

Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo
Facultad de Ingeniería Eléctrica

**TÉCNICAS COMPUTACIONALES AVANZADAS APLICADAS
A LA FACTIBILIDAD Y OPERACIÓN DINÁMICA DE
SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

TESIS

**Que para obtener el Grado de
DOCTOR EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Presenta

M.C. Rafael Peña Gallardo

Dr. J. Aurelio Medina Ríos

Director de Tesis

Agosto de 2010



**TÉCNICAS COMPUTACIONALES AVANZADAS APLICADAS A LA
FACTIBILIDAD Y OPERACIÓN DINÁMICA DE SISTEMAS DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

Los miembros del Jurado de Examen de Grado aprueban
la Tesis de Doctorado en Ciencias en Ingeniería Eléctrica de Rafael Peña Gallardo

Dra. Elisa Espinosa Juárez
Presidente del Jurado

Dr. J. Aurelio Medina Ríos
Director de Tesis

Dr. Antonio Ramos Paz
Vocal

Antonio Ramos Paz

Dr. Juan José Flores Romero
Vocal

Dr. Domingo Torres Lucio
Examinador Externo
Instituto Tecnológico de Morelia

Dr. J. Aurelio Medina Ríos
Jefe de la División de Estudios de Posgrado
de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, UMSNH

UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLAS DE HIDALGO
Julio 2010

Agradecimientos

Estoy profundamente agradecido con el Dr. J. Aurelio Medina Ríos, por su consejo en los distintos escenarios de desarrollo de esta tesis, así como por su ayuda en la búsqueda de las herramientas que sirvieron de base para la realización de esta tesis.

Agradezco los comentarios y observaciones hechas por la Dra. Elisa Espinosa Juárez, el Dr. Antonio Ramos Paz, el Dr. Juan José Flores Romero y el Dr. Domingo Torres Lucio que participaron en la revisión de mi tesis, así como del Dr. Olimpo Anaya Lara por su apoyo durante el transcurso de la estancia doctoral realizada en la Universidad de Strathclyde, Escocia.

Un especial agradecimiento a mis padres y esposa Patricia por el apoyo y paciencia durante el tiempo requerido para la conclusión del presente trabajo.

Finalmente agradezco el apoyo brindado por la División de Estudio de Posgrado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por los apoyos recibidos para la realización de esta investigación doctoral.

Resumen

En esta tesis se presenta la aplicación de técnicas computacionales a la simulación dinámica y factibilidad de sistemas de generación distribuida basados en energías renovables.

Primero se estudia la aplicación de técnicas de pronóstico al problema de la determinación del comportamiento futuro de una serie de tiempo, como lo son las series de tiempo de caudal y de velocidad de viento. En base a los resultados obtenidos es posible calcular la capacidad de generación que tendrá una planta mini-hidráulica o parque eólico, respectivamente.

Después se presenta la herramienta computacional "DGIS" (por sus siglas en Inglés *Distributed Generation Interactive Simulator*), desarrollada durante el transcurso de esta investigación doctoral. Dicha herramienta permite la simulación en el dominio del tiempo de sistemas de generación distribuida en un ambiente gráfico y amigable. Dentro del programa se implementaron los modelos principales de componentes que se encuentran en este tipo de sistemas, además de tres técnicas computacionales de alto impacto que permiten incrementar la eficiencia de las simulaciones, las cuales son: Programación Orientada a Objetos, Procesamiento en Paralelo y Técnicas de Aceleración para encontrar el estado estacionario de un sistema. Se presentan casos de estudio que permiten observar los beneficios de la aplicación de estas técnicas.

Adicionalmente se presenta casos de estudio de la operación dinámica en tiempo real de sistemas de generación distribuida cuando se encuentran sujetos a condiciones de disturbio. Las simulaciones son realizadas en una estación especializada en simulaciones en tiempo real.

Palabras clave: ciclo límite, ecuaciones diferenciales, modelado, operación dinámica, procesamiento en paralelo, programación orientada a objetos, series de tiempo, simulación en tiempo real, sistemas de generación distribuida, técnicas de pronóstico.

Abstract

This thesis introduces the application of advanced computational techniques to the dynamic simulation and feasibility of distributed generation systems based on renewable energies.

First, the application of forecasting techniques to the problem of determining the future behavior of water flow and wind speed time series is studied. Based on the obtained results, it is possible to determine the generation capacity of a mini-hydraulic plant or wind park, respectively.

Then, the simulation tool "DGIS" (Distributed Generation Interactive Simulator) developed during this research is presented. This software allows the time domain simulation of distributed generation systems in a graphic and user friendly environment. The models of the main components of these systems were implemented in this software. In order to improve the computational efficiency of the simulations, four advanced computational techniques were applied, e.g. object oriented programming, parallel processing, and acceleration techniques for the fast computation of the steady-state solution of systems. Case studies showing the benefits of these computational techniques are presented.

In addition, case studies of the real time dynamic operation of distributed generation systems under disturbance conditions are presented. The simulations were carried-out in a specialized station in real time simulations.

Keywords: differential equations, distributed generation systems, dynamic operation, forecast techniques, limit cycle, modeling, object oriented programming, parallel processing, real time simulation, time series.

Contenido

Agradecimientos	iii
Resumen	iv
Abstract	v
Contenido	vi
Lista de Símbolos y Abreviaturas	x
Lista de Figuras	xii
Lista de Tablas	xvii
Lista de Publicaciones	xviii
Capítulo 1. Introducción	1
1.1. Introducción	1
1.1.1. Tecnologías de generación distribuida	2
1.1.2. Aplicaciones de la generación distribuida	3
1.1.3. La generación distribuida en México	3
1.1.4. Aspectos legales en México	4
1.2. Revisión del estado del arte	5
1.2.1. Pronóstico de series de tiempo	6
1.2.2. Simulaciones en el dominio del tiempo	8
1.2.3. Programación orientada a objetos	9
1.2.4. Procesamiento en paralelo	12
1.2.5. Técnicas de acercamiento rápido al estado estacionario	14
1.2.6. Simulaciones en tiempo real	15
1.3. Justificación de la Tesis	17
1.4. Objetivos de la Tesis	18
1.5. Metodología	19
1.6. Aportaciones	19
1.7. Descripción de los Capítulos	20

Capítulo 2. Técnicas de pronóstico aplicadas a sistemas de generación distribuida	22
2.1. Introducción	22
2.2. Series de tiempo	23
2.3. Modelo ARIMA	23
2.4. Redes neuronales	25
2.5. Método de los k-vecinos más cercanos	26
2.6. Aplicación a estimación de la capacidad de generación de un sistema mini-hidráulico	28
2.6.1. Selección del gasto de diseño: método clásico	28
2.6.2. Aplicación de técnicas de pronóstico a la serie de tiempo	30
2.6.3. Estimación de la capacidad de generación	33
2.7. Aplicación de técnicas de pronóstico a series de tiempo de velocidad del viento	36
2.8. Conclusiones	41
Capítulo 3. Modelado de componentes de generación distribuida	43
3.1. Introducción	43
3.2. Transformador	43
3.2.1. Representación de las pérdidas y saturación	44
3.3. Máquina de inducción	46
3.3.1. Modelo en el marco de referencia <i>abc</i>	46
3.3.2. Modelo en el marco de referencia <i>dq</i>	48
3.3.3. Selección del marco de referencia rotatorio	49
3.4. Máquina síncrona	50
3.5. Panel fotovoltaico	52
3.5.1. Modelo del inversor	55
3.6. Turbinas eólicas	56
3.6.1. Modelo de una turbina eólica de velocidad constante	58
3.6.2. Modelo de una turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción con doble excitación	62
3.6.3. Modelo de una turbina eólica de velocidad variable con generador síncrono ..	68
3.7. Conclusiones	71

Capítulo 4. Simulador interactivo para la solución de sistemas de generación distribuida	72
4.1. Introducción	72
4.2. Representación unificada en espacio de estado de un conjunto de ecuaciones diferenciales	73
4.3. Programación orientada a objetos	75
4.4. Ordenamiento y almacenamiento de objetos	76
4.5. Conexión entre componentes	77
4.6. Generación y solución del conjunto de ecuaciones almacenadas en los objetos	79
4.7. Descripción del programa computacional DGIS	83
4.7.1. Características generales	84
4.7.2. Componentes adicionales	87
4.7.3. Agregar nuevos modelos a DGIS	88
4.7.4. Ventajas sobre otros programas computacionales similares	88
4.8. Conclusiones	89
Capítulo 5. Aplicación de técnicas eficientes de cómputo	92
5.1. Introducción	92
5.2. Concurrencia y paralelismo	93
5.3. Utilización de hilos	94
5.4. Implementación de procesamiento en paralelo	95
5.5. Balance de la carga computacional	97
5.6. Caso de estudio de la aplicación de procesamiento en paralelo	99
5.7. Acercamiento rápido al estado estacionario de un sistema	107
5.8. Caso de estudio de la aplicación del método de diferenciación numérica	109
5.9. Aplicación del método de diferenciación numérica incorporando procesamiento en paralelo	117
5.10. Conclusiones	128
Capítulo 6. Análisis dinámico de turbinas eólicas	129
6.1. Introducción	129
6.2. Comportamiento dinámico de turbinas eólicas	130
6.3. Validación de resultados con PSCAD/EMTDC	135

6.4.	Conclusiones	140
Capítulo 7. Simulaciones en tiempo real		142
7.1.	Introducción	142
7.2.	Estación de simulación en tiempo real	142
7.2.1.	Hardware de la estación RTDS	143
7.2.2.	Software de la estación RTDS	146
7.3.	Implementación de componentes	147
7.3.1.	Consideraciones especiales	148
7.4.	Componentes de generación distribuida implementados en la estación RTDS	150
7.4.1.	Implementación de una turbina eólica de velocidad variable	151
7.5.	Casos de estudio	156
7.5.1.	Análisis en tiempo real de una turbina eólica con generador síncrono con rotor de imán permanente	157
7.5.1.1.	Variaciones de carga	160
7.5.1.2.	Falla trifásica a tierra	163
7.5.2.	Simulación en tiempo real de un sistema de potencia incluyendo fuentes de generación distribuida	166
7.5.2.1.	Conexión del parque eólico	166
7.5.2.2.	Falla trifásica a tierra	170
7.6.	Conclusiones	176
Capítulo 8. Conclusiones generales		177
8.1.	Conclusiones	177
8.2.	Sugerencias para trabajo de investigación futuro	179
Apéndices		181
A.	Series de tiempo	181
B.	Modelado de componentes adicionales	184
C.	Matrices de conectividad	189
D.	Método de acercamiento rápido al estado estacionario de un sistema	192
E.	Parámetros de los sistemas de prueba	195
Referencias		201

Lista de Símbolos y Abreviaturas

Aceleración de la gravedad	g
Amperes	A
Comisión Federal de Electricidad	CFE
Compensador estático	STATCOM
Computadora con un Conjunto de Instrucciones Reducidas	RISC
Corriente Alterna	CA
Corriente Directa	CD
Curva de Duración de Caudal	CDC
Derivada con respecto del tiempo	d/dt
Diferenciación Numérica	DN
Ecuación Diferencial Ordinaria	EDO
Eficiencia	η
Electrón volt	eV
Error Cuadrático Medio	ECM
Factor de planta	fp
Fuerza Bruta	FB
Galones por minuto	gpm
Gasto de diseño	Q_i
Generación Anual Media	GAM
Generador Síncrono con Rotor de Imán Permanente	GSIP
Grados centígrados	$^{\circ}C$
Grados Kelvin	$^{\circ}K$
Henrios	H
Hertz	Hz
Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos	IEEE
Kilogramo	kg
Litros por segundo	lps
Matriz de identificación	B

Matriz identidad	I
Método de Ecuaciones de Diferencias	MED
Metros	m
Modelo auto-regresivo, integrador y de medias móviles	ARIMA
Modelo auto-regresivo y de medias móviles	ARMA
Newton	N
Número de Ciclos	NC
Ohms	Ω
Pequeño disturbio	ε
Pies cúbicos por minuto	cfm
Por unidad	$p.u.$
Procesador Digital de Señales	DSP
Programación Orientada a Objetos	POO
Radianes	rad
Raíz Media Cuadrática	RMS
Revoluciones por minuto	rpm
Segundos	seg
Simulador Digital en Tiempo Real	RTDS
Tiempo	t
Transistor Bipolar de Puerta Aislada	IGBT
Turbina Eólica con Generador de Inducción	TEGI
Turbina Eólica con Generador de Inducción con Doble Excitación	TEGIDE
Turbina Eólica con Generador Síncrono	TEGS
Unidad Central de Procesamiento	CPU
Volts	V
Watt-hora	Wh
Watts	W

Lista de Figuras

Figura 1.1. Tecnologías disponibles en generación distribuida.	2
Figura 2.1. Estructura general de las conexiones existentes en una red neuronal.	26
Figura 2.2. Serie de tiempo de caudal de agua, río Actopan.	29
Figura 2.3. Curva de duración de caudal.	30
Figura 2.4. Histograma de frecuencias relativas.	30
Figura 2.5. Pronóstico obtenido con el método ARIMA.	32
Figura 2.6. Pronóstico obtenido con la red neuronal.	33
Figura 2.7. Pronóstico obtenido con el método de los k-vecinos más cercanos.	34
Figura 2.8. Serie de tiempo de velocidad del viento.	38
Figura 2.9. Comparación de los resultados obtenidos con el método ARIMA.	39
Figura 2.10. Comparación de los resultados obtenidos por medio de la red neuronal.	39
Figura 2.11. Comparación de los resultados obtenidos con el método de los k-vecinos más cercanos.	40
Figura 2.12. Error absoluto obtenido en los pronósticos.	41
Figura 3.1. Modelo del transformador monofásico.	44
Figura 3.2. Máquina de inducción simétrica en conexión estrella.	48
Figura 3.3. Circuito equivalente de la máquina síncrona.	51
Figura 3.4. Modelo básico de una celda fotovoltaica.	53
Figura 3.5. Conexión de celdas fotovoltaicas en serie y paralelo para formar un panel fotovoltaico.	55
Figura 3.6. Modelo básico de un inversor.	55
Figura 3.7. Diferentes tipos de turbinas eólicas. (a) Turbina eólica de velocidad constante con generador de inducción jaula de ardilla, (b) Turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción con doble excitación, (c) Turbina eólica de velocidad variable con generador síncrono.	58
Figura 3.8. Estructura general de una turbina eólica de velocidad constante.	59

Figura 3.9. Estructura general de una turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción con doble excitación.	63
Figura 3.10. Curva característica potencia-velocidad de giro.	66
Figura 3.11. Esquema del control del ángulo de giro de las aspas.	66
Figura 3.12. Esquema del control de la velocidad de giro del rotor.	67
Figura 3.13. Esquema del control del voltaje en terminales del generador.	68
Figura 3.14. Estructura general de una turbina eólica de velocidad variable con generador síncrono.	69
Figura 3.15. Esquema del control del voltaje en terminales del generador.	70
Figura 4.1. Estructura general de la metodología utilizada.	75
Figura 4.2. Representación gráfica de los objetos en la técnica POO.	76
Figura 4.3. Almacenamiento de los objetos en listas ligadas.	77
Figura 4.4. Estructura general de la conexión entre bloques funcionales.	78
Figura 4.5. Ventana de configuración de los parámetros de la simulación.	82
Figura 4.6. Ventanas de presentación de resultados.	83
Figura 4.7. Iconos de los componentes disponibles en el programa DGIS.	85
Figura 4.8. Pantalla principal del programa computacional DGIS.	86
Figura 4.9. Plantilla utilizada para agregar nuevos modelos al programa DGIS.	90
Figura 5.1. Solución de un problema por medio de procesamiento secuencial.	93
Figura 5.2. Solución de un problema por medio de procesamiento en paralelo.	94
Figura 5.3. Aplicación de procesamiento en paralelo en la metodología utilizada.	96
Figura 5.4. Representación del balance de la carga computacional.	97
Figura 5.5. Balance de la carga computacional en la metodología utilizada.	100
Figura 5.6. Diagrama unifilar de un sistema de generación híbrido.	101
Figura 5.7. Voltaje de la fase <i>a</i> en terminales de la carga.	102
Figura 5.8. Corriente de la fase <i>a</i> en terminales de la carga.	102
Figura 5.9. Tiempos de cómputo obtenidos empleando procesamiento en paralelo.	103
Figura 5.10. Eficiencia relativa obtenida con el sistema que contiene diez elementos.	105
Figura 5.11. Eficiencia relativa obtenida con el sistema que contiene veinte elementos.	106
Figura 5.12. Eficiencia relativa obtenida con el sistema que contiene seiscientos cuarenta elementos.	106
Figura 5.13. Plano y Mapa de Poincaré.	108

Figura 5.14. Diagrama unifilar de un sistema de generación mini-hidráulico.	110
Figura 5.15. Corrientes del estator del generador síncrono. (a) corriente de la fase <i>a</i> , (b) corriente de la fase <i>b</i> , (c) corriente de la fase <i>c</i>	112
Figura 5.16. Corrientes del estator del generador síncrono obtenidas con el método de DN. (a) corriente de la fase <i>a</i> , (b) corriente de la fase <i>b</i> , (c) corriente de la fase <i>c</i>	113
Figura 5.17. Corrientes del rotor del generador síncrono. (a) corriente de campo, (b) corriente del devanado amortiguador <i>kq</i> , (c) corriente del devanado amortiguador <i>kd</i>	115
Figura 5.18. Corrientes del rotor del generador síncrono obtenidas con el método de DN. (a) corriente de campo, (b) corriente del devanado amortiguador <i>kq</i> , (c) corriente del devanado amortiguador <i>kd</i>	116
Figura 5.19. Velocidad de giro del rotor del generador síncrono.	117
Figura 5.20. Velocidad de giro del rotor del generador síncrono obtenida con el método de DN.	118
Figura 5.21. Método de diferenciación numérica utilizando procesamiento en paralelo.	119
Figura 5.22. Diagrama unifilar de un parque eólico.	120
Figura 5.23. Corriente de arranque en la fase <i>a</i> del estator.	121
Figura 5.24. Par electromagnético desarrollado durante el arranque de la turbina eólica.	121
Figura 5.25. Velocidad de giro del rotor del generador de inducción jaula de ardilla.	122
Figura 5.26. Corriente de arranque del estator obtenida con la aplicación del método de DN.	123
Figura 5.27. Par electromagnético obtenido con la aplicación del método de DN.	123
Figura 5.28. Velocidad de giro del rotor obtenida con la aplicación del método de DN.	124
Figura 5.29. Reducción en el tiempo de cómputo utilizando el método de DN implementado en paralelo.	125
Figura 5.30. Eficiencia relativa del método de DN utilizando 8 hilos con respecto al método de FB.	127
Figura 6.1. Representación en DGIS de los principales tipos de turbinas eólicas conectadas a un bus infinito a través de un transformador.	131
Figura 6.2. Simulación de la velocidad del viento.	132
Figura 6.3. Potencia generada por los diferentes tipos de turbinas eólicas.	133

Figura 6.4. Velocidad de giro del rotor obtenida para los diferentes tipos de turbinas eólicas.	134
Figura 6.5. Control del ángulo de las aspas para los diferentes tipos de turbinas eólicas.	134
Figura 6.6. Representación en PSCAD/EMTDC de una turbina eólica de velocidad constante conectada a un bus infinito a través de un transformador.	136
Figura 6.7. Comparación de la velocidad del viento obtenida con DGIS y PSCAD. (a) con la componente de turbulencia, (b) sin incluir la componente de turbulencia.	137
Figura 6.8. Comparación de la potencia obtenida con DGIS y PSCAD.	138
Figura 6.9. Comparación de la velocidad de giro del rotor obtenida con DGIS y PSCAD.	139
Figura 6.10. Comparación del par electromagnético obtenido con DGIS y PSCAD.	139
Figura 6.11. Comparación de la corriente obtenida en el devanado secundario con DGIS y PSCAD.	140
Figura 7.1. Estación de simulación en tiempo real RTDS.	145
Figura 7.2. Pantalla principal del programa RSCAD.	146
Figura 7.3. Ventana de dialogo para la creación de nuevos elementos.	154
Figura 7.4. Ventana de creación de iconos para nuevos elementos.	155
Figura 7.5. Ventana de definición de parámetros del nuevo elemento.	156
Figura 7.6. Representación en RSCAD del sistema de prueba.	158
Figura 7.7. Diagrama de bloques del control del convertidor del lado de la red.	160
Figura 7.8. Diagrama de bloques del control del convertidor del lado del generador.	160
Figura 7.9. Corriente efectiva en la fase <i>a</i> cuando la carga es reducida en un 50%.	161
Figura 7.10. Voltaje efectivo en la fase <i>a</i> cuando la carga es reducida en un 50%.	162
Figura 7.11. Comportamiento de la frecuencia cuando la carga es reducida en un 50%.	162
Figura 7.12. Voltaje en el capacitor entre los convertidores cuando la carga es reducida en un 50%.	163
Figura 7.13. Corrientes de falla inyectadas en el sistema.	164
Figura 7.14. Comportamiento de la frecuencia cuando una falla trifásica es aplicada en el sistema.	165
Figura 7.15. Comportamiento de la corriente cuando una falla trifásica es aplicada en el sistema.	165
Figura 7.16. Comportamiento del voltaje cuando una falla trifásica es aplicada en el sistema.	166

Figura 7.17. Sistema de potencia incluyendo fuentes de generación distribuida.	167
Figura 7.18. Corriente en la fase <i>a</i> generada por el parque eólico.	168
Figura 7.19. Voltaje en la fase <i>a</i> en el punto de conexión del parque eólico.	169
Figura 7.20. Potencia real generada por el parque eólico.	169
Figura 7.21. Potencia reactiva consumida por el parque eólico.	170
Figura 7.22. Corrientes generadas por el parque eólico en presencia de una falla trifásica. ...	171
Figura 7.23. Voltajes en terminales del parque eólico en presencia de una falla trifásica.	172
Figura 7.24. Potencia real generada por el parque eólico en presencia de una falla trifásica. ..	172
Figura 7.25. Potencia reactiva generada por el parque eólico en presencia de una falla trifásica.	173
Figura 7.26. Corrientes generadas por el generador mini-hidráulico en presencia de una falla trifásica.	173
Figura 7.27. Voltajes en terminales del generador mini-hidráulico en presencia de una falla trifásica.	174
Figura 7.28. Potencia real generada por la planta mini-hidráulica en presencia de una falla trifásica.	175
Figura 7.29. Potencia reactiva generada en la planta mini-hidráulica en presencia de una falla trifásica.	175
Figura B.1. Modelo de una resistencia trifásica.	184
Figura B.2. Modelo de una inductancia trifásica.	185
Figura B.3. Modelo de un capacitor trifásico conectado en estrella aterrizada.	185
Figura B.4. Modelo de una fuente de voltaje trifásica.	187
Figura B.5. Modelo π de la línea de transmisión.	187
Figura D.1. Método de diferenciación numérica.	194

Lista de Tablas

Tabla 1.1. Capacidad efectiva instalada de generación en México.	4
Tabla 1.2. Programas de simulación de sistemas de potencia.	10
Tabla 2.1. Coeficientes auto-regresivos del método ARIMA.	32
Tabla 2.2. <i>ECM</i> obtenido para las técnicas de pronóstico.	35
Tabla 2.3. Resumen de los gastos de diseño estimados ($1 \times 10^3 m^3$).	35
Tabla 2.4. Potencia promedio y generación anual media obtenida a diferentes alturas de caída de agua.	37
Tabla 2.5. Coeficientes auto-regresivos y de medias móviles del método ARIMA.	38
Tabla 3.1. Selección del marco de referencia rotatorio.	50
Tabla 3.2. Aproximación de las curvas de potencia.	62
Tabla 5.1. Número de elementos en el sistema de generación híbrido.	101
Tabla 5.2. Porcentajes de reducción del tiempo de cómputo.	104
Tabla 5.3. Errores de convergencia de los métodos FB y DN.	118
Tabla 5.4. Errores de convergencia durante el arranque de la turbina eólica.	125
Tabla 5.5. Porcentajes en la reducción del tiempo requerido en completar la simulación utilizando el método de DN implementado en paralelo.	126
Tabla 5.6. Número de ciclos requeridos mediante la utilización del método de FB y DN.	126
Tabla 7.1. Especificaciones de las tarjetas de procesamiento.	144
Tabla 7.2. Operaciones necesarias en el cálculo de la inversa de la matriz L	153
Tabla A.1. Estación hidrométrica el "El Naranjillo", río Actopan. Ecurrimientos mensuales ($1 \times 10^3 m^3$).	181
Tabla A.2. Mediciones de velocidad de viento (m/s), sitio "San Juanico", Mayo del 2000. ...	182

Lista de Publicaciones

Revistas Indexadas por el JCR

1. **Rafael Peña**, Aurelio Medina, Olimpo Anaya-Lara y James R. McDonald. "*Capacity Estimation of a Minihydro Plant Based on Time Series Forecasting*", ELSEVIER - Renewable Energy, Vol. 34, No. 5, Págs. 1204-1209, Mayo 2009.
2. **Rafael Peña**, Aurelio Medina, Olimpo Anaya-Lara y Graeme M. Burt. "*DGIS: Interactive Simulator for Distributed Generation Systems*", Wiley - Computer Applications in Engineering Education. Fecha de aceptación: Febrero 2010.
3. **Rafael Peña**, Aurelio Medina y Olimpo Anaya-Lara. "*Steady-State Solution of Fixed-Speed Wind Turbines Following Fault Conditions Through Extrapolation to the Limit Cycle*", IETE - Journal of Research. Fecha de aceptación: Mayo 2010.
4. **Rafael Peña**, Aurelio Medina y Olimpo Anaya-Lara. "*A Methodology for the Efficient Computer Representation of Dynamic Power Systems: Application to Wind Parks*", Wiley - Wind Energy. Fecha de aceptación: Agosto 2010.

Congresos Internacionales

1. Aurelio Medina y **Rafael Peña**. "*Forecast Techniques Applied to Feasibility Studies for Micro-Hydraulic Generation*", IEEE PES General Meeting 2007, Págs. 1-4, Tampa, Florida, EUA, Junio 2007.
2. **Rafael Peña**, Aurelio Medina, Olimpo Anaya-Lara y James R. McDonald. "*Fast Steady-State Solution of the Induction Machine Following Disturbance Conditions*", IEEE PES General Meeting 2008, Págs. 1-5, Pittsburgh, Pennsylvania, EUA, Julio 2008.

3. **Rafael Peña**, Aurelio Medina y Olimpo Anaya-Lara. "*An Interactive Visual Environment Based on Advanced Numerical and Computer Techniques for Power Systems Applications*", North American Power Symposium 2009, Starkville, Mississippi, EUA, Octubre 2009.
4. **Rafael Peña** y Aurelio Medina. "*Fast Steady-State Parallel Solution of the Induction Machine*", Aceptado para presentación en: International Conference on Electrical Machines 2010, Roma, Italia, Septiembre 2010.

Capítulos de Libros

1. **Rafael Peña** y Aurelio Medina. "*Capacity Estimation Methods Applied to Mini Hydro Plants - Chapter 14*", Libro "*Distributed Generation*", Editado por D.N. Gaonkar, Editorial InTech, ISBN 978-953-307-046-9, Febrero 2010.

Congresos Nacionales y Regionales

1. **Rafael Peña** y Aurelio Medina. "*Factibilidad y Diseño de Sistemas de Generación Distribuida Basados en Micro-generación Hidráulica*", 2do. Foro de Energías Alternativas en el Estado de Michoacán, Morelia, México, Octubre 2006.
2. **Rafael Peña** y Aurelio Medina. "*Representación en Espacio de Estado del Comportamiento Dinámico de la Máquina de Inducción*", V Coloquio Internacional Interdisciplinario-La Tierra Caliente del Balsas, Huetamo, México, Diciembre 2008.
3. **Rafael Peña** y Aurelio Medina. "*Simulador Interactivo para Sistemas de Generación Distribuida Basados en Energías Renovables*", 1er Encuentro Regional de Energías Renovables en las Instituciones de Educación Superior y los Organismos Empresariales y Públicos, Morelia, México, Septiembre 2009.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Introducción

La *Generación Distribuida*, entendida como la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas, ha existido desde hace muchos años en todos los países industrializados [Borbely y Kreider 2001]. De hecho, la industria eléctrica se fundamentó en sus inicios en el concepto de generación distribuida, precisamente porque las centrales de generación se encontraban situadas en la propia red de distribución muy cerca de los consumidores que crecían a su alrededor.

Con el paso del tiempo, la generación y distribución de energía eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, actualmente se utilizan transformadores de corriente alterna, lo que permite llevar la energía eléctrica a prácticamente cualquier punto interconectado de un sistema eléctrico, sin importar la distancia a la cual se encuentre. Bajo este escenario, se perdió el concepto de generación distribuida, ya que las grandes centrales se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo, pero generalmente se encuentran cerca de los suministros utilizados para la generación de energía eléctrica como lo son los combustibles o el agua [Beltrán 2005].

En la década de los años ochentas, debido al constante cambio en factores energéticos (crisis petroleras), a las altas tasas de crecimiento de la demanda eléctrica y a que se tomó conciencia de la protección del medio ambiente, a nivel mundial se planeó la necesidad de desarrollar alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales disponibles [Harper 2003].

Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cercano posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, pero

ahora, incorporando las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, utilizando preferentemente generación en base a energías renovables. A esta modalidad de generación eléctrica se le conoce como *Generación In-Situ*, *Generación Dispersa*, o más cotidianamente, *Generación Distribuida*.

Una definición más formal dada por el IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) es: "Generación Distribuida es la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico. Es un subconjunto de recursos distribuidos" [Beites 2001].

1.1.1. Tecnologías de generación distribuida

El éxito de la difusión y fomento de la Generación Distribuida radica en la existencia de tecnologías de punta que permitan, para potencias pequeñas, generar energía eléctrica en forma eficiente, confiable y de calidad. Estas tecnologías se pueden dividir en de generación y de almacenamiento. Dichas tecnologías son mostradas en la Figura 1.1 [Chambers 2001].

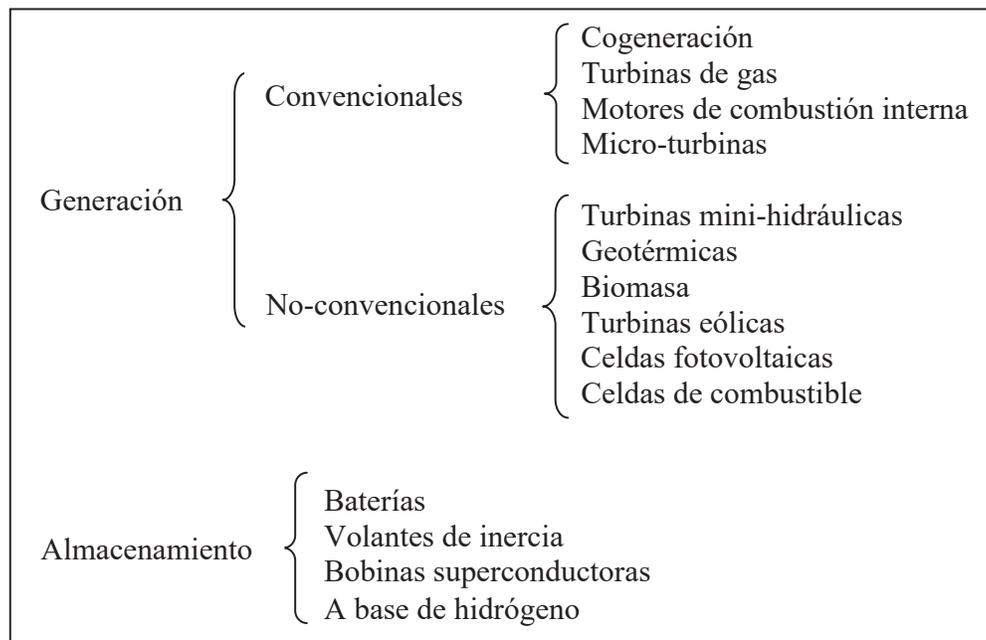


Figura 1.1. Tecnologías disponibles en generación distribuida.

1.1.2. Aplicaciones de la generación distribuida

La aplicación de una u otra tecnología en generación distribuida depende de los requerimientos particulares del usuario. Los arreglos tecnológicos más usuales se citan a continuación [Huacuz 2001]:

- *Carga base.* Se utiliza para generar energía eléctrica en forma continua; opera en paralelo con la red de distribución; usa la red para respaldo y mantenimiento.
- *Carga pico.* Se utiliza para suministrar la energía eléctrica en periodos pico, con lo que disminuye la demanda máxima del consumidor, ya que el costo de la energía en este periodo es el más alto.
- *Generación aislada o remota.* Se usa este arreglo para generar energía eléctrica en el modo de autoabastecimiento, debido a que no es viable el suministro de energía eléctrica a partir de la red eléctrica (sistema aislado o falta de capacidad del suministrador).
- *Soporte a la red de distribución.* En forma eventual o bien periódicamente, la empresa eléctrica requiere reforzar su red eléctrica instalando pequeñas plantas en la red de distribución o incluso en la subestación de potencia, debido a altas demandas en diversas épocas del año, o por fallas en la red.
- *Almacenamiento de energía.* Se puede tomar en consideración esta alternativa cuando es viable el costo de la tecnología a emplear, las interrupciones son frecuentes o se cuenta con fuentes de energía renovables (principalmente celdas fotovoltaicas).

1.1.3. La Generación distribuida en México

En México la generación de energía eléctrica se realiza principalmente en centrales termoeléctricas, hidroeléctricas, carboeléctricas y nucleares. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) en su reporte del mes de mayo del 2010 indica que en México se cuenta con una capacidad instalada para generar energía eléctrica de 51, 121.10 MW. En la Tabla 1.1 se enlista la capacidad y porcentaje de cada tipo de generación con la que se cuenta actualmente en nuestro país [CFE 2010].

Tabla 1.1. Capacidad efectiva instalada de generación en México.

Tipo de central	Capacidad (MW)	% Total
Termoeléctrica	23, 474.67	45.92
Productores independientes	11, 456.90	22.41
Hidroeléctrica	11, 174.90	21.86
Carboeléctrica	2, 600.00	5.08
Nucleoeléctrica	1, 364.88	2.67
Geotermoeléctrica	964.50	1.89
Eoloeléctrica	85.25	0.17

En este contexto, en México solo se ha aprovechado la utilización de la generación en base a energías renovables en sus modalidades de generación hidráulica por medio de 57 centrales hidráulicas; generación geotérmica en Cerro Prieto, Baja California Norte, Los Azufres, Michoacán, Los Humeros, Puebla y Tres Vírgenes, Baja California Sur; generación eólica en Guerrero Negro, Baja California Sur y La Venta, Oaxaca; y generación solar por medio de la utilización de aproximadamente 42,000 pequeños módulos fotovoltaicos para abastecer pequeñas comunidades muy alejadas de los grandes centros de población.

1.1.4. Aspectos legales en México

La cogeneración, al igual que la producción independiente, el autoabastecimiento, la pequeña producción y la importación de energía eléctrica es permitida en México desde 1992 en base a la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica, la cual establece el alcance de estas categorías [ENTE 2005]:

- *Autoabastecimiento.* Esta categoría corresponde a la energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, “siempre que no resulte inconveniente para el país a juicio de la Secretaría de Energía”. Para el otorgamiento del permiso (cuando sean dos socios o más) se requerirá la formación de una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para satisfacción del conjunto de necesidades de autoabastecimiento de los socios, la sociedad no podrá entregar energía eléctrica a terceras personas físicas o morales

que no fueren socios de la misma. Asimismo los excedentes de producción de energía eléctrica se tienen que poner a disposición de la CFE.

Por su parte, el reglamento de la ley de referencia marca que no se requerirá de permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW.

- *Cogeneración.* Se define como la “energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica” siempre que, la electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, siempre que se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales. El solicitante se obliga a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a la disposición de la CFE pero “sujeto a las reglas de despacho” y operación que establezca la CFE.

- *Pequeña producción de energía eléctrica y productores independientes.* Esta categoría corresponde a solicitantes que destinen la totalidad de la energía para su venta a la CFE por una capacidad total del proyecto que, básicamente, no podrá exceder de 30 MW. Alternativamente (y como una modalidad del autoabastecimiento) esta categoría aplica cuando los solicitantes destinen el total de la producción de energía eléctrica a pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan de la misma y que la utilicen para su autoconsumo como cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, cuyos proyectos no excedan de 1 MW.

1.2. Revisión del estado del arte

La creciente aceptación e instalación de centrales de generación distribuida en todo el mundo, ha estimulado la publicación reciente de varios artículos y motivado la investigación en este campo de los sistemas eléctricos. En ésta sección, se presenta un resumen de la revisión del trabajo previo realizado en la aplicación de técnicas computacionales avanzadas a la simulación digital de los sistemas de potencia, dándole especial énfasis a su aplicación en los sistemas de generación

distribuida basados en energías renovables; así como la aplicación de técnicas de pronóstico aplicadas a la factibilidad de implantación de este tipo de sistemas.

1.2.1. Pronóstico de series de tiempo

El *pronóstico* es un proceso de estimación de un acontecimiento futuro proyectando datos del pasado. Estos se combinan sistemáticamente en forma predeterminada para hacer una estimación del futuro [Brockwell y Davis 2002].

El pronóstico es la base de la planificación de cualquier sistema a mediano y largo plazo. Para el caso de estudios de factibilidad y diseño de sistemas de generación distribuida, el pronóstico es necesario, por ejemplo en los sistemas de generación micro o mini-hidráulicos, para poder conocer el comportamiento que tendrán las variables hidráulicas en el futuro, las cuales son la base en la selección y diseño de los equipos, obra civil y vida útil de la planta micro o mini-hidráulica [ITDG 1996]. Otro ejemplo en el cual es útil el pronóstico en los sistemas de generación distribuida, es en el problema de determinar el valor futuro de la velocidad del viento; lo cual es de suma utilidad, ya que en base a los resultados obtenidos del pronóstico se puede estimar la capacidad de generación que tendrá un parque eólico en las próximas horas o días [Lange y Focken 2005].

Los pronósticos se pueden clasificar en cuatro tipos básicos [Armstrong 2001]: *cuantitativos*, *análisis de series de tiempo o cuantitativos*, *relaciones causales* y *simulación*. Las técnicas cualitativas son de carácter subjetivo y se basan en estimaciones y opiniones. El análisis de series de tiempo (utilizado en esta tesis) se basa en la idea de que se pueden usar los datos del pasado para realizar pronósticos. Los pronósticos causales suponen que los datos están relacionados con uno o más factores subyacentes del ambiente, pueden ser del tipo cuantitativo o estadísticos. Los modelos de simulación permiten al pronosticador recorrer una gama de suposiciones sobre la condición del pronóstico.

Los primeros métodos de pronóstico utilizados basados en series de tiempo fueron los modelos de regresión lineal [Priestley 1981], [Ljung 1987], [Chatfield 1989]. En estos modelos se considera que los datos contenidos en la serie de tiempo provienen de un sistema que puede ser representado por medio de una línea recta y que se encuentra operando en estado estacionario. La implementación de estos modelos es simple, pero tienen la desventaja de que no son capaces de

reproducir adecuadamente el comportamiento de series de tiempo con patrones de comportamiento no lineales o no estacionarios [Zhengshun y Fan 2000].

Para poder pronosticar el comportamiento de sistemas con características no lineales, métodos de pronóstico de regresión no lineal fueron propuestos en [Haida y Muto 1994]. Mientras que en [Brockwell y Davis 1991] y [Box y Jenkins 1994] se proponen métodos de filtrado que convierten una serie de tiempo no estacionaria en una serie de tiempo equivalente con características estacionarias, en la cual es posible realizar un pronóstico aproximado de la serie de tiempo original.

Dos contribuciones posteriores importantes en este campo del conocimiento fueron, la aplicación de la inteligencia artificial en encontrar modelos que representen el comportamiento de un sistema [Weigend *et al.* 1990] y la introducción de técnicas de aprendizaje en la identificación de modelos [Ginzberg y Horn 1991], [Weigend y Gershenfeld 1994].

La utilización de técnicas de aprendizaje constituye una tendencia actual en el análisis y pronóstico de series de tiempo, ya que permite a los investigadores construir modelos más generales para un comportamiento dado en una serie de tiempo, sin la necesidad de conocer parámetros o ecuaciones del sistema que se desee modelar y por lo tanto se pueden utilizar este tipo de técnicas en una amplia variedad de series de tiempo de diferentes características [Roy *et al.* 1997].

Dentro de las técnicas de inteligencia artificial más comúnmente utilizadas en el problema de pronóstico se encuentran las redes neuronales artificiales [Hilera y Martínez 2000]. Las cuales se pueden clasificar de acuerdo a su topología en: *monocapa* o *multicapa*; o de acuerdo a su algoritmo de aprendizaje en de: *aprendizaje supervisado*, *aprendizaje no supervisado* o *autoorganizado*, *aprendizaje híbrido* o de *aprendizaje reforzado*.

Otra clase de modelos que se han propuesto en la actualidad para resolver el problema de pronóstico en series de tiempo son los modelos basados en lógica difusa [Hiemstra 1994], [Lian *et al.* 2003], [Weibin y Wenjiang 2007], [Farah *et al.* 2009]. Con estas técnicas se puede analizar un conjunto de datos y clasificarlos en categorías, y mediante la utilización de criterios establecidos se puede realizar un pronóstico.

Adicionalmente es importante mencionar que en los años recientes se han hecho interesantes aportaciones en este campo del conocimiento, utilizando técnicas de razonamiento aproximado [Chao-Chih y Wu 2000], algoritmos genéticos [Shu-Xia 2008], [Yu *et al.* 2009], [Shen y Xing 2009] y teoría del caos [Cui y Song 2008], [Wang y Chi 2009].

1.2.2. Simulaciones en el dominio del tiempo

El diseño, planeación y operación de los sistemas de potencia requiere de estudios detallados para poder evaluar el desempeño, seguridad, eficiencia, confiabilidad y economía en la cual opera el sistema, y en base a los resultados obtenidos proponer estrategias para mejorar cada uno de estos aspectos [Grigsby 2007]. Debido a que el cálculo manual de cada uno de estos estudios es una tarea muy demandante, es que se han diseñado programas computacionales que simplifican la realización de estas tareas y de una manera eficiente se puede obtener por medio de simulación el comportamiento en el tiempo de cada uno de los elementos presentes en un sistema de potencia, en especial cuando estos se encuentran sujetos a condiciones de variación en su entorno o en sus parámetros [Glover y Sarma 2007].

Debido a la importancia que tiene la simulación de los sistemas eléctricos, ésta ha sido estudiada ampliamente y existe una gran cantidad de literatura en la cual se presentan las técnicas de análisis generalmente utilizadas [Martínez-Velasco 1999], [Natarajan 2002], [Zamora 2005].

De una manera general se pueden identificar dos tipos de métodos frecuentemente utilizados en las simulaciones en el dominio del tiempo [Watson y Arrillaga 2003]; en el primer método la representación del sistema es realizada por medio de un conjunto de ecuaciones diferenciales, mientras que en el segundo método el comportamiento del sistema se encuentra representado por medio de ecuaciones de diferencias.

Como se mencionó anteriormente, en el primer método también llamado *análisis de variables de estado*, el comportamiento de un sistema es determinado mediante la integración del conjunto de Ecuaciones Diferenciales Ordinarias (EDOs) que describen su dinámica. La representación de los diversos componentes no lineales, variantes en el tiempo, o cargas, se realiza en este dominio a través de una o varias EDOs. Una vez que se tiene el conjunto de EDOs éstas son integradas mediante algún tipo de método de integración, ya sea, explícito [Mathews y Fink 2004],

implícito [Hornbeck 1975] o del tipo predictor-corrector [Parker y Chua 1989]. Obteniéndose así el comportamiento del sistema en cada instante del tiempo.

En el segundo método, también llamado *método de ecuaciones de diferencias*, la aportación más importante es el esquema propuesto en 1969 por H.W. Dommel [Dommel 1969], el cual combinó el método de Bergeron así como la regla trapezoidal en un algoritmo capaz de resolver transitorios en redes eléctricas monofásicas y multifásicas mediante la conversión de las ecuaciones diferenciales que modelan el sistema en ecuaciones algebraicas que pueden ser resueltas de manera simultánea. Este método ha probado ser muy estable y robusto, y es la base del origen del Programa de Transitorios Electro Magnéticos (*ElectroMagnetic Transients Program - EMTP*) [Dommel 1986].

Con el constante avance en el desarrollo de nuevas tecnologías de micro-procesadores y sistemas operativos de ambiente gráfico para computadores personales, se ha impulsado el desarrollo de múltiples simuladores de sistemas de potencia basados en los dos esquemas anteriores. En la Tabla 1.2 se muestra una lista de los principales programas computacionales que se utilizan en la actualidad en la simulación de sistemas de potencia, adicionalmente se incluye el nombre de la organización encargada de desarrollar el programa, si utiliza el Método de Ecuaciones de Diferencias (MED) y su página Web en la cual se puede descargar o encontrar más información acerca de sus características.

1.2.3. Programación orientada a objetos

La Programación Orientada a Objetos (POO) permite construir programas computacionales que representan de una manera más cercana la forma en que las personas piensan y resuelven problemas. Antes de la creación de la POO, el programador que deseaba resolver un problema debía de identificar las tareas computacionales que eran necesarias para resolver el problema. La programación entonces consistía en un conjunto de instrucciones que de manera secuencial llevaban a cabo esas tareas [Coad y Nicola 1993].

De manera diferente, en POO en lugar de tareas se tienen objetos. Es decir, entidades con comportamientos bien definidos, los cuales contienen información relacionada al problema que se desee resolver y además tienen la capacidad de interactuar con otros objetos. De tal manera que un

problema complejo puede ser dividido en una serie de problemas pequeños (representados por objetos), los cuales pueden ser resueltos de una manera más ordenada.

Tabla 1.2. Programas de simulación de sistemas de potencia.

Nombre del programa	Desarrollador	Utiliza MED	Página web
ARENE	Anhelco	Si	www.anhelco.com
ATOSEC5	University of Quebec en Trois Rivieres	No	cpee.uqtr.quebec.ca
ATP	Múltiples Contribuciones	Si	www.emtp.org
EMTP-RV	CEATI International Inc.	Si	www.emtp.com
Hypersim	Hydro-Quebec	Si	www.hydroquebec.com
KREAN	The Norwegian University of Science and Technology	No	www.ntnu.no
Mathcad	Parametric Technology Corporation	No	www.ptc.com
MicroTran	Microtran Power Systems Analysis Corporation	Si	www.microtran.com
Paladin DesignBase	EDSA	Si	www.edsa.com
PowerFactory	DIgSILENT	Si	www.digsilent.de
Power Systems Toolbox	MATHworks	No	www.mathworks.com
PowerWorld	PowerWorld Corporation	No	www.powerworld.com
PSCAD/EMTDC	Manitoba HVDC Research Centre	Si	pscad.com
PSS/E	Siemens	Si	www.energy.siemens.com
RTDS	RTDS Technologies	Si	www.rtds.com
SIMSEN	Swiss Federal Institute of Technology	No	simсен.epfl.ch
Xtrans	Delft University of Technology	No	eps.et.tudelft.nl

Los principales conceptos utilizados en POO y que definen a este tipo de filosofía de programación son los siguientes [Budd 2001]:

- *Objetos*. Son las entidades básicas en un sistema orientado a objetos. Cada objeto representa una abstracción de un elemento del mundo real.
- *Clases*. Una clase es una colección de objetos de un tipo similar.
- *Abstracción de datos*. Significa representar propiedades esenciales de los objetos, pero sin incluir los detalles o la implementación de las mismas.
- *Encapsulación de Datos*. Es guardar atributos y funciones en una clase. De esta manera, no se puede acceder a los datos desde fuera de la clase y sólo los métodos de dentro de ella pueden acceder a ellos.
- *Herencia*. Es el proceso en el que un objeto puede utilizar (heredar) métodos y atributos de otra clase definida como su clase padre.
- *Polimorfismo*. Son los distintos comportamientos que puede tener una operación según los parámetros que reciba.

Algunas de las ventajas que se tienen mediante la utilización de POO con respecto a la utilización de otros paradigmas de programación son las siguientes [Purdum 2008]:

- Fomenta la reutilización y extensión del código.
- Facilita el mantenimiento de los programas computacionales.
- Permite crear sistemas más complejos.
- Agiliza el desarrollo de los programas computacionales.
- Facilita el trabajo en equipo.

La POO ha sido ampliamente aplicada al análisis y simulación de sistemas de potencia, por lo que se encuentran reportadas una amplia cantidad de contribuciones al respecto. Por ejemplo en [Zhou 1996], el autor presenta la aplicación de la POO a la solución del problema de flujos de potencia. En [Zhu y Lubkeman 1997] y [Manzoni *et al.* 1999], se presenta la simulación dinámica de un sistema de potencia, en donde los componentes del sistema son representados utilizando la POO. En [Klump 2001] se describen los beneficios de la aplicación de POO en la simulación de los sistemas de potencia y se presentan conceptos básicos acerca de cómo puede ser aplicada esta técnica computacional en la representación de los diferentes componentes que se encuentran presentes en los sistemas de potencia modernos. La simulación de los sistemas de prueba del IEEE es presentada en [Selvan y Swarup 2004], la programación de los componentes de estos sistemas es hecha utilizando la POO.

1.2.4. Procesamiento en paralelo

El procesamiento en paralelo puede ser definido como la habilidad de un sistema de llevar a cabo múltiples operaciones o procesos simultáneamente, de tal manera que un problema complejo puede ser dividido en fracciones más pequeñas y ser resuelto simultáneamente [Gramma *et al.* 2003]. El procesamiento en paralelo ha sido utilizado por años, pero actualmente se ha generado mucho interés por utilizar esta técnica computacional, debido a dos razones principales. La primera es debido a la posibilidad de resolver problemas de mayor tamaño y complejidad computacional, en tanto que la segunda está asociada con los avances en las nuevas tecnologías de microprocesadores, principalmente por las arquitecturas multi-núcleo incluidas en las nuevas computadoras personales.

En general, dentro de los beneficios asociados con la utilización de procesamiento en paralelo aplicado a los sistemas eléctricos de potencia, se tiene la reducción del tiempo de cómputo, con lo cual se tiene la posibilidad de realizar estudios en tiempo real, así como incrementar el tamaño y complejidad de los problemas a resolver con un nivel de detalle más elevado en los modelos utilizados en la representación de los elementos que constituyen un sistema [Lemaitre y Thomas 1996].

Las arquitecturas utilizadas para ejecutar procesos en paralelo, pueden ser divididas de acuerdo al nivel en que sus componentes físicos soportan realizar acciones en paralelo. Existen tres clases principales [Bischof *et al.* 2008].

- a) *Computación multi-núcleo* [Chai *et al.* 2007]: Un procesador multi-núcleo es un procesador que incluye múltiples unidades de procesamiento (núcleos), los cuales se encuentran comunicados entre sí, con lo cual se pueden ejecutar varias instrucciones por segundo simultáneamente en cada uno de los núcleos, habilitando de esta manera el procesamiento en paralelo.
- b) *Multi-procesamiento simétrico* [Hung *et al.* 2005]: En este tipo de arquitectura lo que se tiene es una computadora con múltiples procesadores que comparten una unidad de memoria y se encuentran conectados entre sí mediante un bus de datos.

- c) *Procesamiento distribuido* [Tang *et al.* 2007]: En esta arquitectura se encuentran conectadas múltiples computadoras mediante una red de comunicación. Existen a su vez tres tipos de procesamiento distribuido generalmente utilizados, los cuales son:
- *Clúster* [Mendinueta *et al.* 2008]: en esta arquitectura se tiene a un grupo de computadoras juntas (en la misma ubicación) y trabajando en conjunto en la solución de un problema en específico y pueden ser vistas como una sola computadora.
 - *Procesamiento en paralelo masivo* [Reed y Hoare 2002]: es muy similar a un clúster, solo que en este caso se tiene a un computadora conectada con múltiples computadoras por medio de una red de comunicación (las cuales puedes estar en ubicadas en diferentes espacios) y esta computadora se encarga de distribuir el trabajo entre todas las computadoras de la red, típicamente en esta arquitectura se tienen más de cien computadoras trabajando en conjunto.
 - *Red de computadoras* [Revett *et al.* 2001]: es la forma más típica utilizada en el procesamiento distribuido, en este caso se tiene a múltiples computadoras conectadas por medio de Internet, con la idea de que todas trabajen en conjunto en la solución de un problema de una gran complejidad, la comunicación entre las computadoras es hecha mediante software especializado.

La aplicación de técnicas de procesamiento en paralelo en el campo de los sistemas eléctricos de potencia no es algo nuevo y numerosas contribuciones se han hecho en este campo del conocimiento, por ejemplo, en [Lee *et al.* 1989] y [Werler y Glavitsch 1993] los autores reportan algoritmos numéricos para calcular la estabilidad transitoria de los sistemas de potencia utilizando computadoras con múltiples procesadores. La simulación de un sistema de potencia de gran escala es reportada en [Bialek y Grey 1994], la simulación es realizada particionado el sistema de potencia en varias redes de menor tamaño y están son resueltas en múltiples procesadores de manera simultánea. En [Cheng-Tsung y Tzeng-Shong 1995], se propone la utilización de un algoritmo del tipo predictor-corrector en paralelo para resolver el conjunto de ecuaciones diferenciales que modelan un sistema de potencia.

Más recientemente se tienen reportadas contribuciones importantes en el análisis de los transitorios electromagnéticos que se presentan en los sistemas de potencia, mediante la aplicación de algoritmos diseñados para ejecutarse de manera simultánea en múltiples procesadores, como se

describe en [Luonan 2002], [Shu *et al.* 2005], [Guo y Zhongxi 2005], [Jikeng *et al.* 2008] y [Libao *et al.* 2009].

1.2.5. Técnicas de acercamiento rápido al estado estacionario

El estado estacionario de un sistemas eléctrico de potencia puede ser determinado de manera fácil mediante la integración numérica de las ecuaciones diferenciales ordinarias que modelan al sistema. Sin embargo puede resultar impráctico la aplicación de este método, ya que se tiene que aplicar repetitivamente el proceso de integración numérica hasta que todos los fenómenos transitorios iniciales hayan cesado y el sistema hubiese alcanzado un estado estacionario periódico. Dicho método conocido como de “Fuerza Bruta” [Parker y Chua 1989], tiene las desventajas de que requiere de un considerable esfuerzo computacional, además de que se puede tener problemas de convergencia en la determinación del estado estacionario periódico.

Para evitar la utilización de este método y obtener el estado estacionario periódico de un sistema de una manera más eficiente, se han propuesto diversos métodos, los cuales son denominados técnicas de acercamiento rápido al estado estacionario periódico. Estos métodos pueden ser clasificados en métodos [Chua y Ushida 1981] de *Perturbación*, *Balance Armónico* y de *Disparo*.

Los métodos de perturbación sirven para obtener una solución aproximada para un conjunto de ecuaciones diferenciales o algebraicas que describen el comportamiento de un sistema. Dicha solución aproximada es encontrada involucrando un parámetro pequeño ϵ que cumpla con un criterio previamente establecido [Chua y Ushida 1981].

Los métodos de balance armónico se basan en la idea de que cada variable de estado que modela el comportamiento de un sistema puede ser representada por medio de una serie de Fourier que satisface el requisito de periodicidad [Wylie 1951]; después se aplica un algoritmo de optimización para ajustar los coeficientes de las series de Fourier de tal forma que las ecuaciones del sistema se satisfagan con el error mínimo [Sundaram 1996]. Existen diversas contribuciones basadas en los métodos de balance armónico, en las cuales estos métodos son utilizados para inicializar las variables de estado del programa computacional EMTP.

Los métodos de disparo son los que actualmente han tenido más utilización y desarrollo, tales como los que se proponen en los artículos [Aprille y Trick 1972], [Nakhla y Branin 1977] y [Skelboe 1980]. El objetivo de estos métodos es encontrar un vector de condiciones iniciales $x(0)$ tal que cuando se integre el sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias del tipo $\dot{x} = f(x,t)$, sobre un periodo completo de tiempo T , a partir del vector de condiciones iniciales $x(0)$ se obtenga $x(T) = x(0)$.

El método de acercamiento rápido al estado estacionario de un sistema y basado en un método Newton de diferenciación numérica, como se describe en [Semlyen y Medina 1995] es utilizado en esta tesis. Dicho procedimiento ha sido aplicado de manera satisfactoria en sistemas de potencia que incluyen elementos no lineales y variantes en el tiempo [Medina y Ramos 2005]. Por ejemplo, en [Rodríguez y Medina 2004] y [Peña *et al.* 2008], el método es aplicado a un modelo en coordenadas de fase de la máquina síncrona y generador de inducción, respectivamente, cuando estas máquinas se encuentran sujetas a condiciones de disturbio; en [García *et al.* 2001] y [Medina y García 2004], se propone la aplicación del método a sistemas de potencia de gran escala y para reducir el tiempo de computo asociado en la solución del sistema, se propone el uso de procesamiento en paralelo; más recientemente en [García y Acha 2004] y [Task-Force 2007] se explica y detalla la aplicación de esta técnica en calidad de la energía.

1.2.6. Simulaciones en tiempo real

Tradicionalmente la simulación de los fenómenos que ocurren en un sistema de potencia, son reproducidos en simuladores digitales que no operan en tiempo real. La simulación de la operación de un sistema en tiempo real implica que si un evento que sucede en el sistema dura un segundo, tienen que ser simulado en un segundo [Sankarayogi 2008].

Se ha demostrado que para sistemas relativamente simples, es posible obtener su simulación en tiempo real en breves periodos de tiempo, utilizando estaciones de cómputo de alta velocidad [Zomaya 1996], [Tokhi *et al.* 1996], [Chen *et al.* 1999]. Sin embargo, cuando el tamaño y la complejidad del sistema aumentan, el número de operaciones que deber ser realizadas por un simple procesador crecen rápidamente, con lo que se corre el riesgo de que el sistema pueda no estar simulándose en tiempo real.

Una alternativa para superar este obstáculo es mediante la aplicación de procesamiento en paralelo. Ya que con la aplicación de esta técnica computacional es posible reducir el tiempo de cómputo de sistemas de gran tamaño y por lo tanto es posible tener sistemas complejos con un gran número de componentes ejecutándose en tiempo real, en un número similar de procesadores que compartan información entre sí [Jackson *et al.* 2005].

Sin embargo la reducción en el tiempo de cómputo no justifica la utilización de simulaciones en tiempo real, debido a que no existe posibilidad de interacción humana con la información que se está calculando en cada instante de tiempo. Es por eso que se han desarrollado simuladores especializados en tiempo real que permiten la simulación de sistemas de potencia y su interacción con componentes físicos que forman parte del sistema como lo son protecciones, controladores, maquinas eléctricas, etc. [McLaren *et al.* 1992].

El primer simulador comercial especializado en simulaciones en tiempo real fue producido por la empresa RTDS *Technologies* en 1991 [Kuffel *et al.* 1995]. Desde entonces se ha mantenido como una empresa mundialmente aceptada y reconocida en la producción de estaciones especializadas en simulación en tiempo real o estaciones RTDS (*Real Time Digital Simulator*). La estación RTDS con mayor capacidad de cómputo producida a la fecha es la estación que se encuentra en los laboratorios de la Corporación Coreana de Potencia Eléctrica (KEPCO), con una capacidad de simular en tiempo real, con un paso de integración de $50\mu s$, una red de 160 nodos, con 41 generadores, 131 líneas de transmisión, 78 transformadores y 60 cargas dinámicas [Choo y Kim 2003].

Dentro de la utilización de simulaciones en tiempo real a sistemas de generación distribuida a la fecha de elaboración de esta tesis, no han sido reportadas muchas contribuciones al respecto. La principales contribuciones con respecto a la simulación en tiempo real es en la creación y validación de modelos de componentes de generación distribuida, por ejemplo, en [Park y Yu 2004], se presenta el modelo clásico de un panel fotovoltaico implementado en una estación de simulación en tiempo real, analizándose los voltajes y corrientes generadas ante cambios en la irradiación solar que recibe el panel en cada instante de tiempo; mientras que en los artículos [Dehkordi *et al.* 2005] y [Dae-Jin *et al.* 2007], los autores estudian y validan algunos de los modelos más comúnmente utilizados en la representación de turbinas eólicas, así como su comportamiento dinámico ante condiciones variantes en el tiempo.

En [Lei *et al.* 2008] se estudia la estabilidad transitoria en tiempo real de una red de distribución que contiene la contribución de generadores distribuidos de pequeña capacidad. El análisis en tiempo real de una turbina eólica conectada a un sistema de almacenaje es reportado en [Joos y Belanger 2010]; mientras que en [Gaztanaga *et al.* 2007] se analiza el prototipo de un STATCOM (*Static Compensator*) para mejorar la respuesta transitoria en tiempo real de un parque eólico que contiene turbinas eólicas de velocidad constante. Finalmente en [Le y Aggarwal 2010] se presenta el diseño y coordinación de sistemas de protección en tiempo real para una red de generación y distribución que contiene una gran penetración de generación eólica.

1.3. Justificación de la Tesis

Actualmente la gran mayoría de energía eléctrica que se produce en el mundo, se genera principalmente en grandes centrales eléctricas que emplean derivados del petróleo, carbón, agua o energía nuclear.

Debido a las crisis petroleras que se han agudizado en el mundo entero, a la creciente demanda de energía eléctrica y a que se ha tomado conciencia de la protección del medio ambiente, se ha iniciado una oferta alternativa de producción de energía eléctrica en base a energías renovables, preferentemente hidráulica, eólica, solar, biomasa y mareomotriz, para complementar la oferta tradicional de producción de la energía eléctrica.

En el caso particular de nuestro país, se cuenta con una gran riqueza de recursos naturales, por lo que la implantación de sistemas de generación distribuida en base a energías renovables es una alternativa viable para complementar la producción actual que se tiene de energía eléctrica.

Es por lo anteriormente señalado, que se requiere de modelos y herramientas computacionales que permitan el estudiar y analizar por medio de simulación, el comportamiento de este tipo de sistemas tanto en su operación en estado estacionario como en estado transitorio.

Dichos estudios permitirán tener casos de estudio de referencia, en los cuales se contenga las características y operación dinámica de los componentes más importantes que se encuentran en los sistemas de generación distribuida, ayudando a desarrollar metodologías para evaluar la

factibilidad de implantación y diseño de este tipo de plantas eléctricas. Los estudios deben de ser realizados utilizando técnicas computacionales de alto impacto que permitan de una manera eficiente obtener resultados, para que el tiempo requerido en la elección, evaluación y planeación de este tipo de sistemas sea el más corto posible. Esto ha conducido la realización y desarrollo de este tema de investigación doctoral.

1.4. Objetivos de la Tesis

Esta investigación doctoral se centra fundamentalmente en modelar y analizar por medio de simulación digital la operación dinámica de sistemas de generación distribuida basados en fuentes renovables de energía, así como de sus controladores asociados.

Para realizar las simulaciones dinámicas de estos sistemas se considera la aplicación de técnicas eficientes de cómputo como lo son acercamiento rápido al ciclo límite, programación orientada a objetos y procesamiento en paralelo, con el objetivo de reducir el tiempo de cómputo requerido en cada simulación.

Se considera el desarrollo de una herramienta de simulación digital basada en un ambiente gráfico interactivo, en la cual se incluirán los modelos de los principales componentes de generación distribuida basados en energías renovables, así como la incorporación de técnicas computacionales avanzadas para llevar a cabo las simulaciones de estos sistemas de una manera eficiente.

Adicionalmente, implementar técnicas de pronóstico de series de tiempo de caudal aplicadas a evaluar la factibilidad y capacidad de generación de plantas micro o mini-hidráulicas, así como realizar pronóstico de series de tiempo de velocidad de viento, los cuales son útiles para evaluar la capacidad de generación futura de parques eólicos.

Finalmente implementar y analizar el comportamiento dinámico, de sistemas de generación distribuida incluyendo fuentes renovables de energía, así como de sus controladores asociados para mejorar la respuesta ante condiciones de disturbio, en una estación especializada en simulaciones en tiempo real.

1.5. Metodología

La metodología seguida para la elaboración de esta tesis es la siguiente:

- a) Diseño e implementación de una herramienta computacional capaz de simular en el dominio del tiempo a los sistemas de generación distribuida.
- b) Implementación de los modelos principales que se encuentran en este tipo de sistemas.
- c) Implementación de técnicas de cómputo eficientes con el objetivo de reducir el tiempo de simulación.
- d) Utilización de los modelos y herramienta computacional para simular y analizar el comportamiento dinámico de este tipo de sistemas, cuando se encuentran bajo condiciones de disturbio.

1.6. Aportaciones

Dentro de las principales aportaciones que se pretenden concretar con la realización de esta tesis doctoral pueden resaltarse las siguientes:

- Aplicación de técnicas de pronóstico de series de tiempo al problema de selección de capacidad de plantas micro o mini-hidráulicas
- Implementación de modelos dinámicos de componentes de sistemas de generación distribuida en el dominio del tiempo utilizando programación orientada a objetos, considerando la inclusión de sus controladores asociados.
- Implementación y desarrollo de modelos que describan el comportamiento dinámico de los principales componentes de sistemas de generación distribuida en un sistema de simulación en tiempo real RTDS (*Real Time Digital Simulator*).
- Herramienta digital que permita mediante una representación unificada, la inclusión de modelos de sistemas de generación distribuida en espacio de estado, permitiendo realizar mediante simulaciones estudios de la operación dinámica de este tipo de sistemas.

- Implementación en la herramienta digital de técnicas de procesamiento en paralelo basado en hilos, con el objeto de disminuir el tiempo de simulación de sistemas con una gran cantidad de elementos.
- Aplicación de una técnica de acercamiento rápido al ciclo límite, para determinar el estado estacionario de un sistema de generación distribuida de una manera eficiente. Dicha técnica se implementará en la herramienta digital.
- Aportación de casos de estudio de referencia de la operación dinámica de este tipo de sistemas. Las simulaciones serán realizadas en la herramienta digital desarrollada, así como en una estación especializada en simulaciones en tiempo real.

1.7. Descripción de los Capítulos

En el Capítulo 1 se presenta el panorama general de la generación distribuida, la definición de este tipo de sistemas, las tecnologías más frecuentemente utilizadas y se presenta la revisión del estado del arte asociada con las técnicas computacionales avanzadas y de simulación que serán utilizadas en el desarrollo de esta tesis. Se describen los objetivos principales de la tesis, su justificación, se proponen los objetivos a alcanzarse con la realización de la misma y se hace una descripción de los capítulos de los que está constituida la tesis.

En el Capítulo 2 se presenta la aplicación de tres técnicas de pronóstico de series de tiempo. Las técnicas utilizadas son el modelo ARIMA, una red neuronal y el método de los k-vecinos más cercanos. Primero las técnicas de pronóstico son aplicadas a una serie de tiempo de caudal de agua y en base a los resultados obtenidos se propone la capacidad de generación que puede tener una planta micro o mini-hidráulica. Después, las técnicas de pronóstico son aplicadas a una serie de tiempo de velocidad de viento para poder determinar su comportamiento futuro, ya que dichos resultados permiten estimar el potencial de generación de un conjunto de turbinas eólicas.

En el Capítulo 3 se describen los modelos matemáticos utilizados en esta tesis, para representar a los componentes más importantes de los sistemas de generación distribuida. Para el caso de sistemas trifásicos se incorporan los modelos de la máquina síncrona, máquina de inducción, transformadores de potencia, líneas de transmisión, turbinas eólicas, etc.

En el Capítulo 4 se presenta una plataforma de simulación digital basada en un ambiente gráfico desarrollada en el transcurso de esta investigación doctoral. Se describe como se encuentran incluidos los principales modelos de generación distribuida, como se formulan las ecuaciones que describen a estos sistemas y como se obtiene la solución del sistema mediante la aplicación de un método numérico de integración.

En el Capítulo 5 se estudia la aplicación de dos técnicas computacionales eficientes aplicadas a la simulación de sistemas de generación distribuida, como lo son: procesamiento en paralelo, con el objetivo de tomar ventaja de los nuevos micro-procesadores personales de múltiples núcleos, y con esto, reducir el tiempo de cómputo asociado a la simulación de sistemas de gran complejidad; y una técnica de acercamiento rápido al estado estacionario, la cual se encuentra basada en un proceso de diferenciación numérica del conjunto de ecuaciones diferenciales ordinarias que describen la dinámica del sistema. Se presentan casos de estudio de la aplicación de estas técnicas en sistemas que incluyen fuentes basadas en energías renovables.

En el Capítulo 6 se aporta un caso de estudio con respecto a la operación dinámica de los tres principales tipos de turbinas eólicas utilizados en la actualidad, como lo son las turbinas eólicas de velocidad constante que incluyen un generador de inducción jaula de ardilla y las turbinas eólicas de velocidad variable con generador síncrono o con generador de inducción con doble excitación incluyendo sus controladores asociados. Se presentan validaciones de los resultados obtenidos con los modelos implementados con respecto a los resultados obtenidos con el programa computacional comercial PSCAD/EMTDC.

