistema eléctrico de 30 nodos modificado bajo condiciones de fallas de fase a tierra.

Las 5 fallas de fase a tierra, están representadas por las resistencias R_{f_5} , R_{f_8} , $R_{f_{12}}$, $R_{f_{25}}$ y $R_{f_{29}}$. Estas fallas son consideradas en distintos nodos del sistema eléctrico modificado, tales como 5, 8, 12, 25 y 29. La conexión de estos elementos en el sistema no alteran las dimensiones de la matriz de conductancias, ya que solo se incluye mediante la incidencia de los elementos de la diagonal principal correspondientes, según se establece por

$$g_{5,5} = \frac{1}{RL_{2,5}} + \frac{1}{RL_{5,7}} + \frac{1}{RL_{Load_5}} + \frac{1}{C_5} + \frac{1}{R_{f_5}} \quad (4.3a)$$

$$g_{8,8} = \frac{1}{RL_{6,8}} + \frac{1}{RL_{8,28}} + \frac{1}{RL_{Load_8}} + \frac{1}{R_{f_8}} \quad (4.3b)$$

$$g_{12,12} = \frac{1}{RL_{12,13}} + \frac{1}{RL_{12,14}} + \frac{1}{RL_{12,15}} + \frac{1}{RL_{12,16}} + \frac{1}{RL_{Load_{12}}} + \frac{1}{R_{f_{12}}} \quad (4.3c)$$

$$g_{25,25} = \frac{1}{RL_{24,25}} + \frac{1}{RL_{25,26}} + \frac{1}{RL_{25,27}} + \frac{1}{R_{f_{25}}} \quad (4.3d)$$

$$g_{29,29} = \frac{1}{RL_{27,29}} + \frac{1}{RL_{29,30}} + \frac{1}{RL_{Load_{29}}} + \frac{1}{R_{f_{29}}} \quad (4.3e)$$

4.2.2.1. Resultados de la Simulación

A partir del modelo obtenido mediante los métodos CCA_{RT}-LU y CCA_{RT}-LDU, se obtiene la forma de onda mostrada en la Figura 4.7, considerando condiciones de falla de fase a tierra en el rango de tiempo entre 0.2 y 0.7 segundos. La Figura 4.7 muestra la forma de onda de voltaje en el nodo 29, cuyas variaciones de voltaje muestran depresiones de voltaje causadas por la presencia de múltiples fallas de fase a tierra. Las depresiones de voltaje están presentes en los nodos 5, 8 y 12 en el rango de 0.6 a 0.9 p.u., mientras que las fallas en los nodos 25 y 29 oscilan desde 0.2 a 0.3 y 0.4 a 0.6 p.u., respectivamente.

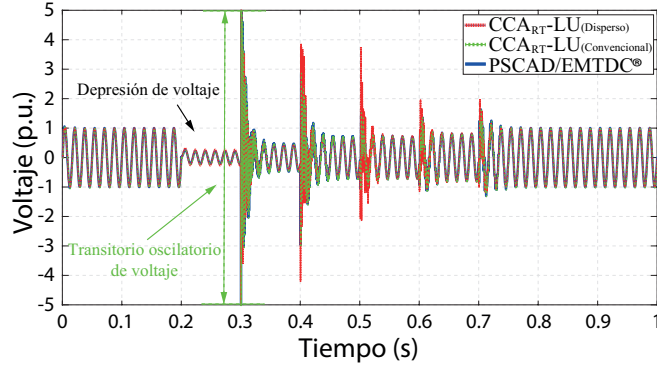


Figura 4.7: Forma de onda de voltaje en el nodo 29 ante la presencia de múltiples fallas de fase a tierra en el rango de tiempo entre 0.2 y 0.7 segundos.

Observe una cercana coincidencia entre la respuesta obtenida por el método CCA_{RT} (utilizando descomposición LU de matrices dispersas y convencional) y PSCAD/EMTDC®, cuya diferencia ronda el 0.06 % y 0.03 %, respectivamente. Durante el tiempo de simulación entre 0.2 y 0.7 segundos, las magnitudes de las depresiones de voltaje se encuentran dentro de los límites permisibles de la norma IEEE Std 1159-2019 [IEEE Standards Association, EIC y otros, 2019], ya que se encuentran en el rango de 0.1 a 0.9 p.u. Una vez que finalizan las fallas se presentan transitorios de voltaje que oscilan de 0.5 a 30 ms.

La Tabla 4.1 detalla los tiempos de CPU, los cuales son obtenidos una vez aplicado el método CCA_{RT} mediante descomposición LU y LDU de matrices dispersas y convencional. En resumen, el método CCA_{RT} (usando LU dispersa) es 1.21, 2.48 y 3.05 veces más rápido la aplicación del método CCA_{RT} (utilizando LDU dispersa) y el método CCA_{RT} (considerando la descomposición LU y LDU convencional), respectivamente.

Tabla 4.1: Tiempos requeridos de CPU (s).

Fallas de fase a tierra	Métodos convencionales		Métodos dispersos	
	CCA_{RT} -LU	CCA_{RT} -LDU	CCA_{RT} -LU	CCA_{RT} -LDU
5	81.00	99.52	32.61	39.49

4.2.3. Caso de Estudio 4.4: Evaluación de Calidad de la Energía en el Sistema de Eléctrico de 30 Nodos Modificado.

El modelado a partir de la aplicación del método CCA_{RT} (usando descomposición LU de matrices dispersas) se obtiene a partir del sistema eléctrico de 30 nodos modificado descrito en la Figura 4.8.

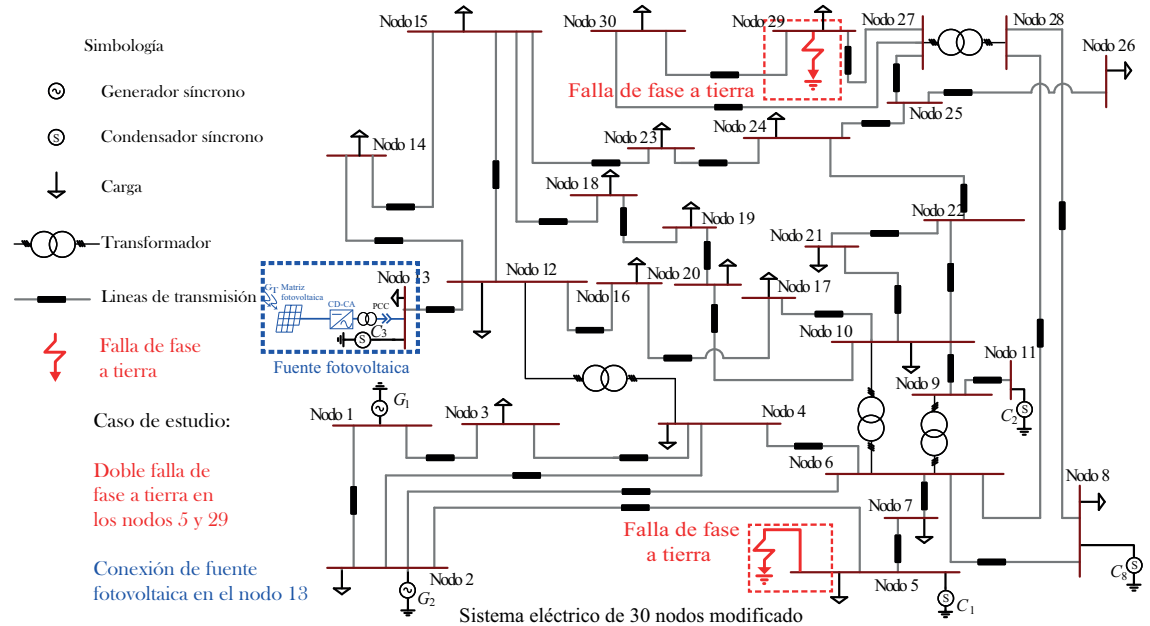


Figura 4.8: Sistema eléctrico de 30 nodos modificado.

La Figura 4.8 muestra el sistema eléctrico modificado que consiste de 30 nodos, 41 líneas de transmisión, 21 cargas eléctricas lineales, 3 transformadores, 6 generadores: 2 fuentes de voltaje sinusoidal, 4 condensadores síncronos, 2 fallas de fase a tierra y 1 fuente fotovoltaica. Las líneas de transmisión de mediana longitud están representadas por un

circuito equivalente derivado en serie RL considerando un efecto capacitivo en cada extremo de la línea y las líneas de transmisión de longitud corta están representadas por ramas RL serie, cada transformador es considerado como ideal, lo que resulta en una reactancia inductiva. Este caso de estudio considera doble falla de fase a tierra en los nodos 5 y 29 y la incorporación de una fuente fotovoltaica en el nodo 13, según se ilustra en la Figura 4.8 (colores rojo y azul, respectivamente).

El modelo equivalente obtenido a través del método CCA aplicado al sistema eléctrico de 30 nodos modificado de la Figura 4.8, da como resultado una relación matricial, que consiste de una matriz de conductancias de dimensión 34×34 (30 variables de estado del sistema eléctrico modificado y 4 variables de estado de la fuente fotovoltaica). En el caso de los elementos que representan la aplicación de doble falla de fase a tierra son consideradas las resistencias R_{f_5} y $R_{f_{29}}$, mientras que el modelo de la fuente fotovoltaica es equivalente al descrito en el Capítulo 2, Sección 2.3.

4.2.3.1. Resultados de la Simulación

El método CCA_{RT-LU} propuesto se aplica para el análisis de la solución del sistema eléctrico de 30 nodos modificado que se ilustra en la Figura 4.8. Este sistema opera bajo dos condiciones distintas durante un tiempo de simulación de 0.5 segundos, tales como doble falla de fase a tierra y la conexión de una fuente fotovoltaica. La condición de falla permite representar la pérdida momentánea de líneas de transmisión. El Apéndice D, Tablas D.3 y D.7 se dan los parámetros del sistema eléctrico modificado. La falla 1 se aplica en el nodo 29 durante el rango de tiempo entre 0.2 y 0.3 segundos, mientras que la falla 2 se aplica en el nodo 5 durante un lapso de tiempo entre 0.3 y 0.4 segundos.

La Figura 4.9a muestra la evolución de la forma de onda de voltaje en el nodo 5 durante la presencia de fallas de fase a tierra. Se presenta una variación de voltaje entre 0.2 y 0.3 segundos debida a la falla de fase a tierra 1 en el nodo 29. Nótese que la magnitud no disminuye considerablemente, debido a la lejanía de sus nodos. Sin embargo, la variación de voltaje oscila alrededor del 5% de su valor nominal. Este tipo de fenómeno (variación de voltaje) no cumple con los requisitos que caracterizan una depresión de voltaje, según lo establece la norma IEEE Std 1159-2019 [IEEE Standards Association, EIC y otros, 2019]. La norma del IEEE contempla que una variación o depresión de voltaje ronda entre 0.1 y

0.9 p.u. y tiene presencia durante un tiempo entre 0.5 y 30 ciclos. La variación de voltaje de la forma de onda debido a la falla 1 mostrada en la Figura 4.9a, no se considera una depresión de voltaje, debido a que su magnitud no está en el rango que lo clasifica (0.1 y 0.9 p.u.) [IEEE Standards Association, EIC y otros, 2019].

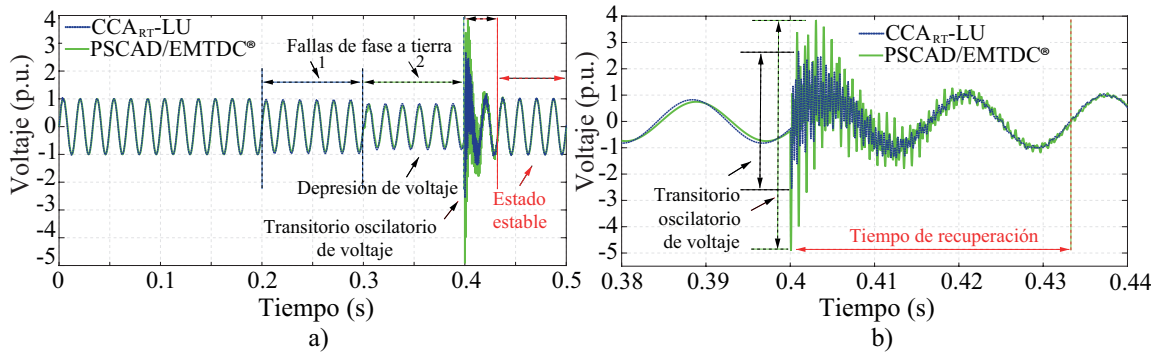


Figura 4.9: Forma de onda de voltaje en el nodo 5: a) Respuesta de doble falla de fase a tierra en los rangos de tiempo de 0.2 a 0.3 y 0.3 a 0.4 segundos y b) Respuesta ampliada de transitorio oscilatorio de voltaje entre 0.4 y 0.44 segundos.

Durante la presencia de la falla de fase a tierra en el nodo 5, se observa que la magnitud de la forma de onda de la Figura 4.9a disminuye alrededor del 15 % de su valor nominal. Esta magnitud se encuentra dentro de los límites establecidos por la norma IEEE Std 1159-2019 para ser clasificado como una depresión de voltaje. En la respuesta ampliada entre 0.38 y 0.44 segundos, según se ilustra en la Figura 4.9b, se tiene la presencia de un transitorio oscilatorio de voltaje de baja frecuencia cuando la falla de fase a tierra 2 finaliza en 0.4 segundos. El transitorio oscilatorio de voltaje con respecto a su valor nominal varía entre 2.6 y 4 p.u. para las respuestas obtenidas mediante el método CCA_{RT-LU} y PSCAD/EMTDC®, respectivamente.

