

UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

Modelado y Análisis de Parques Eólicos: Referencia a Fenómenos Adversos en Calidad de la Energía.

TESIS

Que para obtener el Grado de

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Presenta

RAFAEL CISNEROS MAGAÑA

DR. J. AURELIO MEDINA RIOS

Director de Tesis

Agosto 2009



MODELADO Y ANÁLISIS DE PARQUES EÓLICOS: REFERENCIA A FENÓMENOS ADVERSOS EN CALIDAD DE LA ENERGÍA

Los miembros del Jurado de Examen de Grado aprueban
la Tesis de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica de Rafael Cisneros Magaña.

Dr. Antonio Ramos Paz
Presidente del Jurado

Antonio Ramos Paz

Dr. J. Aurelio Medina Ríos
Director de Tesis

J. Aurelio Medina Ríos

Dr. J. Jesús Rico Melgoza
Vocal

J. Jesús Rico Melgoza

Dra. Elisa Espinosa Juárez
Vocal

Elisa Espinosa Juárez

Dr. Domingo Torres Lucio
Examinador Externo
Instituto Tecnológico de Morelia

Domingo Torres Lucio

Dr. J. Aurelio Medina Ríos
Jefe de la División de Estudios de Posgrado
en Ingeniería Eléctrica

J. Aurelio Medina Ríos

UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLAS DE HIDALGO
Agosto del 2009

A mí familia

Agradecimientos:

A la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo,

A la Facultad de Ingeniería Eléctrica,

A la División de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica.

Por el apoyo y formación recibidos.

Al Dr. J. Aurelio Medina Ríos, por su guía y asesoramiento en la realización de esta tesis y durante los estudios de maestría.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología CONACYT, por el apoyo recibido para realizar esta maestría.

Al personal docente de la DEP de la FIE por sus enseñanzas, formación y amistad.

Al personal administrativo de la DEP de la FIE por sus atenciones y ayuda.

A los compañeros de la DEP de la FIE por su amistad y ánimo.

Resumen

En esta tesis se desarrollan e implementan modelos en espacio de estado para un aerogenerador y un parque eólico, su validación se realiza mediante el simulador digital Pscad/EMTDC. Estos modelos se aplican para analizar fenómenos adversos de la calidad de la energía debidos a la generación eólica.

El aerogenerador y sus partes principales se describen, analizando la turbina eólica, el acoplamiento mecánico, el generador eléctrico, los controles, la conexión eléctrica a la red; se mencionan los tipos de aerogeneradores de acuerdo a su velocidad y control de potencia comprendiendo las diferentes formas de conexión a la red considerando las características de las turbinas eólicas y los generadores; con lo anterior se definen posibles topologías para la formación de parques eólicos y su conexión al sistema de potencia.

La formulación del modelo para un aerogenerador en espacio de estado se analiza e implementa, la máquina de inducción se modela en coordenadas $dq0$ y marco de referencia síncrono, se describe el modelado del acoplamiento mecánico mediante una o varias masas. Se incorpora al modelo del aerogenerador en espacio de estado el control de ángulo de paso en las aspas de la turbina eólica para regular la potencia generada. También se describe el esquema de conexión de los aerogeneradores y parques eólicos a la red eléctrica de acuerdo al modelado matemático. Se presentan casos de estudio de un aerogenerador y un parque eólico para validar los modelos implementados en Matlab por comparación con los resultados de las simulaciones en Pscad/EMTDC.

La influencia de la generación eólica sobre la calidad de la energía es descrita en fenómenos tales como depresiones de voltaje, parpadeo, armónicas y transitorios. Se realizan casos de estudio de una depresión de voltaje en el arranque de un aerogenerador, la generación de parpadeo (*flicker*) en la operación continua de los aerogeneradores, la emisión de armónicas debidas al efecto sombra de la torre del aerogenerador y un transitorio en la potencia generada de un parque eólico debido a un cambio en la potencia de referencia; los modelos implementados en espacio de estado en Matlab se utilizan en estos casos de estudio.

Finalmente se obtienen conclusiones utilizando los casos de estudio realizados y se sugieren direcciones para continuar la investigación en esta área.

Palabras clave: aerogenerador, armónicas, calidad de la energía, control, depresión de voltaje, espacio de estado, generación eólica, marco de referencia, máquina de inducción, modelado, parpadeo, parque eólico, ecuaciones diferenciales, transformada $dq0$, transitorios, variables de estado.

Abstract

This thesis details the development and implementation of state space models for a wind generator and a wind park; their validation is carried-out against the digital simulator Pscad/EMTDC. These models are applied for the analysis of adverse power quality phenomena due to wind power generation.

The wind generator and its main parts are described; the wind turbine, mechanical coupling, power generator, controls and connection to the power network are reviewed. The wind generators are described in terms of their speed and power control, considering different electrical connections to the power network and taking into account the wind turbine and generator characteristics. This allows define possible wind park topologies and their connection to the power system.

The development and implementation of a wind generator in dq0 coordinates, including the mechanical coupling of one to several masses, is described. The pitch angle control is incorporated in the state space model of the wind turbine to regulate the generated power. The model for the connection scheme of wind generators to the power network is detailed. Case studies for a wind generator and a wind park dynamic operation, respectively, is presented to validate the implemented model in Matlab against the simulation results given by Pscad/EMTDC.

The impact of wind generation on the power quality and phenomena such as voltage sags, flicker, harmonics, inter-harmonics and transients is described and analyzed. Case studies are conducted to analyze effects such as voltage sag, flicker in the continuous operation of wind generators, harmonics emission due to the tower shadow effect of wind generators, transients in the wind park generated power due to a transient change in the reference power. The state space implemented models are used to study and to experiment the power quality dependence on part of the analyzed phenomena.

Finally conclusions are drawn about the conducted studies and directions are suggested to continue the research work developed in this field.

Keywords: control, differential equations, dq0 transform, flicker, harmonics, induction machine, modeling, power quality, reference frame, sag, state variables, state space, transients, wind generation, wind park.

Contenido

Agradecimientos	iii
Resumen	iv
Abstract	v
Lista de Símbolos	ix
Lista de Figuras	xii
Lista de Tablas	xiv
Lista de Publicaciones	xv
Capítulo 1. Introducción	1
1.1 Antecedentes	1
1.1.1 Energía eólica para generar electricidad	1
1.1.2 Descripción de los recursos eólicos de México	6
1.1.2.2 Parques eólicos en operación	9
1.1.2.3 Parques eólicos en proyecto	10
1.1.3 Modelado de aerogeneradores y parques eólicos	11
1.2 Revisión del estado de arte	11
1.2.1 Introducción	11
1.2.2 Comparación con otras fuentes de energía	12
1.3 Justificación	13
1.4 Definición del problema	14
1.5 Objetivos	14
1.6 Metodología	14
1.7 Descripción de capítulos	15
Capítulo 2. Generación de Energía Eléctrica mediante Parques Eólicos	16
2.1 Introducción	16
2.1.1 Energía eólica	16
2.1.2 Clasificación de aerogeneradores	20
2.1.3 Elección del tipo de aerogenerador objeto de estudio	22
2.1.4 Componentes principales de un aerogenerador de eje horizontal	22
2.2 Sistemas Mecánico, Eléctrico y de Control de un aerogenerador de eje horizontal	23
2.2.1 Sistema mecánico	23
2.2.1.1 Turbina eólica	23
2.2.1.2 Sistema de transmisión	25
2.2.1.3 Mecanismo de dirección	25
2.2.2 Sistema eléctrico y de control	26
2.2.2.1 Generador	26
2.2.2.2 Control de velocidad	26
2.2.2.3 Convertidores de potencia y componentes de electrónica de potencia	27
2.2.3 Torre	27
2.2.4 Cubierta	27
2.3 Clasificación de aerogeneradores según la velocidad	27
2.4 Clasificación de aerogeneradores por su control de potencia	29

2.5 Tipos de Parques Eólicos (topologías A, B, C, D)	29
2.5.1 Comparación de parques eólicos	32
2.5.2 Agregación de turbinas de un parque eólico	33
2.6 Conclusiones	35
Capítulo 3. Modelos de Aerogeneradores Asíncronos en espacio de estado	36
3.1 Introducción	36
3.1.1 Modelo del aerogenerador	37
3.2 Formulación en espacio de estado	37
3.2.1 Representación en espacio de estado del aerogenerador	39
3.2.2 Modelo de la velocidad del viento	40
3.2.3 Modelo mecánico del aerogenerador	41
3.2.3.1 Modelo aerodinámico de la turbina eólica	42
3.2.3.2 Modelo mecánico del sistema de transmisión	44
3.2.4 Modelo del generador de inducción	46
3.2.5 Marcos de referencia	51
3.2.6 Diagrama de bloques del modelo	52
3.2.7 Cálculo de las condiciones iniciales	54
3.3 Incorporación de controles	55
3.3.1 Control del ángulo de paso β tipo proporcional integral (PI)	55
3.4 Esquema de interconexión con el sistema de potencia	56
3.5 Caso de estudio y validación del modelo mediante el programa Pscad/EMTDC	60
3.6 Caso de estudio y validación del modelo de un parque eólico	66
3.7 Caso de estudio: Parque eólico representando los aerogeneradores mediante modelo reducido de 3 variables y su validación en Pscad	73
3.8 Conclusiones	75
Capítulo 4. Impacto sobre la calidad de la energía	77
4.1 Introducción	77
4.2 Disturbios en el voltaje	80
4.2.1 Variaciones de voltaje	80
4.2.1.1 Depresiones de voltaje transitorias (sags)	80
4.2.1.2 Caso de estudio: Depresiones de voltaje (sags)	81
4.2.1.3 Disturbio en el voltaje de la red	83
4.2.2 Parpadeo (<i>flicker</i>)	89
4.2.2.1 Operación continua	90
4.2.2.2 Operaciones de switcheo	90
4.2.2.3 Caso de estudio: Generación de parpadeo (<i>flicker</i>)	92
4.2.2.4 Caso de estudio: Variación en la velocidad del viento	95
4.2.3 Armónicas, distorsión armónica y fenómenos interarmónicos	100
4.2.3.1 Distorsión Armónica	104
4.2.3.2 Caso de estudio: Generación de armónicas e interarmónicas	104
4.2.4 Transitorios	107
4.2.4.1 Caso de estudio: Transitorio en la potencia real generada	108
4.3 Disturbios en la Frecuencia	110

4.4 Consideraciones futuras	111
4.5 Conclusiones	111
Capítulo 5. Conclusiones generales y sugerencias para investigación futura	113
5.1 Conclusiones generales	113
5.2 Sugerencias para trabajos futuros	115
Apéndices	116
A.- Transformada dq0	116
B.- Valores por unidad	118
C.- Componentes Eólicos de Pscad/EMTDC	121
D.- Parámetros del aerogenerador utilizado en los casos de estudio	124
Referencias	126

Lista de Símbolos y Abreviaturas

Amplitud de la velocidad rampa del viento	A_r
Amplitud de la velocidad ráfaga del viento	A_g
Ángulo	θ
Ángulo base	θ_{base}
Ángulo de disparo de los tiristores	α
Ángulo de fase aleatorio	ϕ_i
Ángulo de paso en las aspas de la turbina eólica	$\beta, beta$
Área barrida por las aspas de la turbina	A_{wt}
Área de fluencia del viento	A_w
Capacitancia	C
Coefficiente de amortiguamiento conjunto turbina-generador	D_{tg}
Coefficiente de amortiguamiento del rotor de la turbina	D_{wt}
Coefficiente de amortiguamiento del rotor del generador	D_g
Coefficiente de potencia	C_p
Coefficiente de la resistencia aerodinámica en la superficie	KNo
Coefficiente de rigidez	K_s
Coefficiente de rigidez base	K_{base}
Componente de turbulencia o ruido en el viento	V_{wt}
Componente ráfaga en el viento	V_{wg}
Componente rampa en el viento	V_{wr}
Constante de inercia conjunto turbina generador	H_{tg}, H_m
Constante de inercia rotor generador	H_g, H_r
Constante de inercia turbina eólica	H_{wt}
Constante pi	π
Corriente armónica	I_h
Corriente instantánea	i
Corriente rms	I
Corriente alterna	CA
Corriente directa	CD
Densidad del aire (1.229 Kg/m ³)	ρ
Derivada	D
Derivada con respecto al tiempo	d/dt
Deslizamiento	s
Desplazamiento angular	θ_s
Desviación estándar	σ
Distorsión Armónica Total	THD
Distribución de Weibull	f_w
Ecuación Diferencial Ordinaria	EDO
Eficiencia relativa	η_R
Energía total en un emplazamiento	E_w
Escala de la turbulencia	FO
Exponencial	e^x
Factor de escala	b
Factor de forma	a

<i>Flexible alternating current transmission system</i>	<i>FACTS</i>
Flujo magnético	ψ
Frecuencia	f
Función gamma	$\Gamma(x)$
Ganancia integral del actuador de las aspas	K_4
Ganancias proporcional e integral	K_p, K_i
<i>Gate Turn-off Thyristor</i>	<i>GTO</i>
Impedancia	Z
Inductancia	L
Infinito	∞
<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>	<i>IEEE</i>
<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>	<i>IGBT</i>
Kilowatt	Kw
Ley de Corrientes de Kirchhoff	<i>LCK</i>
Ley de Voltajes de Kirchhoff	<i>LVK</i>
Matriz de entrada	B
Matriz de estado	A
Matriz de salida	C
Matriz de transmisión directa	D
Media	μ
Megawatt	MW
Modulación por ancho de pulso	<i>PWM</i>
Multiplicador de ganancia	G_m
Número de componentes de turbulencia	N
Número de pares de polos	n_{pp}
Número de vueltas estator	N_s
Número de vueltas rotor	N_r
Parámetro de control de la amplitud de la turbulencia	<i>DW</i>
Par base	T_{base}
Par electromagnético	T_e
Par mecánico aplicado al generador	T_m
Par mecánico de la turbina	T_{wt}
Paso de integración	h
Periodo	T
Por unidad	pu
Potencia capturada por una turbina eólica	P_{wt}
Potencia eólica	P_{wind}, P_{eolica}
Potencia aparente	S
Potencia reactiva	Q
Potencia real	P
Potencia real generada	P_g, P_s
Potencia real de referencia	P_{ref}
Radio de las aspas de la turbina eólica	R
Relación de velocidad de viento de punta a eje	λ
Reactancia	X
Reactancia de conexión al sistema	X_{con}
Reactancia de dispersión estator	X_{ls}
Reactancia de dispersión rotor	X_{lr}
Reactancia de magnetización	X_M
Resistencia	r
Resistencia del estator	r_s
Resistencia del rotor	r_r

Resistencia de conexión al sistema	R_{con}
<i>Static compensator</i>	STATCOM
<i>Static var compensator</i>	SVC
Sumatoria	Σ
<i>Supervisory control and acquisition data</i>	SCADA
Tiempo	t
Tiempo inicio de ráfaga en la velocidad del viento	T_{sg}
Tiempo fin de ráfaga en la velocidad del viento	T_{eg}
Tiempo inicio de rampa en la velocidad del viento	T_{sr}
Tiempo fin de rampa en la velocidad del viento	T_{er}
Valor promedio inicial de la velocidad de viento	V_{wa}
Variable auxiliar para calcular turbulencia	ω_i
Vector variables de entrada	u
Vector variable de estado	x
Vector variable de salida	y
Variación, incremento	Δ
Velocidad angular	ω
Velocidad angular de la turbina	ω_{wt}
Velocidad angular del conjunto turbina generador	ω_{tg}
Velocidad angular base	ω_b
Velocidad angular mecánica base	$\omega_{m, base}$
Velocidad angular del rotor del generador	ω_m, ω_r
Velocidad angular de referencia	ω_{ref}
Velocidad de giro de las aspas	ω_R
Velocidad lineal del viento en la punta de la aspa	v_u
Velocidad viento incluyendo componentes	v_w
Velocidad promedio del viento	V_{wa}
Voltaje instantáneo	v
Voltaje rms	V

Lista de Figuras

Figura 1.1	Primera turbina eólica para generar electricidad.....	2
Figura 1.2	Aerogenerador de Gedser	2
Figura 1.3	Parque eólico marino.....	3
Figura 1.4	Aerogenerador de 6 Mw y 126 metros de diámetro en la turbina eólica.....	4
Figura 1.5	Crecimiento de la capacidad instalada de generación eólica mundial.....	5
Figura 1.6	Capacidad instalada de generación eólica primeros diez países en 2008.....	5
Figura 1.7	Fuentes de generación del sistema eléctrico mexicano	6
Figura 1.8	Mapa de los recursos eólicos de México promedio anual en tierra aplicaciones a escala de red.....	7
Figura 1.9	Potencial eólico de México proyectos con conexión a la red	8
Figura 1.10	Parque eólico La Venta I	9
Figura 1.11	Parque eólico La Venta II,	9
Figura 1.12	Conexión del Parque eólico de La Venta II al sistema eléctrico	10
Figura 1.13	Aerogenerador en Guerrero Negro, BCS y su localización	10
Figura 2.1	Distribuciones de Weibull	17
Figura 2.2	Curva de potencia de una turbina eólica.....	18
Figura 2.3	Ejemplo de la evolución del coeficiente de potencia en función de la relación de velocidades.....	19
Figura 2.4	Clasificación de aerogeneradores por orientación del rotor	20
Figura 2.5	Clasificación de aerogeneradores de rotor horizontal por la entrada de viento	20
Figura 2.6	Diámetro de rotor y altura de torre según la potencia nominal del aerogenerador	21
Figura 2.7	Partes principales de un aerogenerador de eje horizontal	22
Figura 2.8	Freno aerodinámico en punta de aspa	24
Figura 2.9	Tipos de Aerogeneradores según la velocidad	29
Figura 2.10	Parque eólico con base en el tipo C	30
Figura 2.11	Parque eólico con base en los tipos A0, A1, A2 y B; SVC (static var compensator), compensador de vars estático, STATCOM (static compensator), compensador estático.....	30
Figura 2.12	Parque eólico con base en el tipo D	31
Figura 2.13	Parque eólico con base en los tipos A0, A1, A2 y B.....	32
Figura 2.14	Modelo de un Parque Eólico mediante la agregación de turbinas.....	33
Figura 2.15	Efecto estela en el interior de un parque eólico	34
Figura 3.1	Diagrama de Bloques de un modelo genérico de un aerogenerador.....	36
Figura 3.2	Diagrama de bloques del modelo de un aerogenerador	37
Figura 3.3	Diagrama esquemático de un aerogenerador.....	40
Figura 3.4	Relación entre λ , β y C_p	44
Figura 3.5	Modelos del sistema mecánico del aerogenerador	45
Figura 3.6	Modelo mecánico de dos masas	46
Figura 3.7	Máquina de inducción simétrica trifásica conectada en estrella de 2 polos.....	47
Figura 3.8	Transformación de circuitos del rotor.....	52
Figura 3.9	Diagrama de bloques de una turbina con generador de inducción y control por entrada en pérdida....	53
Figura 3.10	Diagrama de bloques de una turbina con generador de inducción y control de la potencia por variación del ángulo de paso.....	53
Figura 3.11	Diagrama de flujo simplificado para la simulación de modelos en espacio de estado	54
Figura 3.12	Control del ángulo de paso de un aerogenerador.....	55
Figura 3.13	Modelo del sistema de potencia	57
Figura 3.14	Simulación en Pscad/EMTDC de una turbina eólica y generador de inducción jaula de ardilla durante su arranque e inicio de generación como medio de validación	61
Figura 3.15	Gráficas de la simulación en Matlab y Pscad de la turbina eólica y generador de inducción jaula de ardilla de la figura 3.15 potencia real (a), potencia reactiva (b), par electromagnético (c), velocidad angular del rotor del generador (d) y par mecánico de la turbina (e)	62
Figura 3.16	Curva característica par-velocidad de la máquina de inducción.....	63
Figura 3.17	Turbina eólica con control de ángulo de paso y generador de inducción jaula de ardilla en Pscad....	64
Figura 3.18	Gráficas de la simulación del modelo implementado en Matlab y en Pscad incorporando el control del ángulo de paso beta de las aspas en la turbina eólica	65
Figura 3.19	Modelo del parque eólico formado por siete aerogeneradores, simulado en espacio de estado y en Pscad.....	67
Figura 3.20	Gráficas de la simulación en Matlab del parque eólico con siete aerogeneradores.....	69
Figura 3.21	Modelo del parque eólico en Pscad.....	70
Figura 3.22	Gráficas de la simulación en Pscad/EMTDC del parque eólico con siete aerogeneradores.....	72
Figura 3.23	Comparación de las potencias real y reactiva totales generadas en las simulaciones en Matlab y Pscad/EMTDC.....	72
Figura 3.24	Gráficas de la simulación en Matlab y Pscad/EMTDC de un parque eólico de siete aerogeneradores representados por un modelo de tercer orden para cada aerogenerador.....	75

Figura 4.1	Clasificación de los diferentes fenómenos de la calidad de la energía.....	78
Figura 4.2	Circuito para caso de estudio de generación de depresión de voltaje (<i>sag</i>).....	81
Figura 4.3	Gráficas para el voltaje en terminales del generador (a), voltaje en el punto de conexión (b), corriente de fase (e) y velocidad del viento (f), para la simulación de una depresión de voltaje (<i>sag</i>). 82	82
Figura 4.4	Circuito para el caso de estudio de un disturbio en el voltaje de la red.....	83
Figura 4.5	Resultado de la simulación de un disturbio en el voltaje de la red.....	85
Figura 4.6	Gráficas de la simulación de un disturbio de voltaje aplicado a un parque eólico de 12 aerogeneradores.....	87
Figura 4.7	Gráficas del voltaje en el punto de conexión (a), corriente (b), potencias real y reactiva totales (c) y (d) de la simulación de un disturbio de voltaje aplicado a un parque eólico de 12 turbinas.....	88
Figura 4.8	Circuito para el caso de estudio de generación de parpadeo (<i>flicker</i>).....	92
Figura 4.9	Gráficas de la generación de parpadeo o <i>flicker</i> debido a la variación en la velocidad del viento.....	94
Figura 4.10	Voltaje en terminales del generador mostrando parpadeo (<i>flicker</i>).....	94
Figura 4.11	Resultados de la simulación de un disturbio en la velocidad del viento.....	97
Figura 4.12	Gráficas de la simulación de un disturbio en la velocidad del viento aplicado a un parque eólico de 12 aerogeneradores.....	99
Figura 4.13	Gráficas del voltaje en terminales generador 1 (a), corriente fase total (b), potencia real total (c) y potencia reactiva total (d) generadas de la simulación de un disturbio en la velocidad del viento aplicado a un parque eólico de 12 aerogeneradores.....	100
Figura 4.14	Gráficas del caso de estudio para la emisión de armónicas e interarmónicas de un aerogenerador de velocidad fija.....	106
Figura 4.15	Resultados de la Transformada Discreta de Fourier aplicada a la corriente de fase para obtener la emisión de armónicas e interarmónicas de un aerogenerador de velocidad fija.....	107
Figura 4.16	Gráficas de la simulación de un cambio transitorio en la potencia generada.....	110

Lista de Tablas

Tabla 1.1 Modelos de turbinas eólicas con mayor potencia nominal.....	4
Tabla 1.2 Potencia eólica clasificación para aplicaciones a escala de red	7
Tabla 2.1 Regiones de operación de una turbina eólica.....	18
Tabla 2.2 Clasificación de aerogeneradores de acuerdo a su potencia nominal	21
Tabla 2.3 Tipos de aerogeneradores según el control de velocidad.....	28
Tabla 2.4 Tipos de aerogeneradores según el control de velocidad y de potencia.....	29
Tabla 2.5 Comparación de parques eólicos	32
Tabla 3.1 Aproximación para las curvas de potencia	43
Tabla 3.2 Marcos de referencia	51
Tabla 3.3 Orden del modelo dq0 de la máquina de inducción.....	59
Tabla 4.1 Comparación del impacto sobre la calidad de la energía	79

Capítulo 1

Introducción

1.1 Antecedentes.

El viento es una forma de energía solar. Los vientos son causados por el calentamiento desigual de la atmósfera por parte del sol, las irregularidades de la superficie terrestre, y la rotación de la tierra. Los patrones del flujo del viento son modificados por la topología del terreno, los cuerpos de agua, y la vegetación. El viento comienza a utilizarse para generar electricidad.

1.1.1 Energía eólica para generar electricidad.

Desde tiempos inmemoriales, el hombre ha aprovechado la energía del viento. La energía eólica impulso botes a lo largo del río Nilo alrededor de 5000 años A. C. Alrededor del año 200 A.C., se usaron molinos de viento para bombear agua y también con un eje vertical molían granos en Persia y el Medio Este.

En el siglo XI se usaron los molinos de viento extensamente para cultivar la tierra en el Medio Este, los comerciantes y cruzados regresaron a Europa llevando esta idea. Los alemanes refinaron el molino de viento y lo adaptaron para drenar lagos y pantanos en la delta del río Rhin.

Cuando los colonizadores llevaron esta tecnología al nuevo mundo a finales del siglo XIX comenzaron a usar los molinos de viento para bombear agua en granjas y ranchos, y más adelante para generar electricidad.

La industrialización, primero en Europa y luego en América, llevó a una disminución en el uso de los molinos de viento. La máquina de vapor reemplazó al molino de viento principalmente en el bombeo de agua. Sin embargo, se incentivó el desarrollo de grandes turbinas eólicas para generar electricidad. Llamadas comúnmente turbinas eólicas, estas máquinas aparecieron en Dinamarca en el año de 1890.

Durante el invierno de 1887-88 se construyó la que hoy se cree es la primera turbina eólica para generar electricidad en Cleveland, Ohio, por parte de Charles F. Brush pionero de la industria eléctrica, su diámetro de rotor fué de 17 m y tenía 144 palas fabricadas en madera de cedro, a pesar del tamaño de la turbina, el generador era de 12 Kw de potencia (Figura 1.1) [DWIA03].



Figura 1.1 Primera turbina eólica para generar electricidad, 1888, Charles F. Brush, Cleveland, Ohio.

El danés Poul la Cour fue quien más tarde descubrió que las turbinas eólicas de giro rápido con pocas palas de rotor son más eficientes para la generación de electricidad que las de giro lento (Figura 1.2). A principios del siglo XX, las turbinas eólicas se usaron comúnmente para bombear agua y generar electricidad.

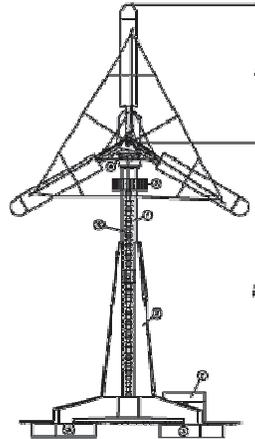


Figura 1.2 Aerogenerador de Gedser 1956-57

El innovador aerogenerador de Gedser de 200 Kw fue construido en 1956-57 por J. Juul para la compañía eléctrica SEAS en la costa de Gedser, en la parte sur de Dinamarca. La turbina tripala con rotor a barlovento (corriente arriba), con orientación electromecánica y un generador asíncrono fue un diseño pionero de los modernos aerogeneradores. Básicamente, el mismo sistema es hoy en día utilizado en las modernas turbinas de regulación por pérdida aerodinámica [DWIA03].

La versión de aerogeneradores desarrollados en la década de los 80's supuso el despegue industrial y tecnológico para los modernos aerogeneradores. El costo del kilowatt-hora de electricidad cayó alrededor de un 50% con la aparición de esta nueva generación.

La popularidad de usar la energía eólica ha variado con el precio de los combustibles fósiles. Cuando los precios de los combustibles bajaron después de la Segunda Guerra Mundial, el

interés en las turbinas eólicas bajo. Pero cuando el precio subió en los años 1970's, hubo interés mundial por los aerogeneradores eólicos.

La energía eólica en la costa es una aplicación con un futuro prometedor, en particular en países con una alta densidad de población, donde es difícil encontrar un sitio apropiado en tierra (Figura 1.3). Los costos de construcción son muy superiores en la costa, pero también lo es la generación de energía.



Figura 1.3 Parque eólico marino

Los aerogeneradores con potencia del orden de los megawatts son ideales para las aplicaciones en costa y para las áreas donde escasea el espacio para emplazarlos. La tendencia actual es el diseño de aerogeneradores con mayor potencia nominal [DWIA03].

Avances en la tecnología como en la electrónica de potencia y nuevos materiales incrementan la productividad de las nuevas instalaciones eólicas.

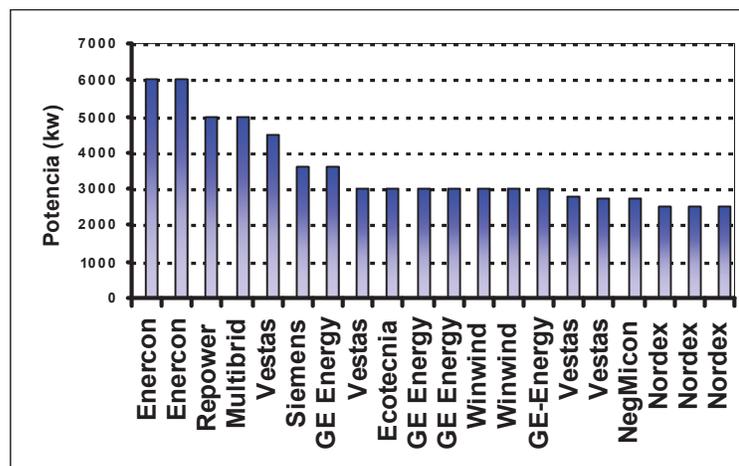
Una de las turbinas de mayor potencia es la Enercon E-126, esta turbina tiene un diámetro de 126 metros y una potencia nominal de 6 MW, se instala en Emden, Alemania; esta turbina tiene un diseño aerodinámico mejorado en sus aspas, su base es de concreto preconstruído, debido a su mayor altura en el eje y a la nueva forma de las aspas; se espera un mejor funcionamiento de la turbina; no tiene caja multiplicadora, el generador se acopla directamente al eje de la turbina, cuenta con inversores para acondicionar la corriente alterna generada para una conexión adecuada a la red, esto significa que el rotor puede girar en un rango de velocidad mayor [metaefficient08].



Figura 1.4 Aerogenerador de 6 Mw y 126 metros de diámetro en la turbina eólica.

En la gráfica siguiente se muestran las turbinas con mayor potencia nominal fabricadas actualmente de acuerdo a su modelo [metaefficient08].

Tabla 1.1 Modelos de turbinas eólicas con mayor potencia nominal.



Actualmente, el uso de la energía eólica se ha extendido a todo el mundo. La potencia eólica instalada ha crecido de manera exponencial; los países con mayor crecimiento son Alemania, Dinamarca y España.

La capacidad de generación eólica mundial instalada creció exponencialmente entre 1996 y 2008 lo cuál se ilustra gráficamente en la Figura 1.5 [REGSR09].

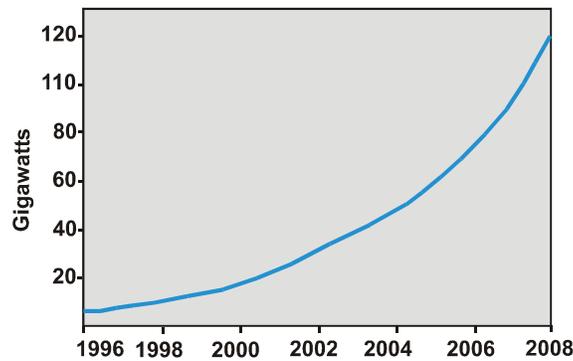


Figura 1.5 Crecimiento de la capacidad instalada de generación eólica mundial 1996-2008 [REGSR09].

Los países con mayor capacidad instalada de generación eólica hasta el año 2008 se presentan en la figura 1.6 [REGSR09].

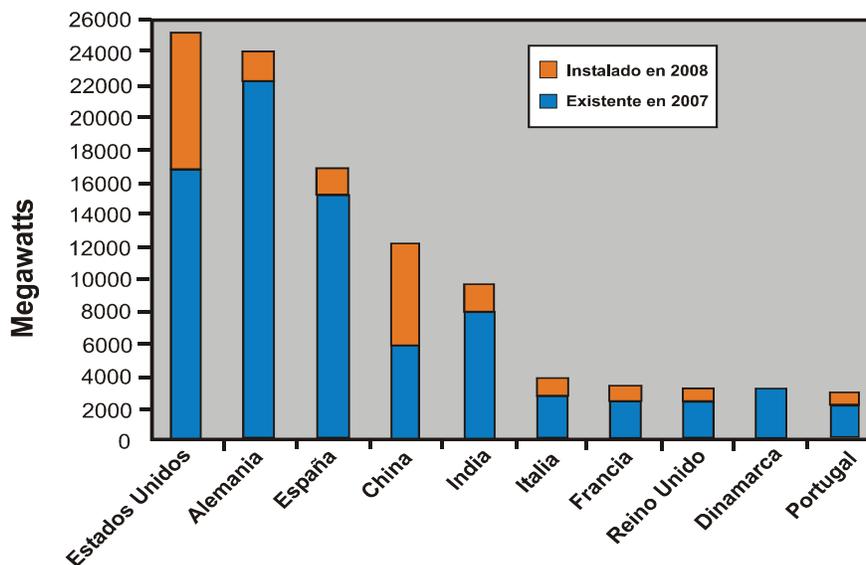


Figura 1.6 Capacidad instalada de generación eólica primeros diez países en 2008 [REGSR09].

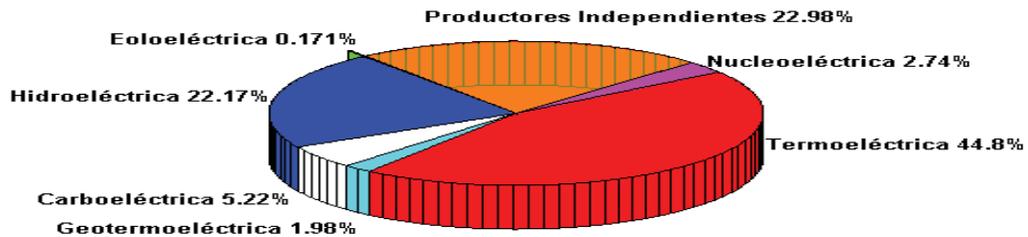
Las predicciones de crecimiento eólico son optimistas, se prevé un 10% de generación eólica sobre el total mundial en 2020. La tendencia al alza de los precios de las fuentes tradicionales de energía, unida al probable descenso del precio de la energía eólica, favorece el crecimiento; en Dinamarca el objetivo es de un 50% de la generación total en 2030 [Ledesma01].

Las razones por las cuales la energía eólica ha sido instalada son:

- a).- Es una fuente renovable con baja contaminación ambiental.
- b).- La distribución de los recursos eólicos es más uniforme en el mundo que la distribución de combustibles fósiles, la instalación de parques en el mar permite aprovechar la energía eólica que antes permanecía inaccesible.
- c).- La generación eólica es actualmente competitiva, comparada con las centrales de fuentes convencionales de energía (termoeléctrica, hidroeléctrica, nucleoelectrica).

1.1.2 Descripción de los Recursos Eólicos de México.

La generación de energía eléctrica en el sistema eléctrico mexicano esta conformada por la aportación proporcional de las fuentes de energía mostradas en la Figura 1.7.



GENERACIÓN INSTALADA EN MÉXICO	
cifras al cierre de 2007	
Tipo	MW
Termoeléctricas	22332.46
Productores Independientes	11456.9
Hidroeléctricas	11054.98
Carboeléctricas	2600
Geotermoeléctricas	959.5
Nucleoeléctrica	1364.88
Eólica	85.48
Total	49854.2

Figura 1.7 Fuentes de generación del sistema eléctrico mexicano [CFE08].

La generación eólica tiene un pequeño porcentaje comparada con otras fuentes, por lo que tiene una gran posibilidad de desarrollo como fuente alternativa y renovable.

En México se han hecho mediciones, observaciones y recolección de datos referentes a la energía eólica regionalmente en numerosas localidades en todo el país, lo cuál permite visualizar gráficamente mediante un mapa la distribución eólica en el territorio nacional, esto permite la localización de posibles proyectos de parques eólicos con una rentabilidad conveniente para la generación de energía eléctrica. Las zonas con mayor potencial eólico se encuentran en el Istmo de Tehuantepec en los estados de Oaxaca y Tabasco, en el estado de Zacatecas, en las zonas costeras del golfo de México y el océano Pacífico. A continuación se presenta el mapa del recurso eólico en México en tierra.

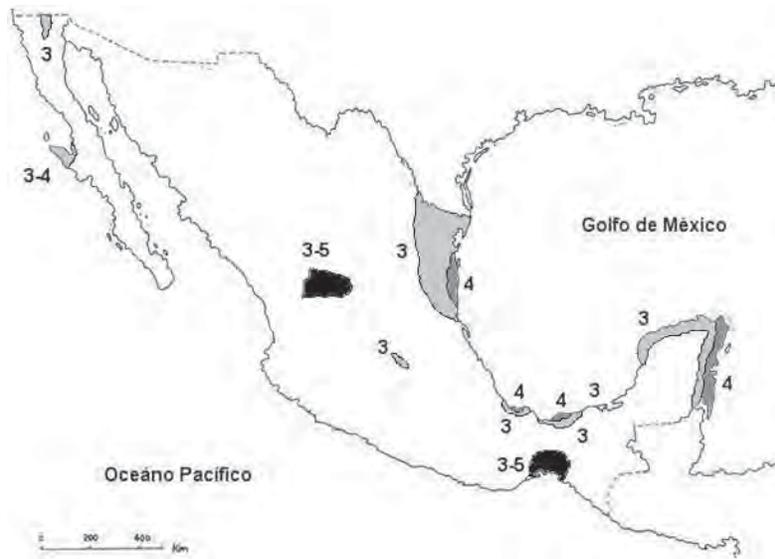


Figura 1.8 Mapa de los recursos eólicos de México promedio anual en tierra para aplicaciones a escala de red [Pattel99]

Tabla 1.2 Potencia eólica clasificación para aplicaciones a escala de red [Patel99].

Clasificación de la Potencia Eólica para aplicaciones a escala de red			
Clase de Potencia Eólica	Recurso Potencial	Potencia Eólica Densidad a 50 m W/m ²	Velocidad del viento a 50 m m/s
3	Moderado	400	3.7 - 7.8
4	Bueno	500	6.1 - 8.4
5+	Excelente	1000	7.7 - 10.6

Velocidades del viento basadas sobre un factor k Weibull de 1.25 a 3.0

En la Figura 1.9 se ilustran los sitios potenciales, parques eólicos instalados y en proyecto con conexión a la red en México.

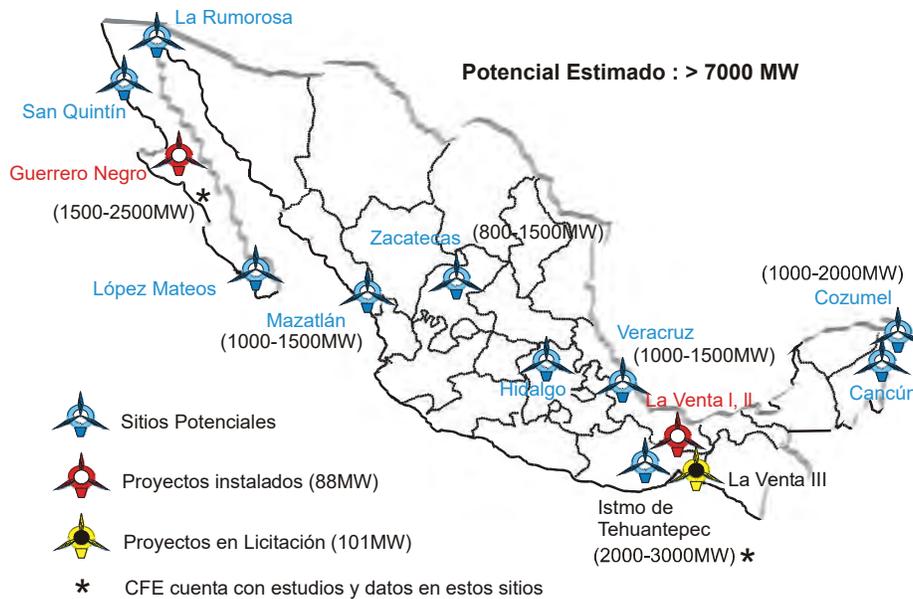


Figura 1.9 Potencial eólico de México proyectos con conexión a la red [CFE08].

El recurso eólico en tierra se concentra principalmente en las planicies y en las zonas costeras de México, esto es por la localización de las grandes cadenas montañosas y sierras que cruzan el país impidiendo así la mayor generación de vientos aprovechables.

También es posible la instalación de parques eólicos en el mar en el golfo de México (zonda de Campeche, costas de la península de Yucatán, costas de los estados de Tamaulipas y Veracruz) y en el océano Pacífico en todo su litoral, especialmente en el mar de Cortés y costas de los estados de Baja California Norte y Sur, aunque no se cuenta actualmente con información suficiente y específica sobre la localización de los sitios para la instalación de parques eólicos en el mar, esta es un área de oportunidad para captar y clasificar esta información a cerca del recurso eólico en el mar en México, aunque prácticamente en todo el mar territorial de México hay condiciones para la instalación de parques eólicos, se deben hacer mediciones para conocer su factibilidad, mediante estaciones anemométricas.

Dentro del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 del gobierno federal se incluye el Prosenar, programa de la Secretaría de Energía donde se especifican las estrategias a seguir en el sector energético del país, dentro de estas estrategias se incluye la ampliación de la cobertura del servicio eléctrico en comunidades remotas utilizando energías renovables (viento, solar). También se propone aumentar el porcentaje de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, tal como la energía eólica. En el caso de la energía eólica representa el 0.02% de la generación total y 0.171% de la capacidad de generación instalada [CFE07]. En la Estrategia 15.16, se menciona aprovechar las actividades de investigación del sector energético, fortaleciendo a los institutos de investigación del sector, orientando sus programas, entre otros, hacia el desarrollo de las fuentes renovables y eficiencia energética.

1.1.2.2 Parques Eólicos en operación

La Venta I, Oaxaca.

Capacidad instalada: 7x225 Kw, 1575 Kw, Aerogenerador: Vestas/V27/30m, Altura de la torre: 30 mts, Diámetro del rotor: 27 mts, Producción media: 5.3 Gwh/año, Factor de planta anual: 42.4%, Generación Acumulada: 66.6 Gwh, Inicio de operación: Julio de 1994.



Figura 1.10 Parque eólico La Venta I [CFE07].

La Venta II, Oaxaca.

Capacidad instalada: 83.3 Mw, Número de generadores: 98, Potencia nominal: 850 Kw, Marca: Gamesa, Diámetro rotor: 52 m, Altura de torre: 44 m, Velocidad inicio: 4 m/s, Velocidad paro: 25 m/s, Velocidad a potencia nominal: 18 m/s, RPM del rotor: 16.2-30.8 Generador Asíncrono, Velocidad nominal: 1944 rpm, Producción Esperada: 307.7 Gwh/año, Inicio de operación: 2007.



Figura 1.11 Parque eólico La Venta II [CFE07].

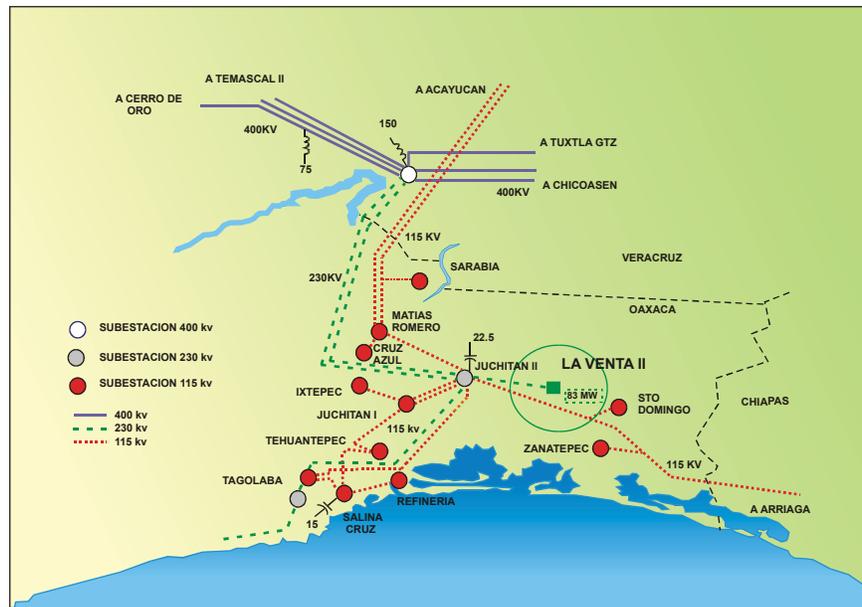


Figura 1.12 Conexión del Parque eólico de La Venta II al sistema eléctrico [CFE07].

Guerrero Negro, BCS.

Potencia nominal: 1x600 Kw, Aerogenerador: Gamesa/G44/50m, Producción media: 700 Mwh/año, Inicio de operación: 1998, Diámetro rotor: 44 m, Torre: 50 m, Generador de Inducción, Voltaje generación: 480 V, Velocidad de rotación: 1890 RPM, Velocidad media anual del viento en el sitio 6.0 m/s a 50m, Dirección predominante del viento NW.



Figura 1.13 Aerogenerador en Guerrero Negro, BCS y su localización [CFE07].

1.1.2.3 Parques Eólicos en proyecto.

La Venta III, Oaxaca., Potencia a instalar: 100 MW, Inicio de operación: 2009.

La Venta IV, Oaxaca., Potencia a instalar: 100 MW, Inicio de operación: 2010 [CFE07].

1.1.3 Modelado de Aerogeneradores y Parques Eólicos.

El estudio e investigación del comportamiento dinámico de los parques eólicos interconectados al sistema eléctrico de potencia es importante ya que debe tomarse en cuenta para la operación del sistema en una forma óptima y segura, con el fin de suministrar la energía eléctrica a los centros de consumo con la continuidad y calidad requeridas; estos estudios suministran datos para llevar a cabo la instalación y ajuste de protecciones necesarias en el sistema de potencia, así como también en el parque eólico y los aerogeneradores. También suministran datos para el diseño, ajuste y operación de los controles del aerogenerador (velocidad, voltaje, potencia). El comportamiento dinámico de los parques eólicos y sus aerogeneradores influyen sobre la calidad de la energía suministrada al sistema eléctrico, con su estudio se puede llegar a conclusiones para su mejora, así como para tomar decisiones en el diseño y operación de los parques, sus aerogeneradores y del sistema al cuál se encuentren conectados.

La generación eólica influye sobre la estabilidad del sistema de potencia, por lo que es necesario llevar a cabo estudios mediante modelos adecuados de la estabilidad del sistema, para que con los resultados obtenidos sea factible diseñar adecuadamente las protecciones y los sistemas de control de la red.

1.2 Revisión del estado del arte.

1.2.1 Introducción

Debido al desarrollo de la energía eólica adquiere importancia el modelado y análisis de las turbinas y parques eólicos conectados al sistema eléctrico.

Actualmente existen dos tecnologías de turbinas eólicas: de velocidad constante (tipo A) y de velocidad variable (tipos B, C y D) [Ackermman05]; la primera se desarrollo en los inicios de la generación eólica y la segunda responde a las mejoras en la tecnología para aprovechar la energía eólica. Los aerogeneradores de velocidad variable toman en cuenta para su configuración a la electrónica de potencia, especialmente en cuanto a convertidores; estos tipos de aerogeneradores se analizan en la Sección 2.3.