El Capítulo 7 describe una estación especializada en simulaciones en tiempo real (RTDS), así como la implementación de los modelos más importantes de generación distribuida en esta estación. También se presentan casos de estudio de la operación dinámica de estos sistemas incluyendo sus controladores asociados en esta plataforma de simulación.

Finalmente, en el Capítulo 8 se aportan las conclusiones generales resultantes de la investigación doctoral abordada, así como ideas y sugerencias para trabajo de investigación posterior a realizar en el mismo campo de investigación y conocimiento.

Capítulo 2

Técnicas de pronóstico aplicadas a sistemas de generación distribuida

2.1. Introducción

El *pronóstico* es un proceso de estimación de un acontecimiento futuro proyectando datos del pasado. Estos datos son combinados sistemáticamente en forma predeterminada para hacer una estimación del futuro [Armstrong 2001].

El pronóstico es la base de la planificación de cualquier sistema a mediano y largo plazo. Para el caso de los sistemas de generación distribuida, en específico en centrales micro y mini-hidráulicas, el pronóstico es necesario para conocer el comportamiento que tendrán las variables hidráulicas en el futuro, las cuales son la base en la selección y diseño de los equipos, obra civil y vida útil de la planta mini-hidráulica. En el caso de sistemas eólicos, debido a la naturaleza cambiante del viento que incide sobre las aspas de las turbinas, el pronóstico es principalmente utilizado para estimar el potencial de producción de energía eléctrica que se tendrá en los próximos días. Esto nos permite mejorar la integración técnica y económica de este tipo de generación en sistemas de distribución de energía eléctrica.

Se debe tener presente que no es posible obtener un pronóstico perfecto, es por ello que es fundamental revisar y actualizar continuamente los pronósticos con base en los datos más recientes, lo que se logra con un sistema flexible de planificación de la producción o demanda.

Podemos diferenciar dos tipos de pronósticos: *pronósticos detallados* para un proceso o sistema en específico cuyo comportamiento se requiere conocer a corto plazo (por ejemplo en los sistemas de generación eólica). En el otro extremo se requieren *pronósticos globales* para conocer el comportamiento del sistema en un horizonte de tiempo mucho más lejano (por ejemplo en los

sistemas de generación micro o mini-hidráulicos) [Armstrong 2001]. Se deben utilizar diferentes horizontes de tiempo según la información que se necesite para los distintos tipos de decisiones de planeación.

En el presente capítulo se describe la aplicación de tres técnicas de pronóstico a sistemas de generación distribuida basados en energías renovables, como son los parques eólicos y las plantas mini-hidráulicas. Las técnicas de pronóstico utilizadas son el método ARIMA [Zhou *et al.* 2004], redes neuronales [Azadeh *et al.* 2007] y el método de los k-vecinos más cercanos [Abbas y Arif 2006].

2.2. Series de tiempo

Se denominan *series de tiempo* a un conjunto de observaciones o mediciones de cierto fenómeno o experimento registrado secuencialmente en intervalos uniformes de tiempo [Brockwell y Davis 1991]. El primer paso para analizar una serie de tiempo es graficarla, con el objetivo de poder identificar algunas de sus características como son: la tendencia, la estacionalidad y las variaciones irregulares (componente aleatoria). Después se debe de proceder a seleccionar un modelo matemático que describa de manera adecuada el comportamiento de la serie de tiempo. Dicho modelo es de gran utilidad, ya que permitirá conocer el comportamiento del fenómeno bajo estudio en situaciones en las cuales no se tienen registrados datos del mismo.

2.3. Modelo ARIMA

El acrónimo ARIMA proviene de las siglas en inglés: Modelo Auto-Regresivo, Integrador y de Medias Móviles (*Auto-Regressive Integrated and Moving Average*). Éste modelo es ampliamente utilizado en el problema de pronóstico de series de tiempo y es parte de la metodología de Box-Jenkins [Montañés *et al.* 2002].

El modelo ARIMA es denotado generalmente como $ARIMA(p, d, q)$, donde p , d y q son los valores utilizados para definir el número de parámetros auto-regresivos, integradores y medias móviles del modelo, respectivamente.

Para poder definir la ecuación matemática que describe a un modelo ARIMA, es necesario primero definir a un modelo Auto-Regresivo y de Medias Móviles, ARMA (p, q) para una serie de tiempo $X(n)$, donde n es un número entero que indica un determinado dato dentro de la serie de tiempo; entonces el modelo ARMA (p, q) para esta serie de tiempo está definido como [Ramachandran y Bhethanabotla 2000]:

$$\left(1 - \sum_{i=1}^p \phi_i L^i\right) X_n = \left(1 + \sum_{i=1}^q \theta_i L^i\right) \varepsilon_n \quad (2.1)$$

en donde L es el operador de retardo, ϕ_i son los parámetros auto-regresivos, θ_i son los parámetros de medias móviles y ε_n son los términos de error del modelo. Los términos de error ε_n son usualmente conocidos como ruido blanco y se considera que son independientes, con cero covarianza, y son obtenidos de una distribución normal con media cero.

Un modelo ARIMA (p, d, q) para una serie de tiempo puede ser obtenido integrando la Ecuación (2.1). Esto es,

$$\left(1 - \sum_{i=1}^p \phi_i L^i\right) (1 - L)^d X_n = \left(1 + \sum_{i=1}^q \theta_i L^i\right) \varepsilon_n \quad (2.2)$$

donde d es un número entero positivo que controla el nivel de diferenciación. Note, que si $d = 0$, este modelo es equivalente a un modelo ARMA. Es importante mencionar que en este modelo los parámetros auto-regresivos p modelan la influencia que tienen los valores pasados de la serie en el valor de un dato presente; los parámetros de medias móviles q modelan la influencia del ruido en valores pasados de la serie en el valor de un dato presente; mientras que los parámetros integradores d indican el número de veces que la serie tiene que ser diferenciada para hacerla estacionaria.

Existen tres pasos básicos para implementar un modelo ARIMA [Brockwell y Davis 2002]:

- 1) *Identificación/Selección del modelo*: los valores de p , d y q deben de ser determinados. Generalmente se adopta el principio de parsimonia o también conocido como principio de simplicidad; es decir, la mayoría de las series de tiempo estacionarias pueden ser modeladas usando valores pequeños de p y q (alrededor de 5 parámetros o menos son suficientes para obtener una buena aproximación) [Ledolter y Abraham 1981].
- 2) *Estimación*: deben estimarse los parámetros θ y ϕ , usualmente se utiliza el método de mínimos cuadrados para llevar a cabo este propósito.

- 3) *Validación del modelo*: el modelo estimado debe ser validado para comprobar si representa adecuadamente a la serie de tiempo; este proceso implica que se deben de buscar diferentes combinaciones de los parámetros p , d y q hasta que se encuentre un modelo adecuado.

El paso más crítico de los anteriormente mencionados es el de identificación o selección del modelo, ya que no existe una regla a seguir para elegir el número de parámetros p , d y q a ser utilizados, además de que se requiere que el investigador use su juicio personal o experiencia para determinar qué modelo es más recomendable para la serie de tiempo bajo estudio.

2.4. Redes neuronales

Una red neuronal es un modelo computacional que intenta imitar el proceso de aprendizaje que ocurre en el sistema nervioso. Las redes neuronales se encuentran formadas de neuronas que se encuentran unidas entre sí, por medio de enlaces, de tal manera que se puede transmitir información entre ellas. Dado un conjunto de datos de entrenamiento, la red neuronal puede aprender de estos datos históricos a través de un proceso de entrenamiento y por medio de un algoritmo de aprendizaje se ajustan los pesos contenidos dentro de las neuronas; en este procedimiento, la red neuronal adquiere la capacidad de predecir las respuestas de un fenómeno [Beale y Jackson 1990].

Para poder entrenar a la red neuronal se requiere definir una función de activación y utilizar un algoritmo de aprendizaje. Se utilizan diferentes tipos de funciones de activación, las más frecuentemente utilizadas son la función paso, la función lineal o rampa, función umbral y función sigmoidea. En esta tesis doctoral se utilizó el algoritmo de propagación hacia atrás (*backpropagation*) para entrenar a la red neuronal [Hilera y Martínez 2000].

La estructura general de las conexiones que existen en una red neuronal puede ser observada en la Figura 2.1. Durante la fase de entrenamiento los pesos de las conexiones W_{ij} se calculan iterativamente; estas conexiones enlazan a las neuronas de las entradas E_i con las neuronas de las capas intermedias O_j . Si se recibe una entrada, ésta es enviada a través de las neuronas de todas las capas, y se ajustan los pesos de sus conexiones, generando una salida S . La salida obtenida es comparada con la entrada, generándose así un error, el cual es propagado hacia atrás desde la salida hasta la entrada; este proceso iterativo es realizado hasta que la red neuronal es capaz de

reproducir la entrada con un cierto grado de precisión. Después de que la red ha sido entrenada, se realiza una validación de la red diseñada con un conjunto de datos para los cuales se conocen los resultados, a fin de comprobar la eficiencia de la misma.

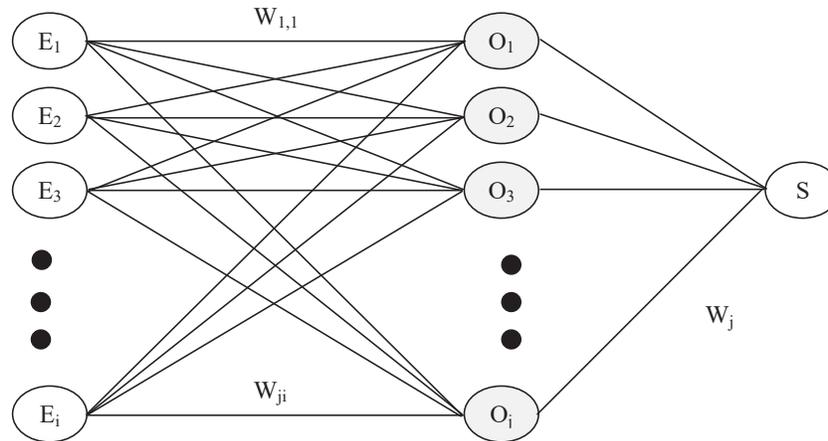


Figura 2.1. Estructura general de las conexiones existentes en una red neuronal.

2.5. Método de los k-vecinos más cercanos

El método de los k-vecinos más cercanos se define como un modelo de regresión no paramétrica [Fernández *et al.* 2002]. Este algoritmo recibe su nombre debido a que se parte de la base de que los vecinos más cercanos (datos conocidos) nos dan una mejor clasificación de un dato no clasificado (incógnita). Para clasificar este dato, se toman k atributos que determinan las propiedades de los vecinos más cercanos del dato a clasificar.

La aplicación de este método al pronóstico de series de tiempo se basa en la idea de que las series de tiempo repiten su comportamiento a lo largo del tiempo. En otras palabras, la información contenida en los datos históricos tiene una similitud con la información contenida en el tiempo presente, de tal manera que es posible capturar esos patrones similares para realizar un pronóstico.

La forma en que trabaja el método de los k-vecinos más cercanos es muy diferente a la forma en la que trabaja el método ARIMA. La filosofía del modelo ARIMA es obtener patrones estadísticos entre observaciones ubicadas en un lugar en específico a lo largo de la serie de tiempo. Mientras que en el método de los k-vecinos más cercanos, la ubicación de la observación dentro de

la serie de tiempo no es un aspecto importante, ya que el objetivo es identificar patrones similares de información, independientemente de su ubicación dentro de la serie de tiempo.

El algoritmo de los k-vecinos más cercanos utilizado en este trabajo de investigación es descrito a continuación:

- 1) Se define el periodo inicial de entrenamiento a ser utilizado de la serie de tiempo; este periodo es dividido en diferentes vectores y_t^m de tamaño m , en donde $t = m, \dots, T$. El valor de T es el número de observación dentro del periodo de entrenamiento. Para propósitos de notación, el último vector disponible antes de la observación a ser pronosticada es denotado como y_T^m y los otros vectores son denotados como y_i^m .
- 2) Después se seleccionan k vectores similares a y_T^m . En este caso se utiliza como medida de similitud al factor de correlación que existe entre los vectores. Expresado de manera formal, se busca a los k vectores con el valor más alto de $|\rho|$, donde $|\rho|$ representa la correlación absoluta entre los vectores y_i^m y y_T^m .
- 3) Una vez que se tienen a los k vectores seleccionados, cada uno de los cuales contiene m observaciones, por medio de la Ecuación (2.3), se procede a realizar una aproximación para un tiempo $T+1$.

$$y_{T+1} = \alpha_0 + \alpha_1 y_{T-1} + \alpha_2 y_{T-2} + \dots + \alpha_m y_{T-m} \quad (2.3)$$

En donde los coeficientes α_m de la Ecuación (2.3) son obtenidos de la estimación de un modelo lineal, el cual se encuentra definido por la Ecuación (2.4).

$$\begin{bmatrix} y_{i_1+1} \\ y_{i_2+1} \\ y_{i_3+1} \\ \vdots \\ y_{i_k+1} \end{bmatrix} = \alpha_0 + \alpha_1 \begin{bmatrix} y_{i_1} \\ y_{i_2} \\ y_{i_3} \\ \vdots \\ y_{i_k} \end{bmatrix} + \alpha_2 \begin{bmatrix} y_{i_1-1} \\ y_{i_2-1} \\ y_{i_3-1} \\ \vdots \\ y_{i_k-1} \end{bmatrix} + \dots + \alpha_{m-1} \begin{bmatrix} y_{i_1-m+1} \\ y_{i_2-m+1} \\ y_{i_3-m+1} \\ \vdots \\ y_{i_k-m+1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 \\ \vdots \\ \varepsilon_k \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Es importante mencionar que los vectores involucrados en la Ecuación (2.4) son elegidos en base al criterio de correlación y no dependen de su ubicación dentro de la serie de tiempo. Los

coeficientes α_x de esta ecuación son estimados por medio de un proceso de minimización de la suma cuadrática del error ε , como se define en la Ecuación (2.5). Los pasos 1-3 son ejecutados iterativamente hasta que se obtiene un pronóstico.

$$\sum_{i=1}^k \varepsilon_k^2 \cong 0 \quad (2.5)$$

2.6. Aplicación a estimación de la capacidad de generación de un sistema mini-hidráulico

Para poder determinar el potencial hidroenergético del agua que fluye a través de un río o arroyo, es necesario conocer el caudal promedio y la diferencia de alturas a la cual el agua puede caer. El caudal promedio se encuentra definido como la cantidad de agua que pasa por un punto en particular en cada instante de tiempo. La diferencia de alturas a la cual el agua fluye es medida desde el nivel del agua a la cual entra al canal de derivación utilizado para llevar el agua a las turbinas y el nivel del agua en el cual el agua es restituida al río.

Las mediciones históricas de caudal promedio pueden ser organizadas en una serie de tiempo de caudal de agua. La serie de tiempo de escurrimientos medios mensuales que se ilustra en la Figura 2.2, corresponde a los datos tomados de mediciones de la Estación Hidrométrica “El Naranjillo”, en la cuenca del Río Actopan en el estado de Veracruz [CONAE 2005]. La serie de tiempo cuenta con 300 observaciones mensuales, comprendiendo el periodo de Enero de 1961 a Diciembre de 1985. La serie de tiempo completa se encuentra detallada en el Apéndice A de esta tesis.

2.6.1. Selección del gasto de diseño: método clásico

En base a los registros de mediciones de caudal de agua que son recabados en las estaciones hidrométricas localizadas en los principales ríos, es posible construir una Curva de Duración de Caudal (CDC). La CDC ilustra el porcentaje de tiempo en el cual el caudal de agua en el río es igual o mayor a un valor específico de interés, el área bajo la curva es una medida de la energía potencial disponible en el río. Por ejemplo, la CDC puede ser utilizada para estimar la disponibilidad de caudal de agua a lo largo del año y por lo tanto se puede decidir un "gasto de diseño" en base al cual

se selecciona el tamaño de la turbina hidráulica y del generador. Debido a que la mayoría de los sistemas de generación mini-hidráulicos operan independientemente, sin estar conectados a otro sistema de generación de energía, se recomienda que el gasto de diseño sea al menos igual al caudal de agua que está disponible el 70% del tiempo; esto para garantizar que en temporada de estiaje, haya suficiente flujo de agua para seguir generando energía eléctrica [ITDG 1996].

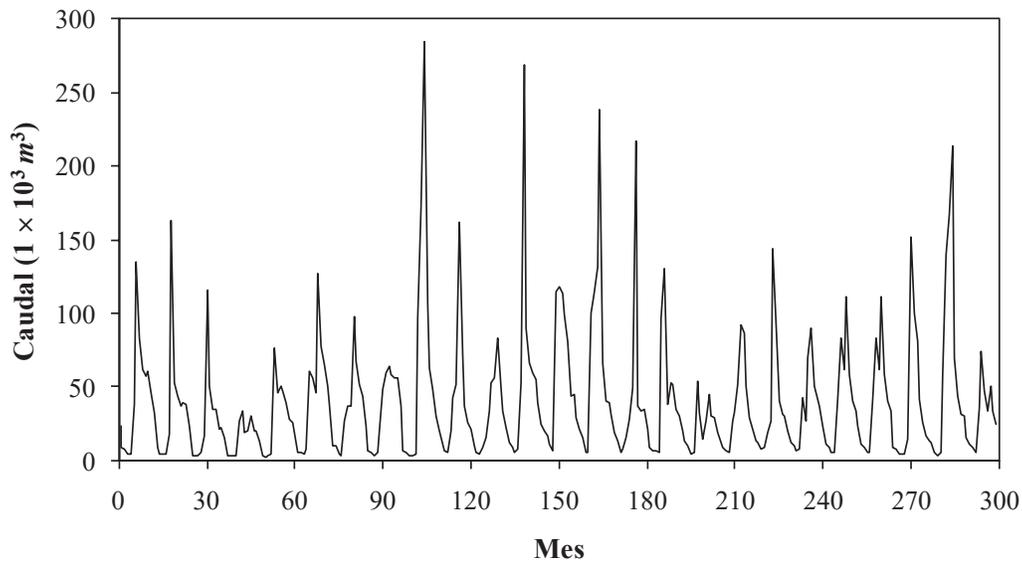


Figura 2.2. Serie de tiempo de caudal de agua, río Actopan.

En la Figura 2.3 se puede observar la CDC para la serie de tiempo bajo estudio. De esta figura es posible observar que para un valor mayor al 80% del tiempo, el caudal de agua es igual o menor a $7.55 \times 10^3 m^3$. Además, también se puede determinar que si una planta mini-hidráulica quiere ser instalada en este río, es deseable que se encuentre trabajando el 70% del tiempo, por lo que un valor de $12.51 \times 10^3 m^3$ deber ser elegido como gasto de diseño.

Otra gráfica importante que se deriva de los datos históricos contenidos en la serie de tiempo de caudal de agua es el histograma de frecuencias relativas. La frecuencia relativa se encuentra definida como el número de veces que un valor ocurre en un conjunto de datos. La Figura 2.4 muestra el histograma de frecuencia relativa calculado de los datos históricos de caudal de agua. En esta gráfica de barras es posible visualizar *a priori* la concentración de datos, así como el valor máximo y mínimo que se encuentra contenido en la serie de tiempo, por ejemplo, el valor que más ocurre es de $12.01 \times 10^3 m^3$.

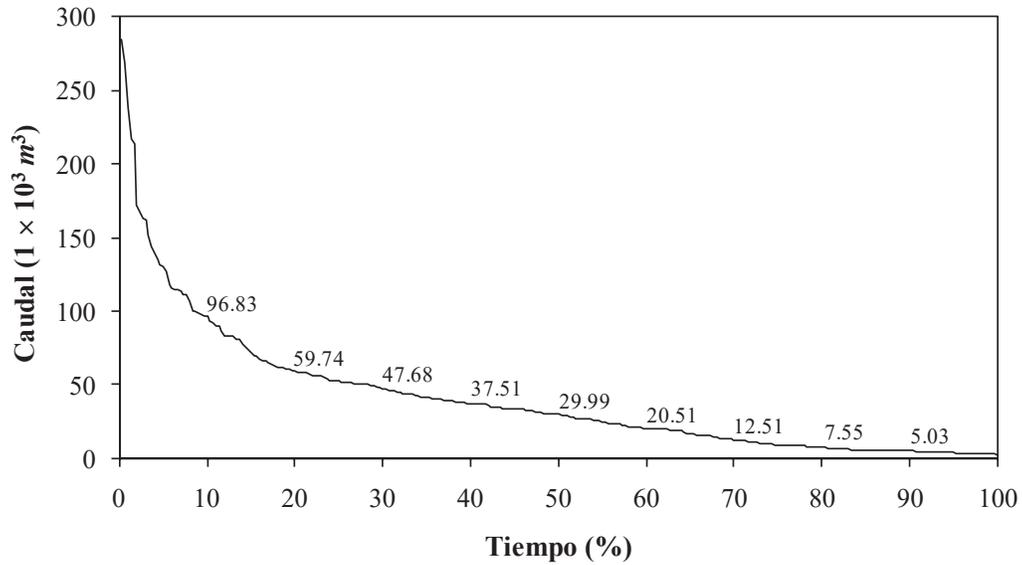


Figura 2.3. Curva de duración de caudal.

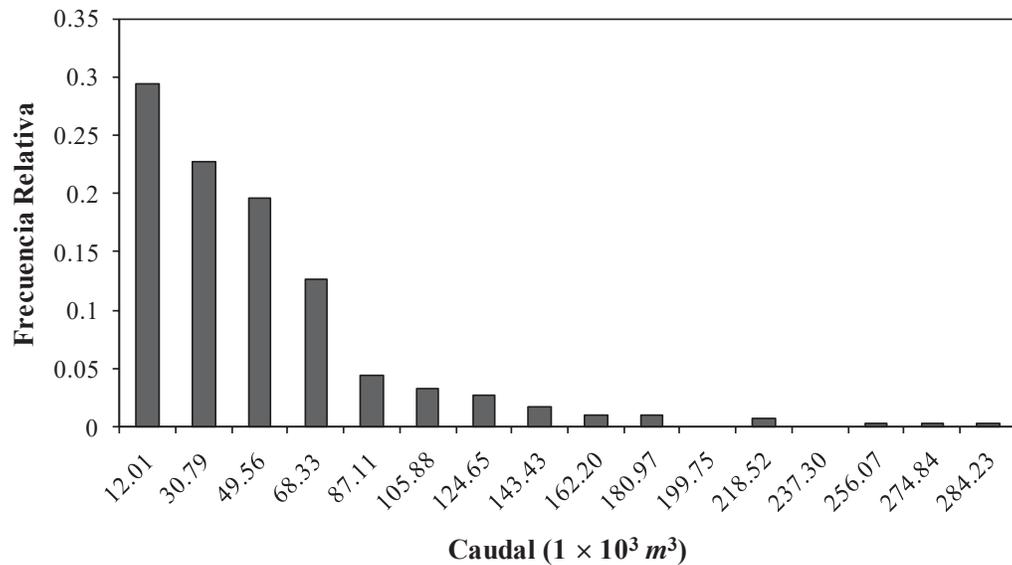


Figura 2.4. Histograma de frecuencias relativas.

2.6.2. Aplicación de técnicas de pronóstico a la serie de tiempo

Como se ha mencionado anteriormente, las series de tiempo de caudal de agua son utilizadas en el diseño, selección y estimación de la capacidad de generación de las plantas mini-hidráulicas. Sin

embargo, no siempre se cuenta con los registros de caudal de un lugar previamente seleccionado, o solo se cuenta con muy pocos datos históricos. Sumado a esto, el cambio climático en el mundo ha provocado, por ejemplo, que las temporadas de estiaje y lluvia no sean tan periódicas como solían ser; lo cual ha provocado que los niveles de caudal varíen drásticamente de una temporada a otra, y en algunos casos extremos muchos de los ríos tienden con el paso de los años a extinguirse.

Debido a las razones expuestas anteriormente, es que se justifica la aplicación de técnicas de pronóstico a las series de tiempo de caudal. Con lo cual se puede determinar un gasto de diseño más adecuado, ya que los datos históricos se ven complementados con los datos obtenidos de la aplicación de técnicas de pronóstico, además de que se podrá conocer cómo será el comportamiento futuro del río.

A continuación se muestran los resultados obtenidos de la aplicación de las técnicas de pronóstico descritas en las Secciones 2.3 - 2.5 a la serie de tiempo de caudal ilustrada en la Figura 2.2. Los resultados obtenidos serán la base para estimar la capacidad de generación de una planta mini-hidráulica propuesta para este río en particular. En todos los casos de estudio se utilizan los primeros 200 datos de la serie de tiempo para obtener un modelo (en el caso de la red neuronal para entrenarla) y los últimos 100 datos son utilizados para comparar los pronósticos obtenidos con los datos reales contenidos en la serie de tiempo.

a) Modelo ARIMA

Utilizando el programa computacional “R-Project” [R-Project 2009], se implementó un modelo que permite la identificación de cada uno de los parámetros del modelo ARIMA. Se realizó el cálculo de diferentes combinaciones de parámetros para el modelo ARIMA y luego utilizando los modelos obtenidos se procedió a realizar un pronóstico de la serie de tiempo.

El modelo que más adecuadamente representa el comportamiento de la serie de tiempo durante la etapa de pronóstico fue un modelo ARIMA (6, 1, 0), es decir, con seis parámetros auto-regresivos, un integrador y cero parámetros de medias móviles. La Tabla 2.1 muestra los parámetros auto-regresivos (ar_n) obtenidos para este modelo ARIMA.

Tabla 2.1. Coeficientes auto-regresivos del método ARIMA.

ar_1	ar_2	ar_3	ar_4	ar_5	ar_6
-0.2361	-0.1646	-0.1286	-0.1869	-0.1976	-0.1412

El pronóstico obtenido con el modelo ARIMA y los datos históricos de la serie de tiempo son comparados en la Figura 2.5. De esta figura se puede observar que el pronóstico obtenido representa adecuadamente a la serie tiempo, sin embargo, no es capaz de realizar un pronóstico adecuado en los meses de estiaje (de agosto a octubre).

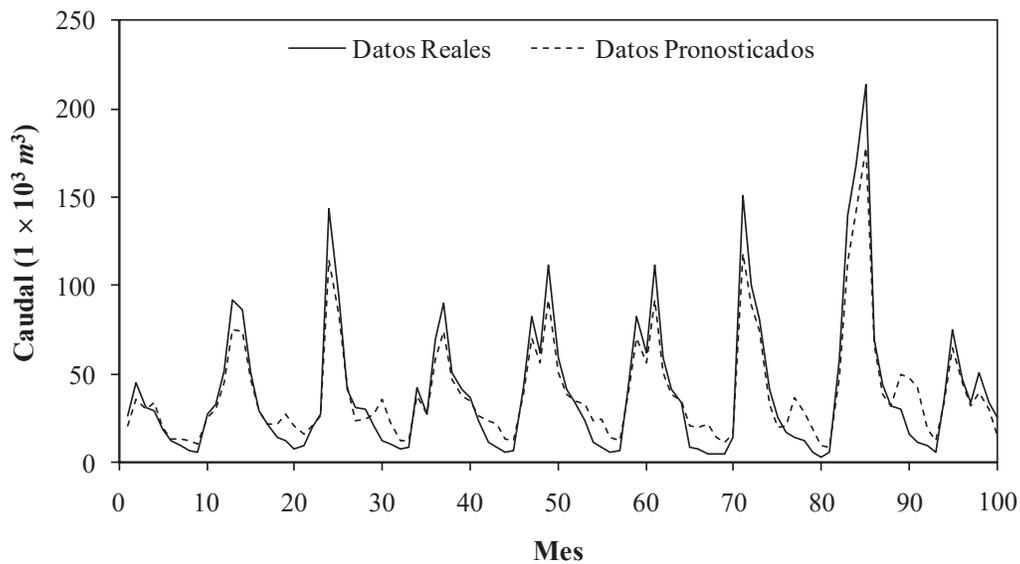


Figura 2.5. Pronóstico obtenido con el método ARIMA.

b) Red neuronal

Para este caso de estudio se implementó en lenguaje C# una red neuronal con tres capas y 30 neuronas en cada capa; 200 datos de la serie de tiempo fueron utilizados para entrenar la red neuronal y los últimos 100 datos fueron utilizados para validar los pronósticos obtenidos.

La Figura 2.6 muestra los resultados obtenidos con la aplicación de esta técnica computacional al problema de pronóstico, así como la comparación de estos resultados con los datos históricos reales obtenidos de la serie de tiempo. Es importante mencionar que el pronóstico obtenido con esta técnica es más preciso que el obtenido con el método ARIMA, ya que en este

caso la red neuronal es capaz de representar de manera adecuada a la serie de tiempo en los meses de estiaje.

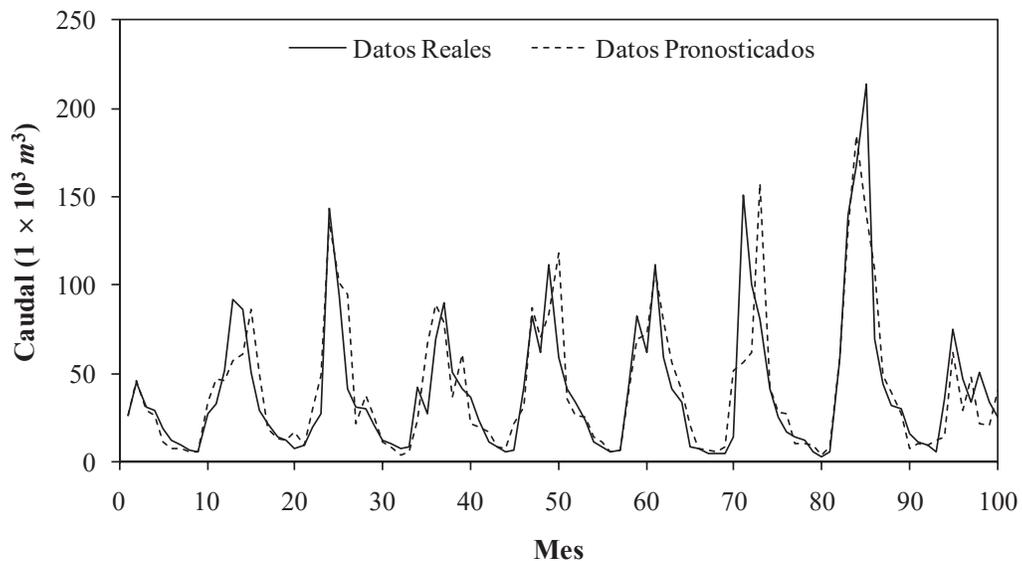


Figura 2.6. Pronóstico obtenido con la red neuronal.

c) Método de los k-vecinos más cercanos

Los datos obtenidos utilizando el método de los k-vecinos más cercanos se ilustran en la Figura 2.7. Se utilizaron como parámetros del método $k = 24$ y $m = 12$, ya que fueron los valores en los cuales se obtuvo un pronóstico más preciso.

En la Figura 2.7, además se puede observar que el pronóstico obtenido con este método representa satisfactoriamente a los primeros 86 datos reales contenidos en la serie de tiempo; sin embargo el pronóstico de los últimos 12 datos (un año) utilizando el modelo obtenido mediante la utilización de esta técnica ya no es tan preciso, ya que tanto el mínimo como el máximo de caudal pronosticado para ese año difiere mucho de los datos reales.

2.6.3. Estimación de la capacidad de generación

Con los resultados obtenidos en la sección anterior (datos pronosticados) y los datos históricos disponibles, es posible determinar un gasto de diseño Q_i mediante el cual se puede seleccionar o

diseñar las turbinas de una planta mini o micro-hidráulica para este sitio en particular.

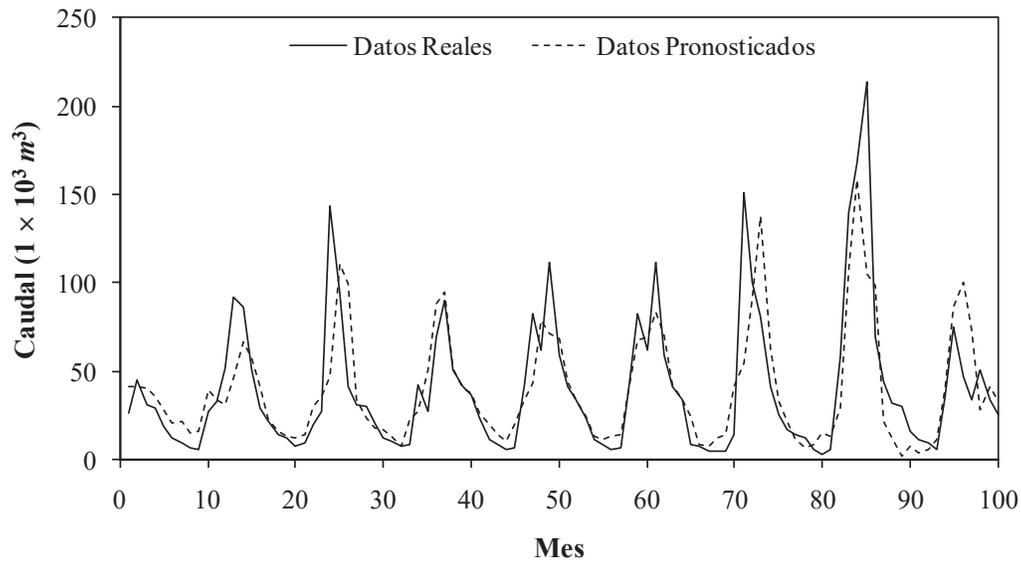


Figura 2.7. Pronóstico obtenido con el método de los k-vecinos más cercanos.

Otro parámetro que se requiere conocer es el *factor de planta* (fp); el cual se encuentra definido como el porcentaje del tiempo que se espera que la planta se encuentre generando energía eléctrica a plena capacidad. Factores típicos de planta para este tipo de sistemas varían de 0.70 a 0.85 [ITDG 1996].

El siguiente procedimiento fue utilizado para determinar el valor de Q_i :

- Se consideran al menos 5 años de pronóstico utilizando la serie de tiempo de caudal; en este caso se utilizaron 100 datos que corresponden a un periodo de tiempo de 8 años y medio, aproximadamente.
- Los datos pronosticados se agregan a los datos históricos que ya se tienen, de esta manera ahora se cuenta con un conjunto de datos más completo para el río seleccionado.
- Se construye una nueva CDC utilizando el nuevo conjunto de datos.
- Seleccionando diferentes valores de fp , de la CDC se obtiene el valor respectivo de Q_i .

Para poder determinar qué técnica de pronóstico será utilizada para estimar el valor de Q_i , se calculó el error cuadrático medio (ECM) de los pronósticos obtenidos en comparación a los datos

reales. El *ECM* se encuentra definido como:

$$ECM = \frac{\sum_{i=1}^n y_i - p_i^2}{n} \quad (2.6)$$

en donde y_i son los datos reales contenidos en la serie de tiempo, p_i es el pronóstico obtenido y n es el número de datos pronosticados.

En la Tabla 2.2 se muestra el *ECM* obtenido para las tres técnicas de pronóstico utilizadas; de esta tabla se puede observar que el método ARIMA fue el más preciso durante la etapa de pronóstico con un *ECM* total de 145.86. Sin embargo, debido a que los pronósticos obtenidos en los meses de estiaje con este método no son adecuados, se optó por utilizar la red neuronal para estimar el valor de Q_i .

Tabla 2.2. ECM obtenido para las técnicas de pronóstico.

ARIMA	Red neuronal	k-vecinos más cercanos
145.86	452.08	604.63

La Tabla 2.3 muestra un resumen del gasto de diseño obtenido con diferentes factores de planta para la nueva serie de tiempo, la cual contiene los datos históricos utilizados durante el proceso de obtención de un método de pronóstico y los datos pronosticados.

Tabla 2.3. Resumen de los gastos de diseño estimados ($1 \times 10^3 m^3$).

Factor de planta	Gasto de diseño
0.70	13.11
0.75	9.47
0.80	7.74
0.85	6.06

La potencia teórica promedio (P_m) que se puede obtener del río puede ser estimada utilizando la Ecuación (2.7) [Penche 1998]:

$$P_m = \frac{9.81 Q_i H \eta \gamma}{1 \times 10^3} \quad (2.7)$$

en donde H es la altura de la caída (m); η es la eficiencia total del sistema ($p.u.$); γ es el peso específico del agua ($1,000 \text{ kg/m}^3$) y Q_i es el gasto de diseño. La Generación Anual Media (GAM) se encuentra definida como [Penche 1998]:

$$GAM = \frac{9.81 Q_i H \eta 8760 fp}{1 \times 10^6} \quad (2.8)$$

Para el caso de estudio de la serie de tiempo, existen diferentes lugares cercanos a la estación Hidrométrica “El Naranjillo” en donde se puede instalar la obra civil, cuyas alturas de caída del agua varían de 10 a 15 metros. Es importante mencionar que para tener la caída exacta de agua es necesario ir al lugar y medir la diferencia de alturas con algún método conocido [CSVA 2008].

Las Ecuaciones (2.7) y (2.8) son aplicadas para calcular la potencia de generación teórica del sistema; el parámetro η es entonces utilizado para incluir los efectos de pérdidas en todo el sistema. Para el caso analizado en esta tesis se considera un valor de eficiencia de 1.0 $p.u.$

En la Tabla 2.4 se puede observar un resumen de la potencia de generación teórica que puede ser obtenida de este río basándose en los resultados obtenidos de la técnica de pronóstico de la red neuronal, considerando un factor de planta de 0.8 y un gasto de diseño de $7.74 \times 10^3 \text{ m}^3$ de agua a diferentes alturas de caída de agua. Adicionalmente, se puede observar de esta tabla que la potencia aprovechable de este río es 1MW, tomando en cuenta que es un valor típico dentro de la selección del equipo electro-mecánico (generador, turbina, etc.), y cuyo valor corresponde a utilizar una altura de caída de agua entre 10 a 15 metros.

2.7. Aplicación de técnicas de pronóstico a series de tiempo de velocidad del viento

Las técnicas de pronóstico son comúnmente empleadas en los sistemas de generación eólicos para conocer el comportamiento del viento en los días venideros, ya que en base a estos resultados se puede estimar la producción de energía eléctrica que se tendrá en las turbinas eólicas instaladas en cierta área.

Tabla 2.4. Potencia promedio y generación anual media obtenida a diferentes alturas de caída de agua.

Altura	10 m	15 m
P_m	0.759 MW	1.138 MW
GAM	5.321 GWh	7.981 GWh

Dichas estimaciones sirven para tomar decisiones de tipo técnicas y económicas, por ejemplo, el operador de un sistema de transmisión está interesado en conocer la capacidad de producción de un parque eólico, para así mantener el balance potencia transmitida a través de la red; mientras que en un sistema desregulado, el dueño del parque eólico está interesado en conocer su capacidad de producción con al menos 48 horas de anticipación para plantear las estrategias necesarias con las cuales entrará a la compra/venta de energía eléctrica en el mercado de energía [Lange y Focken 2005].

En la presente sección se muestra la aplicación de las tres técnicas de pronóstico descritas anteriormente a una serie de tiempo de velocidad del viento. La serie de tiempo utilizada corresponde a las mediciones de velocidad del viento realizadas por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en el sistema de generación híbrido de “San Juanico”, localizado en el Municipio de Comondú, en el Estado de Baja California Sur.

En la Figura 2.8 se ilustra la serie de tiempo de velocidad del viento para el sitio “San Juanico”; la cual contiene 744 mediciones registradas cada hora a una altura de 33 m, en el periodo comprendido entre el 1 al 31 de Marzo del 2000. La serie de tiempo completa se encuentra detallada en el Apéndice A de esta tesis.

Para este caso de estudio las técnicas de pronóstico utilizadas fueron: el modelo ARIMA, la red neuronal y el método de los k-vecinos más cercanos. Se utilizaron 624 datos para obtener un modelo que represente adecuadamente los datos reales durante la etapa de pronóstico; los últimos 120 datos (5 días) contenidos en la serie de tiempo fueron utilizados para evaluar la precisión de los pronósticos obtenidos.

La primera técnica de pronóstico utilizada fue el método ARIMA. El modelo que mejor representa a la serie de tiempo durante la etapa de pronóstico fue un modelo ARIMA(3, 0, 4), es

decir, un modelo que cuenta con tres parámetros auto-regresivos, cero parámetros integradores y cuatro parámetros de medias móviles. Dichos parámetros pueden ser observados en la Tabla 2.5.

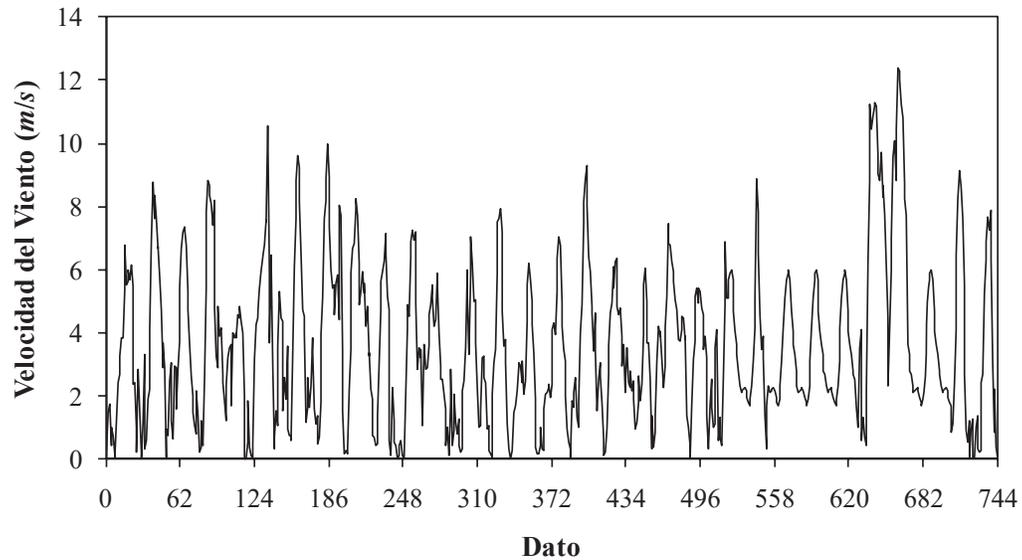


Figura 2.8. Serie de tiempo de velocidad del viento.

La Figura 2.9 muestra la comparación de los datos pronosticados con el modelo ARIMA y los datos reales contenidos en la serie de tiempo. De esta Figura se puede observar que los datos obtenidos con la aplicación de esta técnica de pronóstico siguen la tendencia de los datos reales, sin embargo, es evidente que el pronóstico obtenido falla en reproducir el comportamiento exacto de los datos reales obtenidos de las mediciones a partir del dato noventa.

Tabla 2.5. Coeficientes auto-regresivos y de medias móviles del método ARIMA.

ar_1	ar_2	ar_3	ma_1	ma_2	ma_3	ma_4
0.8295	0.5688	-0.5901	0.2807	-0.5069	0.1223	0.1333

Los pronósticos obtenidos con la aplicación de la red neuronal se muestran en la Figura 2.10; la aproximación obtenida en el pronóstico con respecto a los datos reales es mayor que la que se obtuvo por medio del método ARIMA, presentado previamente.

En la Figura 2.11 se puede observar la gráfica comparativa entre los datos obtenidos por medio del método de los k-vecinos más cercanos y la serie de tiempo original. El modelo obtenido tiene una buena aproximación en la generación de los datos originales, e incluso se puede observar

que tiende a seguir los cambios bruscos en la velocidad del viento, los cuales se encuentran presentes en los datos reales.

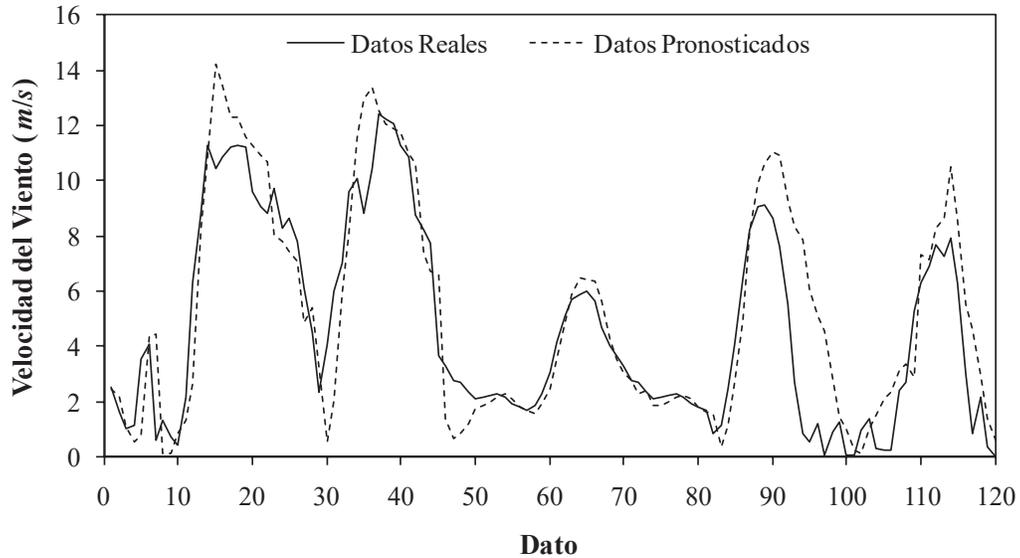


Figura 2.9. Comparación de los resultados obtenidos con el método ARIMA.

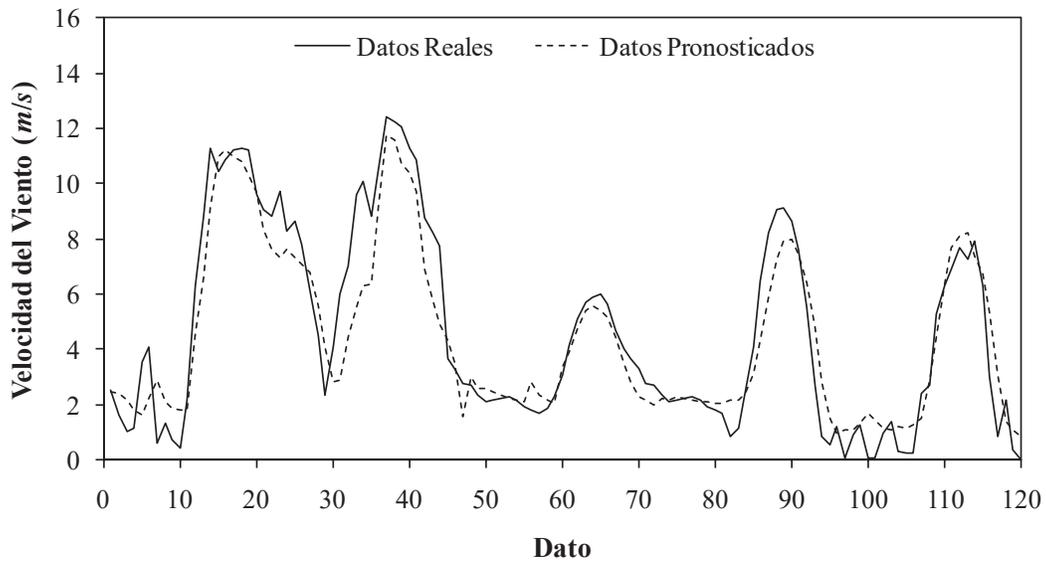


Figura 2.10. Comparación de los resultados obtenidos por medio de la red neuronal.

Para evaluar la precisión de los pronósticos obtenidos utilizando los tres métodos descritos anteriormente, se calculo el error absoluto para cada uno de los pronósticos. El error absoluto (EA)

se encuentra definido como la diferencia positiva que hay entre el dato real contenido en la serie de tiempo y el dato pronosticado,

$$EA = ABS(y_i - p_i) \quad (2.9)$$

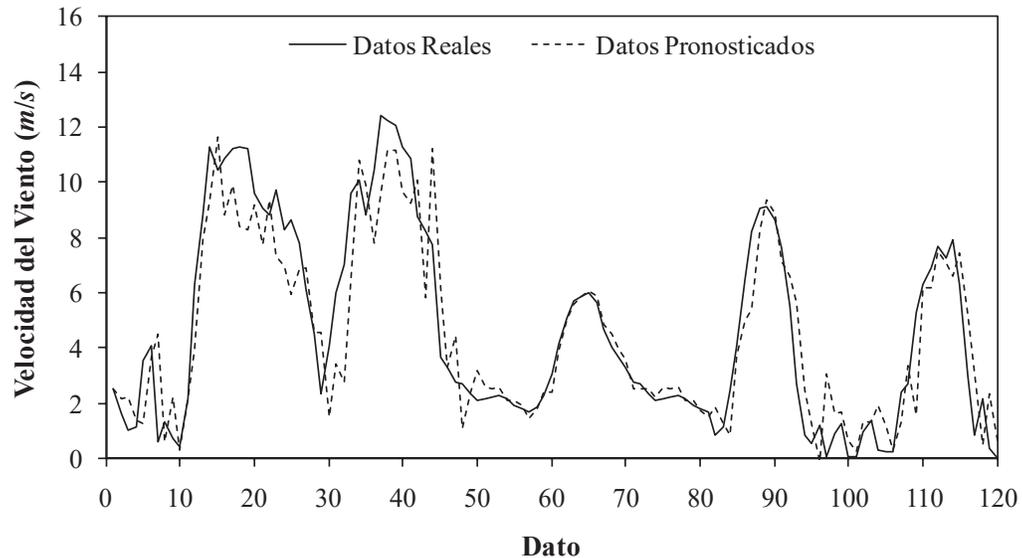


Figura 2.11. Comparación de los resultados obtenidos con el método de los k-vecinos más cercanos.

La Figura 2.12 muestra el *EA* obtenido para cada uno de los 120 datos pronosticados utilizando el modelo ARIMA, la red neuronal y el método de los k-vecinos más cercanos. De esta gráfica se puede observar que los datos obtenidos con la red neuronal son más precisos en comparación con los otros dos métodos; con el método de los k-vecinos más cercanos se obtiene un *EA* similar en la mayoría de los datos pronosticados; mientras que con el modelo ARIMA se obtienen los *EA* más grandes, especialmente de los datos 90 al 96. Por ejemplo, el error absoluto máximo obtenido para el método ARIMA es de 6.97, mientras que para la red neuronal de 4.04 y para el método de los k-vecinos más cercanos es de 4.25.

En base a los resultados obtenidos de la aplicación de las técnicas de pronóstico a la serie de tiempo de velocidad del viento, es posible estimar la capacidad de generación que tendrá un conjunto de turbinas eólicas. Por ejemplo, una estrategia práctica que se puede utilizar para poder conocer la capacidad de generación es por medio de simulación, de esta manera los datos pronosticados son utilizados como datos de entrada del modelo que represente al conjunto de turbinas eólicas y así se puede observar la potencia eléctrica que generarán en cada instante de

tiempo. Otra estrategia es por medio de las curvas de potencia del fabricante de las turbinas eólicas, por medio de las cuales se puede determinar la potencia de salida que tendrán las turbinas eólicas en los diferentes rangos de velocidad del viento [Ackermann 2005].

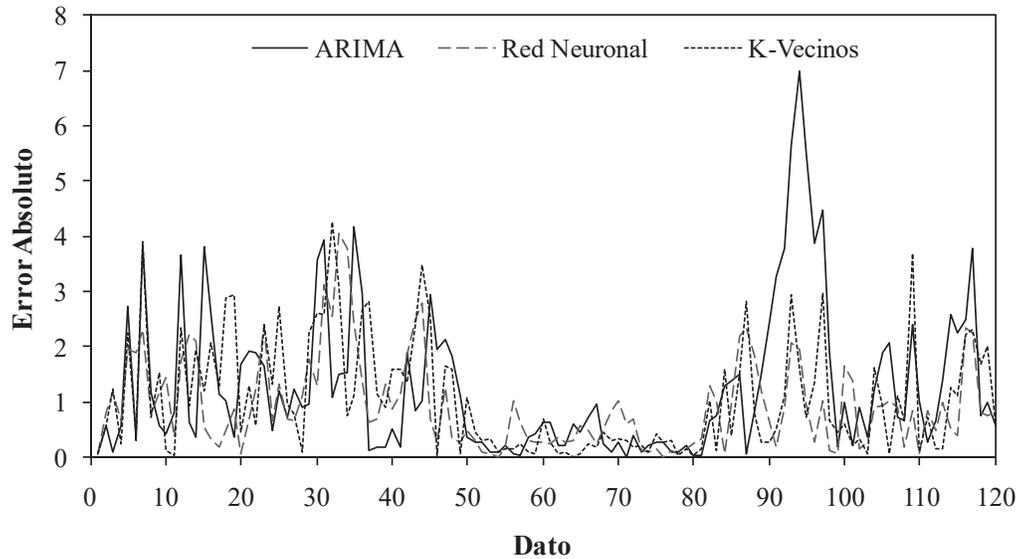


Figura 2.12. Error absoluto obtenido en los pronósticos.

2.8. Conclusiones

En el desarrollo del presente capítulo se presentó la aplicación de tres diferentes técnicas de pronóstico a dos casos de estudio prácticos que involucran sistemas de generación distribuida. El pronóstico de las series de tiempo fue realizado utilizando un modelo ARIMA, una red neuronal y el método de los k-vecinos más cercanos. Para cada caso de estudio, los pronósticos obtenidos fueron validados con los datos reales obtenidos de las mediciones contenidas en las series de tiempo.

En el primer caso de estudio se describió un procedimiento para estimar la capacidad teórica de generación de un sistema de generación distribuido basado en una planta mini-hidráulica. El método clásico para estimar el gasto de diseño de una planta mini-hidráulica fue presentado y después las técnicas de pronóstico fueron aplicadas para mejorar los datos históricos disponibles. Basándose en los resultados de las técnicas de pronóstico y los datos históricos disponibles, se

realizó una estimación del gasto de diseño y se calculó una posible capacidad de generación para una planta mini-hidráulica propuesta.

En el segundo caso de estudio, se presentó la aplicación de las técnicas de pronóstico al problema de determinar el comportamiento futuro de la velocidad del viento en un sitio determinado. Basados en los datos históricos, se obtuvieron los modelos adecuados para realizar una estimación del comportamiento del viento en los días siguientes. Dichos resultados son de gran valor, ya que permiten conocer la capacidad de generación que tendrá el sistema eólico en los días pronosticados.

En base a los estudios realizados, se determinó que la red neuronal implementada aporta los mejores resultados en comparación a las otras dos técnicas de pronóstico presentadas.

Capítulo 3

Modelado de componentes de generación distribuida

3.1. Introducción

En este capítulo se presentan los modelos matemáticos que representan el comportamiento eléctrico y mecánico de los elementos y máquinas eléctricas que comúnmente se encuentran en redes de generación y distribución de energía eléctrica basados en generación distribuida. Se incluyen los modelos detallados del transformador y generadores. Los modelos de las cargas, fuentes de voltaje y líneas de transmisión se encuentran descritos en el Apéndice B de esta tesis.

Estos modelos posteriormente fueron implementados en el programa computacional DGIS desarrollado durante el transcurso de esta investigación doctoral. Además de que dichos modelos son la base de los casos de estudio que se describen en la presente tesis doctoral.

En primer lugar se formula la base teórica sobre la cual están desarrollados los modelos de cada elemento. Se ha tomado como premisa el formular modelos trifásicos en espacio de estado, planteándolos de la forma más general posible. Esta formulación permite su inclusión posterior en el programa DGIS; en el cual dichos modelos serán tratados como bloques funcionales que se pueden conectar entre sí, para construir un sistema de potencia.

3.2. Transformador

En la Figura 3.1 se ilustra el transformador utilizado en esta tesis, corresponde al modelo de un transformador monofásico de dos devanados, el cual se encuentra modelado en base a las corrientes que circulan a través de sus devanados.

La ecuación de voltaje para este elemento en forma matricial es,

$$\begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_{11} & l_{12} \\ l_{21} & l_{22} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

donde l es la inductancia de los devanados, v es el voltaje, i es la corriente, y los subíndices 1 y 2 representan las cantidades del devanado primario y secundario, respectivamente.

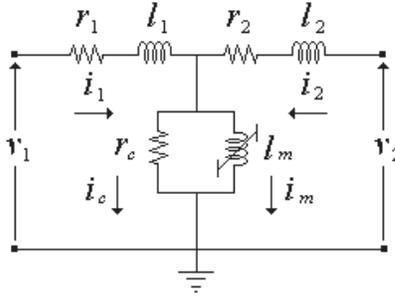


Figura 3.1. Modelo del transformador monofásico.

3.2.1. Representación de las pérdidas y saturación

En la mayoría de los estudios, las pérdidas en los devanados y en el núcleo pueden ser despreciadas debido al poco efecto que tienen en el sistema. Es decir, las pérdidas en las líneas de transmisión que se encuentran conectadas al transformador tienden a ser mayores y por lo tanto a influir más en el comportamiento el sistema [PSCAD 2005].

Las pérdidas en los devanados son representadas por medio de una resistencia (r_1 y r_2) en serie con la inductancia en cada devanado del transformador. Mientras que las pérdidas por concepto de corrientes parasitas que fluyen a través del núcleo del transformador son representadas con una resistencia (r_c) en paralelo a los devanados del transformador.

Incorporando las pérdidas en los devanados en la Ecuación (3.1), se tiene que,

$$\begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_1 r_1 \\ i_2 r_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} l_{11} & l_{12} \\ l_{21} & l_{22} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Por otro lado, las pérdidas en al núcleo y el efecto de saturación pueden ser modelados de la siguiente forma [Arrillaga *et al.* 1997]:

$$\begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_1 r_1 \\ i_2 r_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} l_{11} & l_{12} \\ l_{21} & l_{22} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_c \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

en donde v_c es el voltaje de pérdidas en el núcleo, el cual se encuentra definido como,

$$v_c = \frac{d\lambda_m}{dt} = r_c (i_1 - i_2 - i_m(\lambda)) \quad (3.4)$$

El subíndice m representa cantidades de magnetización en el núcleo y λ son los enlaces de flujo. Finalmente, i_m puede ser modelada por medio de una función hiperbólica, la cual ha probado reproducir adecuadamente las características experimentales de magnetización [Medina y Arrillaga 1992]. Es decir,

$$F(i_m, \lambda_m) = (m_1 i_m + b_1 - \lambda_m)(m_2 i_m + b_2 - \lambda_m) - b_1 b_2 = \varepsilon \lambda_m \quad (3.5)$$

donde m_1 y m_2 representan la pendiente de la región sin saturación y con saturación, respectivamente; b_1 y b_2 son las ordenadas en el origen de las asíntotas a m_1 y m_2 ; y ε es un término de corrección que provee la curvatura necesaria en la región de la rodilla en la curva de magnetización.

Resolviendo la Ecuación cuadrática (3.5) para la corriente de magnetización en el primer cuadrante, se tiene que:

$$i_m = \frac{-B - \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A} \quad (3.6)$$

donde,

$$A = m_1 m_2 \quad (3.7)$$

$$B = m_1 (b_2 - \lambda_m) + m_2 (b_1 - \lambda_m) \quad (3.8)$$

$$C = \lambda_m^2 - \lambda_m (b_1 + b_2 + \varepsilon) \quad (3.9)$$

El modelo de un transformador trifásico es entonces formado por la conexión de tres módulos monofásicos y las diferentes conexiones de un transformador trifásico pueden ser representadas por medio de matrices de conectividad (por ejemplo: la conexión de los devanados en estrella o delta). Estas matrices de conectividad son reportadas en el Apéndice C de esta tesis.

3.3. Máquina de inducción

La máquina de inducción es el dispositivo electro-mecánico más ampliamente utilizado en aplicaciones industriales. A manera de ejemplo, el generador de inducción es generalmente el más utilizado en conjunto con turbinas eólicas en los sistemas de generación basados en energías renovables. Esto debido a que tiene ventajas sobre el generador síncrono como son: es robusto, mecánicamente simple y es producido en grandes lotes a bajo precio. Sin embargo la principal desventaja que tiene, es que el estator necesita una corriente reactiva de magnetización [Martins *et al.* 2007].

Los modelos matemáticos típicamente utilizados para representar el comportamiento dinámico de la máquina de inducción se basan en el concepto de que el generador puede ser representado en el marco de referencia ficticio $dq0$, esto con el objetivo de reducir el esfuerzo computacional asociado con la solución del modelo [Li *et al.* 2006]. Sin embargo, estos modelos se basan en la suposición que la máquina se encuentra en un estado perfectamente balanceado de operación, es por esta suposición, que este tipo de modelos no pueden describir adecuadamente el comportamiento de la máquina en su operación desbalanceada. Los modelos en coordenadas de fase abc pueden reproducir naturalmente estas condiciones anormales de operación, debido a que están basados en una representación realística de la máquina que incluye a sus devanados variantes en el tiempo [Zhang *et al.* 2006].

El modelo matemático utilizado en la representación del generador de inducción en esta tesis, es el propuesto en la referencia [Krause *et al.* 2002], ya sea en el marco de referencia arbitrario dq o en el marco de referencia abc .

3.3.1. Modelo en el marco de referencia abc

En el marco de referencia abc , de la Figura 3.2 se pueden derivar las ecuaciones de voltaje expresadas en términos de variables de la máquina, las cuales son ilustradas a continuación [Krause *et al.* 2002],

$$v_{abc} = r_s i_{abc} + \frac{d\lambda_{abc}}{dt} \quad (3.10)$$

$$v_{abcr} = r_r i_{abcr} + \frac{d\lambda_{abcr}}{dt} \quad (3.11)$$

Donde los subíndices s y r representan las variables del estator y rotor, respectivamente, y los enlaces de flujo λ están definidos como:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{abcs} \\ \lambda_{abcr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & L_{sr} \\ (L_{sr})^T & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abcs} \\ i_{abcr} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Las matrices de inductancia L de los devanados para el rotor y estator son:

$$L_s = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{ls} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{ls} + L_{ms} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$$L_r = \begin{bmatrix} L_{lr} + L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{lr} + L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{lr} + L_{mr} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

$$L_{sr} = L_{SR} \begin{bmatrix} \cos \theta_r & \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos \theta_r & \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos \theta_r \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

En las ecuaciones anteriores, L_{ls} y L_{ms} son, respectivamente, las inductancias de dispersión y magnetización de los devanados del estator; L_{lr} y L_{mr} son las inductancias de dispersión y magnetización del rotor. La inductancia L_{SR} es la amplitud de las inductancias mutuas entre los devanados del estator y rotor, y θ_r es el ángulo que existe entre los ejes magnéticos del estator y del rotor.

La ecuación mecánica que relaciona al par eléctrico T_e y la velocidad de giro ω_r del rotor por medio de la constante de inercia J , el número de polos P , el coeficiente de fricción F y el par de carga T_L es:

$$T_e = \frac{d\omega_r}{dt} \left(\frac{2J}{P} \right) + F\omega_r + T_L \quad (3.16)$$

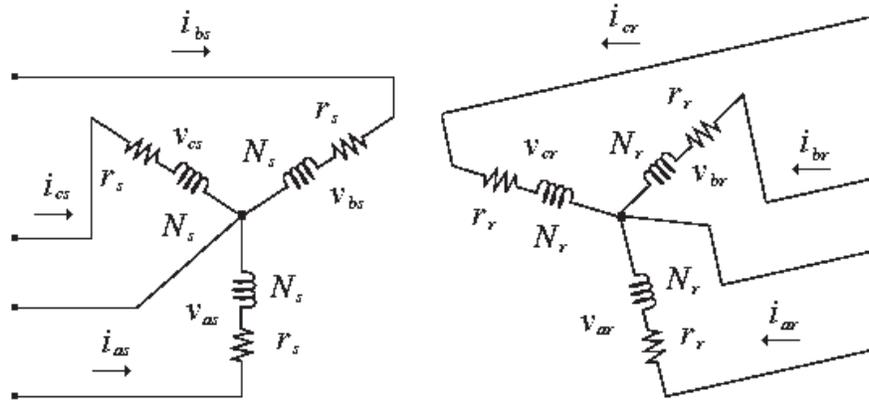


Figura 3.2. Máquina de inducción simétrica en conexión estrella.

3.3.2. Modelo en el marco de referencia dq

La parte eléctrica de la máquina de inducción en el marco de referencia arbitrario dq utilizado en este trabajo, se encuentra modelado por medio de un modelo en espacio de estado de cuarto orden y la parte mecánica es representada por un modelo de segundo orden. Todas las variables y parámetros eléctricos se encuentran referidos al estator.

Las ecuaciones de los enlaces de flujo, en variables de la máquina de un generador jaula de ardilla, cuyos devanados se encuentran en conexión estrella, son las siguientes [Ong 1998]:

$$\frac{d\lambda_{ds}}{dt} = v_{ds} - r_s i_{ds} + \omega \lambda_{qs} \quad (3.17)$$

$$\frac{d\lambda_{qs}}{dt} = v_{qs} - r_s i_{qs} - \omega \lambda_{ds} \quad (3.18)$$

$$\frac{d\lambda_{dr}}{dt} = v_{dr} - r_r i_{dr} + (\omega - \omega_r) \lambda_{qr} \quad (3.19)$$

$$\frac{d\lambda_{qr}}{dt} = v_{qr} - r_r i_{qr} - (\omega - \omega_r) \lambda_{dr} \quad (3.20)$$

En notación matricial, las corrientes que circulan a través de los devanados dq del estator y del rotor, en términos de las inductancias de los devanados y los enlaces de flujo, pueden ser escritas como

$$\begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s + L_l & 0 & L_m & 0 \\ 0 & L_s + L_l & 0 & L_m \\ L_m & 0 & L_r + L_l & 0 \\ 0 & L_m & 0 & L_r + L_l \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \lambda_{ds} \\ \lambda_{qs} \\ \lambda_{dr} \\ \lambda_{qr} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Para un generador de inducción de P polos, el par electro-magnético desarrollado puede ser calculado utilizando la Ecuación (3.22).

$$T_e = \left(\frac{3}{4} \right) P \lambda_{ds} i_{qs} - \lambda_{qs} i_{ds} \quad (3.22)$$

Los sistemas eléctricos y mecánico de esta máquina pueden ser relacionados por medio del par y de la velocidad del rotor, esto es:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \left(\frac{1}{2J} \right) T_e - T_m \quad (3.23)$$

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_m \quad (3.24)$$

3.3.3. Selección del marco de referencia rotatorio

Debido a que las Ecuaciones (3.17)-(3.24) están un marco de referencia arbitrario, es posible simular el comportamiento dinámico de la máquina de inducción en diferentes marcos de referencia rotatorios. Esto se puede realizar ajustando el valor de la velocidad angular de referencia ω . Los tres marcos de referencia más comúnmente utilizados son [Kersting y Carr 2006]:

- Estacionario (Clarke o $\alpha\beta$ transformación).
- Rotor (Park transformación).
- Síncrono.

Además, es necesario conocer las relaciones que existen entre los voltajes y corrientes de fase en el marco de referencia abc y sus correspondientes cantidades en el marco de referencia dq . Estas relaciones entre el voltaje del estator y del rotor en estos dos diferentes marcos de referencia, son las siguientes:

$$\begin{bmatrix} v_{qs} \\ v_{ds} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 \cos \theta & \cos \theta + \sqrt{3} \sin \theta \\ 2 \sin \theta & \sin \theta - \sqrt{3} \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{abs} \\ v_{bcs} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

$$\begin{bmatrix} v_{qr} \\ v_{dr} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 \cos \beta & \cos \beta + \sqrt{3} \sin \beta \\ 2 \sin \beta & \sin \beta - \sqrt{3} \cos \beta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{abr} \\ v_{bcr} \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

y las corrientes se encuentran relacionadas por medio de,

$$\begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ \frac{-\cos \theta + \sqrt{3} \sin \theta}{2} & \frac{-\sin \theta - \sqrt{3} \cos \theta}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{qs} \\ i_{ds} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

$$i_{cs} = -i_{as} - i_{bs} \quad (3.28)$$

$$\begin{bmatrix} i_{ar} \\ i_{br} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \beta & \sin \beta \\ \frac{-\cos \beta + \sqrt{3} \sin \beta}{2} & \frac{-\sin \beta - \sqrt{3} \cos \beta}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{qr} \\ i_{dr} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

$$i_{cr} = -i_{ar} - i_{br} \quad (3.30)$$

en las cuales la selección de β , θ , y ω en los tres más comunes marcos de referencia utilizados están dados en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Selección del marco de referencia rotatorio.

Marco de referencia	ω	θ	β
Rotor	ω_r	θ_r	0
Estacionario	0	0	$-\theta_r$
Síncrono	ω_e	θ_e	$\theta_e - \theta_r$

3.4. Máquina síncrona

En este trabajo de investigación doctoral, se utiliza un modelo de la máquina síncrona en coordenadas de fase. Este modelo es de mucha utilidad ya que con él se pueden representar el comportamiento eléctrico y dinámico de generadores convencionales, generadores hidráulicos y generadores diesel, agregándole componentes armónicas adicionales.