La Figura 4.10a presenta la oscilación de la forma de onda del voltaje en el nodo 13. Los rangos de tiempo de 0 a 0.1 y de 0.2 a 0.3 segundos describen la operación del sistema eléctrico bajo condiciones normales, cuando el sistema de generación fotovoltaica aún no ha sido incluido. A partir de la conexión de la fuente fotovoltaica; se observa en los tiempos de simulación de 0.1 a 0.2 y 0.3 a 0.5 segundos, un aumento de voltaje alrededor de 0.1 % de su valor nominal. Este aumento debe ser considerado por los criterios de la norma IEEE Std 1159-2019. Esta norma establece que los aumentos de voltaje pueden oscilar entre 1.1 y 1.2 p.u. de su valor nominal y una duración de 0.5 a 30 ciclos [IEEE Standards Association,

EIC y otros, 2019]. La forma de onda de la Figura 4.10a en los rangos de tiempo de 0.1 a 0.2 y 0.3 a 0.5 segundos no excede el valor nominal de la forma de onda de voltaje, ya que está entre 1.1 a 1.2 p.u., mientras que el tiempo de duración es de 6 ciclos; esto sin duda se clasifica como un aumento de voltaje, ya que se encuentra dentro de los criterios establecidos por la norma IEEE Std 1159-2019. En un intervalo de simulación de 0.1 a 0.116 se observa un transitorio bipolar o perturbación instantánea cerca del pico más alto de la forma de onda de la Figura 4.10b.

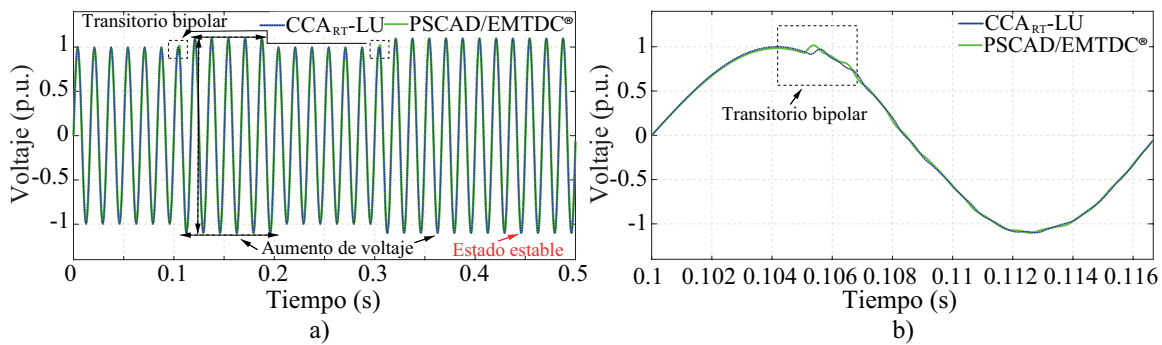


Figura 4.10: Forma de onda de voltaje en el nodo 13 durante la simulación de 0.5 segundos: a) Respuesta que incluye una fuente fotovoltaica y b) Respuesta ampliada de un ciclo completo de 0.1 a 0.116 segundos.

La Figura 4.11a muestra la forma de onda de la corriente de rama 12-13 durante la conexión de una fuente fotovoltaica en el nodo 13.

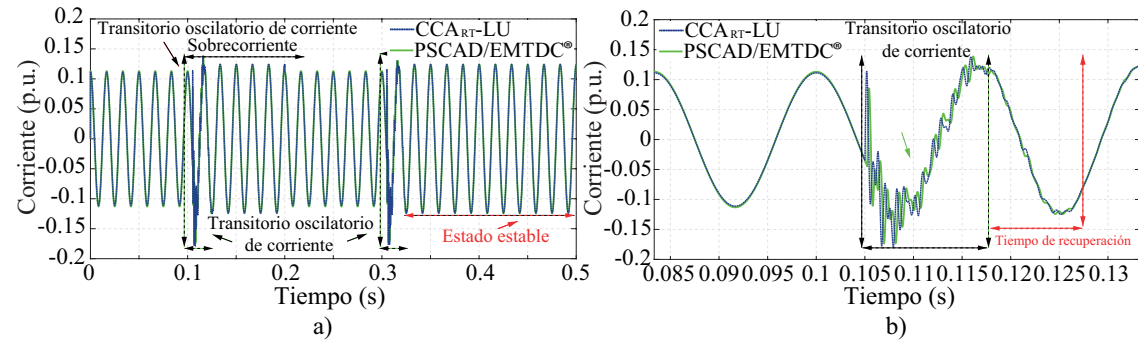


Figura 4.11: Respuesta de la evolución de la forma de onda de la corriente de rama 12-13 durante la simulación de 0.5 segundos: a) Respuesta obtenida en intervalos de tiempo de 0.1 a 0.2 y 0.3 a 0.5 segundos y b) Respuesta ampliada entre 0.083 y 0.133 segundos.

Nótese que las sobrecorrientes de la Figura 4.11a están presentes en los intervalos de tiempo de 0.1 a 0.2 y 0.3 a 0.5 segundos; son aproximadamente 0.25 % mayores que su valor nominal entre 0.11 y 0.31 segundos, respectivamente, cuando el sistema de generación fotovoltaica está conectada. En la respuesta ampliada entre 0.083 y 0.133 segundos, muestra-

da en la Figura 4.11b, se observa un transitorio de corriente, cuyo tiempo de duración es de aproximadamente 0.012 segundos, mientras que el tiempo de recuperación es de alrededor de 10 ms; este tipo de transitorio ocurre instantáneamente. Sin embargo, aunque es muy rápido, puede afectar a equipos sensibles.

En todos los casos se ha obtenido una aproximación muy cercana entre las respuestas obtenidas por el método CCA_{RT-LU} y PSCAD/EMTDC[®], con una diferencia alrededor de 0.062 %. Una vez obtenida la forma de onda mediante el método CCA_{RT-LU} se realiza el análisis de la propagación de contenido armónico en el PCC entre el sistema eléctrico de 30 nodos modificado y la fuente fotovoltaica. Este análisis se obtiene a partir de la DFT a partir de las formas de onda de voltaje y corriente. Los espectros armónicos de voltaje y corriente de las Figuras 4.12a y 4.12b, respectivamente, muestran una aproximación cercana entre las respuestas obtenidas por el método CCA_{RT-LU} y PSCAD/EMTDC[®].

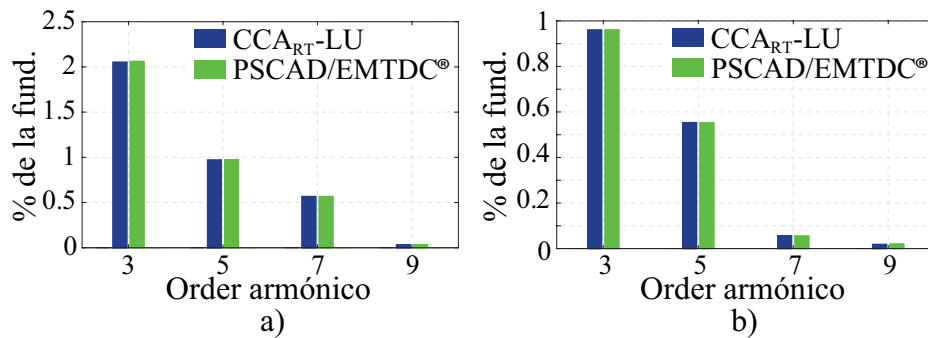


Figura 4.12: Espectro armónico en el PCC: a) Voltaje V_{PCC} , b) Corriente I_{PCC} .

El error máximo relativo entre los armónicos individuales de corriente más relevantes, como el 3ro y el 5to, es cercano a 0.64 % y 1.01 %, respectivamente, mientras que para los armónicos de orden superior 7mo y 9no, el error es de 0.62 % y 0.45 %, respectivamente. La diferencia obtenida entre las respuestas de los armónicos individuales de voltaje, por ejemplo, el 3er y 5to está en torno al 0.44 % y 0.29 %, respectivamente, y los armónicos 7mo y 9no presentan una diferencia (error máximo relativo) de 0.66 % y 0.8 %, respectivamente. Una vez obtenido el contenido armónico de voltaje y corriente, los resultados son comparados en referencia a los valores permisibles por la norma IEEE Std 519-2014 [ANSI, 2014], en donde los armónicos individuales de voltaje y corriente del 3ro al 9no cumplen con la norma, ya que su magnitud es inferior al 3 % y 4 %, respectivamente.

La Tabla 4.2 muestra los tiempos de CPU requeridos durante la aplicación del método CCA_{RT} considerando descomposición LU de matriz dispersa y convencional. El método convencional CCA_{RT} -LU requiere de un tiempo de cómputo considerablemente mayor que el método CCA_{RT} basado en descomposición LU de matrices dispersas. En resumen, el método CCA_{RT} (utilizando descomposición LU de matrices dispersas) es 2.1 veces más rápido que el método CCA_{RT} por descomposición LU convencional.

Tabla 4.2: Tiempos de cálculo requeridos por el CPU (s).

Descomposición LU de matriz dispersa	Descomposición LU convencional
48.71	102.05

4.3. Cálculo Rápido de la Solución de Sistemas Eléctricos de Pequeña, Mediana y Gran Escala Modificados.

4.3.1. Caso de Estudio 4.5: Sistemas Eléctricos de 5, 14, 30, 57, 118, 300, 2393 y 6470 Nodos Modificados que Incluyen Fuentes de Corriente Armónicas y Fallas de Fase a Tierra.

En este caso de estudio, se analizan los sistemas eléctricos de 5, 14, 30, 57, 118, 300, 2383 y 6470 nodos modificados que incluyen fuentes de corriente armónicas y fallas de fase a tierra, según se detalla en la Tabla 4.3. Los parámetros se dan en p.u. en las Tablas D.8 y D.9, Apéndice D y [Zimmerman y Murillo-Sánchez, 2023].

Tabla 4.3: Sistemas eléctricos modificados que incluye corrientes armónicas y fallas de fase a tierra.

Sistemas eléctricos	5 nodos	14 nodos	30 nodos	57 nodos	
Nodos	Corrientes armónicas	1	3, 6	3, 9	5, 19
	Fallas de fase a tierra	5	11, 13	16, 30	42, 51
Nodos	Corrientes armónicas	3	7	6, 9	18, 33
	Fallas de fase a tierra	5	14	21	45
Sistemas eléctricos	118 nodos	300 nodos	2383 nodos	6470 nodos	
Nodos	Corrientes armónicas	45, 52, 73	56, 111, 152	901, 1123	4201, 5362
	Fallas de fase a tierra	86, 99, 103	190, 231	1530, 2001	5965, 6021
Nodos	Corrientes armónicas	21, 54	120, 154	1130, 1520	2365, 4523
	Fallas de fase a tierra	66, 91	266, 291	2012, 2200	5321, 6222

4.3.1.1. Resultados de la Simulación

Para los sistemas eléctricos de 5, 14, 30, 57, 118, 300, 2383 y 6470 nodos modificados bajo condiciones de inyección de fuentes de corrientes armónicas y fallas de fase a tierra, se obtiene la solución de estado estacionario periódico mediante la aplicación de los método CCA_{EE} y CCA_{RT} utilizando la descomposición LU de matrices dispersas. Los sistemas están representados por 5, 14, 30, 57, 118, 300, 2383 y 6470 variables de estado, consideradas como voltajes nodales. La matriz de conductancias para cada sistema es de orden 5×5 , 14×14 , 30×30 , 57×57 , 118×118 , 300×300 , 2383×2383 y 6470×6470 , respectivamente.

Tabla 4.4: Desajustes obtenidos durante el proceso de solución aplicando el método CCA_{TR-LU} .

NCC	5 nodos	14 nodos	30 nodos	57 nodos	118 nodos	300 nodos	2383 nodos	6470 nodos
1	$1.397e^{+03}$	$5.624e^{+01}$	$7.001e^{+01}$	$1.334e^{+02}$	$2.716e^{+02}$	$3.181e^{+04}$	$2.622e^{+04}$	$3.654e^{+05}$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
11	$2.051e^{-03}$	$9.373e^{-01}$	$1.748e^{+00}$	$5.693e^{-01}$	$1.084e^{+00}$	$1.407e^{+03}$	$1.002e^{+04}$	$4.632e^{+04}$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
41		$2.072e^{-03}$	$1.262e^{+01}$	$1.811e^{-02}$	$6.258e^{-01}$	$1.063e^{+02}$	$5.621e^{+02}$	$8.503e^{+02}$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
52			$1.815e^{-02}$	$1.533e^{-03}$	$4.294e^{-01}$	$4.395e^{+01}$	$6.054e^{+01}$	$4.365e^{+02}$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
57			$5.265e^{-03}$		$2.517e^{-02}$	$1.452e^{+01}$	$3.928e^{+01}$	$2.661e^{+02}$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
77					$5.664e^{-03}$	$7.474e^{-01}$	$1.708e^{+01}$	$2.361e^{+01}$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
470						$3.138e^{-03}$	$2.551e^{-01}$	$7.802e^{+00}$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
971							$9.561e^{-03}$	$8.602e^{-01}$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
3352								$4.913e^{-03}$

La Tabla 4.4, columna 1 muestra el NCC necesarios para obtener la solución de estado estacionario periódico de los sistemas eléctricos de 5, 14, 30, 57, 118, 300, 2383 y 6470 nodos modificados. Las columnas 2 a 9 ilustran los desajustes entre ciclos, en donde se requieren 11, 41, 57, 52, 77, 470, 971 y 3352 NCC o 0.183, 0.683, 0.95, 0.866, 1.283, 7.833, 16.183 y 55.866 segundos, respectivamente, para obtener la solución de estado estacionario periódico.

Los tiempos de CPU de la Tabla 4.5 son obtenidos durante la solución de estado estacionario periódico de los sistemas eléctricos modificados propuestos. En resumen, la aplicación del método CCA_{EE} usando descomposición LU de matrices dispersas, en sistemas de pequeña y mediana escala, tales como 5, 14, 30, 57, 118 y 300 nodos, fila 5, columnas 3 a 8, respectivamente, son en promedio 9.61, 4.81, 10.56 y 5.48 veces más rápido que aplicando los métodos CCA_{EE} y CCA_{RT} que utilizan descomposición LU convencional y triangular inferior, respectivamente, mientras que respecto al método CCA_{RT-LU} (descomposición LU de matrices dispersas) y PSCAD/EMTDC[®] es 1.08 y 2.67 veces más rápido, respectivamente. Aplicando el método CCA_{EE} por descomposición LU de matrices dispersas en los sistemas eléctricos de gran escala de 2383 y 6470 nodos modificados, fila 5, columnas 9 y 10, es en promedio 1.65 y 1.85 veces más rápido que los métodos que usan descomposición LU convencional (CCA_{EE-LU} y CCA_{RT-LU} , respectivamente).

Tabla 4.5: Tiempos de CPU (s).