El modelado de los aerogeneradores de velocidad variable esta evolucionando ya que se tienen cambios en su configuración, en los convertidores que utilizan o en sus controles, por lo que se debe reflejar estos cambios dentro de los modelos.

El modelado y análisis de parques eólicos está influenciado por el tipo de aerogenerador que forma el parque, su distribución, su forma de conexión dentro del parque y su conexión a la red eléctrica, y también por la posibilidad de utilizar la agregación de turbinas para simplificar el modelado, dependiendo de que estudios se quieran realizar (por ejemplo estabilidad y calidad de la energía).

Se pueden desarrollar modelos más detallados tanto para aerogeneradores como para parques eólicos aumentando el orden de los sistemas de ecuaciones diferenciales que los representan, refiriéndose en particular sobre la formulación en espacio de estado, aunque esto origina un mayor esfuerzo computacional para la solución numérica de estos sistemas, por lo que se puede utilizar técnicas computacionales de solución, tales como el procesamiento en paralelo en su solución. La formulación en espacio de estado del aerogenerador se presenta en la Sección 3.2.

También se puede tomar en cuenta desarrollos recientes en el modelado de las partes constitutivas de los parques eólicos, tales como, los transformadores [Manwell *et al.* 06], los arrancadores, los bancos de capacitores [Hansen *et al.* 01], los convertidores de potencia [Blaabjerg *et al.* 04] y dispositivos FACTS [Acha *et al.* 04], así como sus controles.

Por lo anterior sí se tiene la aplicación de una nueva tecnología por ejemplo de electrónica de potencia o se implementa una innovación en el diseño de los aerogeneradores o sus controles se deben realizar nuevos modelos para su modelado

Desde el punto de vista de la aplicación de estos sistemas, existen principalmente dos áreas; la generación en redes de potencia y microgeneración en sistemas aislados de la red. En el primer caso, se trata de generadores de potencias mayores a los 100 Kw y aportan una fracción del total de la generación del sistema de potencia.

1.2.2 Comparación con otras fuentes de energía.

La energía eólica debe competir en costos con las fuentes de generación convencionales. Dependiendo de la densidad energética de un sitio, el parque eólico puede o no ser competitivo en costos. Aún cuando el costo de la energía eólica ha disminuido drásticamente en los últimos 10 años, requiere de una inversión inicial comparable con la generación con combustibles fósiles.

El mayor reto para el uso de la energía eólica como fuente de potencia es su intermitencia y su generación puede no coincidir con la demanda. La energía eólica no puede ser almacenada, a menos que se usen baterías u otros dispositivos como la producción de hidrogeno, y no toda la energía puede ser aprovechada para satisfacer en tiempo la demanda de la electricidad.

Los sitios con buena densidad de energía eólica usualmente se localizan en lugares lejanos, por ello en ocasiones es necesario mejorar la red para la conexión de los parques. Un aerogenerador trabaja 60% a 80% del tiempo, opera a su potencia nominal 10% del tiempo de trabajo. En un día promedio, se genera 30% a 35% de la energía que se generaría si se trabajará a potencia nominal todo el tiempo.

1.3 Justificación.

La energía eólica tiene dos grandes ventajas: es renovable y contamina menos comparada con otras fuentes, por lo que esto justifica el desarrollo e investigación de esta tecnología, además de que es una alternativa viable para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica.

Los países pertenecientes a la ONU, se reunieron en Kyoto, Japón en diciembre de 1997 bajo la Convención del Cambio Climático de la ONU, en la cuál, se acordó procurar la reducción de las emisiones de dióxido de carbono y otros gases, estableciéndose objetivos a alcanzar por regiones y países. Esto representa un reto importante y requiere una significativa participación de las fuentes alternativas de energía, entre ellas, la energía eólica, por lo que es importante el desarrollo de esta tecnología.

La energía eólica está teniendo el mayor crecimiento entre las fuentes de energía alternativas debido principalmente en la reducción de sus costos. El potencial de la energía eólica en la costa es más grande que en tierra debido a la velocidad del viento y a la gran área disponible. Es razonable esperar que la energía eólica contribuya con un mayor porcentaje de la demanda de electricidad.

Sin embargo, la energía eólica por ser variable e intermitente no puede ser usada como fuente principal del sistema de potencia, para ello se requiere investigación en este campo, el grado de penetración puede llegar a ser entre el 20 y 50% de la demanda total del sistema.

La energía eólica no es afectada por la inflación, cuando un parque eólico se construye, el costo de la energía se conoce, casi no varía y no es afectado por las variaciones en los mercados de los energéticos.

El viento es un recurso común es abundante e inagotable, de distribución amplia y limpio. El costo de la energía eléctrica eólica ha descendido de 38 centavos por kilowattthora a comienzos de los ochenta a 4 centavos de dólar por kilowattthora, la tendencia de los precios es a la baja. Otro atractivo de la energía eólica es su distribución, en tanto que unos pocos países controlan el petróleo mundial, casi todos los países pueden aprovechar la energía eólica.

La energía eólica permite que el proceso de electrolizar agua y producir hidrógeno sea económico. El hidrógeno es el combustible alternativo para celdas de combustible de alta eficiencia que se emplearán ampliamente con el fin de suministrar energía a los vehículos a motor, electricidad, calefacción y ventilación a edificios.

En cuanto al modelado, al usar los modelos de los aerogeneradores y parques eólicos en los casos de estudio se pueden obtener o experimentar soluciones para comprender la dinámica de los aerogeneradores, los parques eólicos y el sistema de potencia, así como su influencia sobre la calidad de la energía. Se pueden usar los modelos para aplicar determinadas condiciones de operación y experimentar con cambios en estas condiciones para así obtener conclusiones acerca de la operación de los aerogeneradores y parques eólicos. A cerca de los fenómenos que potencialmente pueden producirse por la operación de los parques eólicos e influyen de manera

adversa sobre la calidad de la energía, tales como parpadeo (*flicker*), depresiones de voltaje (*sags*) y armónicas; su impacto puede evaluarse con el propósito de analizar posibles soluciones para su disminución. También se pueden comparar diferentes modelos para conocer las ventajas o desventajas de un modelo u otro para representar un fenómeno en particular.

1.4 Definición del Problema.

Cuando se conectan parques eólicos al sistema de potencia se tienen varios problemas a resolver, uno de ellos es conocer como se comportan dinámicamente tanto el sistema de potencia como los parques eólicos y sus aerogeneradores bajo cambios repentinos de carga eléctrica, variaciones en el viento, o bien, bajo condiciones de falla. La calidad de la energía cambia cuando se tienen conectados parques eólicos, con fenómenos como generación de armónicos, variaciones periódicas en el voltaje o parpadeo (*flicker*), huecos de voltaje (*sags*), transitorios y por lo anterior variaciones en la potencia.

Al usar los modelos en casos de estudio se pueden obtener conclusiones o estudiar soluciones para entender la dinámica de los aerogeneradores y de los parques eólicos conectados a la red y su impacto sobre la calidad de la energía. Si se puede simular un problema, el siguiente paso es simular sus posibles soluciones.

1.5 Objetivos.

- Desarrollar los modelos del generador asíncrono eólico y de un parque eólico en el dominio del tiempo representados en espacio de estado, incluyendo el modelo de la turbina eólica con control de ángulo de paso, llevando a cabo la validación mediante el programa Pscad/EMTDC.
- Modelado y estudio de los fenómenos adversos sobre la calidad de la energía que se presentan en la operación de los aerogeneradores y parques eólicos.

1.6 Metodología.

1. Implementación de modelos para el aerogenerador y el parque eólico en espacio de estado.
2. Validación de modelos mediante el programa Pscad/EMTDC.
3. Utilizar los modelos del aerogenerador y parque eólico para simular y analizar fenómenos adversos a la calidad de la energía.

1.7 Descripción de Capítulos.

En el Capítulo 1 se presenta una introducción a la generación eólica y la revisión del estado del arte del modelado de los aerogeneradores y parques eólicos. Se presenta la justificación del proyecto propuesto, los objetivos a alcanzar con la realización del mismo y la metodología en que esta basado.

En el Capítulo 2 se presenta la generación de energía eléctrica por medio de aerogeneradores y parques eólicos presentando sus diversos tipos.

En el Capítulo 3 se modela el aerogenerador asíncrono en espacio de estado tomando en cuenta el control de ángulo de paso en la turbina eólica y su interconexión con el sistema de potencia, se implementa el modelo de un parque eólico, se realizan casos de estudio y se validan los modelos por comparación de resultados con su implementación en el programa Pscad/EMTDC.

En el Capítulo 4 se realiza un estudio de los fenómenos adversos que influyen sobre la calidad de la energía debidos a la conexión de aerogeneradores y parques eólicos, analizando su comportamiento ante cambios en la velocidad del viento, cambios en el voltaje de la red, variaciones en la potencia demandada.

En el Capítulo 5 se describen las conclusiones generales de la investigación y sugerencias para su continuación.

Capítulo 2

Generación de energía eléctrica mediante parques eólicos.

2.1 Introducción

En este capítulo se describen las características principales de la tecnología eólica para la generación de electricidad, también se describe la clasificación general de los aerogeneradores y sus componentes principales, que forman los sistemas mecánico, eléctrico y de control, así como componentes adicionales que pueden constituir a los aerogeneradores en diferentes configuraciones. Se describe la clasificación de los distintos tipos de los aerogeneradores de acuerdo a su control de velocidad y de potencia; así como las tecnologías o configuraciones de aerogeneradores de acuerdo a su forma de conexión a la red y su control de potencia, comparando entre sí sus características. Para la constitución de parques eólicos e interconexión con el sistema de potencia, se describen las configuraciones o topologías según el tipo o tecnología de aerogeneradores usada, comparando las características de los parques eólicos.

2.1.1 Energía eólica.

La energía del viento depende de su velocidad. Se emplean distribuciones de probabilidad para modelar su comportamiento. Un método típico para determinar la distribución de velocidades del viento es medir valores medios durante un lapso de tiempo, con un anemómetro y aproximar dicha serie por la distribución de Weibull.

La función de densidad de probabilidad de Weibull esta dada por la expresión [Manwell *et al.* 06]:

$$f_w(v_w) = ab^{-a} v_w^{a-1} e^{-\left(\frac{v_w}{b}\right)^a} \quad (2.1)$$

donde a es el factor de forma (adimensional), y b es el factor de escala (valor cercano a la velocidad media), Figura 2.1.

Cuando el factor de forma a es igual a 2 se obtiene la función de densidad de probabilidad Rayleigh:

$$f_w(v_w) = \frac{2v_w}{b^2} e^{-\left(\frac{v_w}{b}\right)^2} \quad (2.2)$$

La velocidad promedio de la velocidad del viento se puede obtener como:

$$V_{wa} = \int_0^{\infty} v_w f(v_w) dv_w = \int_0^{\infty} \frac{2v_w^2}{b^2} e^{\left(-\frac{v_w}{b}\right)^2} = \frac{\sqrt{\pi}}{2} b \cong 0.886b \quad (2.3)$$

El factor de escala en función de la velocidad promedio tomando la función de densidad de probabilidad Rayleigh es [Masters 04]:

$$b \cong 1.128V_{wa} \quad (2.4)$$

En la Figura 2.1 se representan dos ejemplos de distribuciones de Weibull para valores distintos de los parámetros de escala y de forma.

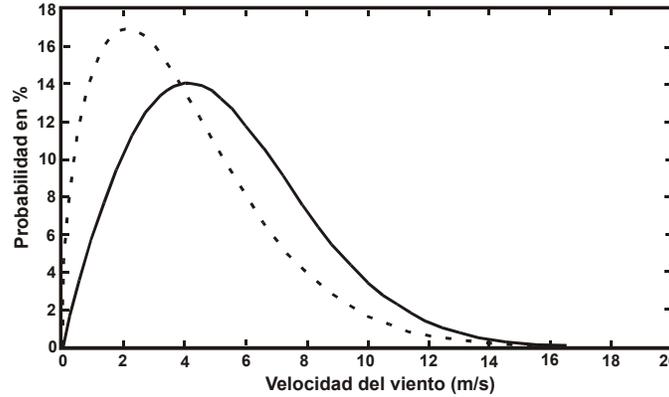


Figura 2.1 Distribuciones de Weibull: (–) factor de forma $a = 1.94$, factor de escala $b = 5.98$ m/s (---) Factor de forma $a = 1.5$, factor de escala $b = 4.39$ m/s [Roncero04].

La distribución de frecuencia de la velocidad del viento da el número de horas por año que la velocidad del viento se encuentra en un intervalo dado, es decir, que durante el año hay días que se tiene viento para generar electricidad y días en que no se tiene, por lo que obviamente no se genera electricidad durante todas las horas del año, ni se está generando siempre a la potencia nominal de la turbina. Para predecir o estimar la generación de energía anual de la turbina se debe contar entonces con la curva de potencia y la distribución de frecuencia de la velocidad del viento, así, descontando las pérdidas se puede calcular la generación de energía de cada turbina y a su vez de un parque eólico.

La característica principal de operación de una turbina eólica es su curva de potencia, que da la relación entre su salida de potencia eléctrica en función de la velocidad del viento, puede ser dividida en cuatro regiones de velocidad del viento como se indica en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Regiones de operación de una turbina eólica.

Región de Operación	Descripción de la operación Potencia contra velocidad del viento	Rango de velocidades de viento típicas [m/s]
Región 1	Vientos demasiado débiles para generar potencia eléctrica	0 a 4
Región 2	Generación de electricidad creciente con la velocidad del viento	4 a 12
Región 3	Generación de electricidad constante al valor nominal	12 a 20
Región 4	No hay generación de electricidad. Los vientos son demasiado fuertes para justificar aumentar resistencias y costos para un pequeño número de horas al año. La turbina está parada.	arriba de 25

En la Figura 2.2 se presenta la curva de potencia en función de la velocidad del viento para un aerogenerador típico.

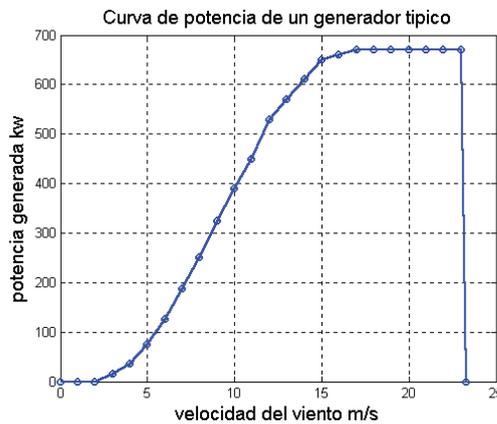


Figura 2.2 Curva de potencia de una turbina eólica

La potencia que posee una determinada fuente de viento al atravesar una sección A_w es proporcional a la velocidad del viento al cubo:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho A_w v_w^3 \tag{2.5}$$

donde ρ es la densidad del aire (aproximadamente 1.229 kg/m^3).

Si se multiplica la función de densidad de probabilidad de velocidades de viento dada por la Ecuación (2.1), considerando la distribución de Weibull, por la potencia del viento obtenida en la Ecuación (2.5), se obtiene la función de densidad de la distribución de energía del viento. Por lo tanto la cantidad de energía de un emplazamiento puede calcularse como:

$$E_w = \int_0^{\infty} f_w(v_w) P_w(v_w) dv_w \quad (2.6)$$

Este cálculo es útil al considerar un posible emplazamiento para un aerogenerador o un parque eólico, ya que la potencia mecánica que una turbina eólica puede capturar se puede calcular como:

$$P_w = P_{wind} C_p = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p v_w^3 \quad (2.7)$$

donde R es el radio de las aspas, C_p es el coeficiente de potencia, que expresa la fracción de potencia extraída por el aerogenerador, y v_w es la velocidad del viento. El valor teórico máximo del coeficiente de potencia es el límite de Betz, cuyo valor es $16/27$ (59%).

Los factores de los que depende el coeficiente de potencia son: la geometría de las aspas, el ángulo de paso de las aspas y la relación entre la velocidad lineal en la punta de aspa, v_u , y la velocidad del viento v_w :

$$\lambda = \frac{v_u}{v_w} = \frac{\omega_R R}{v_w} \quad (2.8)$$

donde ω_R es la velocidad de giro de las aspas.

En la Figura 2.3 se representa un ejemplo de la evolución del coeficiente de potencia, C_p , en función de la relación de velocidades λ para un determinado ángulo de paso. El máximo valor del coeficiente de potencia se obtiene para un valor de $\lambda_{opt} = 9.25$ siendo $C_{pmax} = 0.48$ para este ejemplo en particular.

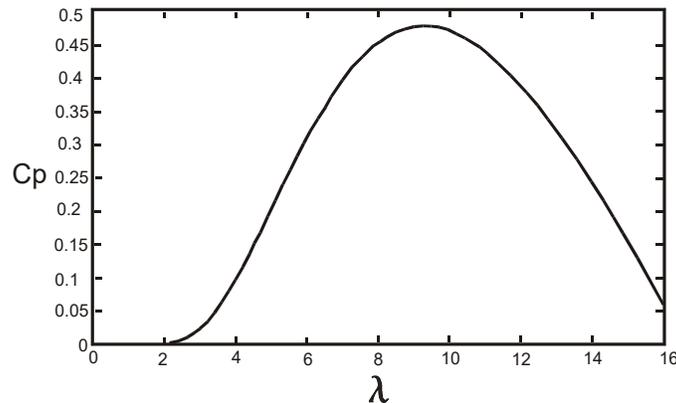


Figura 2.3 Ejemplo de la evolución del coeficiente de potencia en función de la relación de velocidades λ .

El aerogenerador maximiza la energía que capta del viento cuando trabaja con máximo coeficiente de potencia, por lo que es deseable operar en ese punto en un amplio rango de velocidades del viento, esta condición sólo pueden cumplirla los aerogeneradores de velocidad variable.

2.1.2 Clasificación de aerogeneradores.

Los aerogeneradores se pueden clasificar de acuerdo a las siguientes características:

1. Por la orientación del rotor.
 - Horizontal.
 - Vertical.



a).- Eje horizontal.

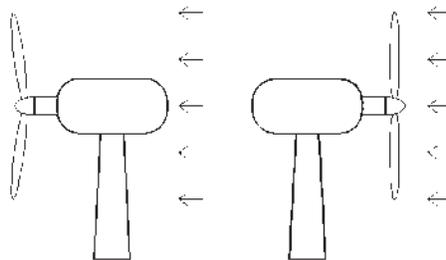


b).- Eje vertical (Darrieus).

Figura 2.4 Clasificación de aerogeneradores por orientación del rotor [NREL].

Las máquinas de rotor horizontal son las más usadas, las máquinas de rotor vertical se usan en prototipos (Darrieus, Savonius) o en máquinas pequeñas.

2. En aerogeneradores de rotor horizontal, por la entrada del viento.
 - Sotavento.
 - Barlovento.



a).- Sotavento

b).- Barlovento

Figura 2.5 Clasificación de aerogeneradores de rotor horizontal por la entrada de viento

El aerogenerador puede estar a favor del viento (sotavento), o en contra (barlovento) siendo esta última la opción más empleada, de esta forma se minimiza el efecto de la sombra de torre, se producen menores cargas de fatiga y se disminuye la emisión de armónicas [Carrillo01]. La máquina a sotavento tiene como ventaja la de no necesitar un mecanismo de orientación, ya que tanto el rotor como la cubierta se diseñan para seguir la dirección del viento, aunque su comportamiento se ve afectado por las turbulencias que crean el efecto de la sombra de la torre.

3. Por su potencia nominal.

Por su potencia nominal los aerogeneradores se clasifican de acuerdo a la Tabla 2.2:

Tabla 2.2 Clasificación de aerogeneradores de acuerdo a su potencia nominal.

Clasificación de aerogeneradores de acuerdo a su potencia nominal (Kw)	
Baja	< 3
Media	< 100
Alta	> 100

La Figura 2.6 presenta el tamaño, altura y diámetro de los aerogeneradores de rotor horizontal de acuerdo a su potencia nominal, para un aerogenerador de 5 MW se tiene un rotor de 112 metros de diámetro y una altura de torre de 100 metros:

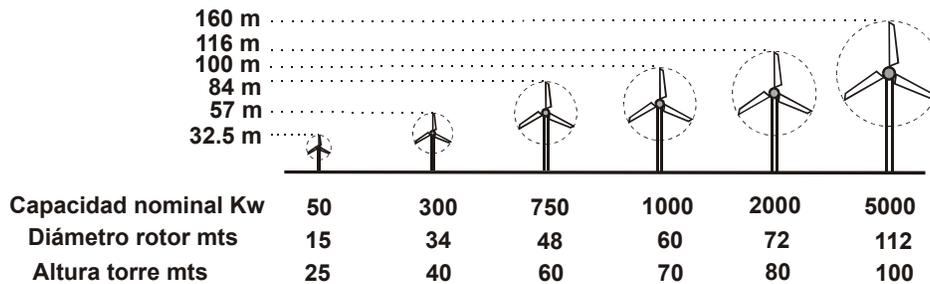


Figura 2.6 Diámetro de rotor y altura de la torre según la potencia nominal del aerogenerador.

4. Tipo de generador eléctrico.

- Síncrono.
 - Rotor devanado.
 - Imanes permanentes.
- Asíncrono.
 - Jaula de ardilla.
 - Rotor devanado.

5. Por el número de aspas.

- Dos.
- Tres.

De acuerdo a la tecnología de aerogeneradores con diferentes tipos de generadores eléctricos, actualmente existe una variedad de conceptos innovadores con diseños incluyendo dispositivos de electrónica de potencia [Ackermman05].

2.1.3 Elección del tipo de aerogenerador objeto de estudio.

Se elige como objeto de estudio de acuerdo a las clasificaciones anteriores, el aerogenerador de eje horizontal, a barlovento (dirección del viento hacia arriba), una potencia nominal mayor a 100 Kw, ya que los aerogeneradores de esta potencia son los que se utilizan principalmente en los parques eólicos, con generador asíncrono, de tres aspas en el rotor.

2.1.4 Componentes principales de un aerogenerador de eje horizontal.

Los componentes principales de un aerogenerador se ilustran en la Figura 2.7:

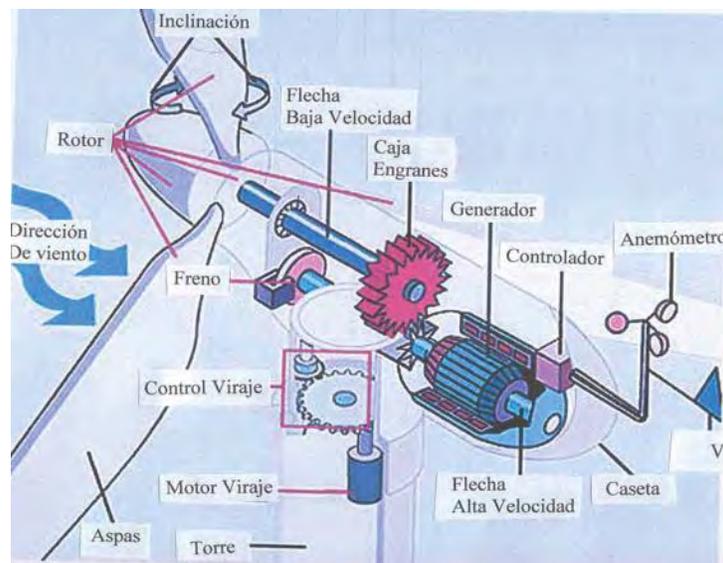


Figura 2.7 Partes principales de un aerogenerador de eje horizontal [NREL].

Las turbinas usadas en los parques eólicos pueden ser de velocidad fija o velocidad variable, este capítulo presenta el estado actual de los aerogeneradores desde el punto de vista eléctrico, su conexión para formar un parque eólico y a su vez la conexión del parque con la red.

En las turbinas eólicas de velocidad fija el rotor gira a la misma velocidad; determinada por la frecuencia de la red, el diseño del generador y la caja de engranes. El generador es de inducción jaula de ardilla o rotor devanado, el cuál esta directamente conectado a la red con un arrancador y un banco de capacitores para reducir la compensación de potencia reactiva por parte de la red; son simples, fuertes y confiables, aunque su consumo de potencia reactiva no se puede controlar y su control es limitado sobre la calidad de la energía generada. Debido a la operación a velocidad fija, las fluctuaciones en la velocidad del viento se reflejan en fluctuaciones en el par mecánico y en la potencia eléctrica entregada a la red.

Las turbinas de velocidad variable son las más usadas en las instalaciones actuales, en operación a velocidad variable se adapta la velocidad rotacional de la turbina (se acelera o se desacelera) de acuerdo a la velocidad del viento, este sistema trata de mantener el par mecánico en un valor constante, las variaciones en el viento se absorben mediante cambios en la velocidad del generador. El generador es de inducción y se conecta a la red a través de un convertidor de potencia, este convertidor controla la velocidad del generador. Las ventajas de las turbinas de velocidad variable son un aumento en la energía captada, mejora en la calidad de la energía y reducción en la tensión mecánica sobre la turbina, sus desventajas son pérdidas en la electrónica de potencia, más componentes y el aumento en el costo. La turbina de velocidad variable aumenta el número de los tipos de generadores y convertidores de potencia aplicables.

Los componentes principales de un aerogenerador se pueden ubicar dentro de los sistemas mecánico, eléctrico y de control.

2.2 Sistemas Mecánico, Eléctrico y de Control de un aerogenerador de eje horizontal.

2.2.1 Sistema mecánico.

Esta constituido por la turbina eólica, sistema de transmisión, mecanismo de dirección. Sus características principales se detallan a continuación.

2.2.1.1 Turbina eólica.

a) Aspas. Capturan la energía del viento, la mayoría de las modernas aspas de rotor de grandes aerogeneradores están fabricadas con plástico reforzado con fibra de vidrio o epoxy reforzado con fibra de vidrio, las turbinas actuales tienen dos o tres palas.

El estado de esfuerzo mecánico que tienen las aspas, debido principalmente a la fuerza centrífuga y la fatiga producida por la constante vibración, ocasiona que los diseños de las aspas tengan un acoplamiento mecánico débil con el resto del sistema. El esfuerzo mecánico producido por las ráfagas de viento puede mantenerse por debajo de límites permisibles. Esto se puede

lograr controlando la velocidad del rotor, lo cual no solo protege las aspas sino que también al generador eléctrico contra sobrecargas y sobrecalentamientos.

b) *Buje*. Es una pieza cilíndrica donde se unen mecánicamente las aspas con el eje o rotor del generador.

c) *Freno aerodinámico*. Sirve para modificar el ángulo de paso únicamente en la punta de aspa, presenta el problema de la disponibilidad de espacio dentro de la aspa para girar el extremo de ésta. Se muestra en la Figura 2.8:

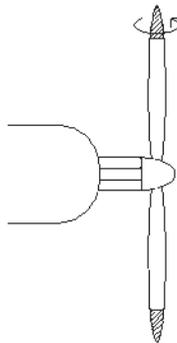


Figura 2.8 Freno aerodinámico en punta de aspa

d) Control de potencia (*stall, pitch, active stall*).

Los aerogeneradores pueden regular la potencia que absorben del viento, existen métodos independientes del sistema eléctrico para realizar esta regulación:

- *Paso variable (pitch)*. Se modifica la energía que se capta del viento girando las aspas, de esta forma se varía su ángulo de paso, a lo largo de su eje longitudinal y se maximiza la eficiencia aerodinámica del rotor. Requiere un diseño de buje más complicado y la incorporación de actuadores mecánicos, hidráulicos o eléctricos con suficiente potencia para mover las aspas.
- *Control en punta de aspa*. Consiste en modificar el ángulo de paso únicamente en la punta de la aspa. Como se describe en el freno aerodinámico presenta el problema de la disponibilidad de espacio dentro de la aspa para girar el extremo de ésta (Figura 2.8).
- *Entrada en pérdida aerodinámica (stall)*. En este caso, el perfil aerodinámico de las aspas consigue que cuando la velocidad del viento supere un determinado valor, la potencia a extraer comience a entrar en pérdida; se suele emplear en generadores de velocidad constante, presenta la ventaja de carecer de partes móviles y la ausencia de accionamientos con el consiguiente aumento de fiabilidad.

- *Regulación activa por pérdida aerodinámica (active stall)*. Un número creciente de grandes aerogeneradores (a partir de 1 MW) se diseñan con un mecanismo de regulación activa por pérdida aerodinámica. Técnicamente, las máquinas de regulación activa por pérdida aerodinámica se parecen a las de regulación por cambio del ángulo de paso, en el sentido de que ambos tienen aspas que pueden girar cambiando el ángulo de paso. Para tener un momento de torsión (fuerza de giro) razonablemente alto a bajas velocidades del viento, este tipo de máquinas son normalmente programadas para girar sus aspas como las de regulación por cambio del ángulo de paso a bajas velocidades del viento (a menudo sólo utilizan unos pocos pasos fijos, dependiendo de la velocidad del viento). Sin embargo, cuando la máquina alcanza su potencia nominal, se observa que este tipo de máquinas presentan una gran diferencia respecto a las máquinas reguladas por cambio del ángulo de paso: si el generador va a sobrecargarse, la máquina girará las aspas en la dirección contraria a la que lo haría una máquina de regulación por cambio del ángulo de paso, en otras palabras, aumentará el ángulo de paso de las palas para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida aerodinámica, y poder así liberar el exceso de energía del viento. Una de las ventajas de la regulación activa por pérdida aerodinámica es que la generación de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación pasiva, con el fin de evitar que al principio de una ráfaga de viento la potencia nominal sea sobrepasada.

2.2.1.2 Sistema de transmisión.

Es el encargado de transmitir la potencia mecánica captada de la energía cinética del viento en el eje de baja velocidad y alto par de la turbina eólica al eje de alta velocidad y bajo par del generador eléctrico; esta transmisión puede ser directa o a través de una caja multiplicadora.

Generalmente estos sistemas están formados por trenes de engranes y ejes de transmisión, sus partes principales son:

- a) Eje de baja velocidad y alto par.
- b) Caja multiplicadora.
- c) Freno mecánico.
- d) Acoplamiento flexible.
- e) Eje de alta velocidad bajo par.

2.2.1.3 Mecanismo de dirección.

En este subsistema debido a la variabilidad en la dirección del viento, el objetivo de este mecanismo es hacer que la turbina eólica se mantenga siempre en un plano perpendicular a la

dirección del viento, de manera que la superficie enfrentada a este sea siempre la máxima, sus partes principales son:

- Veleta
- Rueda lateral y mecanismo de engranes
- Motor
- Control del mecanismo de dirección

2.2.2 Sistema eléctrico y de control.

2.2.2.1 Generador.

Los generadores eléctricos más utilizados en la generación eólica son los de corriente alterna trifásicos; síncronos y asíncronos de inducción [Ackermman05]. Los generadores trifásicos de mayor aplicación son los siguientes:

- Generador asíncrono de inducción
 - Jaula de ardilla
 - Rotor devanado
- Generador síncrono
 - Rotor devanado
 - Imán permanente

2.2.2.2 Control de velocidad.

Las grandes turbinas de viento que son instaladas hoy en día tienden a ser diseñadas con velocidad variable, incorporando el control del ángulo de paso de las aspas y el control basado en dispositivos de electrónica de potencia. Los métodos de control de velocidad se clasifican en las siguientes categorías:

- *Sin control de velocidad en absoluto.* En este método, la turbina, el generador eléctrico y todos los demás sistemas son diseñados para resistir las velocidades extremas asociadas con fuertes vientos.
- *Control de dirección y ángulo.* El eje del rotor cambia fuera de la dirección del viento cuando la velocidad sobrepasa los límites de diseño.
- *Control de ángulo de paso.* El ángulo de paso de las aspas varía con los cambios de la velocidad del viento, para regular la velocidad del rotor.

- *Control de paro, o stall.* En este método de control de velocidad, cuando la velocidad del viento excede los límites de seguridad del sistema, las aspas se mueven en una posición tal que estas quedan atascadas o estacionarias aplicando el freno al eje. La turbina se reestablece una vez que la ráfaga de viento ha pasado.

2.2.2.3 Convertidores de potencia y componentes de electrónica de potencia.

La electrónica de potencia es una tecnología de rápido desarrollo y de amplia aplicación, los componentes pueden manejar corrientes y voltajes mayores, las pérdidas disminuyen y los dispositivos son cada vez más confiables. Los convertidores de potencia se aplican para mejorar el comportamiento y la operación de las turbinas eólicas. La electrónica de potencia se aplica en los arrancadores, los bancos de capacitores, los rectificadores e inversores.

2.2.3 Torre.

La torre sostiene a la turbina eólica y a la cubierta que contiene la transmisión mecánica, el generador eléctrico, el mecanismo de orientación, el sistema de control, la veleta y el anemómetro, así como otras partes del aerogenerador. La altura de las torres generalmente están en un rango que va de los 20 a 100 metros de altura, por lo general, la torre es ligeramente más alta que el diámetro del rotor (Figura 2.6). Generalmente se montan turbinas pequeñas en torres de altura un poco mayor al diámetro de las aspas del rotor.

El material más usado para las torres es el acero, su forma puede ser tubular o cuadrada. En las torres de acero se usan perfiles soldados. La ventaja de las torres de acero es su costo, puesto que requiere sólo la mitad de material que una torre tubular sin sustentación adicional y con la misma rigidez. La principal desventaja de este tipo de torres es su apariencia visual.

2.2.4 Cubierta.

Caseta donde se ubican el generador eléctrico, la caja multiplicadora, ejes, cojinetes, motores y controles eléctricos y electrónicos, convertidores de potencia, transformadores.

2.3 Clasificación de aerogeneradores según la velocidad.

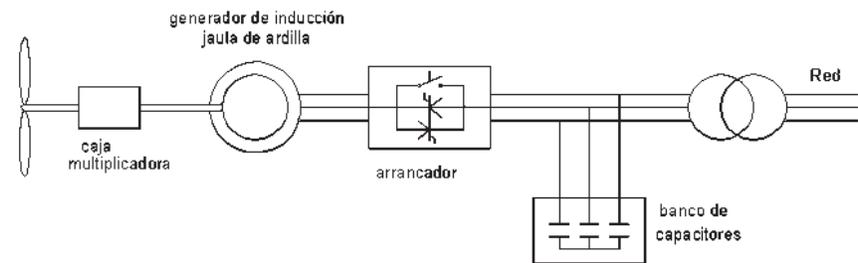
De acuerdo a la velocidad, los aerogeneradores se clasifican en:

- A. Velocidad fija.
- B. Velocidad variable limitada.
- C. Velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala o potencia parcial (DFIG).
- D. Velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala o potencia completa.

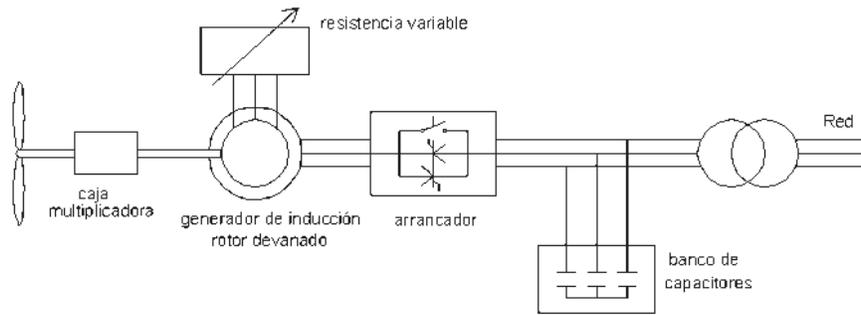
Tabla 2.3 Tipos de aerogeneradores según el control de velocidad

Control de Velocidad	
Velocidad Fija	Tipo A
Velocidad Variable	Tipo B
	Tipo C
	Tipo D

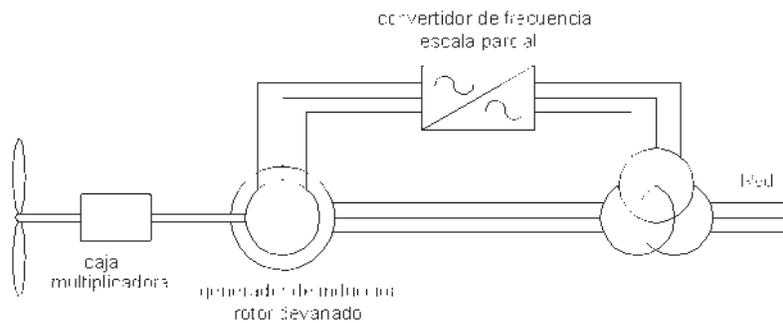
En la Figura 2.9 se muestran las configuraciones de cada uno de los tipos de aerogeneradores según su velocidad:



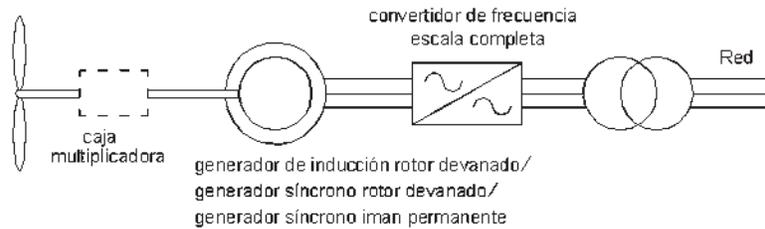
a) Tipo A



b) Tipo B



c) Tipo C



d) Tipo D

Figura 2.9 Tipos de Aerogeneradores según la velocidad [Ackermann05].

2.4 Clasificación de aerogeneradores por su control de potencia.

De acuerdo al control de potencia generada, los aerogeneradores se clasifican en:

1. Control de potencia por la forma aerodinámica de la aspa (*stall*).
2. Control de potencia por el ángulo de paso de las aspas (*pitch*).
3. Control de potencia por la forma de aspa y ángulo de paso (*active stall*).

Tomando en cuenta tanto la velocidad y el control de potencia, los aerogeneradores se clasifican en los tipos indicados en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4 Tipos de aerogeneradores según el control de velocidad y de potencia [Ackermann05].

Control de Velocidad		Control de Potencia		
		Forma Aspa (<i>Stall</i>)	Ángulo de paso (<i>Pitch</i>)	Forma y ángulo (<i>Active stall</i>)
Velocidad Fija	Tipo A	Tipo A0	Tipo A1	Tipo A2
	Tipo B		Tipo B1	
	Tipo C		Tipo C1	
	Tipo D		Tipo D1	

Los aerogeneradores se pueden clasificar por su forma de conexión eléctrica a la red y su control de potencia esta clasificación se encuentra en [Blaabjerg04].

2.5 Tipos de Parques Eólicos (topologías A, B, C, D).

Considerando las tecnologías para aerogeneradores de la Sección 2.4, se presentan algunas topologías de parques eólicos, que en general dependen de:

- La tecnología utilizada en asociación con requisitos de operación.
- El sitio del proyecto, el cuál incide sobre los costos totales, incluyendo producción, inversiones, mantenimiento y confiabilidad.

Para soluciones de gran escala utilizando dispositivos de electrónica de potencia, algunas topologías de parques eólicos se mencionan a continuación [Blaabjerg04].

Topología A se basa en el generador de inducción doblemente alimentado tipo C se presenta en la Figura 2.10.

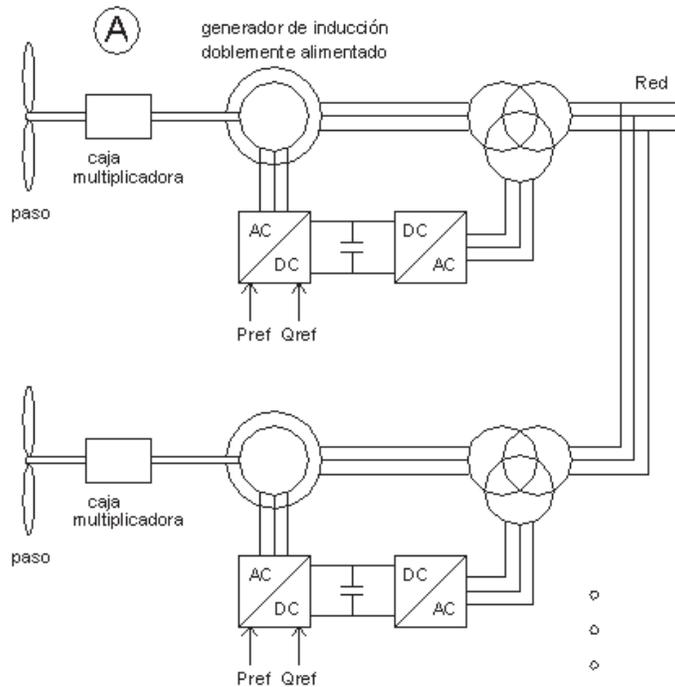


Figura 2.10 Parque eólico con base en el tipo C.

Topología B se basa en los tipos tipos A0, A1, A2 y B; se ilustra en la Figura 2.11.

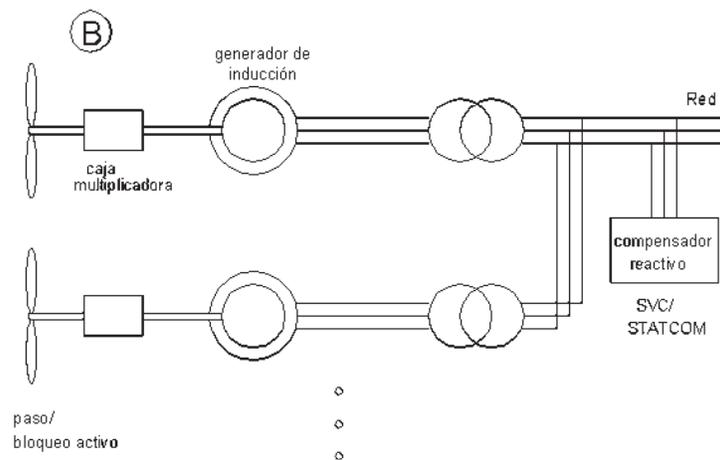


Figura 2.11 Parque eólico con base en los tipos A0, A1, A2 y B; SVC (static var compensator), compensador de vars estático, STATCOM (static compensator), compensador estático.

Un SVC o compensador de vars estático es un dispositivo FACTS, es una fuente estática conectada en paralelo se comporta como una reactancia variable que genera o consume potencia reactiva para regular el voltaje en el punto de conexión en la red [Acha *et al.* 04].

Un STATCOM o compensador estático es un dispositivo FACTS, en el sistema de potencia, el voltaje es controlado principalmente por la potencia reactiva. Un STATCOM es capaz de consumir o generar potencia reactiva usando una combinación de capacitores, inductores e interruptores de electrónica de potencia; hay varios usos para el STATCOM entre ellos corrección del factor de potencia, estabilización del voltaje en la generación eólica y filtrado de armónicos [Acha *et al.* 04].

Topología C con base en el tipo D, infraestructura AC/DC/AC de conexión a la red. Cada unidad tiene su convertidor actuando como rectificador y hay un convertidor común único del lado de la red, entre los convertidores hay un lazo interno DC, según se muestra en la Figura 2.12.

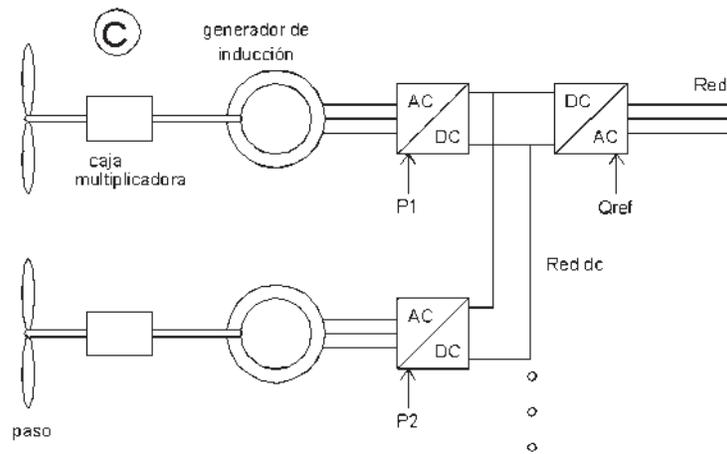


Figura 2.12 Parque eólico con base en el tipo D.

Topología D con base en los tipos A0, A1, A2 y B, infraestructura AC/DC/AC de conexión a la red. El sistema mostrado en la Figura 2.13 tiene un convertidor de frecuencia común para todas las unidades actuando como rectificador y otro convertidor (inversor) del lado de la red.

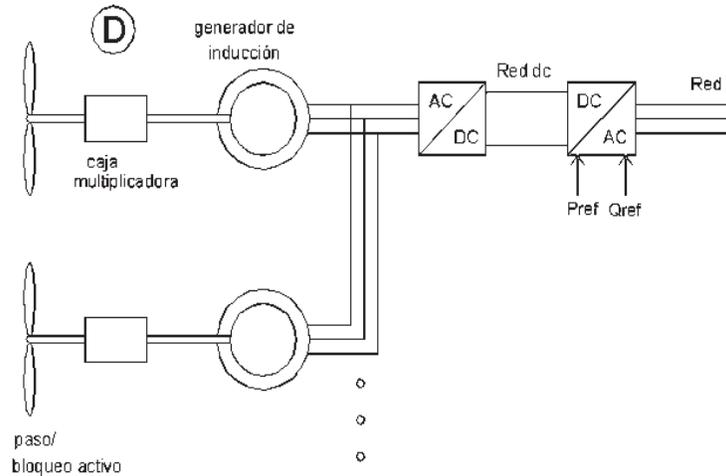


Figura 2.13 Parque eólico con base en los tipos A0, A1, A2 y B.

Los parques eólicos también se pueden clasificar de acuerdo a su potencia o al nivel de voltaje en el punto de conexión a la red (distribución, subtransmisión, transmisión).

2.5.1 Comparación de parques eólicos.

Esta comparación se realiza por medio de la Tabla 2.5 con las topologías mencionadas en la introducción de la Sección 2.5:

Tabla 2.5 Comparación de parques eólicos + bueno, ++ mejor.

Comparación de Parques eólicos				
Topología	A	B	C	D
Control de velocidad individual	Sí	No	Sí	No
Control de potencia activa	Sí	No	Sí	Sí
Control de potencia reactiva	Sí	Centralizado	Sí	Sí
Corto circuito (activo)	Parcial	Parcial	Sí	Sí
Potencia de corto circuito	Contribuye	Contribuye	No	No
Función de respaldo (Standby)	Sí	No	Sí	Sí
Arrancador	No	Sí	No	No
Inversión	+	++	+	+
Mantenimiento	+	++	+	+

- La topología A tiene más ventajas que la topología B, aunque ambas tienen desempeño análogo ante una falla externa.
- La topología D tiene mejor desempeño que la topología B por la conexión a la red mediante convertidores de potencia.
- Las topologías C y D, tienen desempeños análogos, debido al uso de los convertidores de potencia.

- La topología C es más ventajosa que la A en relación a fallas externas. La tecnología C puede permanecer en servicio durante una falla y no contribuye como fuente a un cortocircuito.

2.5.2 Agregación de las turbinas de un parque eólico

El comportamiento de un parque eólico puede simularse con todos sus aerogeneradores y líneas internas. Sin embargo, la representación de todos los aerogeneradores de un sistema eléctrico incrementa considerablemente el tamaño del modelo y puede obligar a calcular un número excesivo de ecuaciones. Por ejemplo, la simulación de un parque con 20 turbinas supondría manejar 100 variables de estado. Este tamaño puede ser adecuado para estudiar el comportamiento de un parque eólico específico, pero resulta inaceptable si queremos representar un sistema eléctrico con varios parques.