El comportamiento en el tiempo de la máquina es representado por un conjunto de ocho ecuaciones diferenciales, las cuales son obtenidas por medio del circuito equivalente que se muestra en la Figura 3.3; estas ecuaciones se encuentran definidas como [Martí y Louie 1997], [Krause *et al.* 2002]:

$$v_{abc} = r_s i_{abc} + \frac{d\lambda_{abc}}{dt} \quad (3.31)$$

$$v_{qdr} = r_{qdr} i_{qdr} + \frac{d\lambda_{qdr}}{dt} \quad (3.32)$$

Donde los subíndices abc representan las cantidades asociadas con las variables y parámetros de las fases del estator; qd representan las variables y parámetros de los ejes ficticios d y q asociados con el rotor.

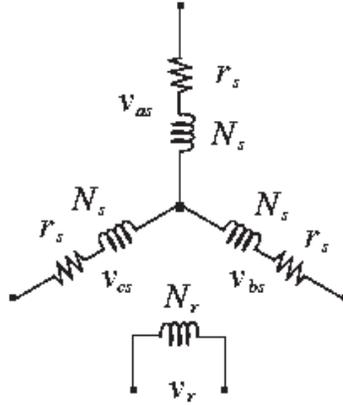


Figura 3.3. Circuito equivalente de la máquina síncrona.

Los enlaces de flujo se encuentran relacionados con las corrientes que circulan a través de los devanados por medio de una matriz de inductancias, la cual se encuentra conformada por la matriz de inductancias mutuas y propias de las fases L_{ss} , la matriz de inductancias de los devanados del rotor L_{rr} y la matriz de inductancias los devanados de campo y amortiguadores de la máquina L_{sr} , esto es,

$$\begin{bmatrix} \lambda_{abc} \\ \lambda_{dqr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{ss} & L_{sr} \\ (L_{sr})^T & L_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{dqr} \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

donde

$$L_{ss} = \begin{bmatrix} L_{aa0} + L_{aa1} \cos 2\theta & -L_{ab0} + L_{ab1} \cos 2\phi & -L_{ac0} + L_{ac1} \cos 2\phi \\ -L_{ba0} + L_{ba1} \cos 2\phi & L_{bb0} + L_{bb1} \cos 2\phi & -L_{bc0} + L_{bc1} \cos 2\theta \\ -L_{ca0} + L_{ca1} \cos 2\phi & -L_{cb0} + L_{cb1} \cos 2\theta & L_{cc0} + L_{cc1} \cos 2\phi \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

$$L_{sr} = \begin{bmatrix} L_f \cos \theta & L_{kd} \cos \theta & L_{kq} \cos \theta \\ L_f \cos \phi & L_{kd} \cos \phi & L_{kq} \cos \phi \\ L_f \cos \varphi & L_{kd} \cos \varphi & L_{kq} \cos \varphi \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

$$L_{rr} = \begin{bmatrix} L_f & L_{kd} & 0 \\ L_{kd} & L_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & L_{kq} \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

además de que,

$$\phi = \theta - \frac{2\pi}{3} \quad (3.37)$$

$$\varphi = \theta + \frac{2\pi}{3} \quad (3.38)$$

El par eléctrico T_e en este modelo es determinado mediante la expresión,

$$T_e = P \left(\frac{2}{3\sqrt{3}} \right) \lambda_a (i_b - i_c) + \lambda_b (i_c - i_a) + \lambda_c (i_a - i_b) \quad (3.39)$$

La ecuación de oscilación de segundo orden de la máquina síncrona puede ser descompuesta en dos ecuaciones diferenciales ordinarias de primer orden, una para la velocidad ω_r y otra para el ángulo δ .

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{\omega_B}{2J} T_L - T_e - K_D (\omega_r - \omega_B) \quad (3.40)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r - \omega_B \quad (3.41)$$

Donde ω_B es la velocidad base y K_D es una constante de inercia que agrega una componente de amortiguamiento proporcional a la velocidad de giro de la máquina síncrona.

3.5. Panel fotovoltaico

El término *fotovoltaico* se refiere a la conversión directa de luz en electricidad a nivel atómico. Algunos materiales presentan una propiedad conocida como efecto fotoeléctrico que hace que absorban fotones de luz y emitan electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad [Green 1982].

Las celdas fotovoltaicas están hechas de materiales semiconductores, tales como el silicio. Una rejilla delgada semiconductor es tratada especialmente para formar un campo eléctrico, positivo en un lado y negativo en el otro. Cuando la energía luminosa llega hasta la celda fotovoltaica, los electrones son golpeados y sacados de los átomos del material semiconductor. Si se

colocan conductores eléctricos tanto del lado positivo como del negativo de la rejilla, formando un circuito eléctrico, los electrones pueden ser capturados en forma de una corriente eléctrica.

Antes de presentar el modelo del panel fotovoltaico utilizado en esta tesis primero se presentará el modelo de una celda fotovoltaica. La Figura 3.4 ilustra el circuito equivalente básico de una celda fotovoltaica, la cual se encuentra formada por una fuente de corriente dependiente de la irradiación solar I_l , un diodo en paralelo con la fuente, con una corriente de saturación I_0 y dos resistencias que representan las pérdidas del sistema R_S y R_{SH} .

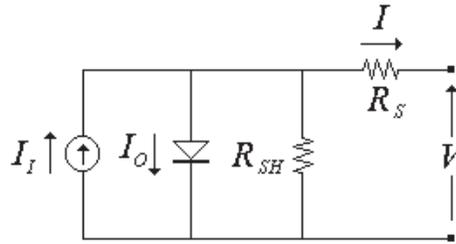


Figura 3.4. Modelo básico de una celda fotovoltaica.

El comportamiento de esta celda básica se encuentra detallado en la Ecuación (3.42), propuesta en la referencia [Mukund 2000], es decir:

$$I = I_l - I_0 \left(e^{\frac{V + R_S I}{V_i}} - 1 \right) - \frac{V + R_S I}{R_{SH}} \quad (3.42)$$

Los términos involucrados en la Ecuación (3.42) se encuentran definidos de la siguiente manera: la corriente foto-generada I_l se determina en función de las dimensiones de la celda fotovoltaica $Area$ (en cm^2), de la densidad de corriente de corto-circuito J_{SC} (en A/cm^2), de la temperatura de trabajo T (en $^{\circ}C$), un factor de temperatura α_{Jsc} (en $A/^{\circ}C cm^2$) y la irradiación que incide en ella G (en W/cm^2).

$$I_l = Area \left(J_{SC} \frac{G}{1000} + \alpha_{Jsc} (T - 27) \right) \quad (3.43)$$

La corriente de saturación I_0 se obtiene a partir de,

$$I_0 = \frac{J_{SC} Area T_K^3 e^{-\frac{E_g}{V_i}}}{\left(e^{\frac{V_{oc}}{V_i}} - 1 \right) 300^3 e^{-\frac{E_g}{V_i}}} \quad (3.44)$$

donde V_t es el voltaje térmico (en volts), E_g es la energía de la celda fotovoltaica (en eV), V_{OC} es el voltaje en circuito abierto (en volts) y T_k la temperatura en grados Kelvin.

El voltaje térmico V_t se define en la Ecuación (3.45), donde K es la constante de Boltzmann y q es la carga del electrón; esta expresión además se particulariza para el valor de temperatura V_t' a 0 °C.

$$V_t = \frac{KT_k}{q}, \quad V_t' = V_t |_{T_k=300} \quad (3.45)$$

Análogamente, la expresión de la energía de la celda fotovoltaica se ilustra en la Ecuación (3.46), donde α_{gap} y β_{gap} son coeficientes de temperatura, E_{go} es la energía de la celda fotovoltaica a 0 °C y E_g' es la particularización de la expresión a 0 °C.

$$E_g = E_{go} - \frac{\alpha_{gap} T_k^2}{\beta_{gap} + T_k}, \quad E_g' = E_g |_{T_k=300} \quad (3.46)$$

Además, la temperatura en grados kelvin se encuentra expresada como,

$$T_k = T + 273 \quad (3.47)$$

A partir del modelo de la celda fotovoltaica, es posible formular el modelo de un panel fotovoltaico. El cual es el resultado de asociar un conjunto de celdas fotovoltaicas en serie y paralelo, más elementos adicionales.

En la Figura 3.5 se puede observar la estructura de N_s celdas fotovoltaicas conectadas en serie en N_p ramas. De esta figura se puede notar que al conectar las celdas en serie se puede fijar el voltaje nominal de trabajo del panel, mientras que el asociar las celdas en paralelo permite generar suficiente corriente de salida para abastecer las necesidades de la carga a la que esté conectado el panel fotovoltaico. Considerando que todas las celdas fotovoltaicas que conforman a un panel solar son idénticas se tiene que:

$$V_g = \sum_{i=1}^{N_s} V_i \approx N_s V_c \quad (3.48)$$

$$I_g = \sum_{i=1}^{N_p} I_i \approx N_p I_c \quad (3.49)$$

en donde I_c y V_c es la corriente y voltaje generado por cada celda fotovoltaica, respectivamente.

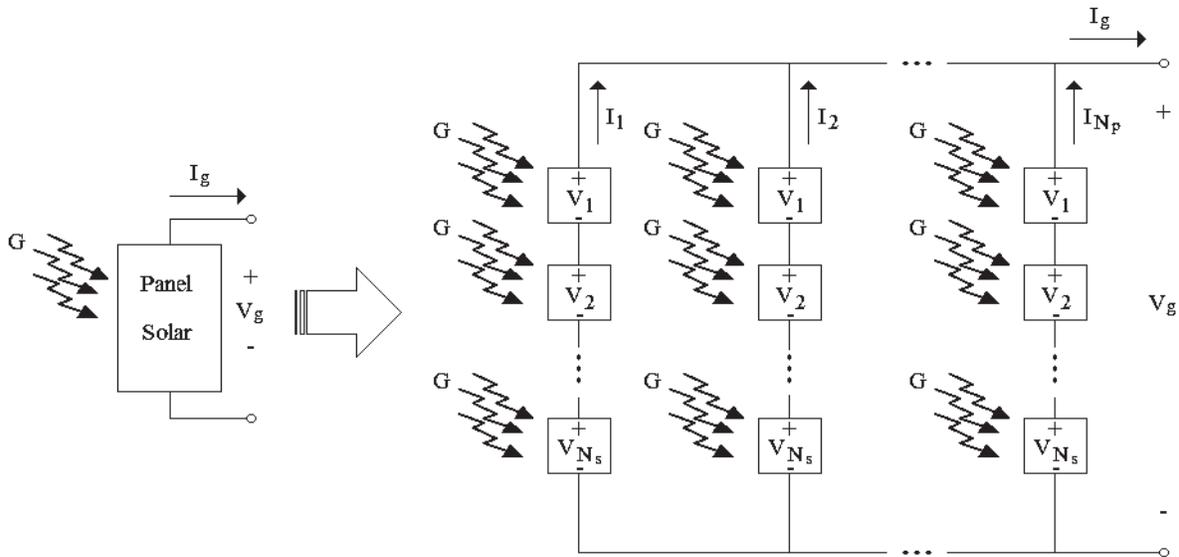


Figura 3.5. Conexión de celdas fotovoltaicas en serie y paralelo para formar un panel fotovoltaico.

3.5.1. Modelo del inversor

La conexión de una instalación fotovoltaica con un conjunto de cargas o sistema de potencia es realizada mediante la utilización de un inversor. El inversor es un equipo electrónico que convierte un voltaje de entrada de corriente directa en un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con una magnitud y frecuencia definida de acuerdo a la aplicación.

En la figura 3.6 se muestra el modelo básico de un inversor utilizado en esta tesis [Guasch 2003]. En este caso, el inversor se encuentra modelado por una fuente de voltaje controlada V_c , por medio de la cual se genera el voltaje de salida V_2 , el cual se debe de mantener en un valor constante V_{ac} . El inversor absorbe una corriente de entrada I_1 , la cual se genera en base a la corriente de la fuente de corriente dependiente I_c .

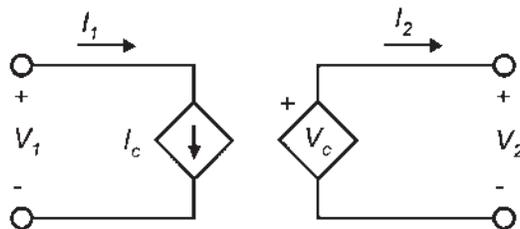


Figura 3.6. Modelo básico de un inversor.

Para obtener las ecuaciones que modelan el comportamiento del inversor, debe de recurrirse al principio de conservación de la energía, es decir, la potencia de entrada en el dispositivo es igual a la potencia de salida del mismo. Adicionalmente se incluye en la formulación la eficiencia del inversor η , ya que parte de la potencia de entrada se pierde en el proceso de conversión energético. Entonces, las ecuaciones que modelan a este dispositivo son:

$$V_c = V_{ac} \quad (3.50)$$

$$I_c = \frac{V_2 I_2}{\eta V_1} \quad (3.51)$$

El valor de la eficiencia del inversor se puede calcular como la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada. Se trata de una función no lineal y que depende del tipo de tecnología utilizada.

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = f_p \quad P_2 \quad (3.52)$$

3.6. Turbinas eólicas

Una turbina eólica o aerogenerador es un dispositivo mecánico que convierte la energía del viento (energía cinética) en energía eléctrica. Los elementos principales de una turbina eólica son [Ackermann 2005]:

- *Rotor*: el rotor se encuentra conectado en un extremo a las aspas de la turbina, las cuales se encuentran girando debido a la acción del viento que incide en ellas. El otro extremo del rotor se encuentra conectado al generador eléctrico. Las turbinas de viento modernas de gran escala típicamente se equipan con rotores de tres aspas, con extensiones de 42 a 80 metros de diámetro.
- *Caja de engranes*: se utilizan para aumentar o disminuir la frecuencia de giro del rotor, esto con el objeto de entregarle al generador una frecuencia de giro apropiado a su funcionamiento.
- *Generador eléctrico*: es el dispositivo electro-mecánico encargado de transformar la potencia mecánica extraída del rotor a energía eléctrica.

- *Equipo de control:* son los dispositivos electrónicos y mecánicos encargados de mantener un funcionamiento eficiente y correcto de los componentes de la turbina eólica.
- *Torre:* este dispositivo eleva el montaje de los componentes de la turbina eólica sobre las corrientes de aire turbulentas cerca de la tierra y permite capturar un viento de mayor velocidad. El diseño de la torre es particularmente crítico, debido a que tienen que ser tan altas como económicamente sea posible, generalmente entre 40 y 100 metros. También deben de ser robustas, permitir el acceso al generador para mantenimiento y deben de estar diseñadas para eliminar la resonancia que ocurren en la gama de frecuencias a la que las paletas rotan y la frecuencia de resonancia misma de la torre.

La vasta mayoría de turbinas eólicas que actualmente se encuentran instaladas usan uno de los tres principales tipos de sistemas de conversión electro-mecánica que son ilustrados en la Figura 3.7.

El primer tipo de turbina eólica utiliza un generador de inducción jaula de ardilla para convertir la energía mecánica en electricidad. Debido a las diferentes velocidades de operación del rotor de la turbina eólica y el generador, es necesario tener una caja de engranes para obtener la velocidad de giro adecuada al funcionamiento del generador. Este tipo de turbinas son comúnmente conocidas como turbinas de velocidad constante, ya que las variaciones de velocidad que existen en el generador son del orden del 1%.

El segundo tipo de turbina eólica utiliza un generador de inducción con doble excitación en lugar del generador tipo jaula de ardilla. Los devanados del estator se encuentran conectados a la red y los devanados del rotor a un convertidor electrónico de potencia. De esta manera, se desacoplan la frecuencia eléctrica y mecánica del rotor, porque el convertidor electrónico de potencia compensa la diferencia que existe entre la frecuencia mecánica y la eléctrica por medio de la inyección de una corriente en el rotor de frecuencia variable. Por lo tanto, es posible una operación a diferentes velocidades.

El tercer tipo de turbinas eólicas llamadas “Direct Drive” trabajan sin una caja de engranes. Este tipo de turbinas emplean un generador síncrono de baja velocidad, con múltiples polos para generar la misma velocidad de giro que el rotor de la turbina y convertir la energía mecánica en

electricidad. El generador puede ser de rotor devanado o estar compuesto de imanes permanentes. El estator se encuentra acoplado a la red mediante un convertidor de electrónica de potencia que puede estar conformado por un puente de diodos rectificadores. Debido al uso de este convertidor, este tipo de turbinas también puede operar a diferentes velocidades.

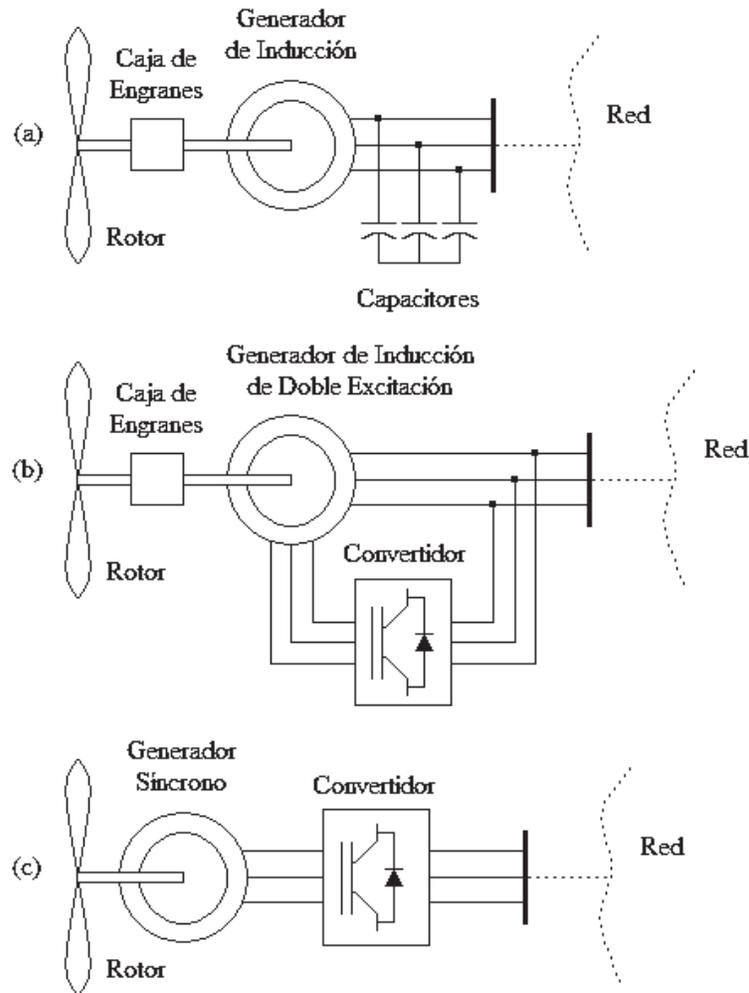


Figura 3.7. Diferentes tipos de turbinas eólicas. (a) Turbina eólica de velocidad constante con generador de inducción jaula de ardilla, (b) Turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción con doble excitación, (c) Turbina eólica de velocidad variable con generador síncrono.

3.6.1. Modelo de una turbina eólica de velocidad constante

La Figura 3.8 ilustra la estructura general del modelo de una turbina de velocidad constante. Esta estructura general se encuentra conformada por los componentes más importantes de este tipo de

turbina, los cuales son: el modelo del viento, el modelo del rotor, el modelo de la flecha o eje de la turbina, el modelo del generador de inducción jaula de ardilla y un modelo que representa la red o carga a la cual se encuentra conectada la turbina eólica. Cada uno de los bloques ilustrados en esta figura, son presentados a continuación de manera separada, a excepción del modelo de la red, ya que este puede ser modelado por medio de un modelo de flujos de potencia convencional [Chow 1999].

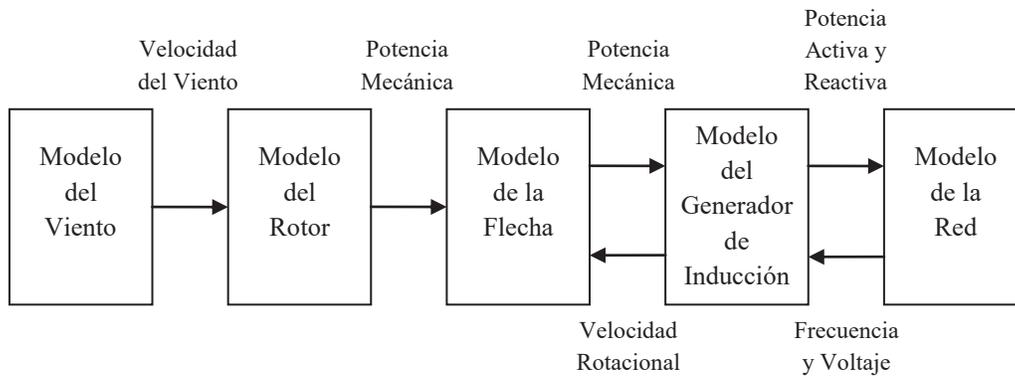


Figura 3.8. Estructura general de una turbina eólica de velocidad constante.

a) *Modelo del viento*

La salida que entrega este modelo es una secuencia de viento generada a diferentes velocidades. Una alternativa a la utilización de este modelo es el tener mediciones reales del viento, con la desventaja que solo se puede simular la turbina eólica con la secuencia de viento que se tiene de las mediciones, mientras que con el modelo del viento se pueden generar secuencias de viento de diferentes características.

El modelo implementado en esta investigación considera que el viento se encuentra compuesto de cuatro elementos:

- 1) Una velocidad promedio inicial del viento v_{wa} .
- 2) Una componente rampa del viento v_{wr} .
- 3) Una componente ráfaga del viento v_{wg} .
- 4) Turbulencia en el viento v_{wt} .

El resultado de la suma de estas cuatro componentes es una secuencia de velocidad del viento $v(t)$ [Akhmatov *et al.* 2000]:

$$v(t) = v_{wa} + v_{wr}(t) + v_{wg}(t) + v_{wt}(t) \quad (3.53)$$

Todos los componentes son dependientes del tiempo, excepto la velocidad promedio inicial. La componente de rampa del viento está definida en base a tres parámetros: la amplitud de la rampa del viento A_r (en m/s) y los tiempos de inicio T_{sr} (en segundos) y finalización T_{er} (en segundos) de la rampa del viento, esto es:

$$\begin{aligned} t < T_{sr}; & \quad v_{wr}(t) = 0 \\ T_{sr} < t < T_{er}; & \quad v_{wr}(t) = A_r \left(\frac{t - T_{sr}}{T_{er} - T_{sr}} \right) \\ t > T_{er}; & \quad v_{wr}(t) = A_r \end{aligned} \quad (3.54)$$

De manera similar, la componente de ráfaga del viento está definida en base a tres parámetros: la amplitud de la ráfaga del viento A_g (en m/s), los tiempos de inicio T_{sg} (en segundos) y finalización T_{eg} (en segundos) de la rampa del viento, esto es:

$$\begin{aligned} t < T_{sg}; & \quad v_{wg}(t) = 0 \\ T_{sg} < t < T_{eg}; & \quad v_{wg}(t) = \frac{A_g}{2} \left(1 - \cos \left(2\pi \frac{t - T_{sg}}{T_{eg} - T_{sg}} \right) \right) \\ t > T_{eg}; & \quad v_{wg}(t) = A_g \end{aligned} \quad (3.55)$$

Finalmente la componente de turbulencia en el viento se encuentra definida en función de la densidad espectral de potencia del viento S_{wt} :

$$S_{wt} = \frac{1}{\ln(h/z_0)^2} \frac{\ell v_{wa}}{\left(1 + 1.5 \frac{\ell f}{v_{wa}} \right)^{\frac{5}{3}}} \quad (3.56)$$

Donde f es la frecuencia, h la altura de la torre de la turbina, z_0 la longitud de aspereza de la torre y ℓ la longitud de la turbulencia. La densidad espectral del viento es convertida a componente de la turbulencia del viento por medio de series coseno:

$$v_{wt}(t) = \sum_{i=1}^n \sqrt{S_{wt}(f_i) \Delta f} \cos(2\pi f_i t + \phi_i + \Delta\phi) \quad (3.57)$$

Donde f_i y ϕ_i son la frecuencia y fase inicial de la componente i de frecuencia, y Δ es una pequeña señal aleatoria introducida para evitar periodicidad en la componente de turbulencia.

b) *Modelo del rotor*

La relación que existe entre la velocidad del viento y la potencia mecánica que puede ser extraída del viento es [Anaya-Lara *et al.* 2009],

$$P_{wr} = \frac{\rho}{2} A_{wr} c_p(\lambda, \theta) v_w^3 \quad (3.58)$$

donde P_{wr} es la potencia extraída del viento (en watts); ρ es la densidad del aire (en kg/m^3); c_p es el coeficiente de potencia; λ es la relación entre la velocidad de las aspas de la turbina v_t (en m/s) y la velocidad del rotor v_w (en m/s); θ es el ángulo de inclinación de las aspas; y A_{wr} es el área cubierta por las aspas de la turbina (en m^2).

La función $c_p(\lambda, \theta)$ se puede obtener de las curvas del fabricante de las turbinas eólicas funcionando a diferentes velocidades. Otra alternativa es utilizar una aproximación, la cual puede ser obtenida mediante la utilización de la siguiente ecuación:

$$c_p(\lambda, \theta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \theta - c_4 \theta^3 - c_6 \right) e^{\left(\frac{-c_5}{\lambda_i} \right)} \quad (3.59)$$

donde

$$\lambda_i = \left[\left(\frac{1}{\lambda + c_8 \theta} \right) - \left(\frac{c_9}{\theta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \quad (3.60)$$

Los valores de las constantes c_1 a c_9 son ajustados para obtener una mejor aproximación de los datos del fabricante de la turbina eólica. La Tabla 3.2 muestra los valores comúnmente utilizados en los modelos de turbinas eólicas de velocidad constante y variable [Ackermann 2005].

c) *Modelo de la flecha*

En esta investigación doctoral se utiliza un modelo de dos masas para representar el comportamiento de la flecha de la turbina eólica, en cuyos extremos se encuentran acoplados el rotor de la turbina eólica y el rotor del generador. Este modelo se encuentra descrito en base a las siguientes ecuaciones [Milano 2005]:

$$\frac{d\omega_{wr}}{dt} = \frac{T_{wr} - K_s \gamma}{J_{wr}} \quad (3.61)$$

$$\frac{d\omega_{wm}}{dt} = \frac{K_s \gamma - T_e}{J_m} \quad (3.62)$$

$$\frac{d\gamma}{dt} = (\omega_{wr} - \omega_m) \quad (3.63)$$

En donde, T_{wr} es el par aerodinámico de la turbina; T_e es el par electromagnético; J_{wr} y J_m son las constantes de inercia de la turbina eólica y del generador respectivamente; γ es el desplazamiento angular entre el generador y las aspas de la turbina eólica; ω_{wr} y ω_m son la frecuencia de giro de la turbina y del generador, respectivamente; y K_s es la constante de rigidez de la flecha.

Tabla 3.2. Aproximación de las curvas de potencia.

	c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	c_7	c_8	c_9
Heiner (1998)	0.5	116	0.4	0	---	5	21	0.08	0.035
Turbina eólica de velocidad constante	0.44	125	0	0	0	6.94	16.5	0	-0.002
Turbina eólica de velocidad variable	0.73	151	0.58	0.002	2.14	13.2	18.4	-0.02	-0.003

d) Modelo del generador

Los modelos del generador de inducción jaula de ardilla utilizados en este tipo de turbina eólica, corresponde a los modelos en los marcos de referencia dq y abc descritos en la Sección 3.3 de este trabajo de tesis.

3.6.2. Modelo de una turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción con doble excitación

La estructura general del modelo de una turbina eólica de velocidad variable que incluye un generador de inducción con doble excitación es mostrada en la Figura 3.9. Se puede observar de esta figura que este tipo de turbinas eólicas son de mayor complejidad con respecto a las turbinas

eólicas de velocidad constante. Esto es debido a que en este tipo de turbinas se cuenta con un controlador que regula la velocidad de giro del rotor, así como con un controlador para el ángulo de las aspas y un controlador para regular el voltaje en terminales del generador.

También es posible apreciar que en la estructura general para este tipo de turbinas presentada en la Figura 3.9, no se incluye un modelo para la flecha de la turbina. La razón de esta omisión se debe a que en este tipo de turbinas eólicas la parte mecánica está desacoplada de la parte eléctrica por medio de la utilización de un convertidor de potencia. En consecuencia, el control de este convertidor determina el comportamiento de la flecha y este se refleja en las cantidades eléctricas en terminales del generador.

Sin embargo, si se desea contar con un modelo que incorpore la representación de la flecha, entonces puede utilizarse el modelo presentado en la Sección 3.6.1. A continuación se describen cada uno de los bloques que conforman a este tipo de turbina, con excepción del modelo del viento y de la red. El modelo del viento utilizado es idéntico al presentado en la sección anterior de esta tesis.

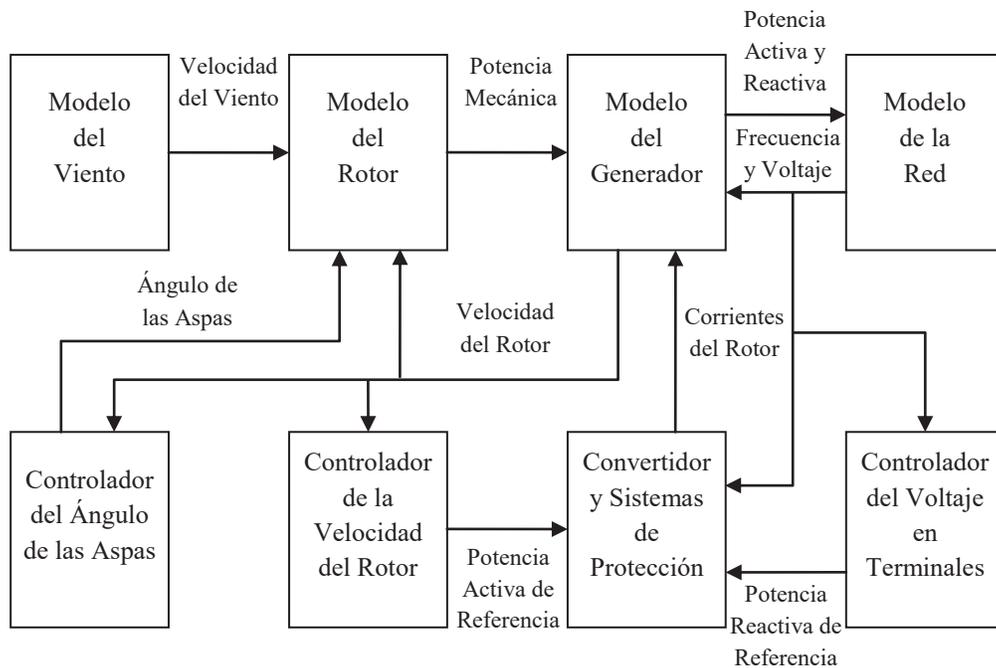


Figura 3.9. Estructura general de una turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción con doble excitación.

a) *Modelo del rotor*

La aproximación numérica de la función $c_p(\lambda, \theta)$ que se obtiene por medio de la Ecuación (3.59), se utiliza para modelar el comportamiento del rotor. Sin embargo, debido a que este tipo de turbinas cuentan con un control para el ángulo de las aspas, este influye tanto en el coeficiente de velocidad de las aspas λ , como en el ángulo de inclinación de las aspas θ , el funcionamiento de dicho controlador es explicado posteriormente en esta sección.

a) *Modelo del generador*

Las ecuaciones que describen el comportamiento de un generador de inducción con doble excitación son idénticas a las de un generador del tipo jaula de ardilla. La única diferencia radica en que los devanados del rotor no se encuentran cortocircuitados, y por lo tanto existe un voltaje de alimentación tanto en los devanados del rotor como en los del estator.

b) *Modelo del convertidor electrónico de potencia*

El convertidor puede ser modelado como una fuente de corriente a frecuencia fundamental. Este modelo es solo valido si las siguientes condiciones se cumplen [Akhmatov 2002]:

- Los parámetros de la máquina son conocidos.
- Los controladores se encuentran operando en su región lineal.
- Los voltajes en terminales del generador son aproximadamente iguales a su voltaje nominal de operación.

El fabricante de la turbina eólica es responsable que las dos primeras condiciones se cumplan, mientras que la tercera condición no se cumple cuando hay fallas presentes en la red. Sin embargo, cuando una falla ocurre en la red, las turbinas eólicas de velocidad variable son desconectadas inmediatamente para proteger los elementos electrónicos del convertidor.

Considere el modelo del generador de inducción en el marco de referencia dq presentado en la Sección 3.3.2 de esta Tesis. Para una turbina eólica de velocidad variable que incluye el modelo

de este generador, las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de las corrientes que circulan a través del convertidor están definidas como [Akhmatov 2002]:

$$\frac{di_{gr}}{dt} = \frac{1}{T_e} \left(-\frac{L_s + L_m}{L_m} \frac{P_{wt}^*}{v_t} \frac{\omega_m}{\omega_m} - i_{gr} \right) \quad (3.64)$$

$$\frac{di_{dr}}{dt} = K_v (v_t - v_{ref}) - \frac{v_t}{L_m} i_{dr} \quad (3.65)$$

donde v_t es el voltaje en terminales del generador; K_v es una constante del controlador de voltaje en terminales del generador; y $P_{wt}^*(\omega_m)$ es una función que describe la curva característica de potencia-velocidad de giro de una turbina eólica de velocidad variable. En base a esta curva se puede optimizar la captura de potencia mecánica del viento y es calculada en base a la velocidad de giro del rotor del generador.

En la Figura 3.10 se ilustra la curva potencia-velocidad de giro utilizada en este trabajo para determinar los valores de la función $P_{wt}^*(\omega_m)$. En esta gráfica se considera que la turbina eólica se encuentra operando dentro del rango de su velocidad de viento de diseño; cuando $\omega_m \leq 0.5 p.u.$ se considera que $P_{wt}^* = 0 p.u.$, esto debido a que la turbina eólica estaría funcionando con una velocidad de viento inferior a la de su diseño (velocidad de corte inferior), y en este rango de velocidad de viento no hay suficiente energía como para superar la pérdidas del sistema; por otro lado se considera que $P_{wt}^* = 1 p.u.$ para todo valor de $1 p.u. \leq \omega_m \leq 1.1 p.u.$, ya que en un valor mayor de ω_m a $1.1 p.u.$ la turbina eólica estaría operando en la velocidad de viento de corte superior, en la cual la turbina eólica es desconectada ya que se pueden dañar sus componentes [Milano 2005].

c) Modelo del controlador del ángulo de las aspas

El control del ángulo de las aspas se utiliza solo cuando la velocidad del viento es muy alta, en tales circunstancias la velocidad de giro del rotor del generador no puede ser controlada por medio de un incremento en la potencia generada, y esto puede llevar a una sobrecarga en el generador y convertidor, teniendo como resultado un daño mecánico en estos dos componentes. Es por eso que se cambia el ángulo en el cual las aspas capturan la energía del viento y con esto se puede limitar la eficiencia aerodinámica del sistema ayudando a controlar la velocidad máxima de giro del rotor del generador.

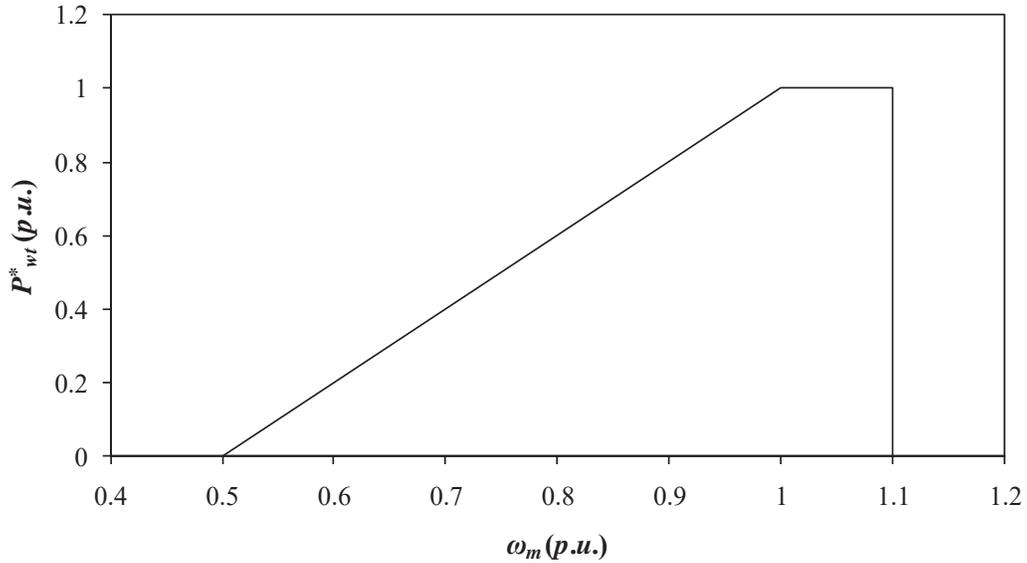


Figura 3.10. Curva característica potencia-velocidad de giro.

En la Figura 3.11 se ilustra el diagrama de bloques del control utilizado para variar el ángulo al cual las aspas de la turbina eólica captan la velocidad del viento que incide sobre ellas. En donde, T_p es la constante de tiempo del control del ángulo de las aspas y K_p es la ganancia proporcional del controlador.

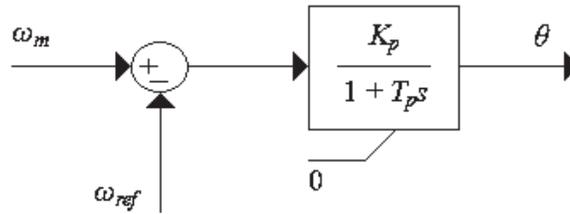


Figura 3.11. Esquema del control del ángulo de giro de las aspas.

d) Modelo del controlador de la velocidad del rotor

La Figura 3.12 ilustra el diagrama de bloques del controlador utilizado en esta tesis para controlar la velocidad de giro del rotor del generador en una turbina de velocidad variable. El control opera de la siguiente manera [Hansen y Michalke 2007] :

- La velocidad de giro del rotor es medida con una frecuencia de muestreo del orden de los 20 Hz.

- Del valor actual registrado, se deriva una potencia de generación de referencia usando la curva característica potencia-velocidad de giro (como la ilustrada en la Figura 3.10).
- Tomando como base la potencia de generación de referencia a la velocidad actual de giro, se define un par de referencia para el sistema.
- Por medio de la Ecuación (3.64) y en base a los datos anteriormente calculados, se puede obtener una corriente del rotor de referencia.
- En base a las cantidades anteriormente mencionadas, el controlador limita la corriente que es alimentada a los devanados del rotor del generador y por lo tanto se estará controlando la velocidad de giro de la máquina.

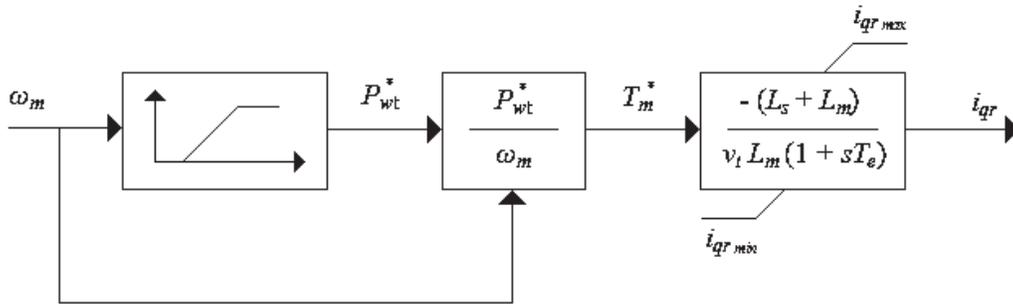


Figura 3.12. Esquema del control de la velocidad de giro del rotor.

e) Modelo del controlador del voltaje en terminales del generador

Despreciando la resistencia del estator, es posible deducir una ecuación que describa el intercambio de potencia reactiva que existe entre la turbina eólica y la red a la cual se encuentra conectada. La Ecuación (3.66) define este intercambio de potencia reactiva que ocurre en terminales del estator (Q_s).

$$Q_s = -\frac{L_m v_t i_{dr}}{L_s + L_m} - \frac{v_t^2}{\omega_m (L_s + L_m)} \quad (3.66)$$

El primer término en el lado derecho de la Ecuación (3.66) determina el intercambio de potencia reactiva de la turbina con la red, la cual puede ser controlada por medio de la componente directa de la corriente del rotor i_{dr} . El segundo término de esta expresión representa la corriente de magnetización de los devanados del estator. Esta ecuación puede ser reescrita de la siguiente manera:

$$Q_s = -\frac{L_m v_t (i_{dr,magn} + i_{dr,gen})}{L_s + L_m} - \frac{v_t^2}{\omega_m (L_s + L_m)} \quad (3.67)$$

en donde i_{dr} ha sido dividida en dos partes; la primera parte representa la corriente magnetizante del generador ($i_{dr, magn}$) y la segunda parte representa la corriente generadora de potencia reactiva ($i_{dr, gen}$). Por lo que, $i_{dr, magn}$ puede ser definida como:

$$i_{dr, magn} = -\frac{v_t}{\omega_m L_m} \quad (3.68)$$

mientras que el intercambio de potencia reactiva entre el estator y la red es igual a

$$Q_s = -\frac{L_m v_t i_{dr, gen}}{L_s + L_m} \quad (3.69)$$

La Figura 3.13 ilustra el esquema utilizado para controlar el voltaje en terminales del generador, donde K_v es una constante que determina la velocidad de respuesta y el error de estado estacionario del controlador. Existen muchas topologías para este controlador, pero todas se basan en el principio de intercambio de potencia reactiva entre la turbina eólica y la red descrita en las Ecuaciones (3.66)-(3.69).

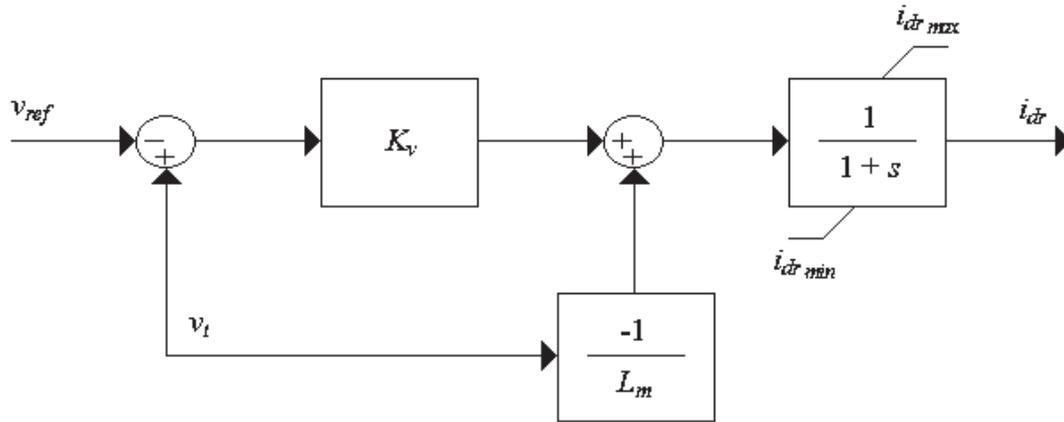


Figura 3.13. Esquema del control del voltaje en terminales del generador.

3.6.3. Modelo de una turbina eólica de velocidad variable con generador síncrono

El tercer tipo de turbina eólica comúnmente utilizado en la actualidad, corresponde a una turbina de velocidad variable con generador síncrono. La Figura 3.14 ilustra la estructura general de este tipo de turbina, la cual se encuentra compuesta por un modelo del viento, un modelo del rotor, un modelo del generador síncrono, un modelo de la red a la cual se encuentra conectada, un modelo del

convertidor utilizado para conectar la turbina eólica con la red y finalmente por los modelos que representan sus controladores asociados, los cuales son: el modelo del control del ángulo de inclinación de las aspas, el modelo del controlador utilizado para regular la velocidad de giro del rotor y el modelo del controlador utilizado para mantener constante el nivel de voltaje en terminales de la máquina.

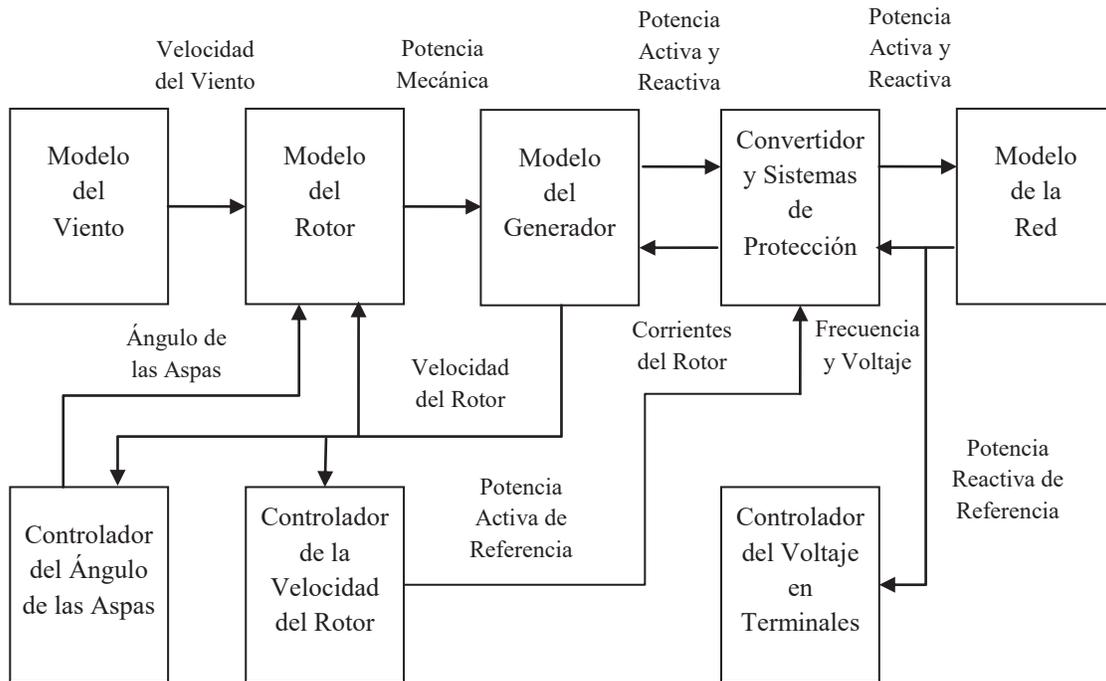


Figura 3.14. Estructura general de una turbina eólica de velocidad variable con generador síncrono.

A continuación se describen los modelos utilizados en esta investigación para representar el comportamiento del generador síncrono, del controlador de voltaje en terminales de la máquina y del convertidor utilizado para conectar la turbina eólica con la red. Solo estos tres modelos son descritos ya que el modelo del viento es idéntico al presentado en la Sección 3.6.1 de ésta tesis, mientras que los modelos del rotor, del controlador de velocidad del rotor y del controlador del ángulo de inclinación de las aspas son idénticos a los presentados en la sección anterior.

- *Modelo del generador*

El modelo utilizado en esta tesis para representar el comportamiento del generador síncrono incluido en este tipo de turbinas eólicas de velocidad variable, corresponde al modelo en coordenadas de fase de la máquina síncrona presentado en la Sección 3.4.

- *Modelo del controlador del voltaje en terminales*

El controlador de voltaje que se utiliza en una turbina de velocidad variable con generador síncrono es diferente al utilizado en las turbinas que cuentan con un generador de inducción con doble excitación, debido a que en este caso el generador se encuentra totalmente desacoplado de la red. Por lo que el convertidor electrónico de potencia tiene una mayor influencia en el nivel del voltaje en terminales de la máquina, así como en la transferencia de potencia reactiva entre el generador y la red.

Las Ecuaciones (3.70) y (3.71) definen el comportamiento de la potencia que fluye a través del convertidor en el marco de referencia dq . En donde P_c es la potencia activa; Q_c es la potencia reactiva; y los subíndices d , q y c denotan cantidades en el eje directo, cantidades en el eje de cuadratura y cantidades en el convertidor, respectivamente.

$$P_c = v_{dc} i_{dc} + v_{qc} i_{qc} \quad (3.70)$$

$$Q_c = v_{qc} i_{dc} - v_{dc} i_{qc} \quad (3.71)$$

La Figura 3.15 ilustra el esquema propuesto para controlar el voltaje en terminales del generador; este control se encuentra basado en la Ecuación (3.66), considerando que el voltaje en terminales (v_t) es igual al voltaje en el convertidor en el eje de cuadratura (v_{qc}), entonces el voltaje en terminales del generador puede ser controlado por medio de la potencia reactiva (Q_c) que fluye a través del convertidor.

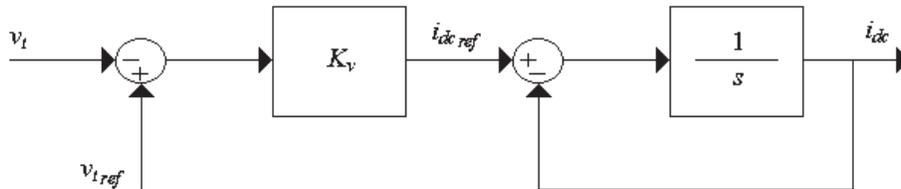


Figura 3.15. Esquema del control del voltaje en terminales del generador.

c) *Modelo del convertidor electrónico de potencia*

Considere el modelo del generador síncrono en el marco de referencia dq , las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de las corrientes que modelan al convertidor electrónico de potencia que se encuentra conectado a una turbina de velocidad variable con generador síncrono están definidas como [Wu *et al.* 2008]:

$$\frac{di_{qs}}{dt} = \frac{i_{qsref} - i_{qs}}{T_p} \quad (3.72)$$

$$\frac{di_{ds}}{dt} = \frac{i_{dsref} - i_{ds}}{T_q} \quad (3.73)$$

$$\frac{di_{dc}}{dt} = \frac{K_v (v_{ref} - v_t) - i_{dc}}{T_v} \quad (3.74)$$

en donde T_p es la constante de tiempo del control de la potencia activa; T_q es la constante de tiempo del control de la potencia reactiva; T_v es la constante de tiempo del control del voltaje; y K_v es la ganancia del control del voltaje en terminales de la máquina.

Las corrientes de referencia en el estator en los ejes directo y de cuadratura, pueden ser definidas en base a la curva característica de potencia-velocidad de giro ilustrada en la Figura 3.10. Es decir,

$$i_{qsref} = \frac{P_{wt}^* \omega_m}{\omega_m \psi_p - x_d i_{ds}} \quad (3.75)$$

$$i_{dsref} = \frac{\psi_p}{x_d} - \sqrt{\frac{\psi_p^2}{x_d^2} - \frac{Q_{ref}}{\omega_m x_d}} \quad (3.76)$$

en donde, x_d es la reactancia del generador síncrono en el eje directo y ψ_p es el flujo de campo.

3.7. Conclusiones

En el desarrollo del presente capítulo se presentaron los modelos matemáticos que describen el comportamiento de los principales componentes de sistemas de generación distribuida. Dichos modelos son la base para formular los diferentes casos de estudio que son presentados a lo largo de esta tesis doctoral.

Dentro de los modelos presentados y que posteriormente fueron implementados en el programa computacional DGIS desarrollado durante el transcurso de esta investigación doctoral, se encuentran los modelos del transformador de potencia incluyendo los efectos de saturación y pérdidas, de la máquina de inducción, de la máquina síncrona, del panel fotovoltaico y de los tres diferentes tipos de turbinas eólicas que actualmente son utilizados para la generación de energía eléctrica con sus controladores asociados.

Capítulo 4

Simulador interactivo para la solución de sistemas de generación distribuida

4.1. Introducción

El estudio y análisis de los sistemas eléctricos de potencia modernos es una tarea compleja y demandante debido al gran número de componentes que existen en estos sistemas y a que los componentes se encuentran interconectados en redes con configuraciones complejas. Esta situación es muy común en los sistemas de potencia con una alta penetración de fuentes renovables de energía.

Para facilitar esta tarea, se han desarrollado varios tipos de modelos que representan el comportamiento de los componentes de los sistemas eléctricos de potencia, como lo son: modelos equivalentes, modelos analógicos, modelos digitales y modelos híbridos, los cuales son adaptados a los requisitos específicos del estudio que se esté realizando [Grigsby 2007].

Las mejoras en la velocidad de proceso y el aumento en la capacidad de memoria de las nuevas computadoras han facilitado el desarrollo de herramientas computacionales eficientes, lo que ha llevado a que la simulación digital sea una de las alternativas más comúnmente utilizada en el estudio y análisis de los sistemas eléctricos de potencia modernos. Dentro de las ventajas que se tienen de la utilización de estas herramientas computacionales, se pueden mencionar [Barret *et al.* 1997]:

- a) Se han desarrollado métodos y algoritmos más eficientes con el objetivo de reducir los tiempos de cálculo asociados, y así poder estudiar sistemas de gran escala.
- b) Se tiene pleno control de los parámetros y disturbios externos que afectan al sistema bajo simulación.

- c) Los resultados obtenidos pueden ser reproducidos todas las veces que sea necesario, además de que pueden ser validados.
- d) El incremento en la velocidad de cálculo ha permitido que varios problemas se resuelvan simultáneamente o incluso en tiempo real.
- e) Se tiene un manejo más eficiente de los datos y resultados, permitiendo que su análisis sea hecho de una manera más fácil (por ejemplo a través de gráficas, tablas, algoritmos, etc.).
- f) Los programas computacionales de simulación modernos pueden ser ejecutados prácticamente en cualquier computadora personal.
- g) Es posible intercambiar datos en redes de computadoras interconectadas entre sí y generar redes de cómputo poderosas.

En este capítulo se presenta el programa computacional DGIS, que ha sido desarrollado para realizar los estudios pertinentes que fueron requeridos durante la investigación doctoral. Este simulador tiene como núcleo una metodología en el dominio del tiempo que permite encontrar la solución de un sistema de potencia de una manera ordenada y eficiente. En DGIS se encuentran programadas todas las funciones y clases necesarias para poder crear, simular y guardar los casos de estudio; los cuales son creados mediante la unión de bloques funcionales que representan a los componentes de generación distribuida presentados en el capítulo anterior.

4.2. Representación unificada en espacio de estado de un conjunto de ecuaciones diferenciales

En diversas contribuciones se ha reportado el desarrollo de varias técnicas para encontrar la solución de un conjunto de modelos matemáticos que representan la dinámica de un sistema eléctrico de potencia; básicamente estas técnicas pueden ser clasificadas en dos grupos principales [Martinez 2000]:

- a) Técnicas en el dominio del tiempo.
- b) Técnicas en el dominio de la frecuencia.

En el marco de referencia del dominio del tiempo los sistemas eléctricos pueden ser modelados por un conjunto de ecuaciones diferenciales ordinarias (EDOs), cuya solución es

obtenida por medio del uso de un método numérico de integración, y dicha solución representa el comportamiento dinámico del sistema eléctrico de potencia bajo estudio [Grigsby 2007].

Por otro lado, cuando se utilizan técnicas en el marco de referencia de la frecuencia, los elementos del sistema eléctrico bajo estudio son modelados por un conjunto de ecuaciones que incluyen la dinámica del sistema y la dependencia de la frecuencia de cada uno de sus parámetros es considerada [Sluis 2002], [Kumkratug y Laohachai 2007].

En este trabajo de investigación se utiliza una metodología en el marco de referencia del dominio del tiempo. El diagrama de flujo de la Figura 4.1 describe la estructura general de la metodología utilizada, la cual se basa en las siguientes etapas:

- El conjunto de ecuaciones diferenciales y algebraicas que representan a los componentes de un sistema eléctrico son tratadas como objetos mediante la utilización de la POO.
- Una vez creados los objetos de cada uno de los elementos del sistema bajo estudio, estos son clasificados y almacenados en listas ligadas [Parker 1993].
- Finalmente, desde un tiempo inicial de simulación ($t_{inicial}$), mediante un proceso iterativo y con la aplicación de un método numérico de integración, se resuelven las ecuaciones que se encuentran almacenadas en los objetos obteniéndose así el estado de operación del sistema en cada instante de tiempo.
- Este proceso iterativo es repetido hasta que se cumple la condición de salida, en este caso, que el tiempo de simulación actual (t) sea mayor al tiempo máximo permitido por la simulación (t_{final}). En donde Δt es el paso de integración del método utilizado.

En cada etapa del proceso de solución es posible aplicar una técnica computacional diferente (procesamiento en paralelo, programación orientada a objetos, acercamiento rápido al estado estacionario, etc.). De tal manera que es posible encontrar la solución del sistema de una manera ordenada, eficiente y de acuerdo a los requerimientos del estudio que se esté realizando. A continuación se describe de manera más detallada cada una de las etapas de las cuales se encuentra formada la metodología utilizada.

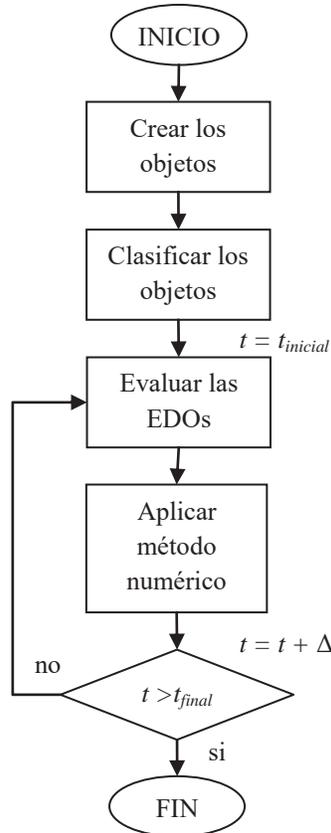


Figura 4.1. Estructura general de la metodología utilizada.

4.3. Programación orientada a objetos

En el programa computacional DGI se utilizó la POO debido a que permite que los elementos de un sistema eléctrico de potencia sean representados por medio de objetos; estos objetos contienen las ecuaciones y definiciones que modelan el estado y comportamiento del elemento representado (por ejemplo: máquinas eléctricas, líneas de transmisión, cargas, etc.). Para el caso de la metodología utilizada, los objetos deben de contener la siguiente información:

- El tipo de objeto representado, esto con el objetivo de definir qué conjunto de ecuaciones deben de ser utilizadas cada vez que un nuevo elemento de un sistema de potencia es utilizado, es decir si es una turbina eólica, un panel fotovoltaico, etc.
- El número de nodo (o nodos) al cual se encuentra conectado el elemento.

- El valor de los parámetros eléctricos o mecánicos del elemento representado y sus condiciones iniciales.
- Las entradas y salidas del objeto.

En la Figura 4.2 se ilustra la representación gráfica de los elementos de un sistema eléctrico de potencia utilizando la técnica POO.

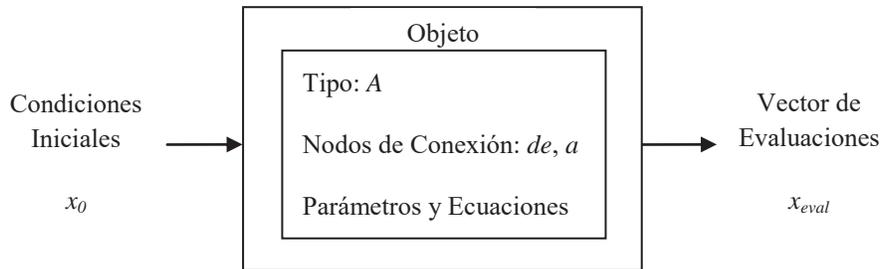


Figura 4.2. Representación gráfica de los objetos en la técnica POO.

4.4. Ordenamiento y almacenamiento de objetos

Cuando todos los elementos del sistema bajo estudio han sido creados y se encuentran representados por medio de objetos, estos son clasificados de acuerdo al tipo de elemento que representan y son almacenados en un conjunto de listas ligadas. Se utiliza una lista ligada por cada tipo diferente de objeto.

Una lista ligada es una estructura de datos conformada por un conjunto de datos en la cual cada elemento contiene la ubicación (dirección) del siguiente elemento; es decir, cada elemento que conforma la lista ligada contiene dos partes [Forouzan 2004]: datos y una liga al siguiente elemento. En este caso los datos almacenados en cada uno de los elementos de la lista ligada son los objetos que representan al sistema bajo estudio.

La Figura 4.3 ilustra la representación gráfica de dos objetos almacenados en una lista ligada. Los objetos contienen la información necesaria para modelar el comportamiento de un elemento de un sistema de potencia y se encuentran conectados de manera secuencial a través de una liga. Para el caso de la metodología utilizada se optó por la utilización de listas ligadas, ya que permiten cambiar el número de elementos contenidos en ellas de manera dinámica y además se

puede tener acceso a los datos contenidos dentro de los objetos de una manera secuencial, facilitando el proceso de solución del sistema bajo estudio.

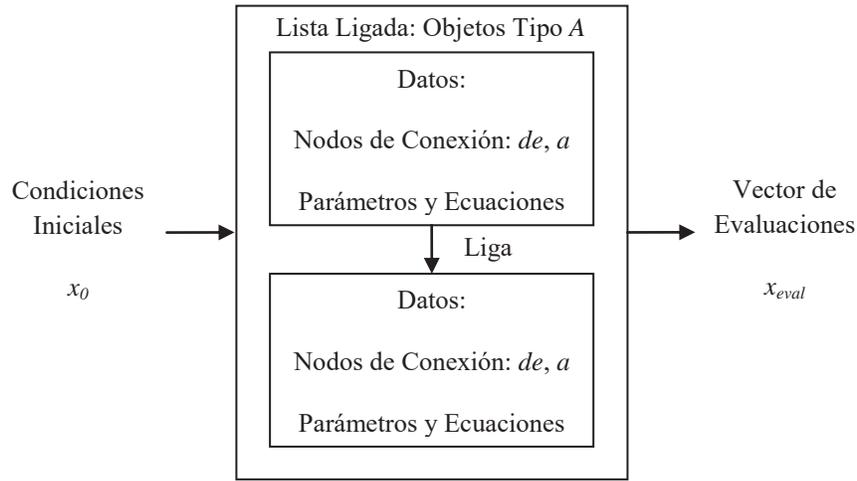


Figura 4.3. Almacenamiento de los objetos en listas ligadas.

4.5. Conexión entre componentes

Un aspecto importante dentro de la metodología presentada, es la conexión entre dos o más elementos del sistema de potencia. Esto es realizado por medio de la utilización de nodos de conexión, de tal manera que ahora los objetos que representan a estos elementos puedan ser tratados como bloques funcionales. Estos bloques funcionales pueden ser conectados entre sí a través de los nodos de conexión, con la ventaja de poder construir un sistema eléctrico de potencia complejo.

Para poder conectar dos bloques funcionales se requiere de agregar una nueva entrada y salida a los objetos. Esta nueva entrada y salida de los objetos debe permitir que se pueda intercambiar información acerca del estado actual del elemento representado, en este caso se utiliza a los voltajes y corrientes que inciden en cada nodo de conexión. Por lo tanto, es deseable que todos los modelos utilizados se encuentren formulados de manera consistente en función de los voltajes del sistema. Esto significa que la nueva entrada de cualquier bloque funcional es el voltaje del nodo al que se encuentre conectado y su salida es la corriente inyectada o consumida del nodo de conexión. Las corrientes de todos los objetos son entonces sumadas en los nodos de conexión. El voltaje de entrada que requieren los bloques funcionales para ser conectados es obtenido mediante

la aplicación de una técnica numérica, la cual se basa en la ecuación de voltaje de un pequeño capacitor ficticio colocado en cada uno de los nodos de conexión.

Considere la Figura 4.4, en la cual se ilustra la conexión de dos bloques funcionales a través de un capacitor. El voltaje (v) almacenado en terminales de este capacitor está definido como:

$$v = -\frac{1}{C} \int (i_1 + i_2) dt \quad (4.1)$$

Donde C es el valor de la capacitancia del capacitor; i_1 e i_2 son las corrientes que se encuentran fluyendo hacia el capacitor. Generalizando la Ecuación (4.1) para incluir el efecto de n bloques funcionales que se encuentran conectados a través de un capacitor ficticio (nodo de conexión) se tiene que:

$$v = -\frac{1}{C} \int (i_1 + i_2 + \dots + i_n) dt \quad (4.2)$$

La siguiente referencia es considerada: las corrientes fluyendo hacia el nodo de conexión se consideran positivas y las corrientes que se encuentran saliendo del nodo de conexión son consideradas negativas. Con esto se asegura que en estado estacionario el voltaje del nodo es constante y la suma de todas las corrientes que se encuentran fluyendo a través del nodo es igual a cero; por lo que la ley de corrientes de Kirchhoff es satisfecha en el nodo de conexión.

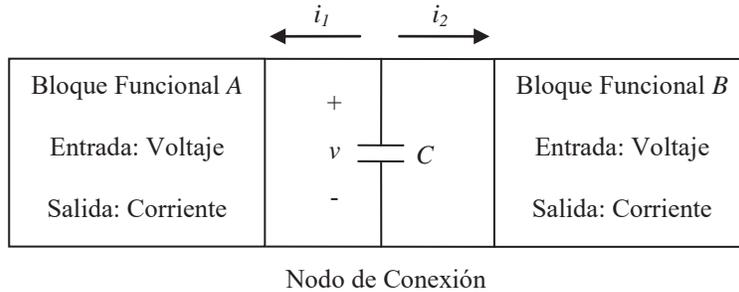


Figura 4.4. Estructura general de la conexión entre bloques funcionales.

Aplicando la Regla Trapezoidal de integración a la Ecuación (4.2), se obtiene una ecuación discreta que relaciona el voltaje con las corrientes que fluyen a través de un nodo de conexión, esto es,

$$v_t = \alpha \left(\sum_{j=1}^n i_{j,t} + \sum_{j=1}^n i_{j,t-\Delta t} \right) + v_{t-\Delta t} \quad (4.3)$$

donde, Δt es el paso de integración y α se encuentra definida como:

$$\alpha = -\left(\frac{\Delta t}{2C}\right) \quad (4.4)$$

El valor de Δt y C deben de ser elegidos lo más pequeños posibles. Por ejemplo, Δt debe ser seleccionado con un valor igual o menor a los 100 μseg , ya que si se elige un valor más grande puede introducir ruido numérico en la solución del sistema. En [Peña *et al.* 2009] se presenta un caso de estudio de la simulación de los sistemas de prueba del IEEE y se presenta una tabla comparativa con respecto al porcentaje de error inducido por medio de la aplicación de esta técnica numérica, considerando diferentes pasos de integración y de C .

4.6. Generación y solución del conjunto de ecuaciones almacenadas en los objetos

Un aspecto básico en el modelado de un sistema de potencia por medio de una computadora es la solución numérica de conjunto de EDOs que describen la dinámica del sistema mediante la utilización de un método numérico de integración. Considere la siguiente ecuación

$$\dot{x} = f(t, x) \quad (4.5)$$

En un intervalo $[t_0, b]$ es una función diferenciable $x = x(t)$, tal que $x(t_0) = x_0$ y por lo tanto:

$$\dot{x}(t) = f(t, x(t)) \quad (4.6)$$

para todo $t \in [t_0, b]$. Esto quiere decir que el proceso de integración numérica está basado en evaluaciones del conjunto de EDOs. Para realizar este proceso, se requiere de un vector de condiciones iniciales x_0 , cuyo tamaño sea igual al número de variables de estado que describen la dinámica del sistema de potencia bajo análisis.

Los métodos numéricos de integración utilizados en esta investigación toman x_n y t_n y calculan una aproximación para x_{n+1} en un tiempo posterior t_{n+h} , donde h es el paso de integración utilizado. Dentro del software especializado desarrollado para la solución de sistemas de generación distribuida (DGIS) y que será descrito a continuación, se implementaron los siguientes métodos numéricos de integración:

- *Métodos de paso fijo de integración:* Euler Modificado (Regla Trapezoidal) y Runge-Kutta de Cuarto orden.

- *Métodos de paso variable de integración:* Runge-Kutta-Fehlberg [Mathews y Fink 2004], Runge-Kutta-Cash-Karp [Cash y Karp 1990] y Runge-Kutta-Verner [Verner 1996].

En la metodología utilizada, el proceso iterativo de generación y solución de las ecuaciones contenidas dentro de los objetos es realizado de la siguiente manera:

a) Construcción del sistema.

El sistema de potencia que se desee simular se construye utilizando la interfaz gráfica del programa DGIS. En esta etapa, el usuario también puede definir el valor de los parámetros de cada uno de los elementos del sistema de potencia y el valor de las condiciones iniciales del sistema.

Los pasos básicos utilizados para crear un sistema son los siguientes:

- Utilizando el ratón de la computadora, se selecciona de la biblioteca de componentes al elemento deseado y arrastrándolo se coloca en el área de trabajo. Cada elemento tiene asociado un icono característico que lo distingue de otros componentes, como se ilustra en la Figura 4.7.
- Ya que se ha colocado el elemento en el área de trabajo, haciendo doble clic sobre él, aparecerá una ventana de configuración, por medio de la cual se pueden acceder a los parámetros internos del componente.
- Se selecciona el elemento "nodo de conexión" ya sea de la biblioteca de componentes o de la paleta de componentes y se coloca en el área de trabajo.
- Se procede a conectar gráficamente el icono del elemento con el nodo de conexión dibujando una línea entre ellos; esto se hace activando la herramienta "lápiz" que se encuentra en la barra de herramientas.
- Se repite este proceso hasta que todos los componentes deseados han sido colocados en el área de trabajo y se encuentran unidos por medio de nodos de conexión. Visualmente el sistema debe de representar al sistema a ser simulado.

b) Creación de objetos.

