

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**MODELOS SIMPLIFICADOS DE AEROGENERADORES DE
INDUCCIÓN PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD A CORTO
PLAZO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

PRESENTA:

MINORU JAVIER ISHIJARA MIYAKI



MÉXICO, D. F.

2010



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México siendo las 13:00 horas del día 19 del mes de Noviembre del 2010 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E. ZAC. para examinar la tesis titulada:

“MODELOS SIMPLIFICADOS DE AEROGENERADORES DE INDUCCIÓN PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD A CORTO PLAZO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA”

Presentada por el alumno:

ISHIJARA

Apellido paterno

MIYAKI

Apellido materno

MINORU JAVIER

Nombre(s)

Con registro:

B	0	8	1	6	6	5
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

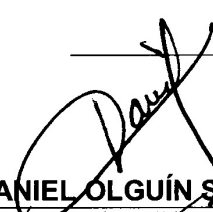
MAESTRÍA EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones, los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de qué satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

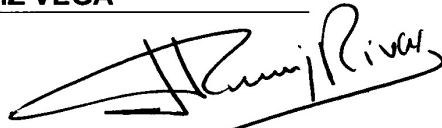
LA COMISIÓN REVISORA

Director(a) de tesis

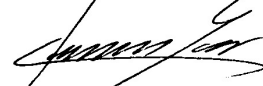

DR. DANIEL RUIZ VEGA


DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

PRESIDENTE


DR. JAIME JOSÉ RODRÍGUEZ RIVAS

SECRETARIO


DR. FERMÍN PASCUAL ESPINO CORTÉS

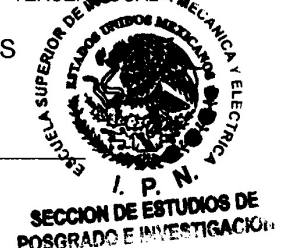
SEGUNDO VOCAL


DR. EDGAR PERALTA SÁNCHEZ

TERCER VOCAL

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES


DR. JAIME ROBLES GARCÍA





INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México D. F., el día 19 del mes de Noviembre del año 2010, el que suscribe Minoru Javier Ishijara Miyaki, alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro B081665, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que es autor (a) intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Daniel Ruiz Vega y cede los derechos del trabajo intitulado Modelos Simplificados de Aerogeneradores de Inducción para Estudios de Estabilidad a Corto Plazo de Sistemas Eléctricos de Potencia, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección ishijara66@hotmail.com, y/o drv_liege@yahoo.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Minoru Javier Ishijara Miyaki

RESUMEN

En las últimas décadas, se ha incrementado de manera importante el uso de energías renovables para la generación de energía eléctrica, debido al alto precio de las fuentes de energía fósil y a la contaminación por gases de invernadero. Ante el crecimiento exponencial de la capacidad de las plantas eoloelectricas en los sistemas de potencia a nivel mundial, surge la necesidad de analizar el efecto de los generadores eólicos en el comportamiento dinámico y en estado estacionario de estos sistemas.

En este trabajo se analizan e implementan, en un programa de simulación en el tiempo, modelos dinámicos simplificados de los aerogeneradores de inducción más comunes, que permitan evaluar el efecto de estas plantas en el comportamiento dinámico del sistema en estudios de estabilidad de corto plazo, los cuales analizan la respuesta dinámica del sistema en un período de tiempo de 0 a 20 segundos, después de que ocurre un disturbio. Se tratan los siguientes aspectos importantes en el análisis dinámico de los aerogeneradores de inducción:

- Los modelos simplificados de primer y tercer orden de la máquina de inducción.
- Se describen las condiciones de simulación necesarias para los estudios de estabilidad en el tiempo en el corto plazo, y de acuerdo a ellas, se determinan los componentes del aerogenerador que tienen el efecto más importante en la estabilidad y deben, por lo tanto ser modelados.
- De acuerdo a lo anterior, se describen e implementan modelos simplificados de los controles de voltaje y velocidad del aerogenerador.
- Se describe e implementa un método para inicializar los modelos dinámicos de los aerogeneradores de inducción doblemente alimentados que permite considerar de manera adecuada sus controles.
- Para fallas que causan huecos importantes del voltaje en terminales del aerogenerador, se presenta un modelo de la protección de barra transversal que permite al generador doblemente alimentado evitar daños en su convertidor.

Aunque todavía quedan muchos aspectos importantes a desarrollar en esta área, el presente trabajo representa un inicio alentador en el desarrollo de modelos genéricos con mejores características y un procedimiento estandarizado para su inclusión en estudios de estabilidad que actualmente se necesitan para diseñar y operar de manera correcta los sistemas eléctricos de potencia que incluyen aerogeneradores de inducción.

ABSTRACT

In the last decades, the use of renewable energies for electricity generation has been importantly increased, due to the high price of fossil energy sources and the greenhouse effect. The exponential growing of the installed capacity of wind power plants around the world has raised the need of analyzing its effect in the dynamic and steady-state behavior of electric power systems.

In this work, simplified models of the most common induction machine-based wind power generators are analyzed and implemented in a time-domain simulation program, in order to be able to assess the effect of wind power plants of this type in short term stability studies, which analyze the system dynamic response in a time period from 0 to 20 seconds, after a disturbance has occurred. The following important aspects of the dynamic analysis of induction machine-based wind power generators are presented:

- The simplified first and third order dynamic models of the induction machine.
- The simulation conditions required for short term stability studies are described and, according to them, the components of wind power generators that have the most important effect in stability are determined, in order to be correctly represented in the model.
- The simplified models of the voltage and speed controls of the doubly fed induction generator (DFIG) are thus described and implemented.
- A method for initializing the dynamic DFIG model, which considers the action of its controls is described and implemented.
- A model of the crowbar is presented, which allows protecting the DFIG converter when a contingency causes a voltage dip at the machine terminals.

In spite of the fact that many important aspects have yet to be developed in this area, this work represents a very encouraging start in the study of generic wind power generator models having better features and a standardized procedure to be included in stability studies that are currently needed, in order to correctly design and operate electric power systems including wind power generators.

DEDICATORIA

A mi padre Hitosi Ishijara Ishijara y a mi madre Alicia Hiroko Miyaki Shimizu por sus grandes esfuerzos en mi educación y por insistir en que es primordial la educación moral y ética en el desarrollo profesional.

A mi hermano Hitoshi Ishijara Miyaki por compartir su vida y hacerme ver algunas de las tantas facetas necesarias para el constante desarrollo social.

A Laura Leticia Juárez Caltzontzin por brindarme la oportunidad de admirar juntos un horizonte que sea punto de partida para la realización de nuestros sueños

A mis hermanos Rodrigo Flores, Tonatiuh Flores, Iván Flores, Israel Peña, Mónica Izeta, Paulina Bernal, Rebeca Bernal, Gustavo Juárez y Francisco Salgado por la compañía, charlas, cafés, bromas y por todo. Gracias por aceptarme en una gran familia.

A mi hermano Cesar López por ser fuente de inspiración para lograr todas mis metas.

A mis amigos y compañeros Gustavo Trinidad Hernández, José Luis Valenzuela, Miguel Antonio Álvarez, Héctor Manuel Sánchez y Jesús Carmona por su amistad y convivencia dentro y fuera de la sección.

AGRADECIMIENTOS

Al Instituto Politécnico Nacional por darme la oportunidad de prepararme profesionalmente.

Al Dr. Daniel Ruiz Vega por la dirección del presente trabajo. Al proporcionarme material bibliográfico y guiarme durante todo el proceso de desarrollo del trabajo.

A los doctores Daniel Olguín Salinas, Jaime José Rodríguez Rivas, Fermín Pascual Espino Cortés, Edgar Peralta Sánchez y al maestro Tomás Ignacio Asiaín Olivares, por ser los miembros del jurado al tomarse tiempo dentro de todas sus actividades para revisar el presente trabajo y aportar con sus comentarios y observaciones.

Al M. en C. Arturo Galán Martínez por compartir sus conocimientos y por su apoyo incondicional dentro y fuera de la institución que me han ayudado para mi desarrollo personal y profesional.

A los doctores Ricardo Octavio Arturo Mota Palomino y David Romero Romero por compartir sus conocimientos que fueron parte fundamental en la base del presente trabajo.

Al Dr. Jaime Robles García por sus oportunos consejos que me han ayudado en mi desarrollo profesional.

A Lilia Cruz Durán por estar al pendiente de todos los trámites escolares en una forma muy eficiente.

A Lorenzo González Díaz por su eficiencia y especial atención a los alumnos en los trámites relacionados a los estudios de maestría.

Al CONACyT y el IPN por la ayuda económica proporcionada por medio de la beca de estudios de maestría, la beca tesis y la beca del programa institucional de formación de investigadores (PIFI) de los proyectos SIP 20090918 y 20100895 que me permitieron realizar el presente trabajo.

CONTENIDO

Página

RESUMEN	VII
ABSTRACT	IX
DEDICATORIA	XI
AGRADECIMIENTOS	XIII
CONTENIDO	XV
LISTA DE FIGURAS	XIX
LISTA DE TABLAS	XXIII
GLOSARIO	XXV
NOMENCLATURA	XXVII
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 OBJETIVO	2
1.3 ANTECEDENTES	2
1.3.1 Trabajos desarrollados más relevantes sobre los generadores eólicos	2
1.3.2 Trabajos desarrollados en la SEPI-ESIME-Z acerca de los generadores eólicos	4
1.4 JUSTIFICACIÓN	5
1.5 LIMITACIONES Y ALCANCES	7
1.6 APORTACIONES	8
1.7 PUBLICACIONES DERIVADAS DE LA TESIS	8
1.8 ESTRUCTURA DE LA TESIS	9
CAPÍTULO 2: MODELADO DE AEROGENERADORES EN ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE CORTO PLAZO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	11
2.1 ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA	11
2.1.1 Introducción	11
2.1.2 Clasificación de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia	13
2.2 ESTABILIDAD DE CORTO PLAZO DE SISTEMAS DE POTENCIA	17
2.3 ESTABILIDAD DE GENERADORES DE INDUCCIÓN	19
2.4 MODELO DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE CORTO PLAZO EN EL TIEMPO	21
2.5 MÉTODO DE SIMULACIÓN EN EL TIEMPO	24
2.5.1 Método explícito alternado	25
2.5.2 Método implícito simultáneo	26
2.6 PROGRAMA TRANSTAB DE SIMULACIÓN DE COMPUTADORA DIGITAL	27
2.7 AEROGENERADORES	29
2.8 CAPACIDAD INSTALADA ACTUALMENTE Y PREDICCIÓN FUTURA MUNDIAL	29
2.9 ESTRUCTURA DE UN AEROGENERADOR	31
2.10 TIPOS DE AEROGENERADORES	32