Para reducir el tamaño del modelo, es posible representar mediante un único modelo de turbina varios aerogeneradores que reciban un viento similar. Este proceso, representado en la Figura 2.14, suele recibir el nombre de agregación de turbinas. La turbina eólica que simula a un grupo de aerogeneradores mantiene los mismos parámetros eléctricos y mecánicos por unidad, pero su potencia nominal es la suma de las potencias nominales de todas las turbinas agregadas. La línea de conexión hasta la turbina resultante es el paralelo o equivalente de las líneas de conexión a cada turbina sin agregar.

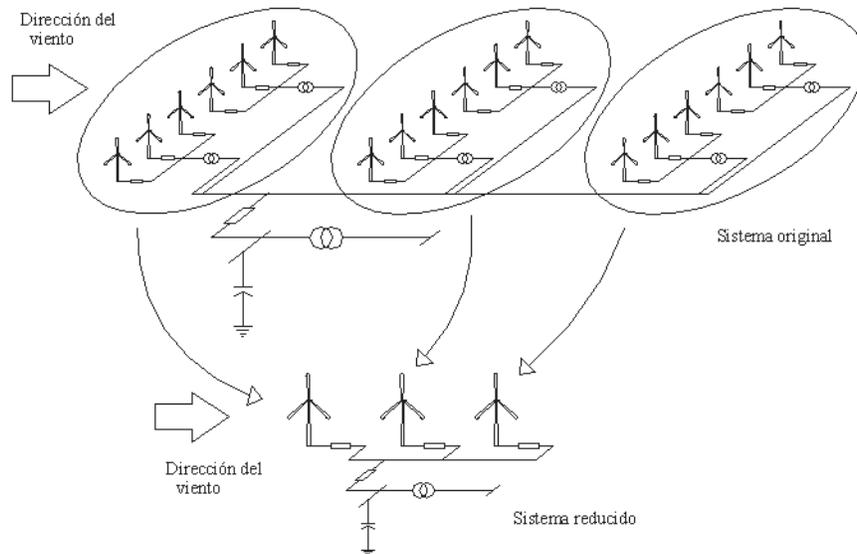


Figura 2.14 Modelo de un Parque Eólico mediante la agregación de turbinas [Ledema01].

La agregación de turbinas es matemáticamente exacta cuando todos los aerogeneradores agrupados son iguales, están conectados en paralelo y reciben viento a la misma velocidad. En el caso de que no se cumpla alguna de estas condiciones, el modelo agregado deja de ser idéntico al original, ya que, si los aerogeneradores no son iguales con las mismas características

electromecánicas reaccionarán en forma diferente bajo una misma condición de viento, o si no se tiene una misma condición de viento se tendrá un par mecánico diferente en las turbinas no siendo factible la aplicación de la agregación de turbinas [Ledesma01].

Existen varios factores que afectan a la exactitud de la agregación de turbinas:

1. Variaciones cíclicas del par en cada aerogenerador.
2. Turbulencia del viento.
3. Variaciones permanentes del par entre aerogeneradores.

Las variaciones cíclicas del par son debidas a fenómenos tales como la estratificación del viento (variación del viento con la altura), el efecto de sombra de torre o el peso de las aspas.

La turbulencia del viento también provoca una variación distinta del par en cada aerogenerador. Por otro lado, el aumento del número de aerogeneradores tiende estadísticamente a mitigar el efecto de la turbulencia.

Las variaciones permanentes del par entre aerogeneradores son debidas a la influencia de unas turbinas sobre otras. Cada turbina provoca una disminución de la velocidad del viento, conocida como efecto estela, que afecta a los aerogeneradores situados en el siguiente grupo de turbinas en dirección de la circulación del viento dominante. Este efecto puede ser considerado mediante la agregación de aquellas turbinas que reciban una velocidad del viento similar. En la Figura 2.15, por ejemplo, las turbinas de la primera fila reciben un viento a mayor velocidad que las de la segunda fila, y así sucesivamente, por lo que cada fila se agrupa por separado.

El efecto estela depende tanto de la situación de las turbinas como de la dirección del viento incidente. Por ejemplo, considerando la disposición de las turbinas de un parque y la dirección del viento representadas en la Figura 2.15, el modelo del parque podría consistir en tres turbinas equivalentes que representen, respectivamente, a las turbinas 1 a 6 con un viento mayor, a las turbinas 7 a 10 con un viento medio, y a las turbinas 11 y 12 con un viento menor.

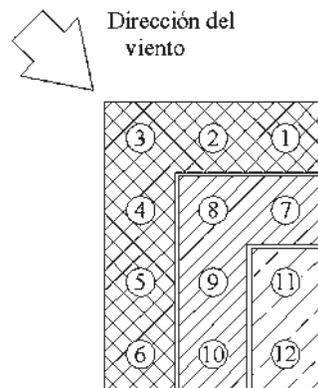


Figura 2.15 Efecto estela en el interior de un parque eólico.

La decisión de qué turbinas deben ser agregadas depende de cada caso en particular y de la exactitud requerida en el análisis. En el caso de sistemas grandes y fallas lejanas, es suficiente reproducir el parque como una única turbina. En el estudio de parques concretos puede ser conveniente la agrupación de aquellas turbinas que reciban un viento similar, o incluso la representación de todos los aerogeneradores por separado [Ledesma01].

2.6 Conclusiones.

El tipo de aerogenerador más usado actualmente es el aerogenerador con eje en posición horizontal a barlovento. Para el diseño de parques eólicos se utilizan aerogeneradores mayores de 100 Kw, el tipo de generador más utilizado es el generador de inducción (jaula de ardilla y rotor devanado), aunque el generador síncrono también se usa (tipo D), la elección de una configuración para formar un parque eólico depende de las características eólicas del sitio de instalación, la interacción con el sistema de potencia, la inversión y el mantenimiento necesario.

Las turbinas eólicas de velocidad variable permiten usar otros tipos de generadores, así también amplían las combinaciones posibles entre generadores y convertidores.

Como componentes adicionales del aerogenerador o del parque eólico, se incluyen controles digitales, sistemas SCADA y sistemas de almacenamiento de energía.

La elección de un aerogenerador en cuanto a su sistema mecánico y el tipo de generador usado depende de las características de operación, eficiencia, calidad de la energía, protección, forma de conexión en el parque y en la red, además de su servicio, consideraciones ambientales y costo.

Se debe resaltar la importancia que la electrónica de potencia y los convertidores de potencia en particular están adquiriendo rápidamente dentro de las formas de conexión de los aerogeneradores y en la formación de los parques eólicos y su conexión a la red eléctrica mejorando su diseño, operación y la calidad de la energía. La tendencia dentro de la electrónica de potencia es diseñar dispositivos con mayor potencia nominal y mejores características de operación, lo cuál puede originar una mayor aplicación dentro de la generación eólica.

Una tendencia en la generación eólica es que los parques eólicos se comporten como plantas generadoras dentro del sistema de potencia desarrollando características propias de este tipo de plantas. Los dispositivos de electrónica de potencia pueden mejorar el control de la generación eólica, mejorando así su conexión con el sistema de potencia (estabilidad y calidad de la energía).

Mediante la agregación de turbinas es posible el modelado de varios aerogeneradores por medio de un modelo de aerogenerador modificado en sus características electromecánicas siempre y cuando se cumpla que los aerogeneradores a representar reciben la misma velocidad del viento, tienen las mismas características electromecánicas y se conectan en paralelo.

Capítulo 3

Modelos de Aerogeneradores Asíncronos en espacio de estado.

3.1 Introducción

En la Figura 3.1 se presenta un modelo en diagrama de bloques de un aerogenerador:

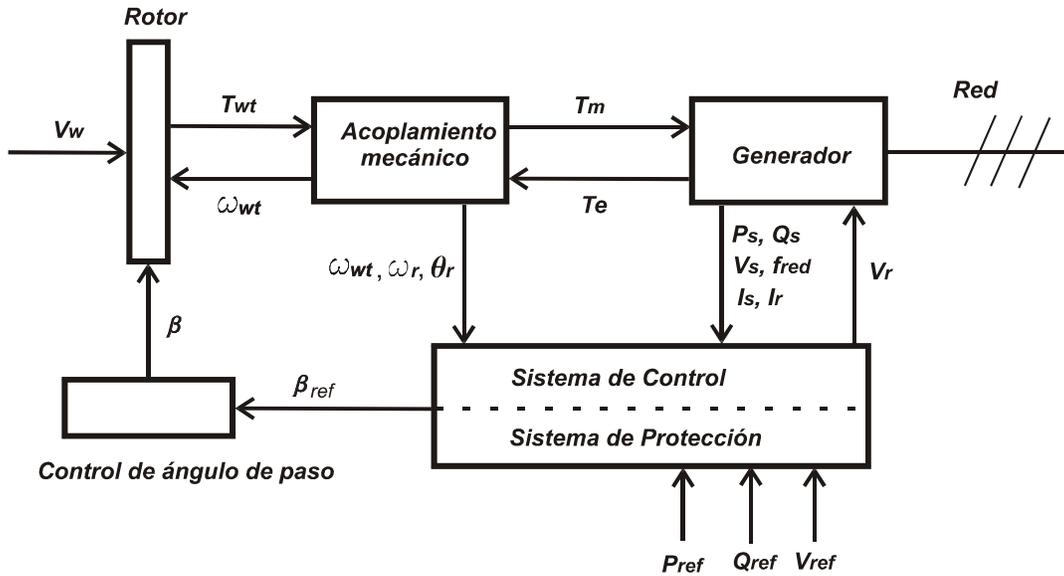


Figura 3.1 Diagrama de bloques de un modelo genérico de un aerogenerador [Ackermann05]

De la representación de diagrama de bloques se puede derivar la función de transferencia del modelo y pasar a una representación matemática mediante ecuaciones diferenciales, las cuales pueden ser representadas en espacio de estado a partir de la definición de variables de estado.

El modelo dinámico que se utiliza para analizar el comportamiento de un sistema, puede consistir de una o más ecuaciones diferenciales que describen las características y el comportamiento del sistema, estas ecuaciones diferenciales se pueden representar en dos formas: la función de transferencia o la representación en espacio de estado. La función de transferencia utiliza la transformada de Laplace y caracteriza el sistema en el dominio de la frecuencia, mientras que la representación en espacio de estado caracteriza el sistema en el dominio del tiempo [Manwell *et al.* 06].

Un modelo matemático de un sistema dinámico tal como un aerogenerador se define como un conjunto de ecuaciones que representan la dinámica del sistema con un cierto grado de precisión, dependiendo de la complejidad del modelo o bien de las consideraciones supuestas en

su realización. El modelo matemático de un sistema no es único, puede tomar muchas formas dependiendo de cada perspectiva.

La dinámica de muchos sistemas se puede describir en términos de ecuaciones diferenciales, estas se obtienen a partir de leyes físicas que gobiernan al sistema. Dependiendo del sistema y de las circunstancias específicas, un modelo matemático puede ser más conveniente que otros; en problemas de control es útil la representación en espacio de estado, tal como es el caso en el control de voltaje, potencia y velocidad en un aerogenerador.

Al deducir un modelo matemático se debe establecer un equilibrio entre la simplicidad y la precisión de los resultados del análisis. Es conveniente desarrollar primero un modelo simplificado para obtener una idea general de la solución, luego se desarrolla un modelo matemático más completo y se usa para un análisis más detallado del sistema.

3.1.1 Modelo del Aerogenerador

En esta sección se presentan los modelos de los subsistemas que forman parte de un aerogenerador, los cuales son: velocidad del viento, aerodinámico, acoplamiento mecánico de la flecha, generador eléctrico (síncrono o de inducción). En la Figura 3.2 se muestra el diagrama de bloques de la estructura general de un aerogenerador.

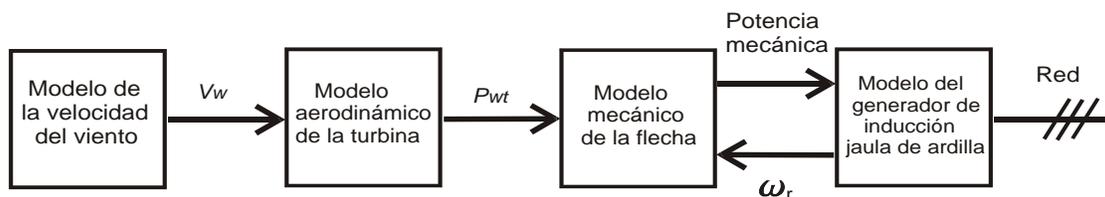


Figura 3.2 Diagrama de bloques del modelo de un aerogenerador.

En las secciones siguientes se detallan cada uno de estos modelos para la realización del modelo formulado en espacio de estado, el cuál debe tomar en cuenta el modelo de cada bloque con sus entradas y salidas, estableciendo de esta forma el modelo para un aerogenerador y a su vez para el modelo de un parque eólico.

3.2 Formulación en Espacio de Estado

Los sistemas electromecánicos y sus controles, tales como los aerogeneradores, se pueden representar en espacio de estado por medio de un sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias y un conjunto de ecuaciones algebraicas, estas ecuaciones se pueden expresar mediante una notación vectorial-matricial. La representación matricial simplifica la representación matemática de los sistemas de ecuaciones, también el aumento en el número de variables de estado, entradas o salidas, no aumenta la complejidad de las ecuaciones [Ogata93].

La notación para modelar el sistema está representada por las Ecuaciones (3.1) y (3.2):

$$\dot{x} = f(x, u, t) \quad (3.1)$$

$$y = g(x, u, t) \quad (3.2)$$

Donde f es el vector que contiene las n ecuaciones diferenciales de primer orden, x es el vector que contiene las n variables de estado, u es el vector que contiene las variables de entrada, g es el vector que contiene las ecuaciones algebraicas, y es el vector que contiene las variables de salida y t es la variable de tiempo.

La expresión para \dot{x} es la ecuación de estado y la expresión para y es la ecuación de salida; si las funciones vectoriales f y g están a su vez en función del tiempo, el sistema se denomina variante en el tiempo.

Si las ecuaciones de estado y de salida se linealizan o son lineales se pueden expresar mediante:

$$\dot{x}(t) = A(t)x(t) + B(t)u(t) \quad (3.3)$$

$$y(t) = C(t)x(t) + D(t)u(t) \quad (3.4)$$

Donde $A(t)$ es la matriz de estado, $B(t)$ es la matriz de entrada, $C(t)$ es la matriz de salida y $D(t)$ es la matriz de transmisión directa.

Con un intervalo de tiempo de integración Δt , la solución de la Ecuación (3.3) en el tiempo t puede ser expresada en términos de la solución en $t - \Delta t$:

$$x(t) = x(t - \Delta t) + \int_{t-\Delta t}^t [A(\zeta)x(\zeta) + B(\zeta)g(\zeta)]d\zeta \quad (3.5)$$

Donde ζ es la variable de integración.

Si f y g no dependen del tiempo, el sistema se denomina invariante en el tiempo, en este caso las ecuaciones anteriores se simplifican a las ecuaciones:

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) \quad (3.6)$$

$$y(t) = Cx(t) + Du(t) \quad (3.7)$$

La solución del sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias se puede calcular numéricamente aplicando el método de la regla trapezoidal o Euler modificado [Zill02, Kundur94], la formulación de este método es:

$$x_{k+1} = x_k + \frac{1}{2}h[f(t_k, x_k) + f(t_{k+1}, x_{k+1})] \quad (3.8)$$

Donde h es el paso de integración, t es la variable independiente. Este es un método implícito, ya que x_{k+1} , que va a ser calculado en el paso k , aparece implícitamente en el lado derecho de la ecuación, por lo que en cada paso k se requiere realizar un proceso iterativo, llevando a la ecuación anterior a la forma:

$$x_{k+1}^{(i+1)} = x_k + \frac{1}{2}h[f(t_k, x_k) + f(t_{k+1}, x_{k+1}^{(i)})] \quad (3.9)$$

Una buena estimación inicial para $x_{k+1}^{(0)}$ puede obtenerse de la formula:

$$x_{k+1}^{(0)} = x_k + hf(x_k, y_k) \quad (3.10)$$

A este proceso se le conoce como método predictor-corrector, el proceso concluye cuando se satisface una determinada tolerancia de la diferencia absoluta entre las dos últimas iteraciones, que se cumpla un cierto número de iteraciones, o bien se tenga especificado un rango de tiempo de estudio.

En la solución del sistema de ecuaciones diferenciales se puede aplicar también el método de Runge-Kutta de cuarto orden u otros métodos de integración numérica [Zill02, Kundur94].

3.2.1 Representación en espacio de estado del aerogenerador.

Para obtener la representación en espacio de estado del aerogenerador es necesario tomar en cuenta el sistema completo que lo conforma. En la Figura 3.3 se tiene el diagrama esquemático con las partes principales del aerogenerador, en la Figura 3.2 se muestra el diagrama de bloques correspondiente a estas partes. Se observa que del lado izquierdo se encuentra el modelo de la velocidad del viento; su energía cinética en un lapso de tiempo se convierte en potencia mecánica por medio del modelo aerodinámico de los alabes del rotor de la turbina eólica. Esta potencia mecánica sirve a su vez como entrada al modelo del acoplamiento mecánico del eje de baja velocidad alto par del aerogenerador con la caja multiplicadora y el eje de alta velocidad bajo par del generador de inducción jaula de ardilla. La salida del sistema mecánico es la potencia mecánica y tiene como entrada la velocidad angular del rotor del generador.

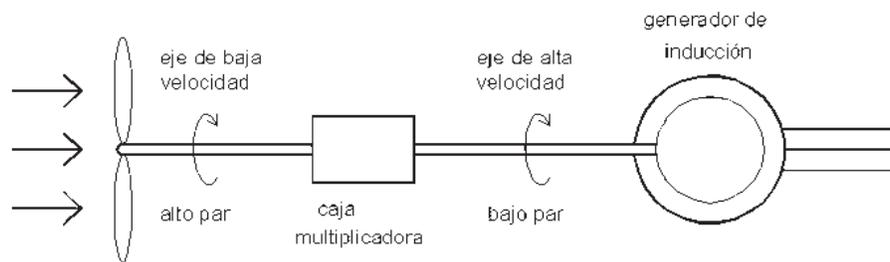


Figura 3.3 Diagrama esquemático de un aerogenerador.

3.2.2 Modelo de la Velocidad del Viento

El modelo de la velocidad de viento utilizado en este trabajo tiene una estructura similar al presentado en [Ackermann05]. El modelo se compone de la suma de cuatro componentes, las cuales se describen a continuación:

- Valor promedio inicial de la velocidad de viento, V_{wa}
- Componente rampa, V_{wr}
- Componente ráfaga, V_{wg}
- Componente de ruido o turbulencia, V_{wt}

La componente rampa es caracterizada por tres parámetros; la amplitud de la velocidad rampa del viento, A_r en (m/s), el arranque de la velocidad rampa del viento, T_{sr} en (seg), y el paro de la velocidad rampa del viento, T_{er} en (seg). La componente rampa de la velocidad del viento se describe por las siguientes expresiones:

$$V_{wr}(t) = 0, \quad t < T_{sr} \quad (3.11)$$

$$V_{wr}(t) = A_r \frac{(t - T_{sr})}{(T_{er} - T_{sr})}, \quad T_{sr} \leq t \leq T_{er} \quad (3.12)$$

$$V_{wr}(t) = A_r, \quad T_{er} < t \quad (3.13)$$

La componente ráfaga es caracterizada por tres parámetros: la amplitud de la velocidad ráfaga del viento A_g , en m/s, el arranque de la velocidad ráfaga del viento T_{sg} , en segundos, y el paro de la velocidad ráfaga del viento T_{eg} , en segundos. La componente ráfaga de la velocidad del viento se describe por las siguientes expresiones:

$$V_{wg}(t) = 0, \quad t < T_{sg} \quad (3.14)$$

$$V_{wg}(t) = A_g \left\{ 1 - \cos \left[2\pi \left(\frac{t - T_{sg}}{T_{eg} - T_{sg}} \right) \right] \right\}, \quad T_{sg} \leq t \leq T_{eg} \quad (3.15)$$

$$V_{wg}(t) = 0, \quad T_{eg} < t \quad (3.16)$$

La componente de turbulencia o ruido de la velocidad de viento se representa por la siguiente función,

$$\omega_i = (i - 0.5)DW \quad (3.17)$$

$$S_V(\omega_i) = \frac{2KN_oFo^2|\omega_i|}{\pi^2 \left[1 + \left(\frac{Fo\omega_i}{V_{wa}\pi} \right)^2 \right]^{\frac{4}{3}}} \quad (3.18)$$

Donde DW es el parámetro de control de la amplitud de la turbulencia (0.5-2.0), KN_o es el coeficiente de la resistencia aerodinámica en la superficie, Fo es la escala de la turbulencia, V_{wa} es la velocidad promedio del viento.

La siguiente ecuación se aplica para obtener la componente de turbulencia,

$$V_{wt}(t) = 2 \sum_{i=1}^N \sqrt{S_V(\omega_i)DW} \cos(\omega_i t + \phi_i) \quad (3.19)$$

Donde N y ϕ_i son el número de componentes en la turbulencia (0-50) y el ángulo de fase aleatorio entre 0 y 2π respectivamente [Anderson83].

Finalmente, la ecuación que modela el comportamiento de la velocidad del viento se obtiene de la forma,

$$V_w(t) = V_{wa} + V_{wr}(t) + V_{wg}(t) + V_{wt}(t) \quad (3.20)$$

3.2.3 Modelo mecánico del aerogenerador

Para modelar los componentes mecánicos del aerogenerador generalmente se toman en cuenta los siguientes factores:

- Las características aerodinámicas de las aspas, que se traducen en una curva de potencia determinada, dependiente de la velocidad del viento.
- El sistema mecánico, formado por el conjunto de aspas, buje, multiplicador y acoplamiento al eje de alta velocidad del generador eléctrico. Se caracteriza por la inercia elevada de la turbina, y la baja rigidez del acoplamiento al generador eléctrico, especialmente en máquinas grandes.

3.2.3.1 Modelo aerodinámico de la turbina eólica

La velocidad de la turbina es generalmente mucho más baja que la velocidad para el generador eléctrico. Por esta razón, la velocidad de la turbina en la mayoría de los sistemas se eleva por medio de la caja multiplicadora, también hay turbinas con acoplamiento directo al generador. La capacidad de una turbina eólica para extraer la energía del viento depende de tres factores:

- La potencia eólica disponible.
- La curva de potencia de la máquina.
- El comportamiento de la máquina para responder a fluctuaciones en la velocidad del viento.

Desde el punto de vista de las características del rotor de la turbina de viento, estas pueden ser descritas por las relaciones entre la potencia total del viento y la potencia mecánica de la turbina. Estas relaciones se describen comenzando con la velocidad del viento entrante en el área barrida por las aspas de la turbina. Esta potencia eólica o del viento se expresa por,

$$P_{eolica} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_w^3 \quad (3.21)$$

Donde ρ es la densidad del aire en (kg/m^3), R es el radio de las aspas en (m) y V_w es la velocidad del viento en (m/s).

Como no es posible extraer toda la energía cinética del viento, esto significaría que el aire estaría parado directamente detrás de la turbina de viento. Esto no permitiría que el aire circule lejos de la turbina de viento, la velocidad del viento es reducida solamente por la turbina de viento, que extrae así una fracción de la energía del viento. Esta fracción es denominada coeficiente de potencia C_p de la turbina de viento.

Por lo tanto, para modelar la relación de la curva de potencia-viento (potencia mecánica) del aerogenerador, es necesario tomar en cuenta los factores anteriores, por lo que la potencia mecánica captada del viento se obtiene por,

$$P_{wt} = \frac{1}{2} \rho A_{wt} V_w^3 C_p(\lambda, \beta) \tag{3.22}$$

Donde P_{wt} es la potencia extraída de la turbina de viento (watts), A_{wt} es el área barrida por las aspas de la turbina (m^2), C_p es el coeficiente de potencia, β es el ángulo de inclinación de las aspas (grados), λ es la relación de la velocidad del viento en la punta de las aspas de la turbina y la velocidad del eje de la turbina.

La siguiente ecuación se utiliza para obtener la curva de aproximación del coeficiente de potencia, la cual, es generalmente proporcionada por los fabricantes [Ackermann05],

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \beta^{C_5} - C_6 \right) \exp\left(\frac{-C_7}{\lambda_i}\right) \tag{3.23}$$

Donde,

$$\lambda_i = \frac{1}{\left[\left(\frac{1}{\lambda + C_8 \beta} \right) - \left(\frac{C_9}{\beta^3 + 1} \right) \right]} \tag{3.24}$$

$$\lambda = \frac{\omega_{wt} R}{V_w} \tag{3.25}$$

En la Tabla 3.1 se presentan las aproximaciones de las constantes de las Ecuaciones (3.23) y (3.24) para obtener las curvas de potencia para turbinas eólicas de velocidad fija y variable [Ackermman05].

Tabla 3.1 Aproximación de las curvas de potencia.

Turbinas	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9
Heier (1998)	0.5	116	0.4	0	-	5	21	0.08	0.035
Velocidad Constante	0.44	125	0	0	0	6.94	16.5	0	-0.002
Velocidad Variable	0.73	151	0.58	0.002	2.14	13.2	18.4	-0.02	-0.003

Se observa que la potencia mecánica de la turbina eólica depende de la velocidad del viento y de la velocidad de giro de las aspas. La relación entre C_p , λ y β depende del diseño y

construcción de la turbina [Ledesma01]. Generalmente el coeficiente de potencia C_p es conocido como valor máximo teórico o límite de Betz que puede alcanzar una turbina eólica; este valor es como máximo 0.59. En forma práctica, para turbinas de dos aspas el valor máximo del C_p es de 0.5 para velocidades altas y valores entre 0.2 y 0.4 para turbinas de velocidades bajas con más aspas [Patel99]. En la Figura 3.4 se muestra la curva típica de C_p respecto de λ para una turbina de eje horizontal para diferentes ángulos de inclinación de las aspas.

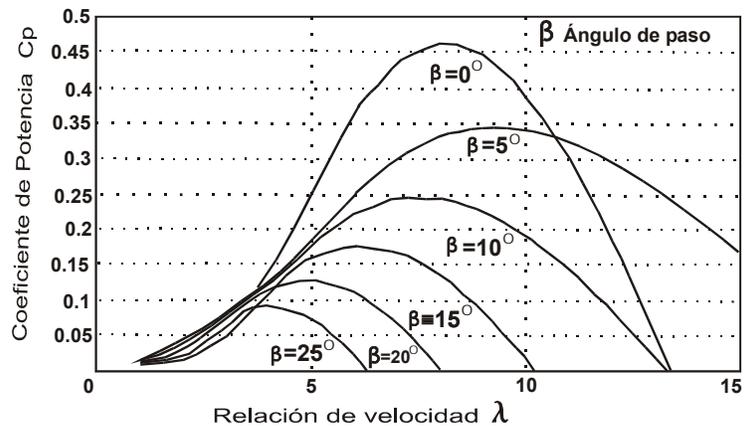


Figura 3.4 Relación entre λ , β y C_p .

Si el par mecánico es utilizado en lugar de la potencia mecánica, conviene calcularlo a partir de la potencia mecánica, utilizando la velocidad rotacional de la turbina de viento ω_{wt} . Por lo tanto, el par mecánico se obtiene de la forma,

$$T_{wt} = \frac{P_{wt}}{\omega_{wt}} \quad (3.26)$$

3.2.3.2 Modelo mecánico del sistema de transmisión.

Para modelar los componentes mecánicos de una turbina eólica, es necesario considerar los siguientes componentes [Ledesma01]:

- Las aspas
- Eje de baja velocidad, alto par
- Caja multiplicadora
- Eje de alta velocidad, bajo par
- Rotor del generador eléctrico

El eje de baja velocidad contiene las aspas y el buje, y el eje de alta velocidad contiene al rotor del generador eléctrico. Sin embargo, existen diseños que se apartan de este esquema.

Algunas turbinas con generadores de polos múltiples eliminan la caja de engranes, lo cual permite una reducción de la elasticidad del acoplamiento entre el buje y el generador.

En algunos estudios se representan por separado las aspas, el eje de baja velocidad y el eje de alta velocidad. Sin embargo, existen diferentes tipos de modelos de sistemas mecánicos, los cuales se clasifican de acuerdo al tipo de configuración que se pretenda analizar. En la Figura 3.5 se muestran los diferentes tipos de modelos mecánicos para representar el sistema de transmisión de acuerdo al número de masas [Ledesma01].

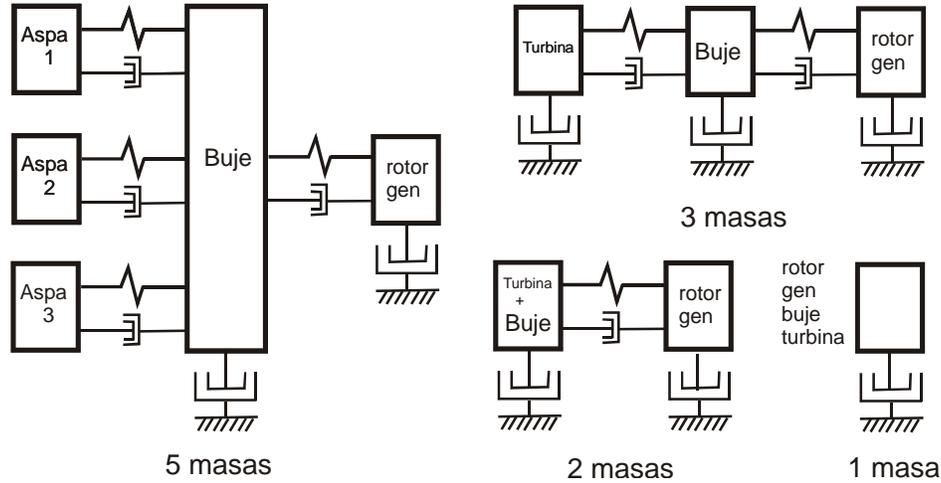


Figura 3.5 Modelos del sistema mecánico del aerogenerador.

Los modelos más utilizados para la representación del sistema de transmisión mecánico de la flecha en el análisis dinámico de turbinas eólicas son los modelos de una y dos masas [Akhmatov03].

El modelo de una masa se representa por una constante de inercia, es decir, por la suma de las constantes de inercia del rotor de la turbina eólica y el rotor del generador de inducción.

$$H_{tg} = H_{wt} + H_g \tag{3.27}$$

Donde H_{tg} indica el agrupamiento de las dos constantes de inercia en segundos, H_{wt} y H_g las constantes de inercia de la turbina y el rotor del generador de inducción. Por lo tanto, la ecuación dinámica de una masa se representa por,

$$\frac{d\omega_{tg}}{dt} = \frac{T_{wt} - T_e - D_{tg} \omega_{tg}}{2H_{tg}} \tag{3.28}$$

Donde ω_{tg} es la velocidad rotacional del sistema mecánico de una masa, T_e es el par electromagnético del generador de inducción (pu) y D_{tg} el coeficiente de amortiguamiento de la flecha en (pu). En la mayoría de los casos de estudio de este trabajo se utiliza el modelo de una masa aunque en otros se utiliza también el modelo de dos masas.

El modelo de dos masas de acuerdo con la Figura 3.6 agrupa las aspas, el eje, la caja de engranes y el rotor del generador de inducción. Por lo que el modelo dinámico del sistema de dos masas se representa por medio de las siguientes ecuaciones [Ackermann05],

$$\frac{d\omega_{wt}}{dt} = \frac{T_{wt} - K_s\theta_s - D_{wt}\omega_{wt}}{2H_{wt}} \quad (3.29)$$

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{K_s\theta_s - T_e - D_g\omega_g}{2H_g} \quad (3.30)$$

$$\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_b(\omega_{wt} - \omega_g) \quad (3.31)$$

Donde K_s es el coeficiente de rigidez en pu/rad-elect, D_{wt} y D_g representan los coeficientes de amortiguamiento del rotor de la turbina y del rotor del generador en pu, respectivamente, H_{wt} y H_g indican las constantes de inercia del rotor de la turbina y el generador en segundos, θ_s es el desplazamiento angular entre los extremos de la flecha en grados y ω_b es la velocidad angular eléctrica base que usualmente es la velocidad angular de sincronismo de la red en rad/seg.

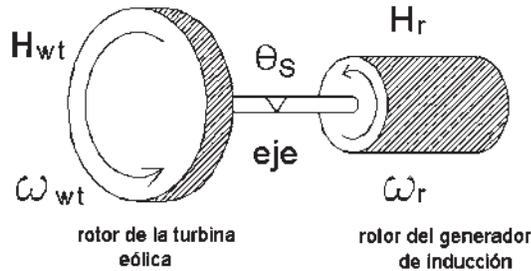


Figura 3.6 Modelo mecánico de dos masas [Ackermann05].

3.2.4 Modelo del generador de inducción.

Con el aumento de la generación eólica, actualmente la mayoría de los sistemas son de velocidad variable, aunque también se instalan los sistemas de velocidad fija, equipados con generadores de

inducción jaula de ardilla o rotor devanado. Los generadores de inducción han sido usados desde los inicios de la generación eólica y actualmente las turbinas eólicas con generadores de este tipo son los predominantes en las instalaciones y en el mercado. Además de que este tipo de generadores son de bajo costo, requieren de poco mantenimiento, son robustos y es posible modelarlos.

El modelo de la máquina asíncrona puede representar la operación como generador o como motor, esto depende de la referencia en el signo del par mecánico utilizado en las ecuaciones, usualmente es positivo como motor y negativo como generador. La parte eléctrica de la máquina se puede representar como un modelo en espacio de estado de tercero, cuarto o sexto orden (según el número de ecuaciones diferenciales) y la parte mecánica como un sistema de primer orden (una masa), aunque se puede representar como un sistema de segundo orden (2 masas), tercer orden (3 masas) y quinto orden (5 masas) dependiendo del modelado y análisis requeridos.

Los devanados de una máquina de inducción trifásica de dos polos conectada en estrella se muestran en la Figura 3.7:

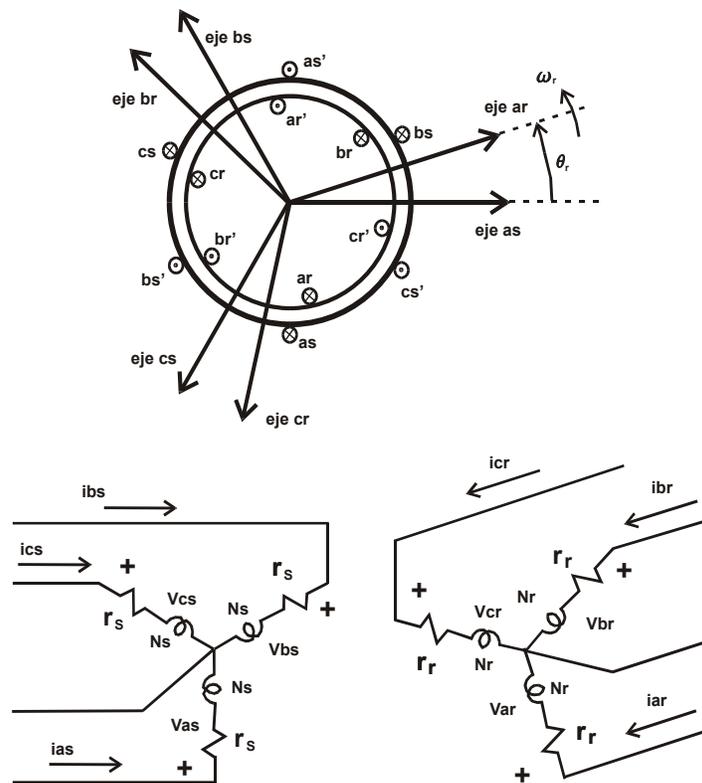


Figura 3.7 Máquina de inducción simétrica trifásica conectada en estrella de 2 polos [Krause *et al.* 02].

Los devanados del estator tienen N_s vueltas y resistencia r_s , los devanados del rotor pueden ser devanados o forjados como en la máquina de inducción jaula de ardilla, su número de

vueltas es N_r y su resistencia r_r . El entrehierro de una máquina de inducción es uniforme y se considera que los devanados del estator y rotor están distribuidos senoidalmente en forma uniforme.

Las ecuaciones dinámicas que modelan al generador de inducción jaula de ardilla en un marco de referencia arbitrario en el dominio qd0 con un sistema de sexto orden [Krause *et al.* 02] son:

$$v_{qs} = r_s i_{qs} + \frac{\omega}{\omega_b} \psi_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{qs}}{dt} \quad (3.32)$$

$$v_{ds} = r_s i_{ds} - \frac{\omega}{\omega_b} \psi_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{ds}}{dt} \quad (3.33)$$

$$v_{0s} = r_s i_{0s} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{0s}}{dt} \quad (3.34)$$

$$v_{qr} = r_r i_{qr} + \left(\frac{\omega - \omega_r}{\omega_b}\right) \psi_{dr} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (3.35)$$

$$v_{dr} = r_r i_{dr} - \left(\frac{\omega - \omega_r}{\omega_b}\right) \psi_{qr} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (3.36)$$

$$v_{0r} = r_r i_{0r} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{0r}}{dt} \quad (3.37)$$

Donde ω_b es la velocidad angular eléctrica base.

Los enlaces de flujo de las ecuaciones de estado se calculan de la siguiente forma,

$$\psi_{qs} = X_{ls} i_{qs} + X_M (i_{qs} + i_{qr}) \quad (3.38)$$

$$\psi_{ds} = X_{ls} i_{ds} + X_M (i_{ds} + i_{dr}) \quad (3.39)$$

$$\psi_{0s} = X_{ls} i_{0s} \quad (3.40)$$

$$\psi_{qr} = X_{lr} i_{qr} + X_M (i_{qs} + i_{qr}) \quad (3.41)$$

$$\psi_{dr} = X_{lr} i_{dr} + X_M (i_{ds} + i_{dr}) \quad (3.42)$$

$$\psi_{0r} = X_{lr} i_{0r} \quad (3.43)$$

Resolviendo para las corrientes el sistema de Ecuaciones (3.38)-(3.43):

$$\begin{bmatrix} i_{qs} \\ i_{ds} \\ i_{0s} \\ i_{qr} \\ i_{dr} \\ i_{0r} \end{bmatrix} = \frac{1}{D} \begin{bmatrix} X_{rr} & 0 & 0 & -X_M & 0 & 0 \\ 0 & X_{rr} & 0 & 0 & -X_M & 0 \\ 0 & 0 & \frac{D}{X_{ls}} & 0 & 0 & 0 \\ -X_M & 0 & 0 & X_{SS} & 0 & 0 \\ 0 & -X_M & 0 & 0 & X_{SS} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{D}{X_{lr}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_{qs} \\ \psi_{ds} \\ \psi_{0s} \\ \psi_{qr} \\ \psi_{dr} \\ \psi_{0r} \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

$$\text{donde: } X_{SS} = X_{ls} + X_M, \quad X_{rr} = X_{lr} + X_M \quad \text{y} \quad D = X_{SS}X_{rr} - X_M^2$$

Substituyendo (3.44) en (3.32) a (3.37) se obtienen las ecuaciones de voltaje en función de los enlaces de flujo por segundo,

$$v_{qs} = \frac{r_s X_{rr}}{D} \psi_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \frac{\omega}{\omega_b} \psi_{ds} - \frac{r_s X_M}{D} \psi_{qr} \quad (3.45)$$

$$v_{ds} = \frac{r_s X_{rr}}{D} \psi_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \frac{\omega}{\omega_b} \psi_{qs} - \frac{r_s X_M}{D} \psi_{dr} \quad (3.46)$$

$$v_{0s} = \frac{r_s}{X_{ls}} \psi_{0s} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{0s}}{dt} \quad (3.47)$$

$$v_{qr} = -\frac{r_r X_M}{D} \psi_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{qr}}{dt} + \left(\frac{\omega - \omega_r}{\omega_b}\right) \psi_{dr} + \frac{r_r X_{SS}}{D} \psi_{qr} \quad (3.48)$$

$$v_{dr} = -\frac{r_r X_M}{D} \psi_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{dr}}{dt} - \left(\frac{\omega - \omega_r}{\omega_b}\right) \psi_{qr} + \frac{r_r X_{SS}}{D} \psi_{dr} \quad (3.49)$$

$$v_{0r} = \frac{r_r}{X_{lr}} \psi_{0r} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{0r}}{dt} \quad (3.50)$$

Tomando los enlaces de flujo por segundo como variables de estado se obtiene la formulación en espacio de estado de sexto orden para la máquina de inducción,

$$\frac{d\psi_{qs}}{dt} = \omega_b \left(-\frac{r_s X_{rr}}{D} \psi_{qs} - \frac{\omega}{\omega_b} \psi_{ds} + \frac{r_s X_M}{D} \psi_{qr} + v_{qs} \right) \quad (3.51)$$

$$\frac{d\psi_{ds}}{dt} = \omega_b \left(-\frac{r_s X_{rr}}{D} \psi_{ds} + \frac{\omega}{\omega_b} \psi_{qs} + \frac{r_s X_M}{D} \psi_{dr} + v_{ds} \right) \quad (3.52)$$

$$\frac{d\psi_{0s}}{dt} = \omega_b \left(-\frac{r_s}{X_{ls}} \psi_{0s} + v_{0s} \right) \quad (3.53)$$

$$\frac{d\psi_{qr}}{dt} = \omega_b \left(\frac{r_r X_M}{D} \psi_{qs} - \left(\frac{\omega - \omega_r}{\omega_b} \right) \psi_{dr} - \frac{r_r X_{SS}}{D} \psi_{qr} + v_{qr} \right) \quad (3.54)$$

$$\frac{d\psi_{dr}}{dt} = \omega_b \left(\frac{r_r X_M}{D} \psi_{ds} + \left(\frac{\omega - \omega_r}{\omega_b} \right) \psi_{qr} - \frac{r_r X_{SS}}{D} \psi_{dr} + v_{dr} \right) \quad (3.55)$$

$$\frac{d\psi_{0r}}{dt} = \omega_b \left(-\frac{r_r}{X_{lr}} \psi_{0r} + v_{0r} \right) \quad (3.56)$$

Matricialmente:

$$\begin{bmatrix} \frac{d\psi_{qs}}{dt} \\ \frac{d\psi_{ds}}{dt} \\ \frac{d\psi_{0s}}{dt} \\ \frac{d\psi_{qr}}{dt} \\ \frac{d\psi_{dr}}{dt} \\ \frac{d\psi_{0r}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\omega_b \frac{r_s X_{rr}}{D} & -\omega & 0 & \omega_b \frac{r_s X_M}{D} & 0 & 0 \\ \omega & -\omega_b \frac{r_s X_{rr}}{D} & 0 & 0 & \omega_b \frac{r_s X_M}{D} & 0 \\ 0 & 0 & -\omega_b \frac{r_s}{X_{ls}} & 0 & 0 & 0 \\ \omega_b \frac{r_r X_M}{D} & 0 & -\omega_b \frac{r_r X_{SS}}{D} & -(\omega - \omega_r) & 0 & 0 \\ 0 & \omega_b \frac{r_r X_M}{D} & 0 & (\omega - \omega_r) & -\omega_b \frac{r_r X_{SS}}{D} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\omega_b \frac{r_r}{X_{lr}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_{qs} \\ \psi_{ds} \\ \psi_{0s} \\ \psi_{qr} \\ \psi_{dr} \\ \psi_{0r} \end{bmatrix} + \omega_b \begin{bmatrix} v_{qs} \\ v_{ds} \\ v_{0s} \\ v_{qr} \\ v_{dr} \\ v_{0r} \end{bmatrix} \quad (3.57)$$

La Ecuación (3.57) tiene la forma $\dot{x} = Ax + Bu$, donde ω es la velocidad del marco de referencia según se detalla en la Sección 3.2.5.

El vector de entrada es el vector de voltajes del estator y rotor en el dominio qd0 (v_{qs} , v_{ds} , v_{0s} , v_{qr} , v_{dr} , v_{0r}).

La ecuación del par electromagnético en por unidad dada en términos de enlaces de flujo por segundo y corrientes expresados en por unidad esta dada por,

$$T_e = \psi_{qr} i_{dr} - \psi_{dr} i_{qr} \quad (3.58)$$

La ecuación de la aceleración del rotor del generador es,

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{2H_m} (T_m - T_e) \quad (3.59)$$

La posición angular del rotor se determina mediante,

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_m \quad (3.60)$$

Las potencias real y reactiva se pueden calcular con los valores de voltaje y corriente en el dominio qd0 mediante las siguientes expresiones [Krause *et al.* 02]:

$$P = v_{qs}i_{qs} + v_{ds}i_{ds} \tag{3.61}$$

$$Q = v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs} \tag{3.62}$$

Considerando condición balanceada, orden las cantidades del eje 0 son iguales a 0. El orden del sistema para representar al generador depende del número de ecuaciones diferenciales que se toman en cuenta en el modelo, lo cuál se relaciona con el estudio o análisis que se quiera realizar; por ejemplo, para estudios de estabilidad es aceptable un modelo de cuarto orden para el generador de inducción, por lo que cada caso se debe analizar para decidir que número de ecuaciones es necesario para representar cada modelo con suficiente exactitud, según el estudio que se quiera realizar. El modelo de tercer orden para la máquina de inducción se deduce en la Sección 3.4 donde se trata la interconexión con el sistema de potencia.

3.2.5 Marcos de referencia

Los marcos de referencia más usados en el análisis de las máquinas eléctricas y de los componentes del sistema de potencia son el marco de referencia estacionario, rotor y síncrono, los cuales se presentan en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Marcos de referencia [Krause *et al.* 02].

Marco de Referencia	Velocidad Marco de referencia	θ theta	$\theta - \theta_r$	Descripción	Transformación
Estacionario	0	0	$-\theta_r$	estacionario	Clarke $\alpha\beta$
Rotor	ω_r	θ_r	0	fijo en el rotor	Park $dq0$
Síncrono	ω_s velocidad síncrona	θ_s	$\theta_s - \theta_r$	rotatorio síncrono	

θ es el ángulo del marco de referencia; $\theta - \theta_r$ es la diferencia entre el ángulo del marco de referencia y la posición del rotor, como se indica en la Figura 3.8.

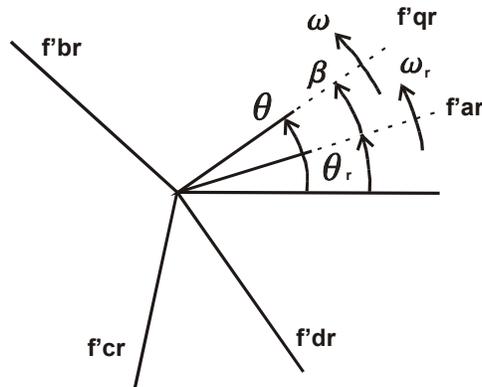


Figura 3.8 Transformación de circuitos del rotor.

El marco de referencia síncrono rota a una velocidad angular eléctrica correspondiente a la frecuencia de la red. Se elige un marco de referencia para usarlo en la conversión de las variables de la máquina de inducción. Las ecuaciones de estado de la máquina de inducción se pueden representar en diferentes marcos de referencia dependiendo del análisis o propósitos de simulación.