Internamente DGIS transforma cada uno de los elementos que han sido colocados en el área gráfica en objetos. En este proceso también se realizan las siguientes tareas:

- Se asigna a cada uno de los objetos el conjunto de ecuaciones a ser utilizado de acuerdo al tipo de objeto representado.
- Se actualiza el valor de los parámetros de las ecuaciones del elemento.
- Se define a que nodos de conexión se encuentra conectado el objeto, esto es realizado de acuerdo a la representación gráfica del sistema
- Se almacenan los objetos en listas ligadas.

c) *Simulación.*

Cuando ya se han formado todos los objetos que representan a un sistema eléctrico de potencia y se han especificado los parámetros de la simulación por medio de la ventana de configuración correspondiente, se procede a resolver el sistema de ecuaciones que representan al sistema. En la Figura 4.5 se ilustra la ventana de configuración de los parámetros de la simulación, en esta ventana se encuentran opciones como lo son: tiempo de simulación, tamaño del paso de integración, método numérico a ser utilizado, utilización de procesamiento en paralelo y acercamiento rápido al ciclo límite, valor de la capacitancia del nodo de conexión y guardar los resultados de la simulación a un archivo de texto.

La simulación del sistema es realizada por medio de los siguientes pasos:

- Se forma un vector de condiciones iniciales.
- Se calculan las constantes y algoritmos que solo requieren ser ejecutados una vez. Esto con el objetivo de acelerar la simulación.
- Se itera de manera secuencial a través de cada uno de los objetos contenidos en las listas ligadas. En este proceso, primero se resuelven las ecuaciones algebraicas que existan en el objeto y después se procede a obtener las evaluaciones del conjunto de EDOs. Estas evaluaciones son almacenadas en un vector x_{eval} .
- Se actualiza el valor de las corrientes que inciden en cada nodo de conexión.
- Por medio de un método numérico de integración y con ayuda del vector x_{eval} , se procede a calcular el nuevo valor de las variables de estado en un tiempo futuro (t_{t+h}). En este paso puede ser aplicada una técnica de aceleración al estado estacionario del sistema en lugar del método numérico de integración.
- Se procede a calcular y actualizar el valor de los voltajes en los nodos de conexión.

- El valor actual de las variables de estado es convertido en un nuevo vector de condiciones iniciales.
- Este proceso es repetido hasta que la condición de salida se cumpla, en este caso, que el tiempo de simulación actual (t) sea mayor o igual que el tiempo máximo (t_{final}) especificado para concluir con la simulación.

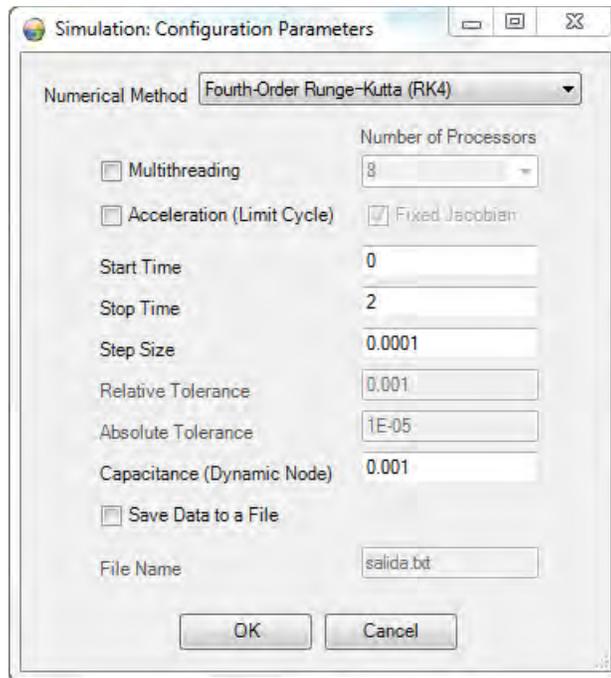


Figura 4.5. Ventana de configuración de los parámetros de la simulación.

d) *Presentación de Resultados.*

Existen diversas formas de presentar los resultados de una simulación. Por ejemplo, se puede especificar en la ventana de configuración de los parámetros de simulación (Figura 4.5), que las ecuaciones que describen el sistema bajo estudio sean almacenadas en un archivo de texto.

Por otro lado, se han implementado las bibliotecas y clases necesarias para que los resultados de una simulación puedan ser desplegados en gráficas. El usuario puede seleccionar las variables que quiere graficar y estas serán desplegadas al finalizar la simulación en ventanas separadas de graficación.

La Figura 4.6 ilustra una ventana de graficación típica comúnmente utilizada en el programa DGIS para mostrar el comportamiento de alguna variable de interés. En esta Figura se puede observar que existen opciones adicionales útiles como lo son: guardar gráfica, acercamiento en un punto en específico de la gráfica, auto-escalar datos, mostrar el valor del dato que se encuentra debajo del cursor y desplegar datos de la gráfica en una tabla. Los datos contenidos en estas tablas, a su vez pueden ser exportados en archivos de texto o en archivos de Excel®.

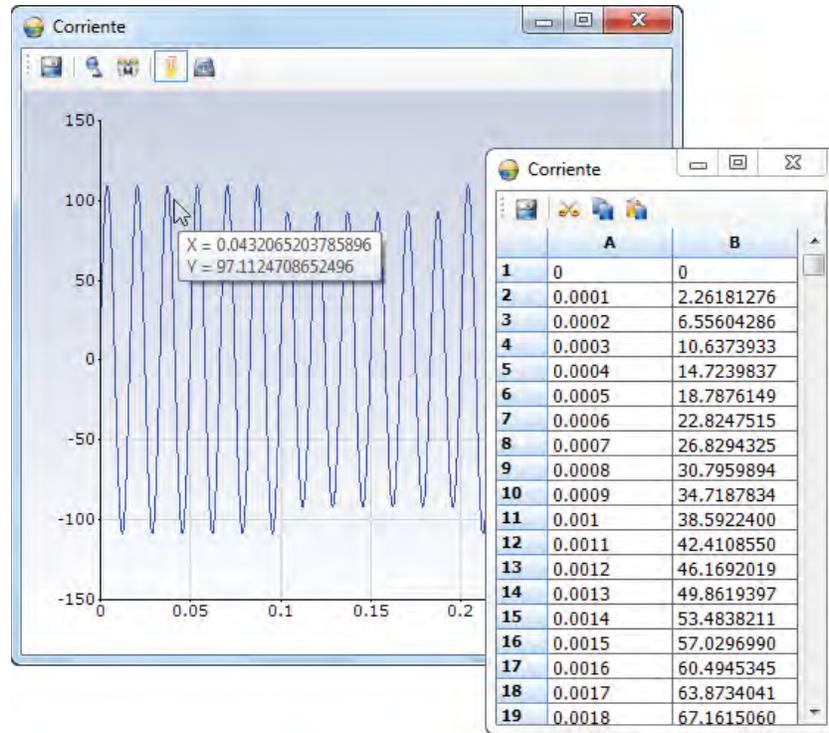


Figura 4.6. Ventanas de presentación de resultados.

Es importante mencionar que debido a que la evaluación de las EDOs es realizada de una manera separada, se tiene la ventaja de poder implementar cualquier método numérico de integración sin necesidad de re-escribir todas las funciones necesarias para el proceso de evaluación, y la elección del algoritmo numérico principal a ser utilizado para resolver el conjunto de EDOs puede ser cambiada de una manera fácil y rápida.

4.7. Descripción del programa computacional DGIS

DGIS es una herramienta interactiva y fácil de usar, desarrollada con el propósito de estudiar y analizar de una manera eficiente el comportamiento dinámico de los sistemas de generación

distribuida. DGIS se puede obtener en [DGIS 2010].

DGIS fue desarrollado en el lenguaje de programación Visual C# ("C Sharp"). Este lenguaje de programación fue elegido debido a las siguientes consideraciones:

- Es un lenguaje de programación de propósito general y orientado a objetos; por lo que se puede generar un objeto para cada componente diferente de un sistema de generación distribuida.
- Cuenta con bibliotecas que permiten crear de una manera relativamente simple una interfaz gráfica de usuario amigable.
- Se pueden generar bibliotecas, que pueden ser utilizadas dentro de otros programas de simulación comerciales o lenguajes de programación.
- Cuenta con todas las características de los lenguajes de programación del tipo "C"; incluyendo la sintaxis que es muy similar.
- Se encuentra integrado con la plataforma .NET Framework[®] del Sistema Operativo Windows. Esta integración le permite acceder a todas las rutinas utilizadas en este sistema operativo, incluyendo elementos gráficos, compatibilidad con otros programas de esta plataforma, uso de hilos mediante programación en paralelo, etc.

La idea detrás del uso de este lenguaje de programación era crear un ambiente gráfico interactivo, mediante el cual y de una manera intuitiva se puedan ensamblar y manejar bloques funcionales, con una variedad de modelos y herramientas que permitan al usuario diseñar, simular e incluso implementar sus propios modelos de componentes de sistemas de generación distribuida.

4.7.1. Características generales

Debido a que el programa computacional está desarrollado en un ambiente Windows, cuenta con las mismas características que son ofrecidas en paquetes de simulación similares para esta plataforma. Por ejemplo, cuenta con una interfaz gráfica y las opciones del programa son accedidas mediante el uso de ventanas, menús, botones y barras de acceso rápido. Adicionalmente, se incluyen opciones comunes en este tipo de programas, como son: creación, guardado y apertura de proyectos existentes, impresión y funciones de edición (rehacer, deshacer, eliminar, copiar, pegar y cortar).

DGIS incluye los modelos matemáticos de los principales componentes de generación distribuida que fueron presentados en el Capítulo 3 de esta tesis. Los iconos de estos componentes son mostrados en la Figura 4.7. Con estos iconos se puede crear (dibujar) un sistema de generación distribuida y entonces puede aplicarse una técnica computacional para analizar y estudiar el comportamiento del sistema. Existen cuatro herramientas de análisis que el usuario puede utilizar:

- Mostrar el sistema de ecuaciones algebraicas y diferenciales que automáticamente se generaron para modelar el sistema bajo estudio.
- Resolver el sistema mediante la aplicación de un método numérico de integración.
- Utilizar una técnica de acercamiento rápido al estado estacionario del sistema.
- Utilizar procesamiento en paralelo, para tomar ventaja de las capacidades de los nuevos micro-procesadores de ejecutar más de una tarea a la vez y reducir el tiempo de simulación, especialmente en sistemas con un gran número de elementos.

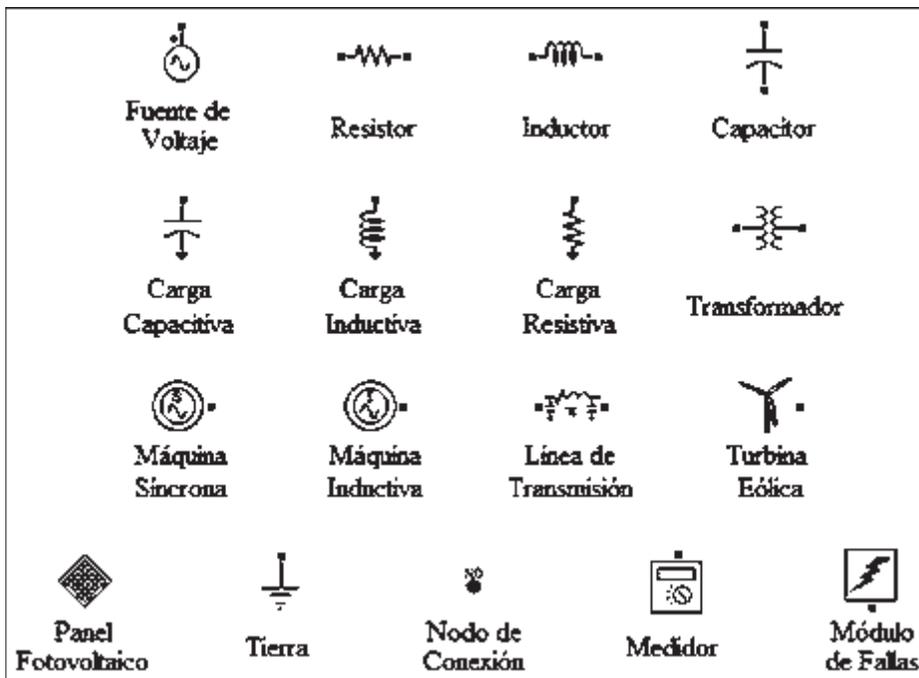


Figura 4.7. Iconos de los componentes disponibles en el programa DGIS.

La Figura 4.8 ilustra la pantalla principal del programa DGIS; en esta fotografía se ilustran las características principales del programa, como lo son:

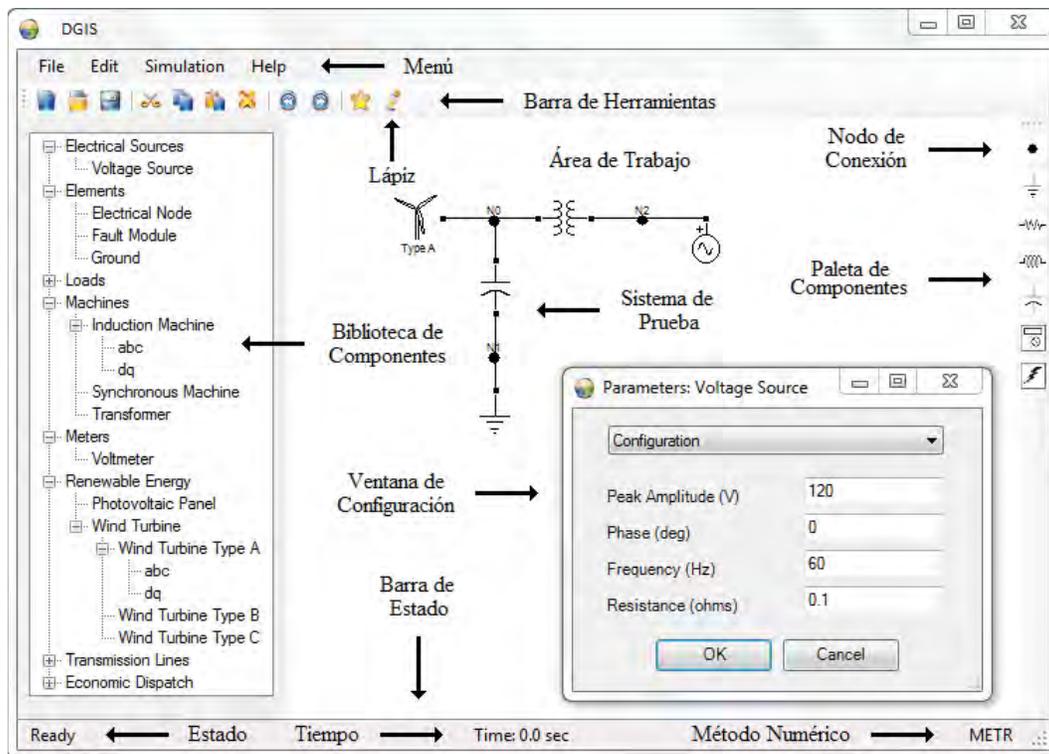


Figura 4.8. Pantalla principal del programa computacional DGIS.

- *Menú*: por medio de este menú se puede acceder a todas las opciones y características del programa; estas a su vez están ordenadas en los submenús: archivo, edición, simulación y ayuda.
- *Barra de herramientas*: esta barra se encuentra en la parte superior del ambiente gráfico del programa. Contiene principalmente botones de opciones útiles como son: nuevo proyecto, abrir proyecto existente, guardar proyecto actual, cortar, copiar, pegar, eliminar, rehacer, deshacer, correr simulación y la herramienta lápiz, útil para conectar gráficamente dos elementos.
- *Biblioteca de componentes*: contiene la lista de componentes que están incluidos en DGIS y que pueden ser seleccionados para construir un sistema de potencia.
- *Barra de estado*: localizada en la parte inferior del ambiente gráfico de DGIS, es utilizada para mostrar información acerca del programa y de la simulación en curso. Por ejemplo, muestra el tiempo de simulación, el método numérico que se esté utilizando y si la simulación se encuentra ejecutando de una manera adecuada.

- *Paleta de componentes:* en esta barra de herramientas se encuentran los componentes más comúnmente utilizados para construir un sistema eléctrico. En esta barra de herramientas se puede encontrar componentes como nodo de conexión, tierra, resistor, inductor, capacitor, medidor y módulo de fallas.
- *Área de trabajo:* Es el espacio en blanco destinado para colocar y construir los sistemas que se deseen simular.
- *Ventanas de configuración:* sirven para tener acceso y modificar los parámetros internos de los modelos.

4.7.2. Componentes adicionales

Adicionalmente, DGIS cuenta con dos componentes extras que son útiles en una simulación,

a) Módulo de fallas

El módulo de fallas sirve para simular las diferentes fallas eléctricas que pueden ocurrir en un nodo determinado del sistema bajo estudio. Este módulo se conecta a un nodo de conexión, y configurando sus parámetros internos se puede simular una serie de fallas eléctricas, es decir, de una fase a tierra, dos fases a tierra, fallas solidas entre fases, etc.

Este elemento se encuentra modelado por la conexión de una resistencia en serie a tierra por fase; cuando la falla no se encuentra presente ésta resistencia toma un valor muy grande, para el caso contrario cuando la falla es aplicada ésta resistencia toma un valor muy pequeño. En su ventana de configuración se puede especificar el tiempo de inicio de la falla, la duración de la misma, el tipo de falla a ser aplicada y los valores de las resistencias de falla.

b) Multímetro

Aunque internamente todos los componentes tienen la opción de seleccionar que variables se van a graficar, puede ser deseable conocer el valor de los voltajes y corrientes en determinados nodos del sistema. Es por eso que se implementó el elemento multímetro, el cual puede ser

conectado en cualquier nodo de conexión del sistema y mediante su ventana de parámetros se puede seleccionar si se quiere graficar el voltaje o la corriente de alguna fase en específico.

4.7.3. Agregar nuevos modelos a DGIS

Una de las características de mayor interés para futuras aplicaciones del programa es la opción de agregar nuevos modelos a DGIS. Debido a que el programa se encuentra estructurado de una manera ordenada, se cuenta con plantillas que fácilmente pueden ser adaptadas y llenadas con los modelos matemáticos de nuevos componentes de un sistema eléctrico de potencia.

La Figura 4.9 ilustra una de las plantillas utilizadas para agregar nuevos modelos al programa. En esta figura se puede observar la implementación del modelo de la inductancia trifásica. Básicamente la plantilla se encuentra dividida en cuatro secciones principales; en la primera sección se definen las variables útiles para modelar el comportamiento del componente a ser agregado; la segunda sección representa el constructor de la clase, el cual sirve para definir al objeto e inicializar las variables de la clase; la tercera sección es un método útil para definir el cálculo de constantes y algoritmos que requieren ser ejecutados solo una vez en la simulación. Esta última sección es muy importante desde el punto de vista de velocidad de cómputo, ya que si no existiera, todas estas constantes y algoritmos serían definidos en el método principal de la clase y cada vez que se iterara a través de los objetos para obtener el vector de evaluaciones, se calcularían una y otra vez consumiendo recursos. Al utilizar este método, en todos los objetos se obtiene una reducción en el tiempo de simulación de al menos 30%. Finalmente, en la cuarta sección se define el método principal del objeto, en el cual se incluyen las ecuaciones algebraicas y diferenciales que modelan el comportamiento del componente.

4.7.4. Ventajas sobre otros programas computacionales similares

Aunque la mayoría de las características ofrecidas en DGIS se pueden encontrar en programas comerciales de simulación, éste cuenta con las siguientes ventajas importantes sobre estos programas:

- El costo de una licencia para la utilización de un programa comercial especializado en la simulación de sistemas de potencia es muy elevado.
- Típicamente es muy difícil (o no permitido) tener acceso a los modelos y algoritmos contenidos dentro del programa, por lo que no pueden ser modificados para ser adecuados a las necesidades del usuario.
- Programas basados en el método de ecuaciones de diferencias como lo son EMTP [ATP/EMTP 2001], ATP [Hoidalén 2002] y EMTDC/PSCAD [EMTDC 2005] están basados en el concepto de linearización discreta, en la utilización de equivalentes Norton y la formulación de la solución del sistema se encuentra atada a la regla trapezoidal implícita de integración. Por lo que los modelos deben de ser reformulados y adecuados basándose en las consideraciones anteriores.
- En el conocimiento del autor hasta la fecha de la realización de esta tesis, no se cuenta con programas comerciales que utilicen procesamiento en paralelo o técnicas de acercamiento rápido al estado estacionario.

Debido a lo anteriormente mencionado es que DGIS representa una alternativa para su utilización en centros de investigación o educación, ya que no requiere de una licencia y se cuenta con pleno acceso al código fuente del programa, además de que el usuario tiene la posibilidad de implementar sus propios modelos y algoritmos enriqueciendo de esta manera las características ofrecidas por el programa.

Por otro lado, la solución del sistema es realizada basándose en el conjunto de EDOs que automáticamente se generan para modelar el sistema, todo esto en el marco de referencia del dominio del tiempo en una representación unificada en espacio de estado.

4.8. Conclusiones

En el presente capítulo se ha presentado e implementado una metodología que permite el análisis y estudio en el dominio del tiempo de sistemas de generación distribuida. Con el objeto de hacer más eficiente y ordenada esta metodología, se utilizó la técnica de programación orientada a objetos.

```

namespace DGIS
{
    // Clase que define el comportamiento de un componente
    public class Inductancia
    {
        // Variables asignadas automáticamente por el programa
        public int Numero;           // Número de componente en el sistema
        public int fromNodo, toNodo; // Nodos de conexión: de y a
        public int PosicionEstados;  // Posición de las condiciones iniciales del elemento en el vector

        // Define el número de entradas y salidas del componente
        public int inputs = 3;       // Una entrada por cada ecuación diferencial que modela la inductancia
        public int outputs = 0;      // No hay variables a ser graficadas

        // Definir aquí las variables y parámetros del modelo
        public double inductancia = 0.1; // Valor de la inductancia
        public double inversaInduc;      // Valor inverso de la inductancia

        // Constructor de la clase
        public Inductancia(int _Numero)
        {
            // Inicia las variables aquí
            Numero = _Numero;
        }

        // Método útil para definir variables estáticas y ejecutar algoritmos que solo se necesitan calcular una vez
        public void FastStartInductancia()
        {
            // Definir variables estáticas y algoritmos aquí
            inversaInduc = 1.0 / inductancia;
        }

        // Método que evalúa y actualiza los valores de las variables del componente. Este método tiene de argumentos:
        // t: tiempo de simulación; y: valor de las variables de estado; yNodo: valor de los voltajes y corrientes en los
        // nodos de conexión; yeval: almacena las evaluaciones de las EDOs; yGraphSalida: variables a ser graficadas
        public void EvaluaInductancia(double t, double[] y, double[] yNodo, double[] yeval, double[] yGraphSalida)
        {
            // Definir aquí las ecuaciones algebraicas del modelo
            //No existen

            // Definir las ecuaciones diferenciales del modelo aquí y almacenar el resultado en yeval
            // La ecuación de la inductancia en cada fase es  $V = L \cdot di / dt$ , despejando  $di / dt = V / L$ 
            yeval[PosicionEstados] = inversaInduc * (yNodo[fromNodo * 6 + 0] - yNodo[toNodo * 6 + 0]);
            yeval[PosicionEstados + 1] = inversaInduc * (yNodo[fromNodo * 6 + 1] - yNodo[toNodo * 6 + 1]);
            yeval[PosicionEstados + 2] = inversaInduc * (yNodo[fromNodo * 6 + 2] - yNodo[toNodo * 6 + 2]);

            // Definir el valor de las corrientes que se inyectan/absorben de los nodos de conexión (yNodo)
            // Los primeros tres valores en yNodo corresponden a los voltajes y los últimos tres a las corrientes
            yNodo[fromNodo * 6 + 3] -= y[PosicionEstados];
            yNodo[fromNodo * 6 + 4] -= y[PosicionEstados + 1];
            yNodo[fromNodo * 6 + 5] -= y[PosicionEstados + 2];
            yNodo[toNodo * 6 + 3] += y[PosicionEstados];
            yNodo[toNodo * 6 + 4] += y[PosicionEstados + 1];
            yNodo[toNodo * 6 + 5] += y[PosicionEstados + 2];

            // Definir las variables a ser graficadas (yGraphSalida)
            //No existen
        }
    }
}

```

Figura 4.9. Plantilla utilizada para agregar nuevos modelos al programa DGIS.

El uso de la POO permite que los componentes de los cuales se encuentra constituido un sistema sean representados por medio de objetos. Dichos objetos son luego tratados como bloques funcionales, facilitando la construcción de un sistema. Se presentó una técnica numérica que permite la conexión de dos o más bloques funcionales, tomando como base los voltajes y corrientes que circulan a través de los nodos de conexión.

Adicionalmente, se describieron las principales características del simulador interactivo DGIS, el cual fue desarrollado en el transcurso de la investigación doctoral. Este simulador contiene como núcleo la metodología descrita y en él se encuentran programadas todas las funciones y clases necesarias para poder crear, simular y guardar los casos de estudio, todo en un ambiente gráfico interactivo de uso amigable.

En el capítulo siguiente se mostrarán casos de estudio que demuestren la importancia de la aplicación de técnicas de procesamiento en paralelo y de acercamiento rápido al estado estacionario en los sistemas de generación distribuida. Técnicas que ya se encuentran implementadas en DGIS.

Capítulo 5

Aplicación de técnicas eficientes de cómputo

5.1. Introducción

En este capítulo se presentan dos técnicas de cómputo de alto impacto aplicadas a encontrar la solución de los sistemas de generación distribuida de una manera más eficiente. Ambas técnicas han sido implementadas en el programa computacional DGIS; complementando y enriqueciendo la metodología utilizada en el capítulo anterior para la representación unificada en espacio de estado de un conjunto de EDOs que modelan a un sistema de potencia.

La primera técnica de cómputo abordada en este capítulo es la programación en paralelo, cuyo objetivo principal es que un problema complejo de gran escala sea dividido en pequeños problemas que pueden ser resueltos de manera simultánea. Para el caso de la metodología utilizada, el procesamiento en paralelo es aplicado con el objeto de reducir el tiempo de cómputo asociado a la simulación de sistemas de potencia que contienen un gran número de componentes. Las simulaciones llevadas a cabo para probar la eficiencia de la implementación en paralelo fueron realizadas en una computadora que contiene dos procesadores Intel[®] Xeon 5405, con cuatro núcleos de 2.00 GHz (8 núcleos en total) y 3.0 GB de memoria RAM.

Adicionalmente, se aborda la aplicación de una técnica de acercamiento rápido al estado estacionario de un sistema, la cual se encuentra basada en un proceso de diferenciación numérica del conjunto de EDOs que describen la dinámica del sistema. El objetivo fundamental de esta técnica es obtener la solución en el dominio del tiempo del sistema bajo estudio en un número mínimo de periodos de tiempo.

5.2. Concurrencia y paralelismo

Tradicionalmente, los programas computacionales han sido desarrollados para ser ejecutados en serie. Es decir, están escritos de tal manera que pueden ser ejecutados en una computadora que contiene una sola unidad central de procesamiento (CPU); y por lo tanto el programa es dividido en una serie de instrucciones discretas que son ejecutadas de una manera secuencial y se tiene la restricción de que sólo se puede ejecutar una instrucción en cada instante de tiempo, como es ilustrado en la Figura 5.1.

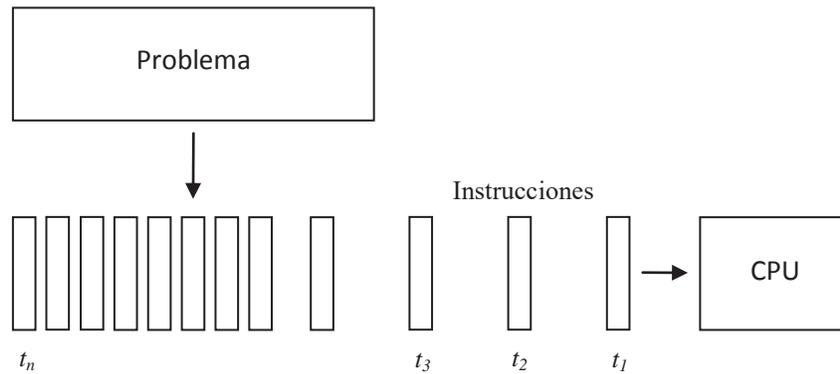


Figura 5.1. Solución de un problema por medio de procesamiento secuencial.

Por otro lado, por medio de la utilización de la programación en paralelo, un programa computacional puede ser desarrollado para ser ejecutado en múltiples CPUs, en este caso el programa está dividido en un conjunto de instrucciones que pueden ser ejecutadas de manera simultánea en diferentes CPUs. Es importante mencionar que el término "concurrencia", se refiere a la capacidad de un sistema de que existan dos o más procesos. Mientras que el término "paralelismo", se refiere a la capacidad de un sistema de ejecutar dos o más procesos de manera simultánea [Bischof *et al.* 2008]. En la Figura 5.2 se puede observar el ejemplo de la solución de un problema utilizando procesamiento en paralelo.

Las principales razones para utilizar el procesamiento en paralelo son reducir el tiempo de cómputo asociado a la solución del problema, poder resolver problemas de mayor tamaño y complejidad, realizar varias tareas diferentes a la vez, ahorrar costos aprovechando equipo de un menor costo y capacidades conectados en red en lugar de la adquisición de supercomputadoras de alto costo y vencer los límites en procesamiento y transmisión de datos que se tienen con la

utilización de computadoras de un solo procesador. Adicionalmente, la aplicación de procesamiento en paralelo a sistemas de potencia permite el llevar a cabo simulaciones en tiempo real.

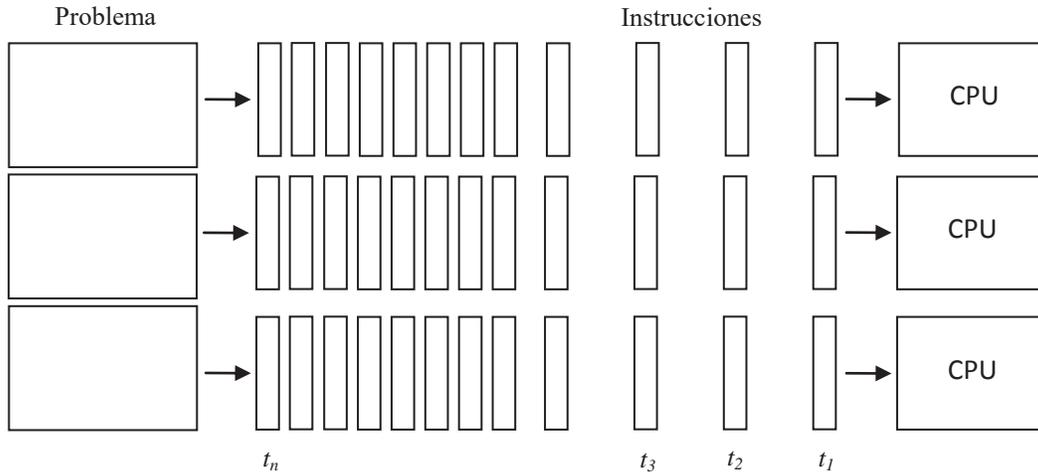


Figura 5.2. Solución de un problema por medio de procesamiento en paralelo.

5.3. Utilización de hilos

La mayoría de los lenguajes modernos de programación y sistemas operativos proporcionan soporte para programación concurrente, la cual es la base para poder ejecutar procesos en paralelo, ya sea en uno o múltiples procesadores. El mecanismo más popular para realizar este tipo de tareas es mediante la provisión de métodos, clases y librerías que permitan la creación y manejo de “hilos”, los cuales pueden ser usados para ejecutar procesos individuales en un programa computacional.

Un proceso es un programa ejecutándose de manera independiente y con un espacio propio de memoria. Un sistema operativo multitarea es capaz de ejecutar varios procesos de forma simultánea. Los recursos que asigna el sistema operativo a un proceso son independientes de los recursos que utilice cualquier otro proceso.

Un hilo es un flujo secuencial de control dentro de un proceso. Un proceso puede tener varios hilos ejecutándose simultáneamente. Esos hilos comparten los recursos que proporcionó el sistema operativo al proceso que los ha creado. Así, mientras los procesos son independientes unos de otros, los hilos sí pueden interactuar entre ellos [Grama *et al.* 2003].

Los hilos también son vistos como procesos "ligeros", esto es debido a que los hilos comparten los recursos asignados por el sistema operativo. Por lo tanto operaciones como la creación, existencia, destrucción y sincronización de hilos es mucho menos costosa comparada con las operaciones de los procesos. Esto lleva a que el manejo de los hilos sea hecho en un tiempo mucho menor, además se tiene la ventaja de que los datos producidos por un hilo están disponibles inmediatamente para todos los otros hilos.

Las operaciones entre hilos se encuentran perfectamente definidas y manejadas por las librerías y clases provistas en los lenguajes de programación modernos, por lo que el programador puede adaptarlas a todas las necesidades de concurrencia que se ocupen para resolver un problema de una manera más eficiente.

5.4. Implementación de procesamiento en paralelo

La aplicación de procesamiento en paralelo para resolver un conjunto de EDOs mediante la utilización de un método numérico de integración no es una tarea fácil. Esto debido a que los métodos numéricos de integración presentados en la Sección 4.6, son por naturaleza, ideales para ser implementados de una manera secuencial. Esto quiere decir que una parte del método numérico se encuentra fuertemente conectado a otra parte del mismo y en consecuencia, es muy difícil separarlo en múltiples fragmentos de ejecución que puedan ser procesados en paralelo [Korch y Rauber 2004].

Sin embargo, se ha observado que el proceso de evaluación del conjunto de EDOs es un aspecto costoso en términos de esfuerzo computacional, y en la metodología utilizada este proceso se encuentra separado del método numérico de integración principal; por lo que es posible ejecutar este proceso de evaluación en múltiples hilos.

La Figura 5.3 ilustra la aplicación de técnicas de procesamiento en paralelo en la metodología mediante la utilización de hilos, con el objetivo de reducir el tiempo computacional requerido en la solución del conjunto de EDOs que modelan a un sistema de potencia. Este procedimiento es realizado de la siguiente manera: los objetos contenidos en las diferentes listas ligadas son transferidos a un nuevo conjunto de listas ligadas, las cuales son evaluadas de manera

simultánea en diferentes hilos. Es decir, se forma una nueva lista ligada por cada procesador disponible.

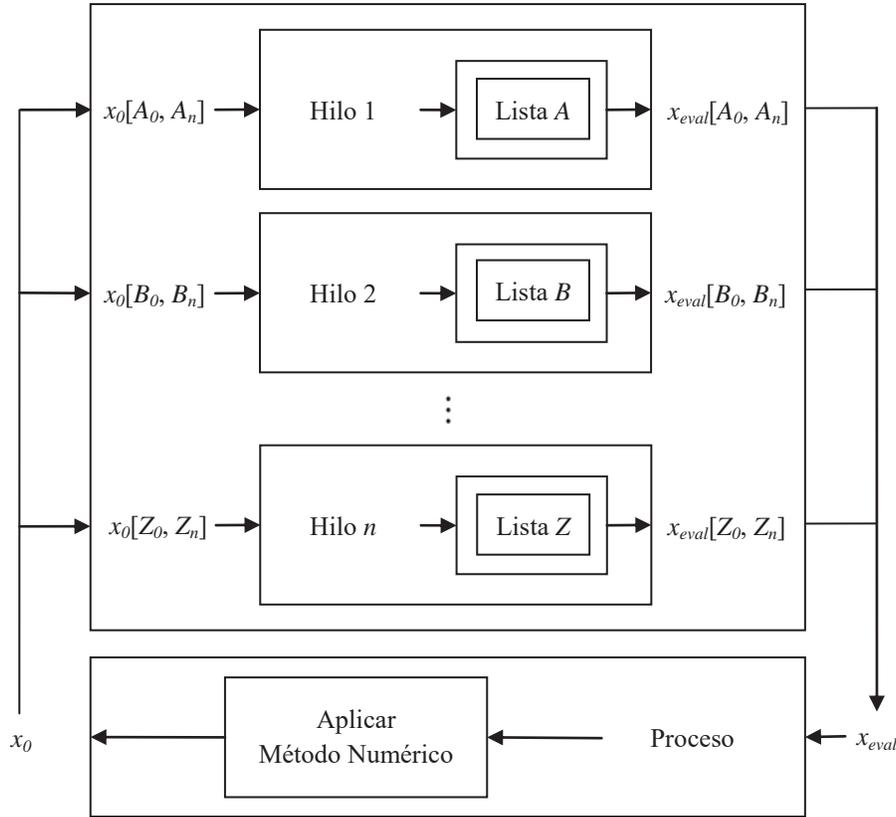


Figura 5.3. Aplicación de procesamiento en paralelo en la metodología utilizada.

Este proceso de creación de las nuevas listas ligadas para cada procesador disponible, es explicado más a detalle en la siguiente sección, ya que para obtener el máximo beneficio de la programación en paralelo se debe garantizar que todos los procesadores se encuentren trabajando la mayor parte de tiempo, por lo que se requiere que la carga computacional que reciban sea similar.

Cuando todas las nuevas listas ligadas se han formado y son asignadas a los hilos, entonces el proceso de evaluación de las ecuaciones diferenciales que se encuentran dentro de los objetos contenidos en las listas ligadas es realizado de manera paralela. Para esto se requiere del vector de condiciones iniciales x_0 , el cual también es reorganizado y sus elementos son asignados dependiendo de la posición en la que quedó cada componente dentro de las nuevas listas ligadas; iterando a través de las listas se recolectan las evaluaciones de las ecuaciones diferenciales dentro de los objetos y estas evaluaciones son almacenadas en el vector x_{eval} . Este vector es transmitido al

método numérico de integración utilizado para calcular el nuevo estado de las variables del sistema, de esta manera se tendrá el nuevo vector de condiciones iniciales para el siguiente paso de integración. Este proceso iterativo de evaluación es efectuado hasta que la condición de salida es satisfecha.

Nótese que el método numérico es aplicado de manera secuencial en un solo procesador, con lo cual se tiene la ventaja adicional de poder implementar o cambiar de método numérico de solución que esté basado en un proceso de evaluación de las ecuaciones diferenciales sin la necesidad de reescribir la implementación en paralelo.

5.5. Balance de la carga computacional

En programación en paralelo, el balance de la carga computacional se refiere a la tarea de distribuir el trabajo computacional entre todos los hilos, de tal manera que sean mantenidos ocupados la mayor parte del tiempo. También puede ser considerado como el proceso de minimización del tiempo en que los hilos permanecen inactivos [Bischof *et al.* 2008].

El balance de la carga computacional es muy importante en la implementación en paralelo de un programa computacional por razones de eficiencia y desempeño. Esto es debido a que en algún punto del problema que se esté resolviendo se requerirá de sincronizar a los hilos que se estén ejecutando, entonces el hilo con mayor carga computacional tardará más tiempo en terminar de procesar sus tareas asignadas y por lo tanto este hilo determinará la eficiencia total de la implementación en paralelo del problema. Lo anteriormente mencionado es ilustrado en la Figura 5.4.

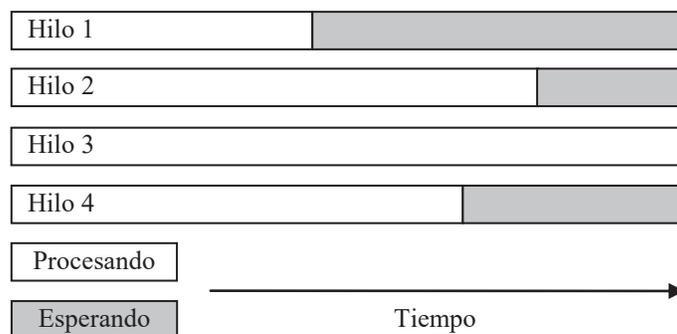


Figura 5.4. Representación del balance de la carga computacional.

Debido a que los principales componentes de generación distribuida implementados en el programa computacional DGIS representan diferentes niveles de carga computacional cuando son resueltos; en la implementación en paralelo se utilizó la siguiente estrategia con excelentes resultados:

- Se agrega un parámetro adicional a los objetos que representan a cada uno de los componentes de un sistema de potencia. Este parámetro contiene el peso de la carga computacional que representa el componente en el sistema.
- El peso para cada tipo de diferente elemento es definido de manera estática al momento de implementar el modelo del componente dentro del programa DGIS. El criterio para elegir el valor de este parámetro es en base al tiempo de cómputo que le toma al programa en simular un segundo del comportamiento del componente en una manera aislada y utilizando el método de Runge-Kutta de Cuarto orden con un paso de integración de un milisegundo.
- De esta manera, por ejemplo una turbina eólica con generador de inducción jaula de ardilla en el marco de referencia de las fases obtiene un peso de 0.3593728, mientras que una carga resistiva obtiene un peso de 0.015616, lo cual quiere decir que se requieren de aproximadamente 23 cargas resistivas para representar la misma carga computacional que una turbina eólica de velocidad constante. Nótese que este procedimiento es realizado solo una vez (cuando se implementa el componente), de tal manera que no se tiene que estar repitiendo el procedimiento cada vez que se lleve a cabo una simulación.

El procedimiento utilizado en esta tesis para balancear la carga computacional es el siguiente:

- a) Se itera a través de todas las listas ligadas obteniéndose un vector que contiene los pesos, que representan la carga computacional de cada uno de los elementos del sistema a ser simulado.
- b) Este vector de pesos es enviado a un algoritmo numérico de ordenamiento, el cual recibe como parámetros de entrada: el vector de pesos y el número de hilos a ser utilizados; tiene

como salida un conjunto de vectores (uno por cada hilo). La suma de los pesos contenidos en cada uno de los vectores es aproximadamente igual a la de los otros vectores.

- c) Ya que se cuenta con los vectores de pesos, se forman las nuevas listas ligadas. Los componentes dentro de ellas son asignados en base a los pesos de cada uno de los vectores. De esta manera, cada una de las nuevas listas ligadas tendrá un número diferente de componentes, pero la carga computacional que recibirá cada hilo es similar y por lo tanto la carga computacional estará balanceada reduciendo al máximo el tiempo de espera entre hilos al momento de ser sincronizados.

Este procedimiento para balancear la carga computacional, consume menos del 0.01% del total del tiempo empleado en una simulación y se obtiene un incremento importante en la reducción del tiempo de cómputo en la implementación en paralelo.

La Figura 5.5 muestra un ejemplo del proceso de balance de la carga computacional mediante la asignación de una lista ligada por cada hilo a ser utilizado. Dicho procedimiento se encuentra basado en los pesos que representan la carga computacional de cada uno de los elementos implementados dentro del simulador DGIS.

5.6. Caso de estudio de la aplicación de procesamiento en paralelo

El sistema de generación distribuida que se ilustra en el diagrama unifilar de la Figura 5.6 representa un sistema de generación híbrido (eólico-fotovoltaico), propuesto para analizar las ventajas de la aplicación de procesamiento en paralelo en sistemas con un gran número de elementos. El sistema se encuentra conformado por dos parques de generación principales alimentando a un conjunto de cargas [Nehrir *et al.* 2000]; por un lado se tiene un parque eólico, con turbinas eólicas de velocidad constante de 10 kW de potencia cada una, se encuentran conectadas a un banco de capacitores para satisfacer los requerimientos de potencia reactiva que requieren los generadores de inducción contenidos en las turbinas eólicas; mientras que por el otro lado se cuenta con un parque fotovoltaico de generación, con paneles fotovoltaicos de 0.85 kW de potencia, los cuales se encuentran conectados con el resto del sistema a través de un inversor. Cada panel fotovoltaico se encuentra conformado por la conexión de 8 módulos en paralelo que incluyen 36

celdas fotovoltaicas conectadas en serie generando una corriente de 5.2 A. Los parámetros de los componentes de este caso de estudio se encuentran en el Apéndice E.

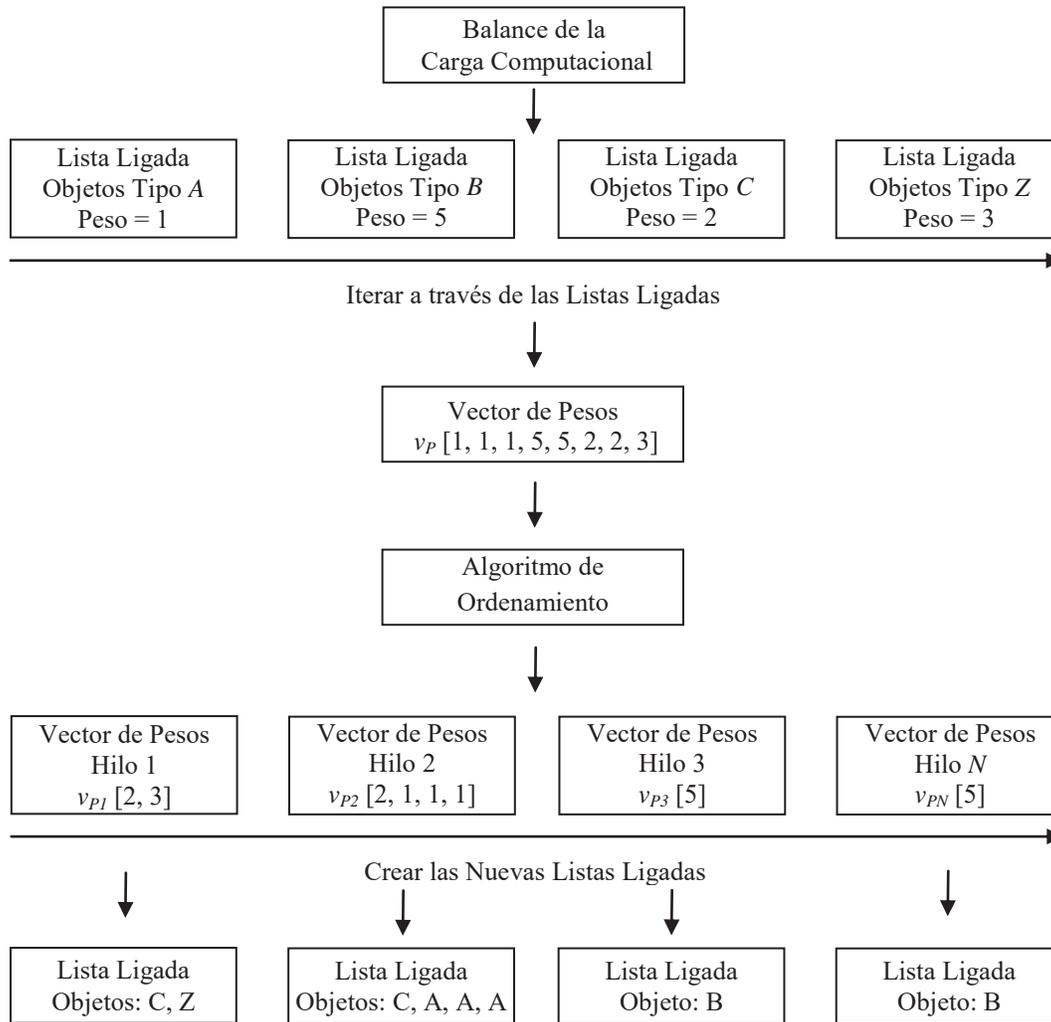


Figura 5.5. Balance de la carga computacional en la metodología utilizada.

En la Tabla 5.1 se muestra el número de elementos que serán simulados en cada caso de estudio con la aplicación de procesamiento en paralelo. En el primer caso, el sistema de generación híbrido se encuentra conformado por una turbina eólica (10 kW), seis paneles fotovoltaicos (5.1 kW) y tres cargas. Para el siguiente caso de estudio, el número de componentes es duplicado, esto con el objeto de ver la eficiencia de la aplicación de procesamiento en paralelo utilizando la implementación propuesta cuando el número de elementos presentes en el sistema aumenta. Es importante mencionar que los valores de los parámetros del banco de capacitores e inversor son

ajustados en cada caso de estudio para mantener funcionando el sistema de manera adecuada. Además de que la velocidad de viento, temperatura e irradiación solar se consideran constantes.

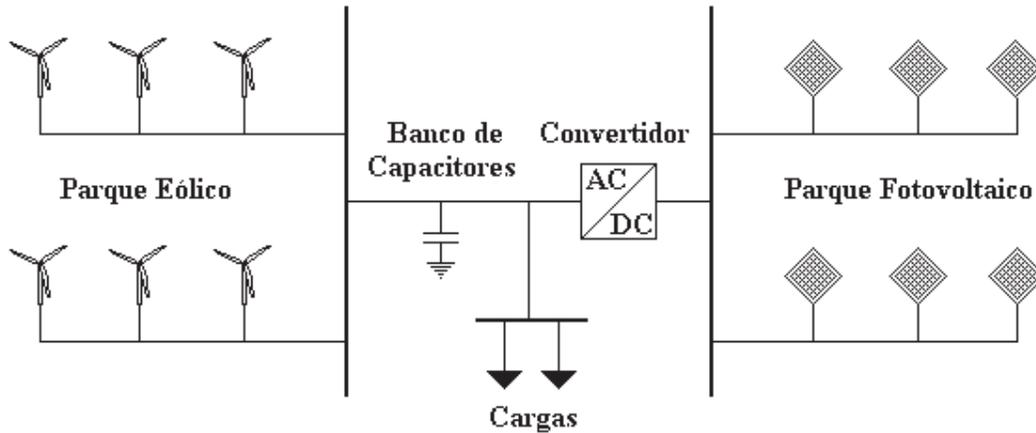


Figura 5.6. Diagrama unifilar de un sistema de generación híbrido.

En este caso de estudio se simularon los 10 segundos iniciales del arranque de los componentes del sistema, utilizando el método de Runge-Kutta de cuarto orden con un paso de simulación de $1 \mu s$.

Tabla 5.1. Número de elementos en el sistema de generación híbrido.

Caso de estudio	Turbinas eólicas	Paneles fotovoltaicos	Cargas	Total	EDOs
1	1	6	3	10	25
2	2	12	6	20	44
3	4	24	12	40	82
4	8	48	24	80	158
5	16	96	48	160	310
6	32	192	96	320	614
7	64	384	192	640	1222

En la Figura 5.7 se ilustra el comportamiento del voltaje de la fase *a* en terminales de las cargas. El voltaje presenta un valor pico de estado estacionario de 685.6 V. De esta figura se puede observar la distorsión que sufre la forma de onda de voltaje debido a la presencia del inversor en el sistema.

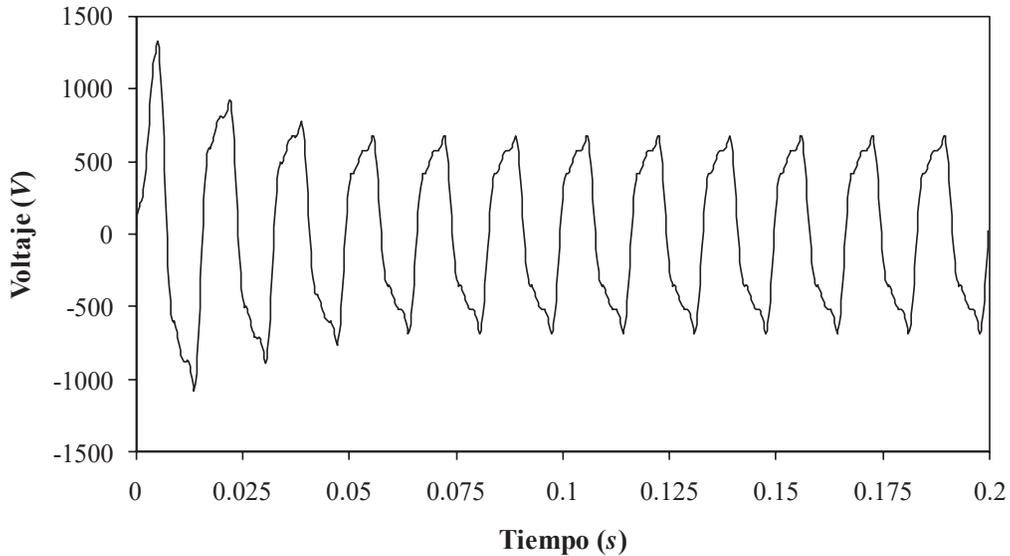


Figura 5.7. Voltaje de la fase *a* en terminales de la carga.

De manera similar, en la Figura 5.8 se muestra el comportamiento de la corriente en terminales de las cargas en la fase *a*. Al inicio de la simulación, la corriente presenta un transitorio con un pico máximo de 163.1 A, valor que disminuye en cada oscilación de la onda; la corriente alcanza el estado estacionario de operación en un tiempo de simulación de 0.13 segundos. Al igual que en la señal de onda de voltaje, se puede observar que la forma de onda de corriente presenta una pequeña distorsión durante los semiciclos negativos.

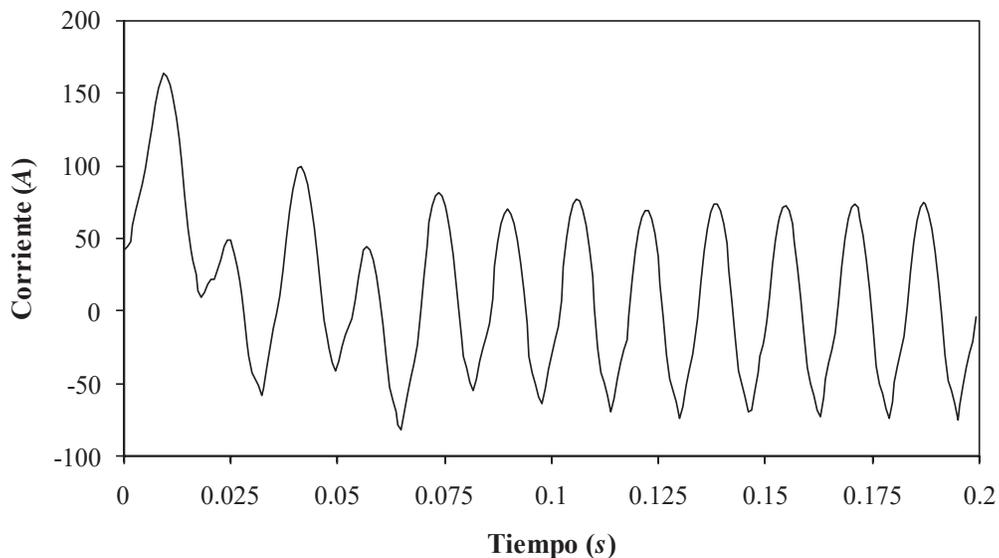


Figura 5.8. Corriente de la fase *a* en terminales de la carga.

La Figura 5.9 muestra la reducción en el tiempo de simulación obtenida con la aplicación de procesamiento en paralelo; se utilizó desde un hilo hasta ocho hilos (un hilo por cada núcleo disponible). De esta Figura se puede observar que para el sistema que contiene 640 elementos, se necesitaron 539.64 segundos en completar la simulación utilizando un hilo y utilizando dos hilos el tiempo computacional requerido en completar la simulación se redujo a 285.49 segundos. En porcentaje, esta reducción es de alrededor del 47.09%. Las ventajas de utilizar la implementación en paralelo propuesta son más evidentes si se compara el tiempo que se necesita en completar la simulación utilizando ocho hilos. Esto es, utilizando ocho hilos, se necesitaron 99.24 segundos en completar la simulación; lo cual representa una reducción de 81.60% en el tiempo de cómputo comparado con la utilización de un solo núcleo.

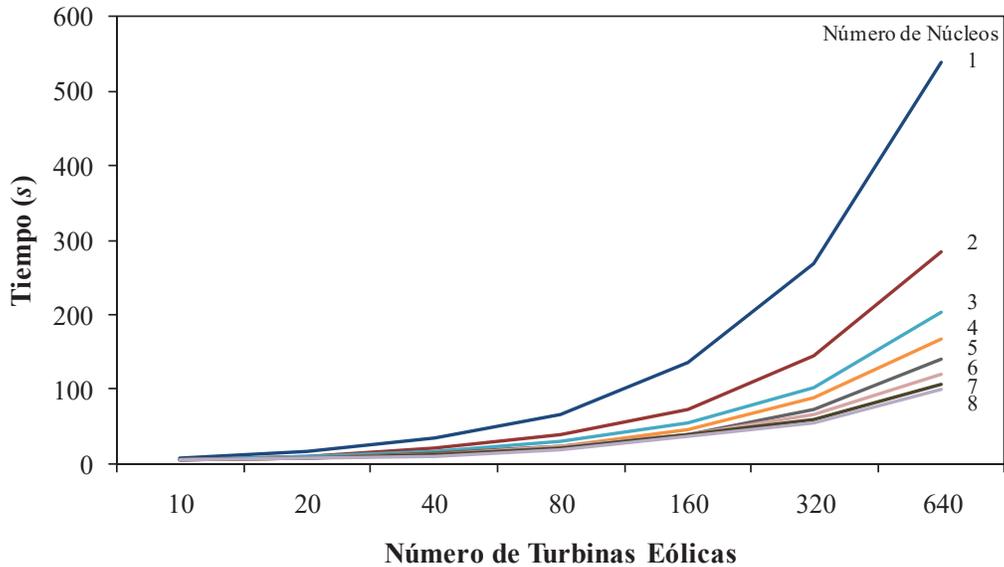


Figura 5.9. Tiempos de cómputo obtenidos empleando procesamiento en paralelo.

Los porcentajes en la reducción del tiempo de cómputo requeridos en completar la simulación utilizando desde dos hilos hasta ocho hilos para todos los casos de estudio son mostrados en la Tabla 5.2. Note que el esquema de procesamiento en paralelo implementado obtiene un mejor desempeño en sistemas con un gran número de elementos. Por ejemplo, el porcentaje máximo de reducción en el tiempo de cómputo fue obtenido en todos los casos para el sistema que contiene 640 elementos. Utilizando dos hilos esta reducción es del 47.09%, mientras que utilizando ocho hilos la reducción en el tiempo de cómputo aumenta a 81.6%. Por otro lado, el porcentaje mínimo de reducción en el tiempo de cómputo asociado con la simulación del sistema de

generación híbrido es de 24.85% y fue obtenido utilizando solo dos hilos y con el sistema de menor tamaño (10 elementos).

Tabla 5.2. Porcentajes de reducción del tiempo de cómputo.

Número de procesadores	Número de elementos						
	10	20	40	80	160	320	640
2	24.84	37.51	39.21	43.25	45.62	46.34	47.09
3	39.08	47.69	52.33	53.77	59.57	62.47	62.41
4	42.54	53.90	56.14	64.06	65.73	67.36	69.11
5	39.08	57.42	59.00	65.22	70.25	72.84	73.80
6	39.06	55.20	62.55	66.80	71.57	75.27	77.78
7	39.04	55.11	65.54	68.58	71.82	77.57	80.13
8	39.00	54.99	70.57	70.75	72.27	79.85	81.60

Otra manera de medir la eficiencia obtenida por medio de la utilización del procesamiento en paralelo es por medio de la *eficiencia relativa*, la cual se encuentra definida como [Foster 1995]:

$$E_R = \frac{T_B}{T_C} \quad (5.1)$$

en donde E_R es la eficiencia relativa, T_B es el tiempo de ejecución base de un proceso y T_C es el tiempo de ejecución de otro proceso a ser comparado. Para nuestro caso en particular, T_B es medido utilizando un hilo y T_C es medido utilizando cualquier número de hilos.

La Figura 5.10 muestra la eficiencia relativa obtenida para el sistema que contiene diez elementos, utilizando desde dos a ocho hilos, respectivamente. Se puede observar que para los siete casos de estudio presentados, la eficiencia relativa obtenida es mayor a uno, lo cual significa que la utilización de la implementación del esquema de procesamiento en paralelo propuesto reduce significativamente el tiempo de cómputo requerido en completar la simulación. Adicionalmente, se puede notar que debido a que el sistema contiene muy pocos elementos, la máxima eficiencia relativa obtenida es mediante la utilización de cuatro hilos; con la utilización de más de cuatro hilos la eficiencia relativa decrece, esto se debe a que la creación y sincronización de los hilos toma demasiado tiempo, en comparación con el tiempo empleado en la evaluación del sistema de ecuaciones diferenciales que modelan al sistema.

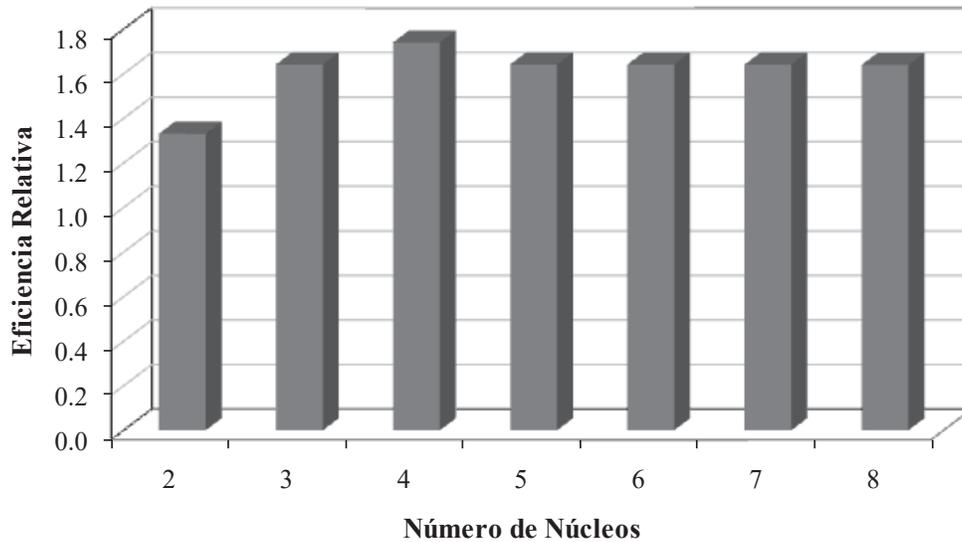


Figura 5.10. Eficiencia relativa obtenida con el sistema que contiene diez elementos.

En la Figura 5.11 se puede observar la eficiencia relativa obtenida para el sistema con veinte elementos utilizando desde dos hasta ocho hilos. Se puede observar que la eficiencia relativa obtenida mediante la utilización del esquema de procesamiento en paralelo se ha incrementado en comparación con los resultados obtenidos para el sistema que contienen diez elementos. Por ejemplo, utilizando dos hilos la eficiencia relativa para el sistema con diez elementos es de 1.33 y para el sistema con veinte elementos, la eficiencia relativa aumentó a 1.60. La misma observación aplica para los resultados obtenidos utilizando más hilos. Además, se puede notar que ahora cinco hilos son necesarios para obtener la máxima eficiencia relativa posible, esto es en consecuencia a que se incrementó el número de elementos en el sistema, pero si se utilizan seis o más hilos la eficiencia relativa decrece.

De manera similar, la eficiencia relativa obtenida en la simulación del sistema que contiene seiscientos cuarenta elementos (64 turbinas eólicas, 384 paneles fotovoltaicos y 192 cargas) utilizando procesamiento en paralelo es mostrada en la Figura 5.12. Se puede observar que al ser un sistema con un gran número de elementos, la eficiencia obtenida utilizando desde dos hilos hasta ocho es mayor que en los sistemas de menor tamaño, además de que la eficiencia aumenta conforme el número de hilos utilizados es aumentado.

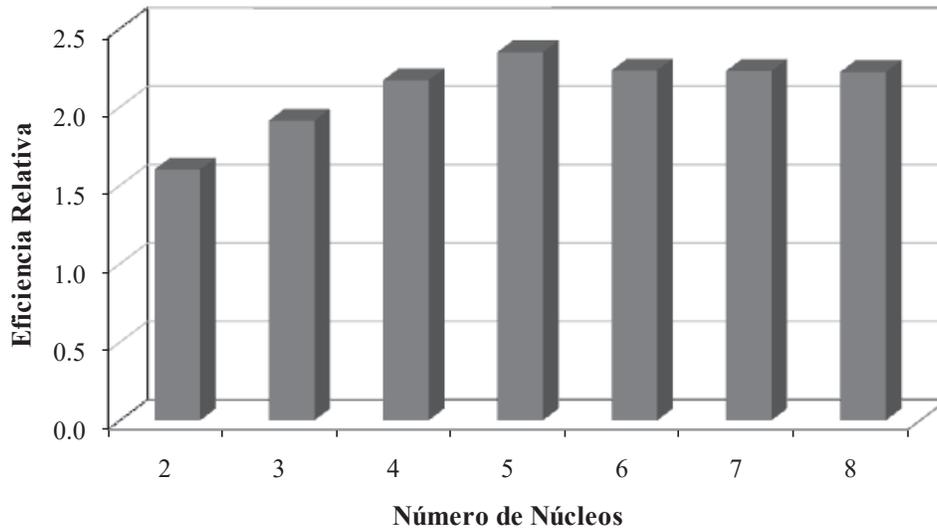


Figura 5.11. Eficiencia relativa obtenida con el sistema que contiene veinte elementos.

De los resultados presentados anteriormente se puede concluir que la aplicación de procesamiento en paralelo en la simulación de sistemas de potencia con un gran número de elementos ayuda a reducir el tiempo de cómputo. Sin embargo, también se puede notar que en sistemas pequeños no es viable su aplicación, ya que operaciones como la creación y sincronización de hilos consume mucho tiempo de cómputo en comparación con la ejecución del algoritmo principal, lo cual lleva a que las simulaciones se ejecuten en un tiempo mayor a si se ejecutaran de manera secuencial en un solo procesador.

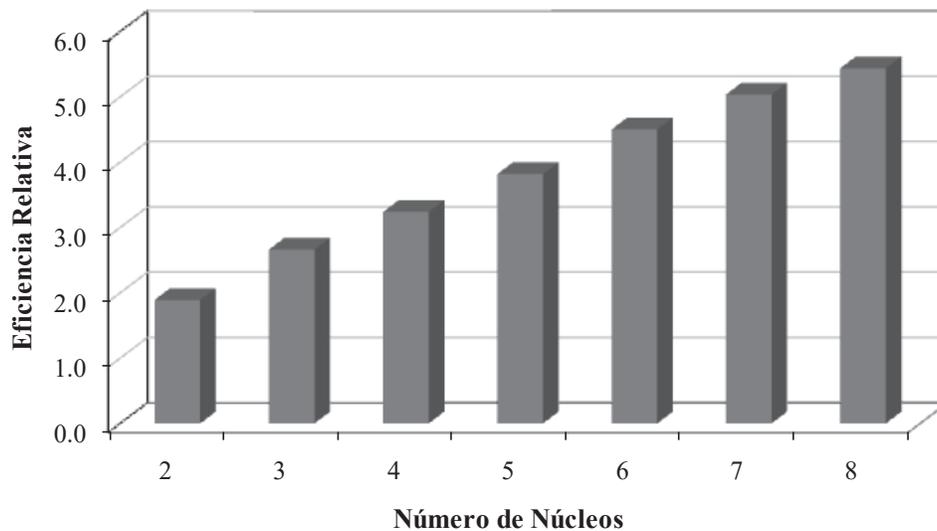


Figura 5.12. Eficiencia relativa obtenida con el sistema que contiene seiscientos cuarenta elementos.

Lo anteriormente mencionado también explica otras de las limitaciones de la aplicación del procesamiento en paralelo, por ejemplo: no es posible utilizar un número indefinido de hilos, debido a que las operaciones entre ellos representaría un gran esfuerzo computacional aumentando de manera considerable el tiempo de cómputo, además de que en la simulación de sistemas de gran escala se puede llegar a alcanzar porciones del código fuente que ya no pueden ser paralelizadas para obtener una reducción en el tiempo de cómputo.

5.7. Acercamiento rápido al estado estacionario de un sistema

El conocimiento de las condiciones iniciales de un sistema bajo estudio, es una parte crítica en el proceso de solución de la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia. Cuando se simula un sistema bajo condiciones de disturbio, generalmente el estado estacionario del sistema es utilizado como condición inicial previa a la aplicación del disturbio.

Esta condición de operación en estado estacionario es frecuentemente derivada de un estudio de flujos de potencia a frecuencia fundamental. Bajo este esquema se debe de tener especial cuidado en que el modelado de los componentes en el programa de flujos de potencia represente adecuadamente a los componentes que se estén simulando en un programa de simulación de transitorios electromagnéticos.

Alternativamente, el estado estacionario de un sistema puede ser obtenido mediante la aplicación de un método de “Fuerza Bruta” (FB) [Parker y Chua 1989]. Es decir, la simulación es iniciada sin el cálculo previo de las condiciones iniciales del sistema y teóricamente si el sistema tiene solución, este alcanzará su estado estacionario en un tiempo infinito, después de que el transitorio inicial ha desaparecido. En consecuencia, el programa de transitorios electromagnéticos puede ser utilizado como una forma de obtener las condiciones iniciales del sistema.