2.10.1 Aerogeneradores de velocidad fija basados en generadores de inducción con rotor jaula de ardilla.	33
2.10.2 Aerogeneradores con control dinámico de la resistencia del circuito del rotor	35
2.10.3 Aerogeneradores de doble alimentación	36
2.10.4 Aerogeneradores basados en generadores síncronos	37
2.11 NECESIDADES DE MODELADO DE LOS AEROGENERADORES	38
2.12 REQUISITOS DE INTERCONEXIÓN DE GENERADORES EÓLICOS	39
CAPÍTULO 3: AEROGENERADORES DE INDUCCIÓN DE VELOCIDAD FIJA.....	45
3.1 INTRODUCCIÓN	45
3.2 COMPONENTES DEL AEROGENERADOR DE VELOCIDAD FIJA QUE SE DEBEN MODELAR EN ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE CORTO PLAZO	50
3.2.1 Dinámica del viento (sólo si se requiere investigar las fluctuaciones del viento)	50
3.2.2 Aerodinámica del rotor	52
3.2.3 Sistema de flechas.....	52
3.2.4 Generador de inducción	52
3.2.5 Sistema de protecciones.....	52
3.2.6 Control del ángulo del aspa (si es que existe)	53
3.3 MODELO DE LA TURBINA.....	54
3.4 MODELO DE LA FLECHA	55
3.5 MODELO DEL GENERADOR DE INDUCCIÓN TIPO JAULA DE ARDILLA	56
3.5.1 Modelo eléctrico del estator	59
3.5.2 Modelo eléctrico del rotor	61
3.5.3 Modelo electromecánico del rotor.....	61
3.6 MODELO COMPLETO DEL AEROGENERADOR DE VELOCIDAD FIJA	62
3.6.1 Modelo de la turbina	62
3.6.2 Modelo de la flecha	62
3.6.3 Modelo del generador de inducción	62
3.7 INICIALIZACIÓN DEL MODELO DEL AEROGENERADOR DE VELOCIDAD FIJA	63
3.8 APLICACIÓN DEL MODELO Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	64
3.8.1 Estudio de Flujos de Potencia	65
3.8.2 Estudio de Estabilidad de Corto Plazo en el Tiempo	66
3.9 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	70
CAPÍTULO 4: AEROGENERADORES DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADOS.....	73
4.1 INTRODUCCIÓN	73
4.2 COMPONENTES DEL AEROGENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO QUE SE DEBEN MODELAR EN ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE CORTO PLAZO	74
4.2.1 Sistema de flechas.....	74
4.2.2 Generador de inducción	74
4.2.3 Controles	75
4.2.4 Sistema de protecciones.....	77
4.2.5 Control del ángulo del aspa	77
4.3 MODELO DEL GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO DE PRIMER ORDEN.....	78
4.3.1 Modelo eléctrico de la máquina	80
4.3.2 Modelo electromecánico del rotor.....	80
4.4 MODELO DE LOS CONTROLES PARA EL AEROGENERADOR E INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO DE PRIMER ORDEN	81
4.4.1 Modelo del control de velocidad	81
4.4.2 Modelo del control de voltaje	82
4.5 MODELO COMPLETO DEL AEROGENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO DE PRIMER ORDEN	84

4.5.1 Modelo eléctrico	84
4.5.2 Modelo mecánico	84
4.5.3 Modelo del control de velocidad.....	84
4.5.4 Modelo del control de voltaje	84
4.6 INICIALIZACIÓN DEL MODELO DEL AEROGENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO DE PRIMER ORDEN	85
4.7 APLICACIÓN DEL MODELO DEL AEROGENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO DE PRIMER ORDEN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	87
4.7.1 Prueba a baja potencia (potencia = 0.1 p.u.)	89
4.7.2 Prueba a media potencia (potencia = 0.5 p.u.)	92
4.7.3 Prueba a potencia nominal (potencia = 1 p.u.)	96
4.8 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	100
4.9 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MODELO DEL AEROGENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO DE PRIMER ORDEN	102
4.10 PROTECCIÓN DE LOS CONVERTIDORES DE ELECTRÓNICA DE POTENCIA	103
4.9.1 Ejemplo de aplicación de la protección de barra transversal	106
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	109
5.1 CONCLUSIONES.....	109
5.1.1 Conclusiones relacionadas con los aerogeneradores de velocidad fija.	109
5.1.2 Conclusiones relacionadas con los aerogeneradores de velocidad variable, basados en generadores de inducción de doble alimentación.	110
5.2 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.....	111
REFERENCIAS	113
APÉNDICE: AERODINÁMICA DEL ROTOR	119
A.1 MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA A TRAVÉS DEL VIENTO	119

LISTA DE FIGURAS

Página

FIGURA 2.1. CURVAS DE DEMANDA HORARIA DEL ÁREA DE CONTROL CENTRAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO PARA DOS DÍAS DIFERENTES DE 1995 (ADAPTADO DE [RUIZ, 2002]).	12
FIGURA 2.2. CLASIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE INESTABILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (ADAPTADO DE [RUIZ, 2002, IEEE, 2004]).	13
FIGURA 2.3. UBICACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE ESTABILIDAD EN LAS BANDAS DE FRECUENCIA DE LOS DIFERENTES FENÓMENOS DINÁMICOS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (ADAPTADO DE [ANDERSON ET AL., 1990]).	16
FIGURA 2.4. INESTABILIDAD POR PÉRDIDA DEL EQUILIBRIO DE CORTO PLAZO.	19
FIGURA 2.5. PÉRDIDA DE LA ESTABILIDAD POR FALTA DE ATRACCIÓN HACIA EL EQUILIBRIO ESTABLE.	20
FIGURA 2.6. MODELO CLÁSICO DE LA MÁQUINA SÍNCRONA.	22
FIGURA 2.7 EQUIVALENTE DE NORTON DEL MODELO CLÁSICO DE LA MÁQUINA SÍNCRONA.	22
FIGURA 2.8. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DEL MODELO DEL SEP PARA ESTUDIOS DE SIMULACIÓN EN EL TIEMPO (ADAPTADA DE [RUIZ, 1996]).	23
FIGURA 2.9. DIAGRAMA DE FLUJO DEL MÉTODO EXPLÍCITO ALTERNADO (ADAPTADA DE [RUIZ, 2009A]).	25
FIGURA 2.10 DIAGRAMA DE FLUJO DEL MÉTODO IMPLÍCITO SIMULTÁNEO (ADAPTADA DE [CASTRO, 2007]).	26
FIGURA 2.11. DIAGRAMA DE FLUJO DEL SIMULADOR DIGITAL (ADAPTADA DE [RUIZ, 2009A]).	28
FIGURA. 2.12. PROYECCIÓN MUNDIAL DE LA CAPACIDAD TOTAL INSTALADA DE ENERGÍA EOLOELÉCTRICA EN MW (ADAPTADO DE [WWEA, 2009]).	30
FIGURA 2.13. PARTES CONSTITUTIVAS DEL AEROGENERADOR (ADAPTADO DE [HAU, 2006]).	31
FIGURA 2.14. AEROGENERADOR DE VELOCIDAD FIJA CON ROTOR JAULA DE ARDILLA DIRECTAMENTE CONECTADO A LA RED (ADAPTADO DE [HAU, 2006]).	34
FIGURA 2.15. EFICIENCIA DE UN GENERADOR DE INDUCCIÓN EN FUNCIÓN DEL DESLIZAMIENTO (ADAPTADO DE [HAU, 2006]).	35
FIGURA 2.16. AEROGENERADOR CON RESISTENCIA DINÁMICA EN EL CIRCUITO DEL ROTOR (ADAPTADO DE [HAU, 2005]).	36
FIGURA 2.17. AEROGENERADOR DE VELOCIDAD VARIABLE, DOBLEMENTE ALIMENTADO (ADAPTADO DE [HAU, 2005]).	37

FIGURA 2.18. AEROGENERADOR DE VELOCIDAD VARIABLE BASADO EN UN GENERADOR SÍNCRONO (ADAPTADO DE [FOX ET AL., 2007]).	37
FIGURA 2.19. CAÍDA DE TENSIÓN (ADAPTADO DE [CFE, 2008]).	42
FIGURA 3.1. CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA MÁQUINA DE INDUCCIÓN. (ADAPTADO DE [PATEL, 2006])	45
FIGURA 3.2. ESTRATEGIA DE CONTROL BÁSICA VELOCIDAD FIJA-ÁNGULO DE INCLINACIÓN FIJO (ADAPTADO DE [BIANCHI ET AL., 2007]).	47
FIGURA 3.3. ESTRATEGIA DE CONTROL BÁSICA VELOCIDAD FIJA-ÁNGULO DE INCLINACIÓN FIJO: (A) SALIDA DE POTENCIA Y (B) EFICIENCIA DE CONVERSIÓN VS VELOCIDAD DEL VIENTO. (ADAPTADO DE [BIANCHI ET AL., 2007]).	48
FIGURA 3.4. ESTRATEGIA DE CONTROL DEL ÁNGULO DE INCLINACIÓN PARA LA LIMITACIÓN DE POTENCIA: (A) FUERZAS EN EL ASPA Y (B) COEFICIENTES DE LEVANTAMIENTO Y DE RESISTENCIA. (ADAPTADO DE [BIANCHI ET AL., 2007])	49
FIGURA 3.5. ESTRATEGIA DE FRENADO ACTIVO PARA LA LIMITACIÓN DE POTENCIA (A) FUERZAS EN EL ASPA Y (B) COEFICIENTES DE LEVANTAMIENTO Y DE RESISTENCIA. (ADAPTADO DE [BIANCHI ET AL., 2007])	49
FIGURA 3.6. FRENADO CON ÁNGULO DE ASPA FIJO AL INCREMENTAR LA VELOCIDAD DEL VIENTO.	53
(ADAPTADO DE [HAU, 2006])	53
FIGURA 3.7. MODELO DE DOS MASAS (ADAPTADO DE [SLOOTWEG, 2003]).	55
FIGURA 3.8. CIRCUITO EQUIVALENTE DE NORTON. (ADAPTADO DE [RUIZ, 1996])	61
FIGURA 3.9. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE PRUEBA “LA VENTA” OAXACA. (ADAPTADA DE [LÁZARO, 2005]).	65
FIGURA 3.10. VOLTAJES DE LOS NODOS PARA EL CASO CRÍTICO.	67
FIGURA 3.11. VOLTAJES DE LOS NODOS PARA EL PRIMER CASO INESTABLE.	67
FIGURA 3.12. VOLTAJES DE LOS SIETE GENERADORES DE INDUCCIÓN PARA EL CASO CRÍTICO Y EL PRIMER CASO INESTABLE.	68
FIGURA 3.13. VELOCIDAD DE LOS SIETE GENERADORES PARA LOS CASOS CRÍTICO E INESTABLE.	68
FIGURA 3.14. POTENCIA ACTIVA DE LOS SIETE GENERADORES PARA LOS CASOS CRÍTICO E INESTABLE.	69
FIGURA. 3.15. POTENCIA REACTIVA DE LOS SIETE GENERADORES PARA LOS CASOS CRÍTICO E INESTABLE.	69
FIGURA 3.16. PAR DE LOS SIETE GENERADORES PARA LOS CASOS CRÍTICO E INESTABLE.	70