Enfoque	Factorización	Sistemas eléctricos modificados							
		5 nodos	14 nodos	30 nodos	57 nodos	118 nodos	300 nodos	2383 nodos	6470 nodos
CCA_{EE}	LU Convencional	0.54	4.16	45.13	169.85	1741.46	23601.37	230501.28	328448.21
	Tria.inferior	0.51	3.4	36.82	134.99	1130.84	11501.09	133621.07	283632.87
	Dispersa	0.30	1.09	4.26	20.01	501.85	2131.51	112500.31	225089.63
CCA_{TR}	LU Convencional	1.41	10.96	117.33	327.08	2079.98	25542.32	263501.88	362101.32
	Tria. inferior	1.29	7.73	47.35	264.95	1373.95	12890.21	155008.65	312500.21
	Dispersa	0.79	2.07	5.71	20.74	532.67	2331.02	125621.33	245201.84
PSCAD/EMTDC [®]		0.6	1.85	86.1	298.1	1071.2	5661.29	NA	NA

Las magnitudes de los voltajes y corrientes del sistema eléctrico de 30 nodos modificado, se muestran en la Figura 4.13. Las Figuras 4.13a y 4.13b ilustran las formas de onda de voltaje y corrientes obtenidas aplicando el método CCA_{RT} que usa descomposición LU de matrices dispersas; las Figuras 4.13b y 4.13e detallan las respuesta obtenidas por el simulador PSCAD/EMTDC[®] y finalmente, las Figuras 4.13c y 4.13f describen las diferencias obtenidas entre ambas respuestas. Estos métodos demuestran resultados muy cercanos con respecto a los obtenidos con el simulador PSCAD/EMTDC[®]. Los métodos más destacados son CCA_{EE-LU} y CCA_{RT-LU} (utilizando descomposición LU de matrices dispersas), ya que en términos de precisión se observa una mejor coincidencia con la respuesta de PSCAD/EMTDC[®], cuyo error oscila entre 0.55 % y 0.42 %, respectivamente.

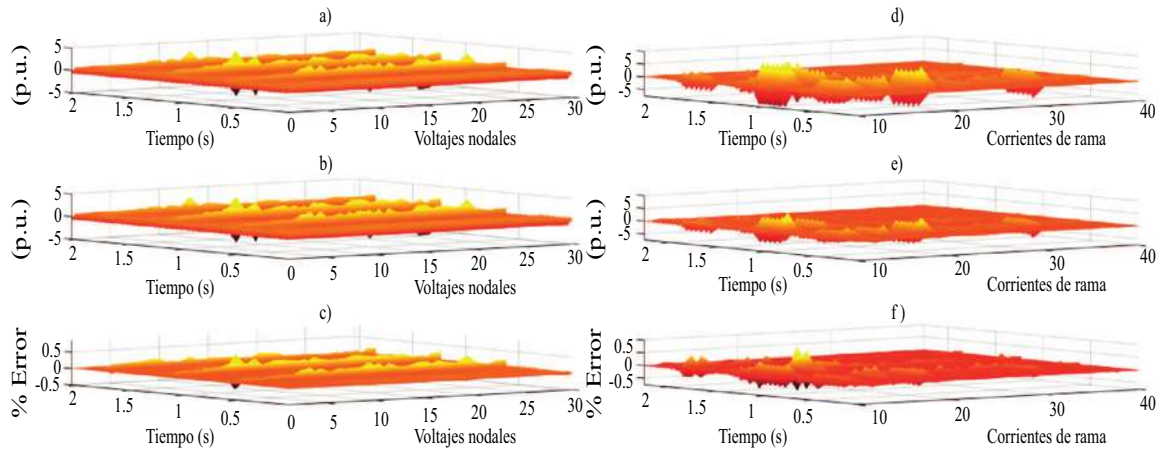


Figura 4.13: Formas de onda de voltajes y corrientes del sistema eléctrico de 30 nodos modificado, obtenidas aplicando el método CCA_{TR} (usando descomposición LU de matrices dispersas): a) Voltajes nodales, b) PSCAD/EMTDC[®], c) Error, d) Corrientes de rama, e) PSCAD/EMTDC[®] y f) Error.

4.3.2. Caso de Estudio 4.6: Sistemas Eléctricos de 30, 57, 118, 300, 2393 y 6470 Nodos Modificados con Fuentes Fotovoltaicas.

El modelo equivalente obtenido a partir de los sistemas eléctricos de 5, 14, 30, 57, 118, 300, 2383 y 6470 nodos modificados, aplicando el método CCA_{RT} que considera fuentes fotovoltaicas conectadas en distintos nodos del sistema, se detalla en la Tabla 4.6, columnas 3 a 6. La descripción y parámetros de cada sistema eléctrico modificado, así como la fuente fotovoltaica están dados en [Zimmerman y Murillo-Sánchez, 2023] y Apéndice D, Tabla D.3, respectivamente.

Tabla 4.6: Sistemas eléctricos modificados que incluyen fuentes fotovoltaicas.

	30 nodos	57 nodos	118 nodos	300 nodos	2383 nodos	6470 nodos
Nodos	12	5, 9, 11	71, 74, 75, 78	110, 119, 142	2315 a 2325, 2327 a 2342	6102 a 6150
	13, 15	45, 47, 51	86, 96, 97, 99	151, 205, 219	2361 a 2365, 2367 a 2370	6230 a 6262
	28, 30	54, 56, 57	108, 114, 115	242, 251, 278	2371 a 2373, 2377 a 2379	6301 a 6345

El modelo da como resultado 118 variables de estado (voltajes nodales) del sistema eléctrico de 118 nodos modificado y 4 variables de estado de cada fuente fotovoltaica incluida, resultando un total de 162 variables de estado; en donde la matriz de conductancias equivalente es de orden 162x162. Los modelos equivalentes del resto de los sistemas eléctricos modificados se obtienen de la Tabla 4.6, columnas 2, 3, 5, 6 y 7. Todos los modelos contienen una matriz de conductancias simétrica y real en valor numérico, para los sistemas eléctricos de 2383 y 6470 nodos son altamente dispersas.

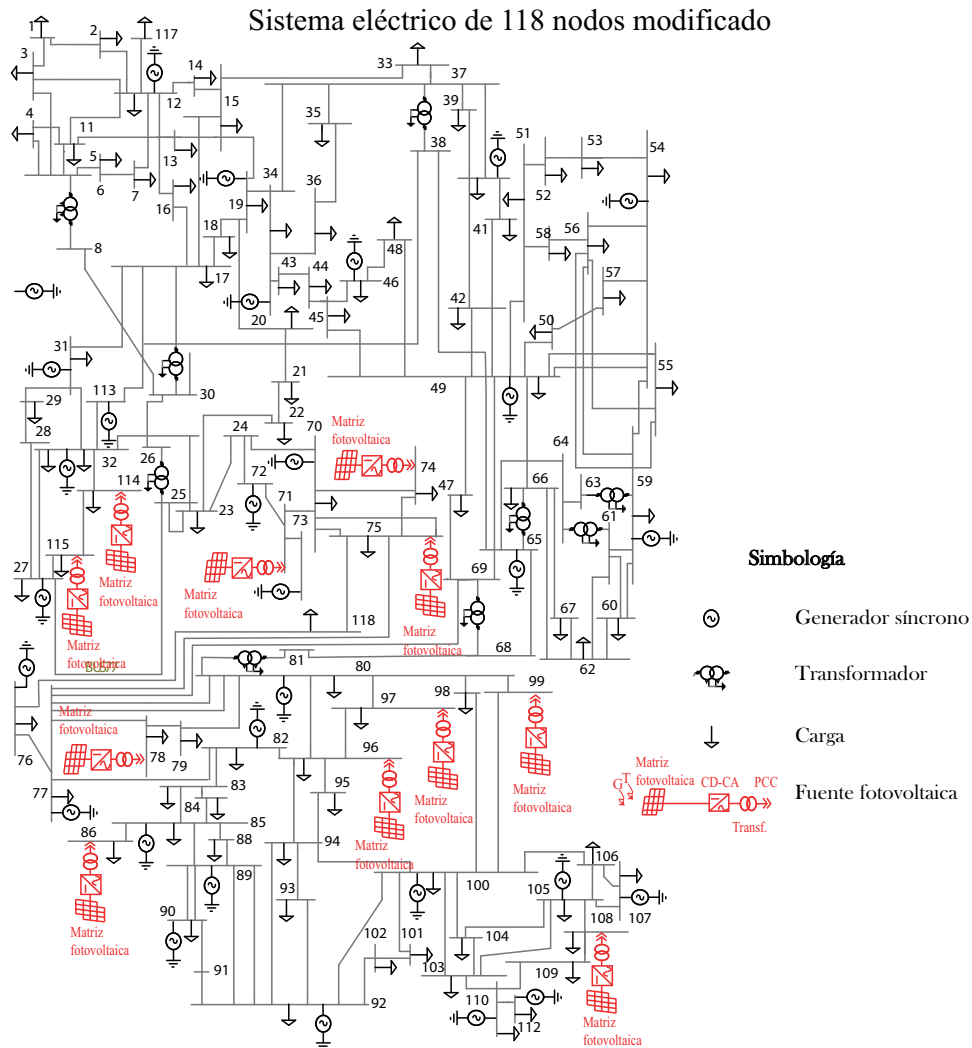


Figura 4.14: Sistema eléctrico de 118 nodos modificado con fuentes fotovoltaicas.

4.3.2.1. Resultados de la Simulación:

Los sistemas eléctricos modificados están representados por 50, 89, 162, 336, 2507 y 6520 variables de estado. La Tabla 4.7 resume los desajustes obtenidos durante el proceso de convergencia en los sistemas eléctricos modificados; la columna 1 da el NCC necesarios para obtener la solución de estado estacionario periódico, mientras que los desajustes obtenidos durante la convergencia están presentes en las columnas 2 a 7. El estado estacionario periódico obtenido al aplicar el método $CCART$ utilizando descomposición LU de matrices dispersas en los sistemas eléctricos de 30, 57, 118, 300, 2383 y 6470 nodos modificados, requiere de 28, 24, 31, 243, 3035 y 7302 NCC o 0.467, 0.4, 0.517, 4.05, 50.58 y 121.7 segundos, respectivamente.

Tabla 4.7: Desajustes obtenidos durante la convergencia aplicando el método CCA_{RT}-LU.

NCC	30 nodos	57 nodos	118 nodos	300 nodos	2383 nodos	6470 nodos
1	3.909e+01	8.127e+01	1.127e+02	4.778e+04	5.184e+03	2.902e+05
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
24	1.406e-03	9.483e-04	1.970e-03	6.788e+01	4.927e+00	8.098e+02
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
28	9.489e-04	⋮	1.309e-03	3.278e+01	4.053e+00	7.837e+02
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
31	⋮	⋮	9.891e-04	1.925e+01	3.760e+00	7.176e+02
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
243	⋮	⋮	⋮	9.761e-04	7.246e-01	1.258e+00
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
3035	⋮	⋮	⋮	⋮	4.935e-04	2.361e-01
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
7302	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	7.632e-04

La Tabla 4.8, columnas 2 a 7 resume los tiempos requeridos de CPU durante la aplicación de los métodos CCA_{RT}-LU (utilizando descomposición LU de matrices dispersas y convencional) y PSCAD/EMTDC[®]. Los tiempos de CPU obtenidos de la aplicación del método convencional CCA_{RT}-LU en los sistemas eléctricos de 300, 2383 y 6470 nodos modificados son extremadamente altos, con respecto a los obtenidos con la aplicación del método CCA_{RT}-LU, basada en factorización de matrices dispersas.

El método CCA_{RT}-LU (usando factorización de matrices dispersas) tiene el mejor desempeño en la aplicación de los sistemas eléctricos modificados de pequeña y mediana escala, tales como 30, 57, 118 y 300 nodos, ya que en promedio son 17.49 y 4 veces más rápido el método convencional CCA_{RT}-LU, incluido PSCAD/EMTDC[®], respectivamente, mientras que la aplicación en sistemas los eléctricos modificados de gran escala, como los de 2383 y 6470 nodos, es en promedio 1373 veces más rápido que el método convencional CCA_{RT}-LU.

Tabla 4.8: Tiempos de CPU (s).

Método	30 nodos	57 nodos	118 nodos	300 nodos	2383 nodos	6470 nodos
Convencional	52.86	165.69	1169.17	69731.05	397440.30	622080.21
Matrices dispersas	4.58	9.45	50.60	3918.00	202313.10	412005.06
PSCAD/EMTDC [®]	15.40	36.91	334.89	8352.16	NA	NA

En términos de esfuerzo computacional, se presenta la carga de trabajo requerida por el CPU, según se describe en la Tabla 4.9 (columnas 2 a 7). Se observa que el método CCA_{RT}-LU usando factorización de matrices dispersas, requiere de 16 % de esfuerzo de CPU durante el proceso de solución de estado estacionario periódico en los sistemas eléctricos de 30, 57, 118 y 300 nodos modificados, mientras que el método CCA_{RT}-LU (descomposición LU convencional) y el simulador PSCAD/EMTDC[®] necesitan de 25.75 % y 23.5 %, respectivamente. Los sistemas eléctricos a gran escala de 2383 y 6470 nodos modificados, requieren un esfuerzo de CPU de 45.5 % y 69 % aplicando el método CCA_{RT} utilizando descomposición LU de matrices dispersas y convencional, respectivamente.

Tabla 4.9: Esfuerzo computacional de CPU (%).

Descomposición LU	30 nodos	57 nodos	118 nodos	300 nodos	2383 nodos	6470 nodos
Convencional	8	15	33	47	66	72
Matrices dispersas	8	12	16	28	42	49
PSCAD/EMTDC [®]	8	12	31	42	NA	NA

En términos de precisión, la Figura 4.15 muestra las magnitudes de las corrientes de rama, así como el contenido armónico individual y total del sistema eléctrico de 118 nodos modificado de la Figura 4.14.