Sin embargo, con la utilización de este tipo de procedimientos se tienen dos desventajas importantes, las cuales son: dificultades de convergencia al momento de determinar el estado estacionario del sistema y se requiere de un esfuerzo computacional considerable, especialmente en sistemas ligeramente amortiguados. Es por esto que se pueden utilizar técnicas de aceleración para alcanzar el estado estacionario de un sistema de una manera eficiente.

El objetivo de estas técnicas de aceleración es obtener la solución en el dominio del tiempo de un sistema cualquiera (eléctrico, mecánico, magnético, etc.), cuyo comportamiento esté representado por un conjunto de EDOs, en un número mínimo de periodos de tiempo. En teoría, si el conjunto de EDOs tiene solución x_∞ , esta será obtenida en un tiempo infinito t_∞ mediante la utilización de un método FB. Esta solución x_∞ puede ser vista como una órbita periódica en estado estacionario, a la que se denomina Ciclo Limite [Parker y Chua 1989].

La noción de ciclo límite puede ser explicada usando mapas de Poincaré. Para facilitar el entendimiento de que es un Mapa de Poincaré, es necesario definir los siguientes conceptos [Parker y Chua 1989]:

- Una órbita transitoria se puede describir, en forma conveniente, por su trayectoria a través de un hiperplano imaginario $P \in \mathfrak{R}^n$ que corta perpendicularmente a los ciclos de dicha órbita. A este plano se le conoce como Plano de Poincaré.
- Los ciclos de la órbita transitoria que interceptan al plano en cada periodo T forman un mapa denominado Mapa de Poincaré. A manera de ejemplo, una órbita transitoria en un posible Mapa de Poincaré que eventualmente converge al ciclo límite es ilustrado en la Figura 5.13.

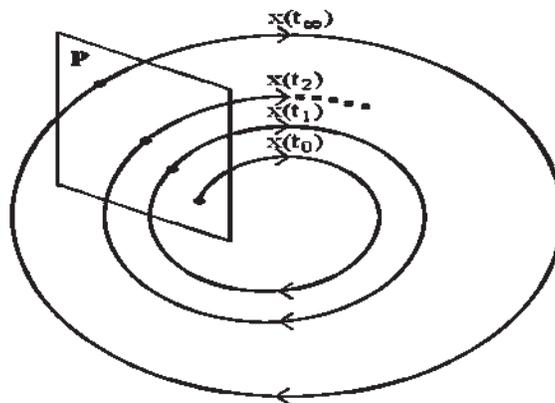


Figura 5.13. Plano y mapa de Poincaré.

Si se considera que el comportamiento de un elemento no lineal puede ser representado en términos de la Ecuación (4.5), teniendo como condiciones iniciales $x(0) = x_0$. Entonces, si

$$f(t+nT, x) = f(t, x) \quad (5.2)$$

en donde n es un número entero y T un periodo de tiempo, podemos decir que la Ecuación (5.2) es periódica en t .

Por lo que la solución de la función en estado estacionario $x(t)$ es periódica en t y puede ser representada por un ciclo límite para x en términos de otro elemento periódico de x o en términos de una función arbitraria periódica en t . La solución numérica de la Ecuación (4.5) se puede obtener en varios periodos de tiempo T . Así, después de n periodos de tiempo se obtiene el estado x_n ; un periodo adicional permite obtener x_{n+1} .

La simulación en el dominio del tiempo puede ser acelerada notando que la dinámica de los ciclos en la vecindad de un ciclo límite es casi lineal, de tal manera que los interceptos de un Plano de Poincaré pueden ser utilizados para extrapolar al ciclo límite mediante la utilización de un método Newton [Semlyen y Medina 1995].

En el ciclo límite la solución x_∞ está determinada por:

$$x_\infty = x_i + (I - B)^{-1} (x_{i+1} - x_i) \quad (5.3)$$

donde x_∞ son las variables de estado en el ciclo límite; y B e I son las matrices de identificación y unitaria, respectivamente. En el Apéndice D se detalla el proceso de formulación de x_∞ , así como el método de diferenciación numérica implementada para calcular la matriz B .

5.8. Caso de estudio de la aplicación del método de diferenciación numérica

La mini-red de generación distribuida que se ilustra en la Figura 5.14 representa el diagrama unifilar de los componentes que conforman el sistema de generación mini-hidráulico de la planta Metlac de la cervecería Cuauhtémoc Moctezuma [Medina y Peña 2005]. Este sistema es utilizado para propósitos de análisis de la aplicación del método de diferenciación numérica y obtener el estado de estacionario de operación del sistema de una manera eficiente.

El modelo contiene un generador síncrono de una capacidad de 2 MW (2.5 MVA) de 6.9 KV a 60 Hz, funcionando a una velocidad síncrona de operación de 900 rpm. La unidad de generación se encuentra conectada a un transformador trifásico cuyo voltaje en el devanado primario es de 6.9 KV y de 16.6 KV en el devanado secundario; se cuenta con dos líneas de distribución con una longitud de 14 Km, en su extremo de recepción se encuentran conectadas un transformador trifásico reductor, con una relación de transformación de 16.6/0.24 KV, el cual alimenta a una carga balanceada conectada en configuración estrella, con un consumo de potencia de 2 MVA. Los parámetros de los componentes del sistema se detallan en el Apéndice E de esta tesis.

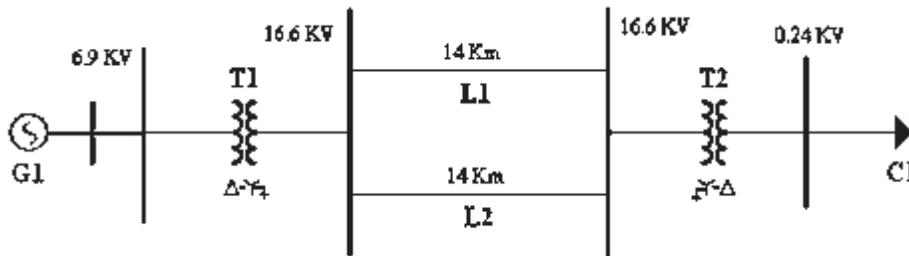


Figura 5.14. Diagrama unifilar de un sistema de generación mini-hidráulico.

Las simulaciones llevadas a cabo con la red de mini-red generación distribuida descrita anteriormente, muestran la aplicación de una falla trifásica a tierra en terminales del generador síncrono; la falla es aplicada en un tiempo de simulación de 0.5 segundos, tiempo en el cual el sistema ya se encuentra en su estado estacionario de operación, es mantenida por 11 ciclos y después es removida. Las siguientes consideraciones fueron tomadas en cuenta:

- Se utilizó el método de Runge-Kutta de cuarto orden para resolver el conjunto de ecuaciones diferenciales que modelan el sistema.
- Se considera que el estado estacionario del sistema es obtenido cuando en dos ciclos consecutivos, la resta de las variables de estado del sistema varían en una proporción menor a 1×10^{-7} (criterio de tolerancia).
- Para una mejor comparación de los resultados obtenidos, el tiempo actual de simulación es utilizado en cada aplicación iterativa del método de Diferenciación Numérica (DN).
- Las condiciones iniciales del sistema fueron obtenidas aplicando el método de DN.

En la Figura 5.15 se muestra el comportamiento transitorio de las corrientes de fase del estator del generador síncrono cuando una falla trifásica se aplica en sus terminales. En este caso utilizando el método de FB, se puede observar que al inicio de la simulación las corrientes se encuentran en estado estacionario, con un valor de amplitud máxima de 124.62 A. Cuando la falla es aplicada, las corrientes en cada una de las fases del estator aumentan su valor, con un pico máximo de 1.20 kA para la fase *a*, 1.97 kA para la fase *b* y 1.62 kA para la fase *c*. Después de que la falla ha sido removida, las corrientes presentan un comportamiento transitorio por 1.61 segundos antes de alcanzar su estado estacionario de operación, en un tiempo de simulación $t = 2.3$ segundos.

La Figura 5.16 ilustra la misma simulación, pero en este caso el método de DN es aplicado para obtener el estado estacionario del sistema de una manera eficiente. Una vez que se ha liberado la falla, 10 ciclos de simulación se dejan correr antes de aplicar el método de DN; cuatro ciclos de tiempo después de la aplicación del método, el sistema alcanza su estado estacionario de operación en un tiempo de simulación $t = 0.91$ segundos. Es importante mencionar que se alcanza el mismo estado estacionario de operación utilizando ambos métodos.

Las corrientes generadas en el rotor del generador síncrono son ilustradas en las Figura 5.17. En la gráfica de la Figura 5.17 (a) se muestra la corriente que circula a través del devanado de campo del generador; dicha corriente tiene un valor de estado estacionario de 30.95 A, cuando la falla trifásica es aplicada en terminales del generador la corriente de campo aumenta su valor con un pico máximo de 100.55 A, una vez que la falla ha sido removida del sistema, la corriente de campo oscila por 1.04 segundos antes de regresar a sus estado estacionario de pre-falla. La Figura 5.17 (b), ilustra la corriente inducida en el devanado amortiguador *kq* que se encuentra en el rotor del generador síncrono; de esta figura se puede observar su comportamiento transitorio que ocurre por la presencia de la falla trifásica en terminales de la unidad de generación; esta corriente presenta un valor de estacionario de pre-falla de -0.81 A, durante la presencia de la falla el valor de esta corriente aumenta, con un pico máximo de 958.22 A, al momento de liberar la falla la corriente presenta oscilaciones que van disminuyendo de valor conforme avanza el tiempo de simulación; la corriente alcanza su estado estacionario en un tiempo de simulación $t = 2.26$ segundos. De manera similar, en la Figura 5.17 (c), se muestra la corriente inducida en el devanado amortiguador *kd*; esta corriente presenta un comportamiento muy similar a la corriente de campo, solo que su valor de estado estacionario de pre-falla es de -0.017 A y su valor máximo durante la presencia de la falla es de 162.65 A. Cuando la falla es removida, esta corriente oscila por 1.26 segundos antes de volver a su estado estacionario de pre-falla.

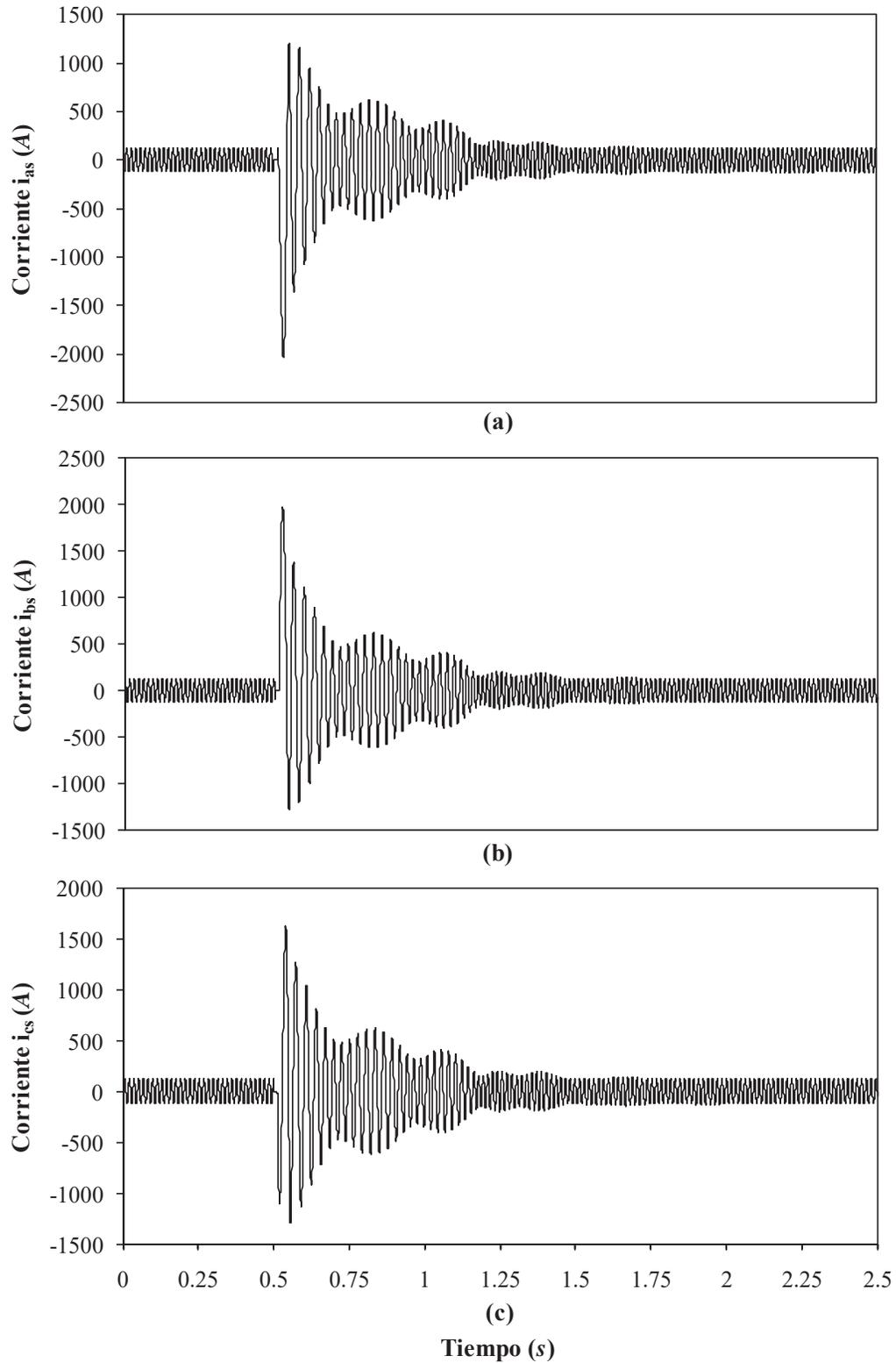


Figura 5.15. Corrientes del estator del generador síncrono. (a) corriente de la fase a , (b) corriente de la fase b , (c) corriente de la fase c .

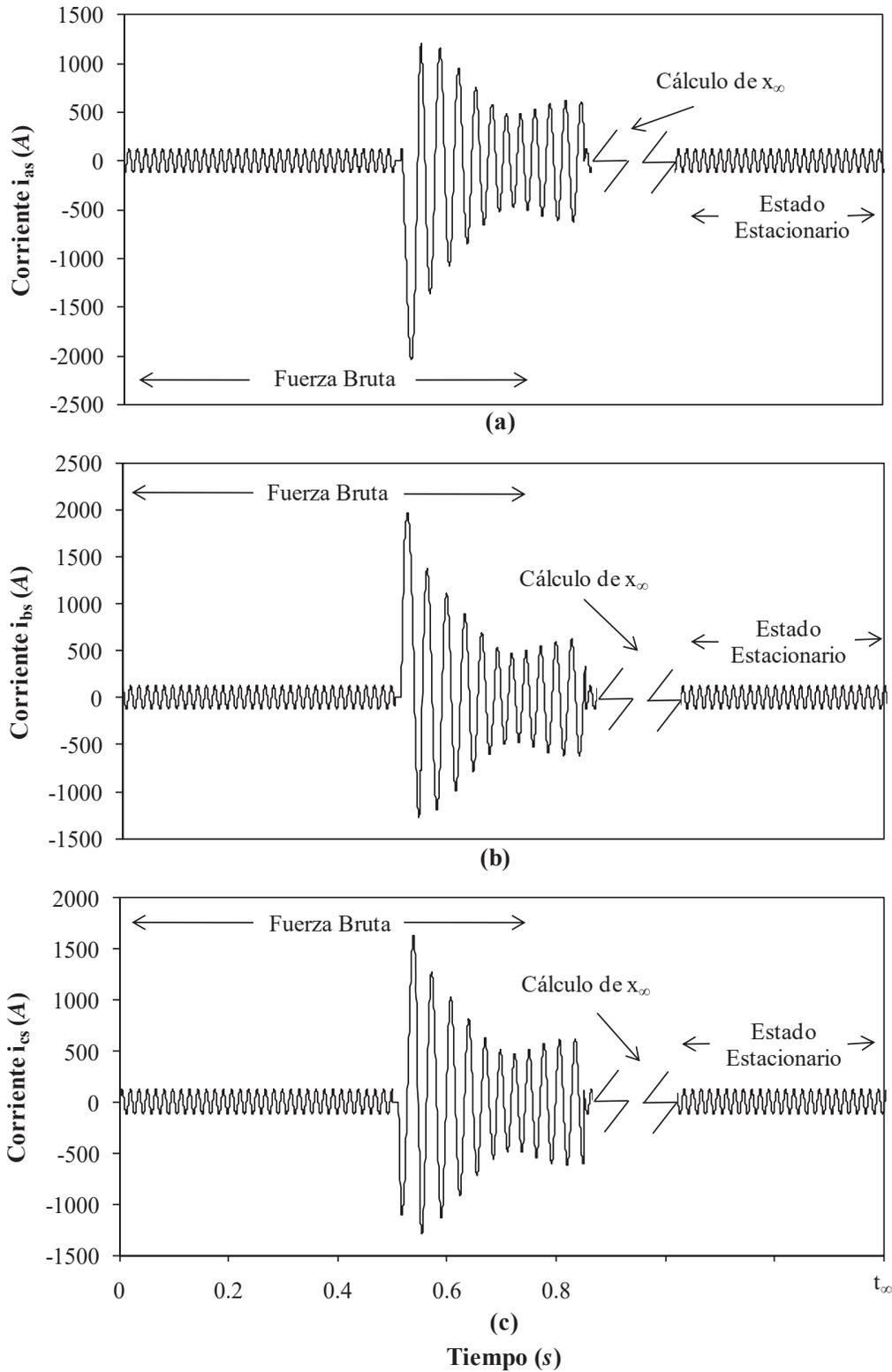


Figura 5.16. Corrientes del estator del generador síncrono obtenidas con el método de DN.

(a) corriente de la fase *a*, (b) corriente de la fase *b*, (c) corriente de la fase *c*.

El comportamiento de las corrientes generadas en el rotor de la unidad de generación antes y después de que la falla ha sido liberada y con la aplicación del método de DN son mostradas en la Figura 5.18. Comparando esta figura con la anterior se puede observar que el comportamiento de las corrientes es idéntico antes y durante la presencia del disturbio; cuando el método de DN es aplicado, le toma 0.06 segundos del tiempo de simulación en alcanzar su estado estacionario de pre-falla. Los valores de post-falla obtenidos son: 30.95 A para la corriente de campo, -0.81 A y -0.017 A para las corrientes en los devanados amortiguadores kq y kd , respectivamente. De las Figuras 5.17 y 5.18 se puede observar que con la aplicación de esta técnica se obtiene el estado estacionario de una manera más eficiente y rápida.

La Figura 5.19 ilustra el comportamiento de la velocidad de giro del rotor del generador síncrono antes y después de la presencia del disturbio en el sistema. La velocidad nominal de operación del generador es de 900 rpm; durante la presencia del disturbio, la velocidad de giro del rotor decae a un valor de 868.65 rpm, cuando la falla trifásica es removida dicha velocidad de giro aumenta a 912.82 rpm, oscilando hasta regresar a su estado estacionario de operación, con un valor de 900 rpm, en un tiempo de simulación $t = 3.23$ segundos.

La obtención eficiente del estado estacionario de la velocidad de giro del rotor por medio de la aplicación del método de DN es ilustrado en la Figura 5.20. Se puede observar que el mismo estado estacionario es obtenido con la aplicación de un método convencional de FB y con la aplicación del procedimiento de DN. El método de DN es aplicado en un tiempo de simulación $t = 8.50$ segundos, en el siguiente ciclo de tiempo el valor de la velocidad aumenta a 903.61 rpm, disminuyendo gradualmente en los tres ciclos de tiempo siguientes, hasta que en el cuarto ciclo de tiempo la velocidad alcanza su estado estacionario en 900 rpm.

Para comparar la eficiencia del procedimiento de DN con respecto al método de FB, en la Tabla 5.3 se resume el número de ciclos (NC) que requieren ambos métodos en alcanzar el estado estacionario. Para obtener la solución de estado estacionario del sistema, el método DN requiere de cuatro evaluaciones de x_{∞} y el cálculo de 130 ciclos, mientras que el procedimiento convencional de FB necesita de 192 ciclos; esto representa una reducción del 32.29% en el número de ciclos requeridos por el método de DN con respecto a la utilización del procedimiento de FB.

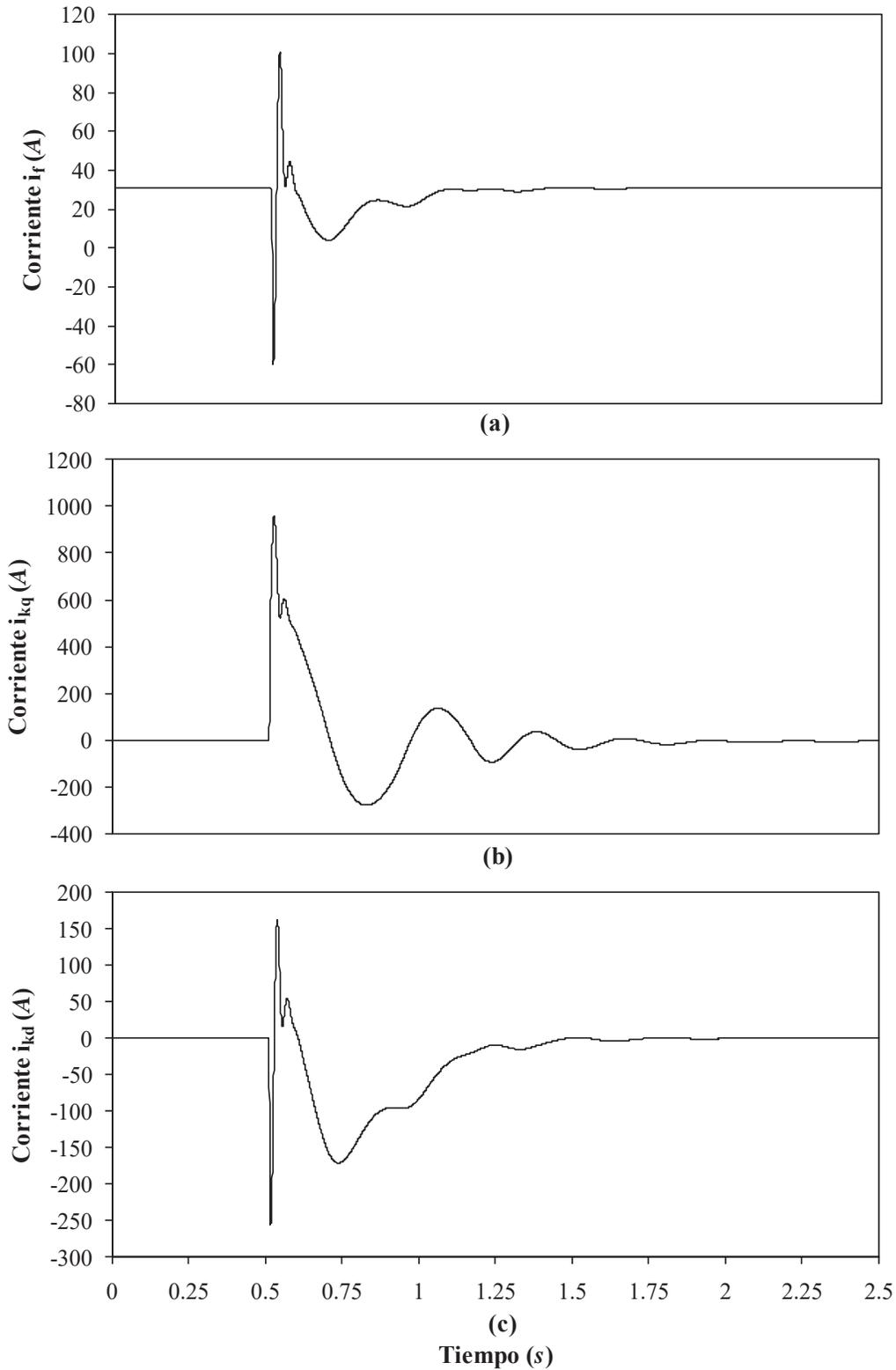


Figura 5.17. Corrientes del rotor del generador síncrono. (a) corriente de campo, (b) corriente del devanado amortiguador kq , (c) corriente del devanado amortiguador kd .

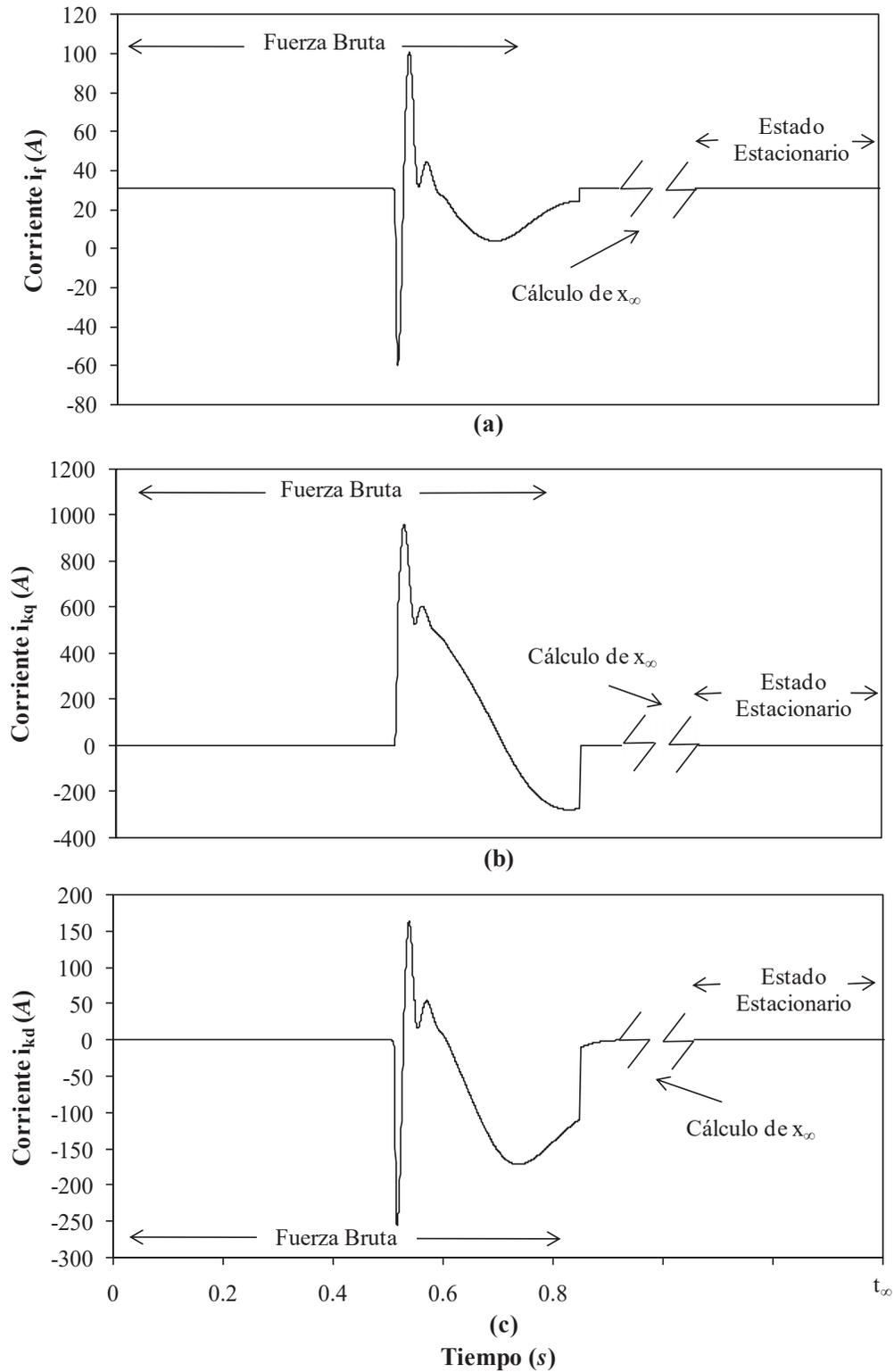


Figura 5.18. Corrientes del rotor del generador síncrono obtenidas con el método de DN. (a) corriente de campo, (b) corriente del devanado amortiguador kq , (c) corriente del devanado amortiguador kd .

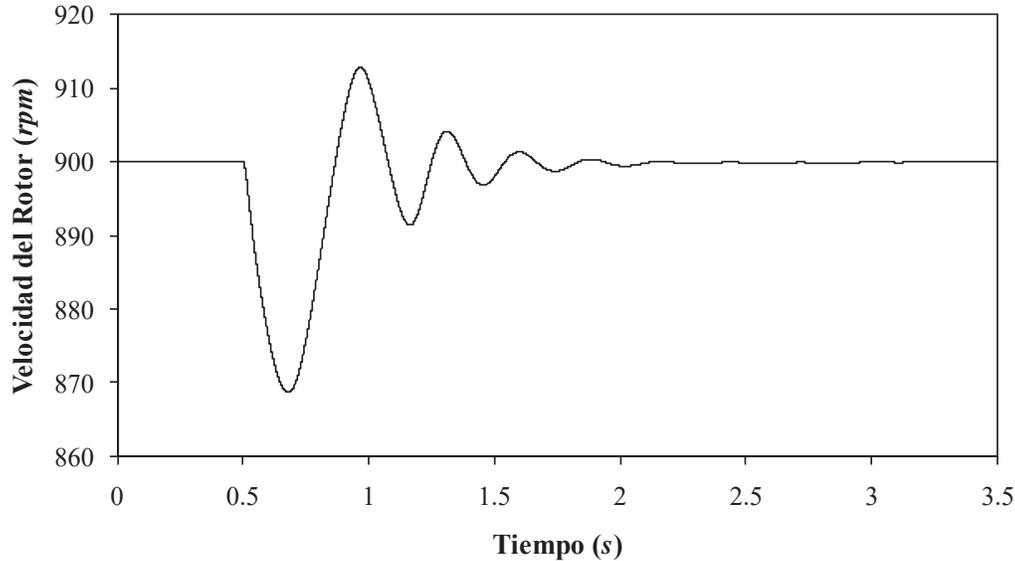


Figura 5.19. Velocidad de giro del rotor del generador síncrono.

5.9. Aplicación del método de diferenciación numérica incorporando procesamiento en paralelo

Debido a que se ha observado que la aplicación del método de DN requiere el cálculo de un ciclo por cada ecuación diferencial que modele el comportamiento del sistema para poder identificar la matriz B , es en sistemas de gran tamaño que el número de ciclos para llevar a cabo este proceso representa un esfuerzo computacional considerable en comparación a la utilización del método de FB. Es por esto en esta sección se detalla la aplicación de técnicas de procesamiento en paralelo para dividir el esfuerzo computacional e incrementar la eficiencia del método a la vez que se reduce el tiempo de cómputo asociado con la aplicación del mismo.

En la Figura 5.21 se ilustra el diagrama de flujo del método de DN modificado para que se pueda aplicar procesamiento en paralelo. En donde ξ representa una pequeña perturbación. Debido a que la identificación de la matriz B necesita de la aplicación de n veces un método numérico convencional de integración para poder obtener sus columnas, es importante notar que el cálculo de cualquier columna de B es totalmente independiente del resto del algoritmo, por lo que este algoritmo es ideal para la aplicación de procesamiento en paralelo. Utilizando hilos, el método de DN es ejecutado en varios procesadores de manera simultánea [García y Acha 2004].

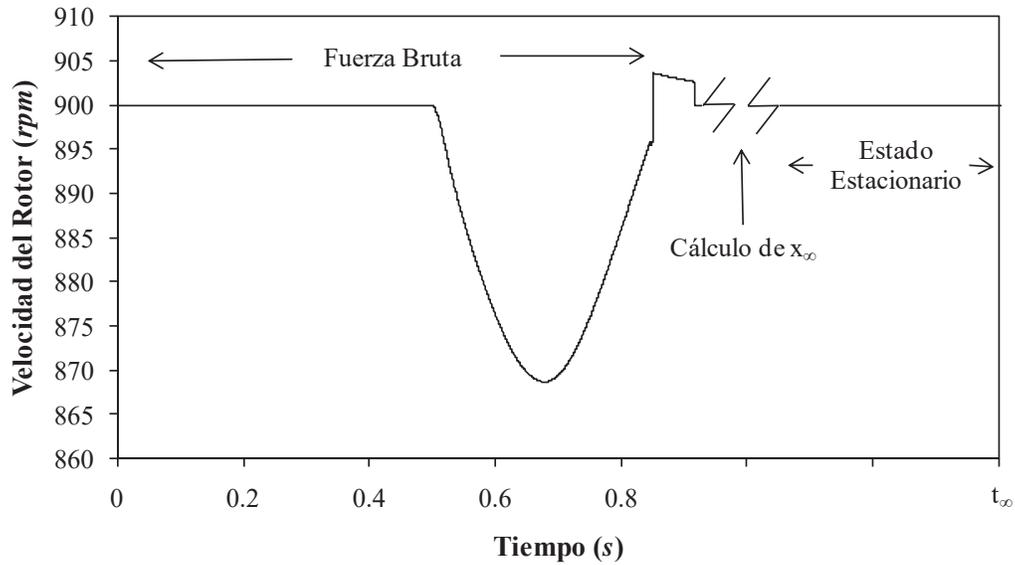


Figura 5.20. Velocidad de giro del rotor del generador síncrono obtenida con el método de DN.

Tabla 5.3. Errores de convergencia de los métodos FB y DN.

NC	FB	DN
1	3882.97	3882.97
2	1565.01	1565.01
3	1980.66	1980.66
...
10	967.81	967.81
40	876.90	333.58
70	682.67	2.77
100	433.78	1.09×10^{-4}
130	130.45	1.10×10^{-8}
...	...	
192	9.92×10^{-8}	

La Figura 5.22 ilustra el diagrama unifilar del parque eólico utilizado para probar la eficiencia del método de DN utilizando procesamiento en paralelo, conforme el número de elementos en el sistema aumenta. El parque eólico se encuentra conformado por turbinas eólicas conectadas a un generador de inducción jaula de ardilla; las turbinas se encuentran conectadas a un

colector a través de un transformador conectado en sus terminales, un banco de capacitores es también considerado para compensar los requerimientos de potencia reactiva por parte del generador de inducción; el parque eólico se encuentra conectado a un bus infinito a través de un transformador de potencia principal. La configuración y los datos del parque eólico utilizados en este caso de estudio corresponden a las turbinas eólicas de 180 kW de capacidad, instaladas en el parque eólico “Alsvik” que se ubica en la isla de Gotland [Petru y Thiringer 2002]. Las características de estas turbinas eólicas se muestran en el Apéndice E.

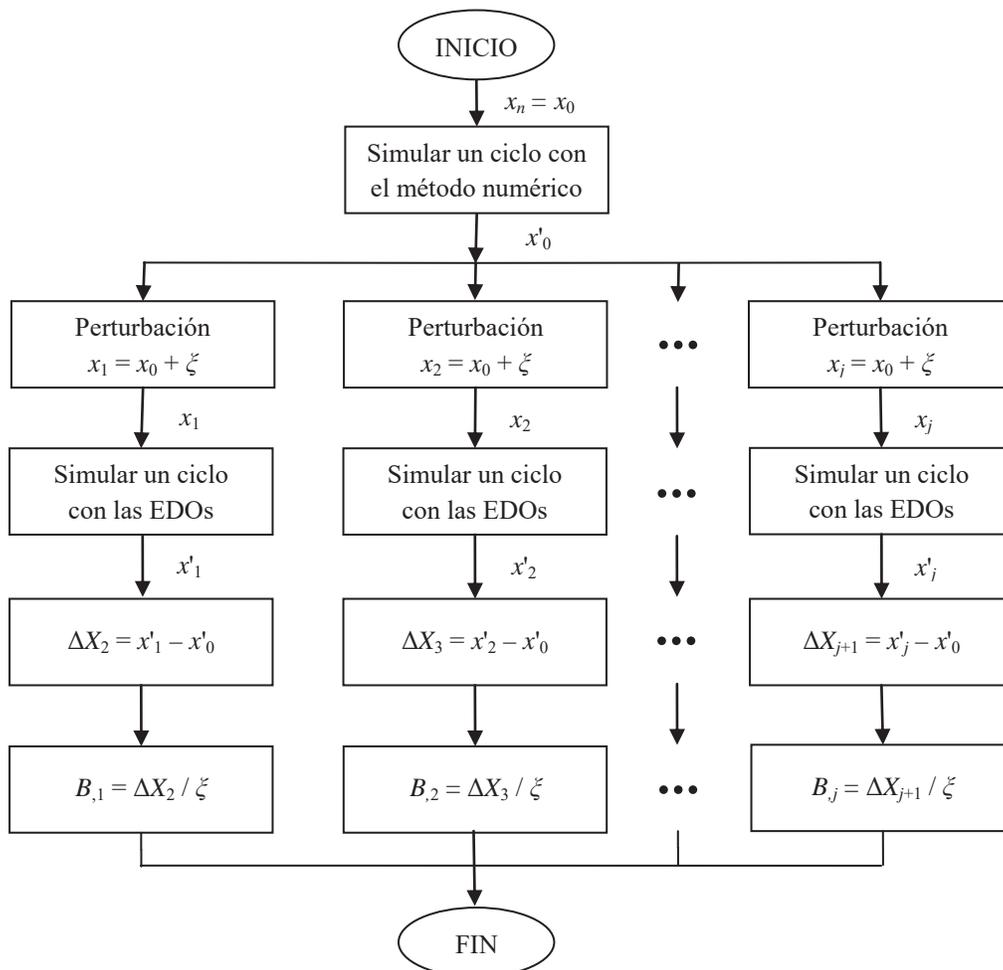


Figura 5.21. Método de diferenciación numérica utilizando procesamiento en paralelo.

En este caso de estudio, primero se considera la aplicación del método de DN a un parque eólico que contiene dos turbinas eólicas y los resultados obtenidos son comparados con la aplicación del método de FB. Después se considera que el parque eólico contiene una cantidad mayor de turbinas eólicas, como lo son 4, 8, 16, 32, 64, 128 y 256 turbinas eólicas, y se presenta la

aplicación del método de DN utilizando procesamiento en paralelo, con el objetivo de reducir el tiempo de cómputo asociado con la simulación del sistema. Adicionalmente, en base a los resultados obtenidos se discuten las ventajas y desventajas de la aplicación del método de DN utilizando procesamiento en paralelo en comparación a la utilización de un método convencional de fuerza bruta.

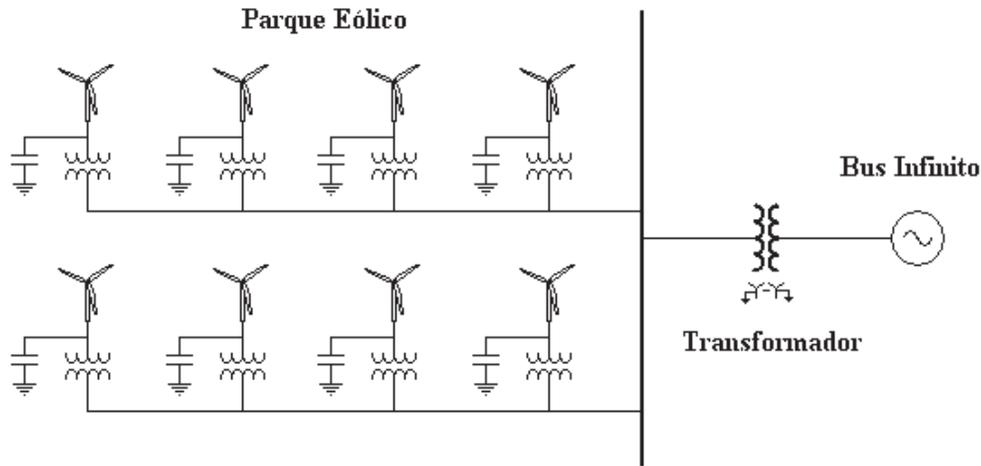


Figura 5.22. Diagrama unifilar de un parque eólico.

Con la aplicación del método de DN, x_{∞} es obtenido con una precisión definida por el criterio de tolerancia utilizado, en este caso 1×10^{-7} . Además, por simplicidad en la presentación de los resultados, el tiempo actual de simulación es utilizado en cada aplicación iterativa del método de DN. También se considera que la velocidad del viento que incide en las aspas de las turbinas eólicas es constante, con una velocidad de 7 m/seg .

En las Figuras 5.23-5.25 se muestra la secuencia de arranque del generador de inducción jaula de ardilla que se encuentra contenido en una de las dos turbinas eólicas de velocidad constante simuladas en este caso de estudio; debido a que las turbinas son idénticas, las gráficas obtenidas para cada una de ellas son iguales. En la Figura 5.23 se puede observar el comportamiento transitorio de la corriente de arranque en el estator del generador (fase a). En los primeros segundos de la simulación, la corriente presenta una amplitud máxima de 447.36 A , conforme transcurre el tiempo de simulación dicha corriente disminuye hasta alcanzar su estado estacionario de operación con un amplitud máxima de 89.37 A , el estado estacionario de operación de la turbina eólica es alcanzado en un tiempo de simulación de 22.7 segundos.

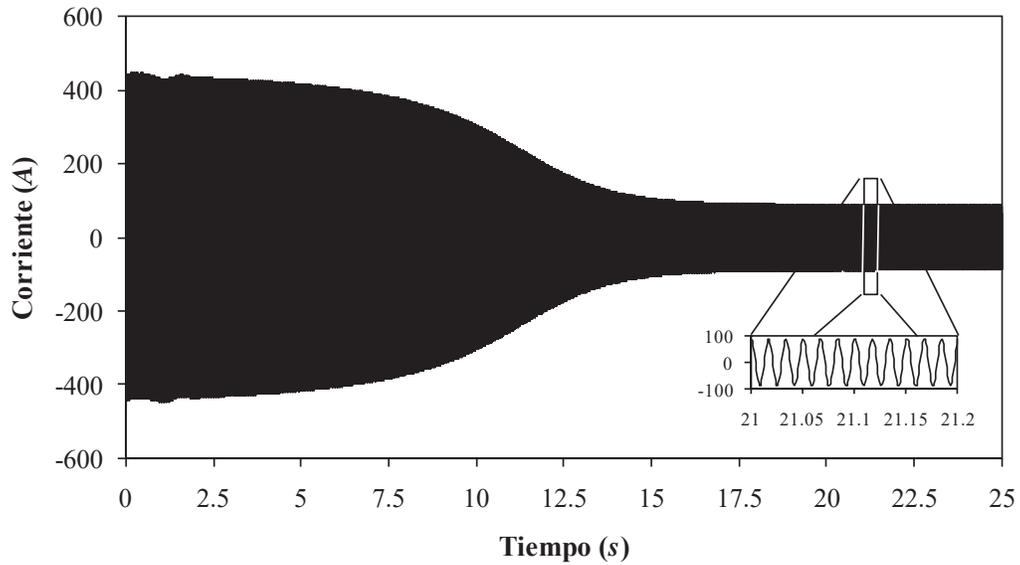


Figura 5.23. Corriente de arranque en la fase *a* del estator.

El par electromagnético desarrollado por el generador de inducción durante el arranque de la turbina eólica es mostrado en la Figura 5.24. Después del transitorio inicial, se puede observar que el par electromagnético alcanza su estado estacionario de operación en un tiempo de simulación de 19.5 segundos, en un valor constante de 98.01 $N \cdot m$.

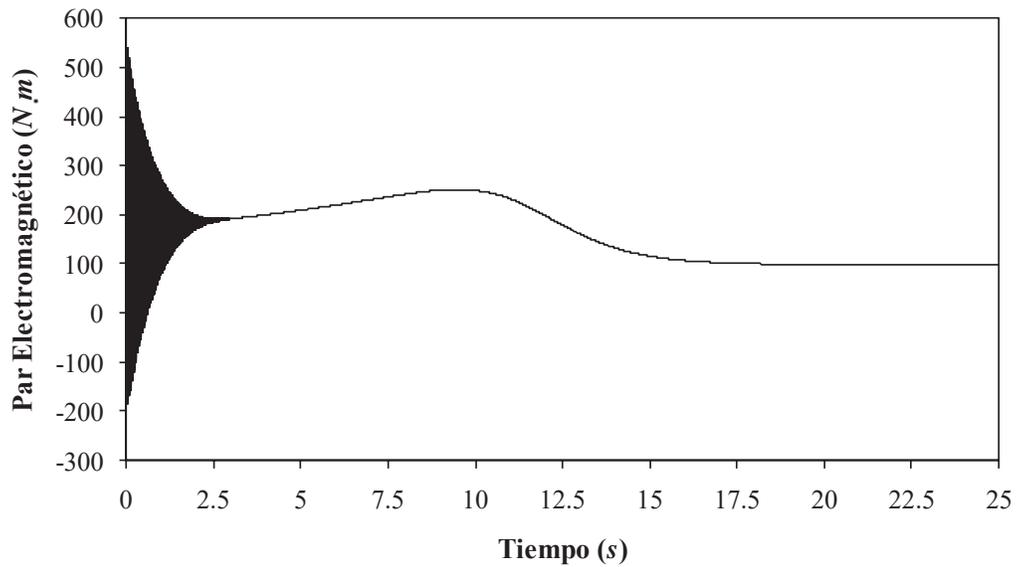


Figura 5.24. Par electromagnético desarrollado durante el arranque de la turbina eólica.

De manera similar, en la Figura 5.25 se ilustra la velocidad de giro del rotor del generador de inducción contenido en la turbina eólica; se puede observar que el generador parte de un estado de reposo absoluto y debido a la acción del viento que incide sobre las aspas de la turbina eólica, empieza a girar hasta alcanzar una velocidad de giro constante; el valor de la velocidad de giro en estado estacionario es de 1171.97 rpm.

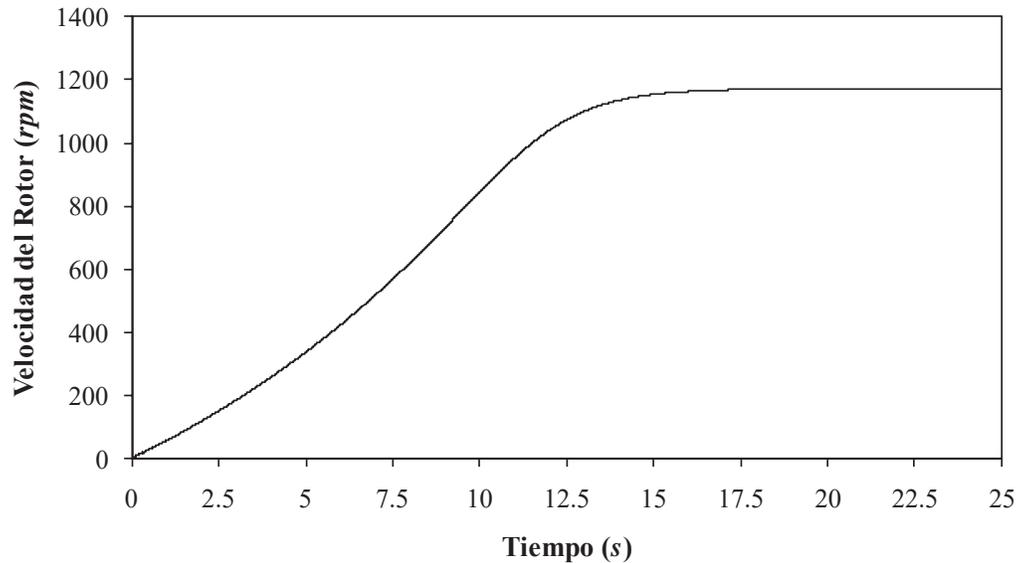


Figura 5.25. Velocidad de giro del rotor del generador de inducción jaula de ardilla.

Las Figuras 5.26-5.28 ilustran la misma secuencia de arranque de las turbinas eólicas de velocidad constante, pero en este caso el método de DN es aplicado para obtener el estado estacionario del sistema de una manera eficiente.

En la Figura 5.26 se muestra la corriente generada en la fase *a* del estator del generador de inducción; transcurren veinte ciclos de tiempo antes de aplicar el método de DN. La corriente alcanza su estado estacionario de operación cuatro ciclos de tiempo después de que el método fue aplicado, en un valor de amplitud máxima de 89.37 A.

El par electromagnético obtenido con la aplicación del método de DN es mostrado en la Figura 5.27. El método DN se aplica después de 0.333 segundos de tiempo de simulación; posterior a la aplicación del método al sistema, le toma 0.066 segundos en alcanzar su estado estacionario de operación; el valor de estado estacionario del par electromagnético obtenido con la aplicación del método de DN es de 98.01 N·m.

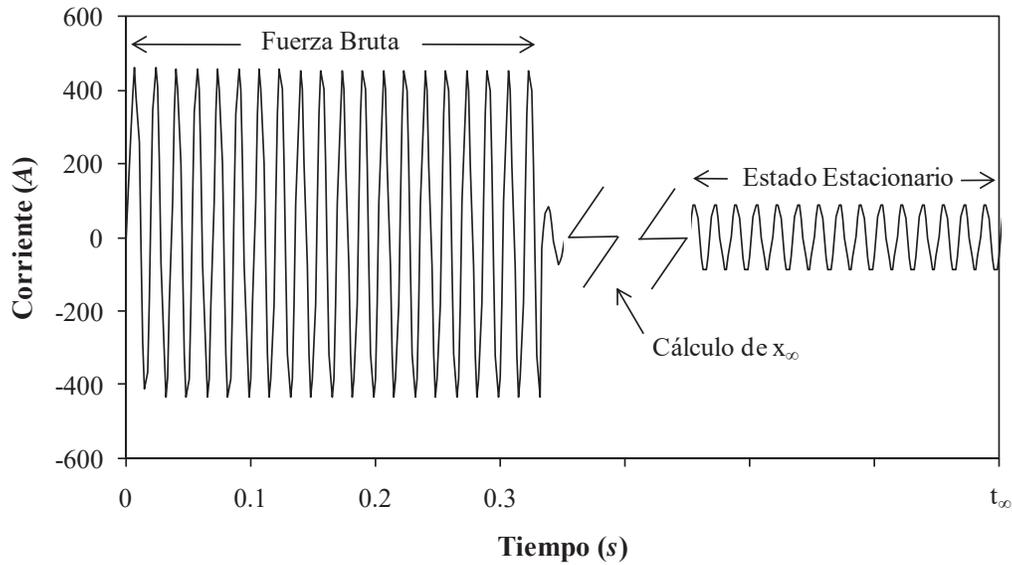


Figura 5.26. Corriente de arranque del estator obtenida con la aplicación del método de DN.

En la Figura 5.28 se muestra la velocidad del giro del rotor obtenido de manera eficiente con la aplicación del método de DN. El valor de estado estacionario obtenido es de 1171.97 rpm. Es importante mencionar que el mismo estado estacionario operación es alcanzado utilizando los métodos FB y DN.

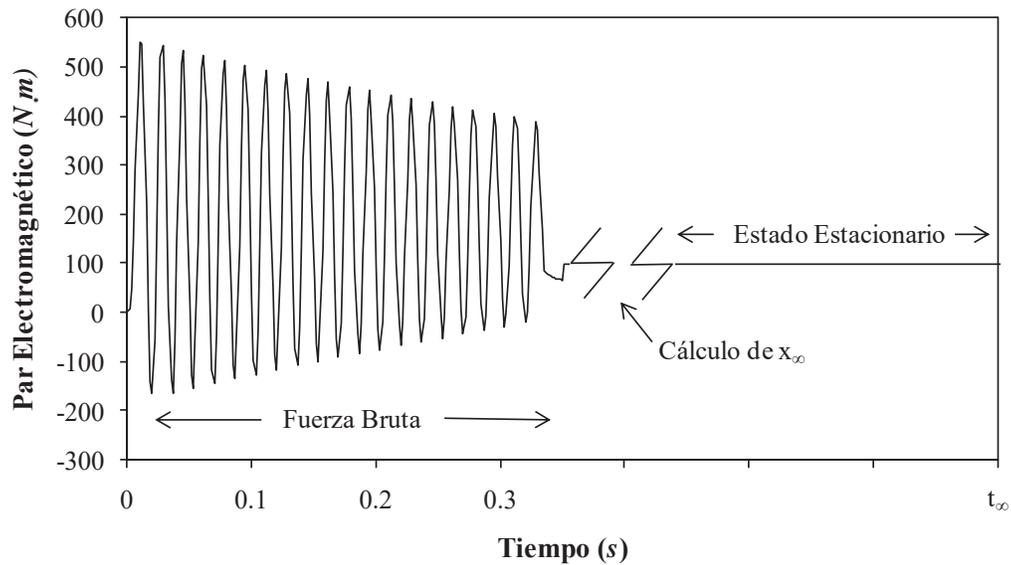


Figura 5.27. Par electromagnético obtenido con la aplicación del método de DN.

La Tabla 5.4 resume el numero de ciclos (NC) requeridos por los métodos de FB y DN, respectivamente, en alcanzar el estado estacionario del parque eólico con dos turbinas. Para obtener el estado estacionario, el método de DN requiere de cuatro evaluaciones de x_{∞} y el cómputo de 196 ciclos, mientras que el método de FB necesita de 1362 ciclos; esto representa una reducción del 85.60% en el número de ciclos requeridos por el método de DN en comparación a la utilización del método de FB.

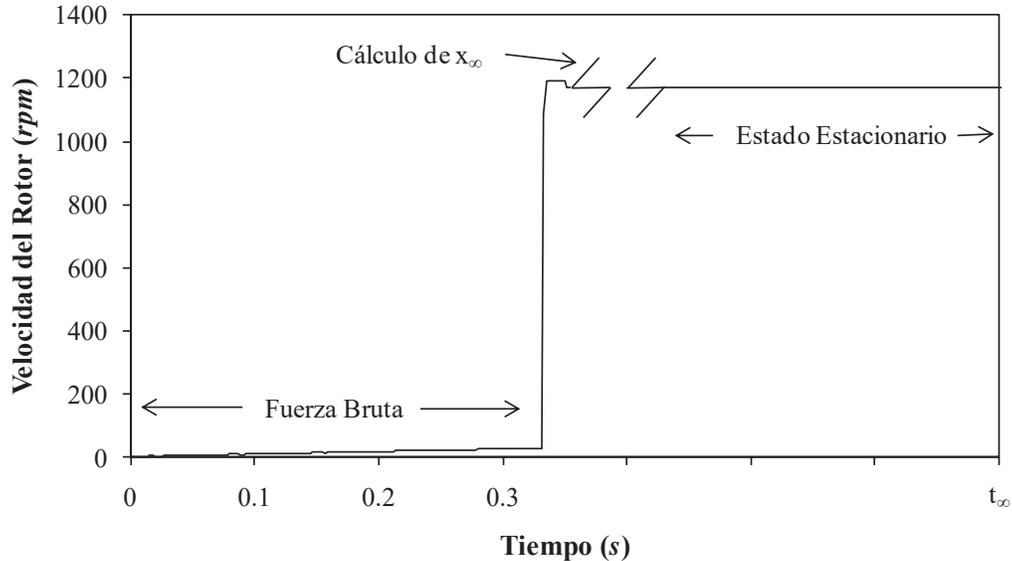


Figura 5.28. Velocidad de giro del rotor obtenida con la aplicación del método de DN.

Utilizando procesamiento en paralelo, la Figura 5.29 muestra la reducción en el tiempo de cómputo con la aplicación del método de DN al parque eólico que contiene un diferente número de turbinas eólicas en cada caso de estudio. De esta Figura, se puede observar que para el sistema que contiene 256 turbinas eólicas, le toma 206.32 segundos en completar la simulación utilizando un solo hilo; utilizando dos hilos el tiempo de cómputo requerido para toda la simulación se reduce a 118.62 segundos, en porcentaje, esta reducción es de alrededor del 42.50%. Esta reducción es más evidente si se realiza una comparación es realizada con los resultados obtenidos utilizando ocho hilos. Esto es, utilizando ocho hilos, se necesitan de 42.23 segundos en completar la simulación; esto representa una reducción del 79.53% en el tiempo de simulación total.

Los porcentajes de la reducción del tiempo de cómputo requerido en completar la simulación utilizando hilos se muestran en la Tabla 5.5. De esta tabla se puede observar que el

método implementado utilizando programación en paralelo obtiene una mejor eficiencia conforme el número de elementos presentes en el sistema aumenta.

Tabla 5.4. Errores de convergencia durante el arranque de la turbina eólica.

NC	FB	DN
1	412.58	412.58
2	20.65	20.65
3	1.08	1.08
...
20	3.71	3.71
64	2.42	2.67
108	0.46	8.96×10^{-2}
152	0.50	1.57×10^{-5}
196	0.54	7.50×10^{-10}
...	...	
1362	9.86×10^{-8}	

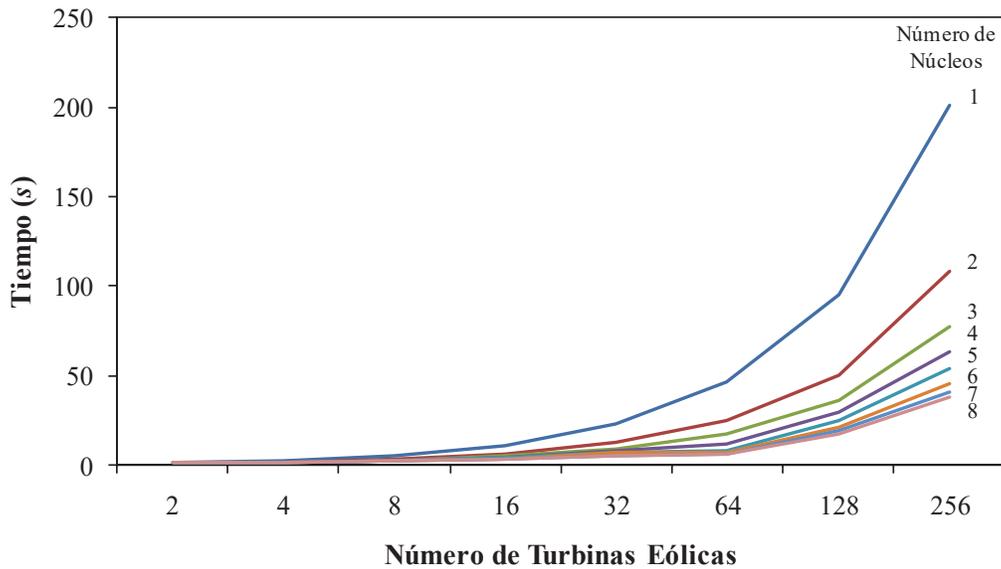


Figura 5.29. Reducción en el tiempo de cómputo utilizando el método de DN implementado en paralelo.

Tabla 5.5. Porcentajes en la reducción del tiempo requerido en completar la simulación utilizando el método de DN implementado en paralelo.

Número de procesadores	Número de de turbinas eólicas							
	2	4	8	16	32	64	128	256
2	19.8	32.5	34.2	38.2	39.6	40.3	41.1	42.5
3	19.6	43.7	48.3	49.7	55.5	58.4	59.4	60.6
4	19.6	52.9	56.1	61.0	63.7	66.6	67.6	68.4
5	19.6	52.1	57.0	65.2	68.2	70.5	71.8	73.2
6	19.6	52.1	57.5	66.8	69.5	72.9	74.7	75.3
7	19.6	52.0	58.1	67.6	71.6	74.2	76.1	77.7
8	19.5	52.0	58.3	68.8	73.9	76.3	78.0	79.5

El número de ciclos requeridos por el procedimiento de FB y el método de DN en alcanzar el estado estacionario del parque eólico con diferentes números de elementos se indican en la Tabla 5.6. El método de FB necesita del cálculo de 1362 ciclos para obtener el estado estacionario del sistema, mientras que el método de DN requiere en todos los casos de estudio de cuatro evaluaciones de x_{∞} . Puesto que para obtener la matriz B se requiere de un ciclo por cada ecuación de estado que modele el comportamiento del sistema, mientras el número de elementos presentes en el sistema se incrementa, el número de ciclos requeridos en el cálculo de B aumenta considerablemente. Por ejemplo, nótese que para 16 turbinas, el número de ciclos requeridos por el método de DN es de 1260, que aún es menor al número de ciclos requeridos por el método de FB; sin embargo, al aumentar el número de elementos en el sistema, el número de ciclos requeridos por el método de DN ahora es mayor que el que se necesita con el método de FB y por lo tanto se requerirá de un tiempo de cómputo mayor.

Tabla 5.6. Número de ciclos requeridos mediante la utilización del método de FB y DN.

FB	Número de de turbinas eólicas							
	2	4	8	16	32	64	128	256
1362	196	348	652	1260	2476	4908	9772	19500

Debido a lo anteriormente mencionado, es que se justifica la aplicación de procesamiento en paralelo para ayudar a vencer esta limitante del método de DN, cuando el número de elementos

presentes en el sistema es muy grande. Por ejemplo, para el caso de estudio con 32 turbinas eólicas se requiere un número mayor de ciclos para obtener el estado estacionario utilizando el método de DN en comparación con el uso del método de FB, pero por medio de procesamiento en paralelo, estos ciclos son ejecutados de manera simultánea en varios procesadores, reduciendo el tiempo de cómputo.

En la Figura 5.30, se ilustra la eficiencia relativa obtenida con la aplicación del método de DN utilizando 8 hilos con respecto a la aplicación del método de FB. De esta gráfica de barras se puede observar que con la aplicación del método de DN a sistemas pequeños, se obtiene una reducción importante en el tiempo de cómputo necesitado para obtener el estado estacionario. Conforme el número de elementos presentes en el sistema aumenta, dicha eficiencia se ve reducida, pero debido a la aplicación de procesamiento en paralelo aún es más eficiente utilizar el método de DN con respecto al método de FB. Por ejemplo, en el caso de estudio con 64 turbinas eólicas, se tiene una eficiencia relativa de 2.22, lo cual indica que el método de DN es aproximadamente dos veces más rápido que el método de FB; para el caso de 256 turbinas eólicas, la eficiencia relativa obtenida ya es menor a la unidad (0.55), lo cual indica que ya no es viable la aplicación del método de DN, ya que requiere de un tiempo cómputo mayor a que si se empleara el método de FB.

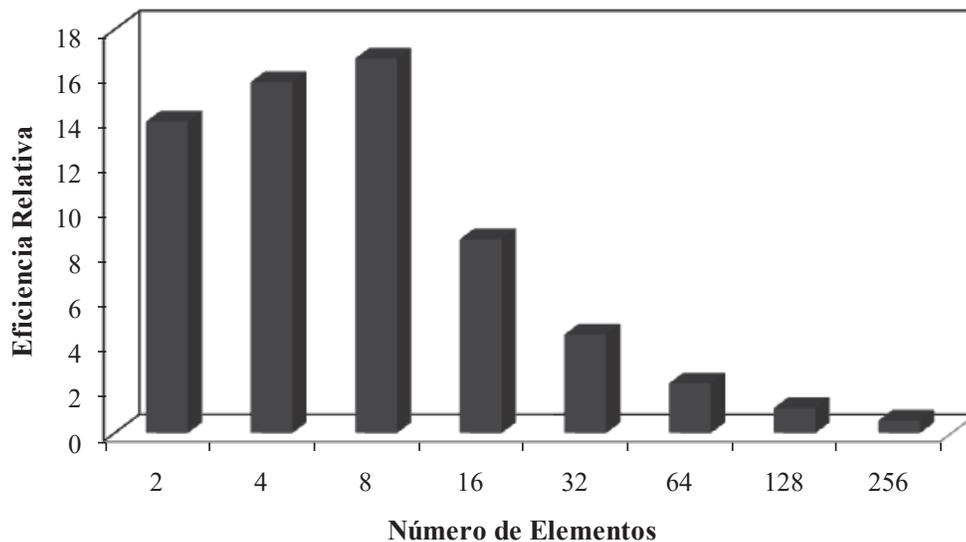


Figura 5.30. Eficiencia relativa del método de DN utilizando 8 hilos con respecto al método de FB.

5.10. Conclusiones

En el presente capítulo se ha mostrado la aplicación de dos técnicas computacionales eficientes aplicadas a la simulación de sistemas de generación distribuida. La primera técnica implementada es el procesamiento en paralelo mediante la utilización de hilos, con el objetivo de dividir el esfuerzo computacional en varios procesadores o núcleos y por ende reducir el tiempo de cómputo asociado con la simulación de sistemas de gran escala; mientras que el segundo método implementado es útil para encontrar el estado estacionario de un sistema de una manera rápida, esto es realizado mediante la aplicación de un método Newton basado en un proceso de diferenciación numérica.

En el primer caso de estudio se mostró la aplicación de procesamiento en paralelo, con el objetivo de reducir el tiempo de cómputo asociado con la simulación de un parque de generación híbrido eólico-fotovoltaico con un gran número de elementos. Los resultados obtenidos muestran que cuando el sistema bajo análisis tiene un gran número de componentes, se obtiene una mejor eficiencia relativa. Por ejemplo, utilizando 8 hilos se obtuvo una reducción del 81.6% en el tiempo de simulación requerido en completar la simulación de un sistema que contiene 640 elementos. Adicionalmente, la implementación en paralelo propuesta tiene la ventaja de que se puede implementar cualquier algoritmo numérico de integración basado en un conjunto de evaluaciones de las EDOs, sin la necesidad de modificar la implementación en paralelo.

En el segundo caso de estudio se presentó la aplicación del método de DN en un sistema de generación distribuida basado en una fuente mini-hidráulica. Se demostró que el método de DN reduce significativamente el tiempo de cómputo requerido en encontrar el estado estacionario del sistema una vez que se ha aplicado un disturbio en el sistema. Esta reducción fue del orden del 32.29% en comparación con la aplicación de un procedimiento de fuerza bruta convencional.

Finalmente, se utilizó una versión alternativa del método de DN utilizando procesamiento en paralelo, esto debido a que se observó que para calcular la matriz B del método, se requiere del cálculo de un ciclo por cada EDO que modele al sistema, entonces en sistemas de gran tamaño, el número de ciclos aumenta de manera considerable. Para el caso de un parque eólico, se demostró como la aplicación de la versión en paralelo del método de DN disminuye el tiempo de cómputo asociado con la aplicación del método de DN y por lo tanto se puede aplicar de una manera más eficiente a sistemas de gran tamaño.

Capítulo 6

Análisis dinámico de turbinas eólicas

6.1. Introducción

La simulación es una herramienta importante y necesaria en el desarrollo, diseño y prueba de sistemas de transmisión y generación. Una amplia variedad de simuladores analógicos y digitales están disponibles y típicamente son utilizados durante las diversas etapas de desarrollo de un sistema.

Avances recientes en las tecnologías de micro-procesadores y el desarrollo de técnicas computacionales eficientes han hecho que se incremente en la actualidad la aplicación de simulaciones por medio de una computadora personal en los sistemas de potencia modernos [Watson y Arrillaga 2003].

Un aspecto importante en el estudio de los sistemas de potencia es el analizar y comprender el funcionamiento del sistema cuando se encuentra bajo condiciones de disturbio, por ejemplo: fallas en las líneas de transmisión, apertura y cerrado de interruptores, etc. Bajo estas condiciones de disturbio el sistema de potencia y sus componentes se encuentran sujetos a variaciones en su funcionamiento mecánico y eléctrico, que son completamente diferentes a las condiciones de operación en estado estacionario. Las simulaciones del comportamiento transitorio del sistema bajo condiciones de disturbio son entonces necesarias para evaluar, estudiar y analizar como esas variaciones afectan el comportamiento total del sistema [Singh 2006].

Los resultados obtenidos de estas simulaciones pueden ser entonces utilizados, por ejemplo, para definir los esquemas de protección que se utilizarán en el sistema, y con esto, prevenir daños en los componentes cuando una falla ocurre.

Los métodos tradicionales para realizar estas simulaciones bajo condiciones de disturbio consideran que el sistema es representado por un modelo matemático que modela su funcionamiento y cada elemento del sistema es representado de tal manera que asemeja las condiciones reales del sistema. Entonces un algoritmo numérico es aplicado de tal forma que se puede obtener la solución del sistema, y por lo tanto, se obtiene el comportamiento del sistema.

En este capítulo se analiza mediante un caso de estudio, la operación dinámica de los tres principales tipos de turbinas eólicas que se utilizan en la actualidad. Las simulaciones son realizadas en el programa computacional DGIS, con los modelos que fueron descritos en el Capítulo 3 de esta investigación doctoral.

6.2. Comportamiento dinámico de turbinas eólicas

Debido a la naturaleza cambiante de la materia prima (el viento) utilizada para mover las aspas de las turbinas eólicas, es que éstas nunca se encuentran operando en estado estacionario; su producción de energía eléctrica siempre es cambiante conforme a las condiciones instantáneas de la velocidad del viento que incide sobre ellas.

En este caso de estudio se presenta la simulación del comportamiento dinámico de los tres principales tipos de turbinas eólicas utilizados en la actualidad, incluyendo sus controladores asociados.