FIGURA 3.17. PAR CONTRA VELOCIDAD PARA EL CASO ESTABLE CRÍTICO.....	71
FIGURA 3.18. PAR CONTRA VELOCIDAD PARA EL CASO INESTABLE.....	71
FIGURA 4.1 ESTRUCTURA DE UN AEROGENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO (ADAPTADO DE [HAU, 2006]).....	73
FIGURA 4.2 OPERACIÓN SUBSÍNCRONA Y OPERACIÓN SUPERSÍNCRONA DEL GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO (ADAPTADA DE [FOX ET AL., 2007]).....	75
FIGURA 4.3. CIRCUITO DE INTERCONEXIÓN DEL DFIG.....	80
FIGURA 4.4. DIAGRAMA DE BLOQUES DEL CONTROL DE VOLTAJE PARA UN DFIG (ADAPTADA DE [SLOOTWEG, 2003]).....	83
FIGURA 4.5. DIAGRAMA DE BLOQUES DEL MÉTODO DE INICIALIZACIÓN DEL DFIG DE PRIMER ORDEN.....	85
FIGURA 4.6. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE PRUEBA (ADAPTADA DE [SLOOTWEG, 2003]).....	88
FIGURA 4.7. RESPUESTA DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DEL GENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO EN EL TIEMPO AL VARIAR EL TIEMPO DE LIBERACIÓN DE FALLA PARA EL ESTADO DE BAJA POTENCIA.....	90
FIGURA 4.8. RESPUESTA DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DEL GENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO EN EL TIEMPO AL VARIAR EL LA CONSTANTE DE INERCIA PARA EL ESTADO DE BAJA POTENCIA.....	91
FIGURA 4.9. RESPUESTA DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DEL GENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO EN EL TIEMPO AL VARIAR LA IMPEDANCIA DE INTERCONEXIÓN PARA EL ESTADO DE BAJA POTENCIA.....	92
FIGURA 4.10. RESPUESTA DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DEL GENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO EN EL TIEMPO AL VARIAR EL TIEMPO DE LIBERACIÓN DE FALLA PARA EL ESTADO DE MEDIA POTENCIA.....	94
FIGURA 4.11 RESPUESTA DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DEL GENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO EN EL TIEMPO AL VARIAR LA CONSTANTE DE INERCIA PARA EL ESTADO DE MEDIA POTENCIA.....	95
FIGURA 4.12. RESPUESTA DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DEL GENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO EN EL TIEMPO AL VARIAR LA IMPEDANCIA DE INTERCONEXIÓN PARA EL ESTADO DE MEDIA POTENCIA.....	96
FIGURA 4.13. RESPUESTA DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DEL GENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO EN EL TIEMPO AL VARIAR EL TIEMPO DE LIBERACIÓN DE FALLA PARA EL ESTADO A POTENCIA NOMINAL.....	98
FIGURA 4.14. RESPUESTA DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DEL GENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO EN EL TIEMPO AL VARIAR LA CONSTANTE DE INERCIA PARA EL ESTADO A POTENCIA NOMINAL.....	99

FIGURA 4.15. RESPUESTA DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DEL GENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO EN EL TIEMPO AL VARIAR LA IMPEDANCIA DE INTERCONEXIÓN PARA EL ESTADO A POTENCIA NOMINAL.....	100
FIGURA 4.16. RESULTADOS DE LAS VARIABLES DEL AEROGENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO EN EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD.....	101
FIGURA 4.17. DIAGRAMA DE BLOQUES PARA INCLUIR LA PROTECCIÓN DE BARRA TRANSVERSAL.	105
FIGURA 4.18. RESPUESTA DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DEL GENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO EN EL TIEMPO AL INCLUIR LA PROTECCIÓN DE BARRA TRANSVERSAL.....	107
FIGURA A.1 COEFICIENTE DE POTENCIA VS. RELACIÓN DE VELOCIDAD PUNTA (ADAPTADA DE [PATEL, 2006]).	120
FIGURA A.2 CARACTERÍSTICAS DE POTENCIA DE LA TURBINA VS VELOCIDAD DEL ROTOR EN DIFERENTES VELOCIDADES DEL VIENTO (ADAPTADA DE [PATEL, 2006]).	121
FIGURA A.3. MODELO DE LA TEORÍA DE BANDAS (ADAPTADA DE [HAU, 2006]).	122
FIGURA A.4. VELOCIDADES DEL FLUJO Y FUERZAS AERODINÁMICAS DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL DEL ASPA (ADAPTADO DE [HAU, 2006]).....	122
FIGURA A.5. COEFICIENTES DE POTENCIA DE DIFERENTES DISEÑOS DE ROTORES DE VIENTO (ADAPTADO DE [HAU, 2006]).....	124
FIGURA A.6. COEFICIENTES DE PAR DE DIFERENTES DISEÑOS DE ROTORES DE VIENTO (ADAPTADO DE [HAU, 2006]).....	124
FIGURA A.7. CURVA DE POTENCIA IDEAL (ADAPTADO DE [BIANCHI ET AL., 2007]).	125
FIGURA A.8. CONTROL DE LA ENTRADA DE POTENCIA CAMBIANDO EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN DEL ASPA (ADAPTADO DE [HAU, 2006]).....	126

LISTA DE TABLAS

Página

TABLA 2.1. LOS DIEZ PAÍSES CON MAYOR GENERACIÓN EOLIELÉCTRICA EN EL AÑO 2009 (ADAPTADA DE [WWEA, 2010]).....	30
TABLA 2.2. TIEMPOS DE DESCONEXIÓN DE AEROGENERADORES ANTE DIFERENTES FRECUENCIAS DE CORTE.....	41
TABLA 2.3. FALLAS TRANSITORIAS.....	42
TABLA 3.1.: PARÁMETROS DEL SEP (ADAPTADO DE [LÁZARO, 2005]).....	65
TABLA 3.2.: RESULTADOS DE LA INICIALIZACIÓN DE LOS GENERADORES DE INDUCCIÓN.....	66
TABLA 3.3.: TIEMPOS CRÍTICOS DE LIBERACIÓN ANTE UNA CONTINGENCIA.	66
TABLA 4.1. DATOS DE LA TURBINA (ADAPTADA DE [SLOOTWEG, 2003]).....	88
TABLA 4.2. DATOS DEL DFIG (ADAPTADA DE [SLOOTWEG, 2003]).....	88
TABLA 4.3. RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA LA CONDICIÓN DE POTENCIA BAJA.	89
TABLA 4.4. RESULTADOS DEL PROCESO DE INICIALIZACIÓN PARA LA CONDICIÓN DE POTENCIA BAJA.	90
TABLA 4.5. RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA LA CONDICIÓN DE POTENCIA MEDIA.....	93
TABLA 4.6. RESULTADOS DEL PROCESO DE INICIALIZACIÓN PARA LA CONDICIÓN DE POTENCIA MEDIA.....	93
TABLA 4.7. RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA LA CONDICIÓN DE POTENCIA NOMINAL.	97
TABLA 4.8. RESULTADOS DEL PROCESO DE INICIALIZACIÓN PARA LA CONDICIÓN DE POTENCIA NOMINAL.	97
TABLA 4.9 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD.	101
TABLA 4.10 RESULTADOS DEL ESTUDIO DEL MÉTODO DE INICIALIZACIÓN PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD.	101

GLOSARIO

WECC: *“Western Electricity Coordinating Council”* (Consejo Coordinador Eléctrico del Oeste de Estados Unidos).

CEC: *“California Energy Commission”* (Comisión de Energía de California).

NREL: *“National Renewable Energy Laboratory”* (Laboratorio Nacional de Energía Renovable).

AWEA: *“American Wind Energy Association”* (Asociación Americana de Energía del Viento).

UWIG: *“Utility Wind Integration Group”* (Grupo de Integración de Energía Eólica a la Red).

IEEE: *“Institute of Electrical and Electronics Engineers”* (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos).

CIGRE: *“Conseil International des Grands Réseaux Électriques”* (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas).

PSLF: *“Positive Sequence Load Flow Software”* (Programa Para Estudios de Flujos de Potencia de Secuencia Positiva).

PSS/E: *“Power System Simulation for Engineers”* (Simulación de Sistemas de Potencia para Ingenieros).

TRANSTAB Programa de Simulación en el Tiempo desarrollado en FORTRAN77

NOMENCLATURA

A	Área de barrido del rotor de la turbina
C_p	Coeficiente de potencia
C_Q	Coeficiente de par
D_m	Constante de amortiguamiento de la máquina
D_{wr}	Constante de amortiguamiento de la turbina
E	Energía
E'	Voltaje complejo detrás de la reactancia transitoria
E'_d	Voltaje detrás de la reactancia transitoria en el eje directo
E'_q	Voltaje detrás de la reactancia transitoria en el eje en cuadratura
H	Constante de inercia
I_1	Corriente compleja del estator
I_2	Corriente compleja del rotor
i_{dr}	Corriente del rotor en el eje directo
i_{dr_mag}	Corriente de magnetización del rotor en el eje directo
i_{dr_gen}	Corriente de generación del rotor en el eje directo
i_{ds}	Corriente del estator en el eje directo
i_{qr}	Corriente del rotor en el eje en cuadratura
i_{qs}	Corriente del estator en el eje en cuadratura
I_t	Corriente en terminales
K_s	Constante de rigidez de la flecha
l	Longitud del aspa
L_m	Inductancia mutua
L_r	Inductancia de dispersión del rotor
L_{rr}	Inductancia total del rotor
L_s	Inductancia de dispersión del estator
L_{ss}	Inductancia total del estator
M	Par del rotor de la turbina
P	Potencia activa total
$P_{mecánica}$	Potencia mecánica
P_r	Potencia activa del rotor
P_s	Potencia activa del estator
P_{viento}	Potencia del viento
Q	Potencia reactiva total
Q_r	Potencia reactiva del rotor
Q_s	Potencia reactiva del estator
R	Radio de barrido del rotor de la turbina
r_r	Resistencia del rotor

r_s	Resistencia del estator
S	Deslizamiento
T'_0	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto
T_e	Par eléctrico
T_m	Par mecánico
T_{wr}	Par desarrollado por la turbina
u	Velocidad tangencial en la punta del aspa
v_{dr}	Voltaje del rotor en el eje directo
v_{ds}	Voltaje del estator en el eje directo
v_{qr}	Voltaje del rotor en el eje en cuadratura
v_{qs}	Voltaje del estator en el eje en cuadratura
v_t	Voltaje en terminales
V_{viento}	Velocidad del viento
v_w	Velocidad del viento
X'	Reactancia transitoria
Y_{ajuste}	Admitancia de ajuste
Y_{gi}	Admitancia equivalente diferente a la velocidad síncrona
Y_{gi0}	Admitancia equivalente a la velocidad síncrona
β	Ángulo de inclinación del aspa
γ	Ángulo de torsión de la flecha
λ	Relación de velocidad punta
ρ	Densidad del aire
ψ_{dr}	Enlace de flujo del rotor en el eje en directo
ψ_{ds}	Enlace de flujo del estator en el eje directo
ψ_{qr}	Enlace de flujo del rotor en el eje en cuadratura
ψ_{qs}	Enlace de flujo del estator en el eje en cuadratura
ω	Velocidad angular
ω_0	Velocidad síncrona
ω_m	Velocidad angular de la máquina
ω_r	Velocidad angular del rotor
ω_{wr}	Velocidad angular de la turbina