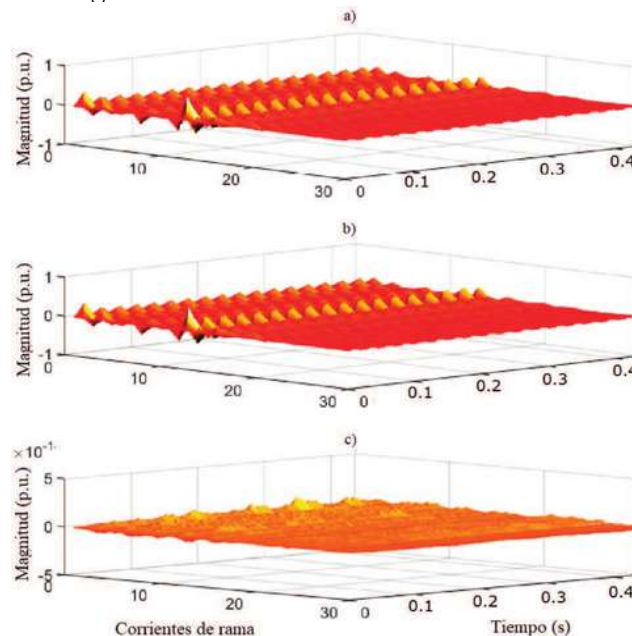


Figura 4.15: Formas de onda de corrientes de rama del sistema eléctrico de 118 nodos modificado con fuentes fotovoltaicas: a) CCA_{RT}-LU, b) PSCAD/EMTDC[®], c) Error.

Las corrientes de rama seleccionadas se toman en referencia a las descritas en la Tabla 4.6, columna 4, las cuales se sitúan entre los nodos 70 a 100. Las magnitudes de contenido armónico corresponde a las corrientes de rama descritas en las Figuras 4.15a y 4.15b, cuya distorsión de la forma de onda es obtenida aplicando el método CCA_{RT} (usando descomposición LU de matrices dispersas) y PSCAD/EMTDC[®], respectivamente, mientras que la Figura 4.15c muestra la diferencia entre las respuestas. Observe la cercana aproximación obtenida entre ambas respuestas, en donde el máximo error relativo entre las formas de onda es inferior al 0.2%.

Los armónicos individuales de corriente descritos en las Figuras 4.16a, 4.16b y 4.16c representan las magnitudes obtenidas aplicando el método CCA_{RT-LU} , PSCAD/EMTDC[®] y la diferencia obtenida entre ambas respuestas, respectivamente. La Figura 4.16c muestra el error máximo relativo (%), que en promedio es alrededor de 0.05%. La Figura 4.16d ilustra el nivel de THD_I obtenido las formas de las corrientes de rama, cuyos valores son similares para ambas respuestas. El THD_I máximo es alrededor del 24%. Esta distorsión armónica es debido a la conexión de las fuentes fotovoltaicas en los distintos nodos.

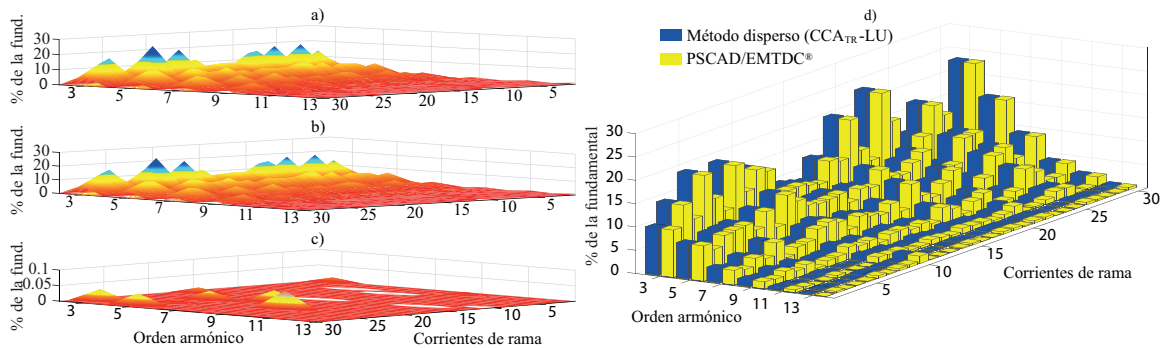


Figura 4.16: Espectro armónico, asumiendo la conexión de fuentes fotovoltaica en el sistema eléctrico de 118 nodos modificado: a) Resultados obtenidos mediante el método CCA_{RT-LU} y b) Simulación de PSCAD/EMTDC[®], c) Error y d) Contenido armónico individual.

4.4. Conclusiones

De los resultados obtenidos en este capítulo se observa que el modelado a partir de la aplicación del método CCA que utiliza la integración numérica de EI, EE y RT, resulta ser una herramienta adecuada y útil para la representación de sistemas eléctricos de cualquier escala. También, se puede apreciar que el método CCA que combina las técnicas de factorización convencionales es capaz de resolver cualquier sistema eléctrico, sin embargo,

se puede incrementar su eficiencia una vez combinado el CCA con técnicas de factorización de matrices dispersas, cuya formulación está basada en los procesos de descomposición LU y LDU. Estas combinaciones permitirán una reducción considerable de tiempo de computo. El resultado de esta aplicación propone los métodos CCA-LU y CCA-LDU como herramientas altamente eficientes que pueden ser utilizados por su sencillez, rapidez y precisión.

En este caso los métodos fueron expuestos en los casos de estudio propuestos, los cuales consisten en la evaluación de fenómenos adversos de calidad de la energía, así como la solución de estado estacionario periódico, cuyos resultados permitieron obtener conclusiones descritas a continuación:

Del caso de Estudio 4.1 se observa que a partir de las topologías de los sistemas eléctricos propuestos se obtiene el proceso de descomposición de matrices L y U, las cuales permiten y simplifican el proceso de solución de sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala. Esta aplicación se realiza utilizando el método CCA_{RT} que considera la factorización de matrices dispersas. Los resultados son muy representativos, ya que permiten observar el comportamiento de la relación entre sus variables. El proceso de obtener las matrices L y U a través de la técnica de factorización de matrices dispersas propuesta en [Brameller, 1976], demuestra que es una aplicación altamente eficiente en sistemas de gran escala, en comparación con la aplicación de descomposición LU de manera convencional por algún método de álgebra lineal, por ejemplo, eliminación de Gauss, inversa, entre otros.

En los casos de estudio 4.2, 4.3 y 4.4 se ha demostrado que los métodos CCA-LU y CCA-LDU (usando EI y RT) se aplicaron para la evaluación de fenómenos adversos de calidad de la energía en los sistemas eléctricos de 5 y 30 nodos modificados que considera la conexión de fuentes de corriente armónicas, fallas de fase a tierra y fuentes fotovoltaicas. Esta aplicación resultó ser eficiente, rápida y precisa para el análisis de contenido armónico, depresiones y aumentos de voltaje, transitorios y sobrecorrientes. De los resultados obtenidos se concluye que la aplicación en comparación con el simulador PSCAD/EMTDC[®] es precisa para la evaluación de depresiones de voltaje, ya que en promedio los errores máximos relativos son menores al 0.5 % en todos los casos, mientras que en relación a la medición de contenido armónico individual y total, la aplicación muestra una diferencia entre las respuestas cercana al 0.8 %. En términos de tiempo de CPU, los métodos CCA-LU y CCA-

LDU usando descomposición LU de matrices dispersas en comparación con la aplicación del CCA que utiliza descomposición LU y LDU convencional, requieren alrededor del 50 % del tiempo de cálculo que si se aplican los métodos convencionales.

Se ha demostrado también en los casos de estudio 4.5 y 4.6 que la aplicación del método CCA_{EE} y CCA_{RT} utilizando factorización de matrices dispersas (descomposición LU), es eficiente para la solución de estado estacionario periódico en sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala que incluyen fuentes de corriente armónicas, fallas de fase a tierra y fuentes fotovoltaicas. En términos de tiempo de CPU, el método CCA basado de factorización de matrices dispersas aplicado en sistemas eléctricos de pequeña y mediana escala, tales como 5, 14, 30, 54, 118 y 300 nodos, es alrededor de 6 veces más rápido que el método CCA considerando factorización convencional (descomposición LU), mientras que la aplicación en los sistemas de gran escala de 2383 y 6470 nodos es aproximadamente 2 veces más rápido que los métodos convencionales. En términos de precisión en todos los casos el error máximo relativo obtenido es en promedio menor del 0.4 %.

Los resultados obtenidos a partir de la evaluación de distintos fenómenos adversos de calidad de la energía, tales como contenido armónico, depresiones y aumentos de voltaje, transitorios, entre otros, han sido comparados con los valores permisibles de las normas del IEEE [IEEE Standards Association, EIC y otros, 2019], cuyo análisis permitió obtener una evaluación eficiente y precisa.

Capítulo 5

Conclusiones Generales y Recomendaciones Para Trabajos Futuros

5.1. Conclusiones Generales

En esta tesis se ha propuesto, desarrollado e implementado la combinación de una representación basada en CCA que usa la integración numérica EI, EE y RT, los métodos extrapolación al ciclo limite (DN y DNM) y las técnicas de factorización de matrices dispersas (descomposición LU y LDU). Los métodos combinados consisten en CCA-DN, CCA-DNM, CCA-LU y CCA-LDU, cuya aplicación permite obtener la solución de estado estacionario periódico, así como la evaluación de fenómenos adversos de calidad de la energía en sistemas eléctricos con componentes lineales, no lineales y variantes en el tiempo.

Los métodos CCA-DN, CCA-DNM, CCA-LU y CCA-LDU se han aplicado en los sistemas eléctricos de 3, 5, 14, 30, 57, 118, 300, 2383, 6470 y 13659 nodos que incluyen fuentes fotovoltaicas, la presencia de fallas, entre otros.

De los casos de estudio presentados en el Capítulo 3 se ha demostrado en términos de eficiencia, rapidez y precisión, la aplicación del CCA (usando la RT) permite utilizar MEDT y MEDN, concluyendo que estos enfoques son herramientas adecuadas para el análisis de sistemas eléctricos. MEDT resultó ser el modelado más eficiente y preciso, sin embargo, esta aplicación en sistemas eléctricos de mediana y gran escala no es recomendable. Una

alternativa a este enfoque, es MEDN implementado en esta tesis, ya que su formulación por incidencia nodal permite una aplicación más eficiente.

Se ha demostrado que la aplicación del CCA para la representación de sistemas eléctricos es más eficiente que la aplicación del método convencional SSM, ya que permite en promedio una reducción del 30 % de sus variables de estado. El modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica es una representación alternativa al SSM que usa los enfoques conmutado y promediado. Su representación en variables de estado se reduce en un 33 %. Por lo tanto, en ambos casos la aplicación del CCA va requerir en promedio un tercio menos del tiempo de proceso que si se aplica el SSM.

Se ha logrado un incremento en la eficiencia aplicando los métodos CCA-DN y CCA-DNM, cuyos enfoques presenta una convergencia cuadrática. Cabe destacar que la aplicación de los métodos CCA-DN y CCA-DNM permite una reducción cercana al 30 % del número de ciclo completos, mientras que el tiempo de solución en promedio se redujo en 60 %, además, se presenta un error máximo relativo inferior al 1 % en comparación con los métodos SSM-DN y SSM-DNM. Se ha observado también que el proceso de cálculo repetitivo reducido en el dominio del tiempo del método CCA-DNM contribuye con una mejor estabilidad en la solución numérica en general.

Se ha demostrado que el método convencional, como la descomposición LU y LDU por eliminación de Gauss resulta ser una aplicación poco eficiente en el caso de sistemas eléctricos de mediana y gran escala, ya que la aplicación del CCA distingue matrices simétricas altamente dispersas. Ante esta problemática se utilizaron la factorización de matrices dispersas (descomposición LU y LDU), las cuales fueron técnicas alternativas y eficientes. En el caso de los sistemas eléctricos modificados de pequeña, mediana y gran escala, tales como el 5, 14, 30, 57, 118, 300, 2383 y 6470 nodos, se observa que mediante la aplicación de los métodos CCA-LU y CCA-LDU se logró una reducción considerable del tiempo de solución, ya que en promedio son 2 veces más rápidos que la aplicación por los convencionales, mientras que en términos de precisión se tiene un error máximo relativo menor al 0.8 %.

El método CCA_{RT} utilizando descomposición LU de matrices dispersas se ha aplicado a sistemas eléctricos de pequeña, mediana y gran escala, en donde a partir de los resultados obtenidos ha demostrado ser una herramienta rápida, eficiente y precisa, que

sirve para el análisis y la simulación de sistemas eléctricos, tales como la solución de estado estacionario periódico, así como la evaluación de fenómenos adversos en la calidad de la energía, la estabilidad de los sistemas eléctricos que incluyen fuentes de energía renovable, la operación, control y protección de los sistemas eléctricos, entre otros.

La aplicación de los métodos CCA-DN, CCA-DNM, CCA-LU y CCA-LDU (usando EI, EE y RT) se definió como herramientas adecuadas para la evaluación de fenómenos adversos de calidad de la energía. Estos métodos y la aplicación de DFT permitieron en todos los casos, una eficiente evaluación de la propagación de contenido armónico generado por dispositivos basados en electrónica de potencia. En el caso de contenido individual y total, los métodos CCA-DN, CCA-DNM, CCA-LU y CCA-LDU presentan un error máximo relativo de aproximadamente 1.0% con respecto al simulador PSCAD/EMTDC[®], mientras que en el análisis de fenómenos de calidad de la energía, tales como depresiones y aumentos de voltaje, sobrecorrientes, transitorios, los métodos CCA-LU y CCA-LDU presentan una diferencia (error %) alrededor de 0.5% con respecto al simulador PSCAD/EMTDC[®]. La evaluación de este tipo de fenómenos adversos de calidad de la energía permitió en el marco de referencia, la comparación con respecto a los límites e índices establecidos por las normas del IEEE [IEEE Standards Association, EIC y otros, 2019], la cuales clasifican el tipo de evento, la magnitud y el tiempo de duración.

5.2. Recomendaciones Para Trabajos Futuros

En relación al trabajo de investigación reportado en esta tesis, el autor propone un listado de sugerencias de trabajos de investigación futuros en el mismo campo del conocimiento:

- Modelo discreto equivalente trifásico de sistemas de generación fotovoltaicas y eólicas, así como la consideración de estrategias de control asociadas para obtener una representación detallada y precisa de estos sistemas de energías renovables.
- Modelo discreto equivalente trifásico de dispositivos del tipo FACTs, entre otros.
- Desarrollo y aplicación de modelo discreto equivalente de línea de transmisión de longitud larga.
- Desarrollo a aplicación de modelo discreto equivalente de transformador monofásico y trifásico.