En la Figura 6.1 se ilustra la representación en el programa computacional DGIS de las turbinas eólicas conectadas a un bus infinito a través de un transformador. El primer tipo de turbina eólica simulado corresponde a una turbina de velocidad constante, que incluye un generador de inducción jaula de ardilla (TEGI). Se conecta un capacitor en las terminales de la máquina para compensar los requerimientos de potencia reactiva por parte del generador de inducción. El segundo tipo de turbina representado corresponde a una turbina eólica de velocidad variable que incluye un generador de inducción con doble excitación (TEGIDE), se incluye el modelo de un convertidor de potencia mediante el cual se regula la corriente que circula a través de los devanados del rotor. El tercer tipo de turbina eólica representado, corresponde a una turbina de velocidad variable que incluye un generador síncrono (TEGS). La conexión con el sistema se realiza por medio de un

convertidor de potencia, dicho modelo se encuentra representado internamente dentro del modelo de la turbina eólica. En los tres tipos de turbinas eólicas se incluye el control del ángulo de las aspas de las turbinas.

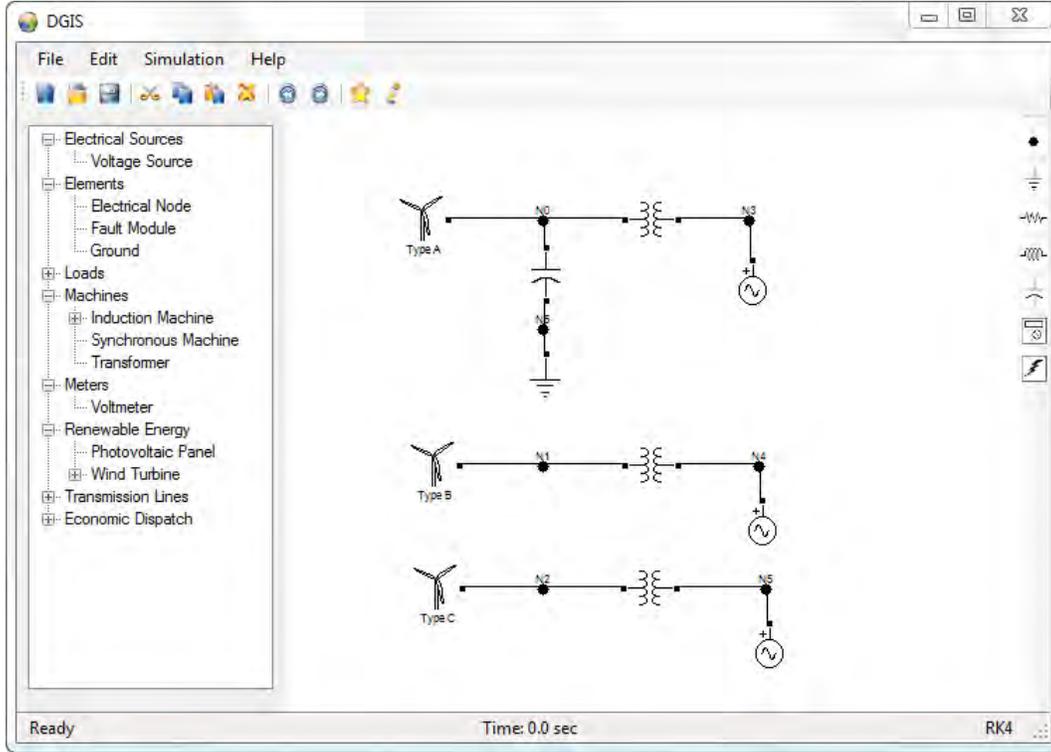


Figura 6.1. Representación en DGIS de los principales tipos de turbinas eólicas conectadas a un bus infinito a través de un transformador.

La secuencia de velocidad del viento que se emplea en las simulaciones del comportamiento dinámico de las turbinas eólicas se ilustra en la Figura 6.2. La velocidad promedio del viento es de 15 m/s ; se aplica una rampa con un valor de 25 m/s en un tiempo de simulación $t = 45$ segundos y es mantenida por 10 segundos; se simulan dos ráfagas de viento con un valor de -8 m/s , la primera es aplicada en un tiempo de simulación de 5 segundos y se sostiene por 10 segundos, mientras que la segunda es aplicada en un tiempo de simulación de 20 segundos, siendo sostenida por 10 segundos. Adicionalmente se simula el efecto de la componente de turbulencia en la secuencia de velocidad del viento, tal y como se define en la Ecuación (3.64).

A continuación se presentan las gráficas que ilustran el comportamiento de la potencia obtenida, de la velocidad de giro del rotor y del control del ángulo de inclinación de las aspas para

los tres tipos de turbinas eólicas bajo estudio, respectivamente. Para obtener una mejor comparación en los resultados obtenidos, se utilizan valores en por unidad, a excepción del ángulo de inclinación de las aspas el cual es presentado en grados. La potencia nominal de generación de los tres tipos de turbinas eólicas presentadas es de 2 MW y sus parámetros se encuentran definidos en el Apéndice E de esta tesis.

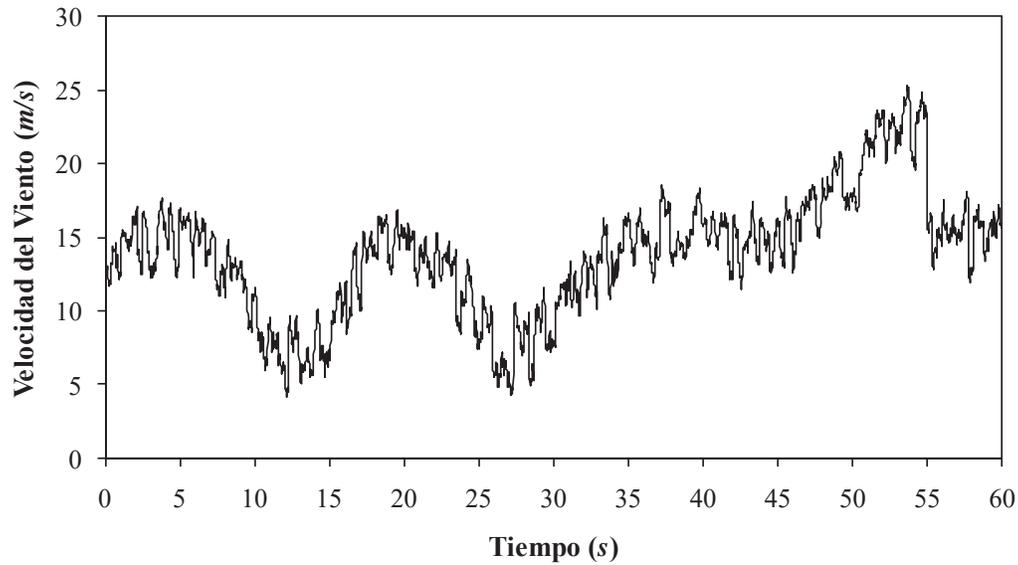


Figura 6.2. Simulación de la velocidad del viento.

La potencia eléctrica generada por los tres principales tipos de turbinas eólicas, debido a la incidencia en las aspas de las turbinas de la secuencia de viento simulada, se ilustra en la Figura 6.3. Se puede observar que para el caso de la TEGI, cualquier variación mínima en la velocidad del viento resulta en una variación proporcional en la potencia generada, a excepción de cuando se simula la rampa en el viento, esto se debe a la acción del control del ángulo de inclinación de las aspas, que ayuda a limitar la potencia generada en tales situaciones. Por otro lado, se puede observar que la potencia obtenida en las turbinas eólicas de velocidad variable (TEGIDE y TEGS) es más constante ante variaciones pequeñas a corto plazo (unos cuantos segundos) en la velocidad del viento, situación que es más evidente en la TEGS. El comportamiento de la potencia obtenida para estas dos turbinas es muy similar, lo cual se debe a que cuentan con controladores de velocidad y voltaje que influyen en su comportamiento, además de que dichos controladores son muy similares en ambos casos.

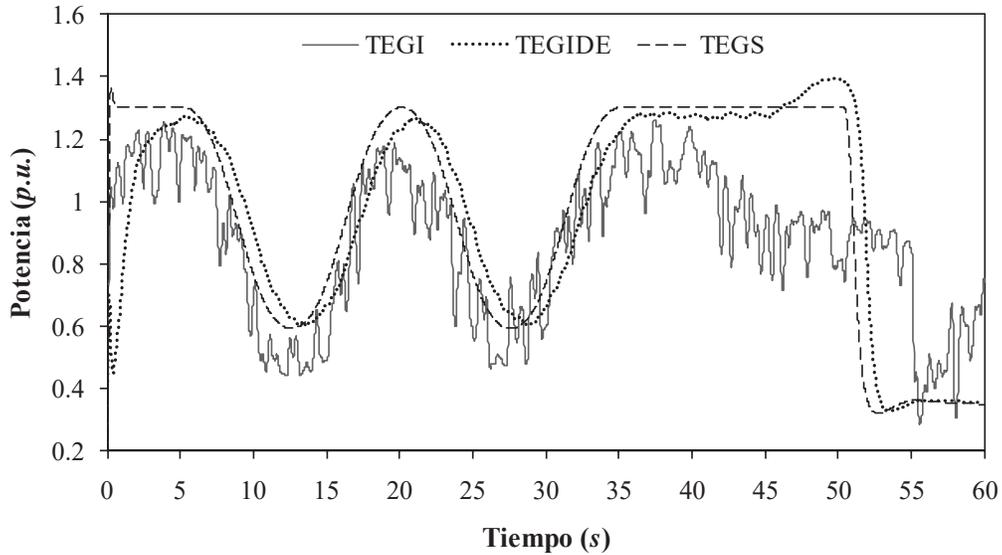


Figura 6.3. Potencia generada por los diferentes tipos de turbinas eólicas.

En la Figura 6.4 se muestra la velocidad de giro del rotor obtenida para los tres principales tipos de turbinas eólicas bajo estudio. De esta Figura se puede apreciar, que para la TEGI su velocidad de giro del rotor se encuentra oscilando constantemente de acuerdo a las variaciones que existen en el viento. Sin embargo en este caso de estudio estas variaciones no sobrepasan el 2% de su velocidad nominal, razón por la cual se les llama turbinas eólicas de velocidad constante; mientras que en las turbinas de velocidad variable TEGIDE y TEGS, presentan variaciones en la velocidad de giro del rotor pero solo ante variaciones a mediano y largo plazo en el viento. Este comportamiento se debe a la acción de los controles que se utilizan en ellas. Adicionalmente, se puede observar que la TEGIDE, es la que presenta una mayor variación en su velocidad de giro cuando se encuentran presentes las ráfagas y rampas en el viento, esto en comparación con los resultados obtenidos para las otros dos tipos de turbinas eólicas.

La comparación en el comportamiento del ángulo de inclinación de las aspas de las turbinas eólicas se muestra en la Figura 6.5. Para los tres casos de estudio se considera un ángulo inicial de cero grados; conforme avanza el tiempo de simulación y se simula la primera ráfaga de viento, el valor de este ángulo aumenta gradualmente con un máximo local de 12.60 grados, 8.82 grados y 7.88 grados para la TEGI, TEGIDE y TEGS, respectivamente; después disminuye a 2.33 grados en un tiempo de simulación $t = 34.41$ segundos para el caso de la TEGI, mientras que para la TEGIDE y TEGS el ángulo disminuye a cero, en un tiempo de simulación de 25.61 y 16.23 segundos respectivamente. Finalmente, dicho valor vuelve a aumentar por la presencia de la rampa en la

secuencia de velocidad del viento, alcanzando un valor máximo de 25.00, 22.44 y 17.85 grados para la TEGI, TEGIDE y TEGS, respectivamente. Se puede observar que debido a que la estrategia de control del ángulo de inclinación de las aspas de las turbinas es idéntica en los tres casos de estudio, presentan comportamientos similares y se observan diferencias en sus valores debido a que los convertidores incluidos en los modelos de las turbinas eólicas de velocidad variable también ayudan a regular la potencia generada por las turbinas eólicas, por lo que se requiere de una menor acción por parte de este controlador.

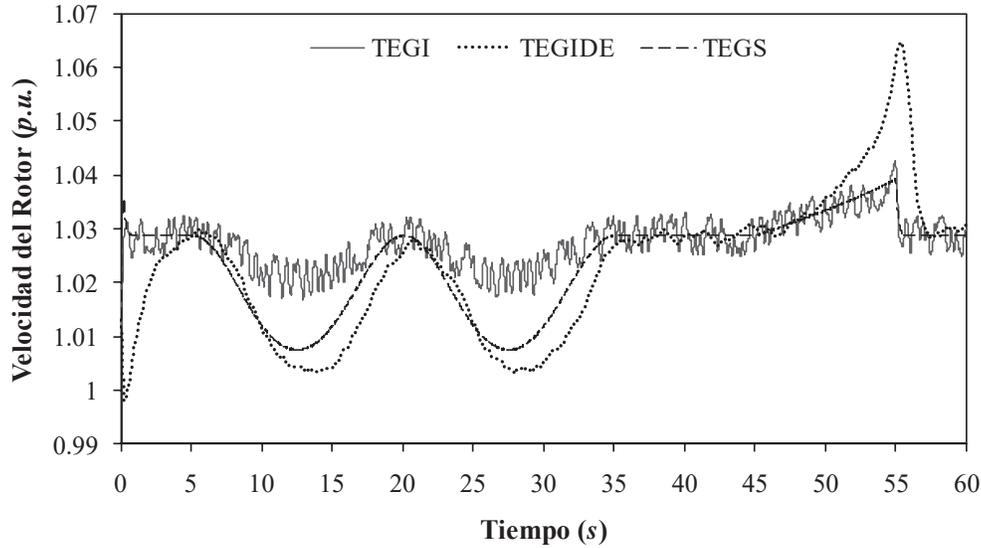


Figura 6.4. Velocidad de giro del rotor obtenida para los diferentes tipos de turbinas eólicas.

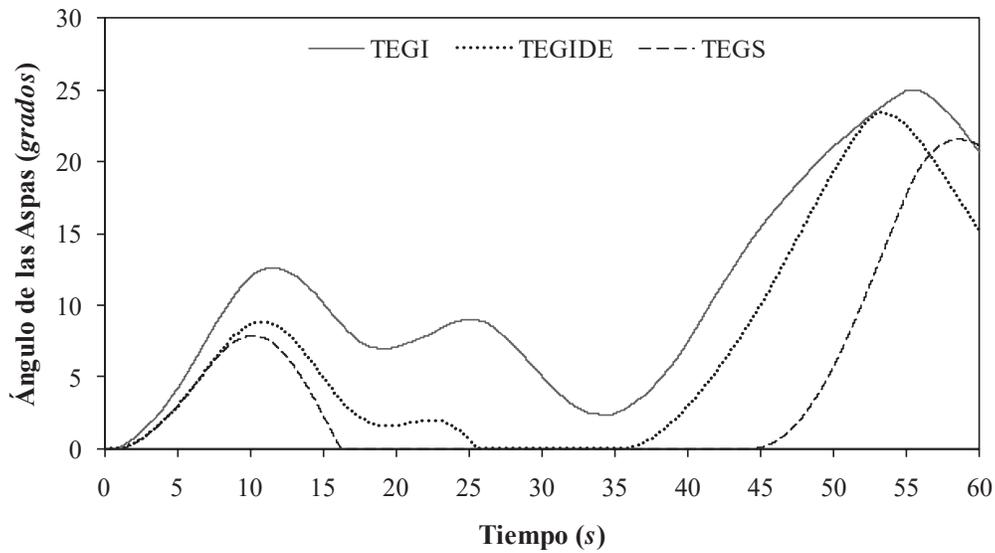


Figura 6.5. Control del ángulo de las aspas para los diferentes tipos de turbinas eólicas.

6.3. Validación de resultados con PSCAD/EMTDC

En esta sección se presenta una comparación entre los resultados obtenidos con los modelos implementados en el programa computacional DGIS y los resultados obtenidos con el programa computacional comercial PSCAD/EMTDC.

EMTDC (por sus siglas en Inglés *Electromagnetic Transients including DC*) [EMTDC 2005] es una herramienta de simulación que puede reproducir el tiempo de respuesta de los fenómenos transitorios electromagnéticos que ocurren en los sistemas de potencia, con un alto nivel de precisión. PSCAD (por sus siglas en Inglés *Power Systems Computer Aided Design*) es la interfaz gráfica de EMTDC, que permite al usuario ensamblar gráficamente un circuito eléctrico, ejecutar la simulación, analizar interactivamente los resultados y manejar los datos obtenidos en este proceso de una manera más sencilla, todo en un ambiente gráfico integrado.

Se eligió el programa comercial PSCAD/EMTDC para validar los resultados obtenidos con los modelos implementados en el programa computacional DGIS, debido a que esta herramienta es mundialmente utilizada y reconocida para el análisis y simulación en estado transitorio de los sistemas de potencia de CA y CA-CD.

En la Figura 6.6 se ilustra la representación en PSCAD/EMTDC de una turbina eólica de velocidad constante que incluye un generador de inducción del tipo jaula de ardilla, la cual se encuentra conectada a un bus infinito a través de un transformador. Este modelo es utilizado para propósitos de comparación de los resultados obtenidos con el programa computacional DGIS.

La Figura 6.7 muestra la comparación de la secuencia de velocidad de viento simulada con DGIS y PSCAD. Esta secuencia de velocidad de viento fue generada en DGIS utilizando los mismos parámetros del caso de estudio anteriormente presentado; en PSCAD se utilizaron los mismos valores que en DGIS para generar la rampa y las ráfagas de viento. De la Figura 6.7 (a) se puede observar que la velocidad del viento obtenida con ambos programas es idéntica, solo presentan ligeras variaciones en las oscilaciones generadas por medio de la componente de turbulencia; como puede ser observado en el acercamiento que se ilustra en la figura en la esquina inferior derecha. Si se elimina la componente de turbulencia de ambas simulaciones y se comparan los resultados, se puede observar que los modelos utilizados por ambos programas para simular las rampas y ráfagas de viento arrojan resultados idénticos; como puede observarse en la Figura 6.7 (b).

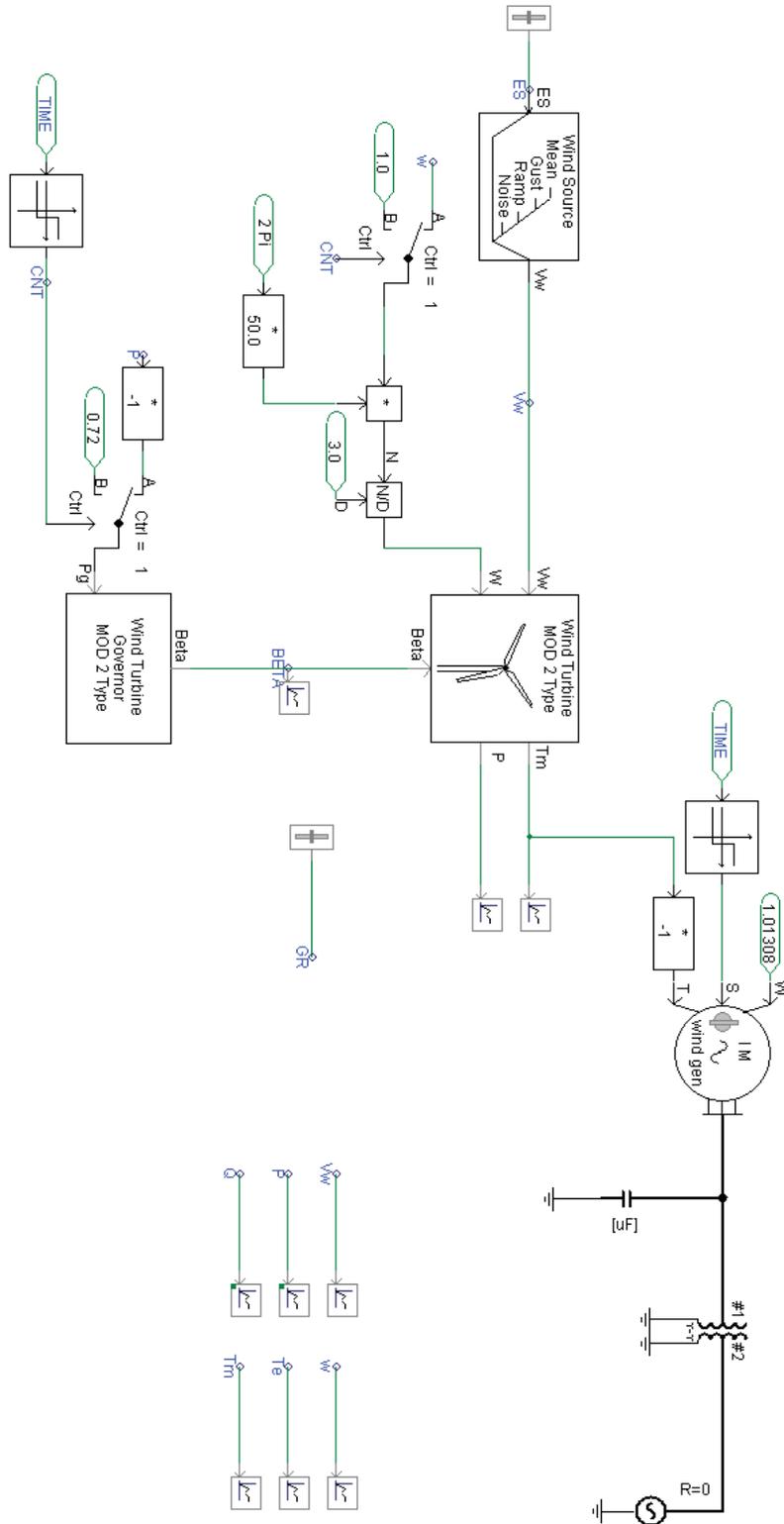


Figura 6.6. Representación en PSCAD/EMTDC de una turbina eólica de velocidad constante conectada a un bus infinito a través de un transformador.

A continuación se presenta la comparación de la potencia eléctrica, velocidad de giro del rotor y par electromagnético obtenidos en ambos programas computacionales. Para este caso se considera el arranque de la turbina eólica desde su estado de reposo y una velocidad del viento constante; esto con el objetivo de obtener una mejor comparación de los resultados sin que influyan los resultados de la simulación de la velocidad del viento.

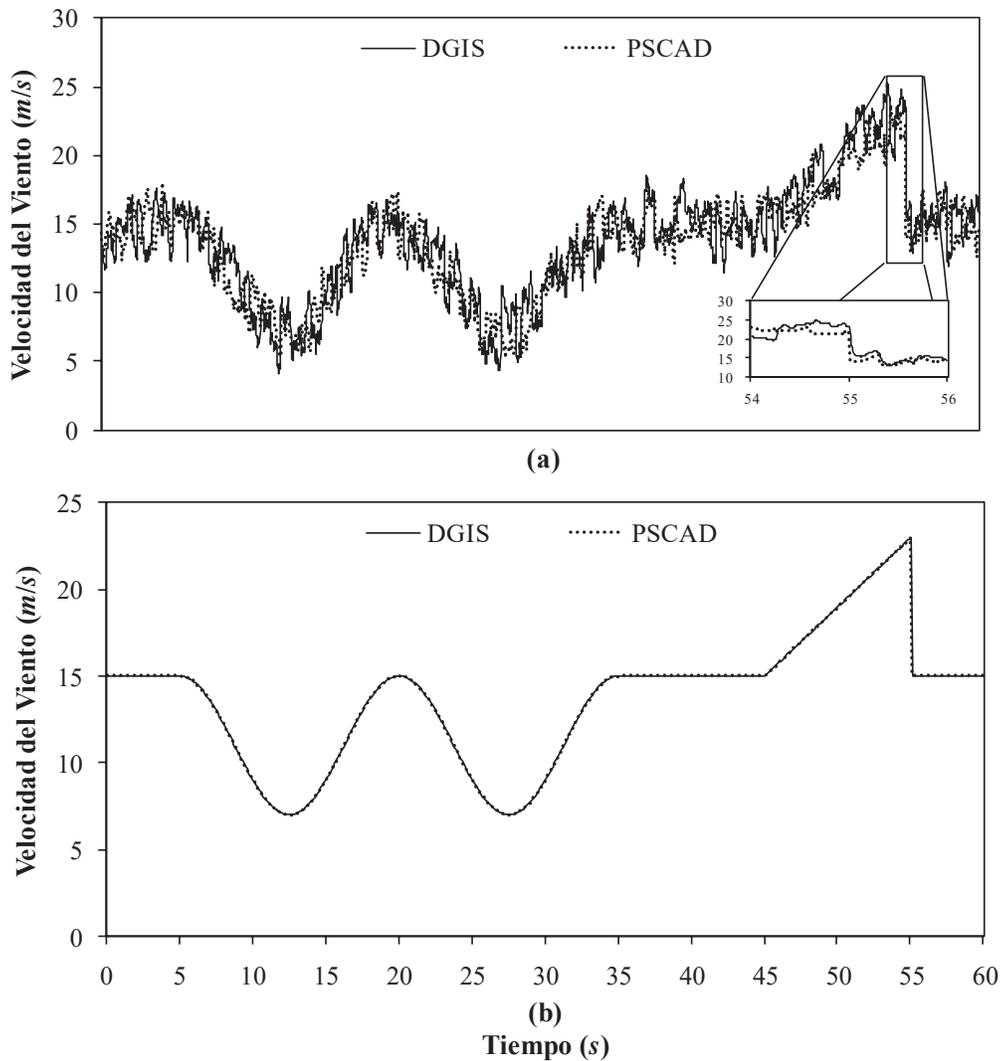


Figura 6.7. Comparación de la velocidad del viento obtenida con DGIS y PSCAD. (a) con la componente de turbulencia, (b) sin incluir la componente de turbulencia.

La comparación de la potencia eléctrica obtenida utilizando los modelos matemáticos contenidos en DGIS y PSCAD durante el arranque de la turbina eólica se muestra en la Figura 6.8.

Se observa que el comportamiento obtenido con ambos programas es muy similar, pero existe diferencia en los valores obtenidos al arranque de la simulación; en estado estacionario ambos modelos llegan al mismo valor y lo alcanzan en tiempos de simulación similares.

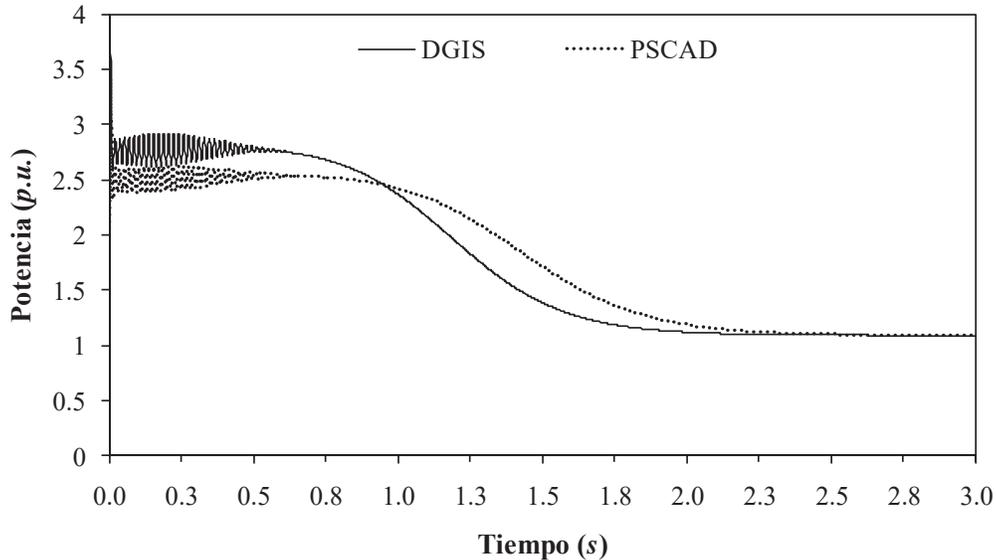


Figura 6.8. Comparación de la potencia obtenida con DGIS y PSCAD.

En la Figura 6.9 se muestran las curvas de aceleración de la turbina eólica desde el reposo hasta que alcanza su velocidad nominal. De esta figura se puede observar que utilizando ambas herramientas de simulación, el estado estacionario alcanzado es el mismo; sin embargo, la velocidad de giro desarrollado por el modelo contenido en PSCAD es menor durante el arranque en comparación a la obtenida con DGIS.

De manera similar, la Figura 6.10 ilustra el par electromagnético desarrollado por la turbina eólica durante su arranque. En esta gráfica se puede observar que al igual que en el caso de la potencia eléctrica obtenida en ambos programas, el comportamiento del par electromagnético es similar en cuanto a la forma de onda, pero difieren en sus valores en cada instante de tiempo en los primeros segundos de la simulación; con ambos programas se alcanza el mismo estado estacionario en tiempos de simulación similares.

Finalmente, en la Figura 6.11 se ilustra la comparación de los resultados obtenidos con DGIS y PSCAD para la corriente que circula en la fase *a* del devanado secundario del

transformador. Es importante mencionar que el modelo del transformador implementando en DGIS es idéntico al modelo que se incluye en el programa comercial PSCAD (solo la curva de saturación utilizada es calculada de manera diferente); dicho modelo se reporta en la Sección 3.2 de esta tesis. En esta Figura se puede observar la buena correlación que existe en la respuesta obtenida entre ambos simuladores.

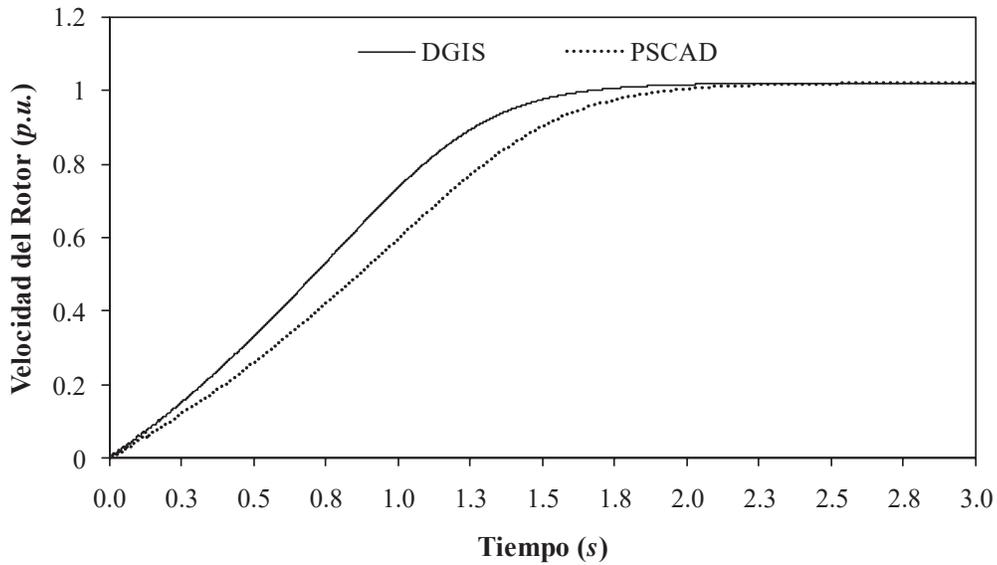


Figura 6.9. Comparación de la velocidad de giro del rotor obtenida con DGIS y PSCAD.

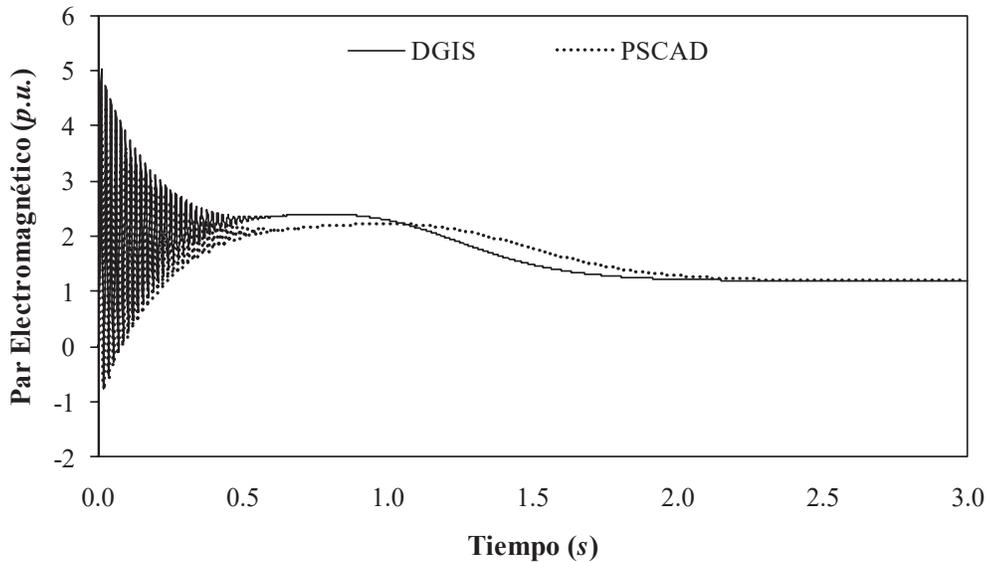


Figura 6.10. Comparación del par electromagnético obtenido con DGIS y PSCAD.

La diferencia observada en la respuesta dinámica obtenida con ambos simuladores se debe principalmente a que el modelo de la turbina eólica utilizada en DGIS corresponde a un modelo simplificado de dos masas, mientras que la representación en PSCAD de la turbina eólica es más detallada. Además de que el modelo contenido del generador de inducción en PSCAD se encuentra representado en el marco de referencia $dq0$, mientras que en DGIS se utiliza un modelo en el marco de referencia de las fases, por lo que la respuesta transitoria de ambos modelos puede diferir, pero debe de alcanzarse el mismo estado estacionario, tal y como puede observarse en las figuras.

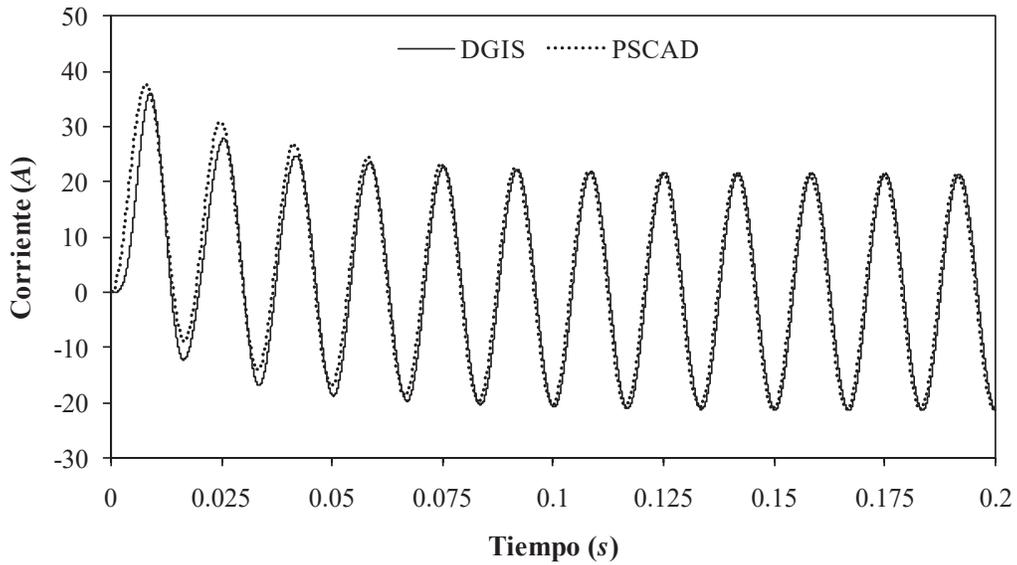


Figura 6.11. Comparación de la corriente obtenida en el devanado secundario con DGIS y PSCAD.

6.4. Conclusiones

En este capítulo se presentó el comportamiento dinámico de los tres principales tipos de turbinas eólicas que son utilizados en la actualidad. El primer tipo de turbina estudiado corresponde a una turbina eólica de velocidad constante que incluye un generador de inducción del tipo jaula de ardilla; el segundo tipo corresponde a una turbina eólica de velocidad variable que incluye un generador de inducción con doble excitación; y el tercer tipo de turbina analizado corresponde a una turbina eólica de velocidad variable con generador síncrono.

En las simulaciones presentadas se considera la naturaleza cambiante del viento y los controladores asociados a estos tipos de turbinas eólicas. Las simulaciones fueron realizadas en el simulador desarrollado DGIS, obteniéndose la comparación de los resultados obtenidos para cada tipo de turbina eólica.

Adicionalmente se presentó una comparación de los resultados obtenidos con el simulador DGIS con respecto a los obtenidos con el programa comercial PSCAD/EMTDC. Se simuló el comportamiento de arranque de una turbina eólica de velocidad constante, considerando una velocidad de viento constante.

Primero se presentó una comparación del comportamiento de la velocidad de viento simulada con ambos programas, de los resultados obtenidos se puede observar que existe una buena correspondencia entre ambos simuladores, solo la manera en que se genera la componente aleatoria del viento en ambos programas influye en los resultados. Comparando las gráficas de las variables eléctricas y mecánicas obtenidas en las simulaciones en PSCAD y DGIS se observa que existe una buena correspondencia entre los resultados obtenidos con los dos programas.

Capítulo 7

Simulaciones en tiempo real

7.1. Introducción

En el Capítulo 5 de esta tesis se comprobó que con la aplicación de técnicas de procesamiento en paralelo se reduce el tiempo de cómputo asociado con una simulación, por lo que es posible tener sistemas complejos con un gran número de componentes ejecutándose en tiempo real en un número similar de procesadores que compartan información entre sí.

Sin embargo la reducción en el tiempo de cómputo no justifica la utilización de simulaciones en tiempo real, debido a que no existe posibilidad de interacción humana con la información que se está calculando en cada instante de tiempo. Es por eso que se han desarrollado simuladores especializados en tiempo real que permiten la simulación de sistemas de potencia y su interacción con componentes físicos que forman parte del sistema.

En el presente capítulo se describe de manera concisa la utilización de una estación especializada en simulaciones en tiempo real de la compañía RTDS *Technologies*. Dicha estación se encuentra en el departamento de Energía y Medio Ambiente, de la Universidad de Strathclyde en Glasgow, Escocia. Como parte de una estancia doctoral realizada en esta universidad, se realizaron estudios complementarios de la simulación en tiempo de la operación dinámica de sistemas de generación distribuida así como de sus controladores asociados.

7.2. Estación de simulación en tiempo real

El Simulador Digital en Tiempo Real, por sus siglas en inglés RTDS (*Real Time Digital Simulator*) es una computadora de propósito especial diseñada para el estudio de fenómenos transitorios electro-magnéticos en tiempo real. La estación RTDS se encuentra conformada por hardware y

software especialmente diseñados para la simulación de sistemas de potencia en tiempo real.

El hardware de la RTDS se encuentra conformada por un Procesador Digital de Señales DSP (*Digital Signal Processor*) y una Computadora con un Conjunto de Instrucciones Reducidas RISC (*Reduced Instruction Set Computer*), las cuales en conjunto utilizan técnicas avanzadas de procesamiento en paralelo para poder obtener velocidades de computo que se requieren para mantener una operación continua de simulación en tiempo real [RTDS-Hardware 2007].

El software incluido en la estación RTDS se encuentra conformado por un conjunto de herramientas y modelos matemáticos necesarios para representar muchos de los elementos físicos que se encuentran en los sistemas de potencia actuales [RTDS-Software 2006].

La técnica de solución del sistema utilizado en el RTDS se basa en el análisis nodal, y la solución numérica del sistema es realizada en base a los algoritmos representados en el artículo clásico “Digital Computer Solution of Electromagnetic Transient in Single and Multiphase Networks” escrito por M. W. Dommel [Dommel 1986]. Adicionalmente se cuenta con el programa computacional RSCAD, el cual sirve de comunicación e interfaz gráfica de usuario entre la estación RTDS y cualquier computadora personal; en dicho programa el usuario puede construir, simular y analizar los casos de estudio en la estación RTDS.

7.2.1. Hardware de la estación RTDS

A diferencia de la mayoría de los simuladores analógicos, los cuales continuamente generan señales con respecto al tiempo, los simuladores digitales calculan el estado de operación de un modelo del sistema de potencia en un instante discreto de tiempo. El tiempo que transcurre entre estos instantes de tiempo es conocido como paso de simulación. Cientos o miles de operaciones deben de ser calculadas durante cada paso de simulación para poder obtener el estado de operación del sistema en ese instante.

La simulación de estudios de la operación transitoria de un sistema de potencia en la estación RTDS requiere que el paso de simulación sea del orden de 2 a 50 μseg , lo cual corresponde a una frecuencia de respuesta de 3 000 Hz . Por definición, para poder operar en tiempo real, considerando un paso de simulación de 50 μseg , se debe cumplir que todas las operaciones

requeridas para simular el sistema deben de ser completadas en un tiempo menor a 50 μseg .

Para poder mantener una simulación en tiempo real, la estación RTDS cuenta con múltiples procesadores de alta velocidad operando en paralelo. Dos tipos de tarjetas de procesamiento pueden ser instaladas en cada módulo de la estación RTDS [RTDS-Hardware 2007]:

1. Tarjetas de triple procesamiento (3PC), las cuales contienen tres dispositivos analógicos ADSP21062, operando a una velocidad de reloj de 40 MHz . El principal objetivo de este tipo de tarjetas es el manejo de los puertos de entrada/salida de la estación RTDS. Cada tarjeta 3PC contiene los siguientes puertos,
 - 24 canales analógicos de salida (12 bits, ± 10 volts).
 - 2 puertos digitales de entrada (16 bits, 5 volts).
 - 2 puertos digitales de salida (16 bits, 5 volts).

2. Tarjetas de procesamiento RISC (GPC), las cuales contienen dos procesadores IBM Power PC 750GX, operando a una velocidad de reloj de 1 GHz . La principal función de estas tarjetas es la de obtener la solución del sistema en cada instante de tiempo.

Un módulo de la estación RTDS se encuentra conformado por la combinación de tarjetas 3PC y GPC. Para el caso de la estación de simulación en tiempo real utilizada en este trabajo, se encuentra conformada de dos módulos que contienen ocho tarjetas 3PC y una tarjeta GPC, respectivamente. Con una capacidad de resolver y monitorear una red de 108 nodos. La Tabla 7.1 ilustra la precisión y velocidad de cómputo de las tarjetas que se incluyen en cada uno de los módulos de la estación RTDS [RTDS 2009].

Tabla 7.1. Especificaciones de las tarjetas de procesamiento.

Tarjeta	3PC	GPC
Procesador	ADSP 21062	IBM PPC 50GX
Precisión	40 Bits	64 Bits
Procesadores por tarjeta	3	2
*MFLOPS por procesador	80	1000
MFLOPS por tarjeta	240	2000

*MFLOPS = Millones de operaciones de punto flotante por segundo.

Adicionalmente, el módulo de la estación RTDS incluye una tarjeta de interface con la estación de trabajo remota WIF (*WorkStation Interface Card*) y cuando existen múltiples módulos, se cuenta con una tarjeta de comunicaciones internas entre módulos IRC (*InterRack Communications Card*). La tarjeta WIF ejecuta cuatro operaciones básicas:

- 1) Diagnóstico del estado del módulo.
- 2) Comunicaciones entre la estación RTDS y la estación de trabajo remota.
- 3) Sincronización con otros módulos.
- 4) Comunicación y sincronización con dispositivos adicionales.

Es importante mencionar que la comunicación entre la estación RTDS y una computadora personal funcionando como una estación de trabajo es realizada mediante el uso de tarjetas de Red Ethernet 10/100, ya sea por medio de una red de área local o por medio de una conexión a Internet de alta velocidad.

Por otro lado las tarjetas IRC se encargan de la comunicación entre módulos, por medio de puertos seriales y paralelos de alta velocidad. En la Figura 7.1 se muestra la estación RTDS utilizada en esta investigación.



Figura 7.1. Estación de simulación en tiempo real RTDS.

7.2.2. Software de la estación RTDS

El software que se utiliza con la estación RTDS se encuentra organizado jerárquicamente en tres niveles separados, los cuales son:

- 1) Alto nivel: una interfaz gráfica de usuario (GUI).
- 2) Medio nivel: un compilador y herramientas de comunicación.
- 3) Bajo nivel: un sistema operativo multitarea.

La estación RTDS es solo accedida por el usuario mediante la utilización del programa RSCAD. Este programa está formado por un conjunto de herramientas y programas computacionales desarrollados para proveer al usuario de una interfaz gráfica amigable con la estación RTDS. Antes del desarrollo de RSCAD se utilizaba el programa computacional comercial PSCAD como interfaz entre el usuario y la estación RTDS.

En la Figura 7.2 se ilustra la pantalla principal del programa RSCAD, en la cual se pueden observar las principales opciones de este programa como son:

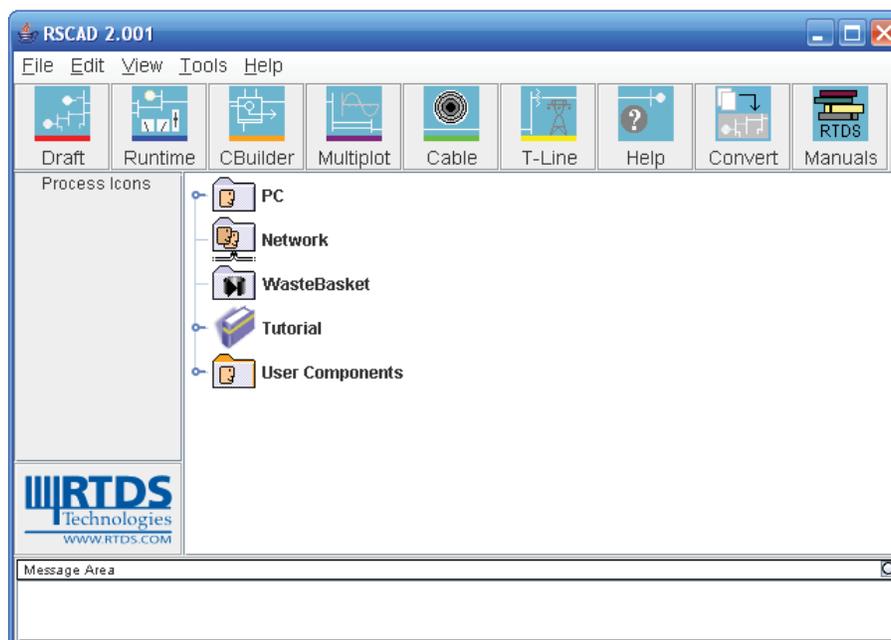


Figura 7.2. Pantalla principal del programa RSCAD.

- DRAFT: sirve para crear casos de estudio mediante la conexión de íconos que representan los componentes de un sistema de potencia.
- RUNTIME: simula en tiempo real el caso de estudio previamente creado y guardado mediante la opción DRAFT.
- CBUILDER: herramienta útil para la creación de nuevos elementos mediante la utilización del lenguaje de programación C.
- MULTIPLOT: sirve para acceder a herramientas de análisis y procesamiento de resultados previamente guardados.
- T-LINE: es utilizado para definir los parámetros y propiedades de los cables y líneas de transmisión.
- HELP: accede a la ayuda del programa.
- CONVERT: convierte archivos del formato de RSCAD al formato PSS (parámetros de flujos de potencia) o viceversa.
- MANUALS: accede a los manuales, tutoriales y casos de estudio de la utilización del programa y de la estación RTDS.

7.3. Implementación de componentes

La herramienta CBUILDER incluida en el programa RSCAD provee al usuario de un mecanismo para poder desarrollar sus propios modelos como lo son modelos de un sistema de control o un componente del sistema de potencia. CBUILDER incluye una interfaz para que el usuario dibuje el ícono del componente bajo desarrollo. También se provee de una estructura definida de parámetros que el nuevo componente debe de tener, como lo son entradas, salidas y parámetros internos.

Se incluye un compilador para convertir el código escrito por el usuario en lenguaje C a un archivo ejecutable que puede ser incluido en la librería principal del programa RSCAD. Una vez que se ha creado y compilado satisfactoriamente un modelo, este puede ser utilizado en cualquier caso de estudio, o puede ser compartido con otros usuarios que tengan instalado en su computadora personal el programa RSCAD.

Es necesario seguir los siguientes pasos para crear un nuevo componente utilizando la herramienta CBUILDER:

- 1) Crear un modelo nuevo, mediante la selección del botón “New File” que aparece después de que se ha abierto la herramienta CBUILDER.
- 2) Seleccionar si se va crear un modelo de un sistema de control o de un sistema de potencia. La diferencia entre estos dos tipos diferentes de componentes radica en que un modelo de un sistema de control puede obtener entradas de otro modelo, obtener mediciones o retroalimentar señales al sistema, mientras que un modelo de un sistema de potencia inyecta o extrae corrientes de los nodos a los que se encuentra conectado.
- 3) Dibujar el ícono del nuevo modelo.
- 4) Indicar y definir los puntos de entrada y salida.
- 5) Definir los parámetros internos del componente. Estos parámetros son los que el usuario accederá por medio de menú al hacer doble clic en el ícono del modelo.
- 6) Escribir el código en lenguaje C con los datos preparativos como lo son: definición e inicialización de variables, cálculo de constantes, etc.
- 7) Escribir el código en lenguaje C, en el cual se definen los algoritmos que van estar siendo ejecutados en tiempo real en la estación RTDS.
- 8) Compilar el nuevo modelo por medio de la opción CBUILDER.
- 9) Cargar el nuevo modelo en la herramienta DRAFT del programa RSCAD y probarlo mediante simulaciones.

7.3.1. Consideraciones especiales

Al momento de implementar un componente nuevo en la herramienta CBUILDER del programa RSCAD se deben de tener en cuenta las siguientes consideraciones especiales:

- a) Las ecuaciones que describen el comportamiento del elemento nuevo tienen que ser discretizadas, para esto, se utiliza la regla trapezoidal de integración considerando un paso de simulación Δt . La regla trapezoidal de integración para un función $x(t)$ se encuentra definida como,

$$x(t) = x(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2} \left(\frac{d}{dt} x(t) + \frac{d}{dt} x(t - \Delta t) \right) \quad (7.1)$$

- b) El archivo de código fuente se debe encontrar dividido en 3 secciones, las cuales son:
 - 1) *Static*: en esta sección se deben definir las variables globales del modelo.

- 2) *Ram*: en esta sección se inicializan las variables globales del modelo, así como variables locales, algoritmos necesarios para el cálculo de constantes o parámetros que solo deben ser calculados al inicio de la simulación.
- 3) *Code*: es la sección en la que se incluyen los algoritmos y métodos necesarios para modelar el comportamiento del nuevo elemento.
- c) Para el caso de modelos del sistema de potencia, se deben especificar las variables en las cuales se encuentra contenido el valor de la corriente que se está extrayendo o inyectando al nodo de conexión, también es necesario especificar el valor de la impedancia del componente en el punto de conexión.
- d) Debido a que el código que se encuentra contenido en la sección “Code” es ejecutado en tiempo real en la estación RTDS, es importante programar el código eficientemente. Algunos consejos generales son:

- Se debe evitar el uso de divisiones; es más eficiente calcular el valor de la inversa de una constante en la sección de código “Ram”, asignar este valor a una nueva variable y utilizar esta variable por medio de multiplicaciones. La multiplicación es más rápida y eficiente que una división.
- Evitar el uso de matrices multidimensionales cuando sea posible, para el caso de una matriz L de dos dimensiones, cuyo tamaño es $n \times m$, es posible convertirla en un vector. Es decir, una matriz de dos dimensiones es accedida de la siguiente manera:

$$L \ n \ m = Dato \tag{7.2}$$

mientras que su equivalente utilizando un vector es:

$$L \ n \cdot \text{tamaño} + m = Dato \tag{7.3}$$

en donde *tamaño* es el valor de la cantidad de elementos que la matriz puede contener.

- Evitar el uso de conversiones entre diferentes tipos de datos. Por ejemplo, si una variable es del tipo entero y va a ser utilizada en operaciones con variables del tipo punto flotante, al momento de realizar las operaciones la variable es convertida del tipo

entero a tipo flotante. Este tipo de conversiones resulta costoso desde el punto de vista de eficiencia computacional.

- Algunos algoritmos requieren de operaciones o algoritmos especiales, como lo es la inversa de matrices de gran tamaño. El estar invirtiendo una matriz de estas características en tiempo real representa una gran carga computacional y se corre el riesgo de que la simulación no se ejecute debido a que la estación RTDS detecta que el tiempo de cómputo requerido por el nuevo elemento, sobrepasa el tiempo del paso de simulación y por lo tanto no es posible operar en tiempo real. En casos como este, cuando no es posible evitar este tipo de algoritmos se debe recurrir a técnicas de manejo de datos eficiente como lo es técnicas de dispersidad, pre-cálculo de inversas, etc.

Es importante mencionar que los consejos y sugerencias que se presentaron en esta sección, sirvieron para mejorar el desempeño del simulador DGIS presentado en el Capítulo 4 de este trabajo de investigación doctoral. A manera de ejemplo, el incluir una sección en la cual se pre-calculan constantes al inicio de la simulación, evitar a lo máximo posible uso de divisiones y utilizar vectores en lugar de matrices hizo que la velocidad de cómputo del programa aumentara en un 40% a 60%, dependiendo del caso de estudio.

7.4. Componentes de generación distribuida implementados en la estación RTDS

A continuación se enlistan los modelos de generación distribuida que fueron programados siguiendo las reglas presentadas previamente y que posteriormente fueron incluidos en la librería principal del programa RSCAD. Se implementaron:

- Modelo en coordenadas de fase de la máquina de inducción.
- Modelo en coordenadas de fase de la máquina síncrona.
- Modelo del transformador trifásico incluyendo los efectos de saturación y pérdidas en el núcleo.
- Modelo Pi de la línea de transmisión.

- Modelo del panel fotovoltaico.
- Modelo en coordenadas de fase de las turbinas eólicas de velocidad constante con generador jaula de ardilla y velocidad constante con generador síncrono o generador de inducción con doble excitación.

7.4.1. Implementación de una turbina eólica de velocidad variable

En esta sección se describe a detalle la implementación del modelo en coordenadas de fase de una turbina eólica de velocidad variable, la cual incluye un generador síncrono con rotor de imán permanente (GSIP). Dicho modelo es utilizado para ejemplificar el proceso de creación e inclusión de nuevos modelos en la estación RTDS. Este modelo, es uno de los de mayor complejidad de implementación construido y su simulación requiere de un esfuerzo computacional considerable.

Los modelos de los controladores que se utilizan en este tipo de turbinas eólicas no son incluidos en la programación del componente, debido a que estos tienen que ser programados de manera separada como componentes de sistemas de control, además de que pueden ser implementados en base a los componentes que se encuentran contenidos en la librería principal de sistemas de control y electrónica de potencia.

Las ecuaciones matemáticas que modelan el comportamiento eléctrico de un GSIP en el marco de referencia abc , discretizadas mediante la aplicación de la regla trapezoidal de integración son [Dehkordi *et al.* 2005]:

$$\lambda_{abcs}(t) = \frac{\Delta t}{2} v_{abcs}(t) + v_{abcs}(t - \Delta t) - r_s i_{abcs}(t) + i_{abcs}(t - \Delta t) + \lambda_{abcs}(t - \Delta t) \quad (7.4)$$

donde λ representa los enlaces de flujo; v los voltajes; r las resistencias; el subíndice s representan variables y cantidades del estator; el subíndice abc representa cantidades y variables en el marco de referencia de las fases; Δt es el paso de simulación; y t es el tiempo de simulación actual.

Los enlaces de flujo del estator pueden ser escritos en términos de las corrientes que fluyen a través de los devanados del estator, del valor de la inductancia en los devanados y de los enlaces de flujo inducidos por el imán permanente [Sambatra *et al.* 2006]:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{as} \\ \lambda_{bs} \\ \lambda_{cs} \end{bmatrix} = L \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix} + \lambda_m \begin{bmatrix} \sin \theta_r \\ \sin\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (7.5)$$

donde λ_m es el valor de la amplitud de los enlaces de flujo inducidos por el imán permanente del rotor en las fases del estator; θ_r es la posición angular del rotor; y la matriz de inductancias L se encuentra descrita por la siguiente ecuación:

$$L = \begin{bmatrix} l_{ls} + l_A - l_B \cos 2\theta_r & -\frac{l_A}{2} - l_B \cos\left(2\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & -\frac{l_A}{2} - l_B \cos\left(2\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\frac{l_A}{2} - l_B \cos\left(2\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & l_{ls} + l_A - l_B \cos\left(2\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & -\frac{l_A}{2} - l_B \cos(2\theta_r) \\ -\frac{l_A}{2} - l_B \cos\left(2\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & -\frac{l_A}{2} - l_B \cos(2\theta_r) & l_{ls} + l_A - l_B \cos\left(2\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (7.6)$$

en donde l_{ls} es la inductancia de dispersión, y las inductancias l_A y l_B se encuentran definidas como,

$$l_A = \left(\frac{N_s}{2}\right)^2 \pi \mu_0 r l \varepsilon_1 \quad (7.7)$$

$$l_B = \left(\frac{N_s}{2}\right)^2 \pi \mu_0 r l \varepsilon_2 \quad (7.8)$$

donde N_s es el número de vueltas del devanado del estator; r es el radio del rotor; l es la distancia axial del entrehierro; μ_0 es la permeabilidad del entrehierro; ε_1 y ε_2 son calculados en términos de la distancia mínima y máxima del entrehierro, g_{min} y g_{max} , respectivamente.

$$\varepsilon_1 = \frac{1}{2g_{min}} + \frac{1}{2g_{max}} \quad (7.9)$$

$$\varepsilon_2 = \frac{1}{2g_{min}} - \frac{1}{2g_{max}} \quad (7.10)$$

Es importante mencionar que de acuerdo a la Ecuación (7.5), el valor de las corrientes que circulan a través de los devanados de la máquina se obtiene multiplicando los enlaces de flujo por la matriz de inductancias L . Este proceso requiere del cálculo de la inversa de la matriz L en cada instante del tiempo y aunque no es una matriz muy grande, su inversión en cada instante de tiempo, representa un esfuerzo computacional considerable.

Para reducir el tiempo de cómputo en el cálculo de la inversa de esta matriz, se cálculo simbólicamente el valor de su inversa y considerando que tiene una gran cantidad de coeficientes constantes, estos pueden ser reducidos, eliminando de esta manera una gran cantidad de operaciones matemáticas.

La Tabla 7.2 ilustra la reducción en el número de operaciones matemáticas que se obtiene mediante el pre-cálculo simbólico de la inversa de la matriz L , en comparación al uso de un algoritmo numérico convencional de inversión de matrices como lo es el método de Gauss-Jordan programado de una manera eficiente. Nótese que mediante la utilización de esta estrategia se evita la utilización de divisiones, ya que solo se requiere de una y el resto de cálculos es hecho mediante operaciones matemáticas básicas como lo son sumas, restas y multiplicaciones.

Tabla 7.2. Operaciones necesarias en el cálculo de la inversa de la matriz L .

Método	Sumas	Restas	Multiplicaciones	Divisiones	Total
Pre-cálculo de la inversa	53	55	103	1	212
Gauss-Jordan	0	360	489	6	855

El par electromagnético T_e desarrollado por el GSIP es calculado como,

$$T_e = \left(\frac{2}{3\sqrt{3}} \right) \lambda_{as} i_{bs} - i_{cs} + \lambda_{bs} i_{cs} - i_{as} + \lambda_{cs} i_{as} - i_{bs} \quad (7.11)$$

Las Ecuaciones (3.65) a (3.67) son utilizadas para calcular la potencia mecánica que es extraída por la turbina eólica debido a la acción del viento sobre las aspas. El modelo de la flecha definido por las Ecuaciones (3.68) a (3.70) es incluido para tener una representación más completa del comportamiento de la turbina eólica. En forma discretizada estas ecuaciones son,

$$\omega_{wr}(t) = \frac{\Delta t}{2J_{wr}} T_{wr}(t) + T_{wr}(t - \Delta t) - K_s \gamma(t) - \gamma(t - \Delta t) + \omega_{wr}(t - \Delta t) \quad (7.12)$$

$$\omega_{wm}(t) = \frac{\Delta t}{2J_m} K_s \gamma(t) + \gamma(t - \Delta t) - T_e(t) - T_e(t - \Delta t) + \omega_{wm}(t - \Delta t) \quad (7.13)$$

$$\gamma(t) = \frac{\Delta t}{2} \omega_{wr}(t) + \omega_{wr}(t - \Delta t) - \omega_{wm}(t) - \omega_{wm}(t - \Delta t) + \gamma(t - \Delta t) \quad (7.14)$$

Ya que se tienen definidas las ecuaciones discretizadas que modelan el comportamiento del componente de un sistema de potencia, se procede a crear un nuevo elemento en la herramienta

CBUILDER del programa RSCAD. Siguiendo los pasos previamente descritos en la Sección 7.3 de esta tesis, se tiene que:

- 1) En la Figura 7.3 se ilustra la ventana de dialogo en la cual se especifica que se desea crear un nuevo elemento mediante la utilización de la herramienta CBUILDER contenida en el programa RSCAD.

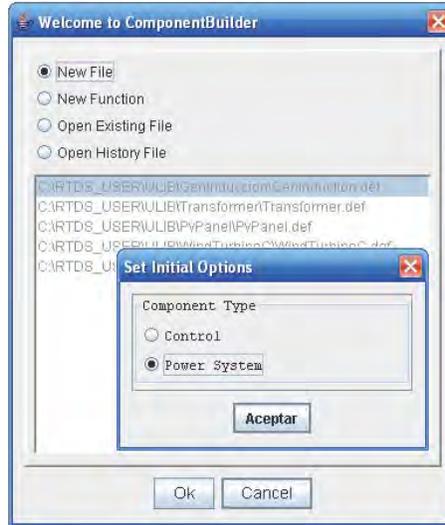


Figura 7.3. Ventana de dialogo para la creación de nuevos elementos.

- 2) Es esta misma Figura, se puede apreciar que se ha seleccionado que el nuevo elemento corresponde a un modelo de un componente de un sistema de potencia.
- 3) Una vez que se ha creado el nuevo proyecto, se dibuja el icono que representa al nuevo elemento. La ventana en la cual se crea el icono para el modelo de la turbina eólica es mostrada en la Figura 7.4.
- 4) Los puntos de entrada y salida son definidos gráficamente en el icono del nuevo elemento. En la Figura 7.4 se puede apreciar que los puntos *A*, *B* y *C* representan los puntos de conexión de los devanados del estator del generador síncrono contenido en el modelo de la turbina eólica; *W* es el punto de entrada en donde el modelo recibe la secuencia de viento generada bajo la cual se encontrará trabajando la turbina eólica; *O* es un punto de entrada útil para realizar el control de la potencia extraída del viento por las aspas mediante su

ángulo de inclinación; y S es un punto de salida el cual contiene el valor de la velocidad de giro de la turbina eólica en cada instante de tiempo.

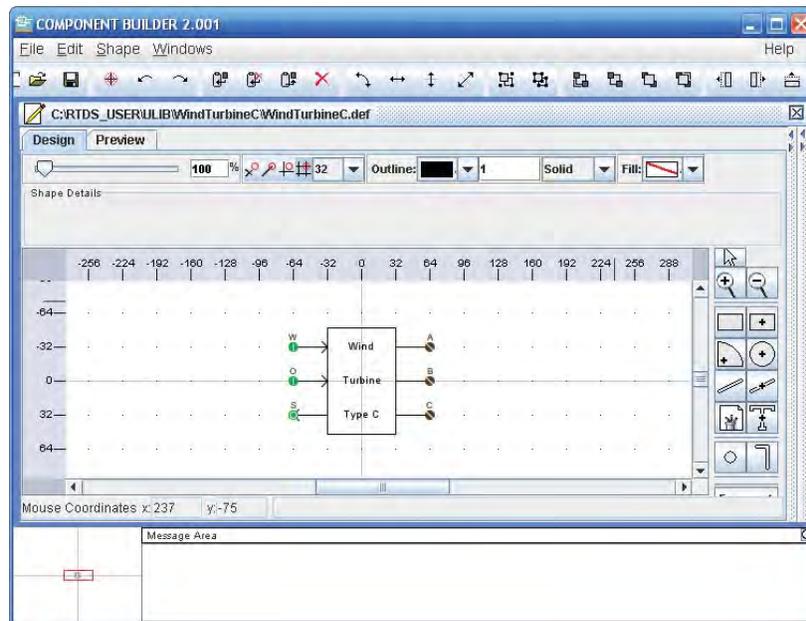


Figura 7.4. Ventana de creación de iconos para nuevos elementos.

- 5) Se deben definir los parámetros que contiene el nuevo elemento, así como sus valores iniciales. En la ventana de configuración que se ilustra en la Figura 7.5, se ilustra la definición de cada uno de los parámetros necesarios para modelar a la turbina eólica, incluyendo sus valores iniciales y sus unidades. Así mismo, estos parámetros fueron clasificados por secciones que aparecerán en pestañas separadas en la ventana de dialogo del nuevo elemento, la cual aparece al hacer doble clic en el icono del mismo.
- 6) Se definen las variables a ser utilizadas en el programa, así como la inicialización de constantes por medio de la utilización de código fuente en lenguaje C.
- 7) Se implemente en el lenguaje de programación C el modelo en coordenadas de fase de la turbina eólica de velocidad variable, la cual incluye un GSIP, descrito en este capítulo de la tesis.
- 8) El nuevo archivo generado que contiene el código en lenguaje C, es entonces compilado utilizando la herramienta CBUILDER. En este proceso, automáticamente se anexa el icono

del nuevo elemento y se generan las ventanas de dialogo que sirven para introducir parámetros al modelo. Del resultado de este proceso se obtiene un archivo ejecutable que puede ser agregado en la librería principal del programa RSCAD.

- 9) Finalmente, este nuevo modelo está listo para poder ser utilizado en posteriores simulaciones.

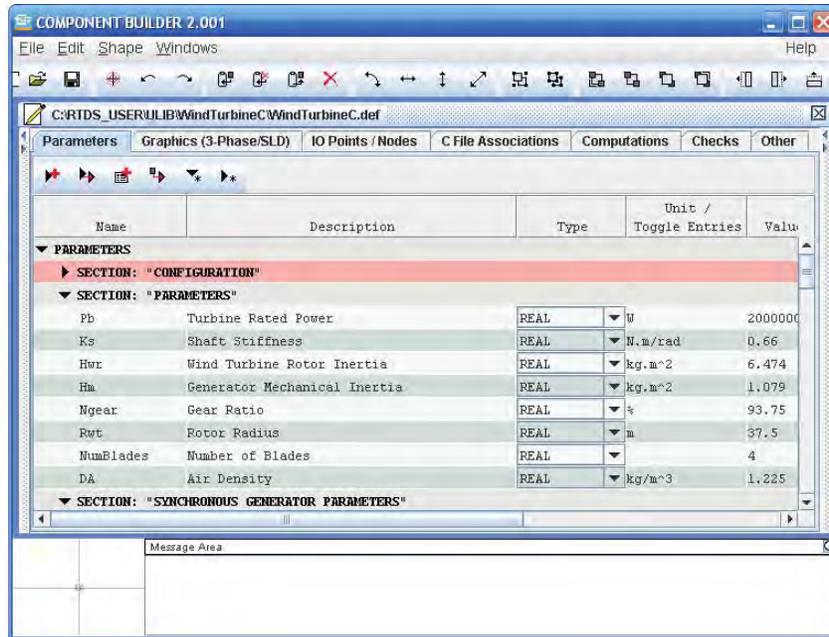


Figura 7.5. Ventana de definición de parámetros del nuevo elemento.

7.5. Casos de estudio

En esta sección se presentan dos casos de estudio en los cuales se simulan dos sistemas de generación distribuida diferentes operando en tiempo real. Los modelos implementados en la estación especializada RTDS son utilizados para realizar dichas simulaciones. En el primer caso de estudio se estudia y analiza la operación en estado estacionario y transitorio de una turbina eólica de velocidad variable la cual incluye un GSIP, así como sus controladores asociados. En el segundo caso de estudio se presenta la simulación de un sistema de potencia de mayor tamaño, el cual contiene contribuciones de diferentes tipos de generación distribuida, como lo son: generación basada en fuentes mini-hidráulicas y eólicas. Es importante mencionar que las gráficas obtenidas

del programa RSCAD son fotografías instantáneas que el programa captura, ya que la simulación se encuentra siempre ejecutándose de manera constante.

7.5.1. Análisis en tiempo real de una turbina eólica con generador síncrono con rotor de imán permanente

Las turbinas eólicas que incluyen un GSIP están generando mucho interés en la actualidad, debido a los avances que se han tenido en los años recientes en la electrónica de potencia, además de que se han realizado mejoras en los procedimientos de fabricación de este tipo de turbinas.

La utilización de imanes permanentes en el rotor de generador tiene la ventaja de que no se necesita de una corriente de magnetización para generar un flujo constante entre el rotor y estator de la máquina. Además de que la velocidad del generador puede ser controlada por medio de los convertidores de potencia que son colocados en terminales del generador [Zhang *et al.* 2007].

El sistema de potencia que se ilustra en la Figura 7.6 se utiliza para realizar el análisis en tiempo real de la turbina eólica de velocidad variable con GSIP de 2 MW de capacidad de generación durante condiciones de disturbio. El sistema se encuentra representado en el programa computacional RSCAD incluido en la estación RTDS. La turbina eólica con GSIP se encuentra conectada con el resto del sistema de potencia a través de un convertidor electrónico de potencia; el sistema de potencia consiste de dos transformadores de potencia, tres líneas de transmisión y cuatro cargas. Los parámetros de estos componentes se encuentran descritos en el Apéndice E.