CAPÍTULO 1:

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

Debido a la escasez de fuentes de energía fósil en la tierra, y como consecuencia de su elevado costo y la contaminación por gases de invernadero, se ha propuesto el uso de energías renovables para la producción de energía eléctrica. El protocolo de Kyoto firmado en 1997 por 160 naciones industrializadas, se ha enfocado hacia el incremento de fuentes de energía renovables en el mercado global de energía [CIGRE, 2007].

La mayor fuente de energía renovable es el sol. Existen otras fuentes renovables como son el agua, el viento y la biomasa. En el presente trabajo se estudian los generadores eólicos, quienes convierten la energía cinética del viento en energía mecánica por medio de una turbina que se acopla a un generador eléctrico. En particular se desarrollan modelos dinámicos simplificados de generadores de inducción para estudios de estabilidad a corto plazo de Sistemas Eléctricos de Potencia.

Las plantas convencionales de generación de electricidad utilizan en su mayoría generadores síncronos, mientras que los aerogeneradores generalmente están equipados con generadores de inducción. Ambos tienen conceptos y principios de funcionamiento diferentes, incluso entre los aerogeneradores con máquinas de inducción que son principalmente 3: generador de inducción con rotor jaula de ardilla, con variación en la resistencia del rotor y con rotor devanado de doble alimentación.

Con el crecimiento de la interconexión de generadores eólicos al sistema eléctrico de potencia, éstos junto con los generadores convencionales deben proveer el control de voltaje y frecuencia de la red, teniendo el reto de mantener el voltaje y el balance de potencia que afectan la estabilidad del sistema [Akhmatov, 2005]. Para incluir los aerogeneradores en estudios de estabilidad transitoria, se deben tener los modelos adecuados partiendo de su condición inicial con la utilización de un programa de flujos de potencia.

1.2 OBJETIVO

Estudiar e implementar modelos simplificados de aerogeneradores basados en máquinas de inducción, adecuados para evaluar el efecto de estas plantas en el sistema de potencia interconectado en estudios de estabilidad de corto plazo.

1.3 ANTECEDENTES

En los inicios de la generación de energía eléctrica a partir del viento se utilizaron ampliamente los aerogeneradores de velocidad fija, los cuales utilizan un generador de inducción con rotor jaula de ardilla. Con el avance de la tecnología se introdujo el generador de inducción con rotor devanado y una variación de resistencia en el rotor para variar el deslizamiento y consecuentemente la velocidad del generador; y por último, en lo que respecta a los generadores de inducción, el avance más reciente es el generador de inducción doblemente alimentado para tener una mayor variación en la velocidad debido a que la velocidad del rotor no depende de la frecuencia de la red. Los generadores eólicos han sido muy estudiados, y por lo tanto la literatura disponible acerca de este tipo de generación es muy extensa, e incluye libros, reportes de investigación, artículos y tesis. Por esta razón, se listan en las secciones siguientes, de manera no exhaustiva, las publicaciones que se consideran más relevantes acerca de estos elementos.

1.3.1 Trabajos desarrollados más relevantes sobre los generadores eólicos

Los trabajos que se describen a continuación son los que se consideran más relevantes acerca del funcionamiento y modelado del generador eólico, basado en máquinas de inducción, en estado estacionario y dinámico a nivel internacional. Se han ordenado las referencias de acuerdo al tipo, en: libros, reportes de investigación, artículos y tesis.

Libros

Principalmente para el desarrollo de este trabajo se revisaron los libros [Lubosny, 2003], [Ackerman, 2005], [Akhmatov, 2005], [Patel, 2006], [Hau, 2006], [Bianchi et al., 2007], [Fox et al., 2007], [Stiebler, 2008], etc., que presentan los principios básicos para comprender el principio de operación, modelado, funcionamiento e información referente a la generación eólica.

Reportes de investigación

En [CIGRE, 2001] se muestran las características de nuevas formas de generación y almacenamiento de energía para estudios dinámicos de sistemas de potencia en los estudios de estabilidad transitoria. El primer paso para estos estudios es el desarrollo de modelos y métodos de simulación apropiados para estudiar la dinámica del sistema y los efectos que introducen las nuevas formas de generación.

En [CIGRE, 2006] se estudian los efectos de la generación eólica en la planeación de sistemas eléctricos de potencia incluyendo: la relación de instalación y su localización, la naturaleza intermitente de la generación a partir del viento, las características técnicas de la generación eólica y su interacción con el sistema eléctrico.

En [CIGRE, 2007] describe las necesidades de la industria, relacionadas con: el diseño de controles para incrementar la seguridad del sistema, el modelado de equipo para análisis de sistemas de potencia, el diseño y monitoreo de sistemas para la evaluación y control de la estabilidad en tiempo real y por último, nuevas técnicas de análisis para la evaluación de seguridad en sistemas eléctricos de potencia.

Artículos

Los artículos de mayor importancia para el desarrollo de este trabajo son:

En [Ruiz et al., 2002] se presenta una solución para la inicialización de las máquinas de inducción en estudios de estabilidad transitoria.

En [Muljadi et al., 2005] se representan diferentes tipos de turbinas de viento instaladas y planeadas en el Consejo de Confiabilidad de Texas (*"Electric Reliability Council Of Texas"* ó ERCOT en Inglés). Cada modelo incluye: un modelo aerodinámico, un control de frenado activo, una flecha y diferentes tipos de modelos de turbinas de viento incluyendo sus controles.

En [Muljadi, 2008] se menciona la enorme necesidad de los modelos dinámicos de los aerogeneradores y las instituciones que se encuentran investigando sobre el desarrollo de modelos genéricos.

En [Liu, 2008] se modelan las partes mecánicas de las turbinas, las cuales se dividen en el modelo de las aspas y el modelo del tren de ejes.

En [Divya et al, 2008] se presenta un balance de la potencia instalada actual y predicciones hasta el 2030.

En [Valentini et al., 2008] se habla sobre los códigos de red, en los que se debe especificar la capacidad del aerogenerador de mantenerse conectado a la red durante un hueco de voltaje.

En [WWEA, 2009] se muestra un reporte detallado sobre la generación eoloelectrica a nivel mundial.

Tesis

En [Akhmatov, 2003] se muestra el comportamiento de la red de potencia al conectar una gran cantidad de generadores eólicos e introducir una falla de corto circuito en la red de transmisión. Su trabajo se enfoca principalmente a cuatro modelos dinámicos: aerogeneradores de velocidad fija, aerogeneradores con resistencia variable en el rotor, aerogeneradores de doble alimentación y generadores síncronos multipolos.

En [Slootweg, 2003] se presentan modelos genéricos de los generadores eólicos y su aportación al interconectarlos con el sistema eléctrico, dando las características del sistema y los comportamientos de las máquinas en estudios de estabilidad ante pequeños disturbios.

En [Petersson, 2005] se estudia el modelado y control de los generadores de doble alimentación para turbinas de viento, con el objetivo analizar el comportamiento del DFIG tanto en estado estacionario como en el estado transitorio.

En [Perdana, 2006] se desarrollan modelos dinámicos de aerogeneradores para estudios de estabilidad de sistemas eléctricos, principalmente para estudios de estabilidad de voltaje y frecuencia. Se presentan dos métodos: uno con el modelo del generador de inducción de quinto orden y el segundo con el modelo de tercer orden.

En [Perdana, 2008] se proponen tres modelos genéricos de generadores eólicos para estudios de estabilidad que son: de velocidad fija, doblemente alimentados y de convertidor total. Los modelos propuestos se desarrollan para el fasor de secuencia positiva en el dominio del tiempo en simulaciones dinámicas y son implementados en el simulador de sistemas de potencia PSS/E.

1.3.2 Trabajos desarrollados en la SEPI-ESIME-Z acerca de los generadores eólicos

En [Santos, 1999] se analiza la interacción de los generadores de inducción de velocidad fija en el comportamiento dinámico de los sistemas de potencia, principalmente en el análisis de estabilidad transitoria utilizando simulaciones

digitales y comparando los resultados con simulaciones experimentales. Analiza tres arreglos de sistemas eléctricos: Sistema aislado, máquina bus infinito y multimáquinas.

En [Santos et al., 2002] se analizan los efectos de los generadores de inducción en estudios de estabilidad transitoria de un laboratorio de sistemas eléctricos de potencia. Se utilizan tres arreglos de operación (aislado, conectado a un bus infinito y en un sistema multimáquinas) y se comparan los resultados de las simulaciones con los resultados experimentales al aplicar una falla trifásica en un nodo del sistema.

En [Lázaro, 2005] se presenta un análisis detallado de estabilidad ante pequeños disturbios de los generadores de inducción interconectados a una red eléctrica de potencia, en un sistema tipo máquina-bus infinito con diferentes dispositivos que conforman al sistema como son: generadores de inducción, red de transmisión, compensación fija y controlada. Algunos resultados de simulaciones digitales son comparados con simulaciones experimentales de laboratorio.

En [González, 2005] se presenta un control neuronal aplicando la técnica de adecuación de potencia, para controlar un generador de inducción empleado en plantas eolieléctricas a través de la variación del índice de modulación de inversor electrónico, perteneciente al sistema rectificador inversor.

En [Vega, 2005] se analizan las pérdidas y confiabilidad de una red de distribución subterránea de una central eolieléctrica. Se modela una red de 151 nodos para verificar el comportamiento del sistema mediante un análisis de flujos de potencia y posteriormente evaluar la confiabilidad de este sistema.