En la máquina de inducción, las inductancias están en función de la velocidad del rotor; los coeficientes de las ecuaciones diferenciales (ecuaciones de voltaje), las cuales describen el comportamiento de la máquina son variantes en el tiempo, excepto cuando el rotor se encuentra en reposo. Un cambio de variables reduce la complejidad de estas ecuaciones diferenciales, que es el objetivo de las transformaciones. La transformación general refiere las variables de la máquina a un marco de referencia que rota a una velocidad angular arbitraria, las demás transformaciones se derivan asignando la velocidad de rotación del marco de referencia correspondiente. Las ecuaciones de voltaje para cada marco de referencia pueden obtenerse de las ecuaciones de voltaje en un marco de referencia arbitrario, asignando la velocidad apropiada para ω ; esto es, $\omega = 0$ para el marco de referencia estacionario, $\omega = \omega_r$ para el marco de referencia fijo en el rotor, y $\omega = \omega_s$ para el marco de referencia síncrono [Krause *et al.* 02].

Para el análisis y modelado de generadores de inducción eólicos conectados a la red se elige el marco de referencia síncrono. En el apéndice A se describe la transformación dq0 usada en el modelo de la máquina de inducción.

3.2.6 Diagrama de bloques del modelo

Esta sección describe el flujo de información entre los distintos modelos y su implementación en los programas de simulación numérica Matlab y Pscad/EMTDC.

El simulador Pscad/EMTDC se utiliza para la validación de los modelos implementados en Matlab.

La Figura 3.9 muestra los módulos que intervienen en la representación de un aerogenerador de velocidad fija con generador de inducción y control por entrada en pérdida aerodinámica. El módulo que representa al generador de inducción intercambia información directamente con la red eléctrica, la interfaz entre el generador y la red puede ser un equivalente Thevenin.

Las variables de entrada a este módulo son el voltaje, la corriente en el nodo de conexión y el par mecánico aplicado al generador. Las variables de salida son las potencia real, potencia reactiva y la velocidad de giro del rotor ω_r .

Las variables de entrada al módulo del acoplamiento mecánico son el par de la turbina y la velocidad del eje de alta velocidad ω_r . Las variables de salida son el par mecánico aplicado al generador y la velocidad del eje de baja velocidad ω_{wt} .

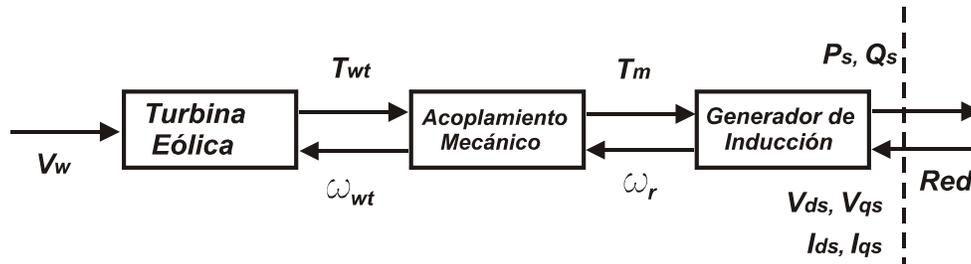


Figura 3.9 Diagrama de bloques de una turbina con generador de inducción y control por entrada en pérdida aerodinámica.

El módulo del par aplicado por el viento no contiene ninguna variable de estado, por lo que no interviene en el proceso de integración numérica. Este módulo calcula el par mecánico aplicado por el viento, a partir de la velocidad del viento y la velocidad de las aspas.

La Figura 3.10 presenta un diagrama de bloques modificado con el fin de incluir un control de velocidad por variación del ángulo de paso de las aspas. La variable de entrada al control del ángulo de paso de la aspa es la velocidad de giro de las aspas, y la variable de salida es el ángulo de paso en la aspa β . En esta configuración, el módulo del par aplicado por el viento calcula dicho par en función de la velocidad del viento, la velocidad de la turbina ω_{wt} , y el ángulo de paso β .

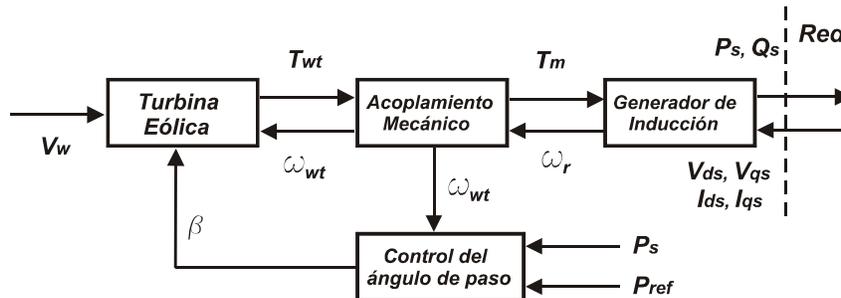


Figura 3.10 Diagrama de bloques de una turbina con generador de inducción y control de la potencia por variación del ángulo de paso.

La Figura 3.11 ilustra el diagrama de flujo simplificado para la simulación de aerogeneradores y parques eólicos en espacio de estado.

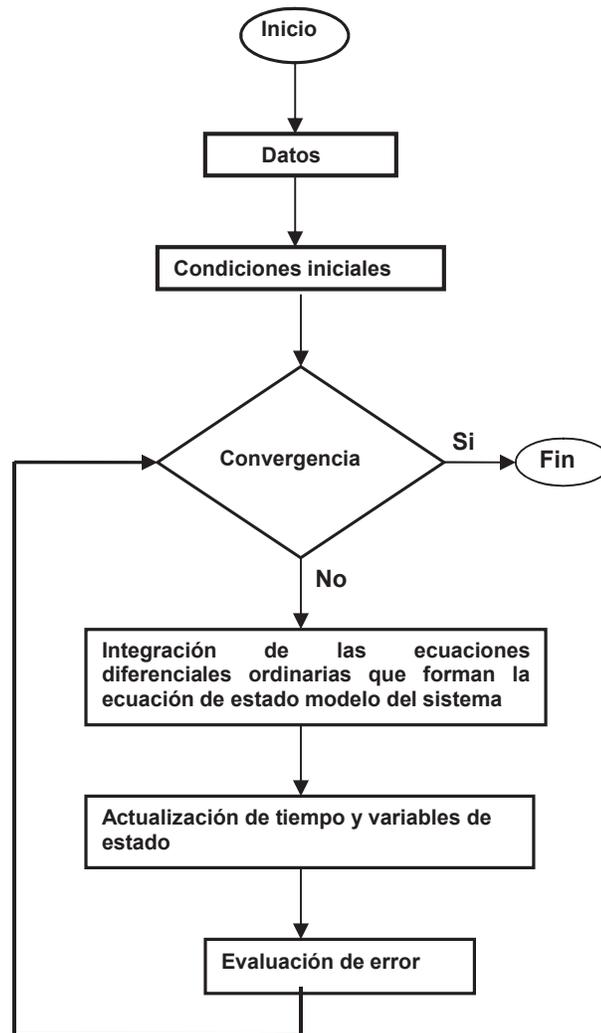


Figura 3.11 Diagrama de flujo simplificado para la simulación de modelos en espacio de estado.

3.2.7 Cálculo de las condiciones iniciales

En general, al establecer las condiciones iniciales para simular un caso de estudio donde se usa el modelo para un aerogenerador cabe partir de la velocidad del viento y alguna variable eléctrica (voltaje en el punto de conexión, potencia real o reactiva, etc.) o únicamente variables eléctricas.

Para simplificar el uso de los modelos, una técnica empleada para calcular las condiciones iniciales consiste en partir de las variables eléctricas en el punto de conexión del aerogenerador. Las condiciones iniciales de las variables de estado del aerogenerador y el viento inicial se determinan a partir de estas variables; las variables eléctricas pueden obtenerse en el punto de conexión mediante el cálculo del flujo de potencia en la red.

En el caso de que sea necesario reproducir una situación definida por una condición determinada de distribución de viento, el procedimiento a seguir consiste en asignar al aerogenerador la potencia activa correspondiente a la velocidad del viento incidente.

3.3 Incorporación de controles

Los controles principales en un aerogenerador son:

- Control del ángulo de paso β en la turbina eólica, para el control de la velocidad o potencia de la turbina.
- Control del voltaje generado en terminales del aerogenerador según su tipo en el punto de conexión a la red.
- Control de potencia real y reactiva mediante el control del ángulo de disparo en los convertidores (CA-CD-CA) dependiendo del tipo de aerogenerador.

En el modelo implementado en Matlab se incorpora el control del ángulo de paso β en la turbina como medio de control de la potencia generada.

3.3.1 Control del ángulo de paso β tipo proporcional integral (PI).

Un ejemplo de este control para el ángulo de paso β se muestra en Figura 3.12:

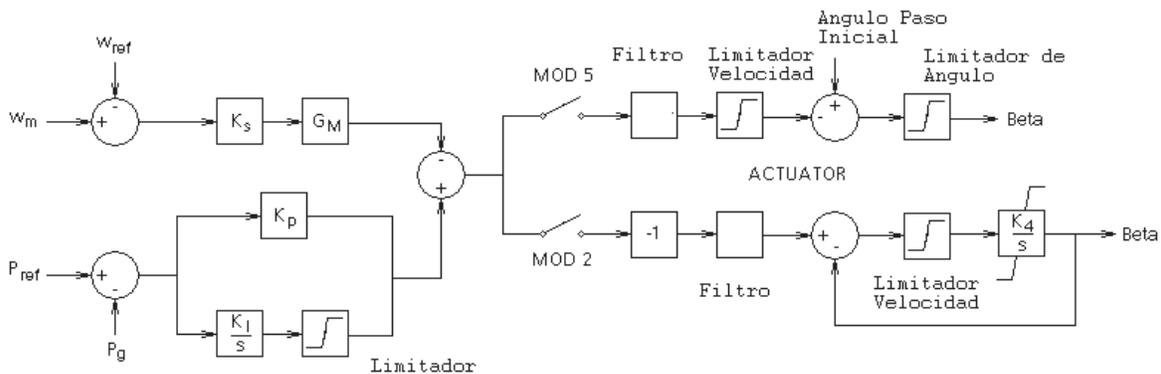


Figura 3.12 Control del ángulo de paso de un aerogenerador.

Donde:

- ω_m – velocidad mecánica del generador en rad/seg.
- ω_{ref} – velocidad de referencia en rad/seg.
- P_{ref} – Potencia de referencia demandada en MW.
- P_g – Potencia de salida del generador en pu basada en sus valores nominales.
- K_s – Ganancia en grados/pu.
- K_p – Ganancia proporcional en grados/pu.

- K_I – Ganancia integral en grados/pu.
- G_m – Ganancia del multiplicador en grados/pu.
- K_4 – Ganancia integral del actuador de las aspas en seg.

Los interruptores MOD 2 y MOD 5 se eligen según el tipo de turbina eólica de 3 o de 2 aspas respectivamente, en este trabajo se considera turbinas de 3 aspas.

Considerando solo control de potencia y turbina de 3 aspas, de la figura anterior se tiene:

$$\beta(s) = (-\Delta P_e K_p - \Delta P_e \frac{K_I}{s}) (\frac{K_4 / s}{1 + K_4 / s}) \quad (3.63)$$

Desarrollando y simplificando se tiene la función de transferencia para el control del ángulo de paso:

$$\frac{\beta(s)}{\Delta P_e(s)} = \frac{-K_p K_4 s - K_I K_4}{s^2 + s K_4} \quad (3.64)$$

Donde:

$\beta(s)$ salida

$\Delta P_e(s)$ entrada

Aplicando a la función de transferencia la transformada de Laplace y definiendo variables de estado, se tiene la expresión del control del ángulo de paso en espacio de estado:

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -K_4 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta P_e \quad y = \begin{bmatrix} -K_p K_4 & -K_I K_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}$$

Por lo que:

$$\dot{x}_1 = -K_4 x_1 + \Delta P_e \quad (3.65)$$

$$\dot{x}_2 = x_1 \quad (3.66)$$

El ángulo de paso β que es la salida se evalúa por medio de:

$$\beta = -K_p K_4 x_1 - K_I K_4 x_2 \quad (3.67)$$

3.4 Esquema de interconexión con el sistema de potencia.

La conexión con el sistema de potencia requiere la solución de ecuaciones simultáneas representando:

- Máquinas síncronas, primo motores y sistemas de excitación
- Red de transmisión
- Cargas estáticas y dinámicas
- Otros dispositivos, tales como convertidores HVDC y compensadores estáticos de vars
- En el caso de generación eólica, máquinas de inducción, controladores y convertidores.

En la Figura 3.13 se ilustra la estructura general del modelo completo del sistema.

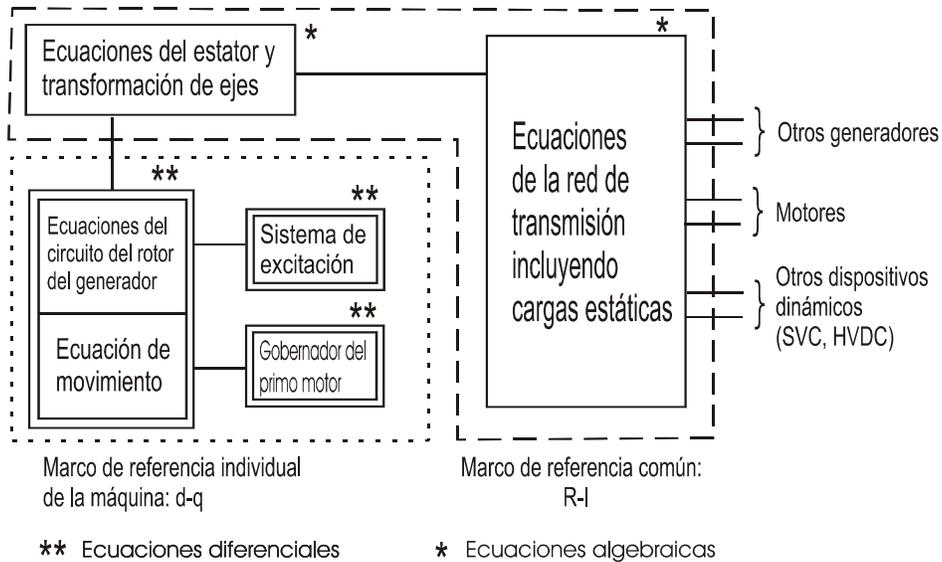


Figura 3.13 Modelo del sistema de potencia [Kundur94].

El modelo completo del sistema esta formado por un conjunto de ecuaciones diferenciales ordinarias y un conjunto de ecuaciones algebraicas. Para la solución de las ecuaciones de la red, todos los voltajes y corrientes se deben expresar en un marco de referencia común que generalmente es el marco de referencia síncrono.

Para la representación en estudios de transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia, como es el caso de los fenómenos que afectan la calidad de la energía en la red, en el modelo de la máquina de inducción los términos $\frac{d\psi_{qs}}{dt}$ y $\frac{d\psi_{ds}}{dt}$ se desprecian en las ecuaciones de voltaje del estator. Estos términos representan los transitorios en el estator; sí se desprecian se ignora la componente de corriente directa en las corrientes transitorias en el estator, permitiendo la representación de los elementos a frecuencia fundamental. Esta simplificación es importante para asegurar la compatibilidad con los modelos usados para representar otros componentes del sistema de potencia, particularmente la red de transmisión (transformadores, líneas de transmisión). Se obtiene un modelo más simple de la máquina de inducción, en el cuál no se toman en cuenta las cantidades en el eje cero, por considerar condición balanceada en el sistema y los

transitorios en el estator [Kundur94], reduciendo el orden del sistema y el número de iteraciones en su integración, lo cuál es conveniente cuando se simula un sistema de potencia grande. Lo anterior permite el uso de ecuaciones en estado estacionario (ecuaciones algebraicas) para representar la interconexión de la red con el estator; por lo anterior las ecuaciones de voltaje para la máquina de inducción en un marco de referencia síncrono son las Ecuaciones (3.45) a (3.50). Tomando en cuenta las simplificaciones anteriores se obtiene:

$$v_{qs} = \frac{r_s X_{rr}}{D} \psi_{qs} + \frac{\omega_e}{\omega_b} \psi_{ds} - \frac{r_s X_M}{D} \psi_{qr} \quad (3.68)$$

$$v_{ds} = \frac{r_s X_{rr}}{D} \psi_{ds} - \frac{\omega_e}{\omega_b} \psi_{qs} - \frac{r_s X_M}{D} \psi_{dr} \quad (3.69)$$

$$v_{qr} = -\frac{r_r X_M}{D} \psi_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{qr}}{dt} + \left(\frac{\omega - \omega_r}{\omega_b}\right) \psi_{dr} + \frac{r_r X_{SS}}{D} \psi_{qr} \quad (3.66)$$

$$v_{dr} = -\frac{r_r X_M}{D} \psi_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{dr}}{dt} - \left(\frac{\omega - \omega_r}{\omega_b}\right) \psi_{qr} + \frac{r_r X_{SS}}{D} \psi_{dr} \quad (3.67)$$

ω_e es la velocidad angular eléctrica del sistema. Despejando las derivadas en las dos últimas ecuaciones:

$$\frac{d\psi_{qr}}{dt} = \omega_b \left(\frac{r_r X_M}{D} \psi_{qs} - \left(\frac{\omega - \omega_r}{\omega_b}\right) \psi_{dr} - \frac{r_r X_{SS}}{D} \psi_{qr} + v_{qr} \right) \quad (3.68)$$

$$\frac{d\psi_{dr}}{dt} = \omega_b \left(\frac{r_r X_M}{D} \psi_{ds} + \left(\frac{\omega - \omega_r}{\omega_b}\right) \psi_{qr} - \frac{r_r X_{SS}}{D} \psi_{dr} + v_{dr} \right) \quad (3.69)$$

La ecuación de la aceleración del rotor del generador es:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{2H_m} (T_m - T_e) \quad (3.70)$$

Los transitorios de la red no pueden ser despreciados, a menos que se desprecien los transitorios en los estatores de las máquinas conectadas, de otra forma se tendría un sistema de ecuaciones incompatibles representando los elementos de la red.

El modelo de la máquina de inducción para simular la conexión con la red se forma por las Ecuaciones (3.68), (3.69), (3.72) a (3.74), dos ecuaciones algebraicas y tres ecuaciones diferenciales, por lo que el modelo es de tercer orden. Las derivadas de ψ_{qs} y ψ_{ds} desaparecen quedando solo las derivadas de ψ_{qr} y ψ_{dr} que se asignan como variables de estado.

En los casos de estudio de esta tesis donde sea necesaria la interconexión de la máquina de inducción con la red se utilizará para su representación el modelo de tercer orden, despreciando

en este caso los transitorios en el estator de la máquina y considerando condición balanceada tanto en la máquina como en el sistema y sus componentes.

En la Tabla 3.3 se resumen los órdenes del modelo para la máquina de inducción.

Tabla 3.3 Orden del modelo dq0 de la máquina de inducción.

Orden del modelo dq0 de la Máquina de Inducción		
Descripción	Orden	Más ec. de movimiento
Modelo completo	6	7
C. balanceada cantidades en eje 0 = 0	4	5
Se desprecian transitorios en el estator	2	3

Las partes principales de la red de interconexión de un parque eólico son el generador, transformador elevador (se pueden conectar uno o varios generadores por cada transformador), circuitos colectores, transformador elevador de la subestación principal del parque (punto de conexión común) y líneas de interconexión con el sistema de potencia.

Considerando la configuración de un parque eólico tal como la ilustrada en la Figura 3.19 en el marco de referencia síncrono, los circuitos de los aerogeneradores al punto de conexión y al bus infinito se pueden resolver en el dominio dq0, tomando en cuenta la compensación de los capacitores en las terminales de los generadores. Las corrientes de los aerogeneradores al punto de conexión se calculan mediante:

$$i_{qi} = C_i \omega_s V_{dsi} + i_{qsi} \tag{3.71}$$

$$i_{di} = -C_i \omega_s V_{qsi} + i_{dsi} \quad i \text{ índice a número de aerogenerador} \tag{3.76}$$

Como se considera una condición balanceada, la corriente en el eje 0 es igual a cero. Estas expresiones se obtienen por la aplicación de la ley de corrientes en el nodo terminal del generador, según la conexión mostrada en la Figura 3.19.

Los voltajes en el punto de conexión se evalúan tomando como base los voltajes del sistema en el bus infinito mediante:

$$V_{qpc} = -R_{con} \sum_{i=1}^n i_{qi} - X_{con} \sum_{i=1}^n i_{di} + V_{qbus} \tag{3.77}$$

$$V_{dpc} = -R_{con} \sum_{i=1}^n i_{di} + X_{con} \sum_{i=1}^n i_{qi} + V_{dbus} \tag{3.78}$$

El voltaje en el eje 0 es igual a cero al considerarse una condición balanceada.

Los nuevos valores de V_{ds} y V_{qs} , para los voltajes del estator en cada máquina de inducción que se usan en la siguiente integración se calculan por medio de:

$$\begin{bmatrix} V_{dsi} \\ V_{qsi} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_i & X_i \\ -X_i & -R_i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{di} \\ i_{qi} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{dpc} \\ V_{qpc} \end{bmatrix} \quad (3.79)$$

Esta formulación para calcular las corrientes y voltajes en la interconexión al sistema se basa en [Saad-Saoud *et al.* 95]. Los voltajes y las corrientes en el dominio abc se calculan mediante la transformación qd0 a abc detallada en el apéndice A.

3.5 Caso de estudio y validación del modelo mediante el programa Pscad/EMTDC.

Pscad/EMTDC consiste de una colección de programas para realizar simulaciones de transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia. EMTDC (transitorios electromagnéticos y cd) es una implementación del método tipo EMTP, inicialmente diseñado para la solución de transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia.

Pscad/EMTDC incluye modelos de los componentes físicos de los sistemas de potencia contenidos en módulos, tales como, transformadores, líneas de transmisión, interruptores, máquinas eléctricas (máquina síncrona, de inducción y de cd), fuentes, cargas eléctricas, sistemas de control y protección. Para simular la generación eólica cuenta con modelos de fuente de viento, turbina eólica, regulador eólico (control del ángulo de paso en las aspas de la turbina, como control de la velocidad y la potencia de la turbina), función de transferencia para el regulador eólico.

Pscad es una interfaz gráfica para el EMTDC, permite al usuario ingresar un circuito a simular gráficamente, crear nuevos componentes, calcular parámetros de los modelos, interactuar con las simulaciones EMTDC mientras estas se llevan a cabo, procesar resultados de las simulaciones (graficación).

Una simulación equivalente en Pscad/EMTDC es el medio de validación y comparación del modelo para el aerogenerador implementado en Matlab.

En la Figura 3.14 se presenta un sistema formado por una fuente eólica, turbina eólica, generador de inducción jaula de ardilla para simular en Pscad/EMTDC durante su arranque e inicio de generación para validar los resultados del modelo formulado en espacio de estado. La simulación en Pscad utiliza una representación de sexto orden para la máquina de inducción; tomando como variables de estado las corrientes qd0, en el modelo programado en Matlab se usa una representación de sexto orden para la máquina de inducción y se eligen los enlaces de flujo qd0 en el estator y rotor como variables de estado; otra variable de estado es la velocidad del rotor en la máquina de inducción. El sistema es de séptimo orden, el cuál esta formado por la Ecuación (3.57) completando el sistema la Ecuación (3.59).

La simulación se realiza en un tiempo de 8 segundos con un paso de integración de 0.5 milisegundos, ángulo de paso beta igual a cero grados, la velocidad del viento se mantiene constante e igual a 15 m/s, la potencia nominal de la turbina y el generador es de 2 MVA, se grafican la potencia real y reactiva Figs. 3.15(a)-(b), par electromagnético Fig. 3.15(c), velocidad angular del rotor del generador Fig. 3.15(d) y el par de la turbina Fig. 3.15(e). En esta simulación se comparan los resultados del modelo propuesto del aerogenerador en Matlab con aquellos obtenidos en Pscad/EMTDC. Obsérvese la excelente correlación obtenida entre ambos modelos. Existe una ligera diferencia en la respuesta obtenida a partir de las condiciones iniciales, que se debe a que no se obtienen en las simulaciones exactamente los mismos resultados numéricos al realizar la integración numérica en cada iteración, en el caso de la simulación en Pscad/EMTDC las variables de estado son las corrientes de estator y rotor, en el caso de la simulación en Matlab las variables de estado son los enlaces de flujo por segundo de estator y rotor en la máquina de inducción.

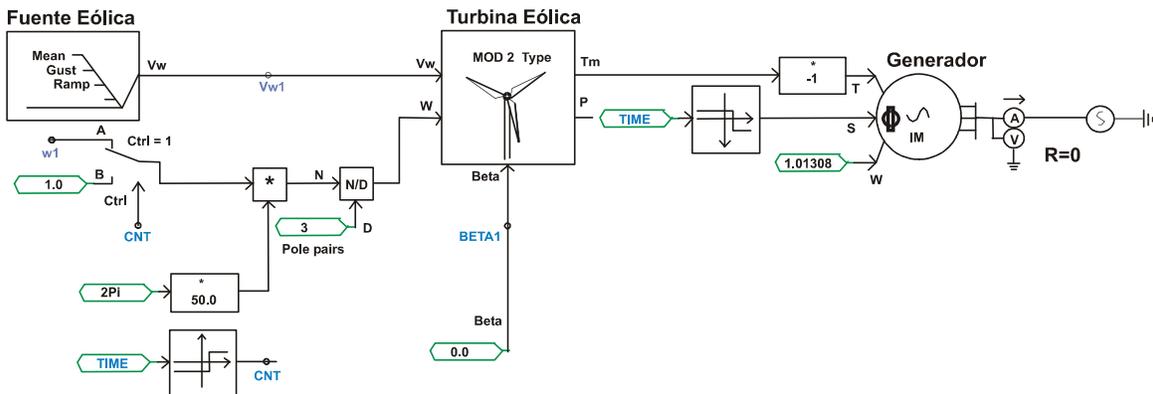
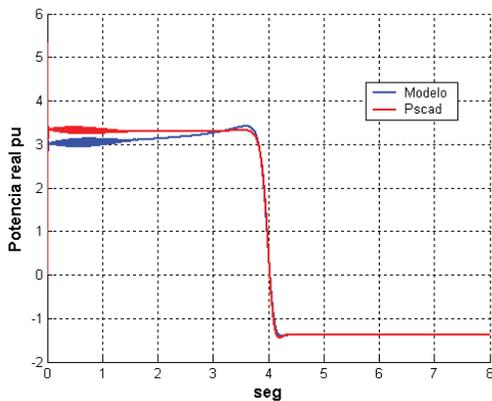
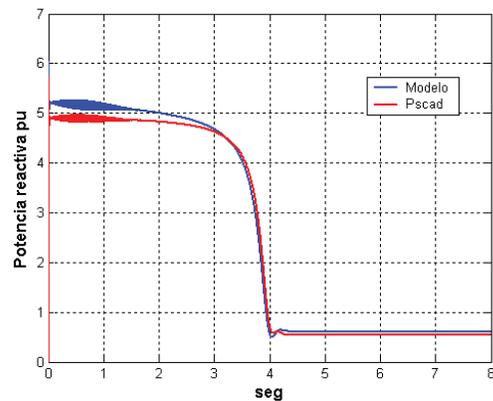


Figura 3.14 Simulación en Pscad/EMTDC de una turbina eólica y generador de inducción jaula de ardilla durante su arranque e inicio de generación como medio de validación.



(a)



(b)

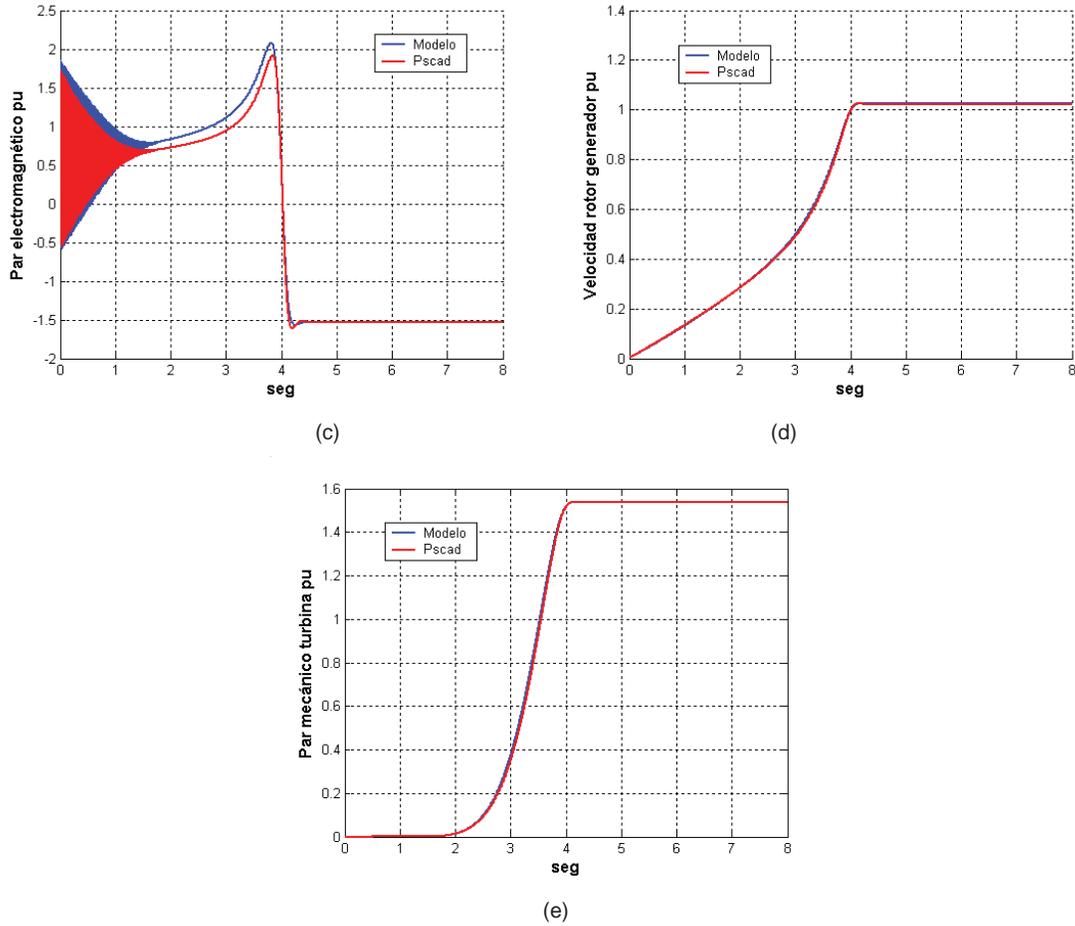


Figura 3.15 Gráficas de la simulación en Matlab y Pscad de la turbina eólica y generador de inducción jaula de ardilla de la figura 3.14 potencia real (a), potencia reactiva (b), par electromagnético (c), velocidad angular del rotor del generador (d) y par mecánico de la turbina (e).

En la gráfica de la potencia real Fig. 3.15(a), se observa que la máquina de inducción arranca como motor consumiendo potencia de la red; aproximadamente a los cuatro segundos cambia su funcionamiento a generador. Este efecto justifica el uso del arrancador para máquinas de inducción jaula de ardilla, durante el intervalo de arranque, para así disminuir la potencia y la corriente de arranque, sin causar caídas de voltaje en otros puntos de la red.

Así mismo, en la gráfica de la potencia reactiva, se observa que durante el arranque hay un mayor consumo, pero al pasar a funcionamiento como generador el consumo disminuye. Esta demanda de potencia reactiva permanece durante el funcionamiento del generador de inducción en estado estacionario, por lo que se requiere instalar bancos de capacitores o una compensación estática de vars, para suministrar esta potencia reactiva y liberar a la red de esta demanda.

El par electromagnético en la máquina de inducción inicialmente es positivo, indicando el funcionamiento como motor, pero al pasar a funcionar como generador es negativo, es decir indica un cambio de flujo de potencia del rotor al estator.

En las gráficas para el par mecánico de la turbina, este va aumentando desde cero de acuerdo a la velocidad del viento y el coeficiente de potencia de la turbina; aproximadamente en cuatro segundos se tiene un mayor par mecánico, comparado con el par electromagnético, cambiando el flujo de potencia del rotor al estator en la máquina de inducción.

La velocidad angular del rotor del generador va aumentando desde cero hasta llegar a la velocidad síncrona (1 pu) indicando el funcionamiento como motor, sigue aumentando hasta tomar un valor estable con una velocidad mayor que la síncrona, indicando el funcionamiento como generador; la velocidad del viento es igual a 15 m/s durante las simulaciones y el ángulo de paso beta en las aspas del aerogenerador es cero.

Sí el rotor del generador es movido a una velocidad superior a la del campo del estator (velocidad síncrona), el deslizamiento es negativo. Las polaridades de los voltajes inducidos se invierten generando un par en dirección opuesta a la de la rotación. En este punto, la máquina de inducción opera como generador; este efecto se puede observar en la curva característica par-velocidad de la máquina de inducción mostrada en la Figura 3.16.

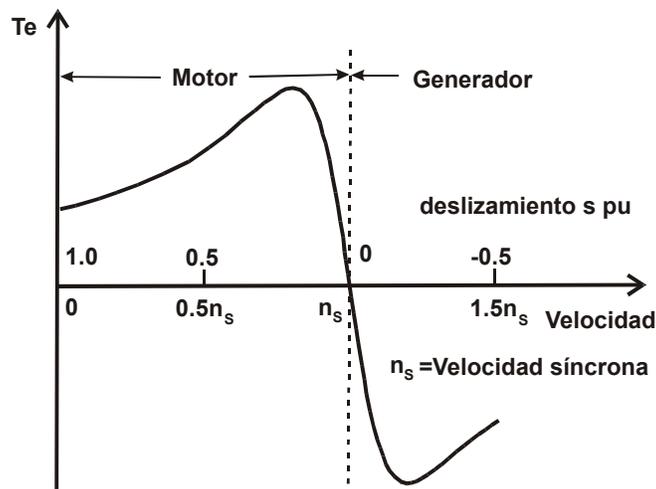


Figura 3.16 Curva característica par-velocidad de la máquina de inducción [Kundur94].

En el siguiente caso de estudio se incorpora al modelo anterior el control del ángulo de inclinación (beta) de las aspas en el aerogenerador para regular la potencia generada; su diagrama de bloques se presenta en la Figura 3.10. Se modela la fuente eólica para tener una variación en la velocidad del viento mediante una rampa (en un segundo comienza una rampa negativa de cuarenta y cinco grados, terminando a los cinco segundos).

El sistema de ecuaciones a resolver esta formado por la Ecuación (3.57) para la máquina de inducción, la Ecuación (3.59) para la velocidad del rotor y las Ecuaciones (3.65) y (3.66) para el control del ángulo de paso. La simulación tiene una duración de 8 segundos con un paso de integración de 0.5 milisegundos. En la Figura 3.17 se muestra la turbina eólica con el control del ángulo de paso beta, que es una señal de entrada al modelo de la turbina; este control a su vez

tiene como señal de entrada la potencia generada y la potencia de referencia de la máquina de inducción.

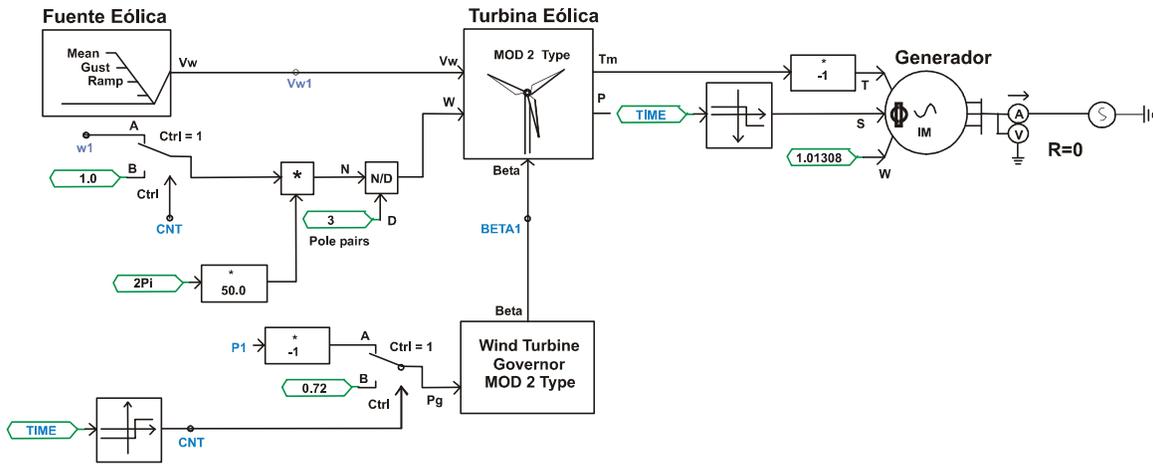
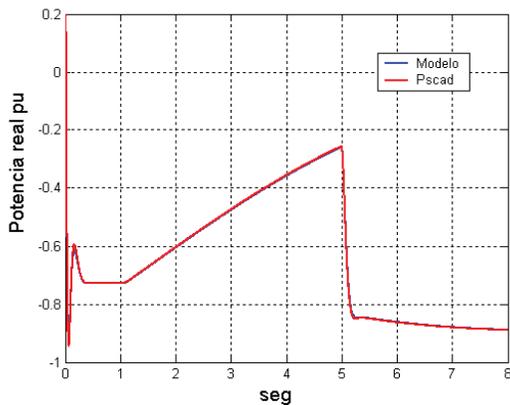
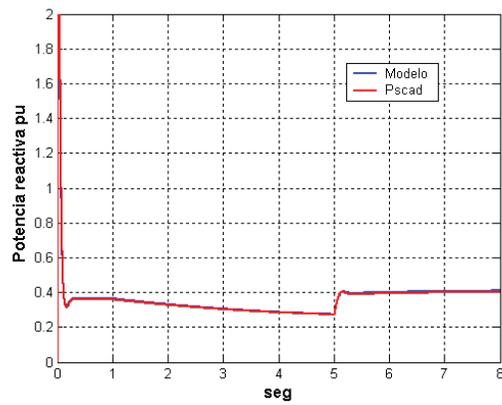


Figura 3.17 Turbina eólica con control de ángulo de paso y generador de inducción jaula de ardilla en Pscad.

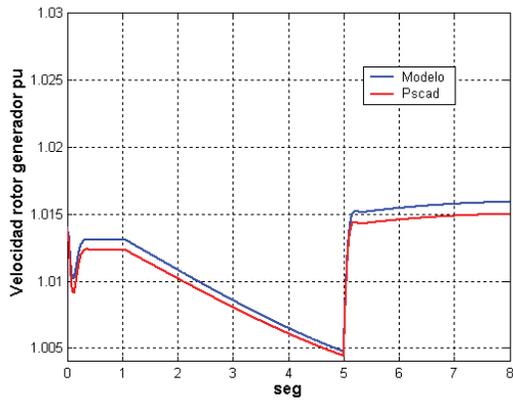
En la Figura 3.18 se presentan las gráficas de las simulaciones en Pscad y Matlab para la potencia real Fig. 3.18(a), potencia reactiva Fig. 3.18(b), velocidad angular del rotor Fig. 3.18(c), par electromagnético Fig. 3.18(d), par mecánico de la turbina Fig. 3.18(e), velocidad del viento Fig. 3.18(f) y ángulo de paso beta en las aspas de la turbina eólica Fig. 3.18(g). Se considera una velocidad angular inicial de 1.01308 pu del rotor en la máquina de inducción, así como un ángulo beta inicial de 16.35 grados y una potencia de referencia de 0.72 pu tomando como valor base la potencia nominal de la máquina de inducción (2 MVA).



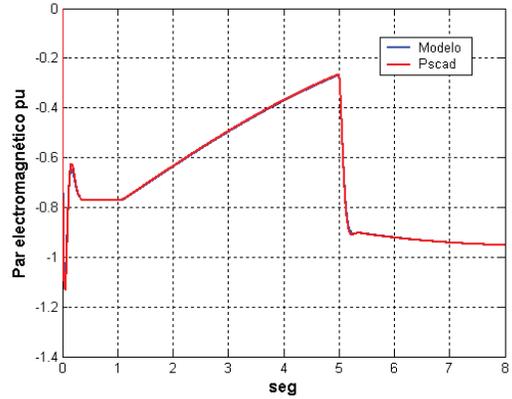
(a)



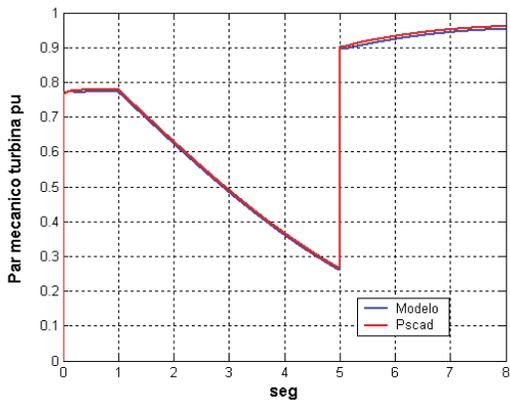
(b)



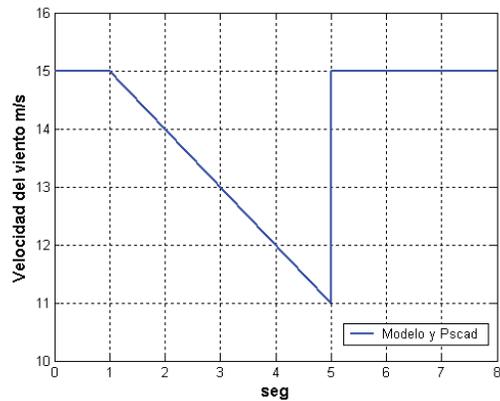
(c)



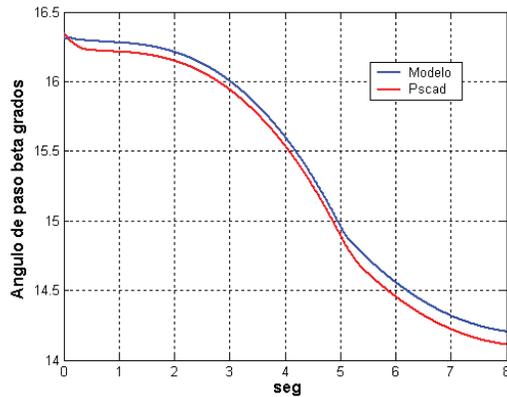
(d)



(e)



(f)



(g)

Figura 3.18 Gráficas de la simulación del modelo implementado en Matlab y en Pscad incorporando el control del ángulo de paso beta de las aspas en la turbina eólica.

En general se observa que la respuesta obtenida con el modelo desarrollado en Matlab y aquella obtenida con Pscad/EMTDC es idéntica. Un caso particular es el asociado con la operación del control del ángulo de paso en las aspas cuando se presenta la rampa de disminución en la

velocidad del viento (disminución en la potencia eólica). Este control disminuye el ángulo de paso para compensar la potencia eólica disminuida, restituyendo así la potencia capturada del viento y de esta forma tratar de mantener constante la generación de potencia eléctrica. También hay variación en los pares mecánico, electromagnético y de la turbina que es similar a la variación en la velocidad del viento, la cuál, también se refleja en la velocidad angular del rotor del generador.

En las gráficas de las Fig. 3.18(c) y 3.18(g) para la velocidad del rotor del generador y para el ángulo de paso respectivamente existen diferencias entre los resultados obtenidos por las simulaciones en Pscad/EMTDC y Matlab. Para el caso de la velocidad del rotor se tiene una diferencia aproximada entre ambas respuestas del 0.2% y para el caso del ángulo de paso, la diferencia es del 0.4%. Estas diferencias se deben a que el método numérico de integración no coincide exactamente en las simulaciones de Matlab y Pscad/EMTDC, una diferencia en las variables puede originar una variación en sus valores en el siguiente ciclo de integración, aún así, el comportamiento de las variables en los modelos es similar, ya que los porcentajes de diferencia son pequeños.

3.6 Caso de estudio y validación del modelo de un parque eólico.

En este caso de estudio se simula un parque eólico de siete aerogeneradores de velocidad fija con control de ángulo de paso y generador de inducción jaula de ardilla; cada aerogenerador se modela con un sistema de ecuaciones diferenciales de quinto orden, dos variables de estado para los enlaces de flujo en la máquina de inducción, una variable para la velocidad del rotor y dos variables para el control del ángulo de paso; el marco de referencia es el síncrono. La validación de este modelo se realiza por la comparación de resultados con el modelado del parque en Pscad.

El sistema de ecuaciones diferenciales a resolver para cada aerogenerador esta formado por las Ecuaciones diferenciales (3.51) a (3.56) para la máquina de inducción, la Ecuación (3.59) para la velocidad del rotor y las Ecuaciones (3.65) y (3.66) para el control del ángulo de paso.

El tiempo de estudio es de 8 segundos, se utiliza el método trapezoidal para la solución del sistema de ecuaciones diferenciales con un paso de integración de 0.5 milisegundos. El diagrama de conexión del parque eólico se ilustra en la Figura 3.19. El transformador elevador a voltaje de distribución conectado en las terminales del generador y el cable hasta el punto de conexión se representa mediante R_1 y X_1 , valores en pu referidos a los valores base del generador, esto es para cada aerogenerador. El cable desde el punto de conexión y el transformador principal del parque eólico que eleva el voltaje de distribución a nivel de transmisión, se representan mediante R_{con} y X_{con} referidos a los valores base del generador. Los valores en pu para estos elementos se encuentran en el apéndice D.