El convertidor de potencia conectado en terminales del generador síncrono consiste en un convertidor CA/CD en el lado del generador, un enlace de corriente directa por medio de un capacitor y un inversor de CD/CA en el lado de la red. Cada convertidor se encuentra compuesto de seis transistores IGBT (del inglés “Insulated Gate Bipolar Transistor”). Los convertidores y sus algoritmos de control fueron implementados utilizando los bloques de control contenidos en la librería de control y electrónica de potencia del programa RSCAD; las estrategias de control implementadas son explicadas a continuación.

a) *Convertidor de CD/CA en el lado de la red*

El objetivo del convertidor del lado de la red es controlar el intercambio de potencia reactiva y activa con la red por medio del control del voltaje de salida del convertidor. Se emplean controladores PI (Proporcional-Integrador) para regular las variables eléctricas del convertidor; estos controladores son ajustados para obtener un óptimo desempeño, por ejemplo se puede utilizar el método de Ziegler-Nichols para ajustarlos [Åström y Hägglund 1995].

Aplicando la transformación dq en el marco de referencia rotatorio, la potencia activa y reactiva generada por la turbina eólica está dada como:

$$P = 1.5 v_d i_d + v_q i_q \quad (7.15)$$

$$Q = 1.5 v_d i_q + v_q i_d \quad (7.16)$$

Si el marco de referencia es tal que $v_q = 0$ y $v_d = |v|$, las ecuaciones para la potencia activa y reactiva se transforman en,

$$P = 1.5 v_d i_d \quad (7.17)$$

$$Q = 1.5 v_d i_q \quad (7.18)$$

De las ecuaciones anteriores se puede observar que la potencia activa puede ser controlada por medio de la corriente del eje directo i_d . Mientras que la transferencia de potencia reactiva entre la red y la turbina eólica puede ser controlada por medio de la corriente del eje de cuadratura i_q . Los bloques de control utilizados para controlar el convertidor del lado de la red se muestran en la Figura 7.7 [Muyeen *et al.* 2007].

b) *Convertidor de CA/CD en el lado del generador*

El esquema de control del vector [Li y Haskew 2008] se emplea para controlar el convertidor del lado del generador, como se muestra en la Figura 7.8 [Muyeen *et al.* 2007]. Debido a que el convertidor se encuentra directamente conectado a las terminales del GSIP, la potencia activa de referencia P_{opt} puede ser determinada de tal manera que se pueda extraer la máxima potencia del viento. Como se demostró en la Ecuación (7.17), la potencia activa puede ser

controlada por medio de la corriente i_d ; el ángulo θ_t , requerido para la transformación entre los marcos de referencia abc y dq es calculado de la velocidad de giro del rotor del GSIP.

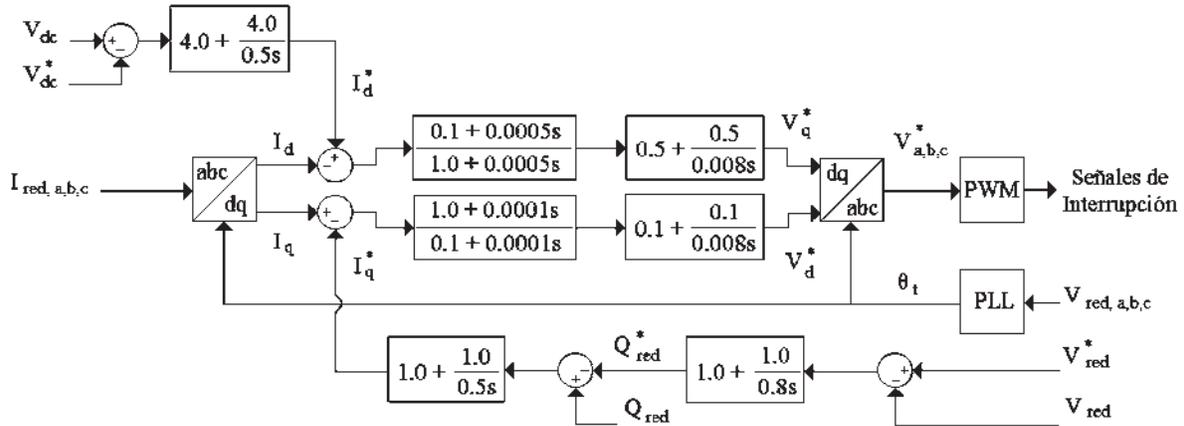


Figura 7.7. Diagrama de bloques del control del convertidor del lado de la red.

7.5.1.1. Variaciones de carga

En este caso de estudio se analiza el comportamiento de las variables eléctricas cuando se tiene una variación de la carga en el sistema. Se considera que el sistema se encuentra en su estado estacionario de operación y a los 0.4 segundos del tiempo de simulación, la carga conectada en la barra 6 es reducida a un 50% de su valor nominal, un segundo después es regresada a su valor inicial.

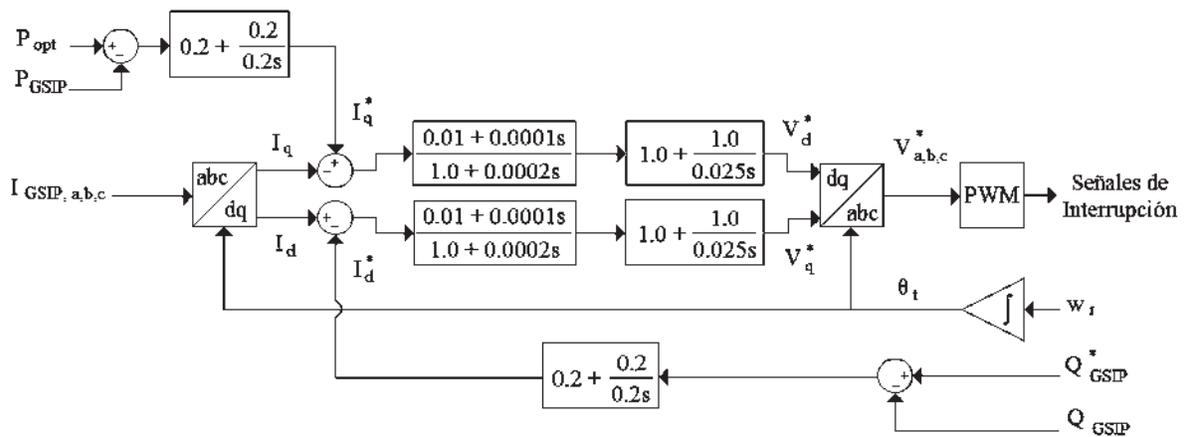


Figura 7.8. Diagrama de bloques del control del convertidor del lado del generador.

La Figura 7.9 ilustra el comportamiento de la corriente efectiva (*rms*) en la fase *a* en la barra 6 (terminales de la carga). Se puede observar que antes de que se aplique la reducción de carga, la corriente tiene un valor de 0.27 kA, cuando la carga es reducida en un 50%, la corriente se reduce a 0.13 kA, permaneciendo en ese valor hasta que la carga es de nuevo incrementada a su estado original. Al restablecer la carga a su valor de pre-disturbio, la corriente oscila por aproximadamente 0.39 segundos con un pico máximo de 1.19 kA, antes de regresar a su estado estacionario de pre-disturbio.

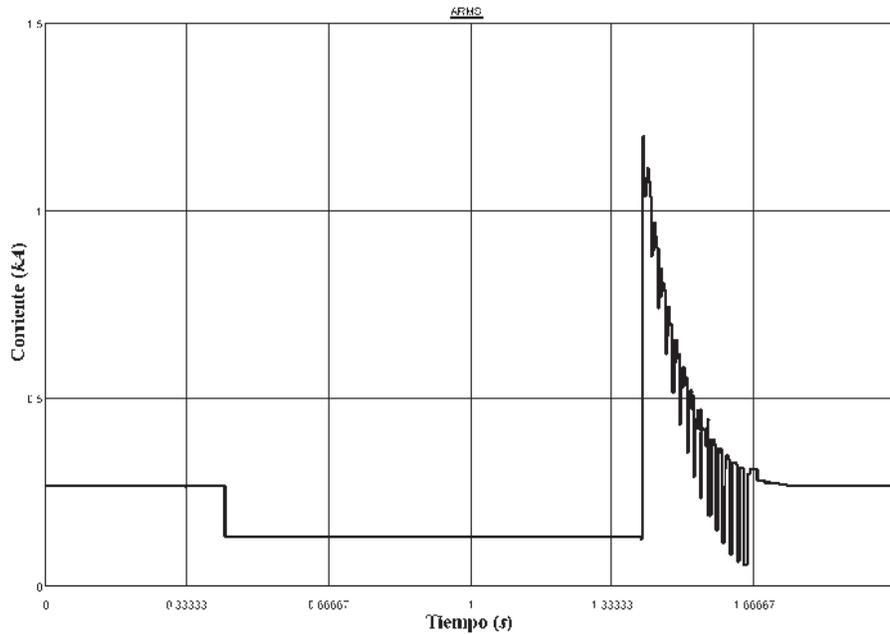


Figura 7.9. Corriente efectiva en la fase *a* cuando la carga es reducida en un 50%.

El voltaje efectivo en el mismo punto del sistema se muestra en la Figura 7.10. Se puede observar que el voltaje presenta una reducción en su magnitud cuando la variación de carga ocurre; esta reducción es de menos de 0.02 kV de su valor original.

La variación en la frecuencia en la carga que ocurre por la presencia del disturbio transitorio es ilustrada en la Figura 7.11. Se puede observar que la frecuencia del sistema es de 60 Hz; cuando la carga cambia de valor, la frecuencia varía en aproximadamente 0.11 Hz de su valor nominal y regresa a su valor de pre-disturbio en 0.12 segundos; cuando la carga es regresada a su valor inicial, la frecuencia presenta un nuevo transitorio, con un valor máximo de 60.29 Hz, luego a disminuye a 59.96 Hz, regresando gradualmente a su valor de pre-disturbio en un tiempo de simulación de 1.89 segundos.

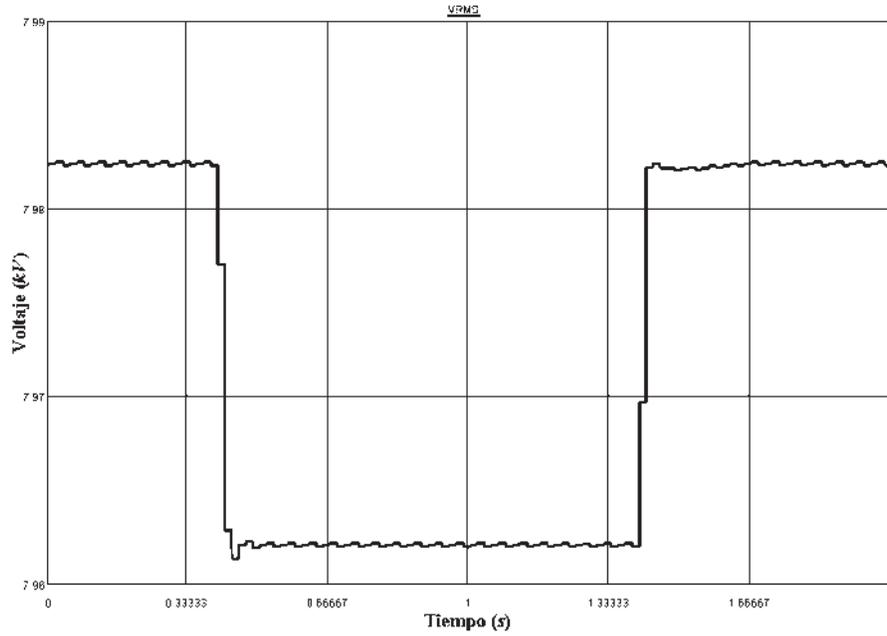


Figura 7.10. Voltaje efectivo en la fase *a* cuando la carga es reducida en un 50%.

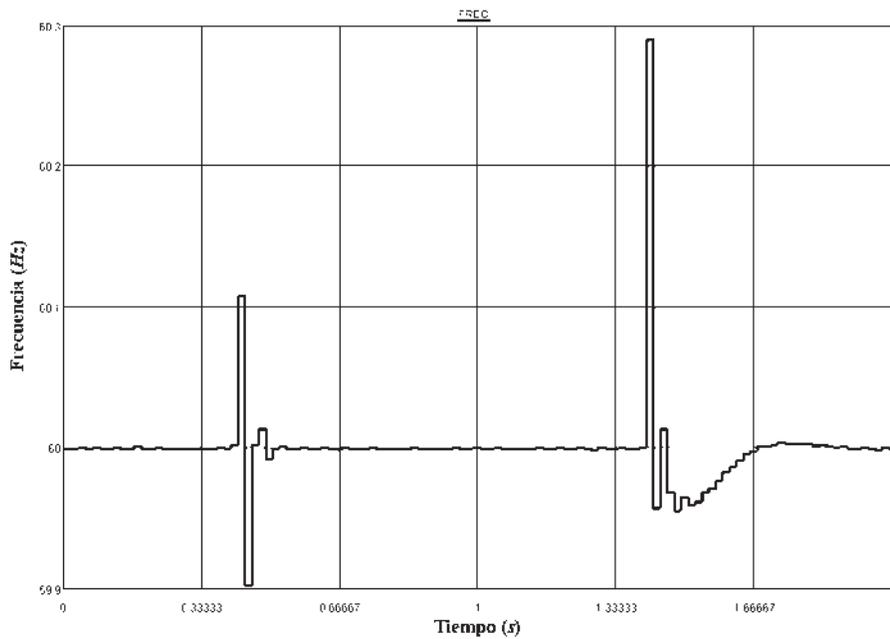


Figura 7.11. Comportamiento de la frecuencia cuando la carga es reducida en un 50%.

El voltaje de corriente directa que se genera en el capacitor que se encuentra colocado entre los dos convertidores es mostrado en la Figura 7.12. La línea negra representa el voltaje de referencia del convertidor del lado de la red, mientras que la línea gris representa el voltaje de

corriente directa generado en el capacitor que enlaza los dos convertidores. De esta figura se puede observar como los controladores de los convertidores regulan de manera adecuada el valor del voltaje de salida, aún cuando se ha presentado una variación de carga en el sistema.

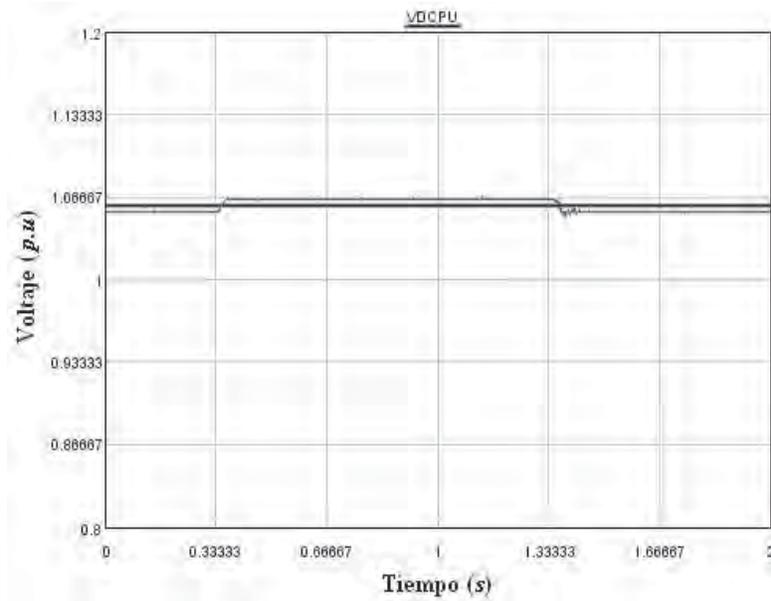


Figura 7.12. Voltaje en el capacitor entre los convertidores cuando la carga es reducida en un 50%.

De la Figuras 7.10 y 7.11, se concluye que los controladores de los convertidores utilizados para conectar la turbina eólica con el sistema funcionan adecuadamente, ya que regulan el voltaje y frecuencia de la carga aún en condiciones de disturbio, como lo es una variación de carga en el sistema.

7.5.1.2. Falla trifásica a tierra

En este nuevo caso de estudio se analiza el comportamiento de la corriente, voltaje y frecuencia en la carga cuando una falla trifásica a tierra ha sido aplicada en el sistema. La falla es aplicada en medio del segundo sistema de transmisión, después de 0.16 segundos de simulación, tiempo en el cual el sistema ya se encuentra operando en su estado estacionario; la falla es mantenida por 0.1 segundos y después es liberada. Se considera una falla trifásica a tierra debido a que es la falla más crítica que puede ocurrir en un sistema e involucra esfuerzos mecánicos y eléctricos considerables.

En la Figura 7.13 se muestra el comportamiento de las corrientes trifásicas de falla inyectadas en medio del segundo sistema de transmisión (a los 10 km). Una vez que la falla se activa, las corrientes tienen una amplitud de 0.582 kA, dicho valor va disminuyendo conforme avanza el tiempo de simulación; cuando la falla es removida del sistema, estas corrientes regresan a su valor de pre-falla de 0 A.

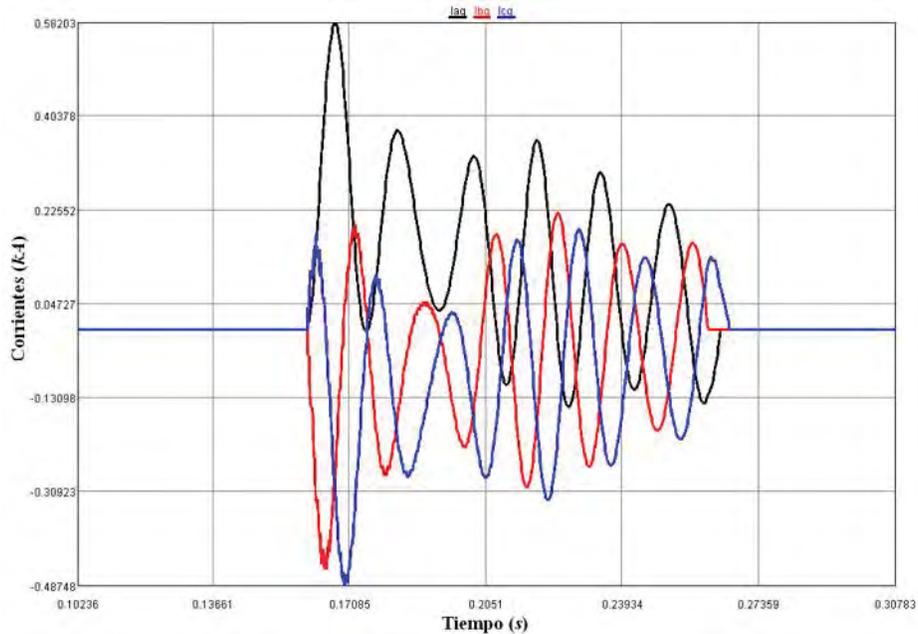


Figura 7.13. Corrientes de falla inyectadas en el sistema.

La Figura 7.14 muestra la respuesta de la frecuencia en terminales de la carga durante la aplicación del disturbio en el sistema; se puede observar que la frecuencia en el sistema se ve afectada por la presencia de la falla, es decir, cambia en un 19.63% su valor nominal. Después que la falla ha sido removida, los controladores ayudan a que la frecuencia regrese a su estado estacionario de operación en 60 Hz.

El comportamiento de la corriente efectiva en la fase *a* en terminales de la carga es mostrada en la Figura 7.15. Se puede observar que antes de que se aplique la falla, la corriente tiene un valor de estado estacionario de 0.27 kA; debido a la aplicación de la falla en el sistema, el valor de la corriente presenta un transitorio con un valor máximo de 0.36 kA y un valor mínimo de 0.16 kA, cuando la falla es removida la corriente oscila por aproximadamente 0.53 segundos antes de regresar a su estado estacionario de pre-falla.

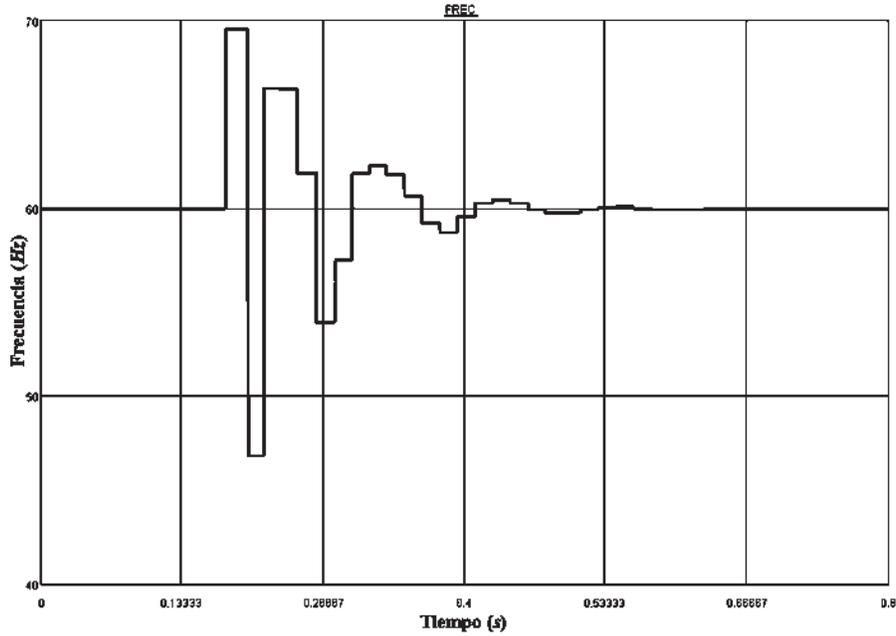


Figura 7.14. Comportamiento de la frecuencia cuando una falla trifásica es aplicada en el sistema.

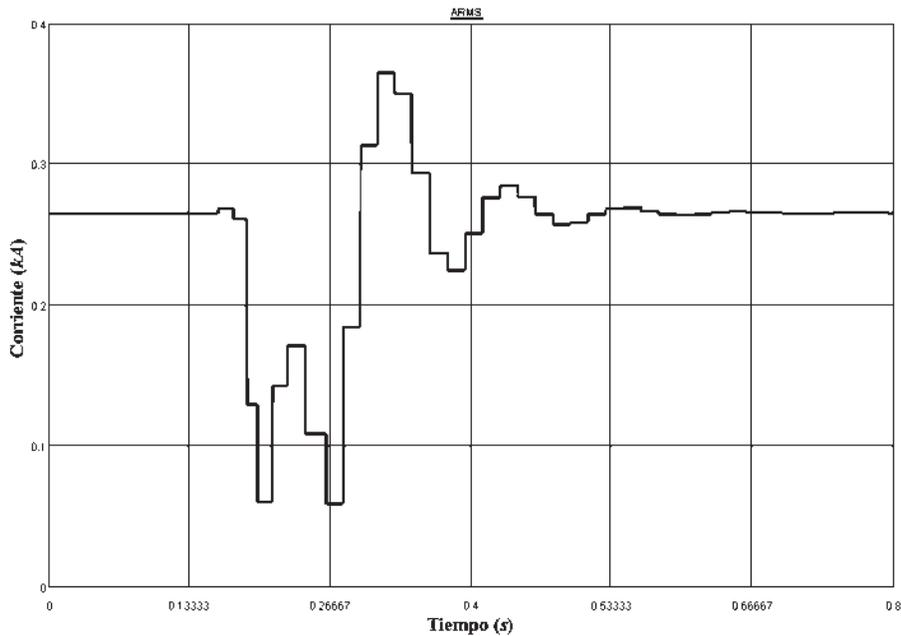


Figura 7.15. Comportamiento de la corriente cuando una falla trifásica es aplicada en el sistema.

De una manera similar, en la Figura 7.16 se ilustra el comportamiento del voltaje efectivo en terminales de la carga. Este voltaje presenta un valor de pre-falla aproximado de 8.0 kV, y cuando la falla es aplicada en el sistema en 0.16 segundos de simulación; el valor del voltaje decrece a 1.95 kV; cuando la falla es liberada. El voltaje regresa a sus estado estacionario de pre-

falla en un tiempo de simulación $t = 0.77$ segundos.

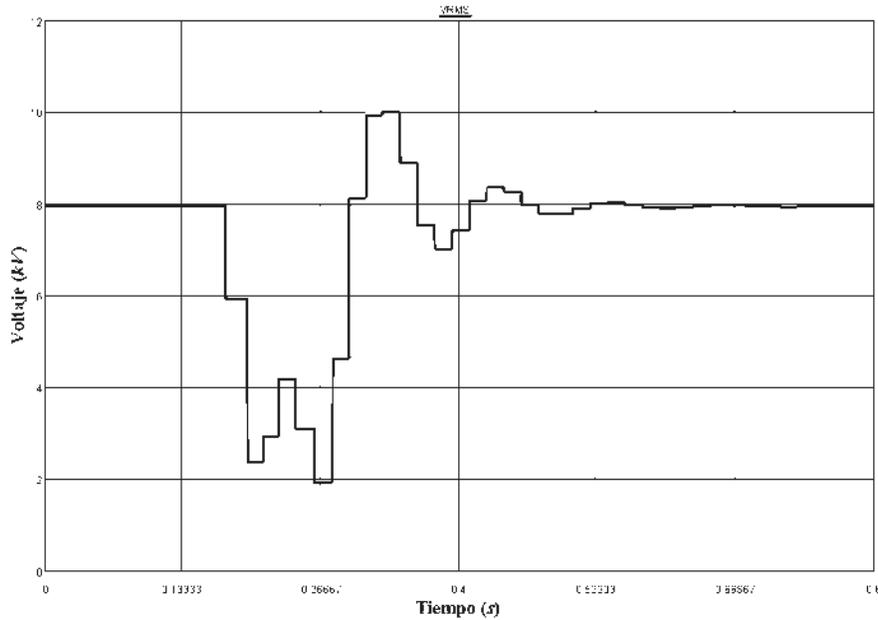


Figura 7.16. Comportamiento del voltaje cuando una falla trifásica es aplicada en el sistema.

7.5.2. Simulación en tiempo real de un sistema de potencia incluyendo fuentes de generación distribuida

El sistema de potencia que se ilustra en la Figura 7.17, es utilizado en este caso de estudio para analizar la respuesta del sistema ante la conexión de un parque eólico; adicionalmente se estudia el comportamiento de las variables eléctricas de las fuentes de energía renovables contenidas en el sistema cuando una falla trifásica a tierra ocurre en el sistema de transmisión que conecta al parque eólico con el resto del sistema.

7.5.2.1. Conexión del parque eólico

En este caso de estudio se analiza la conexión de un parque eólico compuesto por seis turbinas eólicas que incluyen un generador de inducción jaula de ardilla con un sistema de potencia; la conexión del parque eólico es realizada por medio de banco de capacitores, esto con el objetivo de compensar los requerimientos de potencia reactiva de los generadores en su arranque, una vez que el parque ha alcanzado su estado estacionario de operación, los capacitores son desconectados. El parque eólico es conectado con el resto del sistema en un tiempo de simulación $t = 0.5$ segundos.

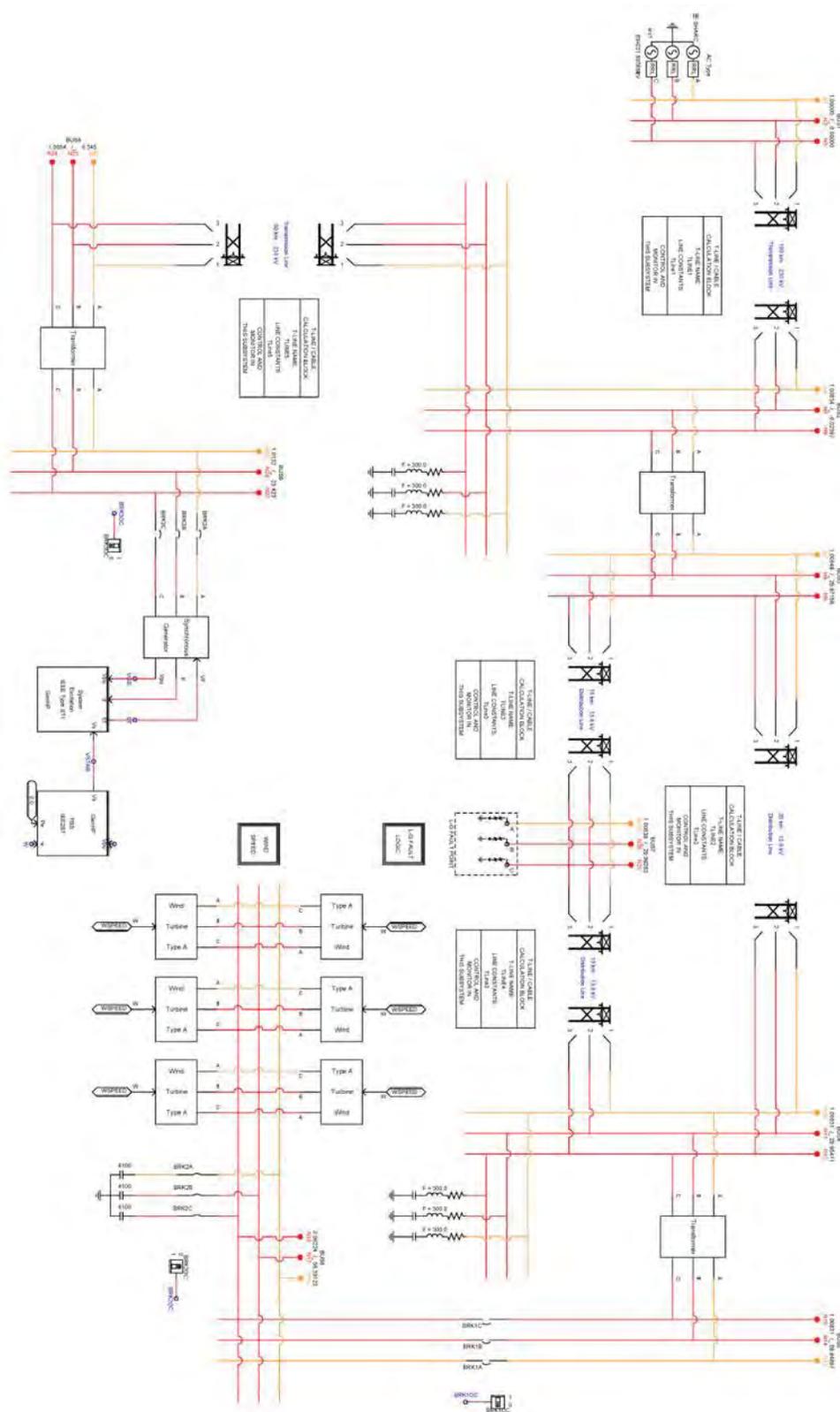


Figura 7.17. Sistema de potencia incluyendo fuentes de generación distribuida.

La Figura 7.18 ilustra el comportamiento de la corriente en la fase *a*, en la barra 5 (barra colectora del parque eólico). Se observa que cuando las turbinas eólicas se encuentran en estado de reposo no hay corriente alguna en sus terminales; una vez que las turbinas son puestas en funcionamiento y conectadas con el resto del sistema, presentan una corriente de arranque con un valor pico de 1.02 kA, el valor de dicha corriente va disminuyendo conforme avanza el tiempo de simulación, alcanzado su estado estacionario de operación en un tiempo de simulación de 2.72 segundos, con un valor pico de 0.24 kA.

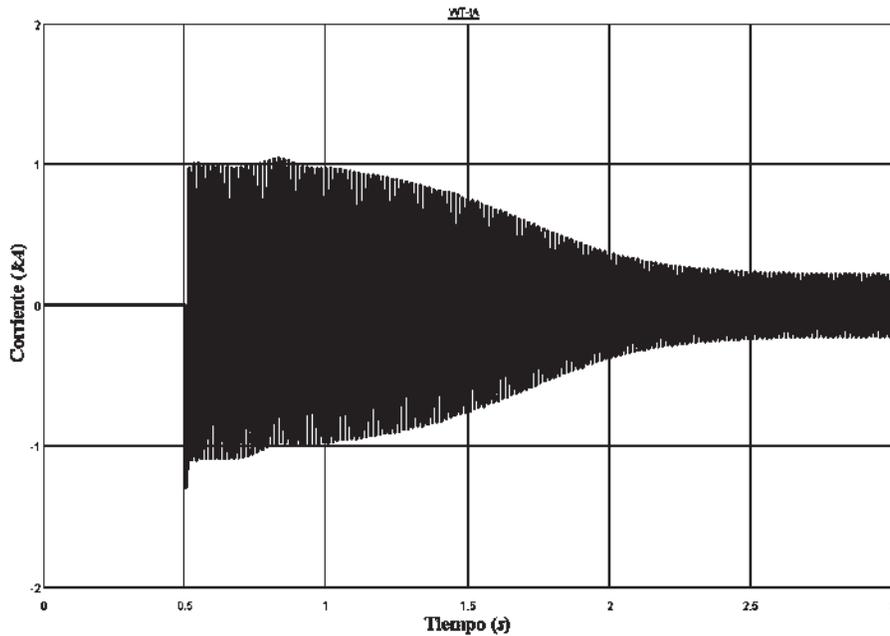


Figura 7.18. Corriente en la fase *a* generada por el parque eólico.

Un fenómeno interesante que se observa durante la conexión de un parque eólico con un sistema de potencia es la reducción del voltaje en el punto de conexión (“voltage sag”). En la Figura 7.19 se puede observar dicho fenómeno; el voltaje en el punto de conexión de las turbinas con el resto del sistema tiene un valor de 0.6 kV, cuando las turbinas son conectadas con el resto del sistema el valor del voltaje decrece a 0.51 kV, le toma 4.03 segundos de simulación al voltaje en regresar a sus estado estacionario de pre-disturbio (no mostrado en la figura).

La potencia real generada por el parque eólico es mostrada en la Figura 7.20. En esta gráfica se puede observar la curva característica de la potencia generada por las máquinas de inducción contenidas en las turbinas eólicas durante su arranque hasta que alcanzan su estado estacionario de operación.

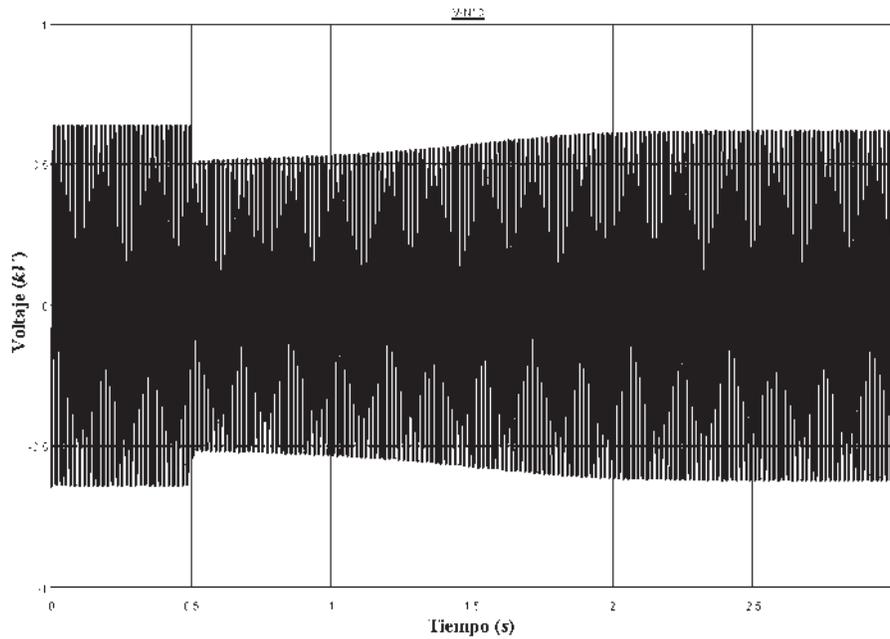


Figura 7.19. Voltaje en la fase *a* en el punto de conexión del parque eólico.

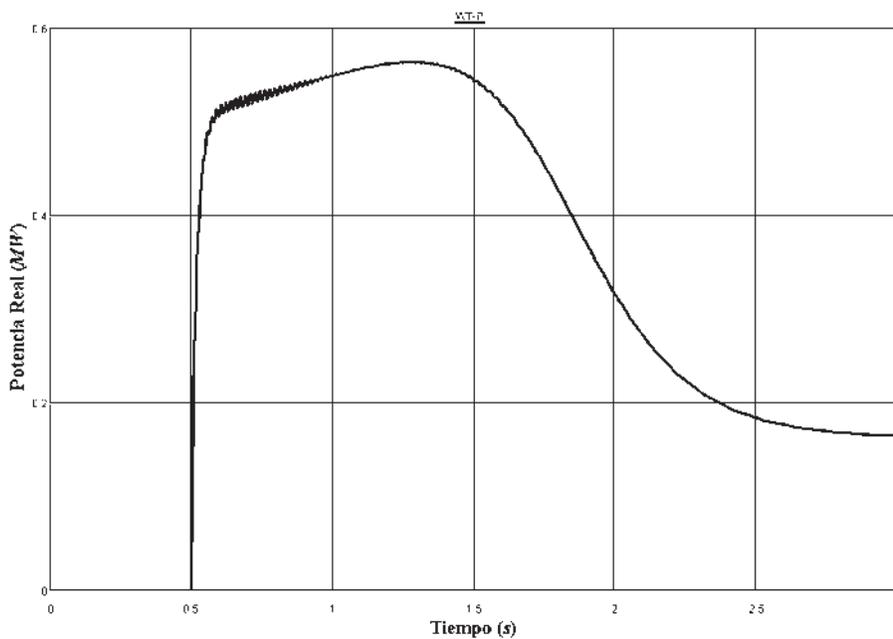


Figura 7.20. Potencia real generada por el parque eólico.

De manera similar la potencia reactiva consumida por los generadores de inducción jaula de ardilla contenidos en las turbinas eólicas durante su puesta en funcionamiento es mostrada en la Figura 7.21. Nótese que en los primeros instantes del arranque de las turbinas eólicas es cuando se requiere de una mayor cantidad de potencia reactiva, en este caso se tiene un consumo máximo de

0.63 MVA, conforme alcanzan su velocidad nominal de giro, dicho consumo de potencia se reduce hasta un valor de 0.12 MVA.

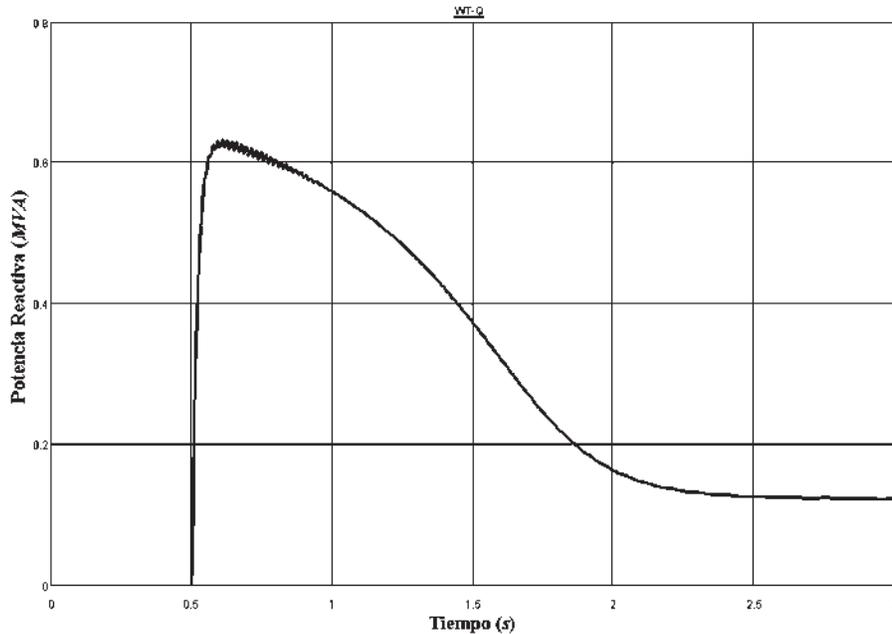


Figura 7.21. Potencia reactiva consumida por el parque eólico.

7.5.2.2. Falla trifásica a tierra

El comportamiento transitorio que sigue a un cortocircuito trifásico a tierra repentino en medio del segundo circuito de transmisión que conecta al parque eólico con el resto del sistema de potencia es analizado en este caso de estudio. La falla es aplicada en un tiempo de simulación de 0.1 segundos, es mantenida por 100 milisegundos y después es liberada. Se considera una velocidad del viento constante y que el sistema se encuentra operando en estado estacionario. El comportamiento de las corrientes, voltajes y potencias es mostrado en algunos de los elementos del sistema como lo son: en terminales del generador mini-hidráulico y del parque eólico.

En la Figura 7.22 se ilustra el comportamiento de las corrientes generadas por el parque eólico, se observa que antes de que ocurra la falla las corrientes tiene una amplitud de 0.24 kA; al ocurrir la falla, la corriente en cada una de las fases se eleva, alcanzando un pico máximo de 0.79 kA, 0.52 kA y -0.62 kA, para cada una de las fases, respectivamente. 0.05 segundos después

decrecen a un valor de 0.06 kA y permanecen en ese estado hasta que la falla es liberada. Regresando a sus estado estacionario de pre-falla en 0.58 segundos.

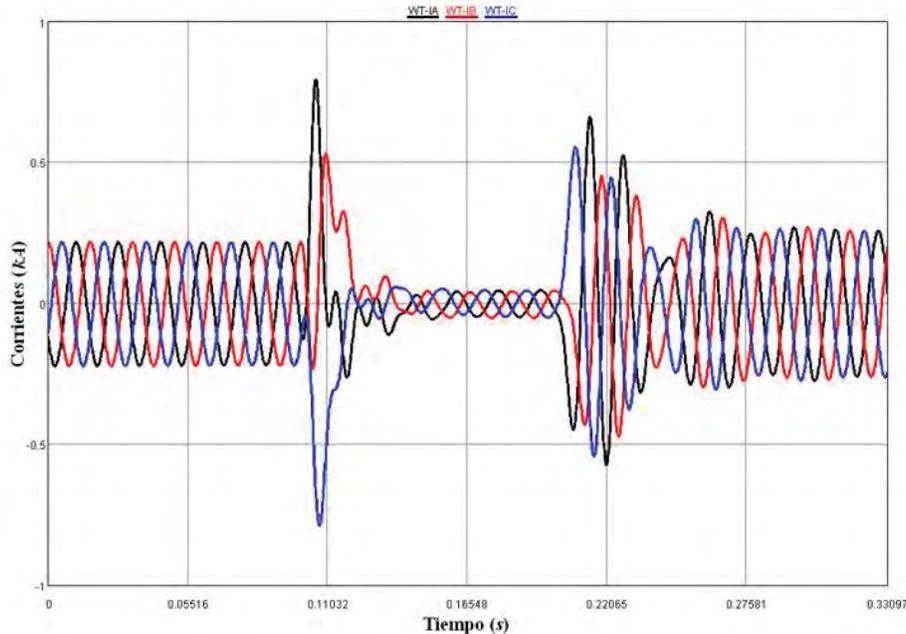


Figura 7.22. Corrientes generadas por el parque eólico en presencia de una falla trifásica.

En la Figura 7.23 se muestra el comportamiento de los voltajes en la barra colectora a la cual se encuentran conectadas las turbinas eólicas, los cuales presentan una amplitud de pre-falla de 0.6 kV , cuando ocurre la falla el voltaje en cada una de las fases se abate hasta 0.12 kV y así permanecen durante el tiempo en que el disturbio se encuentra presente. Los voltajes regresan a su estado estacionario 580 milisegundos después de liberada la falla (no mostrado en la figura).

En la Figura 7.24 se ilustra el comportamiento de la potencia real generada por el parque eólico. Previo a la ocurrencia de la falla trifásica, el parque se encuentra generando una potencia constante de salida de 0.16 MW . Cuando la falla se encuentra presente en el sistema el valor de la potencia generada decrece a 12.4 kW . La potencia se restablece gradualmente hasta llegar a su valor de pre-falla, 0.58 segundos después de que la falla es removida (no mostrado en la figura).

De manera similar en la Figura 7.25 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva consumida por el parque eólico ante un cortocircuito trifásico a tierra. La potencia reactiva de pre-falla es de 0.12 MVA , pero durante la falla dicha potencia disminuye en aproximadamente 19 veces,

a 6.2 kVA. Al removerse la falla la potencia regresa a su valor de 0.12 MVA en un tiempo de simulación $t = 0.78$ segundos.

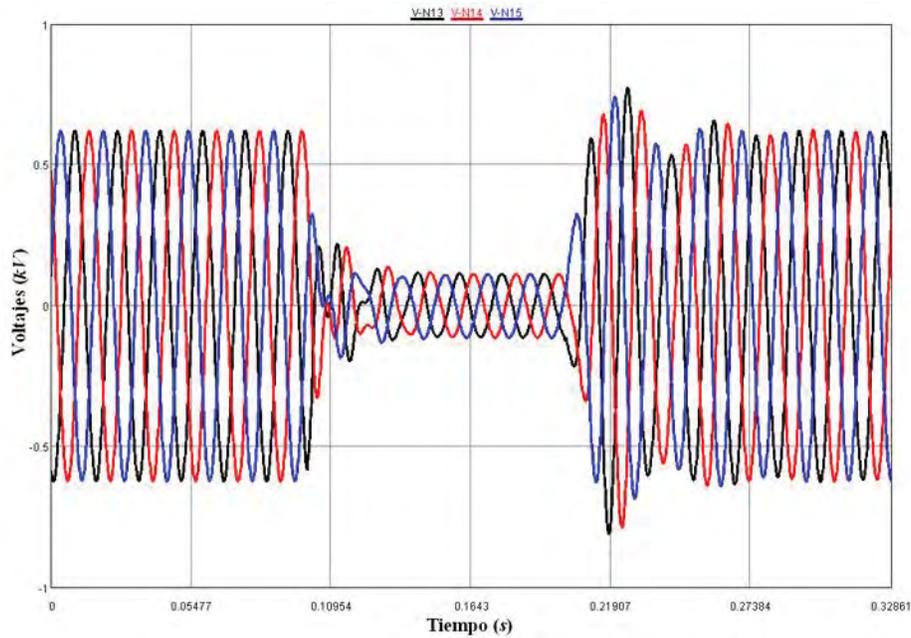


Figura 7.23. Voltajes en terminales del parque eólico en presencia de una falla trifásica.

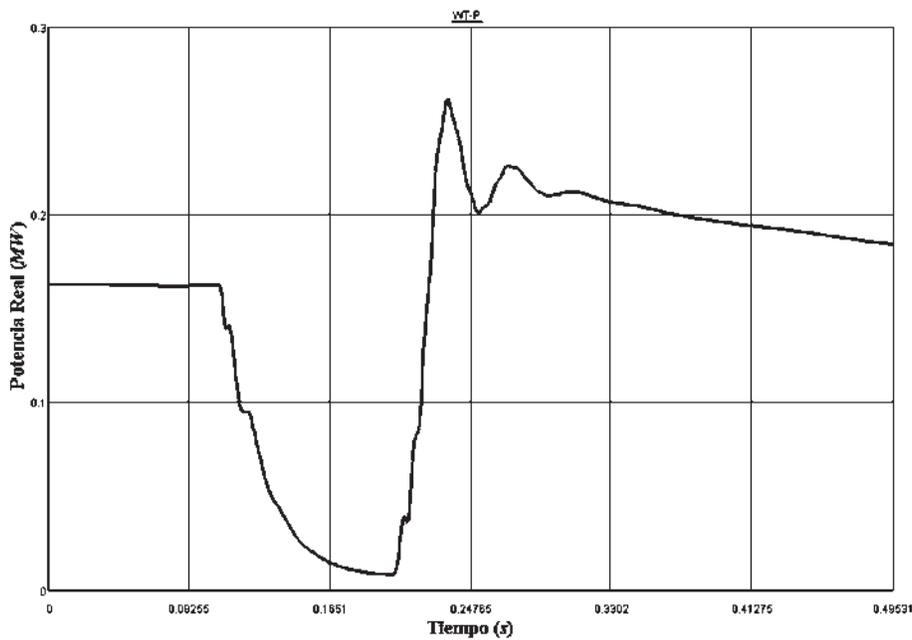


Figura 7.24. Potencia real generada por el parque eólico en presencia de una falla trifásica.

Por otro lado, en la Figura 7.26 se ilustra el comportamiento de las corrientes en terminales del mini-generador hidráulico. La amplitud de las corrientes de pre-falla es de 23.7 kA, al ocurrir la falla la amplitud de la corriente se decrece hasta 22.5 kA, después de liberada la falla la corriente alcanza el estado estacionario en 5 milisegundos.

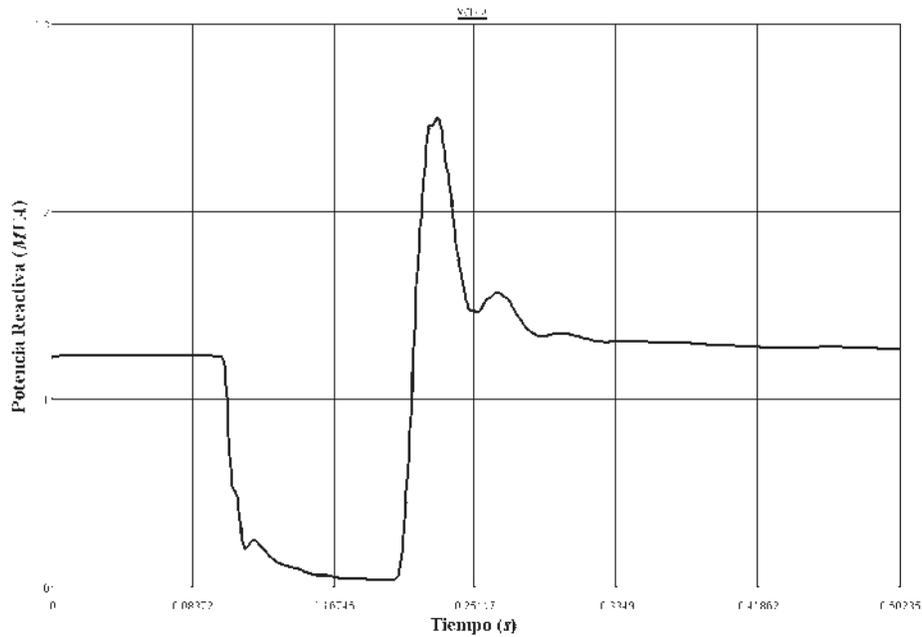


Figura 7.25. Potencia reactiva generada por el parque eólico en presencia de una falla trifásica.

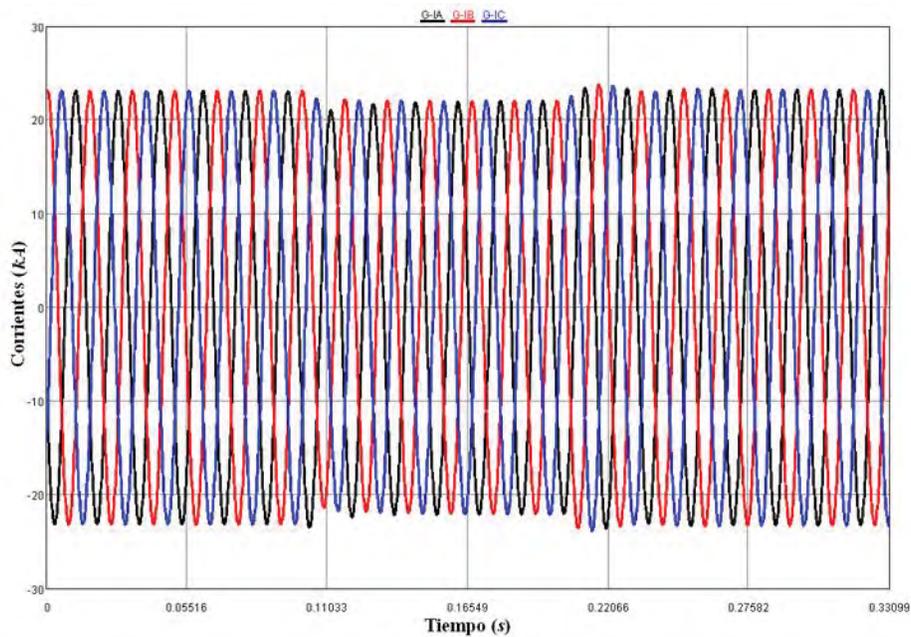


Figura 7.26. Corrientes generadas por el generador mini-hidráulico en presencia de una falla trifásica.

El comportamiento de los voltajes en cada una de las terminales del mini-generador hidráulico se ilustran en la Figura 7.27. De esta figura y la anterior se puede observar que la falla trifásica que ocurre en medio del segundo sistema de transmisión que conecta al parque eólico con el resto del sistema, no afecta de manera considerable el valor del voltaje y corrientes en terminales del generador mini-hidráulico, esto debido a la presencia del bus infinito (representado por una fuente de voltaje) que ayuda a mantener constantes estas variables.

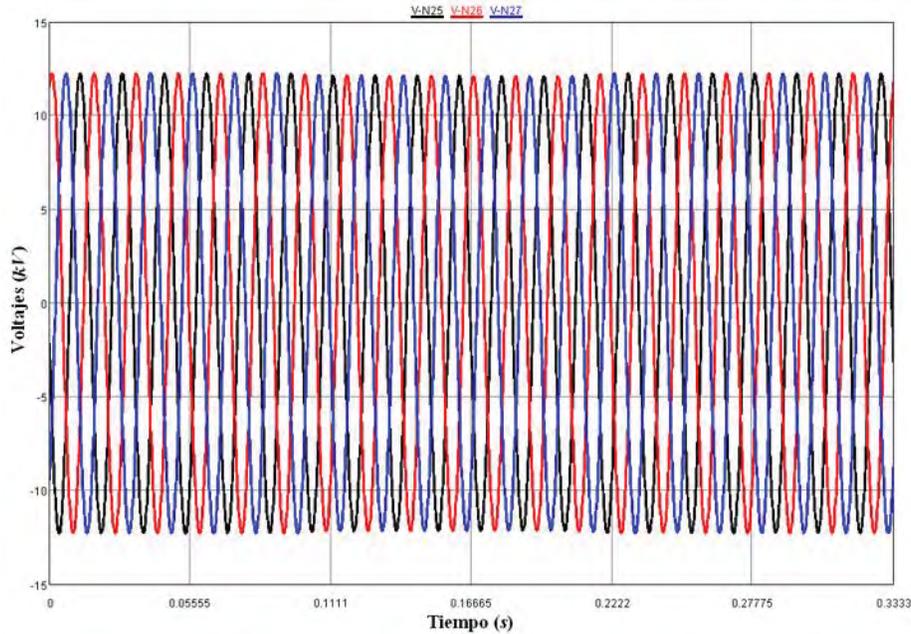


Figura 7.27. Voltajes en terminales del generador mini-hidráulico en presencia de una falla trifásica.

En la Figura 7.28 se puede observar el comportamiento de la potencia eléctrica desarrollada por mini-generador hidráulico. Este generador se encuentra produciendo una potencia real constante de 4.16 MW. En el instante en que ocurre la falla la potencia decae hasta un valor de 3.79 MW, mientras la falla se encuentra presente la potencia tiene un transitorio con oscilaciones que van disminuyendo gradualmente. Al ser liberada la falla en $t = 0.2$ segundos, la potencia aumenta gradualmente hasta llegar a un nuevo estado estacionario con un valor constante de 4.17 MW.

La Figura 7.29 muestra el comportamiento de la potencia reactiva generada por el mini-generador síncrono cuando se encuentra presente una falla trifásica en el sistema. Al igual como en el caso de la potencia real, la potencia reactiva generada después de liberada la falla no regresa a su

valor de estado estacionario de pre-falla, en este caso hay una variación final de 1.2 MVA con respecto a su estado de pre-falla.

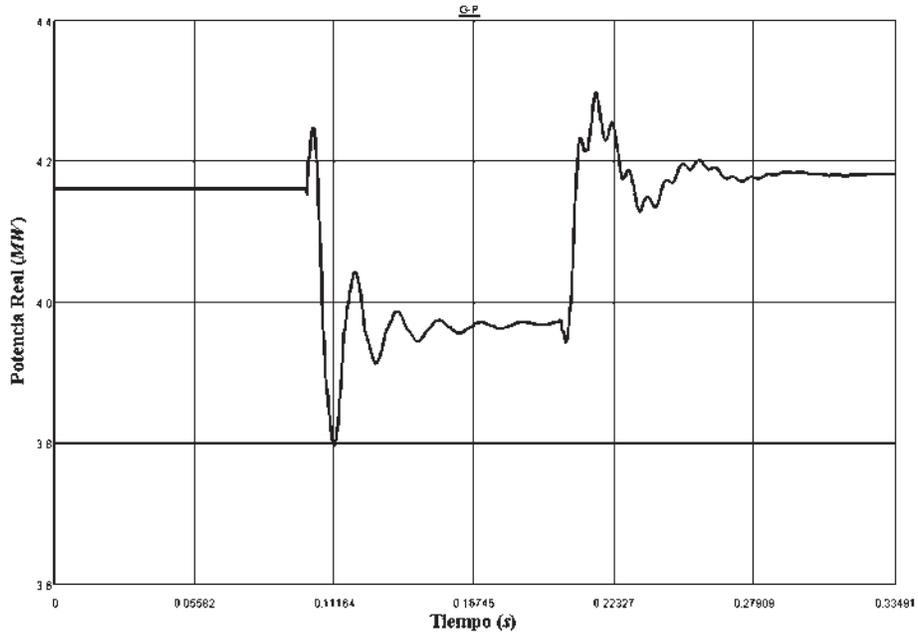


Figura 7.28. Potencia real generada por la planta mini-hidráulica en presencia de una falla trifásica.

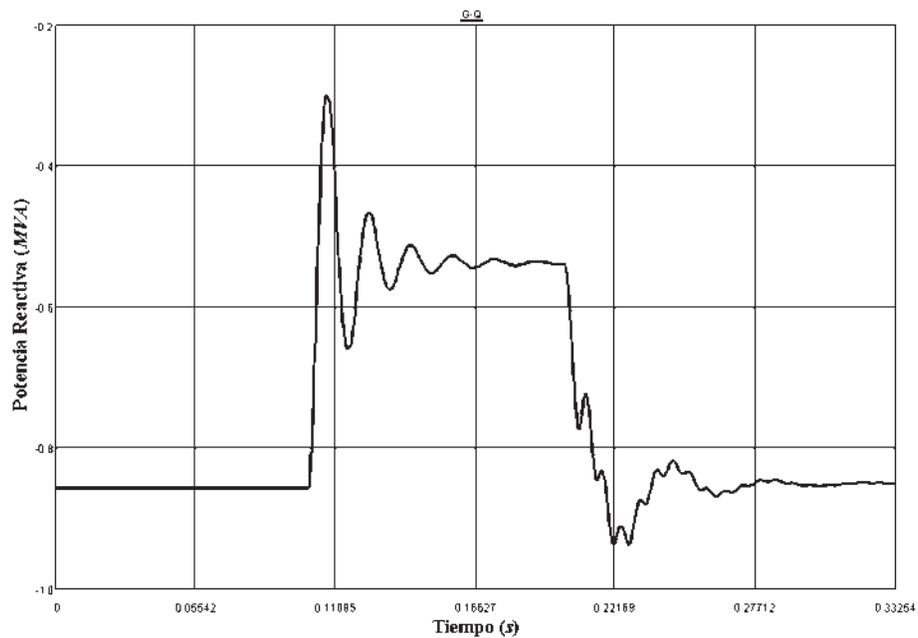


Figura 7.29. Potencia reactiva generada en la planta mini-hidráulica en presencia de una falla trifásica.

7.6. Conclusiones

En este capítulo se describió una estación especializada en simulaciones en tiempo real (RTDS). Se presentaron sus principales características y herramientas, además de que enlistaron los componentes de generación distribuida que fueron implementados en el lenguaje C para ser utilizados en el programa RSCAD contenido en la estación especializada.

Se presentaron dos casos de estudio de la simulación de sistemas de generación distribuida en tiempo real. En el primer caso de estudio se analizó el comportamiento de una turbina eólica que incluye un generador síncrono de imán permanente alimentando una carga aislada. Se describieron e implementaron las estrategias de control necesarias para mantener operando la turbina de manera adecuada a través de convertidores electrónicos de potencia, cuando ocurren disturbios en el sistema. En el segundo caso de estudio, se analizó el comportamiento de un sistema de potencia incluyendo fuentes renovables de energía, como lo son un parque eólico y una fuente mini-hidráulica.

Los casos de estudio presentados en este capítulo, pueden ser útiles para el diseño y selección de coordinación de protecciones del sistema, tiempos de respuesta y tipo de protección que requiera el sistema. Mientras que los modelos implementados pueden ser de gran utilidad en otros tipos de estudio, como de estabilidad o calidad de la energía.

Capítulo 8

Conclusiones generales

8.1. Conclusiones

En esta tesis doctoral se desarrolló un simulador digital que incluye técnicas computacionales eficientes para el análisis de la operación dinámica de sistemas de Generación Distribuida basados en fuentes renovables de energía. Previo a ello, se presentó la revisión del estado del arte asociado con las técnicas computacionales utilizadas durante el desarrollo de la tesis, así como una breve introducción a los sistemas de generación distribuida.

Se implementaron tres técnicas útiles para el análisis y pronóstico de series de tiempo. Las técnicas implementadas fueron el modelo ARIMA, una red neuronal y el algoritmo de los k-vecinos más cercanos. Dichas técnicas fueron aplicadas primero al problema de conocer el comportamiento futuro del caudal de un río previamente seleccionado. Con los resultados obtenidos del pronóstico se calculó la capacidad de una planta micro o mini-hidráulica que pueda instalarse en un sitio previamente seleccionado. Adicionalmente se aplicaron estas tres técnicas de pronóstico al problema de determinar el valor futuro de la velocidad del viento; lo cual es de suma utilidad, ya que en base a los resultados obtenidos del pronóstico se puede estimar la capacidad de generación que tendrá un parque eólico en las horas o días próximos. Para cada caso de estudio, los pronósticos obtenidos fueron validados con los datos reales obtenidos de las mediciones contenidas en las series de tiempo.

Se presentaron los modelos matemáticos que describen el comportamiento de los principales componentes de generación distribuida y que fueron la base para formular los diversos casos de estudio presentados a lo largo de esta tesis. Dentro de los modelos presentados, se encuentran los modelos de cargas resistivas, inductivas, y capacitivas, así como los modelos π de la línea de transmisión, del transformador de potencia incluyendo los efectos de saturación y pérdidas, de la máquina de inducción, de la máquina síncrona, del panel fotovoltaico y de los tres diferentes

tipos de turbinas eólicas que actualmente son utilizados para la generación de energía eléctrica con sus controladores asociados.

Se desarrolló un simulador visual interactivo útil para simular los sistemas de generación distribuida llamado DGIS. Se describieron las principales características de este simulador interactivo, el cual se encuentra basado en programación orientada a objetos. Los sistemas de generación distribuida se pueden construir gráficamente mediante la conexión de bloques funcionales, que representan a los diferentes componentes de un sistema de potencia. Además de que DGIS tiene la capacidad de generar automáticamente el conjunto de ecuaciones diferenciales que representan a un sistema de potencia y que se encuentran contenidas en los bloques funcionales; este proceso de generación es transparente para el usuario. Una vez que se ha construido gráficamente un sistema de potencia y que internamente se han generado las ecuaciones, un método numérico puede ser utilizado para resolver el sistema.

Posteriormente se describieron e implementaron en el simulador DGIS dos técnicas computacionales eficientes aplicadas a la simulación de sistemas de generación distribuida. La primera técnica implementada es la de procesamiento en paralelo mediante hilos, con el objetivo de dividir el esfuerzo computacional en varios procesadores o núcleos y por ende reducir el tiempo de cómputo asociado con la simulación de sistemas de gran escala. El segundo método implementado es útil para encontrar el estado estacionario de un sistema de una manera rápida, esto es realizado mediante la aplicación de un método Newton basado en un proceso de diferenciación numérica. Para mejorar su eficiencia, se implementó una versión alternativa utilizando procesamiento en paralelo, debido a que se observó que para calcular la matriz B del método se requiere del cálculo de un ciclo por cada EDO que modele al sistema. Entonces, en sistemas de gran tamaño, el número de ciclos aumenta de manera considerable, y con la aplicación de procesamiento en paralelo se pueden calcular esos ciclos de manera simultánea, incrementando la eficiencia del método.

Se simuló con DGIS, el comportamiento dinámico de los tres principales tipos de turbinas eólicas, cuando se encuentran sujetas a variaciones en la velocidad del viento incidente sobre sus aspas. El primer tipo de turbina estudiado corresponde a una turbina eólica de velocidad constante que incluye un generador de inducción del tipo jaula de ardilla; el segundo tipo corresponde a una turbina eólica de velocidad variable que incluye un generador de inducción con doble excitación; y el tercer tipo de turbina analizado corresponde a una turbina eólica de velocidad variable con

generador síncrono. Se presentó una comparación de los resultados obtenidos en DGIS con respecto a los obtenidos con el simulador PSCAD/EMTDC. En todos los casos, la correlación entre las respuestas obtenidas con ambos simuladores es satisfactoria. En estado estacionario la respuesta obtenida con ambos simuladores es prácticamente la misma; en estado transitorio se observó una pequeña diferencia debido a las diferencias en el cálculo de las variables electromecánicas de la máquina de inducción.

Finalmente, se presentaron dos casos de estudio complementarios de la simulación de sistemas de generación distribuida en tiempo real. Dichos estudios fueron hechos en una estación especializada en simulaciones en tiempo real (RTDS). En el primer caso de estudio, se analizó el comportamiento de una turbina eólica que incluye un generador síncrono de imán permanente alimentando una carga aislada. Se describieron e implementaron las estrategias de control necesarias para mantener operando la turbina de manera adecuada a través de convertidores electrónicos de potencia, cuando ocurren disturbios en el sistema. En el segundo caso de estudio, se analizó el comportamiento de un sistema de potencia incluyendo fuentes renovables de energía, considerando la operación combinada de un parque eólico y una fuente mini-hidráulica.

8.2. Sugerencias para trabajo de investigación futuro

Tomando como referencia el alcance de la investigación reportada en esta tesis, a continuación se enlistan algunas sugerencias de trabajo de investigación posterior a realizar en el mismo campo del conocimiento:

- Diseño y simulación de sistemas de protección en sistemas de generación distribuida que incluyan generación eólica. En esta tesis se estudió el comportamiento dinámico de estos sistemas cuando se encuentra presente una falla, pero en la práctica cuando un disturbio ocurre en el sistema, las turbinas eólicas son desconectadas para evitar daños en el equipo, es por esto que se requiere del diseño y análisis de los sistemas de protección que ayuden a llevar a cabo esta tarea.
- Aplicación del método de acercamiento rápido al estado estacionario del sistema al problema de calidad de la energía en sistemas de potencia. Ya que con la aplicación de

este método se puede conocer de manera rápida el estado estacionario de un sistema después de que un disturbio ha ocurrido y por lo tanto se puede estudiar su influencia en la calidad de la energía.

- Desarrollo e implementación en DGIS de nuevos modelos de componentes de sistemas de potencia para enriquecer la biblioteca de modelos del programa y así poder elaborar casos de estudio más detallados.
- Generalización de la metodología contenida como núcleo de DGIS para poder incluir funciones de control en base a bloques funcionales. Con esto se pretende que DGIS pueda ser utilizado de una manera más práctica y sencilla en el diseño de nuevos controles.
- Implementación en DGIS de nuevas opciones como los son: lectura de archivos que contienen datos de entrada, algoritmos de análisis de los resultados obtenidos en las simulaciones, etc.
- Análisis en la estación RTDS de casos de generación distribuida que incluyan los modelos implementados y con la conexión de componentes físicos. Con el objetivo de validar el comportamiento de los modelos implementados con la presencia de componentes físicos.
- Análisis de estabilidad transitoria, dinámica, de voltaje y ante oscilaciones no-lineales en sistemas de generación distribuida conectados a un sistema principal de gran escala.

Apéndice A

Series de tiempo

Tabla A.1. Estación hidrométrica el "El Naranjillo", río Actopan. Esgurrimientos mensuales ($1 \times 10^3 m^3$).