En [Vazquez, 2007] se muestra el desarrollo matemático para obtener la curva característica aproximada de un generador de inducción, así como una metodología para obtener las curvas características de un generador de inducción autoexcitado con carga por medio de un método matemático a diferentes valores de factor de potencia, velocidad y capacitancia de excitación.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Los modelos adecuados de los generadores eólicos son indispensables para diseñar y asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.

Actualmente la mayoría de los fabricantes de generadores eólicos proporcionan sus modelos como cajas negras a los usuarios debido a la competencia mundial que existe entre fabricantes, quienes protegen su información [Muljadi, 2008, Perdana, 2008]. Como resultado se obtienen modelos en unos casos incompatibles con

simuladores o no disponibles en otros casos dificultando la validación, uso y mantenimiento de los sistemas eléctricos de potencia [Ellis, 2005].

Para que continúe el desarrollo y operación de las plantas eólicas, así como la planeación de sistemas eléctricos de potencia, es necesario tener los modelos dinámicos de los generadores eólicos. Diversas instituciones como: “*Western Electricity Coordinating Council*” (WECC), “*California Energy Commission*” (CEC), “*Nacional Renewable Energy Laboratory*” (NREL), “*American Wind Energy Association*” (AWEA), “*Utility Wind Integration Group*” (UWIG), “*Institute of Electrical and Electronics Engineers*” (IEEE), “*Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas*” (CIGRE) y desarrolladores de programas como: “*Positive Sequence Load Flow Software*” (PSLF) y “*Power System Simulation for Engineers*” (PSS/E) se han unido para desarrollar modelos genéricos de los aerogeneradores aplicados a diferentes estudios [Muljadi, 2008, Ellis, 2005].

En [Persson et al., 2009] se realiza una comparación de tres modelos de aerogeneradores de inducción doblemente alimentados implementados en los programas de sistemas de potencia más utilizados (PSS/E, Simpow, NEPLAN, DigSILENT, PSS®NETOMAC y PSCAD/EMTDC). Utilizando la misma tecnología de aerogeneradores en los programas antes mencionados, los resultados de las simulaciones indican que los tiempos críticos liberación de falla y el comportamiento dinámico de estos equipos varían entre los simuladores. Los modelos de los aerogeneradores se distribuyen solamente a compradores exclusivos, y los propietarios de redes eléctricas ó investigadores no tienen acceso a estos modelos. Algunas veces los contratos entre los compradores y los desarrolladores de aerogeneradores (fabricantes) incluyen cláusulas en las que los desarrolladores se deslindan de responsabilidades por el comportamiento y certeza de los modelos dados [Persson et al., 2009].

Se deben establecer reglas estandarizadas para el modelado de aerogeneradores que sean utilizadas como referencia. Esto para que los desarrolladores de técnicas nuevas o establecidas puedan comparar sus conceptos con los modelos que cumplan con las reglas estandarizadas y así mostrar sus ventajas [Persson et al., 2009].

La situación en México con respecto a la generación de energía eléctrica utilizando la energía cinética del viento sigue en desarrollo con los siguientes proyectos [CFE, 2009]:

Los proyectos de inversión nacional incluyen el proyecto eólico “Oaxaca I” el cual se suma al proyecto de “La venta III” teniendo una capacidad conjunta de 202 MW, principalmente para atender la demanda en la región oriental del país.

- En el caso de “*La venta III*” se instalarán 121 generadores de 850 kW cada uno de la empresa IBERDROLA con una capacidad total de 101 MW.
- Para la central eólica “*Oaxaca I*” tendrá una capacidad de generación de 101 MW desarrollada por el consorcio denominado “*Energías ambientales de Oaxaca*” constituido por las empresas ENERGÍA Y RECURSOS AMBIENTALES y ENERGÍAS AMBIENTALES DE GUADALAJARA.

Los proyectos de inversión del sector privado incluyen [Carrión, 2009]:

- Proyecto “*La rumorosa*”. En el estado de Baja California Norte se han instalado más de 25 torres de medición desde el 2003. El potencial eólico permite instalar entre 500 y 1000 MW dependiendo de los equipos seleccionados.
- Proyecto “*El porvenir*”. En el estado de Tamaulipas se instaló una torre de medición en enero del 2005 por la Universidad Autónoma de Tamaulipas y otra torre de medición en terrenos del proyecto el 3 de junio del 2008. Se estima instalar 20 aerogeneradores de 2 MW cada uno.
- Proyecto “*Las yesquitas*”. En el estado de Tamaulipas se inició la campaña de medición en junio del 2008. El potencial eólico permite instalar 200 MW y se pretende construir 2 centrales de 100 MW cada una.
- Proyecto “*Ciudad Victoria*”. En el estado de Tamaulipas comenzó la campaña de medición en octubre del 2008 con la instalación de 4 torres de medición a 60 metros de altura. El periodo de medición aun es corto para predecir la potencia aproximada de instalación.

1.5 LIMITACIONES Y ALCANCES

Los modelos dinámicos simplificados de los aerogeneradores y sus controles considerados en el presente trabajo son adecuados para estudios de estabilidad de corto plazo mediante simulaciones en el tiempo. En este marco, se podrán realizar estudios tanto de estabilidad transitoria como de voltaje.

Este trabajo constituye el paso inicial para el desarrollo de modelos genéricos de generadores de inducción más detallados en trabajos futuros.

Al no disponer de mediciones reales ni de modelos exactos de los aerogeneradores instalados en plantas reales, como por ejemplo la central de La Venta II, es difícil hacer validaciones de los resultados de las simulaciones digitales con mediciones, por lo que la exactitud de los modelos se evaluará utilizando simulaciones digitales.

1.6 APORTACIONES

Las aportaciones del presente trabajo se describen a continuación:

- Se desarrolló un programa en FORTRAN 77 para obtener las curvas del coeficiente de potencia contra la relación de velocidad punta para diferentes valores del ángulo de inclinación del aspa, mismo que puede reproducir la curva de potencia contra velocidad del rotor ante diferentes velocidades del viento.
- Se implementó el modelo dinámico del aerogenerador de velocidad fija, para estudios de estabilidad de corto plazo en el tiempo, basado en el generador de inducción tipo jaula de ardilla, el cual consta de un modelo de orden reducido (tercer orden) que considera los transitorios eléctricos y mecánicos del rotor.
- Se incluyó el modelo dinámico del aerogenerador de inducción de doble alimentación (velocidad variable) en un programa de simulación en el tiempo, para estudios de estabilidad de corto plazo en el tiempo, el cual consta de un modelo de orden reducido (primer orden) que considera únicamente los transitorios mecánicos del rotor, con controles tanto de voltaje como de velocidad.
- Se programó un método de inicialización para el generador de inducción de doble alimentación, basado en los resultados del estudio de flujos de potencia e incluyendo las ecuaciones de los modelos de los controles.
- Todos los modelos descritos se implementaron en el programa de simulación en el tiempo "TRANSTAB" del grupo de investigación de fenómenos dinámicos de la SEPI-ESIME-ZAC del IPN, desarrollado en [Ruiz,1996].

1.7 PUBLICACIONES DERIVADAS DE LA TESIS

Los siguientes artículos fueron publicados como resultado del presente trabajo:

- M. J. Ishijara, D. Ruiz, "Modelo de la Máquina de Inducción para Generadores con Jaula de Ardilla y Rotor Devanado en Estudios de Estabilidad en el Tiempo", *Memorias del XI Congreso Nacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas*, México, D. F., Noviembre 2009.
- M. Ishijara, D. Ruiz, "Método de Inicialización para Aerogeneradores de Inducción de Doble Alimentación", *Memorias de la Reunión de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial, RVP-AI/2010*, Acapulco, Gro. Julio 11-17, 2010.
- M. Ishijara, D. Ruiz, "Inicialización de Aerogeneradores de Inducción Doblemente Alimentados Incluyendo los Controles de Voltaje y Velocidad", *Memorias del XII Congreso Nacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas*, México, D. F., Noviembre 2010.

1.8 ESTRUCTURA DE LA TESIS

En este apartado se muestra un panorama general del contenido de cada capítulo que forma este trabajo de tesis.

- Capítulo 1: Se plantea brevemente la problemática en la obtención de modelos dinámicos de los aerogeneradores. También se mencionan el objetivo, la justificación, limitaciones, alcances, aportaciones y estructura del trabajo.
- Capítulo 2: Se realiza una descripción sobre los estudios de estabilidad, estudios de estabilidad de corto plazo en el tiempo de sistemas de potencia, el modelo del sistema de potencia, el método de simulación en el tiempo y el programa digital de simulación TRANSTAB. También se muestra una introducción sobre la capacidad mundial instalada actualmente de energía eólica, así como una predicción de su desarrollo, las partes constitutivas del aerogenerador, los tipos de aerogeneradores y las necesidades de modelos de aerogeneradores.
- Capítulo 3: Describe de forma detallada el principio de funcionamiento, partes constitutivas, modelado, pruebas y resultados del aerogenerador de inducción de velocidad fija.
- Capítulo 4: Describe de forma detallada el principio de funcionamiento, partes constitutivas, modelado, pruebas y resultados del aerogenerador de inducción doblemente alimentado.
- Capítulo 5: Indica las conclusiones debidas a los modelos desarrollados y a las simulaciones realizadas en el presente trabajo, así como recomendaciones para trabajos futuros.

CAPÍTULO 2:

MODELADO DE AEROGENERADORES EN ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE CORTO PLAZO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1 ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

2.1.1 Introducción

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es un sistema dinámico en el cual los valores de sus parámetros (impedancias, etc.) y variables principales (voltajes, corrientes, potencias activa y reactiva y frecuencia) varían en el tiempo. Estas variaciones son conocidas como disturbios.

La mayor parte de los disturbios que ocurren en el SEP se deben a cambios por variaciones normales de la carga y/o acciones programadas por los ingenieros encargados de la operación del SEP para realizar el mantenimiento de elementos de la red de transmisión y plantas generadoras. En la Figura 2.1 se muestra un ejemplo de la variación normal de la carga con respecto al tiempo, la curva de demanda horaria del área de control central del Sistema Eléctrico Mexicano para dos días diferentes de 1995.

En la Figura 2.1 se puede observar claramente que la variación de la carga no solamente es horaria sino que también varía estacionalmente y además depende del calendario de días laborales (el primero de enero es feriado, mientras que el primero de junio es laboral).

Aunque siempre estén ocurriendo cambios en el SEP, es conveniente considerar que en ciertos períodos de tiempo éste funciona en estado estacionario, es decir, que para propósitos de análisis tanto los parámetros como las variables son considerados constantes [IEEE, 1982].