- Extensión de los sistemas electricos de 5, 14, 30, 57, 118, 300, 2383, 6470 y 13659 nodos modificados a sistemas eléctricos trifásicos balanceados y no balanceados, así como la incorporación de diversos sistemas eléctricos propuestos del IEEE.
- Estudio y análisis de fenómenos adversos de calidad de la energía en los sistemas eléctricos modificados monofásicos y trifásicos de 5, 14, 30, 57, 118, 300, 2383, 6470 y 13659 nodos incluyendo diversas fuentes de energías renovables (fotovoltaica y eólica), dispositivos del tipo FACTS, entre otros.
- Incorporación de técnicas computacionales avanzadas asociadas con el procesamiento en paralelo mediante GPUs mediante el lenguaje de programación de alto nivel C++, para la reducción del tiempo de cálculo de la solución de estado estacionario periódico en sistemas eléctrico de mediana y gran escala, así como la rápida evaluación de fenómenos adversos de calidad de la energía.
- Aplicación y análisis de distintos casos de estudio prácticos utilizando los algoritmos desarrollados en lenguaje C++ de los métodos propuestos en tiempo real, mediante el simulador OPAL-RT[®].

Apéndice A

Integración Numérica

Inicialmente, se debe considerar que el comportamiento de un elemento eléctrico lineal, como un inductor (L) o un capacitor (C), puede ser representado por una ecuación diferencial ordinaria (EDO) descrita de la forma

$$\dot{\mathbf{x}}=f(\mathbf{x}, t) \quad (\text{A.1})$$

MEDN se puede obtener utilizando la integración numérica que se ilustra en la Tabla A.1.

Tabla A.1: Reglas de integración numérica

Método	Integrador
Euler implícito (EI)	$\mathbf{x}_t = \mathbf{x}_{(t-\Delta t)} + \Delta t(f_t)$
Euler explícito (EE)	$\mathbf{x}_t = \mathbf{x}_{(t-\Delta t)} + \Delta t(f_{(t-\Delta t)})$
Regla trapezoidal (RT)	$\mathbf{x}_t = \mathbf{x}_{(t-\Delta t)} + \frac{\Delta t}{2}(f_t + f_{(t-\Delta t)})$

A.1. Elementos lineales

Por ejemplo, aplicando la integración numérica de RT en los elementos eléctricos R , L y C , los modelos equivalentes se obtienen de la siguiente manera:

Resistencia: La corriente de rama i_{km} esta dada por

$$i_{km}(t) = \frac{1}{R} (v_k(t) - v_m(t)) \quad (\text{A.2})$$

Inductancia: La EDO que representa el comportamiento de la rama inductiva es

$$v_L = v_k - v_m = L \frac{di_{km}}{dt} \quad (\text{A.3})$$

al integrar (A.3), la corriente de rama entre los nodos k y m se obtiene como

$$i_{km}(t) = i_{km}(t - \Delta t) + \frac{1}{L} \int_{t-\Delta t}^t (v_k - v_m) dt \quad (\text{A.4})$$

Capacitancia: La ecuación diferencial que detalla la rama capacitiva es

$$\mathbf{i}_{km}(t) = C \frac{d(\mathbf{v}_k(t) - \mathbf{v}_m(t))}{dt} \quad (\text{A.5})$$

si integramos (A.5) y reorganizamos los términos, el voltaje en los nodos k - m es

$$\mathbf{v}_{km}(t) = (\mathbf{v}_k(t - \Delta t) - \mathbf{v}_m(t - \Delta t)) + \frac{1}{C} \int_{t-\Delta t}^t \mathbf{i}_{km} dt \quad (\text{A.6})$$

donde $\mathbf{i}_{km(t-\Delta t)}$ y $\mathbf{v}_{km(t-\Delta t)}$ es la corriente y el voltaje, respectivamente, en el tiempo $(t - \Delta t)$. A partir de la aplicación de distintos métodos de integración numérica, los modelos equivalentes individuales obtenidos se muestran en la Tabla A.2, columnas 2 y 3.

Un modelo equivalente basado en rama RL serie, se obtiene de la aplicación de LVK en los elementos eléctricos R y L conectados en serie, dando como resultado la forma

$$\mathbf{v}_{RL_{km}}(t) = \mathbf{v}_{R_{km}}(t) + \mathbf{v}_{L_{km}}(t) \quad (\text{A.7})$$

integrando (A.7) y aplicando RT con respecto al tiempo t , tomando como referencia el intervalo de tiempo entre $t-\Delta t$ y t , MEDN viene dado por la siguiente expresión,

$$\mathbf{i}_{RL}(t) = I_{RL_H}(t - \Delta t) + g_{RL}(\mathbf{v}_{RL_{km}}(t)) \quad (\text{A.8})$$

donde $\mathbf{v}_{RL_{km}}(t)$, $\mathbf{i}_{RL}(t)$, $I_{RL_H}(t - \Delta t)$ y g_{RL} representa el voltaje nodal, la corriente de rama, la corriente histórica pasada y la conductancia equivalente, respectivamente, según se describe en la Tabla A.2, columna 3.

A.1.1. Modelo equivalente discreto de Thevenin y Norton

MEDT y MEDN son representaciones que se utilizan para el análisis de sistemas eléctricos en el dominio del tiempo, en donde MEDT y MEDN son equivalentes y consisten en el concepto de análisis de circuito acompañante (CCA, por sus siglas en inglés), según se ilustran en la Tabla A.3, columna 1, cuyos modelos se obtienen mediante reglas de integración numérica a partir de componentes eléctricos, tales como R , L y C descritos en la Tabla A.3, columna 2. MEDT consiste de una resistencia equivalente conectada en serie con una fuente de voltaje, mientras que MEDN consta de una conductancia equivalente conectada en paralelo con una fuente de voltaje. Los modelos obtenidos de la Tabla A.3, columna 3, resultan de la aplicación RT. MEDT y MEDN se refieren a lo que se denomina CCA_{TH} y CCA_N , respectivamente.

Tabla A.2: Reglas de integración numérica basadas en el enfoque CCA.

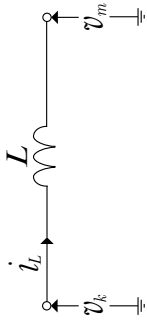
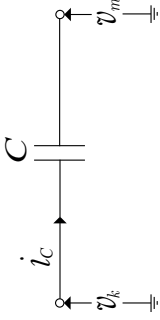
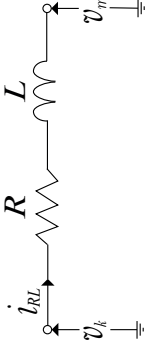
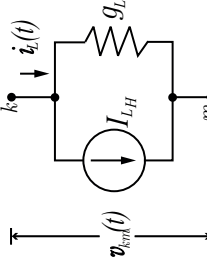
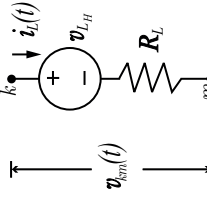
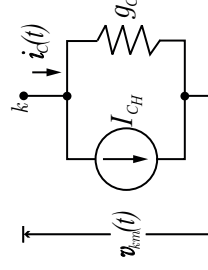
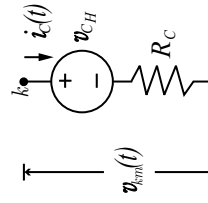
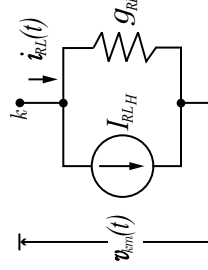
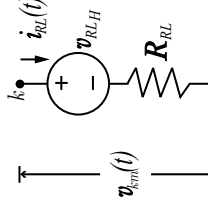
	Modelo discreto de inductancia (L)	Modelo discreto de capacitancia (C)	Rama serie (RL)
SSM	 $\mathbf{v}_{km}(t) = L \frac{d\mathbf{i}_L}{dt}$	 $\mathbf{i}_C(t) = C \frac{d\mathbf{v}_{km}}{dt}$	 $\mathbf{v}_{km}(t) = \mathbf{i}_{RL} R + L \frac{d\mathbf{i}_{RL}}{dt}$
CCA_{EI}	$g_L = \frac{\Delta t}{L}$ $\mathbf{i}_L(t) = \mathbf{I}_{L_H}(t - \Delta t) + g_L(\mathbf{v}_{km}(t))$ $\mathbf{I}_{L_H}(t - \Delta t) = \mathbf{i}_L(t - \Delta t)$	$g_C = \frac{C}{\Delta t}$ $\mathbf{i}_C(t) = \mathbf{I}_{C_H}(t - \Delta t) + g_C(\mathbf{v}_{km}(t))$ $\mathbf{I}_{C_H}(t - \Delta t) = -g_C(\mathbf{v}_{km}(t - \Delta t))$	$g_{RL} = \frac{\Delta t}{L + R\Delta t}$ $\mathbf{i}_{RL}(t) = \mathbf{I}_{RL_H}(t - \Delta t) + g_{RL}(\mathbf{v}_{km}(t))$ $\mathbf{I}_{RL_H}(t - \Delta t) = \mathbf{i}_{RL}(t - \Delta t)$
CCA_{BE}	$g_L = \frac{\Delta t}{L}$ $\mathbf{i}_L(t) = \mathbf{I}_{L_H}(t - \Delta t) + g_L(\mathbf{v}_{km}(t))$ $\mathbf{I}_{L_H}(t - \Delta t) = \mathbf{i}_L(t - \Delta t) + g_L(\mathbf{v}_{km}(t - \Delta t))$	$g_C = \frac{C}{\Delta t}$ $\mathbf{i}_C(t) = \mathbf{I}_{C_H}(t - \Delta t) + g_C(\mathbf{v}_{km}(t))$ $\mathbf{I}_{C_H}(t - \Delta t) = g_C(\mathbf{v}_{km}(t - \Delta t))$	$g_{RL} = \frac{\Delta t}{L + R\Delta t}$ $\mathbf{i}_{RL}(t) = \mathbf{I}_{RL_H}(t - \Delta t) + g_{RL}(\mathbf{v}_{km}(t))$ $\mathbf{I}_{RL_H}(t - \Delta t) = \mathbf{i}_{RL}(t - \Delta t)$
CCA_{RT}	$g_L = \frac{\Delta t}{2L}$ $\mathbf{i}_L(t) = \mathbf{I}_{L_H}(t - \Delta t) + g_L(\mathbf{v}_{km}(t))$ $\mathbf{I}_{L_H}(t - \Delta t) = \mathbf{i}_L(t - \Delta t) + g_L(\mathbf{v}_{km}(t - \Delta t))$	$g_C = \frac{2C}{\Delta t}$ $\mathbf{i}_C(t) = \mathbf{I}_{C_H}(t - \Delta t) + g_C(\mathbf{v}_{km}(t))$ $\mathbf{I}_{C_H}(t - \Delta t) = -\mathbf{i}_C(t - \Delta t) - g_C(\mathbf{v}_{km}(t - \Delta t))$	$g_{RL} = \frac{\Delta t}{2L + R\Delta t}; \mathbf{K}_{RL} = \frac{1 - Rg_L}{1 + Rg_L}$ $\mathbf{i}_{RL}(t) = \mathbf{I}_{RL_H}(t - \Delta t) + g_{RL}(\mathbf{v}_{km}(t))$ $\mathbf{I}_{RL_H}(t - \Delta t) = \mathbf{K}_{RL}(\mathbf{i}_{RL}(t - \Delta t)) + g_{RL}(\mathbf{v}_{km}(t - \Delta t))$

Tabla A.3: MEDN y MEDT mediante el principio de CCA.

MEDN	Elemento eléctrico	MEDT
 $g_L = \Delta t / 2L$ $\dot{i}_L(t) = \mathbf{I}_{L_H}(t - \Delta t) + g_L(\mathbf{v}_L(t))$ $\mathbf{I}_{L_H}(t - \Delta t) = \dot{i}_L(t - \Delta t) + g_L(\mathbf{v}_L(t - \Delta t))$	 $R_L = 2L / \Delta t$ $\mathbf{v}_L(t) = \mathbf{v}_{L_H}(t - \Delta t) + R_L(\dot{i}_L(t))$ $\mathbf{v}_{L_H}(t - \Delta t) = -\mathbf{v}_L(t - \Delta t) - R_L(\dot{i}_L(t - \Delta t))$	
 $g_C = 2C / \Delta t$ $\dot{i}_C(t) = \mathbf{I}_{C_H}(t - \Delta t) + g_C(\mathbf{v}_C(t))$ $\mathbf{I}_{C_H}(t - \Delta t) = -\dot{i}_C(t - \Delta t) - g_C(\mathbf{v}_C(t - \Delta t))$	 $R_C = \Delta t / 2C$ $\mathbf{v}_C(t) = \mathbf{v}_{C_H}(t - \Delta t) + R_C(\dot{i}_C(t))$ $\mathbf{v}_{C_H}(t - \Delta t) = \mathbf{v}_C(t - \Delta t) + R_C(\dot{i}_C(t - \Delta t))$	
 $g_{RL} = \Delta t / (2L + R\Delta t)$ $H_{RL} = (1 - Rg_L) / (1 + Rg_L)$ $\dot{i}_{RL}(t) = \mathbf{I}_{RL_H}(t - \Delta t) + g_{RL}(\mathbf{v}_{km}(t))$ $\mathbf{I}_{RL_H}(t - \Delta t) = H_{RL}(\dot{i}_{RL}(t - \Delta t)) + g_{RL}(\mathbf{v}_{km}(t - \Delta t))$	 $R_{RL} = (2L + R\Delta t) / \Delta t$ $H_{RL} = (1 + (R_L/R)) / (1 - (R_L/R))$ $\mathbf{v}_{RL}(t) = \mathbf{v}_{RL_H}(t - \Delta t) + R_{RL}(\dot{i}_{RL}(t))$ $\mathbf{v}_{RL_H}(t - \Delta t) = -H_{RL}(\mathbf{v}_{RL}(t - \Delta t)) - R_{RL}(\dot{i}_{RL}(t - \Delta t))$	

A.2. Elementos no lineales y variantes en el tiempo

A.2.1. Rama magnetizante discreta

Para obtener el circuito acompañante de la rama de magnetización no lineal, se necesita una ecuación para representar el flujo magnético en términos de voltaje. Por lo tanto, usando la ley de Faraday, el voltaje a través del inductor es,

$$v_{km}(t) = \frac{d\psi(t)}{dt} \quad (\text{A.9})$$

si convertimos (A.9) en una ecuación de diferencia mediante pasos de tiempo (Δt) y aplicamos la RT, la ecuación recursiva viene dada por

$$\psi(t) = \psi(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2} (v_k(t) - v_m(t)) \quad (\text{A.10})$$

La representación de efecto no lineal de una rama magnetizante obtenida mediante los métodos SSM y CCA, se resumen en la Tabla A.4.