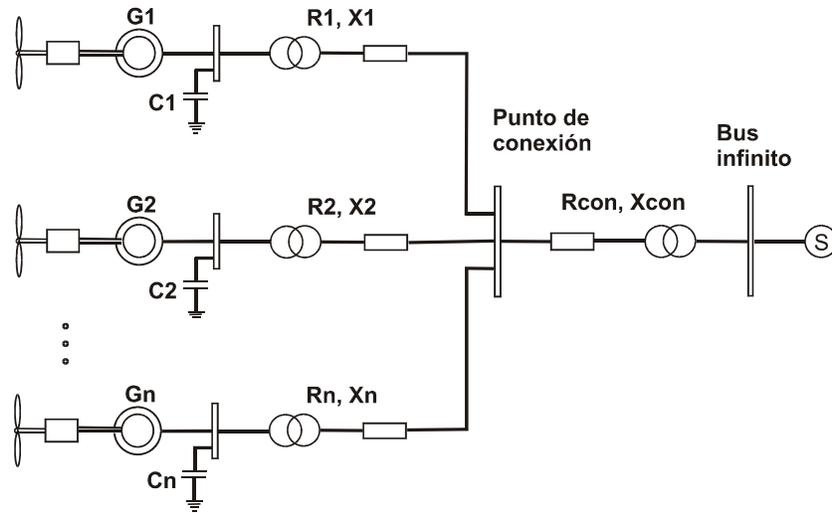
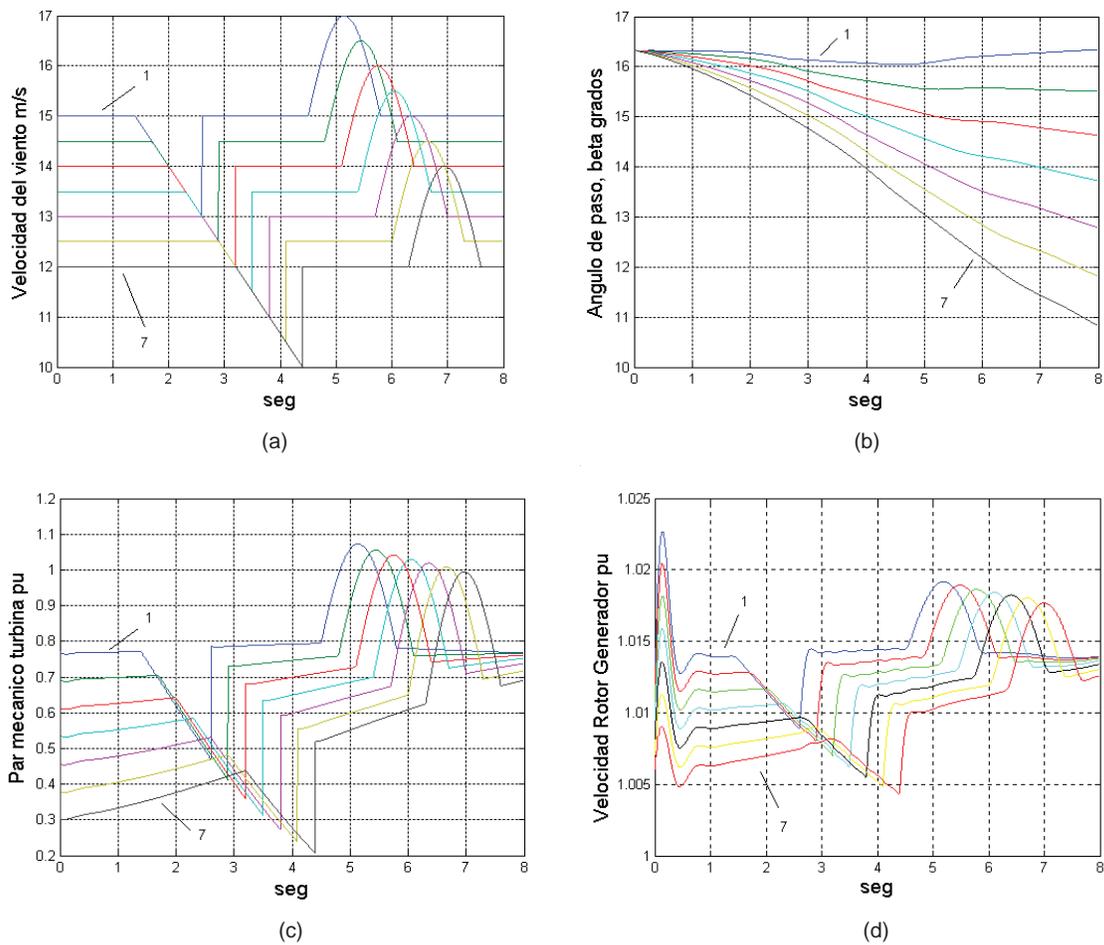
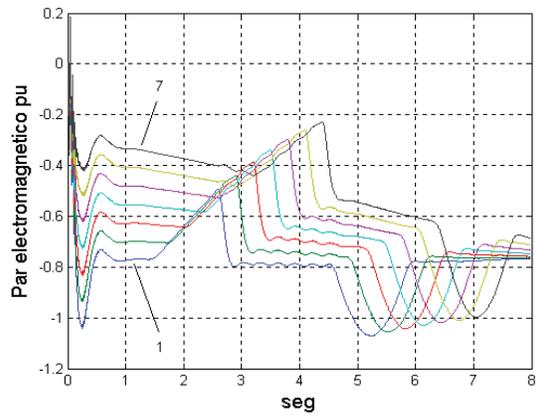


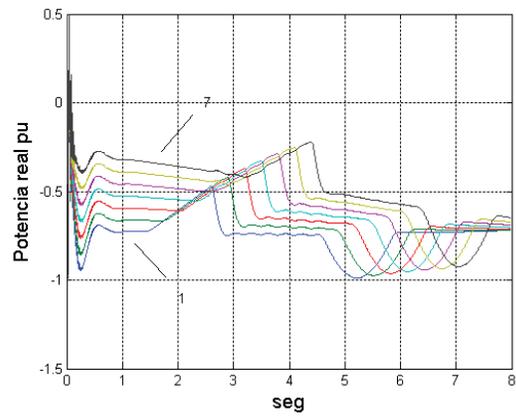
Figura 3.19 Modelo del parque eólico formado por siete aerogeneradores, simulado en espacio de estado y en Pscad.

La Figura 3.20 presenta los resultados obtenidos por medio de la formulación en espacio de estado desarrollado en Matlab, para las variables de interés del sistema de la Fig. 3.19.

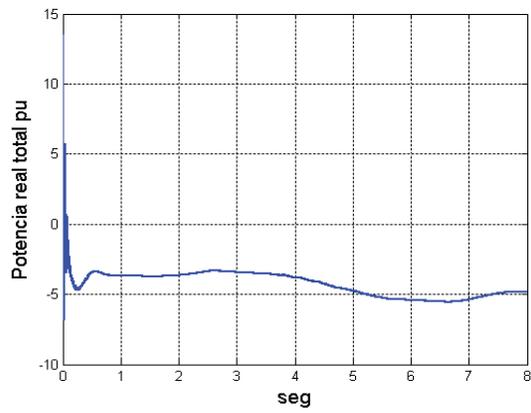




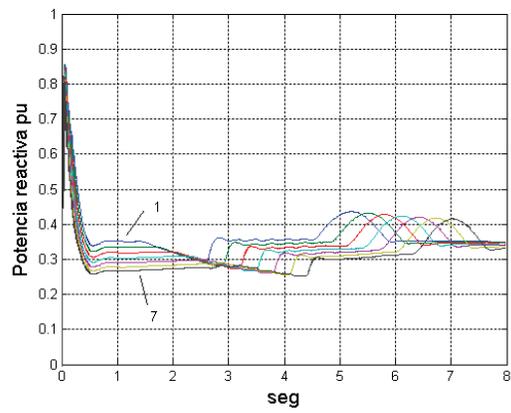
(e)



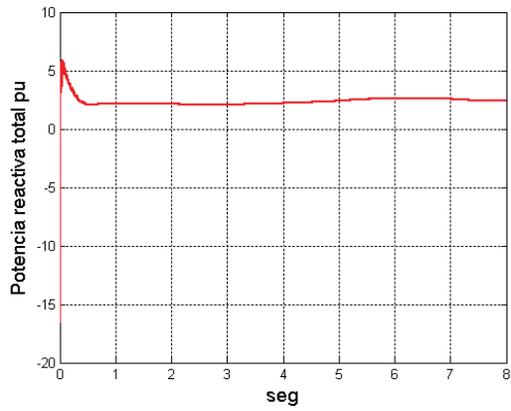
(f)



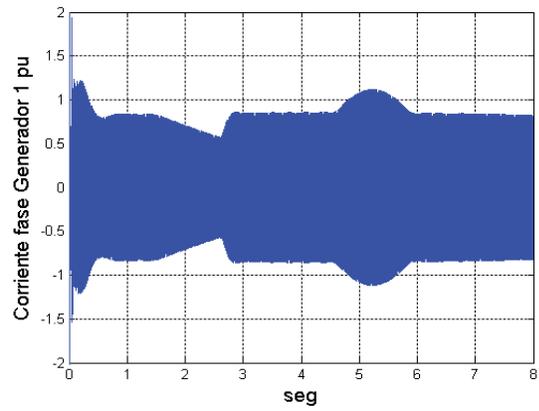
(g)



(h)



(i)



(j)

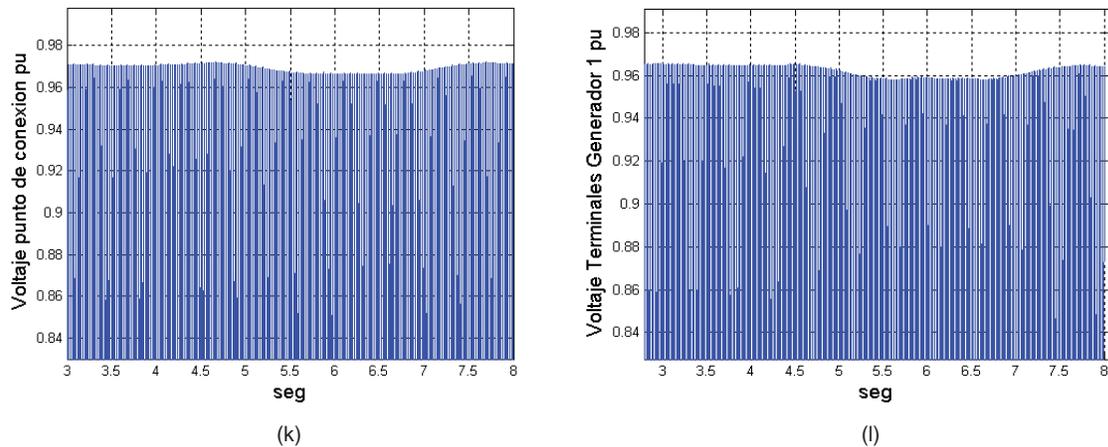


Figura 3.20 Gráficas de la simulación en Matlab del parque eólico con siete aerogeneradores, a) Velocidad del viento, b) Ángulo de paso, c) Par mecánico, d) Velocidad rotor del generador, e) Par electromagnético, f) Potencia real, g) Potencia real total, h) Potencia reactiva, i) Potencia reactiva total, j) Corriente fase generador 1, k) Voltaje punto de conexión, l) Voltaje terminales generador 1.

Se aplica a cada aerogenerador la misma variación en la velocidad del viento, solo defasadas entre sí para simular la aplicación de la velocidad del viento en diferente instante de tiempo, la velocidad de inicio es diferente en cada aerogenerador ya que prácticamente es difícil que estas velocidades coincidan. Como se puede observar, las variaciones en la velocidad del viento se reflejan en variaciones en el ángulo de paso, par mecánico de la turbina, velocidad del rotor del generador, par electromagnético, potencias real y reactiva, corriente de fase y en el voltaje en terminales del generador, se puede aplicar al modelo diferentes condiciones en la velocidad del viento en cada aerogenerador, para así analizar su efecto.

En la Figura 3.21 se presenta el modelo del parque eólico en Pscad, solo se presentan dos aerogeneradores, los restantes aerogeneradores se conectan al mismo bus con las mismas características electromecánicas, los valores de los elementos utilizados son valores físicos equivalentes a los valores en por unidad utilizados en el modelo de Matlab relacionados por medio de los valores base. Los resultados obtenidos por medio de esta representación se ilustran en la Figura 3.22.

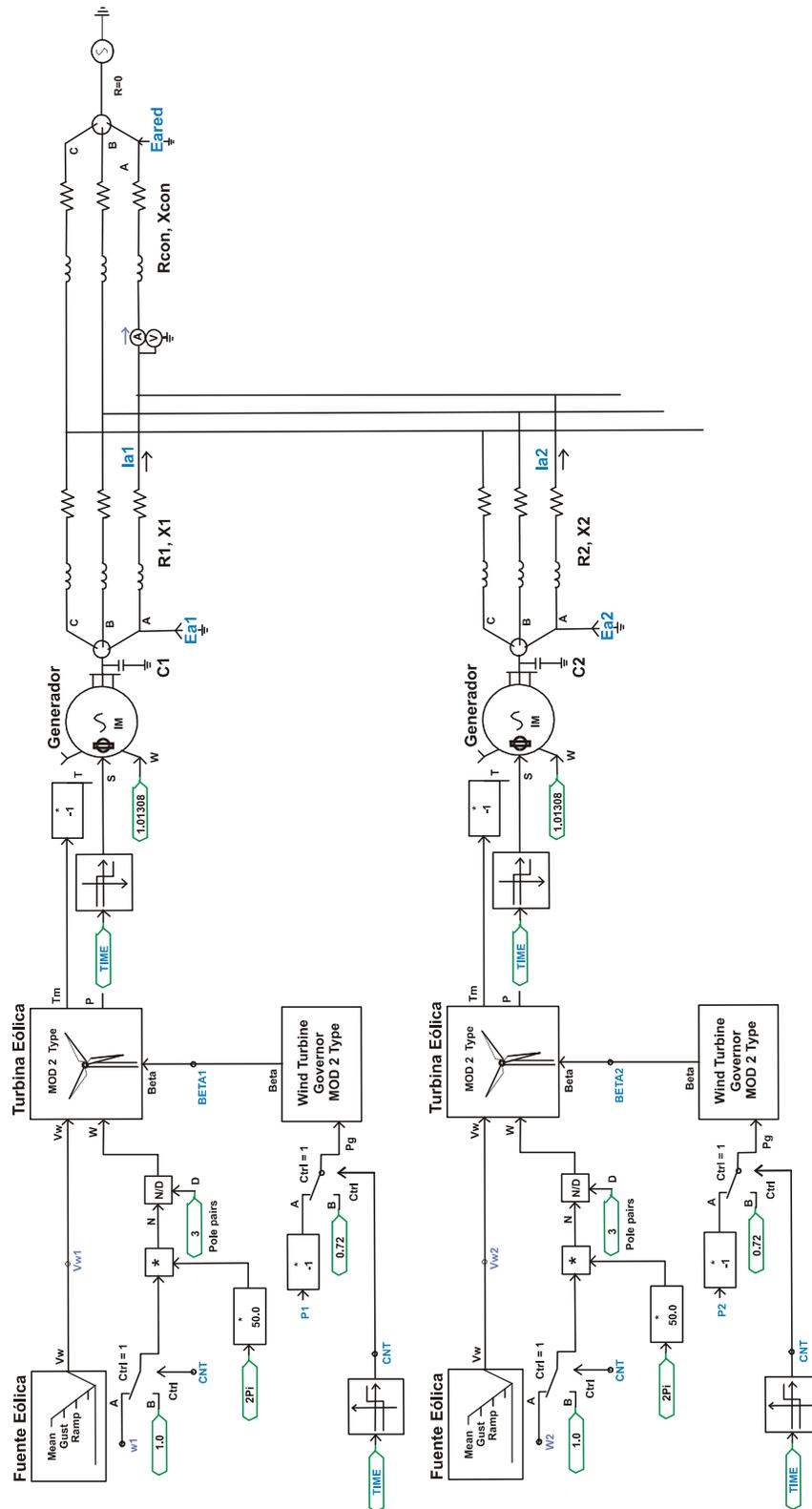
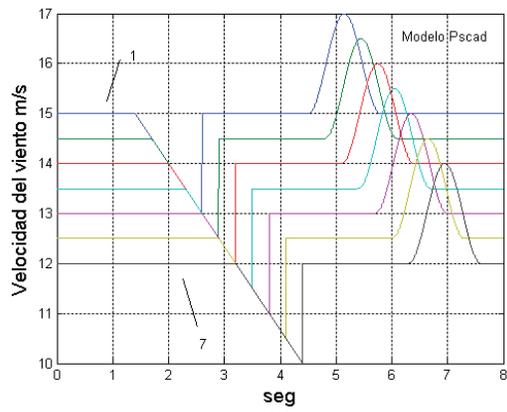
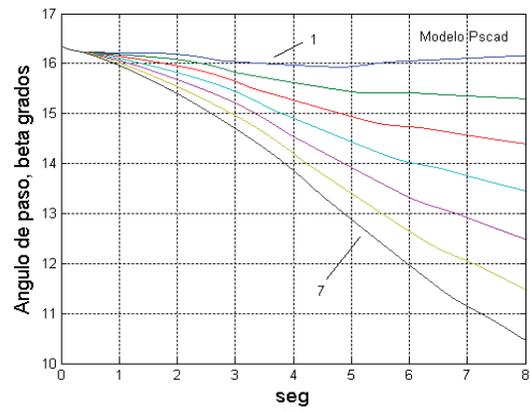


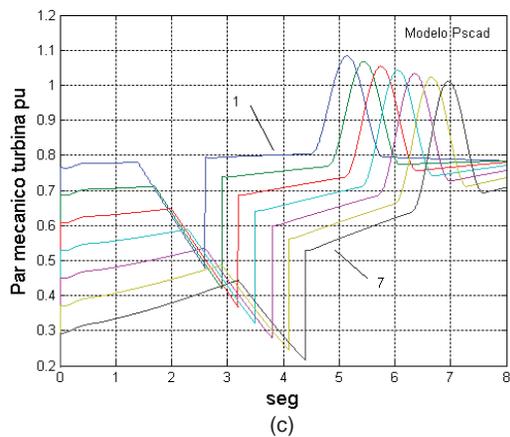
Figura 3.21 Modelo del parque eólico en Pscad.



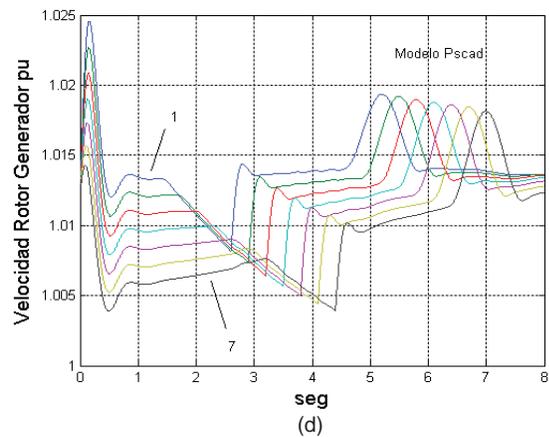
(a)



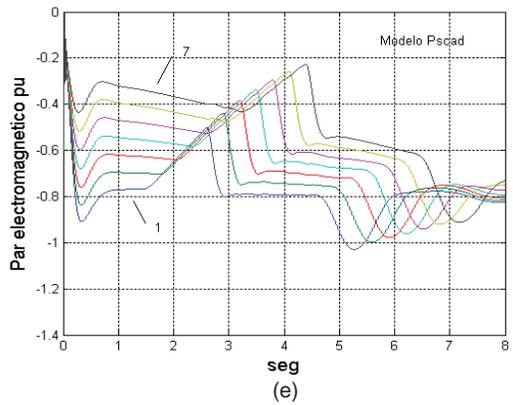
(b)



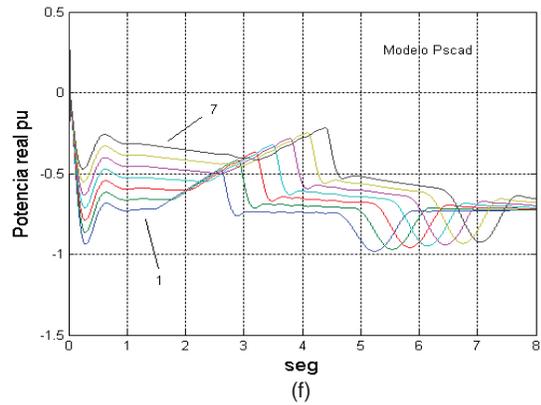
(c)



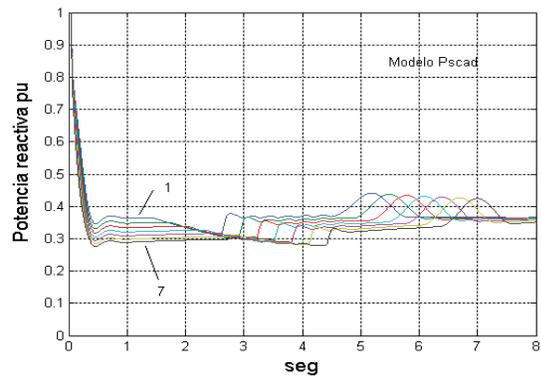
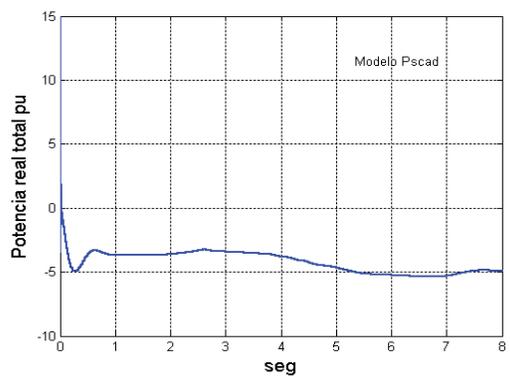
(d)



(e)



(f)



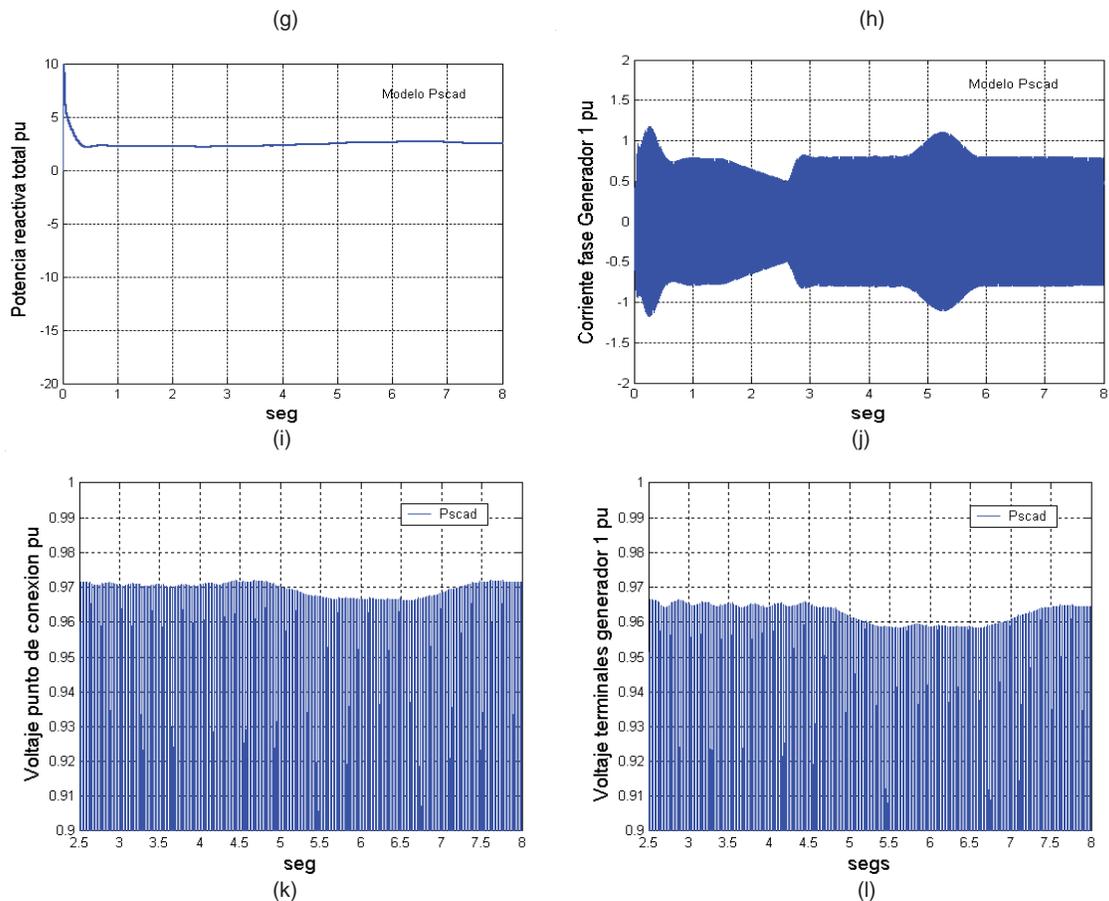


Figura 3.22 Gráficas de la simulación en Pscad/EMTDC del parque eólico con siete aerogeneradores.

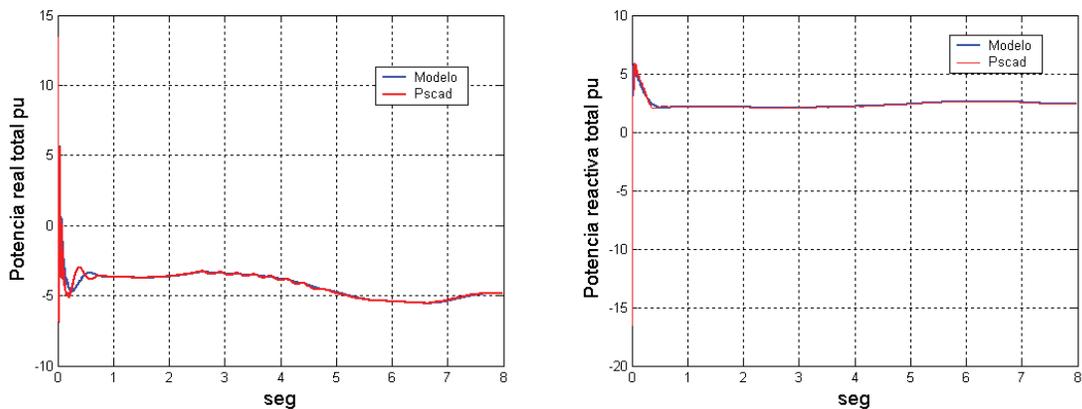


Figura 3.23 Comparación de las potencias real y reactiva totales generadas en las simulaciones en Matlab y Pscad/EMTDC.

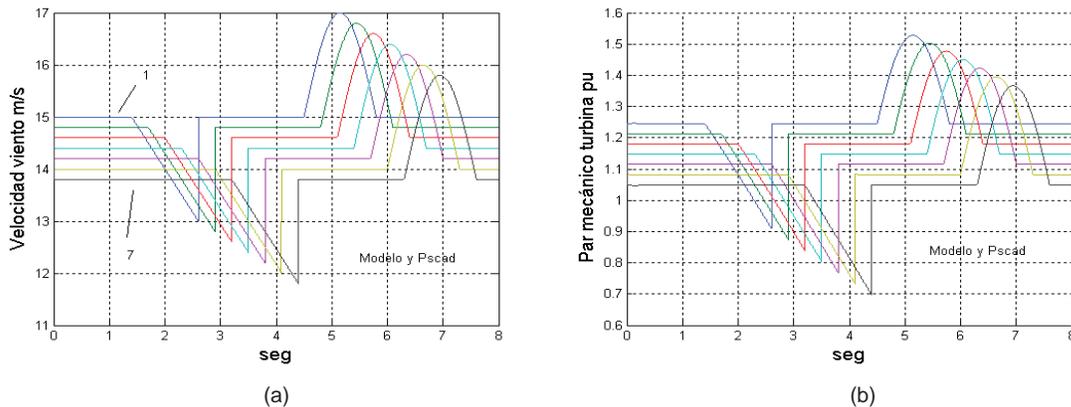
Por comparación de los resultados mostrados en las Figuras 3.20, 3.22 y 3.23 se observa que existe una alta correlación entre ellos y por lo tanto entre las respuestas obtenidas con Matlab y Pscad/EMTDC. Se señalan en cada gráfica los aerogeneradores 1 y 7 como referencia al número de aerogenerador para cada curva.

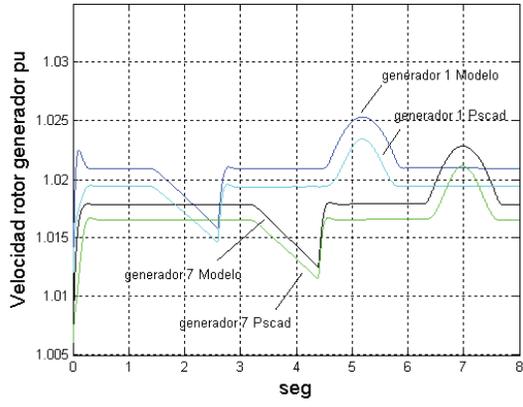
Este caso de estudio ejemplifica el efecto estela en un parque eólico, así como su influencia en la potencia total generada en el parque, también ilustra como las variaciones en la potencia total generada son menores que en la potencia generada en cada aerogenerador cuando se presentan variaciones en la velocidad del viento. Es posible aplicar a cada aerogenerador una velocidad del viento diferente y analizar el efecto sobre las variables en el modelo, también se pueden aplicar diferentes valores en el ángulo inicial de paso beta o ajustar a otros valores de la potencia de referencia en el control del ángulo de paso, beta y estudiar así su efecto.

En el modelo del parque eólico se presentan siete aerogeneradores, pero es posible modificar la formulación a un número mayor.

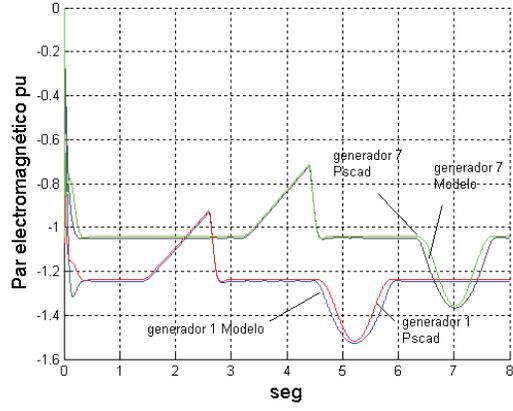
3.7 Caso de estudio: Parque eólico representando los aerogeneradores mediante el modelo reducido de 3 variables y su validación en Pscad.

En este caso de estudio se analiza un parque eólico representando los aerogeneradores con el modelo reducido de tres variables de estado dado por las Ecuaciones (3.68) y (3.69) (algebraicas), (3.72) y (3.73) (diferenciales) para la máquina de inducción y la Ecuación (3.74) para la velocidad del rotor. Se utiliza este modelo para simular la interconexión al sistema de potencia, despreciando los transitorios en el estator de la máquina de inducción, formando así el modelo de tercer orden. El parque eólico consta de siete aerogeneradores sin control de ángulo de paso, con las mismas características electromecánicas dadas en el apéndice D, el sistema de ecuaciones diferenciales formado se resuelve aplicando el método trapezoidal, con un paso de integración de 0.5 milisegundos, el tiempo de estudio es de 8 segundos. La conexión a la red se simula mediante una impedancia entre cada aerogenerador y el punto de conexión y otra impedancia del punto de conexión a la red, tal como se ilustra en la Figura 3.19. Se aplica al parque una velocidad del viento promedio diferente en cada aerogenerador, así mismo, la velocidad del viento contiene una rampa negativa y una ráfaga positiva como variaciones en la velocidad, para analizar las fluctuaciones causadas sobre las variables en el sistema, el ángulo de paso en las aspas se mantiene constante, simulando una turbina sin control en este ángulo. En la Figura 3.24 se presentan los resultados de la simulación en Matlab, comparando los mismos con la simulación en Pscad/EMTDC.

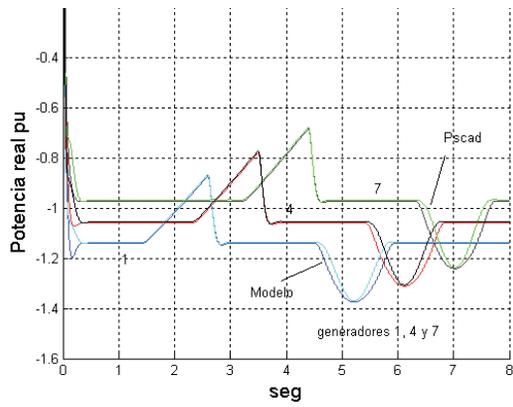




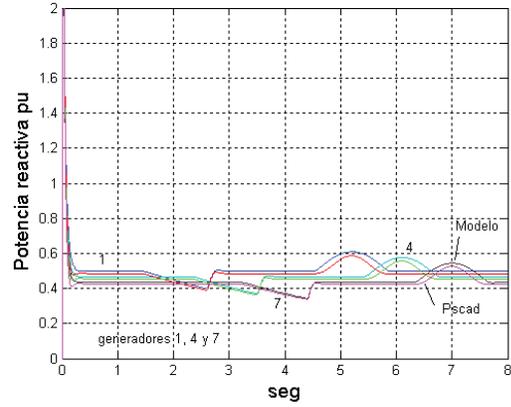
(c)



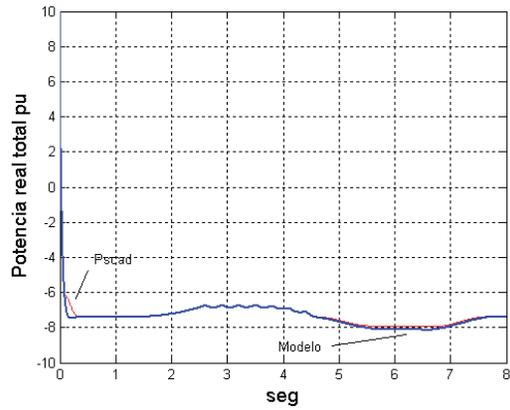
(d)



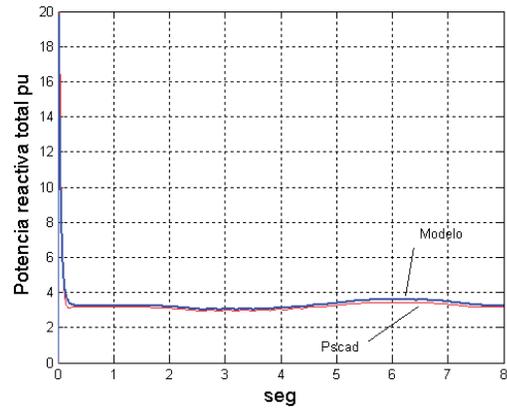
(e)



(f)



(g)



(h)

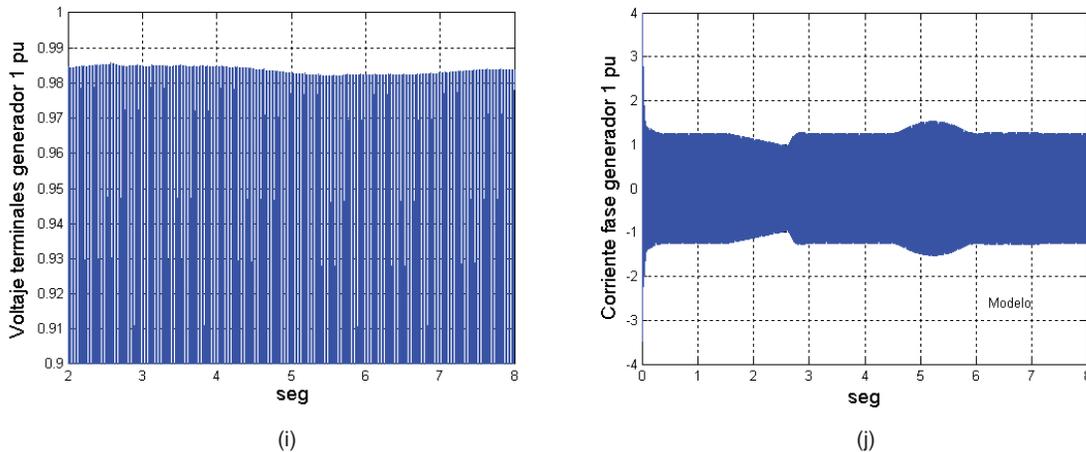


Figura 3.24 Gráficas de la simulación en Matlab y Pscad/EMTDC de un parque eólico de siete aerogeneradores representados por un modelo de tercer orden para cada aerogenerador.

El par mecánico en las turbinas tiene las mismas fluctuaciones que la velocidad del viento, tanto en Matlab como en Pscad/EMTDC, en la velocidad del rotor en los generadores se tiene una diferencia entre las dos simulaciones que transformada de pu a valor real representa una diferencia de 2 rpm en base a una velocidad nominal de 1000 rpm, por lo que la diferencia es pequeña físicamente y corresponde a un 0.2%, se presentan solo los aerogeneradores 1 y 7 para mayor claridad. En el par electromagnético se tienen las mismas variaciones que en la velocidad del viento, aunque con signo negativo indicando el funcionamiento como generador de la máquina de inducción. Se logra una alta coincidencia entre las simulaciones de Matlab y Pscad/EMTDC. En las potencias real y reactiva de cada aerogenerador se tienen las mismas variaciones que en el par electromagnético; estas variaciones son menores en las potencias totales, debido al efecto de la suma de potencias en el parque. Tanto el voltaje en terminales de los generadores como la corriente de fase reflejan las variaciones en la velocidad del viento, aunque por el valor de las impedancias y la conexión de los capacitores en las terminales la variación en el voltaje es menor.

3.8 Conclusiones

Mediante la representación en espacio de estado de los modelos de aerogeneradores es posible analizar sus controladores ya que tanto el controlador como el modelo se pueden representar en espacio de estado, para así estudiar su comportamiento dinámico con ayuda de esta formulación.

El modelo matemático de un sistema puede tomar muchas formas, dependiendo de cada estudio que se quiera realizar adaptando por ejemplo el sistema de ecuaciones formado.

El número de ecuaciones diferenciales a resolver depende de la exactitud del modelo, la elección de las variables de estado en las formulaciones debe de representar al sistema, de tal forma que con estas variables sea posible calcular las variables restantes del sistema, como las

variables de salida, las cuales deben de ser variables susceptibles de calcular a partir de las variables de estado.

La solución del sistema de ecuaciones diferenciales que forman el modelo matemático se puede realizar numéricamente, los métodos más utilizados son el método trapezoidal y el método de Runge-Kutta de cuarto orden, aunque se pueden aplicar otros métodos de integración numérica.

Los modelos de los aerogeneradores se pueden formular con un cierto número de ecuaciones diferenciales, esto depende de las variables que se elijan como variables de estado y de los análisis que se quieran realizar con los modelos.

Para la validación del modelo se realizó la comparación de resultados entre la simulación en Pscad/EMTDC y el modelo en espacio de estado desarrollado en Matlab, siendo necesario utilizar los mismos parámetros de la máquina de inducción y de la turbina eólica, así como utilizar el método trapezoidal con un paso de integración idéntico en las simulaciones, debido a que este método está implementado en Pscad/EMTDC, utilizando además las mismas condiciones iniciales. Comparando las simulaciones en Matlab y Pscad/EMTDC se observa que hay una alta coincidencia entre las dos simulaciones.

Comparando las gráficas del inciso 3.6 que representan un modelo de séptimo orden y las gráficas del inciso 3.7 con un modelo de tercer orden, se observa que difieren solo al inicio, donde para el modelo de tercer orden no se tienen los transitorios como se presentan en el modelo de séptimo orden; en el tiempo de simulación restante se tiene coincidencia entre ambos modelos.

Capítulo 4

Impacto sobre la calidad de la energía

4.1 Introducción

Debido a la diversidad en las cargas eléctricas, la importancia de los problemas en la calidad de la energía ha ido en aumento, ejemplo de esta diversificación es la proliferación de equipos electrónicos que son sensibles a los cambios en el voltaje como las computadoras personales, equipos electrónicos para el hogar o personales, sistemas de diagnóstico en hospitales o en líneas de producción automatizadas con controladores y robots en la industria. Precisamente en algunos sistemas industriales, una interrupción o una depresión de voltaje del 30% con duración de centésimas de segundo pueden reinicializar los controladores y parar una línea de producción, pudiendo tomar varias horas para el reinicio de la línea. Por lo anterior, la calidad de la energía es un aspecto muy importante en el suministro de la electricidad y es un indicativo de la competitividad de las compañías eléctricas.

Los problemas en la calidad de la energía se manifiestan en variaciones en el voltaje, que pueden ser en forma de transitorios debidos a la conmutación de cargas, depresiones de voltaje, sobrevoltajes, interrupciones completas, o distorsión armónica causada por cargas no lineales en el sistema.

Cuando se conecta un parque eólico al sistema de potencia se debe tener en cuenta que la calidad de la energía generada en el parque influye sobre la calidad de la energía de todo el sistema en su conjunto, por lo que se deben de satisfacer los requisitos en cuanto a calidad por parte de la operación del sistema de potencia. La calidad se altera fundamentalmente debido a la variabilidad del viento y su influencia en la potencia eólica generada, la cuál puede presentar variaciones de corta duración.

Los elementos de conmutación de electrónica de potencia que integren el parque o los aerogeneradores tienen gran influencia sobre la calidad de la energía; entre estos dispositivos se encuentran los rectificadores y los inversores, por lo tanto se requiere que estos convertidores se diseñen para transformar la energía con una calidad aceptable, con una baja distorsión en la potencia de corriente alterna entregada al sistema [Patel99].

La norma IEC 61400-21 incluye recomendaciones para la conexión de parques eólicos a la red relacionadas con la calidad de la energía.

La planeación y operación de un parque eólico deben tener en cuenta la calidad de la energía a suministrar, los parámetros de calidad se relacionan con:

- 1).- La variabilidad de la generación eólica.
- 2).- El factor de potencia (demanda de potencia reactiva).

- 3).- La distorsión armónica (emisión de armónicas).
- 4).- Las fluctuaciones de voltaje.
- 5).- Las variaciones en la frecuencia.

La calidad de energía ideal significa que el voltaje es continuo y senoidal con una frecuencia y magnitud constantes, se describe en términos de voltaje, frecuencia e interrupciones. La calidad del voltaje debe cumplir con requisitos estipulados en normas nacionales e internacionales. En estas normas, los disturbios de voltaje son divididos en variaciones de voltaje, parpadeo (*flicker*), transitorios y distorsión armónica, la Figura 4.1 muestra la clasificación de los diferentes fenómenos de la calidad de la energía.

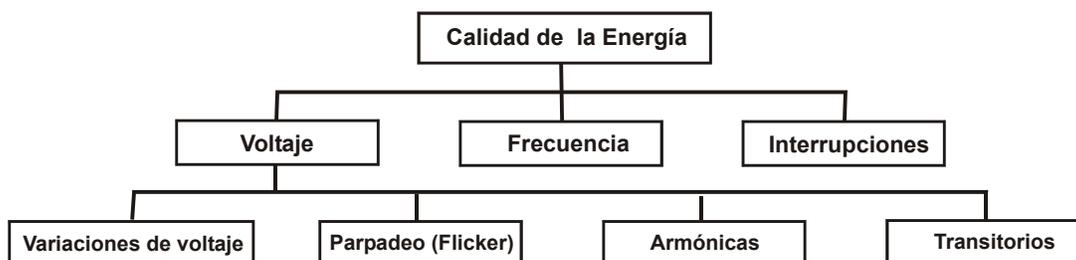


Figura 4.1 Clasificación de los diferentes fenómenos de la calidad de la energía [Ackermman05].

Los parques eólicos influyen sobre la calidad de la energía en el sistema, esta depende de la interacción entre la red y los aerogeneradores. A continuación se analizan los diferentes aspectos de disturbios en el voltaje, tales como, variaciones en el voltaje (*dips, sags*), parpadeo (*flicker*), armónicos y transitorios; después se analiza las variaciones de frecuencia; como los parques eólicos rara vez causan interrupciones en la red estas no se consideran.

Los cambios en el voltaje y fluctuaciones, especialmente a nivel local, y los armónicos son los principales factores que influyen sobre la calidad de la energía por parte de la generación eólica, también influyen la potencia reactiva, parpadeo, picos de potencia y corrientes de arranque. El comportamiento de los aerogeneradores depende no sólo de los componentes eléctricos sino también de la aerodinámica, el rotor y el sistema de transmisión.

Los aerogeneradores y su calidad de energía se certifican mediante mediciones de acuerdo a normas nacionales e internacionales, para evaluar su conexión a la red y formar parques eólicos.

La norma IEC 61400-21 describe los procedimientos para determinar las características de la calidad de la energía de los aerogeneradores; de acuerdo a esta norma los parámetros más importantes en los aerogeneradores para la calidad de la energía son:

- Datos nominales (P_n , Q_n , S_n , V_n , y I_n);

- Potencia máxima permitida P_{mc} (promedio en 10 minutos);
- Potencia máxima medida P_{60} (promedio en 60 segs) y $P_{0.2}$ (prom. en 0.2 segs);
- Potencia reactiva Q , como valor promedio en 10 minutos;
- Coeficiente de parpadeo c para operación continua como función del ángulo de fase de la impedancia de la red y la velocidad promedio anual del viento;
- Número máximo de operaciones de switcheo del aerogenerador en un período de 10 minutos N_{10} , y en un período de 2 horas N_{120} ;
- Factor de paso de parpadeo k_f , factor de cambio en el voltaje k_v , para un número especificado de operaciones de switcheo del aerogenerador como una función del ángulo de fase de la impedancia de la red.
- Corrientes armónicas máximas I_h , durante la operación continua dadas como datos promedio en 10 minutos para cada armónica hasta la armónica de orden 50.

El tipo de aerogenerador es importante para las características de la calidad de la energía de los aerogeneradores y de los parques eólicos por ejemplo, velocidad fija o variable, control por ángulo de paso (*pitch*) o por pérdida aerodinámica (*stall*).

La demanda de potencia reactiva del generador asíncrono de velocidad fija, tipo A, se compensa con bancos de capacitores, el factor de potencia tiene un valor alrededor de 0.96. El aerogenerador de velocidad variable con inversores PWM (*pulse width modulation*) tipos C y D controla la potencia reactiva por medio del inversor en un amplio rango tanto capacitiva como inductivamente. Se puede ajustar el factor de potencia a 1.0, por lo que es posible controlar el voltaje y mantenerlo estable en el punto de conexión a la red.

Tabla 4.1 Comparación del Impacto sobre la calidad de la energía [Petru01]

Velocidad	Control	V	Flicker	THD	Arranque
Fija	pérdida aerodinámica (<i>stall</i>)	sin control	regular	-	alto
Fija	activo pérdida aerodinámica (<i>active stall</i>)	sin control	regular	-	regular
Fija	cambio del ángulo de paso (<i>pitch</i>)	sin control	alto	-	regular
Variable-I	resistencia en el rotor	sin control	regular	-	regular
Variable-II		controlado	bajo	regular/alto	bajo

V – Impacto sobre el voltaje de estado estable.

THD – Distorsión armónica a la red.

Arranque – Disturbios en el voltaje durante el arranque.

Variable – I Máquina de inducción con control de resistencia en el rotor.

Variable – II Otros sistemas de velocidad variable.

El modelado de un generador doblemente alimentado u otros generadores con convertidor no se lleva a cabo ya que este tipo de generador puede tener un voltaje controlado en terminales, el parpadeo es bajo y la distorsión armónica total depende de que convertidor de potencia se use, si se usa un convertidor con más de seis pulsos la distorsión armónica total es baja.

4.2 Disturbios en el voltaje

La influencia del aerogenerador o de los parques eólicos sobre la calidad del voltaje en la red no sólo depende de la calidad de energía del aerogenerador, depende también del grado de debilidad o fortaleza de la red en el punto de conexión. La potencia de corto circuito y el ángulo de la impedancia de la red son parámetros que describen la fortaleza de la red.

Como los aerogeneradores pueden controlar la potencia reactiva mediante inversores, pueden usarse para controlar y estabilizar el voltaje y también así minimizar los cambios en el mismo.

4.2.1 Variaciones de voltaje

Las variaciones de voltaje pueden definirse como cambios en el valor rms del voltaje durante períodos cortos de tiempo. Las variaciones de voltaje en la red son causadas principalmente por variaciones en la carga y en las unidades generadoras. Los aerogeneradores producen variaciones en el voltaje, ya que su potencia generada es fluctuante; la generación de potencia de los aerogeneradores varía, no solo como resultado de la variación del viento, sino también por ejemplo en el arranque o en el paro de las turbinas eólicas.

Uno de los métodos para calcular las variaciones en el voltaje es por medio de los programas para calcular los flujos de potencia. Estos programas se usan para predecir variaciones en el voltaje causadas por cambios en la carga y en la generación convencional o eólica.

4.2.1.1 Depresiones de voltaje transitorias (sags).

El voltaje puede variar de su valor nominal debido a muchas causas, la variación que puede ser tolerada depende de su magnitud y duración. Las variaciones pequeñas pueden ser toleradas por un tiempo mayor que las variaciones mayores; la tolerancia se puede definir por medio de una gráfica de voltaje contra tiempo, especificando límites de tolerancia. Los equipos que usan microelectrónica son más sensibles a los transitorios de voltaje que los equipos de potencia como los motores y transformadores, se han desarrollado equipos de protección pero a nivel de la red se debe mantener la calidad de la energía dentro de límites especificados.