El SEP también está sujeto usualmente a disturbios repentinos e impredecibles debidos a fallas en el mismo que pueden ser provocadas por descargas atmosféricas en las líneas de transmisión y subestaciones, cortocircuitos causados por el roce de las ramas de un árbol con las líneas de transmisión, vandalismo, una mala operación humana, fenómenos catastróficos como los terremotos y otras causas.

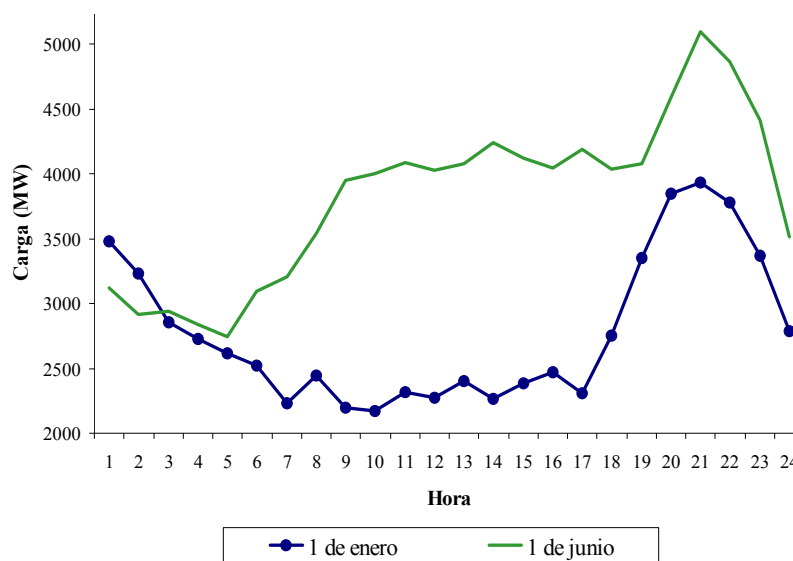


Figura 2.1. Curvas de demanda horaria del área de control central del Sistema Eléctrico Mexicano para dos días diferentes de 1995 (adaptado de [Ruiz, 2002]).

La estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) se define actualmente de la siguiente manera:

La estabilidad del sistema de potencia es su habilidad para permanecer en un estado de operación aceptable después de estar sujeto a disturbios repentinos, programados o normales [IEEE, 2004].

En esta definición se asume que en el período transitorio, entre los estados estacionarios inicial (antes del disturbio) y final (después del disturbio), el amortiguamiento y las variables principales del SEP permanecen limitadas por sus valores admisibles y tienen un impacto pequeño en la calidad del servicio eléctrico. En el estado de operación aceptable, al que finalmente llega el SEP, los valores de voltaje y frecuencia permanecen dentro de sus límites normales y todos los generadores síncronos operan en sincronismo [Ruiz, 2005].

Es útil para el análisis y control de los problemas de estabilidad clasificarlos de acuerdo a diferentes criterios. En la siguiente sección se da una descripción de los tipos de estabilidad.

2.1.2 Clasificación de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

Aunque la estabilidad del SEP es un problema único, es conveniente clasificarla utilizando diferentes criterios, esto con el objetivo de facilitar el diseño de medidas de control adecuadas para resolver los diferentes tipos de inestabilidades que pueden ocurrir. La gran dimensión del SEP y su complejidad provoca que ante una falla se presente más de una forma de inestabilidad, y que a veces sea difícil distinguir entre los diferentes tipos de inestabilidad. Sin embargo, la estabilidad del sistema de potencia ante un evento se debe clasificar según el fenómeno dominante que inicia la inestabilidad el cual puede ser una inestabilidad angular, de frecuencia o de voltaje [Kundur and Morison, 1997].

La Figura 2.2 presenta la última clasificación de la estabilidad propuesta por un comité del CIGRE y el IEEE en [IEEE, 2004]. La clasificación de la estabilidad en diferentes categorías se puede justificar desde un punto de vista más formal, en el marco de la teoría de estabilidad de sistemas, utilizando el concepto de estabilidad parcial, desarrollado por Lyapunov [Vorotnikov, 1998, Rumyantsev and Osiraner, 1987, Rouche et al., 1977, IEEE, 2004].

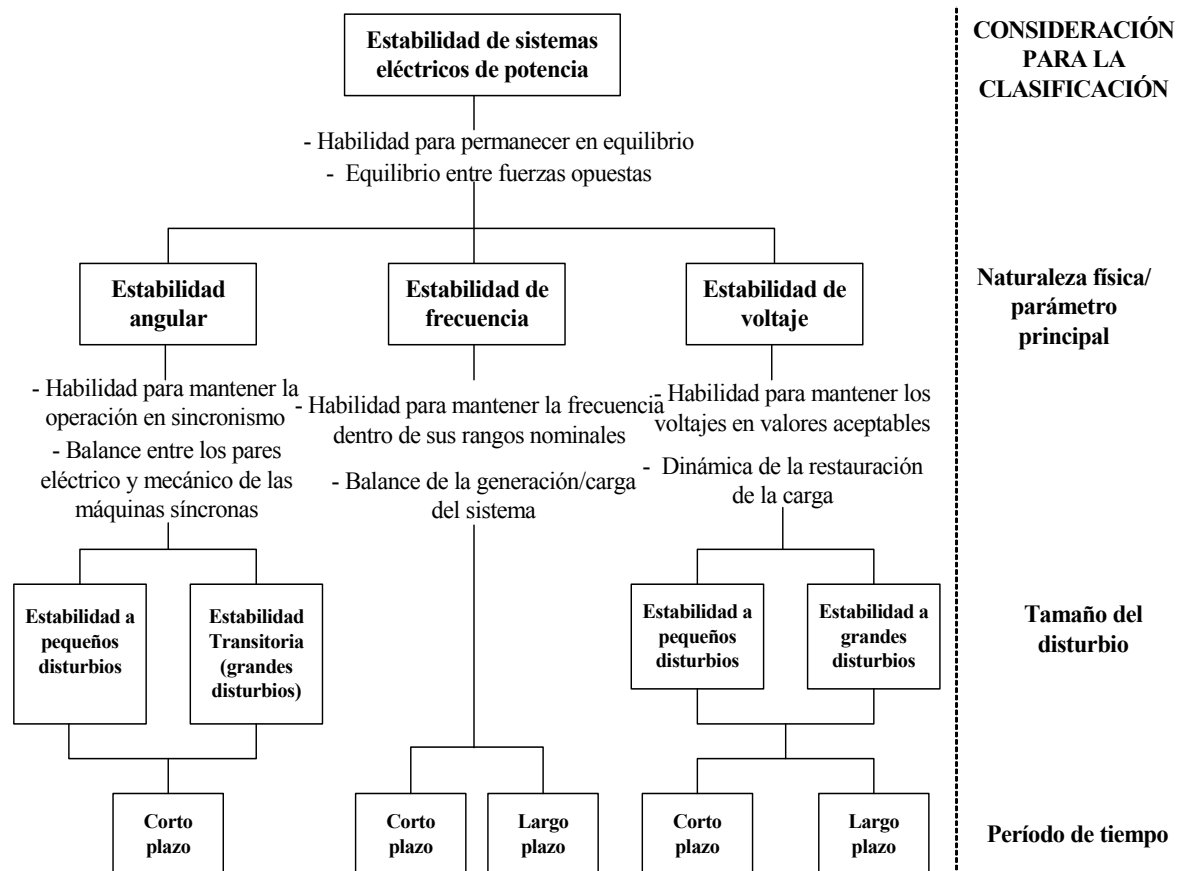


Figura 2.2. Clasificación de los problemas de inestabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia (Adaptado de [Ruiz, 2002, IEEE, 2004]).

Este concepto relaja la condición de estabilidad (utilizada para declarar a un sistema como estable) desde una condición que requiere que todas las variables del sistema sean estables, a otra que requiere que solamente un subconjunto de variables sean estables. Ésta formulación es adecuada en muchos sistemas de ingeniería, entre ellos el SEP.

En la Figura 2.2 se pueden observar los diferentes tipos de clasificación de la estabilidad de un SEP, los cuales van de acuerdo a los siguientes criterios:

- La naturaleza física del problema y el parámetro principal en el que se puede observar la inestabilidad.
- El tamaño del disturbio que inicia el problema de inestabilidad.
- El período de tiempo en el que se desarrolla la inestabilidad del sistema.

A continuación se dan algunas definiciones más concretas de los diferentes tipos de estabilidad mostrados en la Figura 2.2, que están de acuerdo a la naturaleza física del problema:

Estabilidad Angular: es la habilidad del SEP de permanecer en una operación en sincronismo después de estar sujeto a un disturbio. Depende de la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre los pares mecánico y electromagnético de todas las máquinas síncronas del SEP [Kundur and Morison, 1997].

Estabilidad de frecuencia: es la habilidad del SEP para mantener el valor de la frecuencia dentro de un rango normal, después de estar sometido a un disturbio que puede o no haber resultado en la separación del sistema de potencia interconectado en subsistemas aislados. Depende de la habilidad de restaurar el balance entre las potencias totales de generación y carga de los diferentes subsistemas con un mínimo de pérdida de carga [Kundur and Morison, 1997].

Estabilidad de Voltaje: es la habilidad de los subsistemas de generación y transmisión para restaurar las potencias de las cargas y alcanzar valores aceptables de voltaje en los nodos del sistema después de un disturbio.

“La inestabilidad de voltaje es causada por el intento de las cargas de restaurar su consumo de energía a un valor mucho mayor que el de la capacidad combinada de los sistemas de generación y transmisión” [Van Cutsem and Vournas, 1998].

El segundo criterio de clasificación se refiere al tamaño del disturbio que inicia al problema de estabilidad. Como se puede apreciar a continuación, la definición del tamaño de un disturbio es aparentemente confusa [IEEE, 1982]:

Un disturbio es clasificado como pequeño si es posible analizar sus consecuencias utilizando un modelo lineal del sistema. En caso contrario, se clasifica como un gran disturbio.

Sin embargo, cumple muy bien su función, ya que lo que define el tamaño de un disturbio es que los resultados de un análisis utilizando el modelo lineal del sistema sean válidos al estudiar el sistema real (no-lineal).

Las técnicas de análisis utilizando los modelos lineal y no-lineal son complementarias y la comprensión de las causas e identificación de las posibles soluciones a la mayoría de los problemas de estabilidad requiere de una utilización coordinada de ambas. Las técnicas que emplean los modelos lineales son muy atractivas, ya que presentan muchas ventajas, entre las que podemos citar la disponibilidad de técnicas de sensibilidad que son capaces de identificar a los elementos que causan el problema de estabilidad y a los que tienen una influencia importante en el fenómeno para resolver las inestabilidades. Son técnicas en las que además se tiene una experiencia amplia; sin embargo, como se menciona en la definición del tamaño del disturbio, sus resultados no siempre son válidos cuando se analiza la respuesta del SEP ante un disturbio dado [Ruiz, 2005].