Año	Mes											
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
1961	23.46	9.35	7.60	4.94	4.77	38.49	134.79	83.59	61.78	56.88	60.59	46.41
1962	32.06	9.18	3.89	4.36	4.38	18.25	163.00	53.01	43.45	37.13	38.97	38.14
1963	23.25	3.38	3.06	2.86	5.27	17.02	115.65	50.75	35.08	35.22	21.70	21.99
1964	15.60	3.58	3.10	2.99	3.48	26.79	33.80	19.33	19.79	29.99	19.93	19.65
1965	12.87	3.06	2.62	2.79	4.35	76.56	46.33	50.68	47.68	39.83	27.64	26.07
1966	18.96	5.71	5.67	4.17	8.12	60.81	56.06	46.01	127.20	77.68	65.13	50.84
1967	38.25	10.55	9.47	4.66	3.79	26.50	37.51	37.57	97.70	67.73	51.53	43.53
1968	23.44	6.23	5.03	3.63	5.88	20.59	48.15	59.74	63.98	58.18	56.64	56.03
1969	37.49	7.04	6.03	3.72	3.71	4.01	96.83	171.73	284.22	106.88	62.86	48.64
1970	30.19	19.77	16.04	6.59	5.65	19.74	42.62	51.12	161.99	72.30	36.85	25.46
1971	21.48	9.67	5.48	4.67	8.98	16.10	33.41	52.24	55.71	82.97	49.54	33.95
1972	22.35	11.80	9.15	5.16	8.23	53.30	268.40	89.59	66.57	59.78	54.69	39.53
1973	24.71	19.97	16.80	10.68	7.19	114.64	117.98	113.50	98.52	80.64	44.31	44.73
1974	28.98	20.76	15.52	6.06	6.01	100.48	114.98	131.70	238.56	66.37	40.67	39.25
1975	31.52	18.80	13.11	5.16	7.55	16.08	28.34	49.37	217.57	37.04	34.16	34.34
1976	21.60	9.41	6.72	6.71	5.64	97.03	129.90	37.99	52.75	51.14	34.41	30.59
1977	20.40	13.42	9.95	4.63	5.00	53.42	32.34	14.08	26.55	45.12	30.52	28.64
1978	18.58	11.99	8.91	6.13	5.56	26.77	32.27	51.56	92.25	86.53	50.55	29.32
1979	21.52	13.88	12.12	7.44	8.88	19.21	27.25	143.59	93.59	40.81	30.92	30.24
1980	20.51	12.51	9.80	6.95	8.19	42.29	27.34	69.11	89.80	50.91	41.44	36.65
1981	23.46	11.20	8.39	5.61	6.03	41.72	82.62	62.17	111.42	58.52	40.71	34.12
1982	23.46	11.20	8.39	5.61	6.03	41.72	82.62	62.17	111.42	58.52	40.71	34.12
1983	8.44	7.69	4.91	4.33	4.90	14.02	151.29	100.13	80.84	41.43	25.53	16.65
1984	13.50	12.3	5.99	3.04	5.86	58.27	139.64	167.82	213.77	69.21	43.54	31.39
1985	30.35	15.6	11.19	8.89	5.98	35.85	74.53	47.14	33.60	50.64	34.06	25.02

Tabla A.2. Mediciones de velocidad de viento (m/s), sitio "San Juanico", Mayo del 2000.

Hora	Día															
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16
1:00	0.24	0.97	2.91	1.45	2.69	0.10	5.30	2.55	5.82	4.18	0.51	3.63	0.40	1.49	0.01	0.16
2:00	1.47	0.21	0.00	1.06	2.43	0.00	4.47	1.62	4.42	4.80	0.42	3.63	0.91	3.19	0.02	0.44
3:00	1.74	2.84	0.94	0.77	1.81	0.48	4.38	2.29	8.02	3.23	0.00	2.85	2.05	3.24	0.28	0.99
4:00	0.43	1.51	0.75	2.16	1.18	3.14	1.52	3.81	7.71	3.37	0.10	2.90	1.13	2.58	1.45	0.32
5:00	1.01	0.16	2.44	1.39	2.32	4.22	2.56	3.43	3.42	2.23	0.42	3.56	0.79	2.40	1.47	0.25
6:00	0.73	0.00	3.05	0.23	3.18	4.47	1.88	1.55	1.54	1.89	0.59	4.55	1.25	0.92	1.69	1.58
7:00	0.15	1.15	1.18	0.37	3.49	4.52	3.58	1.11	0.13	0.73	0.08	4.86	0.42	1.02	2.17	2.06
8:00	0.01	3.28	0.64	1.20	3.60	5.40	0.96	1.35	0.24	0.70	0.08	5.50	0.18	0.25	2.94	2.10
9:00	1.21	0.29	2.95	0.41	1.67	5.94	0.75	0.45	0.14	0.42	0.01	5.09	0.31	0.16	3.06	2.25
10:00	2.43	0.55	2.90	2.59	3.99	5.92	0.72	0.66	0.30	0.46	2.07	4.20	2.14	0.06	2.92	2.36
11:00	2.68	1.88	1.56	5.41	3.82	6.42	0.59	1.78	2.21	1.34	4.16	4.41	2.48	2.05	2.43	1.94
12:00	3.27	2.21	2.82	7.82	3.97	6.78	3.29	3.93	3.47	3.06	4.90	5.89	3.49	3.05	3.08	2.38
13:00	3.82	4.11	3.74	8.80	3.82	7.56	6.08	5.09	5.85	4.72	4.53	5.58	5.97	3.47	2.06	4.08
14:00	3.82	6.91	5.39	8.67	4.55	7.52	7.62	7.62	6.65	5.64	6.38	3.98	5.23	5.90	2.49	4.31
15:00	5.38	8.75	6.65	8.33	4.46	10.5	8.84	8.20	6.82	5.93	6.90	2.92	3.33	7.49	4.35	3.95
16:00	6.79	7.63	7.19	8.08	4.85	5.86	9.63	8.89	7.90	6.23	7.25	2.50	5.75	7.60	5.49	5.30
17:00	5.48	8.36	7.35	7.38	4.33	3.65	9.22	10.0	8.22	7.12	6.90	2.54	7.03	7.93	6.18	6.37
18:00	5.64	7.62	7.31	8.18	3.98	6.47	8.16	8.90	7.74	6.58	7.17	2.07	6.18	7.20	5.68	7.04
19:00	5.99	6.66	6.79	4.78	1.97	3.01	6.51	7.37	6.20	5.17	4.93	1.58	5.00	4.68	5.01	6.78
20:00	5.68	6.73	5.32	3.26	0.00	0.33	4.74	5.99	4.86	4.74	2.85	0.43	5.03	3.56	4.27	4.91
21:00	6.12	5.78	4.73	2.90	0.00	0.66	4.54	5.40	5.32	0.59	3.50	1.01	3.68	3.75	3.38	4.18
22:00	5.46	4.71	3.61	4.81	0.52	1.54	4.01	5.48	5.94	0.10	3.19	0.08	2.28	3.02	1.89	3.46
23:00	2.37	2.89	2.62	3.89	1.81	1.05	1.14	4.56	5.25	2.25	3.49	1.79	1.00	1.08	0.38	3.08
24:00	2.40	3.68	1.97	4.16	0.34	3.59	1.64	5.54	5.55	1.19	1.06	2.83	1.05	0.32	0.14	1.98
Hora	Día															
	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
1:00	0.93	3.42	2.09	0.38	4.52	2.49	2.31	2.31	2.31	2.31	2.49	8.64	2.31	2.31	0.07	
2:00	0.51	1.53	2.27	0.84	4.44	1.60	2.09	2.09	2.09	2.09	1.60	7.79	2.09	2.09	0.92	
3:00	0.31	2.51	3.49	1.31	3.75	0.99	2.14	2.14	2.14	2.14	0.99	6.11	2.14	2.14	1.26	
4:00	0.00	3.06	2.42	3.10	3.88	1.12	2.23	2.23	2.23	2.23	1.12	4.48	2.23	2.23	0.04	
5:00	1.85	2.61	2.25	4.21	1.35	3.53	2.25	2.25	2.25	2.25	3.53	2.31	2.25	2.25	0.03	

Hora	Día															
6:00	1.63	1.79	2.77	3.88	1.01	4.09	2.15	2.15	2.15	2.15	4.09	4.08	2.15	2.15	0.98	
7:00	2.10	0.63	2.12	4.04	0.42	0.58	1.92	1.92	1.92	1.92	0.58	5.98	1.92	1.92	1.35	
8:00	2.58	0.11	2.47	3.16	0.01	1.29	1.77	1.77	1.77	1.77	1.29	7.00	1.77	1.77	0.28	
9:00	1.29	0.21	1.88	2.23	1.73	0.69	1.68	1.68	1.68	1.68	0.69	9.57	1.68	1.68	0.21	
10:00	1.02	0.95	0.92	2.92	3.16	0.39	1.88	1.88	1.88	1.88	0.39	10.0	1.88	0.85	0.24	
11:00	1.79	2.67	1.14	4.13	3.75	2.54	2.30	2.30	2.30	2.30	2.15	8.81	2.30	1.11	2.40	
12:00	4.00	3.59	1.79	5.16	5.15	4.90	3.08	3.08	3.08	3.08	6.29	10.4	3.08	2.43	2.68	
13:00	4.87	4.61	2.61	7.44	5.42	6.90	4.16	4.16	4.16	4.16	8.84	12.4	4.16	4.09	5.25	
14:00	7.47	4.94	1.83	6.81	4.94	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	11.2	12.2	5.08	6.47	6.30	
15:00	8.12	6.10	2.38	6.78	5.39	5.08	8.86	5.08	5.67	5.67	10.4	12.0	5.67	8.23	6.87	
16:00	8.89	5.40	3.95	6.26	5.28	5.67	7.81	5.67	5.87	5.87	10.8	11.2	5.87	9.06	7.65	
17:00	9.27	6.24	5.52	5.95	4.80	5.87	6.50	5.87	5.98	5.98	11.1	10.8	5.98	9.11	7.24	
18:00	8.02	6.33	6.06	5.59	4.58	5.98	4.58	5.98	5.64	5.64	11.2	8.73	5.64	8.61	7.89	
19:00	6.38	4.82	5.00	5.06	3.45	5.64	3.45	5.64	4.67	4.67	11.2	8.24	4.67	7.63	6.31	
20:00	5.92	4.58	3.69	4.75	3.86	4.67	3.86	4.67	4.02	4.02	9.62	7.73	4.02	5.52	2.99	
21:00	4.81	4.76	3.68	4.72	3.18	4.02	3.18	4.02	3.64	3.64	9.03	3.64	3.64	2.69	0.84	
22:00	4.61	3.86	2.53	3.79	1.37	3.64	1.37	3.64	3.29	3.29	8.81	3.29	3.29	0.86	2.18	
23:00	3.38	2.92	0.32	3.72	0.31	3.29	0.31	3.29	2.78	2.78	9.71	2.78	2.78	0.53	0.35	
24:00	4.59	3.64	1.37	4.08	1.66	2.78	1.66	2.78	2.68	2.68	8.28	2.68	2.68	1.22	0.01	

Apéndice B

Modelado de componentes adicionales

Los modelos de cargas, fuente de voltaje y línea de transmisión utilizados en esta tesis son descritos a continuación:

- **Resistor**

Este elemento se encuentra modelado por tres resistencias monofásicas (una por cada fase). Consideré la Figura B.1, el comportamiento de la corriente que circula a través de la resistencia se encuentra definido como:

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r & 0 & 0 \\ 0 & r & 0 \\ 0 & 0 & r \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} v_{a_1} - v_{a_2} \\ v_{b_1} - v_{b_2} \\ v_{c_1} - v_{c_2} \end{bmatrix} \quad (\text{B.1})$$

Donde i es la corriente que fluye en cada fase a través de la resistencia, v es el valor de voltaje de los nodos a los cuales se encuentra conectada la resistencia y r es el valor de la resistencia en cada fase.

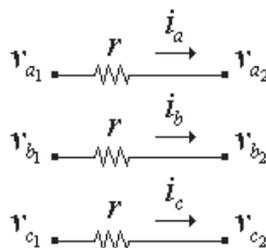


Figura B.1. Modelo de una resistencia trifásica.

- **Inductor**

El modelo de un inductor trifásico se encuentra compuesto de tres inductancias monofásicas, como se ilustra en la Figura B.2. El comportamiento de la corriente que circula a través de los inductores se encuentra definido como:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l & 0 & 0 \\ 0 & l & 0 \\ 0 & 0 & l \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} v_{a_1} - v_{a_2} \\ v_{b_1} - v_{b_2} \\ v_{c_1} - v_{c_2} \end{bmatrix} \quad (\text{B.2})$$

donde l es el valor de la inductancia en cada fase.

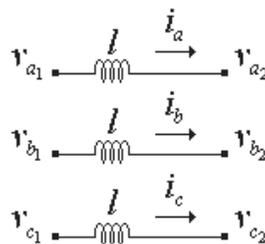


Figura B.2. Modelo de una inductancia trifásica.

- **Capacitor**

Este elemento se encuentra modelado por tres capacitores monofásicos conectados en estrella aterrizada (Figura B.3), el valor del voltaje a través de sus terminales en forma matricial puede ser obtenido como

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c & 0 & 0 \\ 0 & c & 0 \\ 0 & 0 & c \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (\text{B.3})$$

En la cual c es el valor de la capacitancia en cada fase.

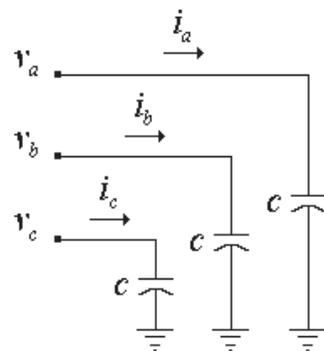


Figura B.3. Modelo de un capacitor trifásico conectado en estrella aterrizada.

- **Carga resistiva**

El modelo de una carga resistiva utilizado en esta investigación, se encuentra definido por la conexión en estrella aterrizada de tres resistencias, cuyo requerimiento de consumo de potencia

en forma matricial está dado por,

$$r = \frac{v^2}{P} \quad (\text{B.4})$$

donde P es un vector que contiene el valor de la potencia real que se consume en cada fase. El valor de la corriente que se extrae del nodo al que se encuentra conectado este elemento puede calcularse mediante la Ecuación (B.1).

- **Carga inductiva**

Este elemento se encuentra modelado por la conexión en estrella aterrizada de tres inductancias. El valor de la inductancia en cada fase es obtenido mediante la Ecuación (B.5), y con este valor mediante la Ecuación (B.2), es posible calcular el valor de la corriente que es extraída del nodo al que se encuentra conectado este elemento.

$$l = \frac{v^2}{2\pi fQ} \quad (\text{B.5})$$

Donde Q es un vector que contiene el valor de la potencia reactiva consumida en cada fase y f es la frecuencia del sistema.

- **Carga capacitiva**

El modelo de este elemento se encuentra dado por el modelo del capacitor trifásico (Ecuación (B.3)), en donde el valor de la capacitancia en forma matricial es definido como:

$$c = \frac{-Q}{2\pi f v^2} \quad (\text{B.6})$$

- **Fuente de voltaje**

La fuente de voltaje es modelada en esta tesis por medio de una fuente sinusoidal de voltaje constante conectada a una impedancia resistiva, como se muestra en la Figura B.4. La ecuación empleada para calcular el valor de la corriente generada por este elemento está dada por

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r & 0 & 0 \\ 0 & r & 0 \\ 0 & 0 & r \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} v_{f_a} - v_{n_a} \\ v_{f_b} - v_{n_b} \\ v_{f_c} - v_{n_c} \end{bmatrix} \quad (\text{B.7})$$

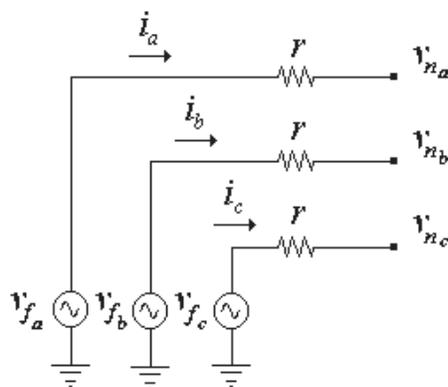


Figura B.4. Modelo de una fuente de voltaje trifásica.

Donde v_f es el vector con los valores de voltaje perfectamente balanceados de tres fuentes sinusoidales en conexión estrella y v_n es el vector de voltajes del nodo al cual se encuentra conectado el elemento.

- **Línea de transmisión**

El modelo π de la línea de transmisión es comúnmente utilizado para representar líneas de corta y mediana longitud. Este modelo representa de manera adecuada el comportamiento de la línea a frecuencia fundamental, pero no es un modelo preciso cuando se realizan estudios en otras frecuencias [Mohamed 2000].

La Figura B.5 ilustra el modelo π de una línea de transmisión monofásica, en donde v_s es el voltaje en el nodo de envío, v_r es el voltaje en el nodo de recepción, i_l representa la corriente que circula a través de la impedancia en serie Z , y Y es la admitancia en paralelo de la línea de transmisión.

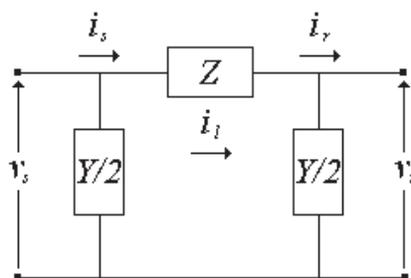


Figura B.5. Modelo π de la línea de transmisión.

El valor de la impedancia en serie y de la admitancia en paralelo en por unidad de longitud están definidos como

$$Z = r + l \quad (\text{B.8})$$

$$Y = g + c \quad (\text{B.9})$$

donde r y l son la resistencia e inductancia en serie del modelo π , respectivamente; g y c son la conductancia y la capacitancia en paralelo, respectivamente.

Generalmente el valor de g es despreciado debido a que tiende a ser de un valor muy pequeño o en algunos casos es cero [Mohamed 2000]. Utilizando los modelos previamente definidos para la resistencia, inductancia y capacitancia, es posible relacionar los valores de corriente y voltajes de los nodos de envío y recepción de la línea de transmisión, esto es,

$$\frac{di_l}{dt} = \frac{v_s - v_r - i_l r}{l} \quad (\text{B.10})$$

donde

$$\frac{dv_s}{dt} = \frac{i_s - i_l}{c} \quad (\text{B.11})$$

y de manera similar,

$$\frac{dv_r}{dt} = \frac{i_l - i_r}{c} \quad (\text{B.12})$$

Para el caso de una línea de transmisión trifásica se consideran tres modelos monofásicos (uno por cada fase).

Apéndice C

Matrices de conectividad

Las matrices de conectividad utilizadas para representar los diferentes tipos de conexiones que existen en un transformador trifásico son mostradas a continuación. La notación utilizada es la siguiente: Y significa conexión en estrella, D conexión en delta y el subíndice L significa que la conexión delta es en atraso.

Las matrices utilizadas para las corrientes son:

$$Y-Y = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (C.1)$$

$$D-D = \begin{bmatrix} 1/3 & 0 & 0 & 0 & -1/3 & 0 \\ 0 & 1/3 & 0 & 0 & 0 & -1/3 \\ -1/3 & 0 & 1/3 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1/3 & 0 & 1/3 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1/3 & 0 & 1/3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1/3 & 0 & 1/3 \end{bmatrix} \quad (C.2)$$

$$Y-D = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/\sqrt{3} & 0 & 0 & 0 & -1/\sqrt{3} \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1/\sqrt{3} & 0 & 1/\sqrt{3} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1/\sqrt{3} & 0 & 1/\sqrt{3} \end{bmatrix} \quad (C.3)$$

$$Y - D_L = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/\sqrt{3} & 0 & -1/\sqrt{3} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1/\sqrt{3} & 0 & 0 & 0 & 1/\sqrt{3} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1/\sqrt{3} & 0 & -1/\sqrt{3} \end{bmatrix} \quad (\text{C.4})$$

$$D - Y = \begin{bmatrix} 1/\sqrt{3} & 0 & 0 & 0 & -1/\sqrt{3} & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1/\sqrt{3} & 0 & 1/\sqrt{3} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1/\sqrt{3} & 0 & 1/\sqrt{3} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{C.5})$$

$$D_L - Y = \begin{bmatrix} 1/\sqrt{3} & 0 & -1/\sqrt{3} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1/\sqrt{3} & 0 & 0 & 0 & -1/\sqrt{3} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1/\sqrt{3} & 0 & -1/\sqrt{3} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{C.6})$$

Las matrices utilizadas para los voltajes son:

$$Y - Y = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{C.7})$$

$$D - D = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{C.8})$$

$$Y - D = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2/3 & 0 & -2/3 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2/3 & 0 & -2/3 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -2/3 & 0 & 0 & 0 & 2/3 \end{bmatrix} \quad (\text{C.9})$$

$$Y - D_L = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2/3 & 0 & -2/3 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -2/3 & 0 & 0 & 0 & 2/3 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2/3 & 0 & -2/3 \end{bmatrix} \quad (\text{C.10})$$

$$D - Y = \begin{bmatrix} 2/3 & 0 & -2/3 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2/3 & 0 & -2/3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ -2/3 & 0 & 0 & 0 & 2/3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{C.11})$$

$$D_L - Y = \begin{bmatrix} 2/3 & 0 & -2/3 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -2/3 & 0 & 0 & 0 & 2/3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2/3 & 0 & -2/3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{C.12})$$

Apéndice D

Método de acercamiento rápido al estado estacionario de un sistema

La formulación necesaria para obtener el estado estacionario de un sistema basándose en la noción de ciclo límite puede obtenerse considerando que ahora se aplica una perturbación a la trayectoria original, tal que, en vez de tener x_i se tenga ahora $x_i + \Delta x_i$, que es equivalente a escribir $x(t) + \Delta x(t)$ en vez de $x(t)$. El ciclo comprendido entre x_i y x_{i+1} es tomado como referencia en el análisis matemático y es denominado “ciclo base” [Semlyen y Medina 1995]. Cuando se aplica una perturbación Δx a la Ecuación (5.3) se transforma en:

$$\dot{x} + \Delta \dot{x} = f(t, x + \Delta x) \quad (\text{D.1})$$

La cual origina el problema variacional

$$\Delta \dot{x} = \Delta f(t, x) = \Delta x f'(t, x) \approx J(t, x) \Delta x \quad (\text{D.2})$$

donde $J(t, x)$ es la matriz Jacobiana. La condición inicial está entonces dada por,

$$\Delta x(t_i) = \Delta x_i \quad (\text{D.3})$$

La ecuación anterior es una ecuación diferencial ordinaria lineal que varía con el tiempo y su solución puede aproximarse mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta x(t) = \exp\left(\int_{t_i}^t J(t, x) dt\right) \Delta x_i \quad (\text{D.4})$$

Ahora bien, para $t = t_i + T$, se tiene que

$$\Delta x_{i+1} = B \Delta x_i \quad (\text{D.5})$$

en donde

$$B = \exp\left(\int_{t_i}^{t_{i+T}} J(t, x) dt\right) \quad (\text{D.6})$$

Y considerando que

$$\Delta x_i = x_\infty - x_i \quad (D.7)$$

por consecuencia

$$\Delta x_{i+1} = x_\infty - x_{i+1} \quad (D.8)$$

Si a la Ecuación (D.7) se le resta la Ecuación (D.8) y el resultado es sustituido en la Ecuación (4.5), despejando x_∞ se tiene que

$$x_\infty = x_i + (I - B)^{-1} (x_{i+1} - x_i) \quad (D.9)$$

donde x_∞ son las variables de estado en el ciclo límite; y B , I son las matrices de identificación y unitaria, respectivamente. Finalmente, se requiere identificar la matriz B , por lo que en este trabajo de investigación se utiliza un método Newton basado en un procedimiento de diferenciación numérica, el cual es descrito a continuación.

- *Método de diferenciación numérica implementado*

Debido a que resulta impráctico calcular analíticamente el Jacobiano $J(t,x)$, es que se ha aplicado en esta tesis el siguiente procedimiento de Diferenciación Numérica (DN) para calcular la matriz B :

- Se conforma el sistema de ecuaciones diferenciales que modelan a un sistema.
- Se simula un ciclo de tiempo utilizando un algoritmo numérico de integración (ciclo base), con las condiciones iniciales $x_n = x_0$. Note que x_n es un vector de igual tamaño al número de variables de estado.
- Por cada variable de estado, se simula un ciclo de tiempo utilizando el algoritmo numérico de integración, con las condiciones iniciales $x'_n(j)$. Donde el vector x'_n para cada variable de estado j está definido como

$$\begin{bmatrix} x'_n(0) \\ x'_n(1) \\ \vdots \\ x'_n(j) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{n+1}(0) + \zeta & x_{n+1}(1) & \cdots & x_{n+1}(j) \\ x_{n+1}(0) & x_{n+1}(1) + \zeta & \cdots & x_{n+1}(j) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{n+1}(0) & x_{n+1}(1) & \cdots & x_{n+1}(j) + \zeta \end{bmatrix} \quad (D.10)$$

en donde ζ es una pequeña perturbación que se aplica a las variables de estado en una manera secuencial.

d) La matriz B puede ser calculada por columnas mediante la Ecuación (D.11).

$$B = \frac{x'_{n+1} - x_{n+1}}{\zeta} \quad (D.11)$$

e) Se obtiene una estimación de x_∞ utilizando la Ecuación (D.9).

f) Finalmente, se comprueba si dos estimaciones sucesivas de x_∞ satisfacen el criterio de convergencia especificado. Si la condición de convergencia es satisfecha, significa que se ha alcanzado el estado estacionario del sistema; en caso contrario se procede a realizar otra iteración desde el inciso c) con $x_0 = x_\infty$, para así definir las nuevas variables de estado al inicio del nuevo ciclo base.

El diagrama de flujo de la Figura D.1 describe el proceso que se sigue para obtener el estado estacionario periódico de un conjunto de ecuaciones diferenciales ordinarias utilizando el método Newton descrito anteriormente, con un criterio de convergencia establecido e . Dicho algoritmo numérico ha sido incorporado de manera satisfactoria en el programa computacional DGIS, como una herramienta adicional para la solución y análisis de Sistemas de Generación Distribuida.

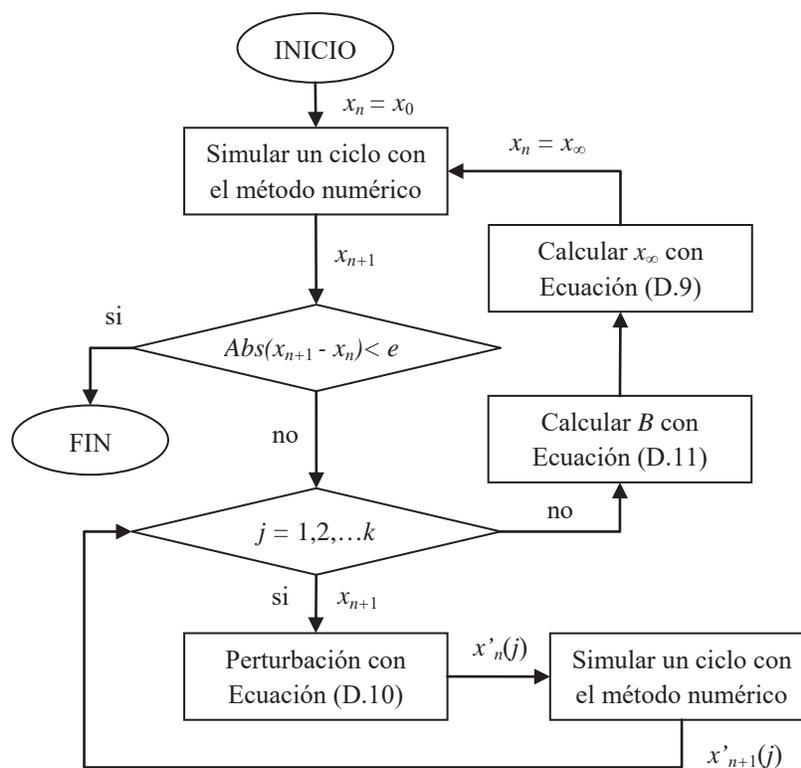


Figura D.1. Método de diferenciación numérica.

Apéndice E

Parámetros de los sistemas de prueba

Los parámetros de los componentes de sistemas de generación distribuida utilizados en los casos de estudio presentados a lo largo de esta tesis doctoral son mostrados a continuación:

- **Turbina eólica de velocidad constante de 10 kW de capacidad.**

Potencia base del aerogenerador = 10 kW

Constante de rigidez de la flecha = 1500 N·m/rad

Constante de inercia de la turbina = 3.545 seg

Constante de inercia del generador = 0.535 seg

Relación de la caja de engranes = 65.27

Radio de las aspas de la turbina = 5.7 m

Voltaje base del generador = 690 V

Número de polos de generador = 4

Constante de inercia de generador = 4.45 kg·m²

Reactancia de magnetización del devanado del rotor = 0.138 Ω

Reactancia de magnetización del devanado del estator = 0.138 Ω

Resistencia del devanado del rotor = 22.0 mΩ

Resistencia del devanado del estator = 27.0 mΩ

Reactancia del devanado del rotor = 4.6 mΩ

Reactancia del devanado del estator = 2.5 mΩ

- **Turbina eólica de velocidad constante de 180 kW de capacidad.**

Potencia base del aerogenerador = 180 kW

Constante de rigidez de la flecha = 2700 N·m/rad

Constante de inercia de la turbina = 8.5 seg

Constante de inercia del generador = 2.79 seg

Relación de la caja de engranes = 23.75

Radio de las aspas de la turbina = 23.2 *m*
 Voltaje base del generador = 400 *V*
 Número de polos de generador = 6
 Constante de inercia de generador = 4.5 *kg·m²*
 Inductancia de magnetización del devanado del rotor = 6.7 *mH*
 Inductancia de magnetización del devanado del estator = 6.7 *mH*
 Resistencia del devanado del rotor = 0.0061 Ω
 Resistencia del devanado del estator = 0.0092 Ω
 Inductancia del devanado del rotor = 427 μH
 Inductancia del devanado del estator = 186 μH

- **Turbina eólica de velocidad constante de 2 MW de capacidad.**

Potencia base del aerogenerador = 2 *MW*
 Constante de rigidez de la flecha = 2700 *N·m/rad*
 Constante de inercia de la turbina = 6.474 *seg*
 Constante de inercia del generador = 1.079 *seg*
 Relación de la caja de engranes = 93.75
 Radio de las aspas de la turbina = 37.5 *m*
 Voltaje base del generador = 690 *V*
 Número de polos de generador = 4
 Constante de inercia de generador = 121.5 *kg·m²*
 Inductancia de magnetización del devanado del rotor = 7.19 *mH*
 Inductancia de magnetización del devanado del estator = 7.19 *mH*
 Resistencia del devanado del rotor = 12.85 *m Ω*
 Resistencia del devanado del estator = 34.27 *m Ω*
 Inductancia del devanado del rotor = 22.72 *mH*
 Inductancia del devanado del estator = 14.20 *mH*

- **Turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción con doble excitación de 2 MW de capacidad.**

Potencia base del aerogenerador = 2 *MW*
 Constante de rigidez de la flecha = 2700 *N·m/rad*
 Constante de inercia de la turbina = 6.474 *seg*

Constante de inercia del generador = 1.079 *seg*
 Relación de la caja de engranes = 93.75
 Radio de las aspas de la turbina = 37.5 *m*
 Voltaje base del generador = 690 *V*
 Número de polos de generador = 4
 Constante de inercia de generador = 121.5 *kg·m²*
 Inductancia de magnetización del devanado del rotor = 2.9 *mH*
 Inductancia de magnetización del devanado del estator = 2.9 *mH*
 Resistencia del devanado del rotor = 0.0018 Ω
 Resistencia del devanado del estator = 0.0022 Ω
 Inductancia del devanado del rotor = 0.05 *mH*
 Inductancia del devanado del estator = 0.12 *mH*

- **Turbina eólica de velocidad variable con generador síncrono de imán permanente de 2 MW de capacidad.**

Potencia base del aerogenerador = 2 *MW*
 Constante de rigidez de la flecha = 2700 *N·m/rad*
 Constante de inercia de la turbina = 6.474 *seg*
 Constante de inercia del generador = 1.079 *seg*
 Relación de la caja de engranes = 93.75
 Radio de las aspas de la turbina = 37.5 *m*
 Voltaje base del generador = 7.9 *kV*
 Número de polos de generador = 8
 Constante de inercia de generador = 124.9 *kg·m²*
 Resistencia del devanado del estator = 0.26 Ω
 Inductancia de magnetización del devanado del estator = 1.14 *mH*
 Inductancia de magnetización del eje directo = 0.0137 *H*
 Inductancia de magnetización del eje de cuadratura = 0.011 *H*
 Flujo generado por el imán del rotor = 0.1674 *V·seg/rad*

- **Generador síncrono de 2 MW de capacidad.**

Potencia real nominal = 2 *MW*
 Potencia reactiva nominal = 2.5 *MVA*

Voltaje de línea a línea = 6.9 kV

Velocidad síncrona = 900 rpm

Frecuencia = 60 Hz

Constante de inercia = 1.7 seg

Resistencia de armadura = 0.002 p.u.

Constante de tiempo en la armadura = 0.332 seg

Reactancia de dispersión = 0.130 p.u.

Reactancia síncrona de eje directo = 0.920 p.u.

Reactancia síncrona transitoria de eje directo = 0.920 p.u.

Reactancia síncrona sub-transitoria de eje directo = 0.220 p.u.

Reactancia síncrona de eje de cuadratura = 0.510 p.u.

Reactancia síncrona transitoria de eje de cuadratura = 0.228 p.u.

Reactancia síncrona sub-transitoria de eje de cuadratura = 0.290 p.u.

Tiempo transitorio de circuito abierto en eje directo = 5.2 seg

Tiempo sub-transitorio de circuito abierto en eje directo = 0.029 seg

Tiempo transitorio de circuito abierto en eje de cuadratura = 0.85 seg

Tiempo sub-transitorio de circuito abierto en eje de cuadratura = 0.034 seg

- **Celda Fotovoltaica.**

Constante de Boltzmann = $1.38 \times 10^{-23} \text{ J}^\circ/\text{K}$

Resistencias de pérdidas del sistema $R_{SH} = 10 \text{ k}\Omega$

Resistencias de pérdidas del sistema $R_s = 10.5 \text{ m}\Omega$

Coefficientes de temperatura $\beta_{gap} = 1100 \text{ }^\circ\text{K}$

Coefficientes de temperatura $\alpha_{gap} = 7 \times 10^{-14} \text{ eV}/^\circ\text{K}$

Carga del electrón = $1.6 \text{E-}19 \text{ }^\circ\text{C}$

Densidad de corriente de corto-circuito = $28.16 \times 10^{-3} \text{ A}/\text{cm}^2$

Energía de la celda fotovoltaica = 1.16 eV

Factor de temperatura = $30 \times 10^{-6} \text{ A}/^\circ\text{Kcm}^2$

Dimensiones de la celda fotovoltaica = 156.25 cm^2

Voltaje en circuito abierto = 0.57 V

- **Transformador de 2 MVA de capacidad.**

Potencia reactiva nominal = 2.0 MVA

Reactancia de enlace de secuencia positiva = 0.1 *p.u.*

Frecuencia Nominal = 60 *Hz*

Reactancia de entrehierro = 0.2 *p.u.*

Constante de tiempo de magnetización = 1.0 *seg*

Voltaje de rodilla = 1.25 *p.u.*

Corriente de magnetización = 1%

- **Transformador de 10 MVA de capacidad.**

Potencia reactiva nominal = 10.0 *MVA*

Reactancia de enlace de secuencia positiva = 0.15 *p.u.*

Frecuencia Nominal = 60 *Hz*

Reactancia de entrehierro = 0.1 *p.u.*

Constante de tiempo de magnetización = 1.0 *seg*

Voltaje de rodilla = 0.47 *p.u.*

Corriente de magnetización = 1%

- **Turbina hidráulica.**

Coefficiente de pérdidas al inicio de la tubería forzada = 0.02

Constante de humedad de la turbina = 0.5

Posición de la compuerta en condiciones nominales = 1.0 *p.u.*

Salida de potencia en condiciones nominales = 1.0 *p.u.*

Flujo de carga nominal = 0.05 *p.u.*

Tiempo de flujo del agua = 0.0 *seg*

- **Gobernador hidráulico.**

Caída permanente = 0.04 *p.u.*

Máxima posición de la compuerta = 1.0 *p.u.*

Mínima posición de la compuerta = 0.0 *p.u.*

Tiempo promedio máximo de apertura de la compuerta = 0.16 *p.u./seg*

Tiempo promedio máximo de cerrado de la compuerta = 0.16 *p.u./seg*

Constante de tiempo del servomotor = 0.05 *seg*

Ganancia del servomotor = 5.0 *p.u.*

Constante de tiempo de la compuerta = 0.02 *seg*

Caída temporal = 0.40 *p.u.*

Constante de reinicio = 5.0 *seg*

- **Excitador.**

Constante de adelanto = 0.0 *seg*

Constante de atraso = 0.0 *seg*

Ganancia del regulador = 400 *p.u.*

Constante de tiempo del regulador = 0.02 *seg*

Voltaje interno máximo de regulación = 14.5 *p.u.*

Voltaje interno mínimo de regulación = -14.5 *p.u.*

Salida máxima del regulador = 6.03 *p.u.*

Salida mínima del regulador = -5.43 *p.u.*

Ganancia de retroalimentación nominal = 0.03 *p.u.*

Constante de tiempo de retroalimentación = 1.0 *p.u.*

Constante de tiempo del excitador = 0.8 *seg*

Constante relacionada con el campo = 1.0 *p.u.*

Reactancia de campo del circuito de conmutación = 0.2 *p.u.*

Factor de desmagnetización = 0.38 *p.u.*

- **Inversor.**

$$f_p(1) = 8.6 \times 10^{-3}$$

$$f_p(2) = -6.8 \times 10^{-5}$$

$$f_p(3) = 2.5 \times 10^{-7}$$

$$f_p(4) = -5.0 \times 10^{-10}$$

$$f_p(5) = 5.1 \times 10^{-13}$$

$$f_p(6) = -2.1 \times 10^{-16}$$

$$f_p(7) = 8.6 \times 10^{-3}$$

Referencias

[Abbas y Arif 2006]

Abbas S.R. y Arif M. "*New Time Series Predictability Metrics for Nearest Neighbor Based Forecasting*", IEEE Multi-topic Conference 2006, Págs. 100-105, Diciembre 2006.

[Ackermann 2005]

Ackermann T. "*Wind Power in Power Systems*", John Wiley & Sons Ltd, Enero 2005.

[Akhmatov 2002]

Akhmatov V. "*Variable-Speed Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generators, Part I: Modeling in Dynamic Simulation Tools*", Wind Engineering, Vol. 26, No. 2, Marzo 2002.

[Akhmatov *et al.* 2000]

Akhmatov V., Knudsen H. y Nielsen A.H. "*Advanced Simulation of Windmills in the Electric Power Supply*", International Journal of Electric Power and Energy Systems, Vol. 22, No. 6, Págs. 421-434, 2000.

[Anaya-Lara 2009]

Anaya-Lara O., Jenkins N., Ekanayake J., Cartwright P. y Hughes M. "*Wind Energy Generation: Modelling and Control*", Wiley, Reino Unido, 2009.

[Aprille y Trick 1972]

Aprille T.J. y Trick T.N. "*A Computer Algorithm to Determine the Steady State Response of Nonlinear Oscillators*", IEEE Transactions on Circuit Theory, Vol. 19, No. 4, Págs. 354-360, Julio 1972.

[Arrillaga *et al.* 1997]

Arrillaga J., Enright W., Watson N.R. y Wood A.R. "*Improved Simulation of HVdc Converter Transformers in Electromagnetic Transient Programs*", IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 144, No. 2, Págs. 100-106, Marzo 1997.

[Arrillaga y Watson 2003]

Arrillaga J. y Watson N.R. "*Power System Harmonics*", Wiley, Diciembre 2003.

[Armstrong 2001]

Armstrong J.S. "*Principles of Forecasting - A Handbook for Researchers and Practitioners*", Springer, EUA, 2001.

[Åström y Hägglund 1995]

Åström K.J. y Hägglund T. "*Automatic Tuning of PID Controllers, Chapter 52. The Control Handbook*", IEEE/CRC Press EUA, 1995.

[ATP/EMTP 2001]

ATP/EMTP CanAm Users Group. "*ATP Rule Book*", EUA, 2001.

[Azadeh *et al.* 2007]

Azadeh A., Ghaderia S.F. y Sohrabkhanian S. "*Forecasting electrical consumption by integration of Neural Network, time series and ANOVA*", Applied Mathematics and Computation, Vol. 182, No. 2, Págs. 1753-1761, Marzo 2007.

[Barret *et al.* 1997]

Barret J.P., Bornard P. y Meyer B. "*Power System Simulation*", Chapman & Hall, Reino Unido, 1997.

[Beale y Jackson 1990]

Beale R. y Jackson T. "*Neural computing: an introduction*", IOP Publishing Ltd, Reino Unido, 1990.

[Beites 2001]

Beites L.F. "*Generación Distribuida: ¿La Generación del Futuro?*", Revista Energía, Editorial Alción, Octubre 2001.

[Beltrán 2005]

Beltrán M. "*Boletín Informativo: Generación Distribuida*", VENEQUIP, Octubre 2005.

[Bialek y Grey 1994]

Bialek J. y Grey D.J. "*An automatic clustering algorithm using factorization tree for parallel power system simulation*", 7th Mediterranean Electrotechnical Conference, Vol. 3, Págs. 980-983, Abril 1994.

[Bischof *et al.* 2008]

Bischof C., Bücken M., Gibbon P., Joubert G., Lippert T., Mohr B. y Peters F. "*Parallel computing: architectures, algorithms, and applications*", IOS Press, Marzo 2008.

[Borbely y Kreider 2001]

Borbely A.M. y Kreider J.F. "*Distributed Generation, The Power Paradigm for the New Millennium*", CRC Press, 2001.

[Box y Jenkins 1994]

Box G.E.P. y Jenkins F.M. "*Time Series Analysis: Forecasting and Control*", Prentice Hall, EUA, 1994.

[Brockwell y Davis 1991]

Brockwell P.J. y Davis R.A. "*Time Series: Theory and Methods*", Springer-Verlag, EUA, 1991.

[Brockwell y Davis 2002]

Brockwell P. y Davis R. "*Introduction to Time Series and Forecasting*", Springer-Verlag, EUA, 2002.

[Budd 2001]

Budd T. "*An Introduction to Object-Oriented Programming*", Addison Wesley, EUA, 2001.

[Cash y Karp 1990]

Cash J.R. y Karp A.H. "*A variable order Runge-Kutta method for initial value problems with rapidly varying right-hand sides*", ACM Transactions on Mathematical Software, Vol. 16, Págs. 201-222, 1990.

[CFE 2010]

Comisión Federal de Electricidad (CFE). "*Generación de Electricidad*", Mayo 2010.
<http://www.cfe.gob.mx>

[Chai *et al.* 2007]

Chai L., Gao Q. y Panda D.K. "*Understanding the Impact of Multi-Core Architecture in Cluster Computing: A Case Study with Intel Dual-Core System*", CCGRID 2007, Págs. 471-478, 2007.

[Chambers 2001]

Chambers A. "*Distributed Generation: A Nontechnical Guide*", PennWell, 2001.

[Chao-Chih y Wu 2000]

Chao-Chih T. y Wu S.J. "*Forecasting exchange rates with fuzzy logic and approximate reasoning*", NAFIPS'00, Págs. 191-195, Julio 2000.

[Chatfield 1989]

Chatfield C. "*The Analysis of Time Series*", Chapman & Hall, Reino Unido, 1989.

[Chen *et al.* 1999]

Chen Y., Feng Z., Schulz K. y Unbehauen R. "*Digital real-time simulation of a high-voltage short distance ring power transmission system*", Electrical Engineering Journal, Springer Berlin, Vol. 82, No. 1, Págs. 39-48, Setiembre 1999.

[Cheng-Tsung y Tzeng-Shong 1995]

Cheng-Tsung L. y Tzeng-Shong Y. "*Parallel implementation of predictor-corrector methods for power system transient characteristic studies*", EMPD '95, Vol. 1, Págs. 118-123, Noviembre 1995.

[Choo y Kim 2003]

Choo J. y Kim T. "*Performance Test of Digital PSS using KEPCO Enhanced Power System Simulator (KEPS)*", European Power and Energy Systems Conference, 2003.

[Chow 1999]

Chow J. "*Power System Toolbox Version 2.0: Load Flow Tutorial and Functions*", Cherry Tree Scientific Software, Canadá 1999.

[Chua y Ushida 1981]

Chua L.O. y Ushida A. "*Algorithms for Computing Almost Periodic Steady-State Response of Nonlinear Systems to Multiple Input Frequencies*", IEEE Transactions on Circuits and Systems, Vol. 28, No. 10, Págs. 953-971, Octubre 1981.

[Coad y Nicola 1993]

Coad P. y Nicola J. "*Object-Oriented Programming*", Prentice Hall, 1993.

[CONAE 2005]

Comisión Nacional de Ahorro de Energía (CONAE). "*Situación Actual de la Minihidráulica Nacional y Potencial en una región de los Estados de Veracruz y Puebla*", México 2005.

[CSVA 2008]

Consejo del Sistema Veracruzano del Agua (CSVA), <http://www.csva.gob.mx>

[Cui y Song 2008]

Cui H. y Song X. "*Research on Electricity Price Forecasting Based on Chaos Theory*",

FITME '08, Págs. 398-401, Noviembre 2008.

[Dae-Jin *et al.* 2007]

Dae-Jin P., Young-Ju K., Ali M.H., Minwon P. y In-Keun Y. "A Novel Real Time Simulation Method for Grid-Connected Wind Generator System by Using RTDS", ICEMS 2007, Abril 2007.

[Dehkordi *et al.* 2005]

Dehkordi A.B., Gole A.M. y Maguire T.L. "Permanent Magnet Synchronous Machine Model for Real-Time Simulation", IPST 2005, Junio 2005.

[DGIS 2010]

Distributed Generation Interactive Simulator (DGIS), <http://faraday.fie.umich.mx/~rpena/DGIS/DGIS.html>

[Dommel 1969]

Dommel H.W. "Digital computer solution of electromagnetic transients in single and multi-phase networks", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 88, No. 2, Págs 388-399, 1969.

[Dommel 1986]

Dommel H.W. "Electromagnetic Transients Program Reference Manual (EMTP Theory Book)", EMTP User Group, BPA, University of British Columbia, EUA, 1986.

[EMTDC 2005]

Manitoba HVDC Research Centre Inc. "EMTDC User's Guide, Version 4.2", Canadá, 2005.

[ENTE 2005]

Energía, Tecnología y Educación (ENTE). "¿Estamos Cansados de los Monopolios Eléctricos? Una Perspectiva Sobre la Generación Distribuida", México, Julio 2005.

[Farah *et al.* 2009]

Farah N., Khadir M.T., Bouaziz I. y Kennouche H. "Short-term forecasting of Algerian load using fuzzy logic and expert system", International Conference on Multimedia Computing and Systems, 2009, Págs. 81-86, Abril 2009.

[Fernández *et al.* 2002]

Fernández F., Sosvilla S. y Andrada J. "Nearest-Neighbor Predictions in Foreign Exchange Markets", FEDEA, Enero 2002.

[Forouzan 2004]

Forouzan B.A. "*Introducción a la ciencia de la computación: de la manipulación de datos a la teoría de la computación*", Thompson ParaNinfo S.A, México, 2004.

[Foster 1995]

Foster I. "*Designing and Building Parallel Programs: Concepts and Tools for Parallel Software Engineering*", Addison Wesley, EUA, 1995.

[García et al. 2001]

García N. Acha E. Medina A. "*Swift Time Domain Solutions of Electric Systems Using Parallel Processing*", IASTED 2001, Págs. 172-177, Julio 2001.

[García y Acha 2004]

García N. y Acha E. "*Periodic Steady-State Analysis of Large Scale Electric Systems Using Poincaré Map and Parallel Processing*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 4, Págs. 1784-1793, Noviembre 2004.

[Gaztanaga et al. 2007]

Gaztanaga H., Etxeberria-Otadui I., Ocnasu D. y Bacha S. "*Real-Time Analysis of the Transient Response Improvement of Fixed-Speed Wind Farms by Using a Reduced-Scale STATCOM Prototype*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 2, Págs. 658-666, Mayo 2007.

[Ginzberg y Horn 1991]

Ginzberg I. y Horn D. "*Learnability of times series*", IEEE International Joint Conference on Neural Networks, Vol. 3, Págs. 2653-2657, Noviembre 1991.

[Glover y Sarma 2007]

Glover J.D. y Sarma M.S. "*Power System Analysis and Design*", CL-Engineering, 2007.

[Grama et al. 2003]

Grama A., Karypis G., KumarV. y Gupta A. "*Introduction to Parallel Computing*", Addison-Wesley, Reino Unido, 2003.

[Green 1982]

Green M.A. "*Solar Cells. Operative Principles Technology and Systems Applications*", Prentice Hall, 1982.

[Grigsby 2007]

Grigsby L.L. "*Power Systems*", CRC Press, EUA, 2007.

[Guasch 2003]

Guasch D. "*Modelado y análisis de sistemas fotovoltaicos*", Tesis doctoral, Universidad Politecnica de Cataluña, España, 2003.

[Guo y Zhongxi 2005]

Guo L.F. y Zhongxi J.W. "*Study on Parallel Algorithms for Power System Small Signal Stability Based on PC Clusters*", PowerCon '06, Págs. 1-5, 2006.

[Hansen y Michalke 2007]

Hansen A.D. y Michalke G. "*Fault ride-through capability of DFIG wind turbines*", Elsevier Renewable Energy, Vol. 32, No. 9, Págs. 1594-1610, Julio 2007.

[Haida y Muto 1994]

Haida T. y Muto S. "*Regression based peak load forecasting using a transformation technique*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 4, Págs. 1788-1794, Noviembre 1994.

[Harper 2003]

Harper G.E. "*Integración de la Generación Distribuida a las Redes Eléctricas*", Sexta Semana de la Calidad y Confiabilidad del Servicio, CFE, México, Septiembre 2003.

[Hiemstra 1994]

Hiemstra Y. "*A stock market forecasting support system based on fuzzy logic*", International Conference on System Sciences, Vol. 3, Págs. 281-287, Enero 1994.

[Hilera y Martínez 2000]

Hilera J.R. y Martínez V.J. "*Redes neuronales artificiales. Fundamentos, modelos y aplicaciones*", Alfaomega Ra-Ma, España, 2000.

[Hoidalén 2002]

Hoidalén H.K. "*ATPDraw User's Manual*", Sintef, Versión 3.5, Octubre 2002.

[Hornbeck 1975]

Hornbeck R. "*Numerical Methods*", Quantum Publishers Inc., EUA, 1975.

[Huacuz 2001]

Huacuz J.M. "*Generación Distribuida con Energías Renovables: Experiencias en México*", Instituto de Investigaciones Eléctricas, Morelos, Junio 2001.

[Hung *et al.* 2005]

Hung A., Bishop W. y Kennings A. "*Symmetric multiprocessing on programmable chips made easy Design*", Automation and Test in Europe Conference, Vol. 1, Págs. 240-245, 2005.

[ITDG 1996]

Intermediate Technology Development Group (ITDG). "*Manual de Mini y Micro-centrales Hidráulicas; Una guía para el desarrollo de proyectos*", Perú, 1996.

[Jackson *et al.* 2005]

Jackson G., Annakkage U.D., Gole A.M., Lowe D. y McShane M.P. "*A Real-time Platform for Teaching Power System Control Design*", International Conference on Power Systems Transients, Junio 2005.

[Jikeng *et al.* 2008]

Jikeng L., Xinyu T., Xudong W. y Weicheng W. "*Parallel simulation for the transient stability of power system*", DRPT '08, Págs. 1325-1329, Abril 2008.

[Joos y Belanger 2010]

Joos W.L. y Belanger J.G. "*Real-Time Simulation of a Wind Turbine Generator Coupled With a Battery Supercapacitor Energy Storage System*", IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 57, No. 4, Abril 2010.

[Kersting y Carr 2006]

Kersting W.H. y Carr W. "*Induction Machine Phase Frame Model*", IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Págs. 568-574, Mayo 2006.

[Klump 2001]

Klump R. "*Understanding object-oriented programming concepts*", IEEE PES Summer Meeting 2001, Vol. 2, Págs. 1070-1074, 2001.

[Korch y Rauber 2004]

Korch M. y Rauber T. "*Simulation-Based Analysis of Parallel Runge-Kutta Solvers*", PARA'04, Págs. 1105-1114, Junio 2004.

[Krause *et al.* 2002]

Krause P.C., Wasynczuk O. y Sudhoff S.D. "*Analysis of electric machinery and drive system*", John Wiley & Sons Inc, EUA 2002.

[Kuffel *et al.* 1995]

Kuffel R., Giesbrecht J., Maguire T., Wierckx R.P. y McLaren P. "*RTDS a Fully Digital Power System Simulator Operating in Real Time*", WESCANEX 1995, Mayo 1995.

[Kumkratug y Laohachai 2007]

Kumkratug y Laohachai. "*Time Domain Simulation Technique of a Power System Transient with VSC Based Facts Devices*". First Asia International Conference on Modelling & Simulation (AMS'07), Págs. 31-35, Marzo 2007.

[Lange y Focken 2005]

Lange M. y Focken U. "*Physical Approach to Short-Term Wind Power Prediction*", Springer, EUA, 2005.

[Le y Aggarwal 2010]

Le S.P. y Aggarwal R.K. "*Design of adaptive autoreclosure schemes for 132kV network with high penetration of wind: Part 1 - Real time modeling*", IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition, Págs. 1-8, Abril 2010.

[Lee *et al.* 1989]

Lee S.Y., Chiang H.D., Lee K.G. y Ku B.Y. "*Parallel power system transient stability analysis on hypercube multiprocessors*", PICA '89, Págs. 400-406, Mayo 1989.

[Lei *et al.* 2008]

Lei Y., Burt G.M., Anaya-Lara O. y McDonald J.R. "*A Study on Stability Enhancement of Distributed Generators*", IEEE PES Society General Meeting, Págs. 1-7, Julio 2008.

[Lemaitre y Thomas 1996]

Lemaitre C. y Thomas B. "*Two Applications of Parallel Processing in Power System Computation*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 1, Págs. 246-253, 1996.

[Ledolter y Abraham 1981]

Ledolter J. y Abraham B. "*Parsimony and Its Importance in Time Series Forecasting*", Technometrics, Vol. 23, No. 4, Págs. 411-414, 1981.

[Li *et al.* 2006]

Li H., Chen Z. y Han L. "*Comparison and evaluation of induction generator models in wind turbine systems for transient stability of power system*", PowerCon 2006, Págs. 1-6, 2006.

[Li y Haskew 2008]

Li S. y Haskew T.A. "*Characteristic study of vector-controlled direct driven permanent magnet synchronous generator in wind power generation*", IEEE PES General Meeting 2008, Vol. 1, Págs.1-9, 2008.

[Lian *et al.* 2003]

Lian C., Zhao D. y Cheng J. "*A fuzzy logic based evolutionary neural network for automotive residual value forecast*", ITRE2003, Págs. 545-548, Agosto 2003.

[Libao *et al.* 2009]

Libao S., Zijian G., Yixin N., Liangzhong Y. y Masoud B. "*Implementation of a distributed parallel computing architecture for transient stability constrained evaluation*", IEEE PES '09, Págs. 1-6, Julio 2009.

[Ljung 1987]

Ljung L. "*System Identification: Theory for the User. Information and System Sciences Series*", Prentice Hall, EUA, 1987.

[Luonan 2002]

Luonan C.T.Y. "*Parallel computation schemes in power systems*", PowerCon '02, Vol. 3, Págs. 1587-1591, 2002.

[Manzoni *et al.* 1999]

Manzoni A., e Silva A.S. y Decker I.C. "*Power systems dynamics simulation using object-oriented programming*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, Págs 249-255, Febrero 1999.

[Marti y Louie 1997]

Marti J.R. y Louie K.W. "*A phase-domain synchronous generator model including saturation effects*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, Págs. 222-229, Febrero 1997.

[Martinez 2000]

Martinez J.A. "*Time Domain Electromagnetic Transients Programs*", IEEE PES Summer Meeting, Vol. 2, Págs. 763-764, Julio 2000.

[Martínez-Velasco 1999]

Martínez-Velasco J.A. "*Computer Analysis of Electric Power System Transients: Selected Readings*", IEEE Press, 1999.

[Martins *et al.* 2007]

Martins M., Perdana A., Ledesma P., Agneholm E. y Carlson O. "*Validation of fixed speed wind turbine dynamic models with measured data*", Elsevier Renewable Energy, Vol. 32, Págs. 1301-1316, 2007.

[Mathews y Fink 2004]

John H.M. y Kurtis K.F. "*Numerical Methods Using Matlab*", Prentice-Hall Inc., EUA, 2004.

[McLaren *et al.* 1992]

McLaren P.G., Kuffel R., Giesbrecht W.J., y Wierckx R.P. y Arendt L. "*Areal time digital simulator for testing relays*", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 1, Págs. 207-213, Enero 1992.

[Medina y Arrillaga 1992]

Medina A. y Arrillaga J. "*Simulation of Multilimb Power Transformers in the Harmonic Domain*", IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 139, No. 3, Págs. 269-276, 1992.

[Medina y García 2004]

Medina A. y García N. "*Fast time domain computation of the periodic steady-state of systems with nonlinear and time-varying components*", Electrical Power and Energy Systems, Vol. 26, Págs. 637-643, 2004.

[Medina y Peña 2005]

Medina A. y Peña R. "*Transient Analysis of a Mexican Hydraulic Micro-Grid of Distributed Generation*", IASTED, EUA, 2005.

[Medina y Ramos 2005]

Medina A. y Ramos A. "*Newton Techniques for the Steady State Solution of Nonlinear*

Electric Networks", WSEAS Transactions on Circuits and Systems. No. 8, Vol. 4, Págs. 842-849, Agosto 2005.

[Mendinueta *et al.* 2008]

Mendinueta J.M., Bayvel P. y Thomsen B.C. "*Cluster processing for the study of optical burst-mode digital signal processing receivers and subsystems for dynamic optical burst switching networks*", BROADNETS 2008, Págs. 77-81, 2008.

[Milano 2005]

Milano F. "*Documentation for PSAT, Power System Analysis Toolbox*", 2005.

[Mohamed 2000]

Mohamed E.H. "*Electrical Energy Systems*", CRC Press, EUA, 2000.

[Montañés *et al.* 2002]

Montañés E., Quevedo J.R., Prieto M.M. y Menéndez C.O. "*Forecasting Time Series Combining Machine Learning and Box-Jenkins Time Series*", Proceedings of IBERAMIA 2002, Págs. 491-499, Enero 2002.

[Mukund 2000]

Mukund R.P. "*Wind and Solar Power Systems*", CRC Press, EUA 2000.

[Muyeen *et al.* 2007]

Muyeen S. M., Takahashi R., Murata T.1, Tamura J. y Ali M.H. "*Transient Stability Analysis of Permanent Magnet Variable Speed Synchronous Wind Generator*", ICEM '07, Págs. 288-293, Corea del Sur, Octubre 2007.

[Nakhla y Branin 1977]

Nakhla M.S. y Branin F.H. "*Determining the Periodic Response of Nonlinear Systems by a Gradient Method*", Circuit Theory Applications, Vol. 5, Págs. 255-273, 1977.

[Natarajan 2002]

Natarajan R. "*Computer Aided Power System Analysis*", CRC, EUA, 2002.

[Nehrir *et al.* 2000]

Nehrir M.H., LaMeris B.J., Venkataramanan G., Gerez V. y Alvarado L.A. "*An Approach to Evaluate the General Performance of Stand-Alone Wind/Photovoltaic Generating Systems*", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 15, No. 4, Diciembre 2000.

[Ong 1998]

Ong C.M. "*Dynamic Simulation of Electric Machinery: Using Matlab/Simulink*", Prentice Hall PTR, EUA 1998.

[Park y Yu 2004]

Park M. y Yu I.K. "A Novel Real-Time Simulation Technique of Photovoltaic Generation Systems Using RTDS", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19, No. 1, Marzo 2004.

[Parker 1993]

Parker A. "*Algorithms and Data Structures in C++*", CRC Press, EUA, 1993.

[Parker y Chua 1989]

Parker T.S. y Chua L.O. "*Practical Numerical Algorithms for Chaotic Systems*", Springer-Verlag, EUA, 1989.

[Penche 1998]

Penche C. "*Layman's book, on how to develop a small hydro site*", European Small Hydropower Association (ESHA), Junio 1998.

[Peña *et al.* 2008]

Peña R., Medina A., Anaya-Lara O. y McDonald J.R. "*Fast Steady-State Solution of the Induction Machine Following Disturbance*", IEEE PES General Meeting 2008, Vol. 1, Págs 1-5, EUA, Julio 2008.

[Peña *et al.* 2009]

Peña R., Medina A. y Anaya-Lara O. "*An interactive visual environment based on advanced numerical and computer techniques for power systems applications*", North American Power Symposium 2009, Vol. 1, Págs 1-6, EUA, Octubre 2009.

[Petru y Thiringer 2002]

Petru T. y Thiringer T.G. "*Modelling of wind turbines for power system studies*", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 17, No. 4, Págs. 1132-1139, Noviembre 2002.

[Priestley 1981]

Priestley M. "*Spectral Analysis and Time Series*", Academic Press, Reino Unido, 1981.

[PSCAD 2005]

"*Manual del usuario de PSCAD v.4.2*", Manitoba, Canadá, Abril 2005.

[Purdum 2008]

Purdum J. "Beginning C# 3.0: An Introduction to Object Oriented Programming", Wrox, 2008.

[Ramachandran y Bhethanabotla 2000]

Ramachandran R. y Bhethanabotla V.N. "*Generalized autoregressive moving average modeling of the Bellcore data*", LCN 2000, Págs. 654-661, Noviembre 2000.

[Reed y Hoare 2002]

Reed D. y Hoare R. "*A SoC solution for massive parallel processing*", IPDPS 2002, Págs. 245-252, 2002.

[Revett *et al.* 2001]

Revett M., Boyd I. y Stephens C. "*Network computing: a tutorial review*", Journal on Electronics & Communication Engineering, Vol. 13, No. 1, Págs. 5-15, 2001.

[Rodríguez y Medina 2004]

Rodríguez O. y Medina A. "*Efficient methodology for the transient and periodic steady-state analysis of the synchronous machine using phase coordinates model*", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19, No. 2, Págs. 464-466, 2004.

[Roy *et al.* 1997]

Roy A., Govil S. y Miranda R. "*A neural-network learning theory and a polynomial time RBF algorithm*", IEEE Transactions on Neural Networks, Vol. 8, No. 6, Págs. 1301-1313, Noviembre 1997.

[R-Project 2009]

R-Project. "*The R Project for Statistical Computing*". <http://www.r-project.org/>

[RTDS 2009]

RTDS Technologies. "*Real Time Digital Simulator - Homepage 2009*", <http://www.rtds.com/hardware/hardware.html>

[RTDS-Hardware 2007]

RTDS Technologies. "*Real Time Digital Simulator - Hardware manual*", Agosto 2007.

[RTDS-Software 2006]

RTDS Technologies. "*Real Time Digital Simulator - Power System Users manual*", Noviembre 2006.

[Sambatra *et al.* 2006]

Sambatra E., Raharijaona J., Barakat G. y Dakyo B. "*Modeling and Test of a PM Synchronous Generator Based Small Stand Alone Wind Energy Converter*", Power Electronics and Motion Control Conference, Págs. 1591-1596, Agosto 2006.

[Sankarayogi 2008]

Sankarayogi R. "*Software Tools for Real-Time Simulation and Control: Real-Time Simulation, Hardware-In-the-Loop, Real- Time Linux, Matlab/Simulink/RTAI*", VDM Verlag, Diciembre 2008.

[Selvan y Swarup 2004]

Selvan M.P. y Swarup K.S. "*Large scale power system computations with object-oriented design*", IEEE PES General Meeting 2004, Vol.1, Págs. 330-335, 2004.

[Semlyen y Medina 1995]

Semlyen A. y 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, Págs. 1498-1504, Agosto 1995.

[Shen y Xing 2009]

Shen W. y Xing M. "*Stock Index Forecast with Back Propagation Neural Network Optimized by Genetic Algorithm*", ICIC '09, Vol. 2, Págs. 376-379, Mayo 2009.

[Shu *et al.* 2005]

Shu J., Xue W. y Zheng W. "*A Parallel Transient Stability Simulation for Power Systems*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 4, Págs. 1709-1717, 2005.

[Shu-Xia 2008]

Shu-Xia Y. "*Neural network forecast under the organic hybrid model of genetic algorithm and particle swarm algorithm*", ICWAPR '08, Vol. 1, Págs. 254-258, Agosto 2008.

[Singh]

Singh L.P. "*Advanced power system, analysis and dynamics*", Halsted Press, 2006.

[Skelboe 1980]

Skelboe S. "*Computation of the Periodic Steady-State Response of Nonlinear Networks by Extrapolation Methods*", IEEE Transactions on Circuits and Systems, Vol. 27, Págs. 161-175, Marzo 1980.

[Sluis 2002]

Sluis L.V.D. "*Numerical Simulation of Electrical Transients*", Transients in Power Systems, John Wiley & Sons, Págs. 135-157, Abril 2002.

[Sundaram 1996]

Sundaram R.K. "*A First Course in Optimization Theory*", Cambridge University Press. EUA, 1996.

[Tang *et al.* 2007]

Tang J., Zhang A. y Li S. "*Preliminary Research on Grid-based Remote Sensing Image distributed Processing*", NPC Workshops '07, Págs. 408-412, 2007.

[Task-Force 2007]

Medina A., Watson N. R., Ribeiro P.F. y Hatziadoniu C.J. "*Chapter 5. Harmonic Analysis in Frequency and Time Domains, Tutorial Course on Harmonics Modelling and Simulation*", IEEE PES 2007, Págs. 35-40, 2007.

[Tokhi *et al.* 1996]

Tokhi M.O., Hossain M.A. y Azad A.K.M. "*Sequential and parallel real-time simulation of a flexible manipulator system*", Cambridge University Press, Vol. 16, No. 4, Págs. 445-456, Julio 1998.

[Verner 1996]

Verner J.H. "*High-order explicit Runge-Kutta pairs with low stage order*", Applied Numerical Mathematics, Vol. 22, No. 1-3, Págs. 345-357, 1996.

[Wang y Chi 2009]

Wang H. y Chi W. "*Short-Term Load Prediction Based on Chaos Time Series Theory*", ICICTA '09, Vol. 2, Págs. 189-192, Octubre 2009.

[Watson y Arrillaga 2003]

Watson N. y Arrillaga J. "*Power systems electromagnetic transients simulation*", The Institution of Electrical Engineers, Reino Unido, 2003.

[Weibin y Wenjiang 2007]

Weibin Z. y Wenjiang L. "*Multilayer Fuzzy Control of Intersections Community Based Traffic Forecast of Type-2 Fuzzy Logic*", Chinese Control Conference, Págs. 309- 313, Julio 2007.

[Weigend *et al.* 1990]

Weigend A.S., Huberman B.A. y Rumelhart D.E. "*Predicting the future: A connectionist approach*", International Journal of Neural Systems, Vol. 1, Págs. 193-209, 1990.

[Weigend y Gershenfeld 1994]

Weigend A.S. y Gershenfeld N. "*Time Series Prediction: Forecasting the Future and Understanding the Past*", Addison-Wesley, 1994.

[Werler y Glavitsch 1993]

Werler K. y Glavitsch H. "*Computation of Transients by Parallel Processing*", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 3, Julio 1993.

[Wu *et al.* 2008]

Wu F., Zhang X.P. y Ju P. "*Modeling and control of the wind turbine with the Direct Drive Permanent Magnet Generator integrated to power grid*", Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Págs. 57-60, Abril 2008.

[Wylie 1951]

Wylie C.R. "*Advanced Engineering Mathematics*", Mc. Graw Hill, Japón 1951.

[Yu *et al.* 2009]

Yu C., Xu J., Chen J. y Xu W. "*Traffic Prediction in Telecommunications Networks: A Combined Forecast Method Based on Adaptive Genetic Algorithm*", IHMSC '09, Vol. 1, Págs. 405-408, Agosto 2009.

[Zamora 2005]

Zamora M.A. "*Simulación de Sistemas Eléctricos*", Prentice Hall, España, 2005.

[Zhang *et al.* 2006]

Zhang F., Li Y. y Wang F. "*Dynamic Simulation of a Novel Adjusting Speed Induction Machine with Inner and Outer Rotors*", IEEE Industrial Electronics and Applications, Págs. 1-4, Mayo 2006.

[Zhang *et al.* 2007]

Zhang J., Cheng M. y Chen Z. "*A novel stator interior permanent magnet generator for direct-drive wind turbines*", ICEMS 2007, Págs. 723-728, 2007.

[Zhengshun y Fan 2000]

Zhengshun S. y Fan D. "*Using nonlinear regression method in oil production prediction*",

3rd World Congress on Intelligent Control and Automation, Vol. 3, Págs. 2092-2094, 2000.

[Zhou 1996]

Zhou E.Z. "*Object-oriented programming, C++ and power system simulation*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 1, Págs 206-215, Febrero 1996.

[Zhou *et al.* 2004]

Zhou M., Yan Z., Ni Y. y Li G. "*An ARIMA approach to forecasting electricity price with accuracy improvement by predicted errors*", Proceedings of IEEE PES General Meeting 2004, Págs. 233-238, Junio 2004.

[Zhu y Lubkeman 1997]

Zhu J. y Lubkeman D.L. "*Object-oriented development of software systems for power system simulations*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, Págs 1002-1007, Mayo 1997.

[Zomaya 1996]

Zomaya A.Y. "*Parallel Processing for Real-Time Simulation: A Case Study*", IEEE Parallel & Distributed Technology, Vol. 4, No. 2, Págs. 49-62, Junio 1996.