A.2.2. Configuración de conmutación discreta

El modelo básico de dispositivos dinámicos basados en electrónica de potencia mostrados en la Figura A.1a, se basa en la representación de interruptores ideales que forman parte del conjunto de modelos utilizados por simuladores del tipo EMTP. Una topología de electrónica de potencia consiste en interruptores semiconductores, por ejemplo, diodo, transistor, entre otros. Estos dispositivos se consideran elementos de conmutación que cambian de estado durante periodos de tiempo.

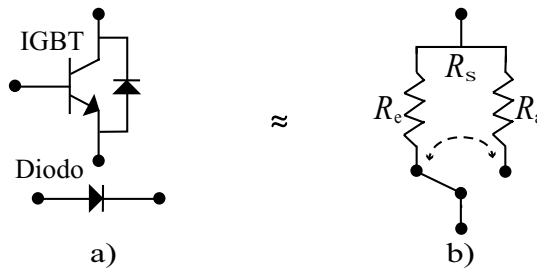
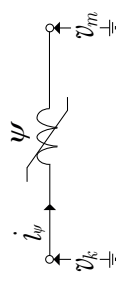
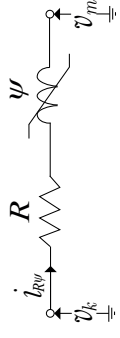


Figura A.1: Diagrama esquemático: a) Semiconductores y b) Resistencia variable discreta (R_s).

La resistencia variable discreta R_s internamente controla dos estados de operación: el estado encendido de la resistencia R_e (conducción de corriente) y el estado apagado de la resistencia R_a (bloqueo de corriente), como se ilustra en la Figura A.1b.

Tabla A.4: Rama magnetizante no lineal a partir de los enfoques SSM y CCA.

SSM	CCAEI	CCART
Potencia n -ésima del flujo	Rama magnetizante no lineal	
		
$\mathbf{i}_{\psi}(t) = a\psi(t) + b\psi^r(t)$	$g_{R\psi} = \frac{1}{R}; \mathbf{T}s = \Delta t$	$g_{R\psi} = \frac{1}{2R}; \mathbf{T}s = \frac{\Delta t}{2}; \mathbf{K}_{R\psi} = \frac{1 - Rg_{R\psi}}{1 + Rg_{R\psi}}$
$\psi_{\psi}(t) = a\psi(t) + b\psi^r(t)$	$\psi_{\psi}(t) = \psi_{\psi,H}(t - \Delta t) + g_{R\psi}(R\mathbf{T}s(\mathbf{v}_{km}(t)))$	$\psi_{\psi}(t) = \psi_{\psi,H}(t - \Delta t) + g_{R\psi}(R\mathbf{T}s(\mathbf{v}_{km}(t)))$
	$\psi_{\psi,H}(t - \Delta t) = \psi_{\psi,H}(\psi_{\psi}(t - \Delta t))$	$\psi_{\psi,H}(t - \Delta t) = \mathbf{K}_{R\psi}(\psi_{\psi}(t - \Delta t)) + g_{R\psi}(R\mathbf{T}s(\mathbf{v}_{km}(t - \Delta t)))$
		$\mathbf{i}_{R\psi}(t) = a\psi_{\psi}(t) + b\psi_{\psi}^r(t)$

A.2.3. Modelo discreto de TCR

El TCR (Thyristor Controlled Reactor) puede ser utilizado para mantener el nivel de voltaje dentro de los límites que establecen los estándares de calidad de energía, así como mejorar el factor de potencia en los nodos en donde se conecta, controlando la inyección de corriente al sistema eléctrico a través de la operación de los tiristores. Los pulsos de disparo del TCR para los tiristores anti paralelos se pueden sincronizar en medio ciclo fundamental o desplazados 180 grados, en donde sí se controla el ángulo de disparo, es posible regular el tiempo de conducción para cada medio ciclo de CA. Además, se controla la corriente de conducción en los tiristores y finalmente en el circuito RL , variando el campo magnético en los inductores, así se puede regular la potencia reactiva entregada por el reactor.

Un TCR es el componente básico de los SVC (Static VAR Compensator). El modelo equivalente discreto del TCR se obtiene a partir de la Figura A.2a mediante CCA (usando MEDN). Su estructura principal contiene dos tiristores anti paralelos que son reemplazados por un conjunto de resistencias variables discretas conectadas en paralelo $R_{(Th_a)V_1}$ y $R_{(Th_b)V_2}$, como se muestra en la Figura A.2b.

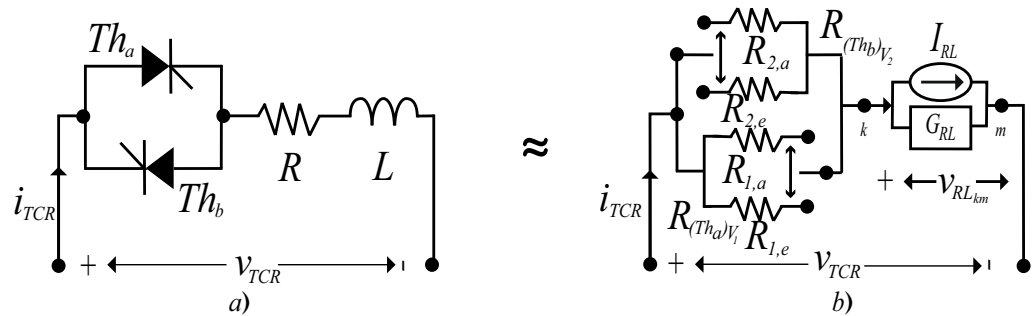


Figura A.2: Modelo de TCR: a) Diagrama de TCR y b) MEDN de TCR.

La configuración de las resistencias variables discretas $R_{(Th_a)V_1}$ y $R_{(Th_b)V_2}$ se compone de dos resistencias conectadas en paralelo que representan los estados de conmutación (estado encendido y apagado), como se muestra en la Figura A.2b. El estado encendido permite la conducción de corriente, mientras que el estado apagado bloquea el flujo de corriente. Las $R_{(Th_a)V_1}$ y $R_{(Th_b)V_2}$ son complementarias y están en sincronía, por ejemplo, si $R_{(Th_a)V_1}$ está en estado encendido ($R_{1,e}$), $R_{(Th_b)V_2}$ está en estado apagado ($R_{2,a}$) y viceversa.

Apéndice B

Métodos Newton

En [Medina *et al.*, 2013] se describen dos métodos Newton de acercamiento rápido al ciclo limite en el dominio del tiempo, basados en diferenciación numérica convencional y mejorada (DN y DNM, respectivamente). Estos métodos son utilizados por su alta eficiencia para la identificación de la matriz Φ . A continuación se describen los métodos DN y DNM.

B.1. Diferenciación Numérica (DN)

El proceso de identificación de la matriz Φ se obtiene mediante un ciclo base $\mathbf{x}(t)$ durante un número definido de ciclos, dependiendo del amortiguamiento del sistema eléctrico [Medina *et al.*, 2013] (se sugiere $n=3$ para sistemas amortiguados y $n=7$ para el caso contrario). El ciclo base puede describirse como el último ciclo de un período transitorio inicial. Después de esto, el ciclo base se perturba secuencialmente utilizando un valor pequeño al comienzo del ciclo para cada variable de estado.

Luego se evalúa la diferencia entre el ciclo base y el ciclo base perturbado en su valor final obteniendo $\Delta\mathbf{x}^{j+1}=\mathbf{x}^\infty-\mathbf{x}^{j+1}$ para todo el vector de estado. Esto permite la evaluación secuencial de la matriz de transición de estado Φ por columnas. Cuando se evalúa Φ , la matriz de iteración \mathbf{C} se puede obtener usando $(\mathbf{I}-\Phi)^{-1}$, luego el vector de estado en el ciclo limite \mathbf{x}^∞ se puede evaluar usando $\mathbf{x}^j+\mathbf{C}(\mathbf{x}^{j+1}-\mathbf{x}^j)$. El método DN calcula la matriz de transición Φ columna por columna, donde, Φ_k es la k -ésima columna de Φ , para $k=1,2,\dots,n$. Esta columna Φ_k se puede evaluar perturbando el k -ésimo estado, por ej., sea $\mathbf{x}(t)\rightarrow\mathbf{x}(t)+\Delta\mathbf{x}_k(t)$ y evalúe $\mathbf{x}(t,T)+\Delta\mathbf{x}_k(t,T)$ resolviendo $\dot{\mathbf{x}}=\mathbf{f}(\mathbf{x},t)$ durante un periodo. Definiendo $\Delta\mathbf{x}_k(t)$ igual a $\xi\mathbf{U}_k$, siendo ξ un número real pequeño de 10^{-06} y \mathbf{U}_k la

k -th columna de la matriz identidad \mathbf{I} de dimensión n , para $k = 1, 2, \dots, n$, resulta en

$$\Delta \mathbf{x}_k(t + T) = \Phi \xi \mathbf{U}_k \quad (\text{B.1})$$

$$\Delta \mathbf{x}_k(t + T) = \xi \Phi_k \quad (\text{B.2})$$

reorganizando Φ_k de (B.2), se obtiene

$$\Phi_k = \frac{\Delta \mathbf{x}_k(t + T)}{\xi} \quad (\text{B.3})$$

El proceso basado en DN es el procedimiento que permite aproximar la matriz Φ de (B.3), donde, las n variables de estado deben ser perturbadas una por una para identificar las n columnas que forman la matriz de transición Φ .

B.2. Diferenciación Numérica Mejorada (DNM)

DNM permite la solución de estado estacionario periódico de sistemas eléctricos en el dominio del tiempo al considerar la propiedad de simetría de media onda. El proceso de solución comienza evaluando $\Phi \approx \Delta \mathbf{x}(t, T) / \Delta \mathbf{x}(t)$ mediante la aproximación de $\mathbf{x}(t + T)$ a través de la extrapolación de $\mathbf{x}(t + T/2)$, en donde la integración de (B.3) se permite el cálculo de las columnas de Φ evaluadas en $T/2$ en lugar de un periodo completo T . Este proceso de calcular un semiciclo permite un aumento en el rendimiento computacional de la solución. DNM reduce el tiempo de ejecución en casi un 50%, en comparación con la solución de DN, en donde DNM solo requiere del cálculo de la mitad del período ($T/2$ es equivalente a un semiciclo positivo), sin requerir un ciclo completo. Una desventaja de este método es la considerar las formas de onda simétricas como un requisito indispensable para poder ser aplicado.

Apéndice C

Técnicas de Dispersidad

Existen aplicaciones eficientes para obtener la solución de la matriz de conductancia \mathbf{G} obtenida a partir del sistema matricial $[\mathbf{G}]\mathbf{v} = \mathbf{I}$, teniendo en cuenta que, en los sistemas eléctricos de gran escala, la matriz \mathbf{G} es altamente dispersa, donde la mayoría de los elementos son iguales a cero. En esta tesis se utilizaron las técnicas de factorización de matrices dispersas, cuyos procesos se basan en modificaciones de la eliminación de Gauss. Estos métodos permiten obtener la solución de la mediante la descomposición LU y LDU.

Supongamos que \mathbf{G} representa un sistema eléctrico de n elementos dado por

$$\mathbf{G} = \begin{bmatrix} g_{1,1} & g_{1,2} & \cdots & g_{1,k} \\ g_{2,1} & g_{2,2} & \cdots & g_{2,k} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ g_{j,1} & g_{j,2} & \cdots & g_{j,k} \end{bmatrix} ; \left\{ \begin{array}{l} j=k=3,4, \dots, m \end{array} \right. \quad (\text{C.1})$$

La factorización de matrices dispersas utiliza el principio de eliminación de Gauss, cuyo proceso está asociado con el producto de n matrices factor (L_n). Inicialmente L_n es una matriz unitaria, cuya estructura se modifica en cada proceso de eliminación. Por ende, la eliminación de Gauss, consiste en seleccionar el primer elemento de la diagonal principal de la matriz \mathbf{G} ($g_{1,1}$) como pivote y dividir su columna entre sí, dada por

$$L_1 = \begin{bmatrix} 1/g_{j,k} & 0 & \cdots & 0 \\ -g_{2,k}/g_{j,k} & 1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -g_{l,k}/g_{j,k} & 0 & \cdots & 1 \end{bmatrix} ; \left\{ \begin{array}{l} j=k=1 \\ l=3, 4, \dots, m \end{array} \right. \quad (\text{C.2})$$

Los elementos ubicados en la columna del elemento pivote de la matriz \mathbf{G} son eliminados consecutivamente, dando como resultado la siguiente matriz,

$$\mathbf{G}^1 = \begin{bmatrix} 1 & g_{1,2}^{(l)} & \cdots & g_{1,k}^{(l)} \\ 0 & g_{2,2}^{(l)} & \cdots & g_{2,k}^{(l)} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & g_{j,2}^{(l)} & \cdots & g_{j,k}^{(l)} \end{bmatrix} ; \begin{cases} g_{1,k}^{(1)} = \frac{g_{1,k}}{g_{1,1}}; \begin{cases} j=3, 4, \dots, m \\ k=1, 2, \dots, p \end{cases} \\ g_{j,k}^{(1)} = g_{j,k} - \frac{g_{j,1}g_{1,k}}{g_{1,1}}; \begin{cases} l=1 \end{cases} \end{cases} \quad (\text{C.3})$$

posteriormente, el proceso se repite consecutivamente hacia los demás elementos seleccionados como pivote ubicados en la diagonal principal de la matriz \mathbf{G}^l . Este proceso permitirá obtener las matrices \mathbf{L}_n y \mathbf{G}^n . Las descomposiciones LU y LDU son descritas a continuación:

C.1. Descomposición LU

Las operaciones asociadas al proceso de eliminación de Gauss para un sistema de n elementos dan como resultado las matrices \mathbf{L}_n y \mathbf{G}^n dadas por

$$\mathbf{G}^1 \mathbf{G}^2 \dots \mathbf{G}^{n-1} \mathbf{G}^n = \mathbf{L}_n \mathbf{L}_{n-1} \dots \mathbf{L}_2 \mathbf{L}_1 \mathbf{G} \quad (\text{C.4})$$

despejando \mathbf{G} de (C.4), la forma general de un sistema de n elementos descrita por

$$\mathbf{G} = \mathbf{L}_1^{-1} \mathbf{L}_2^{-1} \dots \mathbf{L}_{n-1}^{-1} \mathbf{L}_n^{-1} \mathbf{G}^n \mathbf{G}^{n-1} \dots \mathbf{G}^2 \mathbf{G}^1 \quad (\text{C.5})$$

donde

$$\mathbf{G}^n \mathbf{G}^{n-1} \dots \mathbf{G}^2 \mathbf{G}^1 = \mathbf{U}_n \mathbf{U}_{n-1} \dots \mathbf{U}_2 \mathbf{U}_1 \quad (\text{C.6})$$

si sustituimos (C.6) en (C.5) resulta en la expresión general siguiente

$$\mathbf{G} = \mathbf{L}_1^{-1} \mathbf{L}_2^{-1} \dots \mathbf{L}_{n-1}^{-1} \mathbf{L}_n^{-1} \mathbf{U}_n \mathbf{U}_{n-1} \dots \mathbf{U}_2 \mathbf{U}_1 \quad (\text{C.7})$$

C.2. Descomposición LDU

Este proceso sigue los pasos de la descomposición LU. La matriz \mathbf{L} se descompone aún más en las matrices factor y diagonal, \mathbf{L}_n y \mathbf{D}_n , respectivamente. Cabe señalar que la matriz \mathbf{D}_n contiene únicamente los elementos de la diagonal principal de la matriz \mathbf{L}_n , en donde la expresión que ejemplifica el proceso de factorización de matrices dispersas en LDU está dada por la siguiente forma

$$\mathbf{G} = \mathbf{L}_1^{-1} \mathbf{L}_2^{-1} \dots \mathbf{L}_{n-1}^{-1} \mathbf{L}_n^{-1} \mathbf{D}_1 \mathbf{D}_2 \dots \mathbf{D}_{n-1} \mathbf{D}_n \mathbf{U}_n \mathbf{U}_{n-1} \dots \mathbf{U}_2 \mathbf{U}_1 \quad (\text{C.8})$$

Una vez procesada la matriz \mathbf{G} mediante la factorización de matrices dispersas mediante la descomposición LU y LDU, la solución se puede obtener mediante sustitución hacia delante y hacia atrás, respectivamente.

Apéndice D

Parámetros de los Casos de Estudio

Los parámetros de los casos de estudio de los Capítulos 3 y 4 están en por unidad (p.u.) y se consideran balanceados (equivalente a sistemas eléctricos monofásicos). Las características para la simulación de cada caso de estudio se describe de la siguiente manera:

- Los casos de estudio 3.1 y 3.2 se considera una potencia base trifásica de 2 KVA y voltaje base de fase a fase de 220 V.
- En los casos de estudio 3.3, 3.4, 4.4 y 4.6 el modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica utiliza los parámetros para condiciones de prueba estándar (STC, por sus siglas en inglés): Irradiación de 1000 W/m^2 y temperatura de 25°C .
- Los casos de estudios restantes, tales como 3.5, 4.1, 4.2, 4.3 y 4.5, los sistemas eléctricos de 5, 14, 30, 57, 118, 300, 2383, 6470 y 13659 nodos modificados, asumen una potencia base trifásica de 100 MVA y voltaje base de fase a fase de 230 KV [Zimmerman y Murillo-Sánchez, 2023].
- En todos los casos de estudio la solución numérica requiere un numero de pasos de tiempo equivalente a 2^n , en donde $n= 7, 8, 9, \dots, 17, \dots$. Los sistemas eléctricos de 5, 14, 30, 57, 118, 300, 2383, 6470 nodos modificados, utilizaron 2^9 pasos de tiempo por periodo, mientras que la aplicación del método CCA-DN requirió de 2^8 pasos de tiempo por periodo y finalmente, en el caso del modelo equivalente discreto de fuente fotovoltaica se requirieron 2^{17} pasos de tiempo por periodo.

D.1. Caso de Estudio 3.1

Tabla D.1: Parámetros de los circuitos eléctricos *RLC* y ramas *RL* serie (p.u.).

$V_m = \sin(\omega t)$	$L_1 = 0.01$	$V_m = \sin(\omega t)$	$R_1 = 0.5$	$L_1 = 0.1$	$C_1 = 0.5$
$R_1 = 0.2$	$C_2 = 0.5$		$R_2 = 0.5$	$L_2 = 0.1$	$C_2 = 0.5$

D.2. Caso de Estudio 3.2

Tabla D.2: Sistema eléctrico de 3 nodos (p.u.)

$V_m = \sin(\omega t)$	$R_4 = 0.1$	$L_3 = 0.1$	$a_1 = 0.01$
$R_1 = 0.01$	$R_5 = 0.1$	$C_1 = 0.1$	$b_1 = 0.3$
$R_2 = 0.01$	$L_1 = 0.1$	$C_2 = 0.1$	$a_2 = 0.03$
$R_3 = 0.01$	$L_2 = 0.1$	$r = 9$	$b_2 = 0.5$

D.3. Casos de Estudio 3.3 y 3.4

Tabla D.3: Datos: Red eléctrica de CA y fuente fotovoltaica monofásica

Módulo fotovoltaico (STC)			
N_s, N_p	17, 2	No.	Módulos en serie y paralelo
n_s	28	No.	Celdas en serie
V_{oc}	21.47	V	Voltaje de circuito abierto (módulo)
I_{sc}	7.6	V	Corriente de corto circuito (módulo)
I_{mpp}, V_{mpp}	7.1, 17.1	A	Corriente y voltaggio en el mpp
k_i	0.0050	A/°C	Factor de corrección de corriente
k_v	-0.08	V/°C	Factor de corrección de voltaggio
a	1.3		Factor de idealidad del diodo
Capacitor de enlace			
C_e	5500	μf	Capacitancia
Convertidor CD-CD			
L	9	mH	Inductancia
C	2200	μf	Capacitancia
f_s	10	kHz	Frecuencia de conmutación

Inversor fuente de voltaje (CD-CA)			
F_{si}	25	kHz	Frecuencia de conmutación
m_a	0.9		Indice de modulación
Filtro pasivo LCL			
R_{fp}	1	m Ω	Resistencia
L_{fp}	0.3	mH	Inductancia
R_{fg}	1	m Ω	Resistencia
L_{fg}	0.15	mH	Inductancia
R_c	2	Ω	Resistencia
C_f	22	μ f	Capacitancia
Resistencias			
R_s	2	Ω	Resistencia Serie
R_p	2.142	k Ω	Resistencia Paralelo
Transformador			
R_{tr}	0.48/12.47		Relación
L_{tr}	0.1	p.u.	Reactancia inductiva
Resistencia variable discreta			
$R_{s,e}, R_{s,a}$	$1e^{-8}, 1e^8$	Ω	Resistencia
Red eléctrica de distribución			
V_{CA}	230	V	Voltaje
R_1	1	mH	Resistencia
R_2	33	Ω	Resistencia
R_3	1	mH	Resistencia
R_4	33	Ω	Resistencia
R_5	1	Ω	Resistencia
L_1	1	mH	Inductancia
L_2	0.17	H	Inductancia
L_3	1	mH	Inductancia

L_4	0.17	H	Inductancia
L_5	1	mH	Inductancia
C_5	220	F	Capacitancia
Curva característica V-I de la fuente fotovoltaica			
V_{ca}	365.63	V	Voltaje de circuito abierto
I_{cc}	15.01	A	Corriente de corto circuito
Equivalente de Norton			
R_N	2.174	k Ω	Resistencia de Norton
I_N	14.34	A	Corriente de Norton
Convertidor Boost			
d	0.281		Ciclo de trabajo

D.4. Caso de Estudio 3.5

Tabla D.4: Parámetros de los dispositivos TCRs 1 y 2 (p.u.).

Variable	Magnitud	Ángulo de disparo	
R_{TCR_1}	0.01	$\alpha_1 = 90^\circ$	$\alpha_2 = 90^\circ$
L_{TCR_1}	0.3	Resistencia variable discreta R_V	
R_{TCR_2}	0.03	$R_{s,e}, R_{s,a}$	$1e^{-8}, 1e^8$
L_{TCR_2}	0.6		

D.5. Caso de Estudio 4.2

Tabla D.5: Inyección de corriente armónica y doble falla de fase a tierra (p.u.).

Armónicos	$3er$	$5to$	$7mo$	$9no$	$11vo$	$13vo$
Frecuencia	180	300	420	540	660	780
I_{h_4}	0.0138	0.0159	0.0079	0.0039	0.0019	0.0009
	$R_{f_3} = 0.1417$			$R_{f_4} = 0.1417$		

D.6. Caso de Estudio 4.3

Tabla D.6: Resistencias equivalentes: 5 fallas de fase a tierra (p.u.).

$R_{f_1} = 0.172$	$R_{f_2} = 0.172$	$R_{f_3} = 0.113$	$R_{f_4} = 0.113$	$R_{f_5} = 0.225$
-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------

D.7. Caso de Estudio 4.4

Tabla D.7: Resistencias equivalentes: Fallas de fase a tierra en los nodos 5 y 29 (p.u.).

$R_{f_5} = 0.371$	$R_{f_{29}} = 0.237$
-------------------	----------------------

D.8. Caso de Estudio 4.5

Tabla D.8: Corriente armónica (p.u.).

Armónico	3ro	5to	7mo	9no	11vo	13vo
Frecuencia	180	300	420	540	660	780
I_a	0.0238	0.0159	0.0079	0.0039	0.0019	0.0009

Tabla D.9: Resistencias equivalentes: Fallas de fase a tierra (p.u.).

$R_{f_3} = 0.103$	$R_{f_5} = 0.066$	$R_{f_6} = 0.103$	$R_{f_7} = 0.103$	$R_{f_9} = 0.066$
$R_{f_{14}} = 0.066$	$R_{f_{21}} = 0.085$	$R_{f_{18}} = 0.103$	$R_{f_{33}} = 0.066$	$R_{f_{45}} = 0.085$
$R_{f_{54}} = 0.066$	$R_{f_{66}} = 0.085$	$R_{f_{91}} = 0.16$	$R_{f_{120}} = 0.103$	$R_{f_{154}} = 0.066$
$R_{f_{266}} = 0.085$	$R_{f_{291}} = 0.16$	$R_{f_{1130}} = 0.103$	$R_{f_{1520}} = 0.16$	$R_{f_{2012}} = 0.16$
$R_{f_{2200}} = 0.085$	$R_{f_{2365}} = 0.085$	$R_{f_{4523}} = 0.16$	$R_{f_{5321}} = 0.16$	$R_{f_{6222}} = 0.103$

Referencias

- [Alvarado *et al.*, 1983] Alvarado F.L., Lasseter R.H., Sanchez J.J. “Testing Of Trapezoidal Integration With Damping For The Solution Of Power Transient Problems.” in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 12, 1983.
- [ANSI, 2000] ANSI. “IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems.” in *IEEE Std 929-2000*, 2000.
- [ANSI, 2010] ANSI. “IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions-Redline.” in *IEEE Std 1459-2010 (Revision of IEEE Std 1459-2000)*, páginas 1–52, 2010.
- [ANSI, 2014] ANSI. “IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.” in *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, páginas 1–29, 2014.
- [Aprille y Trick, 1972] Aprille T.J., Trick T.N. “Computer Algorithm to Determine the Steady State Response of Nonlinear Oscillators.” *IEEE Transactions on Circuit Theory*, Vol. CT-19, No. 4, páginas 354–360, 1972.
- [Arrillaga *et al.*, 1995] Arrillaga J., Medina A., Lisboa M., Cavia M., Sanchez P. “The Harmonic Domain. A Frame of Reference for Power System Harmonic Analysis.” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 1, páginas 433–440, 1995.
- [Arrillaga *et al.*, 1997] Arrillaga J., Smith B., Watson N., Wood A. *Power System Harmonic Analysis*. John Wiley and Sons, 1997.

- [ATP®,] ATP®. Ultimo acceso: Agosto 2023, <https://www.atpdraw.net/>.
- [Balabanian *et al.*, 1969] Balabanian N., Bickart T.A., Seshu S. *Electrical Network Theory*, New York. John Wiley & Sons, 1969.
- [Barthold y Carter, 1961] Barthold L.O., Carter G.K. “Digital Traveling-Wave Solutions, Part I-Single-Phase Equivalents.” *AIEE Transactions, Part. III (Power Apparatus and Systems)*, Vol. 80, páginas 812–20, 1961.
- [Brameller, 1976] Brameller A. *Sparsity: Its Practical Application to Systems Analysis*. Publishing, London. 1976.
- [Branin, 1967] Branin F.H. “Computer methods of network analysis.” in *Proceedings of the IEEE*, Vol. 55, No. 11, páginas 1787–1801, 1967.
- [Chua y Lin, 1975] Chua L.O., Lin P.M. *Computer-Aided Analysis of Electronic Circuits*. Englewood Cliffs, N. J., Prentice-Hall. 1975.
- [Chua y Ushida, 1981] Chua L.O., Ushida A. “Algorithms for Computing Almost Periodic Steady-State Response of Nonlinear Systems to Multiple Input Frequencies.” *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, Vol. CAS-28, No. 10, páginas 953–971, 1981.
- [Comisión Reguladora de Energía, 2023] Comisión Reguladora de Energía. “Criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.” <https://www.gob.mx/cre/articulos/codigo-de-red>, 2023.
- [Concordia y Maginniss, 1959] Concordia C., Maginniss F.J. “Computer as Aids to Power Systems Analysis.” *Proc., American Power Conference*, Vol. 21, páginas 640–50, 1959.
- [DeCarlo y Saeks, 1981] DeCarlo R.A., Saeks R. *Interconnected Dynamical Systems*. Marcel Dekker, Inc. EUA, New York. 1981.
- [Diaz-Araujo *et al.*, 2018] Diaz-Araujo M., Medina A., Cisneros-Magana R., Ramirez A. “Periodic steady state assessment of microgrids with photovoltaic generation using limit cycle extrapolation and cubic splines.” *Energies*, Vol. 11, No. 8, 2018.