Es por esto que una rama importante de la investigación actual consiste en desarrollar métodos no-lineales de análisis de la estabilidad que provean medidas de sensibilidad útiles en el diseño de controles adecuados para resolver problemas de estabilidad.

El período de tiempo de interés en el que se desarrollan los problemas de inestabilidad se muestra en la Figura 2.3, con respecto a las bandas de frecuencia de los diferentes fenómenos dinámicos presentes en los SEP.

Los fenómenos rápidos (estabilidad de corto plazo) requieren analizar períodos de tiempo desde algunos milisegundos hasta 15 ó 20 segundos, mientras que los fenómenos más lentos (estabilidad de largo plazo) pueden requerir que el período de análisis se amplíe hasta 15 minutos o más.

Es importante observar que los diferentes tipos de inestabilidades se desarrollan en períodos de tiempo específico. Por ejemplo, en la Figura 2.2 se muestra que las inestabilidades angulares se desarrollan siempre en el corto plazo (en períodos de tiempo de hasta 20 segundos), mientras que los problemas de estabilidad de frecuencia y de voltaje pueden desarrollarse tanto en el corto como en el largo plazo, independientemente del tamaño del disturbio.

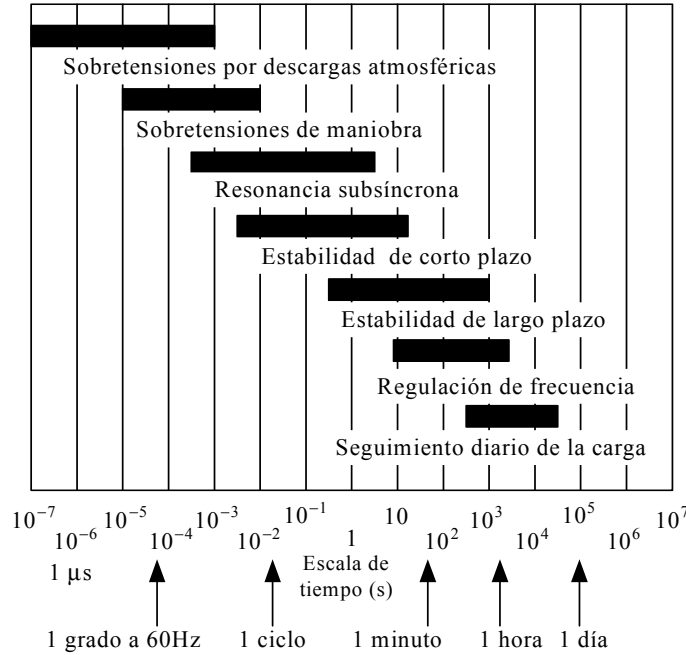


Figura 2.3. Ubicación de los problemas de estabilidad en las bandas de frecuencia de los diferentes fenómenos dinámicos de los sistemas eléctricos de potencia (Adaptado de [Anderson et al., 1990]).

De manera muy rigurosa, se podría especificar que para estudiar los problemas dinámicos de los SEP se tiene que utilizar un modelo en el que todos los elementos (líneas de transmisión, generadores y cargas) estén representados por ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales (debido a que todos los elementos se representan por sus parámetros concentrados).

Sin embargo, la diferencia entre los períodos de tiempo en los que se desarrollan los fenómenos dinámicos permite hacer una descomposición en el tiempo del complejo fenómeno de la estabilidad (utilizando un razonamiento del tipo de perturbaciones singulares [IEEE, 2004]), en el que algunas variables que han alcanzado el estado estacionario para el período de tiempo del fenómeno de interés puedan ser representadas utilizando ecuaciones algebraicas. Con esto se disminuye tanto la complejidad del modelo del SEP como su dimensión, y además se logra un aumento importante en la velocidad de solución del modelo, que por su no-linealidad se resuelve por medio de métodos numéricos [Ruiz, 2005].

Se puede observar en la Figura 2.3 que los transitorios ultrarrápidos y rápidos que se presentan en las variables de la red de transmisión debidos a sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas y de maniobra, alcanzan sus valores de estado estacionario antes de que el estudio de los fenómenos de estabilidad sea de interés. Esta característica dinámica del SEP de transmisión ha permitido que en la mayoría de los modelos de estabilidad se representen los elementos de la red de transmisión por ecuaciones algebraicas (la matriz de admitancias de nodos o la matriz Jacobiana del SEP) con lo que se reduce la rigidez del modelo de estabilidad, y por lo tanto, disminuyen los problemas de inestabilidad numérica.

Hasta ahora se han descrito las diferentes clasificaciones de la estabilidad de sistemas de potencia; se ha observado, en general, que las consideraciones para la clasificación se hacen con el objetivo de mejorar la comprensión de la naturaleza física del fenómeno dinámico.

2.2 ESTABILIDAD DE CORTO PLAZO DE SISTEMAS DE POTENCIA

Como se mencionó anteriormente los estudios de estabilidad angular siempre se realizan a corto plazo, mientras que los estudios de estabilidad de voltaje pueden ser de corto o largo plazo. En el trabajo presente interesa el estudio a corto plazo, por lo tanto, se indica que los estudios de estabilidad angular y de voltaje de corto plazo en el tiempo se relacionan ampliamente.

En los SEP, la estabilidad de voltaje es la habilidad combinada de los subsistemas de generación y transmisión para restaurar las potencias de las cargas y alcanzar valores aceptables de voltaje en los nodos del sistema después de que ocurre un disturbio [Van Cutsem and Vournas, 1998]. La potencia consumida por las cargas se restaura usualmente después de que ocurre un disturbio, ya sea por la dinámica de las máquinas de inducción, la regulación de voltaje a nivel de distribución, la operación de los cambiadores automáticos de derivación bajo carga de los transformadores o el accionamiento de termostatos [IEEE, 2004].

La caída progresiva del voltaje se puede asociar con la inestabilidad angular, por ejemplo, durante la pérdida de sincronismo entre dos grupos de máquinas. Cuando el defasamiento de los ángulos de los rotores entre los grupos de máquinas se acerca a 180° , este provoca una caída rápida del voltaje en puntos intermedios de la red cercanos al centro eléctrico del sistema [IEEE, 2004].

La inestabilidad de voltaje se manifiesta como una caída progresiva e incontrolable del voltaje en algunos nodos del SEP. Un resultado posible de la inestabilidad de voltaje es la pérdida de la carga en un área o el disparo de líneas de transmisión y otros elementos en cascada debido a la operación de sus sistemas de protección. La consecuencia más drástica de la inestabilidad de voltaje se conoce con el término colapso de voltaje, que frecuentemente es empleado incorrectamente al hacer referencia a todos los problemas de estabilidad de voltaje. Colapso de voltaje es el proceso secuencial de eventos que acompaña a la inestabilidad de voltaje provocando apagones o un perfil de voltaje inaceptablemente bajo en una parte significativa del SEP [Kundur, 1994].

Las inestabilidades de voltaje son problemas que, aunque actualmente se comprenden mejor, aún presentan varias dificultades teóricas y prácticas en sus análisis. Algunas de estas dificultades son [Vournas and Van Cutsem, 2006]:

- La no-linealidad inherente del fenómeno, que introduce una complejidad matemática no trivial que existe aún en sistemas de potencia pequeños.

- El fuerte acoplamiento de los flujos de potencia activa y los voltajes en los nodos de carga que hace que se desafíe el estereotipo que relaciona solamente a la potencia reactiva con las magnitudes de voltaje, el cual es válido solamente para sistemas moderadamente cargados, que operan con voltajes nodales cercanos a sus valores nominales.
- La necesidad de una representación detallada de los componentes más importantes del sistema, aún y cuando estos se encuentren en un área geográfica relativamente remota del área en la que ocurre el disturbio principal.
- La incertidumbre en la respuesta de la carga, especialmente cuando se encuentra sujeta a grandes cambios de voltaje.
- La gran variedad de escalas de tiempo involucradas en este fenómeno.

Esta variedad de escalas de tiempo es una característica de vital importancia en el análisis de los problemas de estabilidad de voltaje. Los tiempos de análisis pueden ir desde unos cuantos segundos hasta decenas de minutos, y los problemas de estabilidad de voltaje permiten ser clasificados de manera natural, de acuerdo al comportamiento dinámico del sistema, en dos diferentes períodos de tiempo como fenómenos de corto plazo ó de largo plazo. Se ha encontrado, después de muchos años de investigación, que esta clasificación permite hacer una selección adecuada de los métodos de análisis de acuerdo al período de tiempo en el que se desarrolla el fenómeno dinámico.

A continuación se describe cada una de las clases de estabilidad de voltaje [IEEE, 2004]:

- ***Estabilidad de voltaje a corto plazo.*** En esta clasificación el mecanismo de la inestabilidad de voltaje es influenciado de manera muy importante por la dinámica de las máquinas de inducción, cargas controladas electrónicamente, y convertidores de líneas de transmisión de corriente directa en alta tensión. El período de estudio de interés está en el rango de varios milisegundos hasta 20 segundos y el análisis requiere solucionar de manera adecuada el sistema de ecuaciones diferenciales y algebraicas no lineales, por lo que este enfoque es muy similar a un estudio de estabilidad angular transitoria utilizando un programa de simulación en el tiempo. En el análisis de este tipo de problemas es esencial que el programa de estabilidad angular transitoria considere modelos adecuados de las cargas estáticas y dinámicas.

La diferencia en este período de tiempo entre problemas de estabilidad angular y de voltaje puede ser difícil realizarla (y quizás de interés puramente académico), aunque pueden existir algunos casos en los que se tenga una inestabilidad de voltaje “pura” [Van Cutsem, 2000].

- **Estabilidad de voltaje a largo plazo.** En esta clasificación la dinámica importante del sistema que afecta a la estabilidad involucra la acción de dispositivos de acción lenta (transformadores con cambiador de derivación bajo carga, cargas controladas con termostatos y limitadores de corriente de campo en los generadores), que usualmente no son considerados en los estudios de estabilidad de corto plazo. El período de estudio se extiende hasta varios minutos, y en este marco de tiempo se considera que la mayoría de los elementos dinámicos importantes en los problemas de corto plazo (como las máquinas eléctricas y la mayoría de sus controles) han alcanzado sus condiciones de estado estacionario y pueden, por lo tanto, ser representados por medio de ecuaciones algebraicas para el modelo del sistema en estos estudios de estabilidad.