Una depresión de voltaje (sag) se define como una reducción repentina del voltaje a un valor entre 0.1 y 0.9 pu del voltaje nominal a la frecuencia de la red con una duración entre un medio ciclo y un minuto, seguido por la recuperación del voltaje a su valor nominal, IEEE Std..

1159 [IEEE95]. El número esperado de depresiones de voltaje durante un año puede variar de decenas a miles; las depresiones entre 10% y 15% del voltaje nominal son debidas a la conmutación de cargas, las depresiones mayores pueden ser causadas por fallas, IEEE Std.. 1159 [IEEE95].

El arranque de los aerogeneradores puede causar una reducción repentina del voltaje seguida por su recuperación después de unos segundos. Las depresiones de voltaje también se pueden originar por la variabilidad de la velocidad en el viento.

4.2.1.2 Caso de estudio: Depresiones de voltaje (*sags*).

En este caso de estudio se simula una ráfaga de viento con una amplitud de 5 m/s a los 2 segundos de simulación y una duración de 1 segundo en la operación de un aerogenerador de velocidad fija conectado a la red; su efecto es la generación de una depresión de voltaje en el sistema. El modelo utilizado para el aerogenerador es de tercer orden; el tiempo de estudio es de 6 segundos, el método numérico de solución del sistema de ecuaciones diferenciales es el trapezoidal, la velocidad del viento se considera de 15 m/s antes y después de la ráfaga, la máquina de inducción tiene una velocidad inicial igual a 1.013 pu, en la cuál funciona como generador. El ángulo de paso se conserva constante e igual a 16 grados. Las potencias real y reactiva, velocidad del rotor del generador, par mecánico de la turbina y par electromagnético varían según la velocidad del viento que presenta la ráfaga, representando la interconexión con la red, tal como se ilustra en la Figura 4.2. La potencia nominal del aerogenerador es de 2 MVA y sus características electromecánicas se mencionan en el Apéndice D.

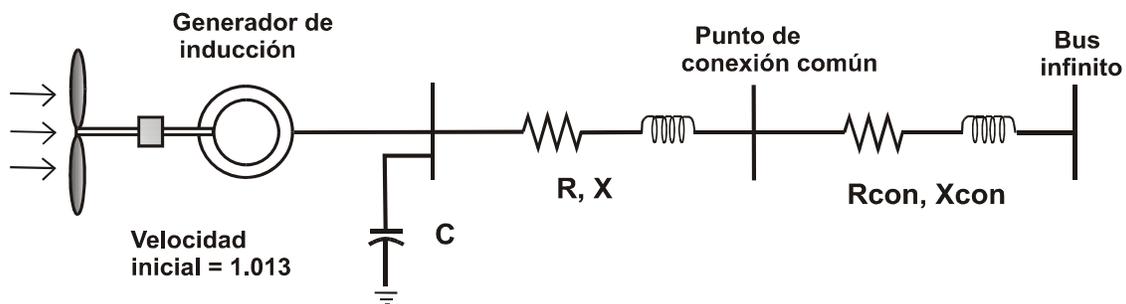


Figura 4.2 Circuito para caso de estudio de generación de depresión de voltaje (*sag*).

En la Figura 4.3 se presentan las gráficas para los voltajes en terminales del generador, Fig. 4.3(a), en el punto de conexión, Fig. 4.3(b), así como sus ampliaciones, la corriente de fase, Fig. 4.3(e) y la velocidad del viento aplicada, Fig. 4.3(f). Del resultado de la simulación se observa que se presenta una depresión de voltaje debido al disturbio en la velocidad del viento, ya que tanto en las terminales del generador como en el punto de conexión se tiene una variación en el voltaje, desde 0.89 a 1 pu en el voltaje en terminales del generador; y desde 0.9 a 1 pu para el

voltaje en el punto de conexión. La corriente de fase del generador aumenta durante el disturbio; debido al aumento de la potencia eólica captada por la turbina, al terminar la ráfaga se presenta la depresión de voltaje, ya que el generador se tiene que volver a magnetizar demandando corriente de la red, teniéndose una disminución en la potencia eólica captada, lo cuál origina la depresión de voltaje a partir del segundo 3, el voltaje se recupera a 1.0 pu aproximadamente a los 3.5 segundos.

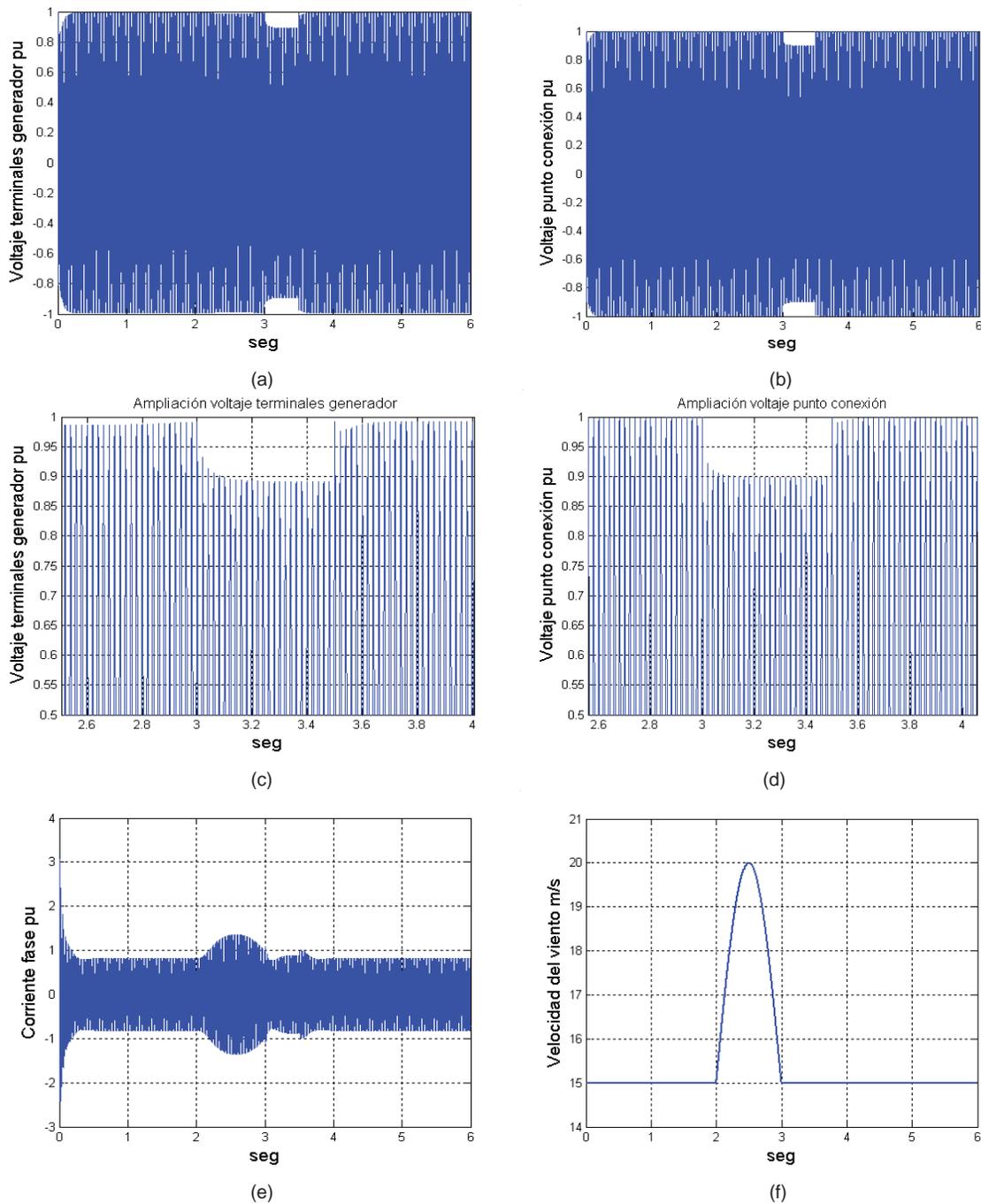


Figura 4.3 Gráficas para el voltaje en terminales del generador (a), voltaje en el punto de conexión (b), corriente de fase (e) y velocidad del viento (f), para la simulación de una depresión de voltaje (sag).

4.2.1.3 Disturbio en el voltaje de la red.

4.2.1.3.1 Caso de estudio: Disturbio en el voltaje de la red aplicado a un aerogenerador.

Para realizar este caso de estudio se considera el modelo descrito en la Figura 4.4, las características electromecánicas del aerogenerador se encuentran en el Apéndice D.

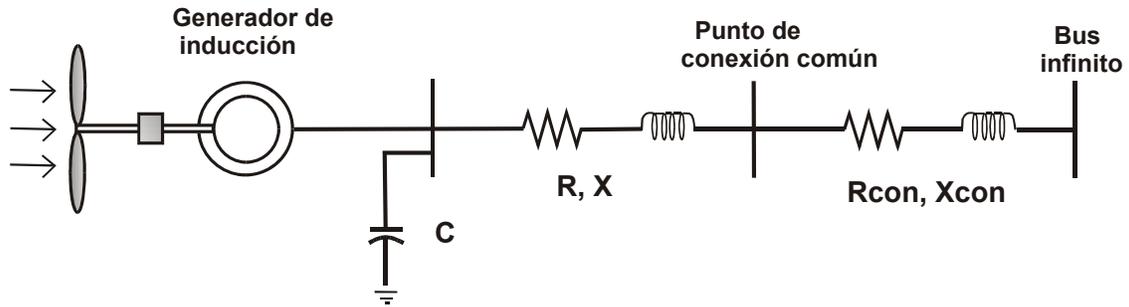
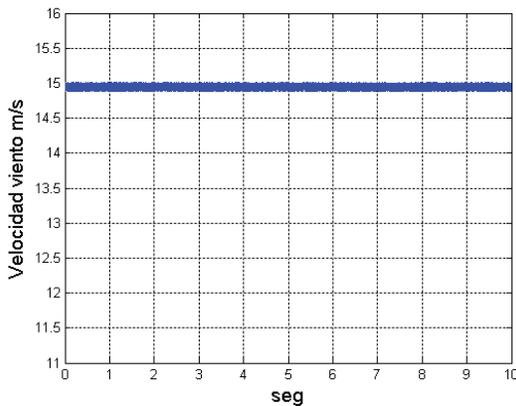
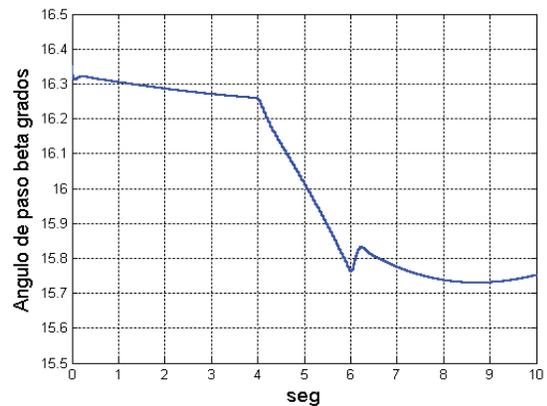


Figura 4.4 Circuito para el caso de estudio disturbio en el voltaje de la red.

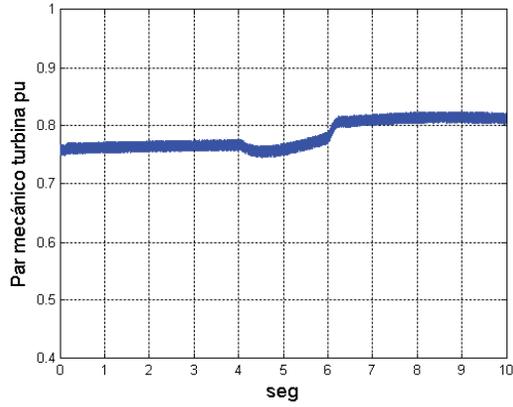
El modelo utilizado para el aerogenerador es de quinto orden (tres ecuaciones para la máquina de inducción y dos ecuaciones para el control del ángulo de paso), el tiempo de estudio es de 10 segundos utilizando el método trapezoidal con un paso de integración de 0.5 milisegundos, la velocidad del viento se mantiene en 15 m/s con una componente de turbulencia de 0.2 m/s en su valor máximo, se aplica una reducción del 50% en el voltaje en el bus infinito para simular un disturbio en el voltaje de la red durante 2 segundos, iniciando a los 4 segundos de simulación y se grafica el comportamiento de las variables en la red y el aerogenerador, las cuales se muestran a continuación en la Figura 4.5.



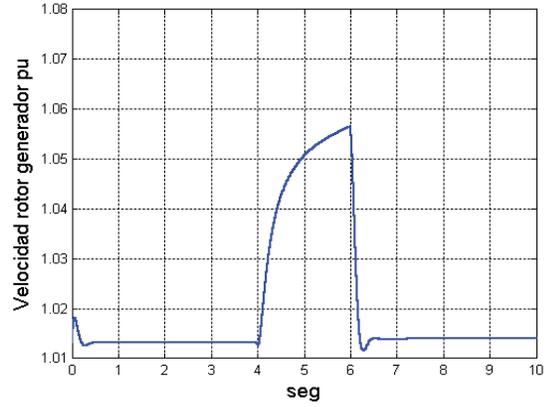
(a)



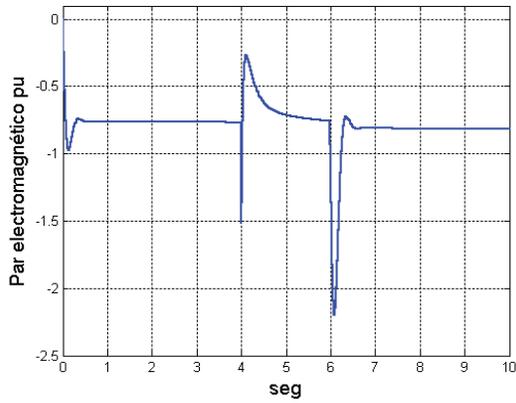
(b)



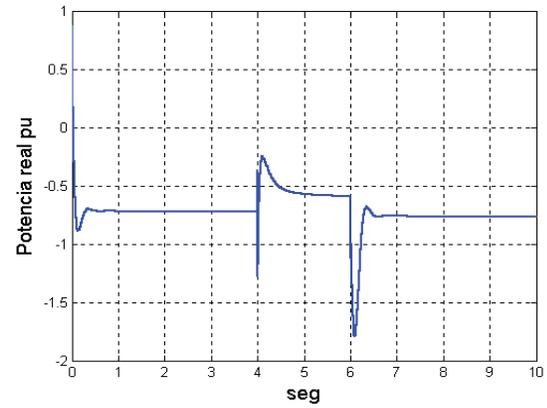
(c)



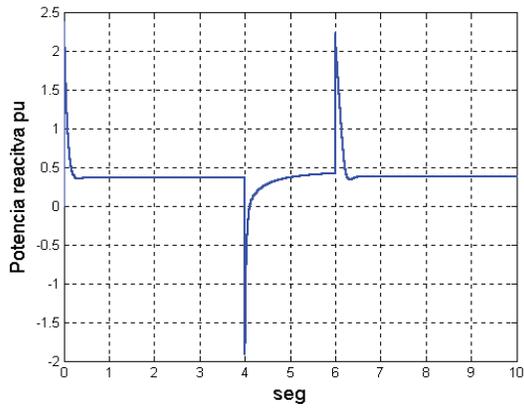
(d)



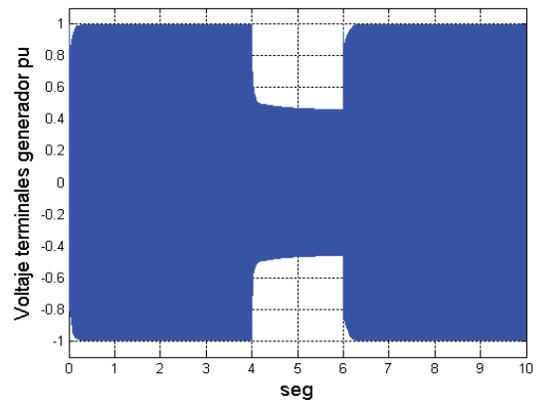
(e)



(f)



(g)



(h)

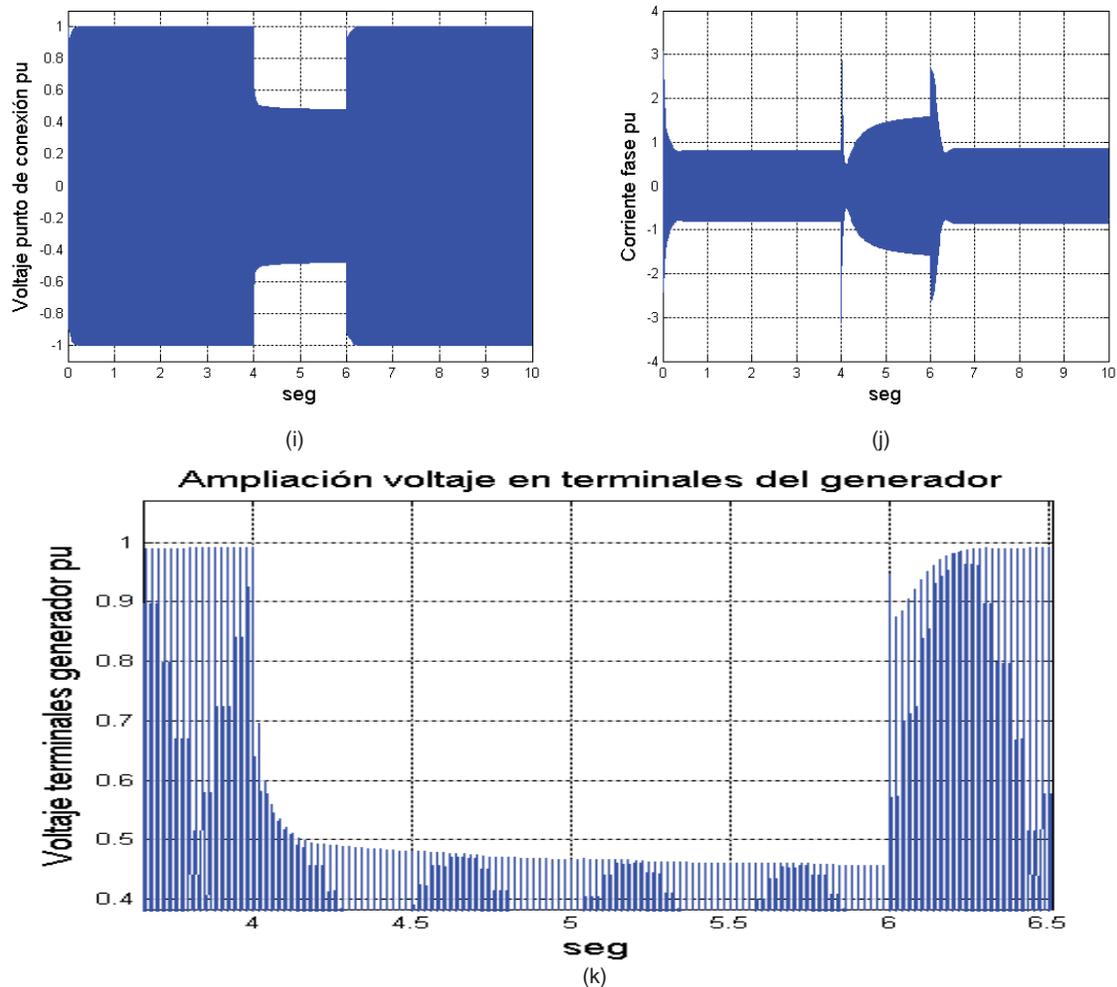


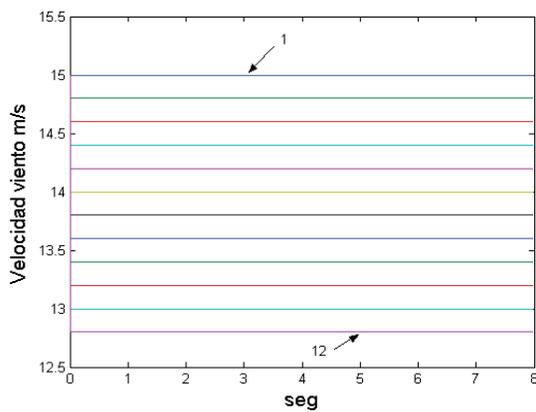
Figura 4.5 Resultado de la simulación de un disturbio en el voltaje de la red.

Se aplica a la turbina una velocidad del viento constante con una componente de turbulencia durante el disturbio Fig. 4.5(a); el ángulo de paso Fig. 4.5(b), se ajusta para compensar la disminución de potencia hacia la red como consecuencia del disturbio y satisfacer la potencia demandada (0.72 pu). El par electromagnético Fig. 4.5(e), tiene una fluctuación entre -0.3 y -2.2 pu durante el disturbio, regresando a su valor de prefalla en 0.7 segundos, el par de la turbina Fig. 4.5(c) se incrementa debido a la disminución en el ángulo de paso beta; el rotor se acelera durante el disturbio debido al aumento en el par de la turbina Fig. 4.5(d); las potencias real y reactiva Figs. 4.5(f) y (g), varían durante el disturbio debido principalmente a la variación en el voltaje, la corriente aumenta durante el disturbio y al final del mismo presenta un transitorio de 3 veces su valor nominal durante medio segundo Fig. 4.5(j). Esta corriente se relaciona con la capacidad del aerogenerador de soportar un disturbio de voltaje en la red (*ride through capability*), los voltajes en terminales del generador y en el punto de conexión presentan transitorios al inicio y final del disturbio Fig. 4.5(h) e (i) [Saad-Saoud *et al.* 95].

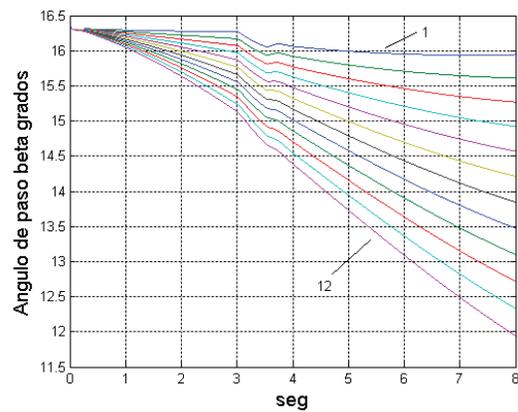
Este fenómeno influye sobre la calidad de la energía ya que puede causar una interrupción, o bien, una disminución en el voltaje en la parte de la red donde este conectado el aerogenerador, si el aerogenerador se desconecta se sufre la pérdida de generación en el sistema.

4.2.1.3.2 Caso de estudio: Disturbio en el voltaje de la red aplicado a un parque eólico.

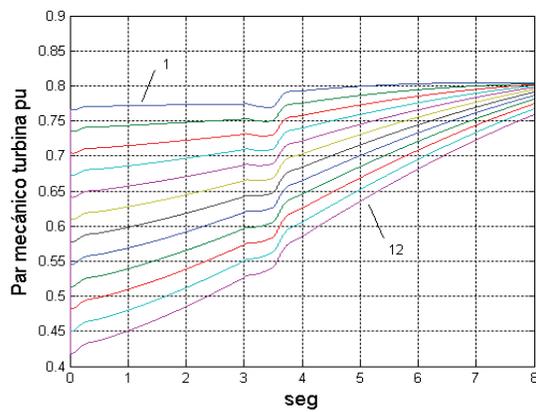
En este caso de estudio se considera un parque eólico de 12 aerogeneradores de 2 MVA, cada uno, distribuidos según la Figura 3.19 y el modelo descrito en la Figura 4.4, con características electromecánicas iguales dadas en el Apéndice D. Se representa cada aerogenerador en espacio de estado con un sistema de quinto orden, la velocidad del viento es diferente en cada aerogenerador Fig. 4.6(a), se aplica una reducción del 50% en el voltaje en el bus infinito para simular un disturbio en el voltaje durante 0.5 segundos (de 3 a 3.5 segundos); el tiempo de simulación es de 8 segundos, con un paso de integración de 0.5 milisegundos, aplicando el método trapezoidal. La Figura 4.6 ilustra el comportamiento dinámico de las variables en la red y los aerogeneradores.



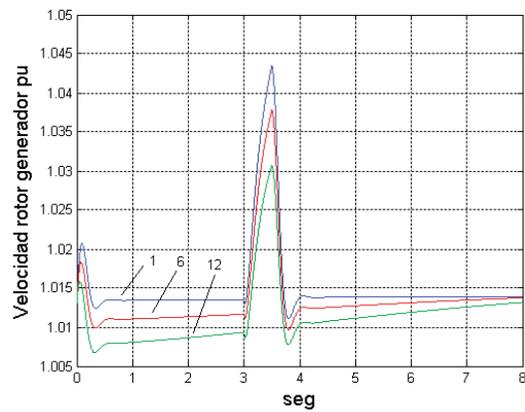
(a)



(b)



(c)



(d)

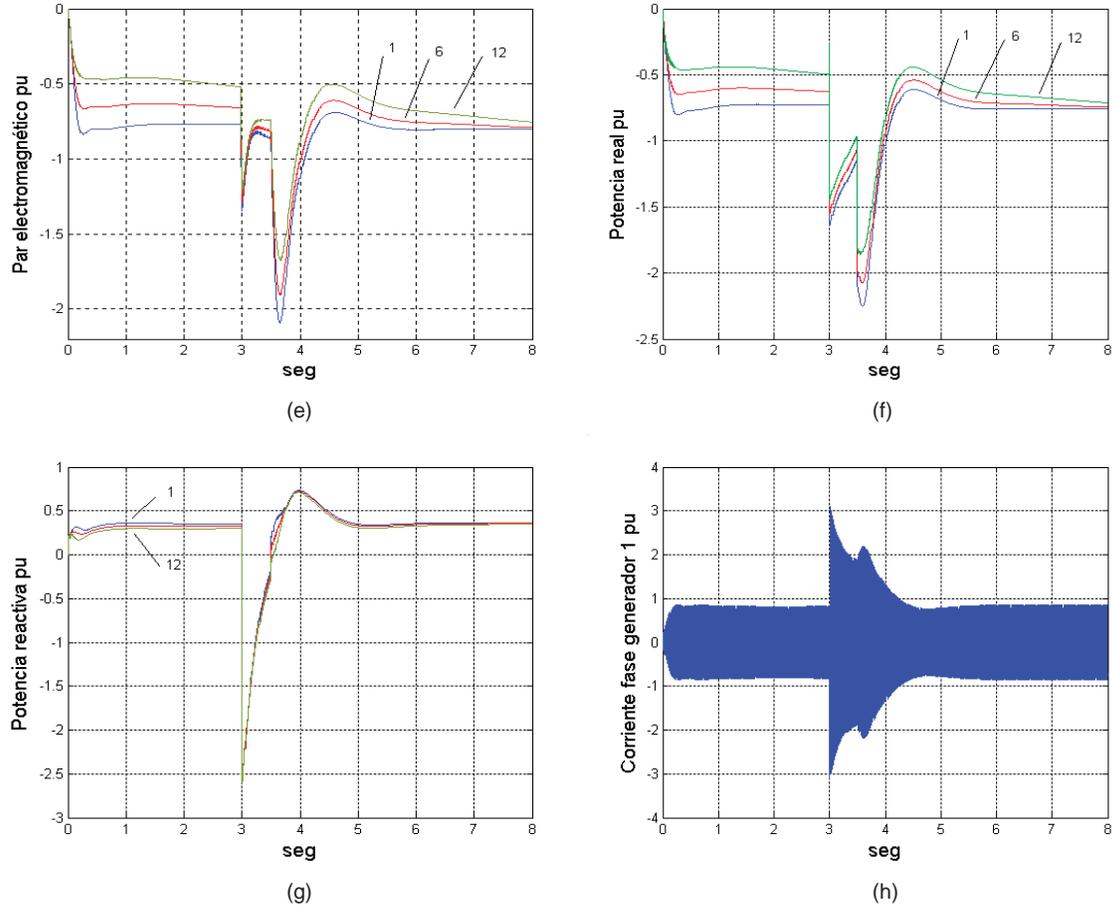


Figura 4.6 Gráficas de la simulación de un disturbio de voltaje aplicado a un parque eólico de 12 aerogeneradores.

Se disminuye la impedancia entre el punto de conexión y el bus infinito a 25% del valor para un solo aerogenerador para conectar el parque eólico al sistema de potencia.

Se aplica a cada turbina una velocidad de viento constante diferente desde 15 m/s a 12.8 m/s Fig. 4.6(a), para simular diferentes condiciones de viento y defasamiento en cada aerogenerador; el ángulo de paso es ajustado por su control para compensar la disminución de potencia real hacia la red Fig. 4.6(b), como consecuencia del disturbio de voltaje, y satisfacer la potencia demandada (0.72 pu). El par mecánico de las turbinas Fig. 4.6(c), aumenta debido al decremento en el ángulo de paso beta y a la aceleración de los rotores. El par electromagnético Fig. 4.6(e), varía durante el disturbio desde -0.7 hasta -1.3 pu en el generador 1 presentando después del disturbio una variación desde -1.3 hasta -2.3 pu volviendo al valor de prefalla. Durante el disturbio los rotores se aceleran debido a la disminución de la carga eléctrica Fig. 4.6(d), la potencia real y la potencia reactiva oscilan transitoriamente al inicio y final del disturbio debido a la variación en el voltaje de la red Fig. 4.6(f) y (g); la corriente de fase en el generador 1 aumenta hasta 3 pu y al final del disturbio alcanza una amplitud de dos veces su valor nominal durante medio segundo Fig. 4.6(h).

En la Fig. 4.7(a) se observa el comportamiento del voltaje en el punto de conexión, la corriente de fase total del parque Fig. 4.7(b), y las potencias real y reactiva totales del parque Fig. 4.7(c) y (d). El voltaje en el punto de conexión disminuye durante el disturbio, después del mismo se restablece. La corriente se incrementa durante el disturbio hasta 4 veces su valor de prefalla y tiene una variación de 3 veces el valor de prefalla luego de que se restablece el voltaje en la red. La potencia real varía durante el disturbio desde -7 pu hasta -18 pu y al restablecerse el voltaje regresa eventualmente a su valor de prefalla. Al producirse el disturbio, la potencia reactiva pasa de un valor positivo a uno negativo, esto es, pasa de consumir a suministrar potencia reactiva a la red, hasta el instante en que se restablece el voltaje, después del cuál se estabiliza a un valor positivo, esto es, vuelve a consumir potencia reactiva de la red y regresa a su valor de prefalla.

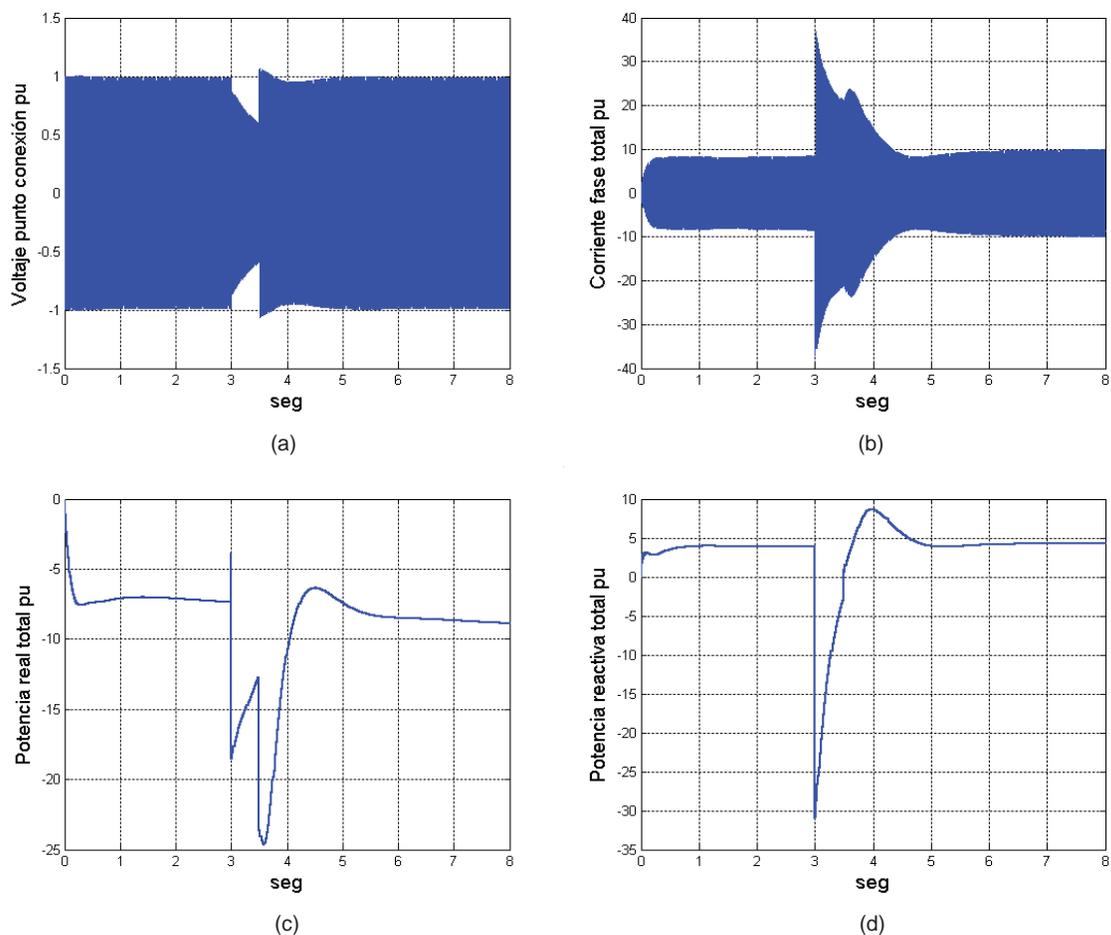


Figura 4.7 Gráficas del voltaje en el punto de conexión (a), corriente (b), potencias real y reactiva totales (c) y (d) de la simulación de un disturbio de voltaje aplicado a un parque eólico de 12 turbinas.

4.2.2 Parpadeo (*flicker*).

El parpadeo o cambios de voltaje rápidos son debidos a cambios repentinos en la carga o a operaciones de switcheo en el sistema. Un cambio de voltaje rápido debe generalmente ser menor al 5% del voltaje nominal, aunque pueden ocurrir cambios hasta de 10% del voltaje nominal varias veces en un día bajo ciertas circunstancias.

Las fluctuaciones de voltaje (*flicker*) o parpadeo se definen como disturbios en el voltaje de la red que ocurren más rápido que los cambios en el voltaje de estado estable de la red, con la suficiente magnitud y periodo que pueden ser detectadas mediante cambios notables en la brillantez de la iluminación eléctrica, IEEE Std. 1159 [IEEE95]. Estos disturbios pueden ser causados por la conexión y desconexión de las turbinas eólicas, fluctuaciones en el par de las turbinas de velocidad fija como resultado de la turbulencia y ráfagas en el viento, cambios en el ángulo de paso. El parpadeo es menor en turbinas reguladas por pérdida aerodinámica con ángulo de paso fijo que en turbinas con regulación por ángulo de paso. Las turbinas de velocidad variable y convertidores no causan fluctuaciones de voltaje en la red, pero causan parpadeo al conectar y desconectar las turbinas, existen normas para evaluar y limitar el parpadeo [Manwell06].

La fluctuación en la velocidad de la turbina debido a la variabilidad del viento en magnitud y dirección causa variaciones en el voltaje y corriente, las cuales pueden ser detectadas como parpadeo en la iluminación eléctrica, esta fluctuación se relaciona con la potencia mecánica, la velocidad del rotor, el voltaje y la corriente en la turbina y el generador eólicos.

Las fluctuaciones de unos pocos hertz pueden causar efecto notable en el voltaje y la corriente; estas fluctuaciones son pequeñas para ser detectadas en terminales de la máquina. Las fluctuaciones grandes en la frecuencia son filtradas por la inercia de la turbina eólica, la cuál usualmente es grande. Con ello se tiene solo una banda de las fluctuaciones que pueden ser detectadas en las terminales del generador.

Las fluctuaciones causadas por la variabilidad del viento pueden ser de importancia en líneas de transmisión de bajo voltaje en la conexión con la red. La caída de voltaje relacionada a oscilaciones en la potencia es pequeña en líneas de alto voltaje debida a variaciones pequeñas en la corriente para una determinada fluctuación del viento [Manwell06].

El parpadeo es la forma tradicional de cuantificar las fluctuaciones de voltaje. Un método se basa en la medición de variaciones en la magnitud del voltaje (duración y magnitud de los cambios). El parpadeo se incluye en la norma IEC 60868 y su corrección 1 (IEC, 1990a; IEC, 1990b).

Al evaluar el parpadeo se debe tener cuidado de evaluar el parpadeo emitido por cada componente de un sistema de potencia, evaluar por ejemplo el parpadeo de la red aparte del parpadeo emitido por un parque eólico.

El parpadeo causado por los aerogeneradores ocurre en dos modos de operación: operación continua y operaciones de switcheo.

4.2.2.1 Operación Continua

El parpadeo producido en operación continua es causado por fluctuaciones en la potencia, las cuales a su vez son causadas por variaciones en la velocidad del viento, el efecto sombra de la torre y las características mecánicas del aerogenerador.

Los aerogeneradores controlados por ángulo de paso (*pitch*) tienen variaciones en la potencia debidas al límite del ancho de banda del mecanismo de paso; para solucionar esto, se puede usar un generador de velocidad variable. La potencia de un aerogenerador controlado por paso (*pitch*) es controlada por el ángulo de paso en las aspas; esto significa que a velocidades de viento altas, normalmente entre 12-14 m/s, y la velocidad de corte entre 20-25 m/s, el valor en estado estacionario de la potencia de salida debe ser mantenida cerca de la potencia nominal del generador, esto se logra ajustando el ángulo de paso en las aspas. La velocidad del viento no es constante, varía todo el tiempo; la potencia instantánea fluctúa alrededor del valor nominal medio de la potencia, como resultado de las ráfagas, la turbulencia en el viento y la velocidad del mecanismo del ángulo de paso. Las variaciones en la velocidad del viento causan fluctuaciones en la potencia del aerogenerador con control por pérdida aerodinámica (*stall*), aunque estas son menores comparadas con las fluctuaciones generadas en el aerogenerador con control por ángulo de paso (*pitch*).

Se requieren mediciones para determinar la emisión de parpadeo (*flicker*) durante la operación continua de un aerogenerador. La norma IEC 61400-21 establece que la emisión de parpadeo no debe determinarse de las mediciones de voltaje, ya que este método se ve influenciado por el parpadeo en la red [Ackermman05].

4.2.2.2 Operaciones de Switcheo

Las operaciones de switcheo producen parpadeo (*flicker*); las más frecuentes son el arranque y paro de los aerogeneradores. El arranque, paro y switcheo entre generadores produce cambios en la generación de potencia, lo cuál origina cambios en el voltaje en el punto de conexión a la red, a su vez estos cambios de voltaje pueden producir parpadeo.

La secuencia de arranque de los aerogeneradores de velocidad variable, así como la de los aerogeneradores de velocidad fija es diferente. Los aerogeneradores de velocidad variable se equipan con control por ángulo de paso (*pitch*). Debido al control de la velocidad y al control del ángulo de paso la secuencia de arranque de los aerogeneradores de velocidad variable es más suave que la de los aerogeneradores de velocidad fija.

En el arranque de aerogeneradores tipo A1 (velocidad fija con control de potencia por ángulo de paso) se consume potencia reactiva para magnetizar el generador, el arrancador opera para limitar la corriente a un valor nominal, entonces la potencia reactiva se compensa por medio de un banco de capacitores en paralelo, las aspas de la turbina son controladas por el ángulo de

paso (*pitch*), lo cuál aumenta la generación de potencia. Los cambios del voltaje en el arranque del aerogenerador se pueden dividir en dos partes: La primera es causada por el consumo de potencia reactiva por el aerogenerador, lo que causa una caída en el voltaje. Una vez que los capacitores se conectan y el consumo de potencia reactiva baja, el voltaje se restablece. La segunda parte es originada por la generación de potencia, conforme esta generación aumenta, el voltaje comienza a subir.

En el arranque de un aerogenerador tipo D1 (velocidad variable, control de potencia por ángulo de paso, convertidor escala completa), este se conecta a la red a través del convertidor. La potencia activa aumenta desde cero hasta la mitad de la potencia nominal aproximadamente en 30 segundos dependiendo del diseño, durante este período la potencia reactiva se controla para tener un factor de potencia constante. Esta secuencia de arranque de los aerogeneradores de velocidad variable es más suave comparada con la de los aerogeneradores de velocidad fija [Ackermman05].

Sí la velocidad del viento baja o es demasiado alta, el aerogenerador debe pararse automáticamente (velocidad de conexión y de desconexión, *cut-in*, *cut-out*). A velocidad baja el aerogenerador se para evitando el flujo de potencia real negativo o motorización. A velocidad alta el aerogenerador se para evitando cargas mecánicas altas que puede llegar a forzar mecánicamente al aerogenerador. El paro es suave y el impacto sobre el voltaje en el punto de conexión es pequeño a velocidades del viento bajas. El impacto es mayor a velocidades altas (mayores de 25 m/s) ya que la turbina genera potencia nominal o mayor en esta situación. Sí el aerogenerador se para, la potencia disminuye desde la potencia nominal hasta cero, originando con ello que el voltaje en el punto de conexión se vea afectado.

En el paro de aerogeneradores de velocidad fija tipo A0 (velocidad fija y control por pérdida aerodinámica, *stall*), operando el aerogenerador por arriba de su potencia nominal se ordena el paro, el banco de capacitores para la compensación de potencia reactiva se desconecta, los frenos en la transmisión reducen la velocidad del aerogenerador, para asegurar el paro de la turbina, el generador se desconecta cuando la potencia cambia su flujo de positivo a negativo, es decir, cuando comienza la motorización.

En el caso de paro de aerogeneradores de velocidad variable tipo D1 (velocidad variable, control de potencia por ángulo de paso, convertidor a escala completa, *pitch*) en viento con alta velocidad, al inicio la turbina opera a potencia nominal al ordenarse el paro, la potencia de la turbina comienza a disminuir en el tiempo, dependiendo del control y el diseño en aproximadamente 4 segundos, la potencia cae desde la potencia nominal a cero. De forma similar al arranque, el paro es suave.

De acuerdo a la norma IEC 61400-21, las operaciones de switcheo deben de medirse durante conexión y desconexión (*cut-in*, *cut-out*) y en las operaciones de switcheo entre aerogeneradores [Ackermman05].

Los aerogeneradores causan parpadeo como resultado de las operaciones de switcheo, como en el arranque y paro, y como resultado de fluctuaciones en la potencia de salida durante la operación continua.

4.2.2.3 Caso de estudio: Generación de parpadeo (*flicker*).

En este caso de estudio se aplica una determinada velocidad del viento (conteniendo turbulencia, una rampa y tres ráfagas) al modelo de la turbina eólica de velocidad fija con control de ángulo de paso, con el fin de verificar la generación de parpadeo, el aerogenerador tiene una potencia nominal de 2 MVA y se conecta mediante dos impedancias a un bus infinito, para verificar el voltaje en terminales y en el punto de conexión a la red, como se observa en la Figura 4.8:

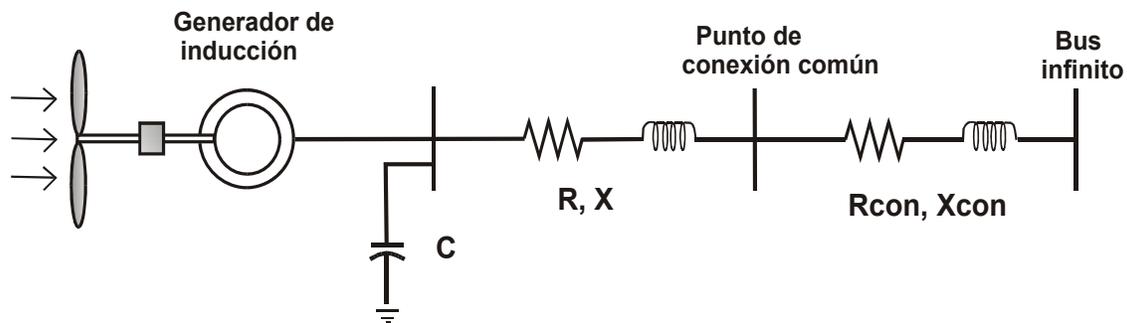
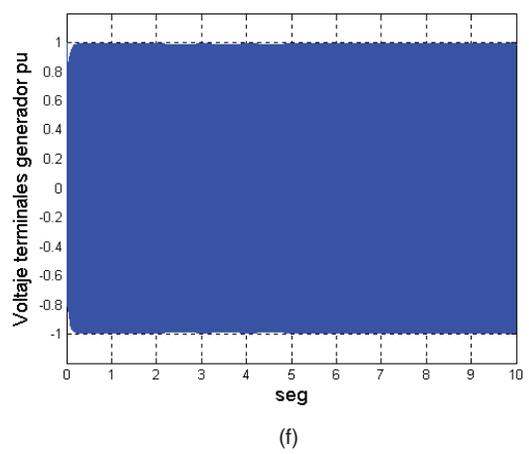
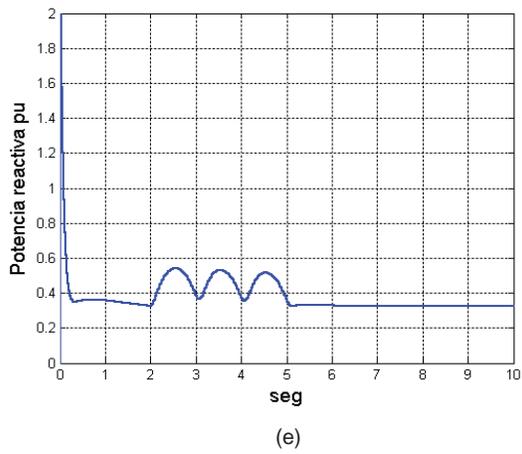
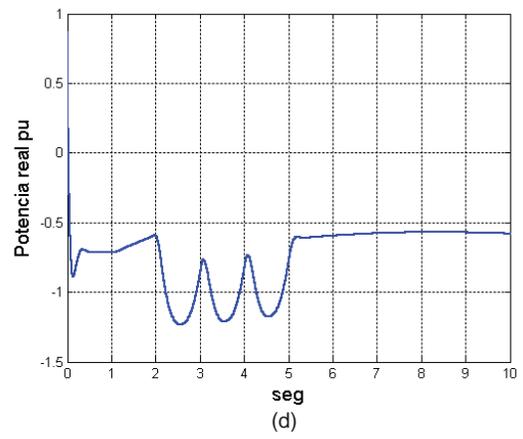
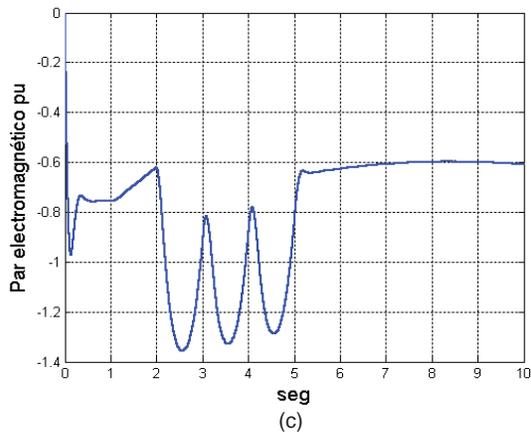
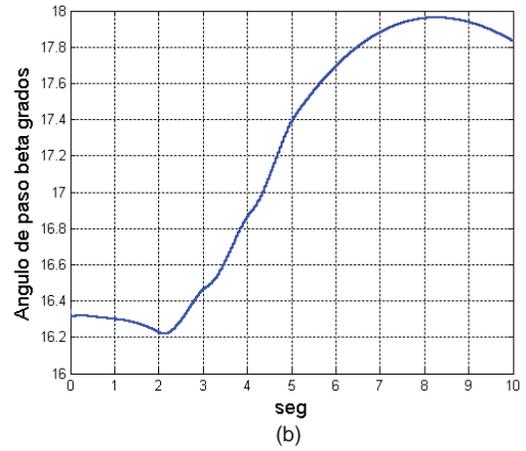
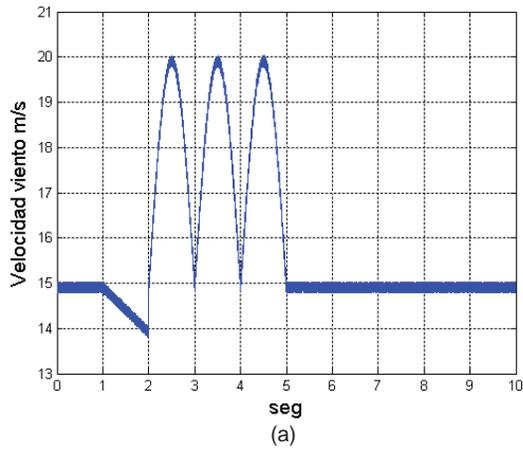
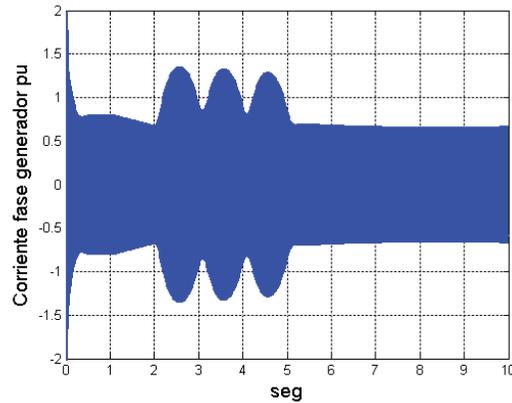


Figura 4.8 Circuito para el caso de estudio de generación de parpadeo (*flicker*).