- [Dommel, 1969] Dommel H.W. “Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multiphase Networks.” in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-88, No. 4, páginas 388–399, 1969.
- [Dommel, 1971] Dommel H.W. “Nonlinear and Time-Varying Elements in Digital Simulation of Electromagnetic Transients.” in *Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-90, No. 6, páginas 2561–2567, 1971.
- [Dommel, 1972] Dommel H.W. “User’s Manual for Program: Line Constants of Overhead Lines.” B.P.A: Portland, 1972.
- [Dommel, 1996] Dommel H.W. *EMTP Theory Book*. Vancouver, BC, Canada: The Univ. of British Columbia, Dept. Electr. Eng. 1996.
- [Dommel y Meyer, 1974] Dommel H.W., Meyer W.S. “Computation of electromagnetic transients.” in *Proceedings of the IEEE*, Vol. 62, No. 7, páginas 983–993, 1974.
- [Duff, 1977] Duff I. “A survey of sparse matrix research.” in *Proceedings of the IEEE*, Vol. 65, No. 4, April, páginas 500–535, 1977.
- [Dufour *et al.*, 2011] Dufour C., Mahseredjian J., Bélanger J. “A Combined State-Space Nodal Method for the Simulation of Power System Transients.” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 26, No. 2, páginas 928–935, 2011.
- [EMTP[®],] EMTP[®]. Último acceso: Agosto 2023, <https://www.emtp.com/>.
- [EMTP-ATP[®],] EMTP-ATP[®]. Último acceso: Agosto 2023, <https://emtp.org/>.
- [EMTP-RV[®],] EMTP-RV[®]. Acceso: Agosto 2023, <https://www.emtp.com/products/emtp>.
- [Esrám y Chapman, 2007] Esrám T., Chapman P.L. “Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques.” in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 22, No. 2, páginas 439–449, 2007.
- [Ferreira *et al.*, 2015] Ferreira L., Bonatto B.D., Cogo J.R., Jesus N.C., Dommel H.W., Martí J.R. “Comparative Solutions of Numerical Oscillations in the Trapezoidal Met-

- hod used by EMTP-based Programs.” in *International Conference on Power Systems Transients (IPST2015)*, Cavtat, Croatia, 2015.
- [Gabbard y Rowe, 1957] Gabbard J.L., Rowe J.E. “Digital Computation of Transient Stability.” *AIEE Poirer Apparatus and Systems*, Canada, 1957.
- [Gallardo, 2010] Gallardo R.P. *Técnicas Computacionales Avanzadas Aplicadas a la Factibilidad y Operación Dinámica de Sistemas de Generación Distribuida*. Tesis Doctoral, DEP-FIE de la UMSNH, Morelia, Michoacán, México, 2010.
- [Gallardo *et al.*, 2013] Gallardo R.P., Medina A., Anaya-Lara O. “A methodology for the efficient computer representation of dynamic power systems: Application to wind parks.” *Wind Energy*, John Wiley & Sons, USA, Chicago, Vol. 16, páginas 1483–1487, 2013.
- [Garcia y Acha, 2004] Garcia N., Acha E. “Periodic steady-state analysis of large-scale electric systems using Poincare/spl acute/map and parallel processing.” in *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 4, páginas 1784–1793, 2004.
- [García, 1998] García S.M. *Solución de Redes Eléctricas en el dominio del tiempo con aceleración de la convergencia al ciclo limite*. Tesis de licenciatura, FIE de la UMSNH, Morelia, Michoacán, México. 1998.
- [Godínez-Delgado y Medina-Rios, 2020] Godínez-Delgado J.C., Medina-Rios A. “Harmonic analysis of grid-connected PV systems by applying discrete-time companion-circuits.” *2020 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, Ixtapa, Guerrero, México, páginas 1–6, 2020.
- [Godínez-Delgado y Medina-Rios, 2021a] Godínez-Delgado J.C., Medina-Rios A. “Comparative Analysis of State-Space and Companion-Circuit Methodologies for the Periodic Steady-State Solution in Time-Domain of Nonlinear Electric Networks.” in *IEEE Access*, Vol. 9, páginas 71712–71724, 2021a.
- [Godínez-Delgado *et al.*, 2020] Godínez-Delgado J.C., Medina-Rios A., Tapia-Sánchez R. “A Time-Domain Companion-Circuit Newton-Based Methodology Applied to the Har-

- monic Analysis of Electrical Networks with PV Systems.” in *IEEE Access*, Vol. 8, No. 4, páginas 129108–129122, 2020.
- [Godínez-Delgado y Medina-Ríos, 2019] Godínez-Delgado J.C., Medina-Ríos J.A. “Periodic steady state solution of photovoltaic generation systems in time domain.” *2019 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, Ixtapa, Mexico, páginas 1–6, 2019.
- [Hatziargyriou *et al.*, 2021] Hatziargyriou N., Milanovic J., Rahmann C., Ajarapu V., Canizares C., Erlich I., Hill D., Hiskens I., Kamwa I., Pal B., Pourbeik P., Sanchez-Gasca J., Stankovic A., Van Cutsem T., Vittal V., Vournas C. “Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended.” in *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 36, No. 4, páginas 3271–3281, 2021.
- [Ibrahim, 1997] Ibrahim E.S. “Digital simulation of electromagnetic transients.” *Electric Power Systems Research*, Vol. 41, No. 1, April, páginas 19–27, 1997.
- [IEEE Standards Association, EIC y otros, 2019] IEEE Standards Association, EIC y otros. “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.” in *IEEE Std 1159-2019 (Rev. of IEEE Std 1159-2009)*, 2019.
- [Kron, 1963] Kron G. *Diakoptics: The Piecewise Solution of Large-Scale Systems*. MacDonal, London. 1963.
- [Kuh y Rohrer, 1965] Kuh E.S., Rohrer R.A. “The state-variable approach to network analysis.” in *Proceedings of the IEEE*, Vol. 53, No. 7, páginas 672–686, 1965.
- [Kuo, 1966] Kuo F.F. “Network analysis by digital computer.” in *Proceedings of the IEEE*, Vol. 54, páginas 820–829, 1966.
- [Lin y Marti, 1990] Lin J., Marti J.R. “Implementation of the CDA procedure in the EMTP.” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 2, páginas 394–420, 1990.
- [Marti y Lin, 1989] Marti J.R., Lin J. “Suppression of numerical oscillations in the EMTP power systems.” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, páginas 739–747, 1989.

- [McElroy y Porter, 1963] McElroy A.J., Porter R.M. “Digital Computer Calculation of Transients in Electric Networks.” *Ibid.*, páginas 88–96, 1963.
- [Medina y Ramos-Paz, 2005] Medina A., Ramos-Paz A. “Newton Techniques for the Steady State Solution of Nonlinear Electric Networks.” *WSEAS Transactions on Circuits and Systems*, Vol. 4, No. 8, páginas 842–849, 2005.
- [Medina *et al.*, 2003] Medina A., Ramos-Paz A., Fuerte-Esquivel C.R. “Swift computation of the periodic steady state solution of power systems containing TCSCs.” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 25, No. 9, páginas 689–694, 2003.
- [Medina *et al.*, 2013] Medina A., Segundo-Ramirez J., Riveiro P., Xu W., Lian K.L., Chang G.W., Dinavahi V., Watson R. “Harmonic Analysis in Frequency and Time Domain.” *IEEE transactions on power delivery*, Vol. 28, No. 3, páginas 1813–1821, 2013.
- [Microtran[®],] Microtran[®]. Ultimo acceso: Agosto 2023, <http://www.microtran.com/>.
- [Middlebrook y Cuk, 1976] Middlebrook R.D., Cuk S. “A general unified approach to modelling switching-converter power stages.” in *IEEE Power Electronics Specialists Conference*, Cleveland, OH, USA, páginas 18–24, 1976.
- [Moreira y Marti, 2005] Moreira F.A., Marti J.R. “Latency techniques for time-domain power system transients simulation.” in *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No.1, páginas 246–253, 2005.
- [Nakhla y Branin, 1977] Nakhla M.S., Branin F.H. “Determining the Periodic Response of Nonlinear Systems by a Gradient Method.” *Circuit Theory Appl.*, Vol. 5, páginas 255–273, 1977.
- [OPAL-RT[®],] OPAL-RT[®]. Ultimo acceso: Agosto 2023, <https://www.opal-rt.com/>.
- [Parker y Chua, 1989] Parker T.S., Chua L.O. *Practical Numerical Algorithms for Chaotic Systems*. Berlin, Germany: Springer-Verlag, 1989.
- [Paz, 2007] Paz A.R. *Técnica para la Generación Automática de Ecuaciones Diferenciales No Autónomas para Representar el Comportamiento Dinámico de Sistemas Eléctricos*

- No-Lineales Incorporando Herramientas Avanzadas de Computo*. Tesis Doctoral, DEPFIE de la UMSNH, Morelia, Michoacán, México, 2007.
- [Perkins *et al.*, 1995] Perkins B.K., Marti J.R., Dommel H.W. “Nonlinear elements in the EMTP: steady-state initialization.” in *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, páginas 593–601, 1995.
- [Press *et al.*, 2007] Press W.H., Teukolsky S.A., Vetterling W.T., Flannery B.P. *Numerical Recipes: The Art of Scientific Computing*. 3rd. Ed., Cambridge University, Press. 2007.
- [PSCAD[®],] PSCAD[®]. Ultimo acceso: Agosto 2023. <https://www.pscad.com/>.
- [Ramírez, 2009] Ramírez A. “Frequency-Domain Computation of Steady and Dynamic States Including Nonlinear Elements.” in *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 24, No. 3, páginas 1609–1615, July, 2009.
- [Ramírez y Moreno, 2011] Ramírez A., Moreno P. “Partitioned-Time Transient Simulation via a Hybrid Time-Frequency Domain Methodology.” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 26, No. 2, 2011.
- [Rodríguez, 2014] Rodríguez J.M. *Modelado de Sistemas Monofásicos de Generación Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica en el Dominio Armónico*. Tesis Doctoral, CINVESTAV del IPN Unidad Guadalajara, Guadalajara, Jalisco, México, 2014.
- [RSCAD[®],] RSCAD[®]. Ultimo acceso: Agosto 2023, <https://www.indielec.com/rscad-software-cms-4-50-219/>.
- [Segundo-Ramírez y Medina-Rios, 2010] Segundo-Ramírez J., Medina-Rios A. “An enhanced process for the fast periodic steady state solution of nonlinear systems by Poincaré map and extrapolation to the limit cycle.” *International Journal of Nonlinear Sciences and Numerical Simulation*, Vol. 11, páginas 661–670, 2010.
- [Semlyen y Medina, 1995] Semlyen A., Medina A. “Computation of the periodic steady state in systems with nonlinear components using a hybrid time and frequency domain methodology.” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, páginas 1498–1504, 1995.

- [Sinkar *et al.*, 2021] Sinkar A., Zhao H., Qu B., Gole A.M. “A Comparative Study of Electromagnetic Transient Simulations using Companion Circuits, and Descriptor State-space Equations.” *Electric Power Systems Research*, Vol. 198, 2021.
- [Skelboe, 1980] Skelboe S. “Computation of the periodic steady-state response of nonlinear networks by extrapolation methods.” in *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, Vol. 27, No. 3, páginas 161–175, 1980.
- [Stagg y El-Abiad, 1968] Stagg G.W., El-Abiad A.H. *Computer Methods in Power System Analysis*. Mc Graw Hill, Japón. 1968.
- [Stevenson, 1962] Stevenson W. *Elements of Power System Analysis*. Mc Graw Hill. 1962.
- [Tewarson, 1970] Tewarson R.P. “Sorting and ordering sparse linear systems.” *Conference on Large Sparse Sets of Linear Equations, EUA, New York S. B.*, páginas 1–20, 1970.
- [Tewarson, 1973] Tewarson R.P. *Sparse Matrices*. New York, Academic Press. 1973.
- [Tinney y Walker, 1967] Tinney W.F., Walker J.W. “Direct solutions of sparse network equations by optimally ordered triangular factorization.” in *Proceedings of the IEEE*, Vol. 55, No. 11, páginas 1801–1809, 1967.
- [Typhoon-HIL[®],] Typhoon-HIL[®]. Ultimo acceso: Agosto 2023, <https://www.typhoon-hil.com/products/hil606/>.
- [Wang *et al.*, 2014] Wang C., Yu H., Li P., Ding C., Song G., Fu X., Sun C., Yuan K. “EMTP-type realization of model reduction algorithms for transient simulation of distribution networks.” *2014 IEEE PES General Meeting — Conference & Exposition*, National Harbor, MD, USA, páginas 1–5, 2014.
- [Watson y Arrillaga, 2007] Watson N., Arrillaga J. *Power Systems Electromagnetic Transients Simulation*. IET Power and Energy Series 39, UK, 2007.
- [XTAP[®],] XTAP[®]. Ultimo acceso: Agosto 2023, <https://www.xtap.org/>.
- [Yazdani *et al.*, 2011] Yazdani A., Fazio A.R.D., Ghoddami H., Russo M., Kazerani M., Jatskevich J., Strunz K., Leva S., Martinez J.A. “Modeling guidelines and a benchmark

- for power system simulation studies of three-phase single-stage photovoltaic systems.” in *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 26, No. 2, páginas 1247–1264, 2011.
- [Zhang y Yan, 2020] Zhang X.P., Yan Z. “Energy Quality: A Definition.” in *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, Vol. 7, páginas 430–440, 2020.
- [Zhao *et al.*, 2019] Zhao H., Fan S., Gole A. “Equivalency of State Space Models and EMT Companion Circuit Models.” presented at the *International Conference on Power System Transients (IPST) 2019*, Perpignan, France, 2019.
- [Zimmerman y Murillo-Sánchez, 2023] Zimmerman R.D., Murillo-Sánchez C.E. “MATPOWER.” Ultimo acceso: Agosto 2023, <https://matpower.org/>, 2023.
- [Zollenkopf, 1972] Zollenkopf K. “Bi-Factorisation, Basic Computational Algorithm and Programming Techniques.” *Large Sparse Sets of Linear Equations*, Academic Press, páginas 75–96, 1972.