El generador de inducción se modela por medio de un sistema de tercer orden en espacio de estado y dos ecuaciones para el control de ángulo de paso, formando un sistema de quinto orden, Ecuaciones (3.76) a (3.78) para la máquina de inducción, Ecuaciones (3.69) y (3.70) para el control del ángulo de paso, el tiempo de estudio es de 10 segundos, con un paso de integración de 0.5 milisegundos, aplicando al sistema el método de integración trapezoidal.

En la Figura 4.9 se presentan las gráficas del comportamiento de las variables en el aerogenerador y en la red, bajo la velocidad del viento aplicada, la cuál tiene componentes de turbulencia, rampa y ráfagas Fig. 4.9(a); las variaciones en el ángulo de paso Fig. 4.9(b), tienden a regular la potencia capturada por la turbina de acuerdo a la potencia demandada (0.72 pu). Las variaciones en el par electromagnético Fig. 4.9(c) son de la misma forma que las variaciones de la rampa y las ráfagas en la velocidad del viento, de forma similar, la potencia real Fig. 4.9(d) también refleja estas variaciones, así como también la potencia reactiva Fig. 4.9(e) varía siguiendo las fluctuaciones en la velocidad del viento al instante de presentarse la rampa y las ráfagas.





(g)

Figura 4.9 Gráficas de la generación de parpadeo o flicker debido a la variación en la velocidad del viento.

El voltaje en terminales del generador varía de acuerdo a la velocidad en el viento, principalmente cuando se presentan las ráfagas de viento. El voltaje en el punto de conexión tiene un comportamiento semejante aunque en menor grado, la corriente de fase sigue las variaciones en la velocidad del viento.

En la Figura 4.10 se presenta el voltaje en terminales del generador, mostrando en detalle las variaciones en el voltaje, y señalando la generación de parpadeo o *flicker*. Las variaciones de voltaje son del orden de 0.05 pu, que equivalen a 11.5 volts o 5% del voltaje nominal, con una frecuencia de 1 hz, con una duración de 3 segundos, lo cuál puede considerarse como parpadeo o *flicker* de acuerdo a la norma IEEE Std. 1159 [IEEE95].

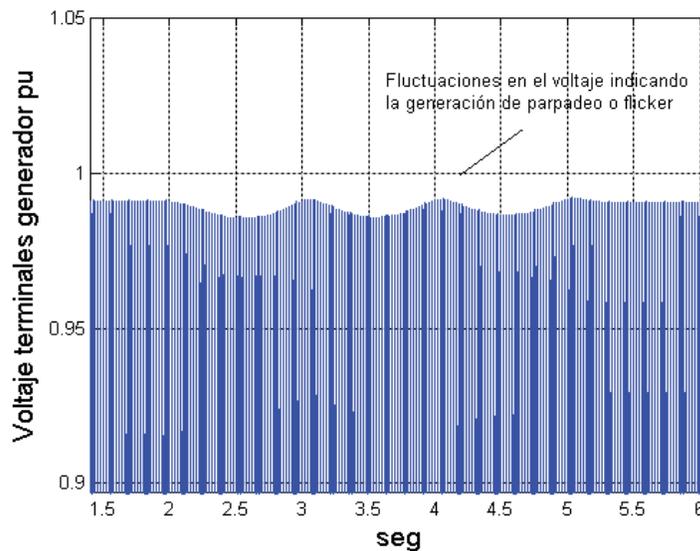


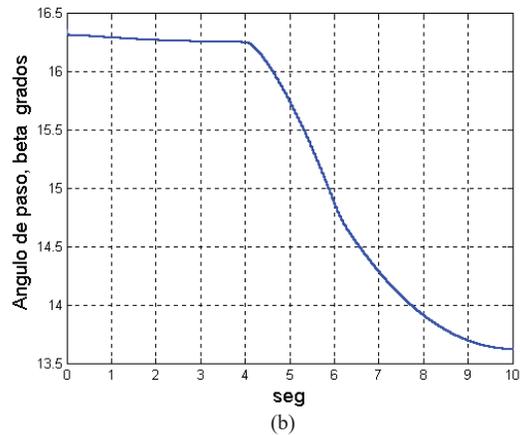
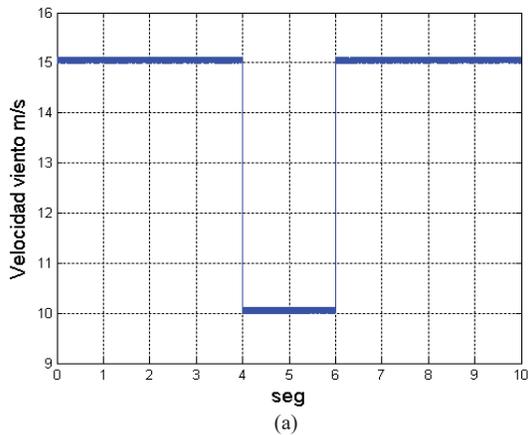
Figura 4.10 Voltaje en terminales del generador mostrando parpadeo (*flicker*).

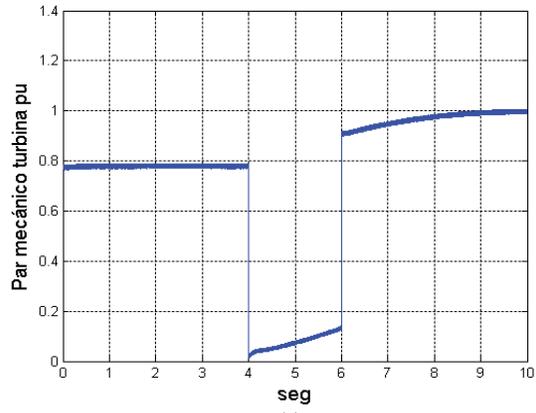
Las variaciones en los voltajes en terminales del generador y en el punto de conexión común son proporcionales a la variación en la velocidad del viento cuando se tiene la conexión a bus infinito generando parpadeo en estos puntos. La solución para disminuir el parpadeo es conectar los aerogeneradores o parques eólicos a una red lo más estable posible por medio de líneas de baja impedancia y mantener una regulación adecuada de potencia reactiva en las terminales del aerogenerador, y en el punto de conexión por medio de bancos de capacitores o compensación de potencia reactiva.

4.2.2.4 Caso de estudio: Variación en la velocidad del viento.

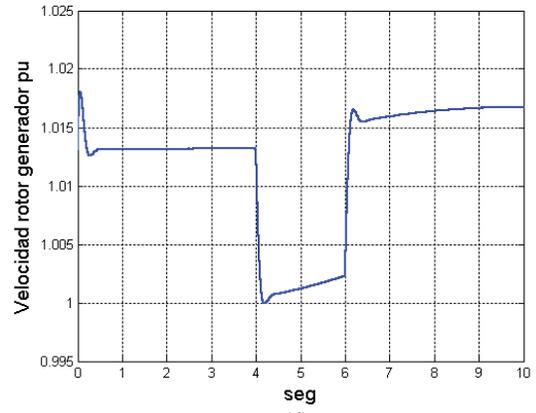
4.2.2.4.1 Caso de estudio: Variación en la velocidad del viento en un aerogenerador.

En este caso de estudio se simula una disminución brusca en la velocidad del viento durante dos segundos iniciando a los cuatro segundos de simulación, disminuyendo desde 15 m/s a 10 m/s, se realiza en el circuito presentado en la Figura 4.8, se utiliza un modelo de quinto orden para simular el aerogenerador, el tiempo de estudio es de 10 segundos, con paso de integración de 0.5 milisegundos, se analizan las variables en el aerogenerador y la red, los resultados de la simulación se indican en la Figura 4.11.

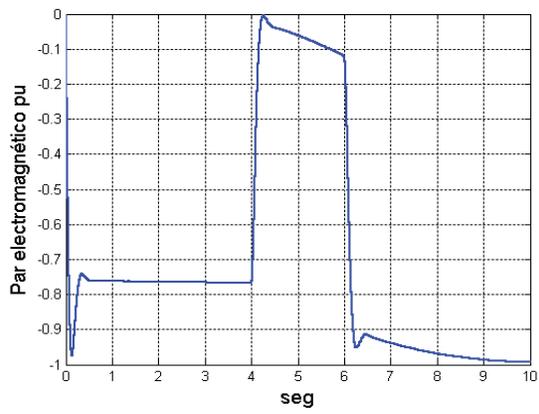




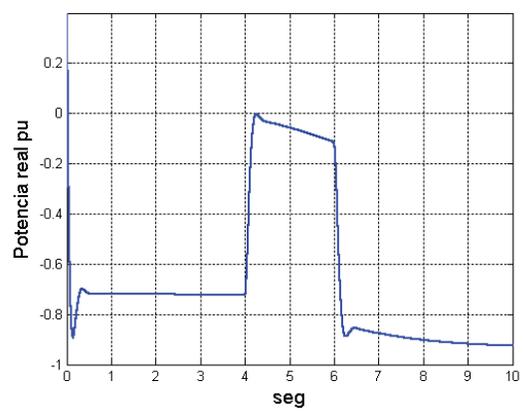
(c)



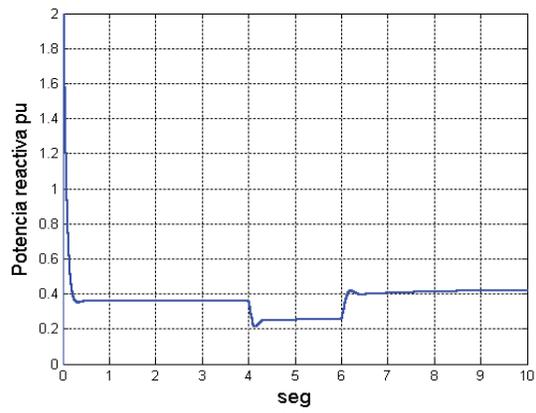
(d)



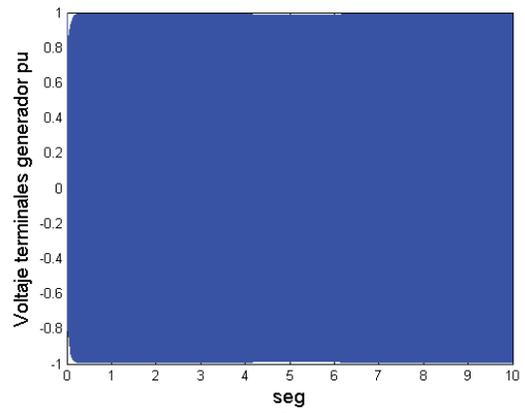
(e)



(f)



(g)



(h)

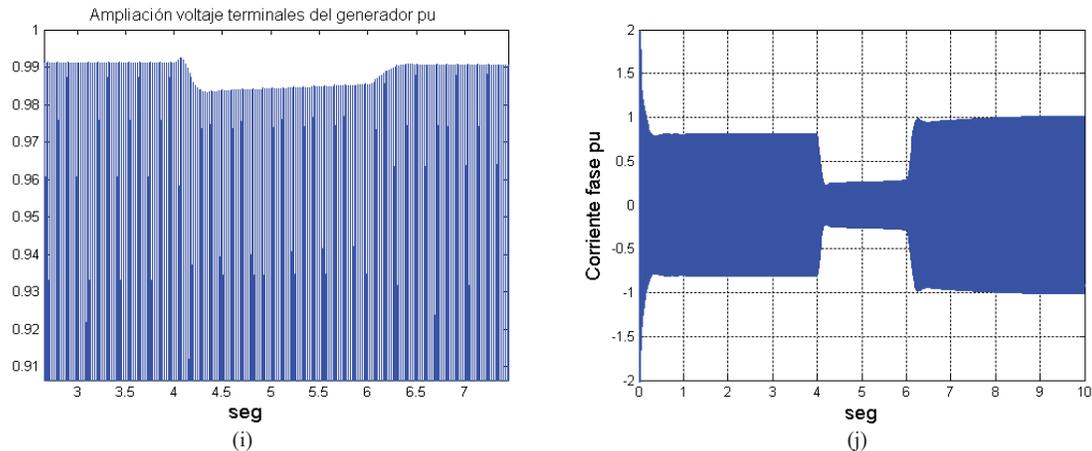


Figura 4.11 Resultados de la simulación de un disturbio en la velocidad del viento.

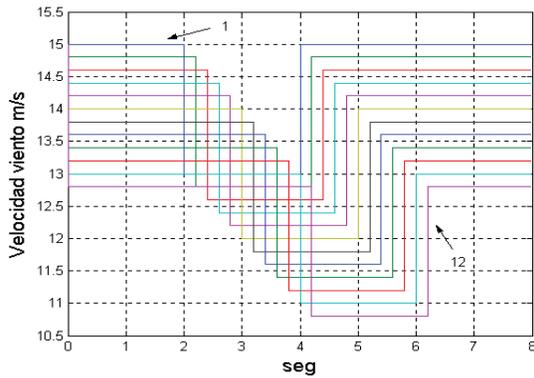
En las gráficas de la simulación se observa la variación del ángulo de paso para regular la potencia eólica captada Fig. 4.11(b), al valor de referencia de 0.72 pu, la variación en el par mecánico de la turbina Fig. 4.11(c) y la velocidad del rotor del generador Fig. 1.11(d) presentan variaciones de acuerdo a la variación en la velocidad del viento, la velocidad del rotor tiene una fluctuación durante el disturbio entre 1.0 y 1.018 pu, la potencia real Fig. 4.11(f) disminuye debido a la disminución del par en la turbina y de la potencia eólica disponible, la potencia reactiva Fig. 4.11(g) también disminuye en el disturbio, el voltaje en terminales del generador Fig. 4.11(i), varía durante el disturbio desde 0.99 pu a 0.98 pu, por lo que una variación en la velocidad del viento produce una variación en el voltaje en terminales del generador, la corriente de fase del generador Fig. 4.11(j) disminuye durante el disturbio desde 0.8 a 0.3 pu debido a la condición transitoria como consecuencia de la disminución en la velocidad del viento, después del disturbio aumenta hasta un valor de 1 pu para compensar la potencia real y reactiva después del disturbio en la velocidad del viento, eventualmente la corriente regresa a su valor anterior al disturbio.

4.2.2.4.2 Caso de estudio: Variación en la velocidad del viento en un parque eólico.

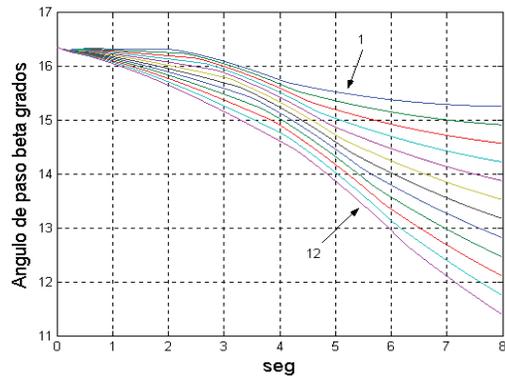
En este caso de estudio se simula una disminución brusca en la velocidad del viento de dos segundos, iniciando a los dos segundos de simulación. Se aplica a un parque eólico de 12 aerogeneradores de 2 MVA cada uno, velocidad fija y control de ángulo de paso en las turbinas, con las mismas características electromecánicas, con conexión a través de dos impedancias a bus infinito, representando la conexión del parque al sistema de potencia, según se indica en la Figura 3.19.

Cada aerogenerador se simula por medio de un sistema de quinto orden, se aplica para su integración la regla trapezoidal, con un tiempo de estudio de 8 segundos, un paso de integración de 0.5 milisegundos. Se reduce la impedancia entre el punto de conexión y el bus infinito a 25% del valor para un aerogenerador para conectar el parque eólico al sistema de potencia.

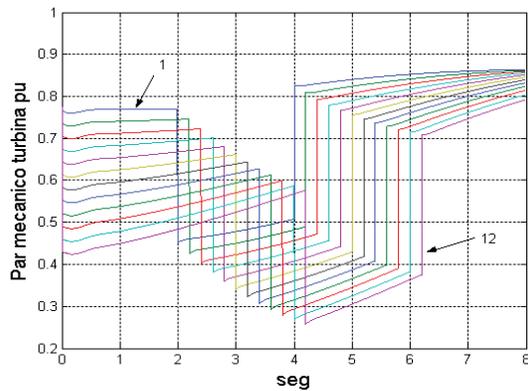
Inicialmente se considera la velocidad de las turbinas un poco mayor a la velocidad síncrona, es decir, una velocidad donde la máquina de inducción actúa como generador. Como realmente los aerogeneradores no giran sincronizadamente, el defasamiento entre los aerogeneradores se simula aplicando el disturbio en diferente instante de tiempo a cada turbina Fig. 4.12(a) y con una velocidad inicial diferente en cada aerogenerador. La variación en la velocidad del viento influye de la misma forma sobre el ángulo de paso beta Fig. 4.12(b), el par mecánico de las turbinas Fig. 4.12(c), la velocidad del rotor en los generadores Fig. 4.12(d), el par electromagnético Fig. 4.12(e), la potencia real y la potencia reactiva generadas Fig. 4.12(f) y (g), comparadas con el caso de estudio anterior donde se analiza un aerogenerador, las variaciones se tienen en diferentes instantes de tiempo para cada aerogenerador como se observa en la Figura 4.12; en las últimas gráficas se presentan únicamente los resultados para algunos aerogeneradores.



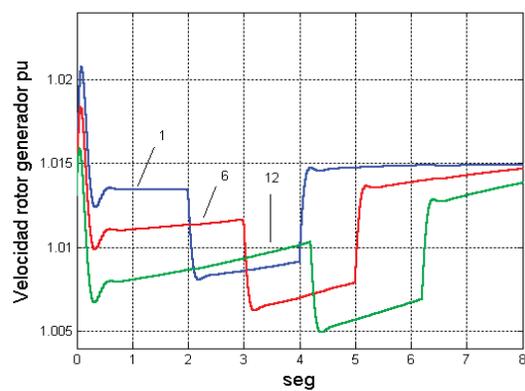
(a)



(b)



(c)



(d)

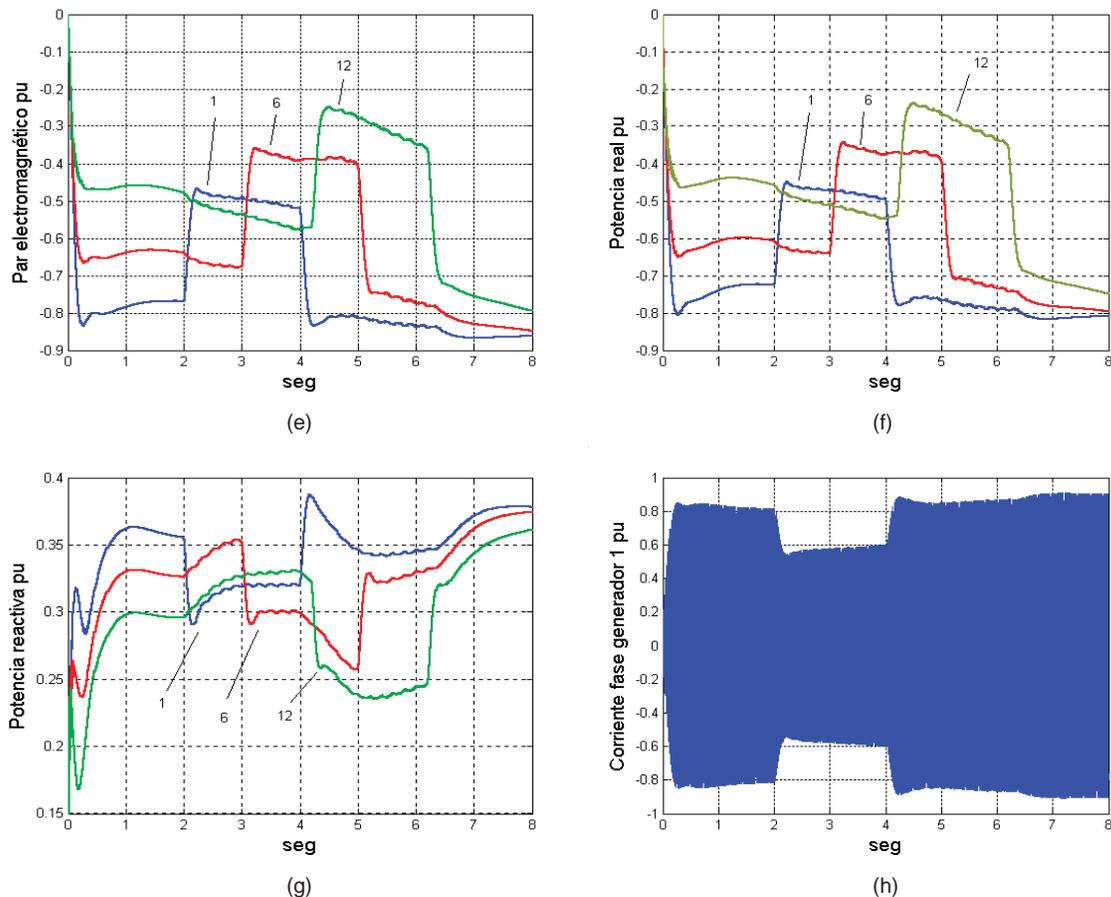


Figura 4.12 Gráficas de la simulación de un disturbio en la velocidad del viento aplicado a un parque eólico de 12 aerogeneradores.

Debido a la variación en la velocidad del viento también se tienen variaciones en el voltaje y corriente generados en cada aerogenerador, así como también en el voltaje y corriente en el punto de conexión Fig. 4.13(a) y (b), en las potencias real y reactiva totales generadas en el parque Fig. 4.13(c) y (d). La corriente en la impedancia de conexión al bus infinito al inicio del disturbio tienen una disminución aumentando después del disturbio, esta variación en la corriente es debida a que se tienen que compensar la magnetización en las máquinas de inducción durante el disturbio en la velocidad del viento. La variación en las potencias real y reactiva totales generadas es menor, comparada con la variación en las potencias generadas en cada uno de los aerogeneradores, reflejando el efecto de la suma de potencias de cada aerogenerador en la potencia total generada, aún así, la potencia total refleja el disturbio en la velocidad del viento, tanto en la potencia real como en la potencia reactiva; esto causa fluctuaciones de voltaje en otros puntos de la red donde se encuentra conectado el parque, pudiendo causar un incremento en el parpadeo o *flicker* en la red, por lo que este efecto influye sobre la calidad de la energía en la red.

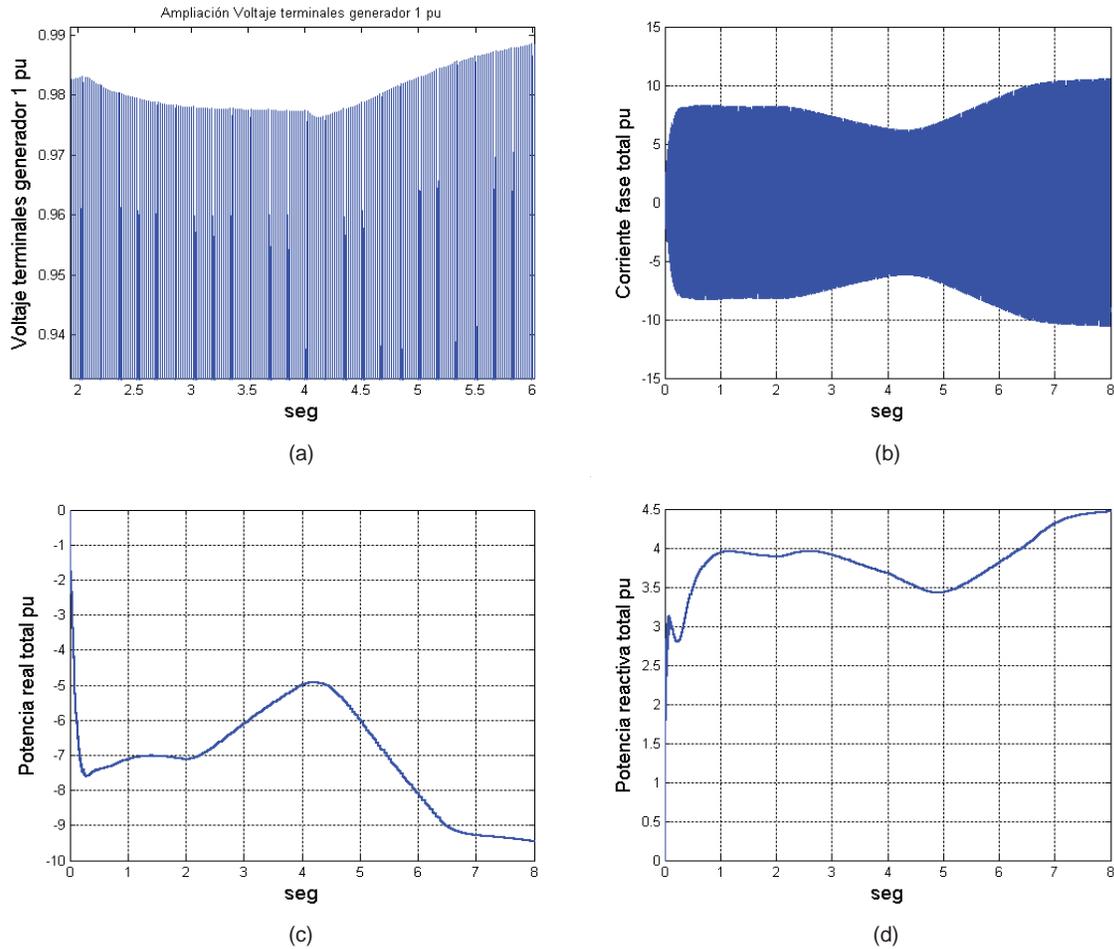


Figura 4.13 Gráficas del voltaje en terminales del generador 1 (a), corriente de fase total (b), potencia real total (c) y potencia reactiva total (d) generadas de la simulación de un disturbio en la velocidad del viento aplicado a un parque eólico de 12 aerogeneradores.

4.2.3 Armónicas, distorsión armónica y fenómenos interarmónicos

Los convertidores con dispositivos de electrónica de potencia en turbinas eólicas de velocidad variable introducen voltajes y corrientes en la red eléctrica a frecuencias que son múltiplos de la frecuencia de la red llamadas armónicas, debido a los problemas asociados con las armónicas, se tienen límites estrictos para las armónicas que pueden ser introducidas a la red por parte de los generadores eólicos.

La medida usual de la distorsión en la forma de onda en un punto de la red es la distorsión armónica total (*THD*). La distorsión armónica total *THD* esta en función de la magnitud de la frecuencia fundamental y de las armónicas en la forma de onda de voltaje o de corriente [Manwell06].

Cualquier onda periódica de voltaje no senoidal $V(t)$ puede descomponerse en series de Fourier como:

$$V(t) = V_1 \text{sen}(wt) + \sum_{n=2}^{\infty} V_n \text{sen}(nwt + \alpha_n) \quad (4.1)$$

El primer término del lado derecho de la ecuación anterior es la componente fundamental mientras que los términos de la sumatoria de frecuencias más altas ($n=2,3,\dots,\infty$) son los armónicos.

El Factor de Distorsión Armónica Total se define como:

$$THD_V = \frac{1}{V_{1RMS}} \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} (V_{nRMS})^2} \quad (4.2)$$

De una forma similar se calcula el factor THD de la corriente. Por norma se toma solo hasta la armónica 50, es decir, hasta n igual a 50, en la expresión 4.2, para calcular THD .

El Factor de Distorsión Armónica Total THD es útil en la comparación de la calidad de la energía en forma de corriente alterna en diferentes sitios en la red o en diferentes sistemas. En una fuente de corriente alterna senoidal pura, THD es igual a cero. Entre mayor es el THD , la onda de voltaje esta más distorsionada, lo que causa mayor pérdida de energía por efecto joule en los circuitos para la misma energía entregada, por lo que la calidad de la energía y su eficiencia están relacionadas.

La distorsión armónica en el voltaje causada por la corriente armónica consumida por cualquier carga no lineal esta dada por $V_n = I_n Z_n$. Las cargas no lineales pueden causar distorsión en el voltaje, el cuál, a su vez alimenta corriente distorsionada a las cargas lineales que tenga conectadas. En el caso de los parques eólicos, los armónicos deben ser filtrados antes de suministrar potencia a la red. Un THD menor a 3% es aceptable. La norma IEEE 519 limita el THD a menos de 5% [IEEE92].

Los armónicos no contribuyen a la entrega de potencia útil en el sistema y causan calentamiento por efecto Joule, en muchas máquinas como generadores, motores y transformadores es difícil disipar el calor generado ya que muchas veces los diseños son cerrados.

Una medida aproximada de la calidad de la energía es el cociente del valor pico al valor rms en una onda senoidal pura, esta relación es de $\sqrt{2} = 1.414$; valores aceptables de esta relación están en el rango de 1.3 a 1.5, se pueden usar para probar aproximadamente la calidad de la energía en la red [Patel99].

Los armónicos de voltaje virtualmente están siempre presentes en la red, ya que existen cargas no lineales, cargas de electrónica de potencia, rectificadores, inversores y *drives* para motores que son fuentes de armónicas. El efecto de las armónicas incluye sobrecalentamiento, fallas de equipos, operación defectuosa, fallas de operación de los equipos de protección, interferencia en los circuitos de comunicaciones, etc.

Las armónicas e interarmónicas se definen en la norma IEC 61000-4-7 y su corrección 1 (IEC 1991, 1997). Las armónicas son componentes con frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental que es la frecuencia de la red (para 60 hz: 120, 180, 240 hz, etc.). Las interarmónicas se definen como componentes con frecuencias localizadas entre las armónicas de la frecuencia fundamental [Testa *et al.* 07].

La señal a analizar es muestreada, se convierte de analógica a digital (conversión A/D) y se almacena. La norma IEEE 519 fija la resolución de la frecuencia para un análisis espectral a 5 hz. La transformada discreta de Fourier se realiza sobre una ventana de tiempo de 10 ciclos en sistemas de 50 hz que equivale a 200 milisegundos [IEEE92] [Testa *et al.* 07]. Este ancho de ventana provee la distancia entre dos componentes interarmónicas consecutivas de 5 hz.

Los aerogeneradores de velocidad fija (tipo A) no generan armónicas e interarmónicas significativas. La norma IEC 61400-21 no incluye especificaciones de armónicas e interarmónicas para este tipo de turbinas. Para aerogeneradores de velocidad variable equipados con convertidor (tipos C y D), la emisión de armónicas durante la operación continua se debe especificar hasta 50 veces la frecuencia fundamental, así como también la distorsión armónica total [Ackermman05].

Los convertidores basados en tiristores emiten corrientes armónicas que pueden influir a su vez, sobre las armónicas de voltaje, casi no se usan en los aerogeneradores más recientes. Los convertidores basados en transistores operan a frecuencias de conmutación más altas arriba de 3 khz; como consecuencia, el impacto de estos convertidores sobre la forma de onda del voltaje es despreciable y no son una restricción para la generación eólica.

Un problema en la medición de armónicas en los aerogeneradores es la influencia de las armónicas ya existentes en la red, la forma de onda del voltaje de la red no es perfectamente senoidal, hay por ejemplo armónicas de quinto y séptimo orden que afectan las mediciones. Se debe identificar y separar la emisión de armónicas del aerogenerador de las armónicas generadas desde la red usando el ángulo de fase, el instante de tiempo en el que se generan y su dependencia de la potencia.

Los aerogeneradores actuales de velocidad variable, tipos C y D, se equipan con inversores autoconmutados, los cuales, son inversores PWM (*Pulse Width Modulation*) principalmente, que usan transistores tipo IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*). Tienen la ventaja de controlar la potencia activa y la reactiva, pero generan corrientes armónicas en el rango de los kilohertz; se requieren filtros para reducir las armónicas.

La medición de corrientes armónicas requiere de gran exactitud aún para frecuencias altas; las interarmónicas están en el rango de 0.1% de la corriente nominal para frecuencias de hasta 3 khz, por lo que se requieren transformadores de instrumento con una relación lineal hasta esa frecuencia según la norma IEEE Std. 1159 [IEEE95].

Los primeros equipos de turbinas eólicas usaban sistemas de conversión, como el puente de tiristores de 6 pulsos, sin filtro de corrección de armónicas, resultando armónicas de bajo orden.

Actualmente los convertidores producen una salida con un contenido de armónicas por debajo de lo recomendado por las normas con la instalación de filtros.

La emisión de armónicas de un generador debe ser controlada para prevenir un excesivo calentamiento en el equipo de potencia de la distribución eléctrica y para evitar condiciones de resonancia en el sistema.

Los filtros pasivos se usan para proveer una trayectoria de baja impedancia para que las corrientes armónicas fluyan por el filtro y no en la red evitando su propagación. El filtro se puede diseñar para una sola armónica o para un rango de armónicas, puede ser necesario diseñar un filtro más complejo para aumentar la impedancia en serie a frecuencias armónicas y así reducir la proporción de corriente armónica que fluye a la red. Un filtro serie se usa para bloquear las corrientes armónicas, de tal forma que se tiene una caída de voltaje de la armónica a través del filtro; este voltaje armónico se tiene en la red en el lado de la carga, ya que el voltaje se distorsiona y puede no cumplir con las normas de suministro; algunos equipos son insensibles a esta distorsión pero algunos otros son muy sensibles. Los filtros en serie pueden ser útiles en ciertas situaciones, pero se deben aplicar con cuidado, no se recomiendan como una solución de propósito general.

Los transformadores son afectados en dos formas por los armónicos: Primero, en las pérdidas por corriente de eddy, las cuales normalmente son el 10% de las pérdidas a carga nominal, y aumentan con el cuadrado del número de armónica. En la práctica, un transformador en su condición nominal alimentando a una carga no lineal puede tener pérdidas del doble de sí alimentará una carga lineal; esto origina una temperatura de operación más alta y una vida útil más corta. El segundo efecto se relaciona a las armónicas múltiplos de tres. Cuando se reflejan de regreso a un devanado conectado en delta, estas armónicas están en fase y circulan en el devanado, estas armónicas son absorbidas por el devanado y no se propagan a la red, así los transformadores conectados en delta son usados como transformadores de aislamiento, aunque todas las demás armónicas pasan a través de ellos. La corriente circulante debe tomarse en cuenta en la capacidad nominal del transformador.

La distorsión armónica del voltaje causa un aumento en las pérdidas por corriente de eddy en los motores en la misma forma que en los transformadores, aunque se tienen pérdidas adicionales debidas a la generación de campos armónicos en el estator, cada uno de los cuales trata de rotar el motor a diferente velocidad a favor o en contra del giro de las manecillas del reloj; se inducen en el rotor corrientes de alta frecuencia que aumentan las pérdidas.

La corriente alterna tiende a fluir sobre la superficie exterior del conductor, a este efecto se le conoce como *efecto piel* y es mayor a altas frecuencias, arriba de los 350 hertz, o de la séptima armónica. Este efecto es significativo, causando pérdidas adicionales y calentamiento; cuando se tienen corrientes armónicas se deben considerar para dimensionar los cables adecuadamente. Los sistemas de montaje de barras o buses se deben diseñar para evitar resonancia mecánica a las frecuencias armónicas.

4.2.3.1 Distorsión Armónica

La distorsión armónica es causada por las cargas no lineales en el sistema de potencia, las cuales consumen una corriente no senoidal cuando se les aplica un voltaje senoidal, a su vez, esta corriente distorsionada causa voltajes distorsionados a través del sistema. La causa de este problema es el uso de los convertidores de electrónica de potencia para aplicaciones como controles de velocidad ajustables, fuentes de potencia conmutadas, dispositivos saturables tales como los transformadores que tienen núcleos con características de magnetización no lineales, entre otros. Una forma de onda distorsionada puede descomponerse en una serie de senoides, cada una con una frecuencia múltiplo entero de la frecuencia fundamental que es la frecuencia de la red, denominada armónica fundamental.

La frecuencia de resonancia eléctrica es la frecuencia en la cuál las reactancias capacitiva e inductiva de la impedancia de un circuito son iguales. En la frecuencia de resonancia, la resonancia en paralelo tiene una alta impedancia y la resonancia en serie tiene una baja impedancia [Arrillaga *et al.* 00]. Cuando la capacitancia en el sistema causa resonancia en paralelo, cualquier armónica cerca de la frecuencia de resonancia será amplificada y la distorsión aumenta significativamente.

Un tipo especial de armónicas son las triples, múltiplos impares de la tercera armónica (3, 9, 15, 21...); la corriente de estas armónicas esta en fase y fluye en el neutro sumándose a su corriente. Si estas corrientes encuentran un transformador con conexión estrella aterrizada a estrella aterrizada, estas corrientes fluyen a través de él. Las conexiones del neutro en el transformador son susceptibles de sobrecalentarse cuando se alimenta cargas monofásicas con un alto contenido de tercera armónica. La causa más común de armónicas triples son las fuentes de potencia conmutadas.

4.2.3.2 Caso de estudio: Generación de armónicas e interarmónicas.

En cuanto a la generación de armónicas e interarmónicas, se analiza en este caso el efecto de sombra de la torre sobre un modelo de aerogenerador con un sistema de transmisión mecánica representado por dos masas, con ello se aumenta en dos ecuaciones el modelo de una masa, de acuerdo a la Ecuación (3.28) para una masa y (3.29) a (3.31) para dos masas. Se aumenta en dos variables de estado la representación del sistema (novenos orden para dos masas, séptimo orden para una masa), ya que la generación de armónicas e interarmónicas requiere de la representación del aerogenerador por medio de un sistema de mayor orden para su sistema de transmisión mecánica, debido a que el origen de las interarmónicas es principalmente mecánico [Testa *et al.* 07].

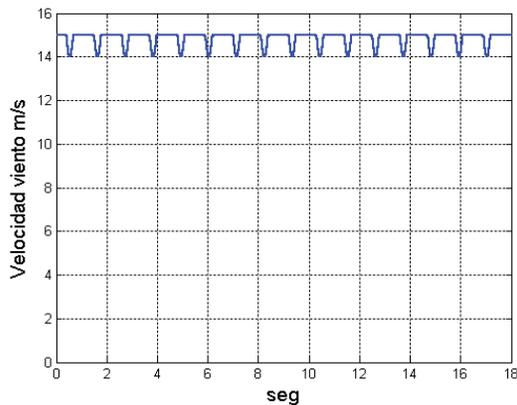
Se aplica el método trapezoidal de integración a la solución del sistema de ecuaciones diferenciales de novenos orden, modelo representativo en espacio de estado del aerogenerador,

con un tiempo de estudio de 18 segundos y paso de integración de 0.5 milisegundos. Se considera el aerogenerador conectado a un bus infinito y sus características electromecánicas se encuentran en el Apéndice D.

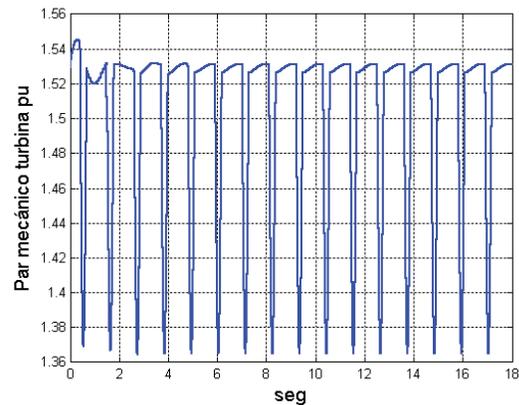
Durante la operación continua de los aerogeneradores de velocidad fija, las variaciones en el viento y el efecto sombra de la torre originan variaciones en la potencia y a su vez en el voltaje y corriente, estas variaciones pueden contener armónicas e interarmónicas. En este caso se muestra la generación de armónicas e interarmónicas debido a la variación en la velocidad del viento por el efecto sombra de la torre, utilizando un modelo de dos masas.

Las ráfagas de viento negativas simulan el efecto sombra de la torre reduciendo la velocidad del viento desde 15 m/s a 14 m/s.

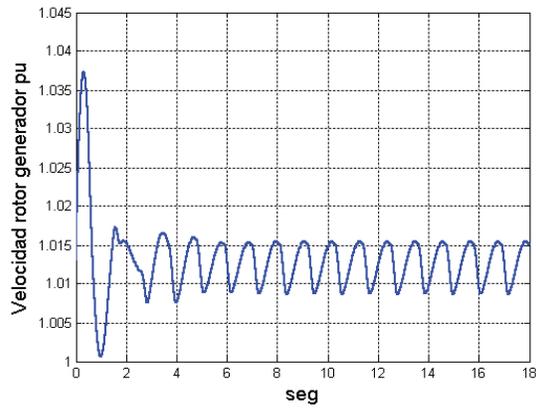
En la Figura 4.14 se observan las gráficas de las variables eléctricas y mecánicas en el aerogenerador. El efecto sombra de la torre disminuye a intervalos la velocidad de las aspas, cuando estas coinciden con la torre del aerogenerador, originando variaciones primeramente en el par mecánico de la turbina Fig. 4.14(b), y en sucesión con la velocidad del rotor del generador Fig. 4.14(c), en el par electromagnético Fig. 4.14(d), y en las potencias real y reactiva generadas Figs. 4.14 (e) y (f). La corriente de fase que alimenta el aerogenerador al sistema se ve afectada por estas variaciones Fig. 4.14(g). Se aplica la transformada discreta de Fourier para obtener las armónicas e interarmónicas de la corriente de fase, las cuales se ilustran en la Fig. 4.15(a) y su ampliación Fig. 4.15(b).



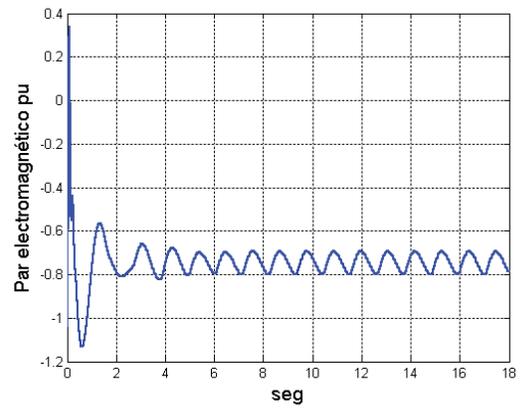
(a)



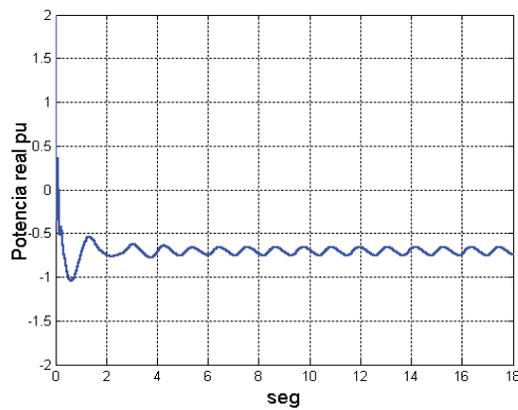
(b)



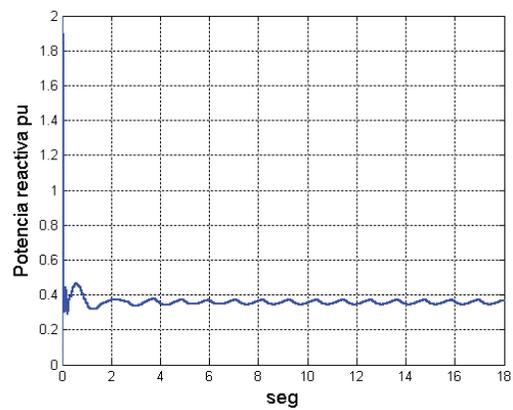
(c)



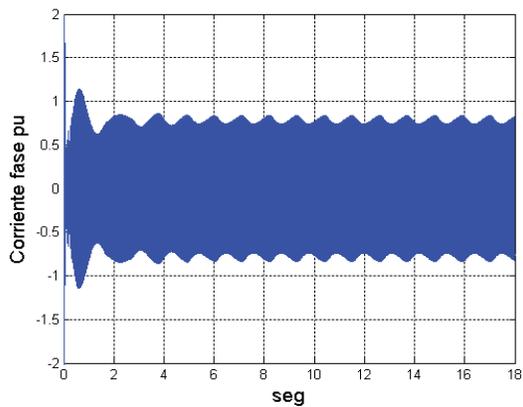
(d)



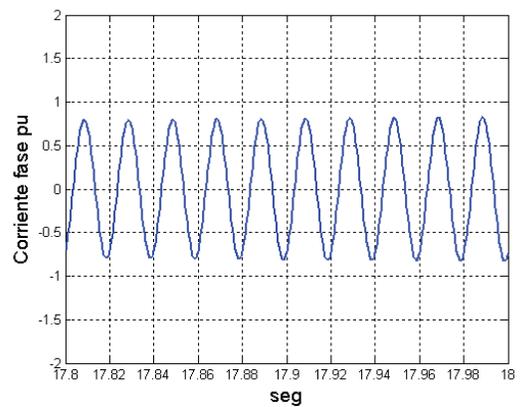
(e)



(f)



(g)



(h)

Figura 4.14 Gráficas del caso de estudio para la emisión de armónicas e interarmónicas de un aerogenerador de velocidad fija.

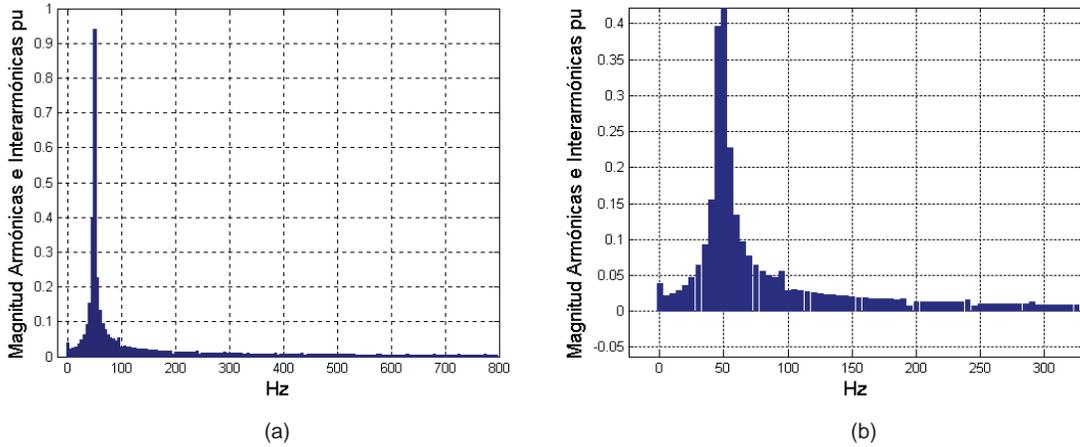


Figura 4.15 Resultados de la Transformada Discreta de Fourier aplicada a la corriente de fase para obtener la emisión de armónicas e interarmónicas de un aerogenerador de velocidad fija, (b) es la ampliación de (a).

La interarmónica de 5.0 hertz tiene una magnitud de 3%. Esta interarmónica representa el efecto de la sombra de la torre sobre la corriente de fase en el generador, su magnitud depende de la reducción en la velocidad del viento causada por la sombra de la torre. La distorsión armónica total de la corriente de fase es de 0.7%, la norma IEEE 519 [IEEE92] limita la distorsión armónica total a 2.5% por lo que la distorsión de la corriente se encuentra dentro de los límites establecidos por la norma anterior, bajo las condiciones simuladas.

4.2.4 Transitorios

Los transitorios ocurren principalmente durante el arranque y paro de los aerogeneradores de velocidad fija. La secuencia de arranque de los aerogeneradores tipo A (velocidad fija) se realiza en dos pasos. Primero, el generador se conecta, el arrancador se usa para evitar la corriente de arranque alta (corriente *inrush*). Una vez que el arrancador comienza a operar y el generador se conecta a la red, el banco de capacitores en paralelo se conectan presentándose un pico de corriente. Este transitorio puede alcanzar un valor de dos veces la corriente nominal del aerogenerador y puede afectar el nivel de voltaje en el lado de bajo voltaje de la red. El transitorio de voltaje puede perturbar equipo sensible que se encuentre conectado a la misma parte de la red.

La amplitud de la corriente resultante de la conexión de un capacitor esta determinada por la impedancia de la red y la capacitancia, la frecuencia del transitorio puede ser calculada aproximadamente por:

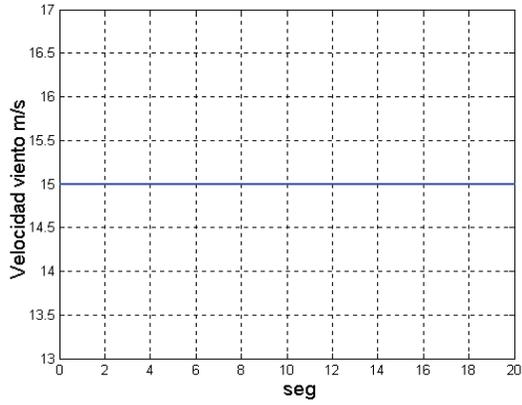
$$f = \frac{1}{2\pi} \left(\frac{1}{LC} \right) \tag{4.3}$$

Donde L es la inductancia de la red y C es la capacitancia. Para mejorar los cálculos de la corriente resultante y el voltaje se debe usar un modelo más detallado, con parámetros dependientes de la frecuencia [Ackermman05].

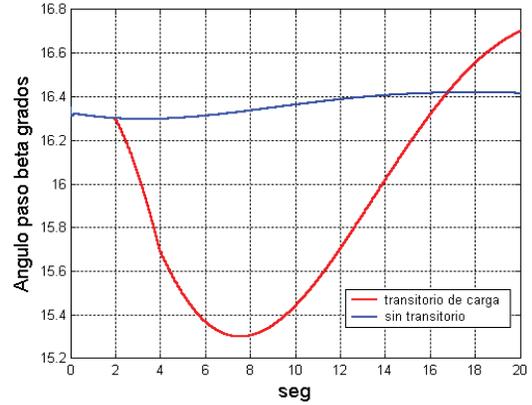
Se pueden presentar condiciones transitorias en la operación de aerogeneradores y parques eólicos por ejemplo en los cambios de ángulo de paso, potencia de referencia, voltaje de la red o en la velocidad del viento, los cuales pueden causar transitorios en las demás variables del modelo del aerogenerador, en el siguiente caso de estudio se analiza el modelo bajo un cambio transitorio en la potencia de referencia.

4.2.4.1 Caso de estudio: Transitorio en la potencia real generada.

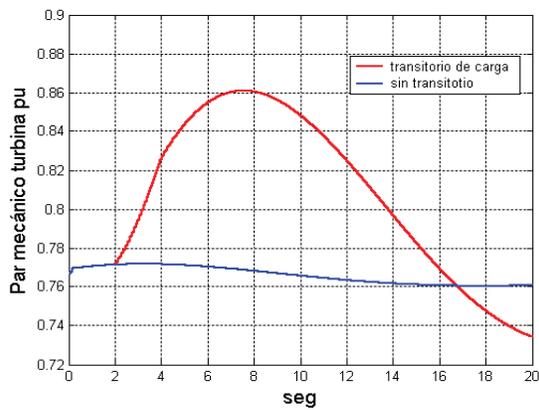
En este caso de estudio se aplica un cambio transitorio en la potencia real al modelo de la Figura 4.8, mediante un cambio en la potencia de referencia en el control del ángulo de paso de 0.72 a 1.0 pu entre los segundos 2 a 4, regresando esta potencia de referencia a 0.72 pu después del transitorio. El aerogenerador se simula por medio de un sistema de quinto orden, la duración de la simulación es de 20 segundos para observar el comportamiento de las variables mostradas en la Figura 4.16. En este caso la velocidad del viento aplicada a la turbina es constante e igual a 15 m/s, el ángulo de paso en la turbina Fig. 4.16(b), refleja el transitorio en la potencia, ya que en el segundo 2 comienza a disminuir para aumentar la potencia captada por la turbina y satisfacer la nueva potencia de referencia; después del transitorio aumenta a 16.7 grados para disminuir la potencia captada a la condición de 0.72 pu en la potencia de referencia. El par de la turbina Fig. 4.16(c), refleja el transitorio en la potencia demandada, así como también la velocidad en el rotor del generador Fig. 4.16(d), comportándose de forma similar. El par electromagnético Fig. 4.16(e) y la potencia real Fig. 4.16(f) varían en forma similar, incrementándose a 0.86 y 0.8 pu, respectivamente, mostrando incrementos en sus cantidades de acuerdo al transitorio, la potencia real generada se trata de ajustar al transitorio demandado. Durante el transitorio, la potencia reactiva se incrementa desde 0.37 a 0.39 pu Fig 4.16(g), el voltaje en terminales del generador Fig. 4.16(h), varía muy poco durante el transitorio. La corriente en el circuito Fig. 4.16(i), se incrementa desde 0.85 a 0.9 pu para satisfacer la potencia demandada durante el transitorio regresando a su valor correspondiente a la potencia de referencia de 0.72 pu.



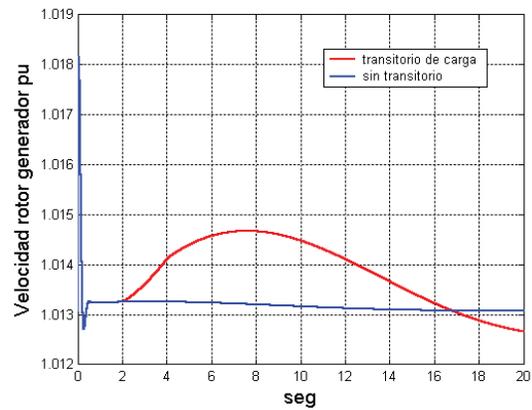
(a)



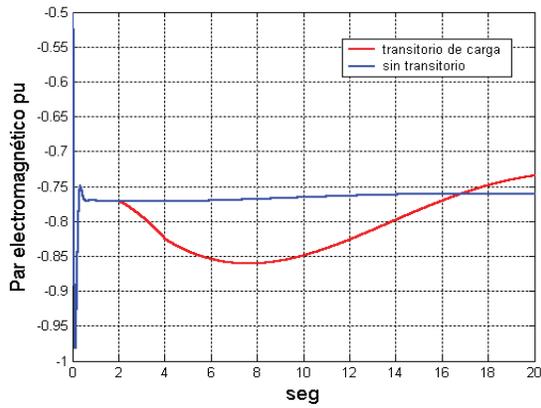
(b)



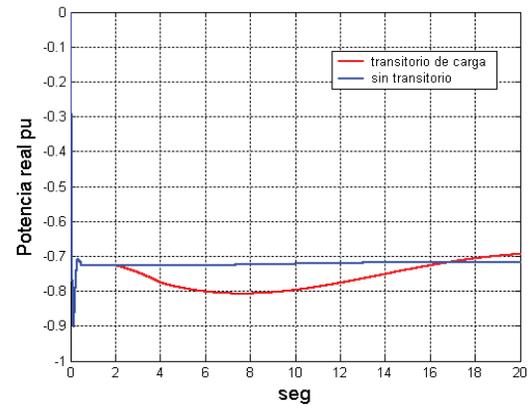
(c)



(d)



(e)



(f)

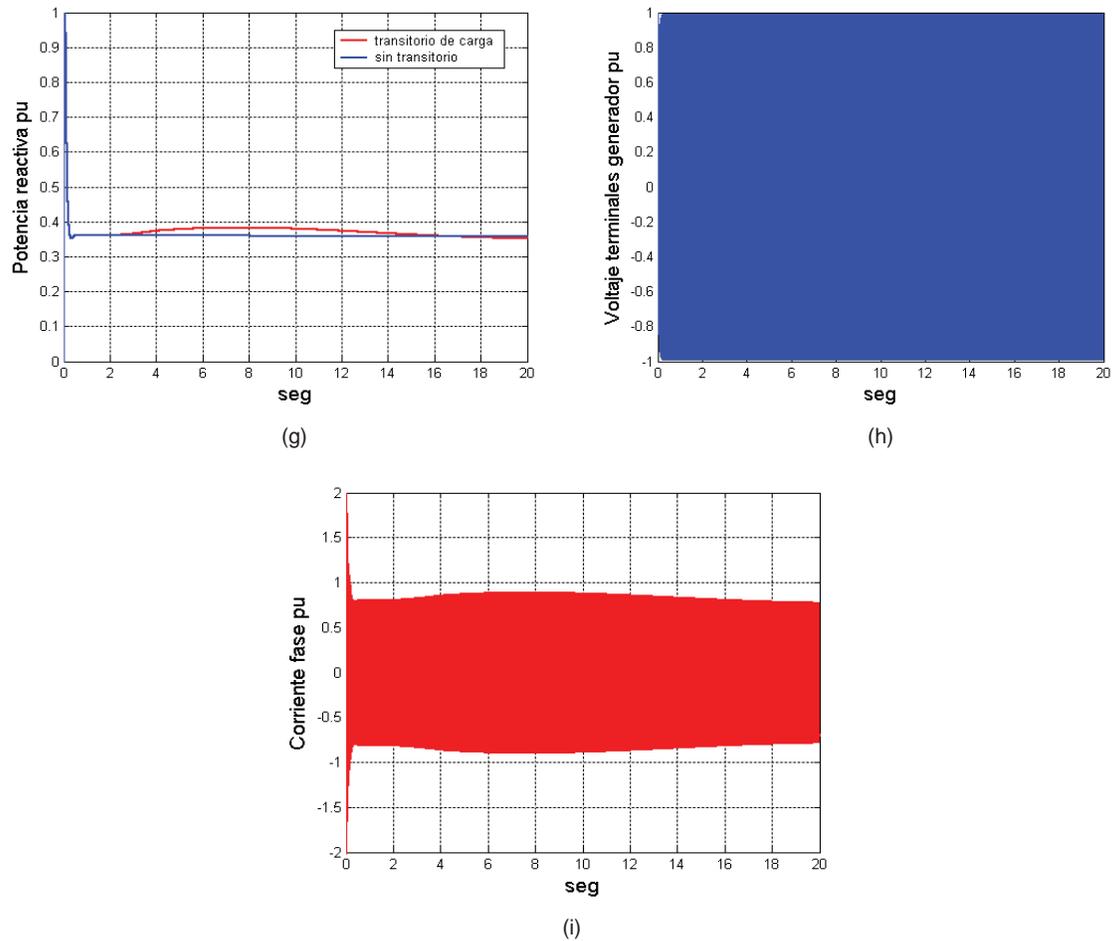


Figura 4.16 Gráficas de la simulación de un cambio transitorio en la potencia generada.

Como conclusión de este caso de estudio, se observa que tanto las variables mecánicas como eléctricas del aerogenerador se ajustan para satisfacer al transitorio de potencia demandado, regresando a su condición original cuando el transitorio termina; las variables mecánicas presentan mayor variación. Se infiere que un cambio en la potencia de referencia causa un cambio en la potencia real y en la corriente generada bajo las condiciones simuladas.

4.3 Disturbios en la Frecuencia

La conexión de una cantidad relativamente pequeña de generación eólica a la red normalmente no causa problemas de operación; la generación de potencia intermitente por las turbinas eólicas es balanceada por otras unidades de generación. Por otro lado, el efecto de la potencia eólica es importante en sistemas de potencia aislados. En una red aislada, la reserva es suministrada por máquinas diesel, la cuál es pequeña usualmente. Esta reserva compensa las fluctuaciones de frecuencia cuando se presenta una repentina disminución o aumento de la velocidad del viento. En

un sistema diesel-eólico, las fluctuaciones de voltaje y frecuencia serán mayores que en la red [Ackermman05].

Las centrales eólicas conectadas a sistemas débiles pueden tener dificultades en mantener la frecuencia nominal; la frecuencia del sistema varía debido a que una variación repentina de viento provoca un cambio brusco en la generación de potencia real. Las variaciones de frecuencia en el sistema dependen tanto de los cambios en la generación como de los cambios repentinos en la carga eléctrica y del grado de fortaleza del sistema. Este efecto se puede observar en el caso de estudio de la Sección 4.2.2.4, donde se analiza el efecto que causa una variación brusca en la velocidad del viento sobre la potencia real generada.

4.4 Consideraciones futuras

En una mayor generación eólica en el sistema de potencia, la compañía operadora de la red tendrá que tomar medidas para asegurar una operación de la red segura y estable.

La filosofía de operación de los parques eólicos en años anteriores ha sido desconectar los parques tan pronto como haya una falla en la red. La nueva tendencia en las normas es diferente, se requiere que los parques eólicos permanezcan conectados en el caso de fallas en la red por ejemplo, en caso de caídas de voltaje de corta duración (*ride trough capability*). Se espera que también los parques eólicos soporten la red, por lo que tienen que controlar la potencia reactiva en un amplio rango, generar potencia reactiva en caso de caídas de voltaje y permanecer conectados durante caídas de voltaje de corta duración, también deben de operar en un rango más amplio de frecuencia, es decir, adquirir características de una central generadora.

4.5 Conclusiones.

En este capítulo se considera el impacto adverso en la calidad de la energía por parte de los aerogeneradores conectados a la red, la generación eólica sigue las variaciones naturales en el viento para todos los tipos de turbinas, esto influye sobre la calidad de la energía.

Los programas de flujos de potencia pueden calcular variaciones lentas en la potencia causadas por la generación desigual de los aerogeneradores en los parques eólicos (los cuales, pueden simularse como una carga eléctrica negativa). Los cambios en el voltaje y en la potencia son con frecuencia el factor limitante para la conexión de generación eólica a la red.

Cuando la generación eólica se conecta a la red, un cambio repentino en la velocidad del viento (aumento o disminución) afectará al balance de potencia, variando la potencia, con variaciones en la frecuencia como consecuencia.

Los transitorios ocurren principalmente cuando los aerogeneradores se arrancan o se paran. La corriente de arranque y la correspondiente depresión de voltaje asociada pueden evitarse sí el aerogenerador se equipa con un arrancador.

Como comparación los aerogeneradores de velocidad variable, tipos C y D, tienen una potencia de salida más uniforme comparada con la de los aerogeneradores de velocidad fija, tipo A (este tipo se analiza en los casos de estudio) y además tienen la capacidad de controlar la potencia activa y reactiva. Los aerogeneradores de velocidad variable tienen la desventaja de originar la emisión de armónicas. En el caso de estudio del arranque de un aerogenerador se observa que al momento del arranque se pueden producir depresiones de voltaje tanto en el circuito de conexión como en el sistema debido a la demanda de corriente en ese instante por parte de la máquina de inducción.

La generación eólica puede causar parpadeo en la red debido a la variabilidad de la velocidad del viento y al efecto sombra de la torre, la cuál se transforma en variaciones en el par entregado al generador, estas variaciones se reflejan en el voltaje y corriente generados originando con ello el parpadeo.

En los casos de estudio se considera la turbina eólica de velocidad fija. De estos casos de estudio se concluye que la variabilidad en la velocidad del viento puede generar depresiones de voltaje (*sags*), parpadeo (*flicker*), así como la emisión de armónicas; dependiendo de las características de las variaciones en el viento, tales como, ráfagas, turbulencia, cambios de velocidad y dirección, así como la duración de estos eventos. El funcionamiento del control de ángulo de paso y cambios en la potencia de referencia producen variaciones en la potencia generada presentándose transitorios principalmente en la corriente. Debido a la variabilidad del viento y al efecto sombra de la torre pueden generarse armónicas e interarmónicas en los aerogeneradores de velocidad fija, aunque generalmente su magnitud es baja, es de mencionar que en los aerogeneradores de velocidad variable la emisión de armónicas depende de los convertidores usados. El efecto estela dentro de un parque se observa en el caso de estudio de la Sección 4.2.2.4, el cuál presenta la variación de la potencia generada de acuerdo a la velocidad de viento aplicada a cada aerogenerador al pasar el viento a través del parque.

Capítulo 5

Conclusiones Generales y Sugerencias para Investigación Futura

5.1 Conclusiones Generales

En la formulación en espacio de estado de los modelos de los aerogeneradores y parques eólicos, a mayor detalle de representación se pueden llegar a tener sistemas de ecuaciones diferenciales de mayor orden, los cuales, a su vez pueden llegar a aumentar considerablemente el orden de la formulación, pudiendo llegar a ser de cientos o incluso de miles, si se representa cada aerogenerador individualmente, sin la agregación de aerogeneradores en su representación.

En el software desarrollado, el modelo en espacio de estado del aerogenerador puede adaptarse en cuanto al número de ecuaciones diferenciales según la simulación que se requiera, por ejemplo se puede usar modelos de una, dos o más masas para el acoplamiento mecánico, o usar modelos reducidos para la máquina de inducción variando con ello el orden del modelo para el aerogenerador.

Un aspecto importante en la conexión de aerogeneradores y parques eólicos con el sistema de potencia es la impedancia de los elementos de la conexión, el flujo de potencia hacia la red se debe facilitar, mediante una red eléctrica estable y líneas con una capacidad suficiente de conducción de potencia, un nodo de conexión en el sistema con una estabilidad de voltaje aceptable, esto se relaciona con el grado de fortaleza de la red, estos aspectos se consideraron en los casos de estudios de los parques eólicos.

Es de mencionar que la electrónica de potencia ha adquirido importancia en la generación eólica formando parte de los aerogeneradores y parques eólicos en su conexión eléctrica a la red como en las topologías A, B, C y D de parques eólicos mencionadas en el capítulo 3. La aplicación de la electrónica de potencia en los parques eólicos tiene varios aspectos de tomar en cuenta, es útil para cumplir los requisitos que las compañías eléctricas de operación de la red exigen a los parques eólicos. La tendencia es que los aerogeneradores y los parques eólicos tengan mayor grado de control para que la operación de la red pueda ajustar los parámetros de trabajo, por ejemplo, potencias real y reactiva generadas, voltaje en terminales, velocidad, etc. Los parques eólicos deben de comportarse como partes integrantes de la red y desarrollar las características de una planta generadora con capacidades de control adecuadas para mejorar su influencia sobre la estabilidad del sistema, la calidad de la energía generada y la operación del sistema.

El control de potencia activa se usa para amortiguar las variaciones en el viento, por medio del control de ángulo de paso en las aspas de las turbinas, que adapta este ángulo para tratar de igualar la potencia generada a la potencia de referencia.

Los parques eólicos se pueden conectar al sistema según su potencia y voltaje generados, a la red de distribución, subtransmisión, o transmisión. En el punto de interconexión se deben

analizar el factor de potencia, las depresiones de voltaje (*sags*), las fluctuaciones en el voltaje o parpadeo (*flicker*), y la distorsión armónica producida por los aerogeneradores eólicos; para evaluar la calidad de la energía y cumplir con las normas establecidas, así como analizar posibles cambios para mejorar la calidad de la energía. Con los modelos de aerogeneradores y parques eólicos implementados en espacio de estado se pueden realizar simulaciones para analizar la generación de *sags*, *flicker* y distorsión armónica bajo condiciones variables de viento en cuanto a magnitud y duración; para evaluar la calidad de la energía bajo las condiciones simuladas.

La calidad de la energía en la generación eólica es influenciada por la variabilidad del viento en cuanto a sus características de velocidad y dirección, depende también del diseño y control de los aerogeneradores, los cuales pueden adaptarse para tratar de mejorar la calidad de la energía.

La generación eólica se puede tomar como alternativa y complemento a la generación eléctrica por medio de las fuentes tradicionales, teniendo en cuenta que influye sobre la estabilidad y la calidad de energía del sistema de potencia.

5.2 Sugerencias para trabajos futuros

1.- Incluir en los modelos del generador eléctrico de inducción el efecto de saturación magnética.

2.- Modelo del viento considerando el efecto de la altura de la torre y las aspas, ya que la velocidad del viento varía con la altura.

3.- Considerar otros modelos para los controladores (ángulo de paso, velocidad, voltaje, potencia) y analizar su influencia en la respuesta del modelo para el aerogenerador.

4.- Evaluar el funcionamiento de los controladores en los aerogeneradores y los parques eólicos y su impacto sobre la estabilidad, la calidad de la energía y la operación de la red.

5.- Modelo en espacio de estado de los convertidores de escala parcial en el caso del aerogenerador DFIG (generador de inducción doblemente alimentado, tipo C), de escala completa en el caso de los aerogeneradores tipo D y de un compensador estático (*SVC*, *STATCOM*) para incluirse en la formulación implementada.

6.- Implementar modelo de parque eólico conectado a un sistema de potencia variando el número de nodos y la topología para analizar la estabilidad y la calidad de la energía, formando los sistemas de ecuaciones algebraicas y diferenciales representando al sistema y al parque eólico interconectados.

Apéndices

Apéndice A

Transformada dq0

Se basa en la teoría de doble reacción, la transformada de variables de fase abc a variables dq0 se puede escribir en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_q \\ \dot{i}_d \\ \dot{i}_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \text{sen}\theta & \text{sen}(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \text{sen}(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{i}_a \\ \dot{i}_b \\ \dot{i}_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

La transformada inversa esta dada por:

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_a \\ \dot{i}_b \\ \dot{i}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \text{sen}\theta & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \text{sen}(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \text{sen}(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{i}_q \\ \dot{i}_d \\ \dot{i}_0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

θ es el desplazamiento angular relacionado con la velocidad angular mediante:

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} \quad (\text{A.3})$$

$$\theta = \int \omega dt \quad (\text{A.4})$$

En forma de integral definida:

$$\theta = \int_0^t \omega(\xi) d\xi + \theta(0) \quad (\text{A.5})$$

ξ es la variable de integración

Apéndices

La transformada $dq0$ puede aplicarse a enlaces de flujo, corrientes y voltajes, puede verse como un medio de referir las cantidades del estator al lado del rotor, de la misma forma que cuando se refieren las cantidades del secundario en un transformador al lado primario por medio de la relación de transformación. La transformada inversa $dq0$ puede verse de la misma forma como la referencia de las cantidades del rotor al lado del estator.

El análisis de las variables $dq0$ es más simple que las variables abc , por las siguientes razones:

- Para condición balanceada, las cantidades de secuencia cero desaparecen.
- Para una condición balanceada en estado estable, las cantidades del estator son constantes, para otras formas de operación varían con el tiempo, en estudios de estabilidad tienen variaciones con frecuencias debajo de 2 y 3 hertz.
- Los parámetros de los ejes d y q pueden medirse directamente en terminales de la máquina.

En una condición balanceada de estado estacionario, la transformada $dq0$ equivale al uso de fasores para representar las cantidades de fase del estator. Las ventajas de usar cantidades $dq0$ son similares a usar fasores en lugar de tratar directamente con cantidades senoidales variantes en el tiempo para análisis en estado estable de circuitos de corriente alterna.

Apéndice B

Valores por unidad

El concepto de por unidad pu, es la definición de un nuevo conjunto de unidades de medida básicas convenientes para las cantidades físicas bajo consideración; este conjunto de unidades son los valores base del sistema en por unidad.

En el estudio de los sistemas eléctricos es habitual referir todas las variables, ya sean eléctricas o mecánicas, a valores de referencia base de forma que se puedan simplificar algunas constantes de las expresiones de potencia, par, voltaje, corriente, velocidad, etc., así como facilitar la interpretación de los resultados obtenidos. Se puede definir el valor por unidad pu de una determinada magnitud como el cociente existente entre ella y su correspondiente valor base, es decir,

$$F_{pu} = \frac{F}{F_{base}} \quad (\text{B.1})$$

Una vez que los valores base fundamentales para cantidades eléctricas tal como la potencia y el voltaje se eligen, es posible obtener cantidades base para otras cantidades eléctricas como corriente, resistencia, reactancia, impedancia en cada nivel de voltaje en el sistema. La potencia es una cantidad invariante en todos los niveles de voltaje y solo se elige un valor base para la potencia. Para el voltaje es necesario definir un valor base para cada nivel de voltaje en el sistema.

Sí el sistema por unidad pu se extiende al sistema mecánico rotatorio es necesario definir valores base adicionales para la velocidad angular y el ángulo, con lo que, es posible obtener valores base para otras cantidades relevantes como el par (T_{base}) y el coeficiente de rigidez de la flecha (k_{base}).

Como valor de referencia o base se puede escoger cualquier cantidad, sin embargo, la adecuada elección de dichos parámetros es la que facilitará la interpretación de los resultados y la simplificación de alguna de las expresiones. Los valores base empleados en esta tesis son:

- S_{base} potencia base.
- V_{base} tensión base (puede ser línea-línea o línea-neutro).
- ω_{base} frecuencia base.

Apéndices

Generalmente, como frecuencia base se suele emplear la síncrona, cuyo valor en redes eléctricas europeas es de 50 hz, en América es de 60 hz, por lo que:

$$\omega_{base} = 2\pi f_{base}$$

(B.2)

Los correspondientes valores pu son:

$$S_{pu} = \frac{S}{S_{base}} \quad V_{pu} = \frac{V}{V_{base}} \quad \omega_{pu} = \frac{\omega}{\omega_{base}} \quad (B.3)$$

donde:

- S y S_{pu} son las potencias en VA y en pu
- V y V_{pu} son las tensiones en volt y en pu
- ω y ω_{pu} son las frecuencias en rad/seg y en pu.

La elección de la corriente base, depende de cual es la tensión base si línea-línea o línea-neutro:

$$V_{base} \text{ línea-línea} \rightarrow I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}V_{base}} \quad (B.4)$$

$$V_{base} \text{ línea-neutro} \rightarrow I_{base} = \frac{S_{base}}{3V_{base}} \quad (B.5)$$

El resto de los valores base son:

$$Z_{base} = \frac{V_{base}}{I_{base}} \quad T_{base} = \frac{S_{base}}{w_{m, base}} \quad k_{base} = \frac{T_{base}}{\theta_{base}} = \frac{S_{base}}{w_{m, base}\theta_{base}} \quad (B.6)$$

donde:

Apéndices

- Z_{base} es la impedancia base.
- $\omega_{m, base}$ es la velocidad mecánica base.
- T_{base} es el par base.
- k_{base} es el coeficiente de rigidez de la flecha base.

En cuanto a la velocidad mecánica base $\omega_{m, base}$ cabe decir que, por ejemplo, en una máquina de p pares de polos es conveniente tomar la relación mostrada en (B.7). Esto es debido a que la frecuencia base ω_{base} representa la velocidad con la que varían los campos magnéticos en el interior de la máquina, mientras que la velocidad mecánica es la velocidad de giro del eje, siendo la relación entre ambas el número p de pares de polos.

$$\omega_{m, base} = \frac{\omega_{base}}{p} \quad (B.7)$$

Los valores base para la velocidad angular ω_{base} y el ángulo θ_{base} , y por consecuencia todos los demás valores base, están en radianes eléctricos referidos al sistema eléctrico. Sin embargo, si el sistema mecánico rota a una velocidad diferente, como resultado del número de pares de polos en el generador y/o de un sistema de transmisión mecánico, se deben definir valores base suplementarios. Esta definición de nuevos valores base para cada nivel de velocidad corresponde a que para cada nivel de voltaje se define un valor base de voltaje.

La definición más común de velocidad rotacional angular eléctrica se refiere a la operación síncrona; es decir, 314.16 rad/seg en sistemas de 50 hz, y 376.99 rad/seg en sistemas de 60 hz.

Para cambiar la impedancia en por unidad en una base dada a una base nueva se aplica la siguiente ecuación de transformación entre bases:

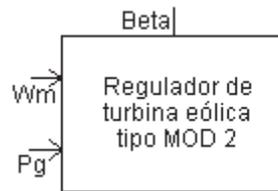
$$Z_{nueva} pu = Z_{dada} pu \left(\frac{kV_{dados} base}{kV_{nuevos} base} \right)^2 \left(\frac{kVA_{nuevos} base}{kVA_{dados} base} \right) \quad (B.8)$$

Apéndice C

Componentes Eólicos de Pscad/EMTDC.

C.1 Regulador Eólico o Control de Ángulo de paso.

Este componente modela un control de ángulo de inclinación de una turbina eólica. Las entradas al modelo son la velocidad mecánica del rotor del generador W_m y la salida de potencia generada del generador P_g . La salida es el ángulo de inclinación de la turbina.



Entradas:

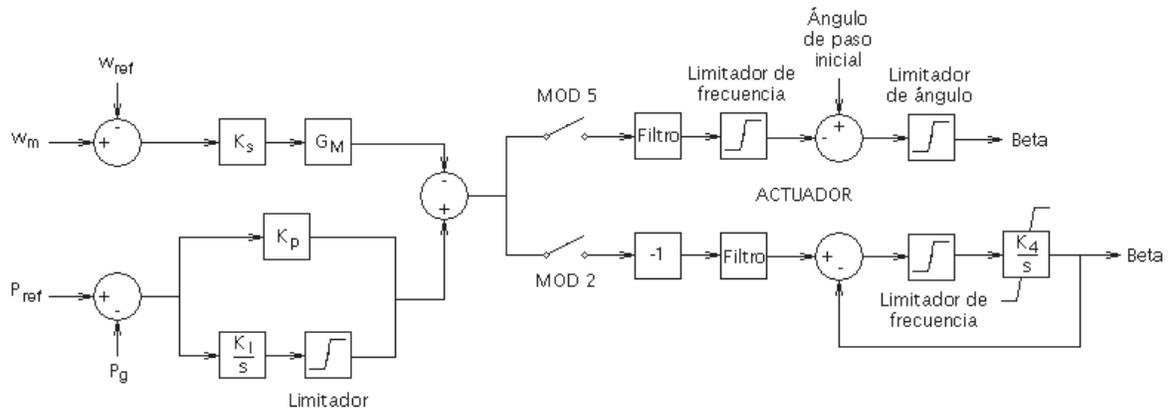
- W_m : Velocidad mecánica de la máquina [rad/s]
- P_g : Salida de potencia de la máquina basada en el índice de la misma [pu]

Salidas:

- β Beta: Ángulo de Inclinación [°]

Función de Transferencia del Regulador Eólico.

Diagrama de bloques del Regulador Eólico.



Donde:

w_m Velocidad mecánica de la máquina [rad/s]

w_{ref} Velocidad de referencia [rad/s]

P_{ref} Potencia de referencia (Demanda de Potencia) [MW]

P_g Potencia generada en pu referida al valor nominal del generador [pu]

K_s Ganancia [$^{\circ}$ /pu]

K_p Ganancia proporcional [$^{\circ}$ /pu]

K_I Ganancia integral [$^{\circ}$ /pu]

G_m Multiplicador de ganancia [$^{\circ}$ /pu]

K_4 Ganancia integral del accionador de las aspas [s]

C.2 Fuente Eólica.

Este componente modela la velocidad del viento disponible para una turbina eólica.

Entrada:

ES: Señal externa que representa la velocidad del viento [m/s]

Salida:

Vw: Velocidad eólica disponible para la turbina [m/s]

La entrada externa Es se puede utilizar para ingresar cualquier tipo de variación eólica que no se pueda definir desde el componente. Se puede habilitar o deshabilitar esta entrada.

Es posible importar los registros de los patrones de viento reales y se les puede utilizar como la velocidad del viento para el modelo de turbina.



C.3 Turbina Eólica.

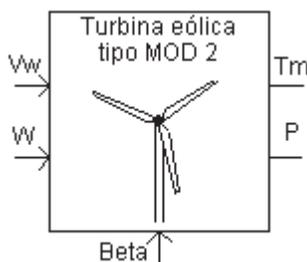
Este componente modela una turbina eólica. La velocidad del viento V_w y la velocidad mecánica de la máquina conectadas a la turbina w son las entradas. β Beta es el ángulo de inclinación de las aspas de la turbina y se ingresa en grados. T_m y P son el par de salida y la potencia, respectivamente por unidad, en base al valor nominal de la turbina.

Entradas:

- V_w : Velocidad del viento (debe ser un valor positivo) [m/s]
- W : Velocidad mecánica de la máquina [rad/s]
- β Beta: Ángulo de Inclinación [°]

Salidas:

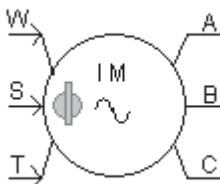
- T_m : Par de salida de la turbina [pu]
- P : Potencia de salida de la turbina [pu]



C.4 Máquina de inducción jaula de ardilla.

La máquina de inducción jaula de ardilla se puede operar en modo "control de velocidad" o "control de par". En el modo de control de velocidad, la máquina rota a la velocidad especificada en la entrada W . En el modo de control de par, la velocidad se calcula en base a la inercia de la máquina, el par de entrada y el de salida.

Por lo general, la máquina arranca en el modo control de velocidad con la entrada W configurada para velocidad nominal por unidad (por ejemplo, 0.98) y luego se conmuta a control de par, después de que los transitorios iniciales de la máquina desaparecen y se alcanza el estado estacionario.



Apéndice D Parámetros del aerogenerador utilizado en los casos de estudio.

D.1 Parámetros del generador de inducción jaula de ardilla

Número de pares de polos = 3

Potencia nominal = 2.0 mva

Voltaje fase nominal rms = 230 v

Corriente fase nominal rms = 2898.55 a

Voltaje fase nominal valor máximo de pico = 325.27 v

Corriente fase nominal valor máximo de pico = 4099.17 a

Deslizamiento nominal = 0.02

Frecuencia = 50 hz

Velocidad nominal = 1000 rpm

Resistencia estator $R_s = 0.066$ pu

Reactancia de dispersión del estator $X'_s = 0.046$ pu

Reactancia de magnetización $X_m = 3.86$ pu

Resistencia rotor $R_r = 0.018$ pu

Reactancia de dispersión del rotor $X'_{lr} = 0.1$ pu

Constante de inercia $H_g = 2.5$ s

$$H_m = H_g + H_{wt}$$

D.2 Parámetros de la turbina eólica.

Radio del rotor de la turbina eólica = 40 m

Densidad del aire = 1.229 kg/m³

Eficiencia de la caja multiplicadora (engranes) = 0.97

Relación de engranes en la caja multiplicadora = 55

Potencia demanda = 1.44 MW

Velocidad del rotor = 18 rpm

Velocidad del rotor mínima = 9 rpm

Velocidad del viento nominal = 15 m/s

Constante de inercia $H_{wt} = 2.5$ s

Constante de rigidez de la flecha $K_s = 0.3$ pu/el. rad

D.3 Parámetros de la red.

El esquema de conexión se muestra en la Figura 3.20.

Apéndices

Resistencia entre punto de conexión y bus infinito $R_{con} = 0.01789$ pu

Resistencia del cable más la resistencia del transformador principal referidas al lado del generador.

Reactancia inductiva entre punto de conexión y bus infinito $X_{con} = 0.03577$ pu

Reactancia inductiva del cable más la reactancia del transformador principal referidas al lado del generador.

Resistencia entre terminal generador y punto de conexión $R = 0.0083$ pu

Resistencia del cable más la resistencia del transformador elevador referidas al lado del generador.

Reactancia inductiva entre terminal generador y punto de conexión $X = 0.033$ pu

Reactancia inductiva del cable más la reactancia inductiva del transformador elevador referidas al lado del generador.

Capacitancia en terminales del generador para corrección del factor de potencia $C = 0.01$ pu

Los valores en pu se refieren en base a los valores nominales del generador.

D.4 Parámetros del control del ángulo de paso, beta.

Ganancia proporcional en grados/pu. $K_p = 6.2$

Ganancia integral en grados/pu. $K_I = 6.2$

Ganancia integral del actuador de las aspas en seg. $K_A = 0.1$

Ángulo de paso beta inicial = 16.35 grados

Potencia de referencia $P_{ref} = 0.72$ pu = 1.44 MVA

D.5 Valores base.

Potencia base = 2.0 MVA

Voltaje base rms = 230 volts

Corriente base rms = 2898.55 amps.

Impedancia base = 0.07935 ohms

Frecuencia base = 50 hz

Velocidad angular base eléctrica = $W_{base} = 2\pi f_{base} = 314.16$ rad elec./s

Velocidad angular base mecánica = $W_{mbase} = W_{base}/n_{pp} = 104.72$ rad mec/s

Par base = Potencia base / $W_{mbase} = 19098.5$ N-m

Referencias

[Acha *et al.* 01]

Acha E., Madrigal M., *Power Systems Harmonics Computer Modelling and Analysis*, John Wiley & Sons, 2001.

[Acha *et al.* 04]

Acha E., Fuerte Esquivel C. R., Ambriz Pérez H., Angeles Camacho C., *FACTS Modelling and Simulation in Power Networks*, John Wiley & Sons, 2004.

[Ackermann05]

Ackermann, T., *Wind Power in Power Systems*, John Wiley & Sons, 2005.

[Akhmatov03]

Akhmatov, V., *Analysis of dynamic behavior of electric power systems with large amount of wind power*, Tesis Doctoral, Electric Power Engineering, Ørsted-DTU, Technical University of Denmark, <http://server.oersted.dtu.dk/eltek/res/phd/00-05/va-thesis.pdf>, 2003.

[Anderson83]

P.M. Anderson, Anjan Bose, *Stability Simulation Of Wind Turbine Systems*, Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 102, No. 12, Dec. 1983, Págs. 3791-3795.

[Arrillaga *et al.* 01]

Arrillaga J., Watson N. R., *Computer Modelling of Electrical Power Systems*, John Wiley & Sons, 2001.

[Arrillaga *et al.* 00]

Arrillaga J., Smith Bruce C., Watson N. R., Wood Alan R. *Power System Harmonic Analysis* John Wiley & Sons, 2000.

[Blaabjerg *et al.* 04]

Blaabjerg F., Chen Z., Kjaer S.B., *Power Electronics as Efficient Interface in Dispersed Power Generation Systems*, IEEE Trans. on Power Electronics, Vol. 19, No. 5, Sept. 2004, Pags: 1184-1194

[Bollen00]

Bollen Math H. J., *Understanding Power Quality Problems*, IEEE Press, 2000.

Referencias

[Bose02]

Bose, B., *Modern Power Electronics and AC Drives*, Prentice Hall PTR, 2002.

[Carrillo01]

Carrillo González Camilo José, *Análisis y Simulación de Sistemas Eólicos Aislados*, Tesis, Universidad de Vigo, Julio 2001.

[CFE05]

CFE Comisión Federal de Electricidad, Inf. Técnica, <http://www.cfe.gob.mx> 2005.

[CFE07]

CFE Comisión Federal de Electricidad, *La energía renovable en la CFE*, Subgerencia de proyectos de energía renovable, 2007.

[CFE08]

CFE Comisión Federal de Electricidad, *Proyectos Eólicos Oaxaca I, II, III y IV*, Eugenio Laris Alanís, 2008.

[DWIA03]

Danish Wind Industry Association, <http://www.windpower.org/en/knowhow.htm>

[Fajardo et al. 07]

Fajardo L. A., Iov F., Medina Aurelio, Hansen A. D., Blaabjerg F., *Induction generator model in phase coordinates for fault ride-through capability studies of wind turbines*. 2007 European Conf. on Power Electronics and Applications, 2-5 Sept. 2007 Pags: 1-10.

[Gipe99]

Gipe, Paul, *Wind Energy Basics A guide to small and micro wind systems*, Chelsea Green Publishing Co., 1999.

[Hansen et al. 01]

Hansen L. H., Helle L., Blaabjerg F., Ritchie E., Munk-Nielsen S., Bindner H., Sorensen P. and Bak-Jensen B., *Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines*, Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, Dec. 2001.

[Huerta05]

Huerta Balcázar Jorge Alfredo, *Análisis de la Operación en estado estacionario y estado transitorio de Parques Eólicos utilizando Pscad/EMTDC*, Universidad Michoacana de San

Referencias

Nicolás de Hidalgo, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Morelia, Mich., México, Enero 2005.

[IEEE95]

IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE Std 1159

[IEEE92]

IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, IEEE Std 159

[IIE05]

IIE Instituto de Investigaciones Eléctricas, Inf. Técnica, <http://www.iie.gob.mx>, 2005.

[Krause *et al.* 02]

Krause Paul C., Wasynczuk Oleg, Sudhoff Scott D., *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*, 2nd Ed., IEEE Press, 2002.

[Kundur94]

Kundur, P., *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, California, 1994.

[Kuo96]

Kuo, B., *Sistemas de Control Automático*, Pearson, Prentice Hall, 1996.

[Ledesma01]

Ledesma, P., *Análisis Dinámico de Sistemas Eléctricos con Generación Eólica.*, Tesis Doctoral, Universidad Carlos III de Madrid, Depto. de Ing. Eléctrica, Electrónica y Automática. <http://e-archivo.uc3m.es:8080/dspace/handle/10016/506>, 2001.

[León07]

León Alfredo, *Modelado y Análisis en el tiempo de un Parque Eólico conectado a un bus infinito.*, UMSNH, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Morelia, Mich., México, Mayo 2007.

[Madrigal03]

Madrigal M., *Calidad de la Energía y Análisis Armónico en Sistemas Eléctricos*, PGIIE, ITM 2003.

[Manwell *et al.* 06]

Manwell J. F., McGowan J.G., Rogers A.L., *Wind Energy Explained Theory, Design and Application.*, John Wiley & Sons Inc., 2006.

Referencias

[Martínez07]

Martínez, J., *Representación en espacio de estado de sistemas de generación distribuída basados en sistemas híbridos eólicos-fotovoltaicos de pequeña escala*, Tesis Maestría, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, División de Estudios de Postgrado, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Morelia, Mich., México, Agosto 2007.

[Masters 04]

Masters, G. S., *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, John Wiley & Sons Inc., 2004.

[metaefficient08]

<http://www.metaefficient.com>

[Medina et al. 07]

Medina, A., Peña, R., *Forecast Techniques Applied to Feasibility Studies for Micro-Hydraulic Generation*, Power Engineering Society General Meeting, 2007 IEEE, 24-28 June 2007, Pags: 1-4.

[Mohan et al. 03]

Mohan, N., Undeland, T. y Robbins, W., *Power Electronics Converters, Applications, and Design.*, John Wiley & Sons Inc., 2003.

[Murdoch et al. 83]

Murdoch A., Winkelman J. R., Javid S. H., *Control Design and Performance Analysis of a 6 MW Wind Turbine-Generator*, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 102, No. 5, May 1983 Pags: 1340-1347.

[NREL]

National Renewable Energy Laboratory, Department of Energy, U.S. Government.

[Ogata98]

Ogata Katsuhiko, *Ingeniería de Control Moderna.*, 3ra Ed., Pearson Prentice Hall, 1998.

[Patel99]

Patel, M., *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press, 1999.

[Peña et al. 07]

Peña R., Medina A., Anaya-Lara O., McDonald J. R., *Fast Steady-State Solution of the*

Referencias

Induction Machine Following Disturbance Conditions. Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, 20-24 July 2008, Pags: 1-5.

[Petru01]

Petru Tomas, *Modeling of Wind Turbines for Power System Studies*, Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, 2001.

[Ranade et al. 96]

Bonner A., Grebe T., Gunther E., Hopkins L., Marz M. B., Mahseredjian J., Miller N. W., Ortmeyer T. H., Rajagopalan V., Ranade S. J., Ribeiro P. F., Shperling B. R., Sims T. R., Xu W., *Modeling and Simulation of the Propagation of Harmonics in Electric Power Networks*, Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, Jan. 1996 Pags: 452-465.

[REGSR09]

Renewables Global Status Report: 2009 Update, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.

[Roncero04]

Roncero, P. L., *Avances en el control de generadores eólicos y su conexión a red mediante convertidores electrónicos de potencia*, Tesis Doctoral, Universidad de Castilla-La Mancha, Depto. de Ing. Eléctrica, Electrónica y Automática, 2004.

[Pscad05]

Pscad User's Guide, Versión 4.2.0, Cuarta Impresión, Abril 2005.

[Saad-Saoud et al. 95]

Saad-Saoud Z., Jenkins N., *Simple wind farm dynamic model*, Generation, Transmission and Distribution, IEEE Proceedings, Vol. 142, No. 5, Sept. 1995, Pags: 545-548.

[Saad-Saoud et al. 99]

Saad-Saoud Z., Jenkins N., *Models for predicting flicker induced by large wind turbines*, IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 14, No. 3, Sept. 1999, Pags: 743-748.

[Testa et al. 07]

Testa A., Akram M. F., Burch R., Carpinelli G., Chang G., Dinavahi V., Hatziadonin C., Grady W. M., Gunther E., Halpin M., Lehn P., Liu Y., Langella R., Lowenstein M., Medina A.,

Referencias

Ortmeyer T., Ranade S., Ribeiro P., Watson N., Wikston J., and Xu W., *Interharmonics: Theory and Modeling*, IEEE Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, IEEE Trans on Power Delivery, Vol. 22, No. 4, Oct. 2007, Pags: 2335-2348.

[Wasynczuk *et al.* 85]

Wasynczuk O., Diao Yi-Min, Krause P.C., *Theory and Comparison of reduced order models of induction machines*, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 3, March 1985, Pags: 598-606.

[Zill02]

Zill Dennis G., *Ecuaciones Diferenciales con aplicaciones de modelado*, 7a. Edición Internacional Thomson Editores, S. A., 2002.