2.3 ESTABILIDAD DE GENERADORES DE INDUCCIÓN

Los problemas de inestabilidad en los generadores de inducción tienen las siguientes causas principales [Van Cutsem and Vournas, 1998]:

- **La pérdida del equilibrio de la dinámica de corto plazo.** Esto ocurre, por ejemplo, cuando se intenta restaurar la carga en puntos de operación más allá de la capacidad máxima combinada de los subsistemas de transmisión y generación. En la figura 2.4 se muestra este tipo de inestabilidad para el generador de inducción [Ruiz, 2009b]. Conforme el voltaje en terminales es reducido por alguna contingencia en el sistema, la curva de par eléctrico-velocidad del generador de inducción se reduce hasta que en un valor muy bajo de tensión, ($V = 0.6$ p.u.) se pierde completamente el equilibrio entre el par eléctrico y el par mecánico del generador, por lo que su rotor se acelera hasta que las protecciones lo desconectan.

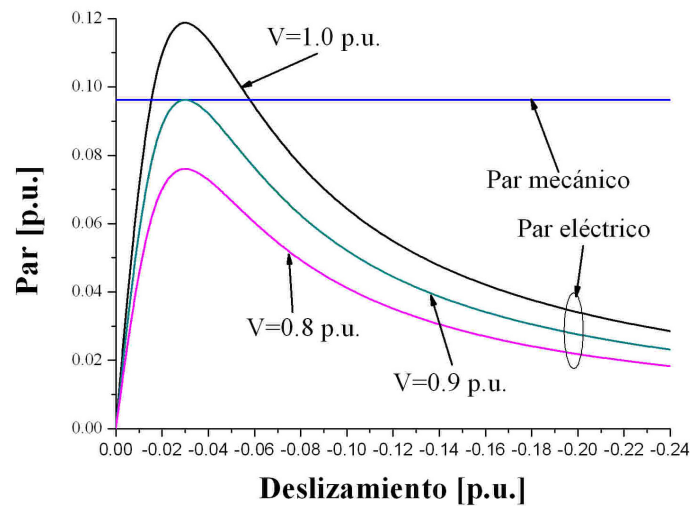


Figura 2.4. Inestabilidad por pérdida del equilibrio de corto plazo.

- **La escasez de atracción hacia el equilibrio estable de post disturbio.** Un ejemplo de esta pérdida de estabilidad se tiene cuando una acción correctiva que restaura el equilibrio de largo plazo es aplicada a destiempo, no lo suficientemente rápido como para que el sistema sea atraído al equilibrio estable de post disturbio como se muestra en la figura 2.5 para un generador de inducción [Ruiz, 2009b]. En la Fig. 2.5 s, el generador se encuentra inicialmente operando en el punto estable, en el cual los pares eléctrico y mecánico del generador son iguales. Al ocurrir una falla en las terminales del generador, el par eléctrico se hace inicialmente igual a cero en el punto 1 y el rotor del generador se acelera. Si la falla se libera en alguna condición de operación entre los puntos 1 y 2, el generador es atraído hacia el punto de equilibrio, y puede continuar su operación normal. Si la falla se libera después del punto 2, el generador perderá su atracción hacia el punto de equilibrio y su rotor se acelerará, perdiendo estabilidad.

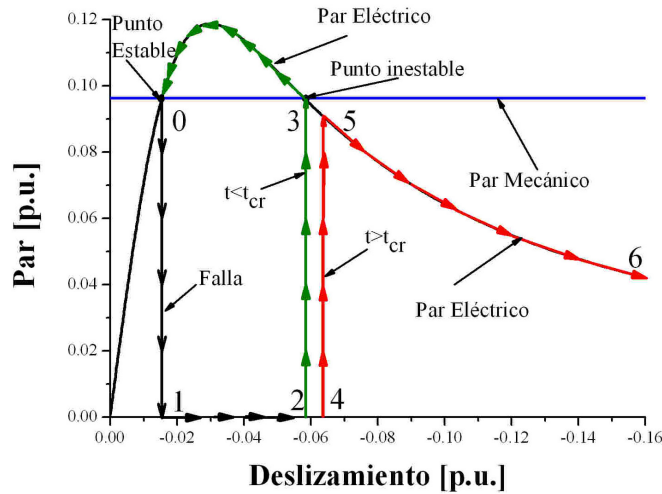


Figura 2.5. Pérdida de la estabilidad por falta de atracción hacia el equilibrio estable.

- La pérdida de estabilidad por medio de oscilaciones crecientes. Este tipo de inestabilidad se menciona para que la clasificación sea completa, pero no se ha observado en SEP reales para el caso de estabilidad de voltaje [Ruiz, 2009b].

Como se ha mostrado con los dos ejemplos anteriores, los dos primeros mecanismos de inestabilidad de voltaje son muy importantes e interesantes en el estudio de la estabilidad de los generadores de inducción. Aunque los ejemplos presentados fueron realizados con aerogeneradores de inducción de velocidad fija, éstos son representativos debido a que los mismos tipos de inestabilidad se presentan en aerogeneradores de inducción de velocidad variable.

2.4 MODELO DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE CORTO PLAZO EN EL TIEMPO

En el método de simulación en el tiempo se divide al modelo del sistema en dos componentes principales: ecuaciones de la red (ecuaciones algebraicas) y ecuaciones dinámicas (ecuaciones diferenciales) como se muestra a continuación [Dommel and Sato, 1972]:

$$\text{Ecuaciones de la red:} \quad 0 = g(\tilde{x}, \tilde{v}) \quad (2.1)$$

$$\text{Ecuaciones dinámicas:} \quad \dot{x} = f(\tilde{x}, \tilde{v}) \quad (2.2)$$

Donde: $\tilde{x}$ son las variables de estado y $\tilde{v}$ son los voltajes de la red.

Las ecuaciones del sistema son no lineales. La red de transmisión se representa por un sistema de ecuaciones algebraicas, mientras que los elementos dinámicos se modelan por ecuaciones diferenciales [Dommel and Sato, 1972].

Representar la red de transmisión por medio de ecuaciones algebraicas permite simplificar al modelo del sistema y disminuir su rigidez numérica, lo que hace posible utilizar pasos de integración relativamente grandes y por lo tanto acelerar la simulación. Debido a que los transitorios electromagnéticos se desarrollan en periodos de micro segundos a milisegundos y el periodo de estudio de estabilidad comprende de milisegundos a algunos segundos, se desprecia el efecto de los transitorios en la red y así representar a la red por medio de un modelo estático (YBUS o Jacobiano) [Dommel and Sato, 1972].

El modelo de la red de transmisión se realiza principalmente por medio de algunos de los siguientes sistemas de ecuaciones [Ruiz, 2009a]:

$$\text{Por } Y_{\text{BUS}}: \quad \tilde{v} = \tilde{I}(\tilde{x}, \tilde{v}) \quad (2.3)$$

$$\text{Por el Jacobiano:} \quad J \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} \quad (2.4)$$

El tipo de representación por YBUS utilizada en el presente trabajo, tiene dos ventajas principales [Ruiz, 2009a]:

- La matriz Y_{BUS} es dispersa y utilizada. Ahorra tiempo de memoria y de cómputo.
- Cuando no hay disturbios que modifiquen la estructura de la red, Y_{BUS} es constante.

Cuando se emplea la matriz YBUS para representar a la red de transmisión, los elementos dinámicos conectados a la red se representan por equivalentes de Norton, en general, el efecto de las cargas se modela como una inyección de corriente negativa, mientras que los generadores tienen una inyección positiva [Arrillaga and Arnold 1990, Dommel and Sato, 1972, Ruiz, 2009a].

Al representar la red de transmisión por YBUS, los elementos de la misma deben de ser modelados por circuitos equivalentes en π . Los modelos de los elementos dinámicos consisten de dos partes principales [Ruiz, 2009a]:

- La parte del modelo que conecta al elemento dinámico con la red de transmisión se debe representar por medio de ecuaciones algebraicas. En máquinas eléctricas rotatorias no se toman en cuenta los transitorios del estator.
- La parte del modelo que representa su comportamiento dinámico por medio de ecuaciones diferenciales.

Por ejemplo: considere el modelo clásico de la máquina síncrona de la figura 2.6 [Ruiz, 2009a]:

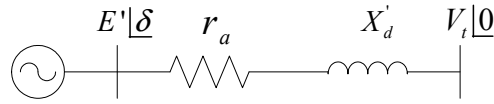


Figura 2.6. Modelo clásico de la máquina síncrona.

La representación como un equivalente de Norton del modelo clásico de la máquina síncrona se muestra en la figura 2.7.

El voltaje de la reactancia transitoria es:

$$\tilde{E}' = E' \angle \delta \quad (2.5)$$

La corriente total es:

$$I_t = (\tilde{E}' - \tilde{V}_t) Y_0 \quad (2.6)$$

La inyección de corriente corresponde a:

$$I_{iny} = \tilde{E}' Y_0 \quad (2.7)$$

Con la admitancia que se agrega a la Y_{BUS} :

$$Y_0 = \frac{1}{r_a + jx_d'} = \frac{r_a' - jx_d'}{r_a'^2 + x_d'^2} \quad (2.8)$$

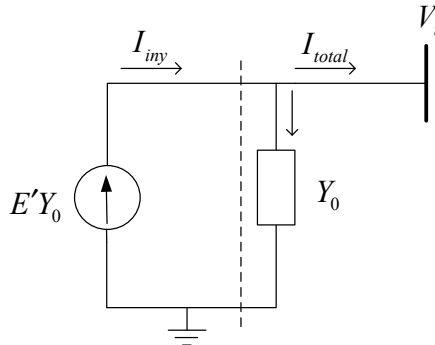


Figura 2.7 Equivalente de Norton del modelo clásico de la máquina síncrona.

Sin embargo, como se incluye a la admitancia constante Y_0 en el elemento diagonal de YBUS correspondiente a su nodo terminal en el vector de inyecciones de corriente "I" del sistema (2.3) se incluye únicamente la inyección de corriente de la ecuación (2.7), la cual es positiva cuando la máquina funciona como generador [Ruiz, 2009a].

El vector de voltajes se calcula al solucionar el sistema (2.3) después de haber construido al vector de inyecciones de corriente el cual es un vector con elementos mayormente iguales a cero, pero que en los elementos correspondientes a generadores, cargas y otros elementos tienen inyecciones de corrientes diferentes de cero, las cuales son positivas para los generadores y negativas para las cargas [Ruiz, 2009a].

En general se busca que todos los equivalentes de Norton incluyan una admitancia que se suma al elemento de la diagonal de YBUS, con el objetivo de mejorar la condición de la matriz y con esto facilitar al solución del sistema (2.3) al mejorar su estabilidad numérica [Arrillaga and Arnold 1990, Dommel and Sato, 1972, Ruiz, 2009a].

La figura 2.8 muestra esquemáticamente el modelo del sistema de potencia para estudios de simulación en el tiempo, está formado por la interconexión de la red con los elementos estáticos y dinámicos externos.

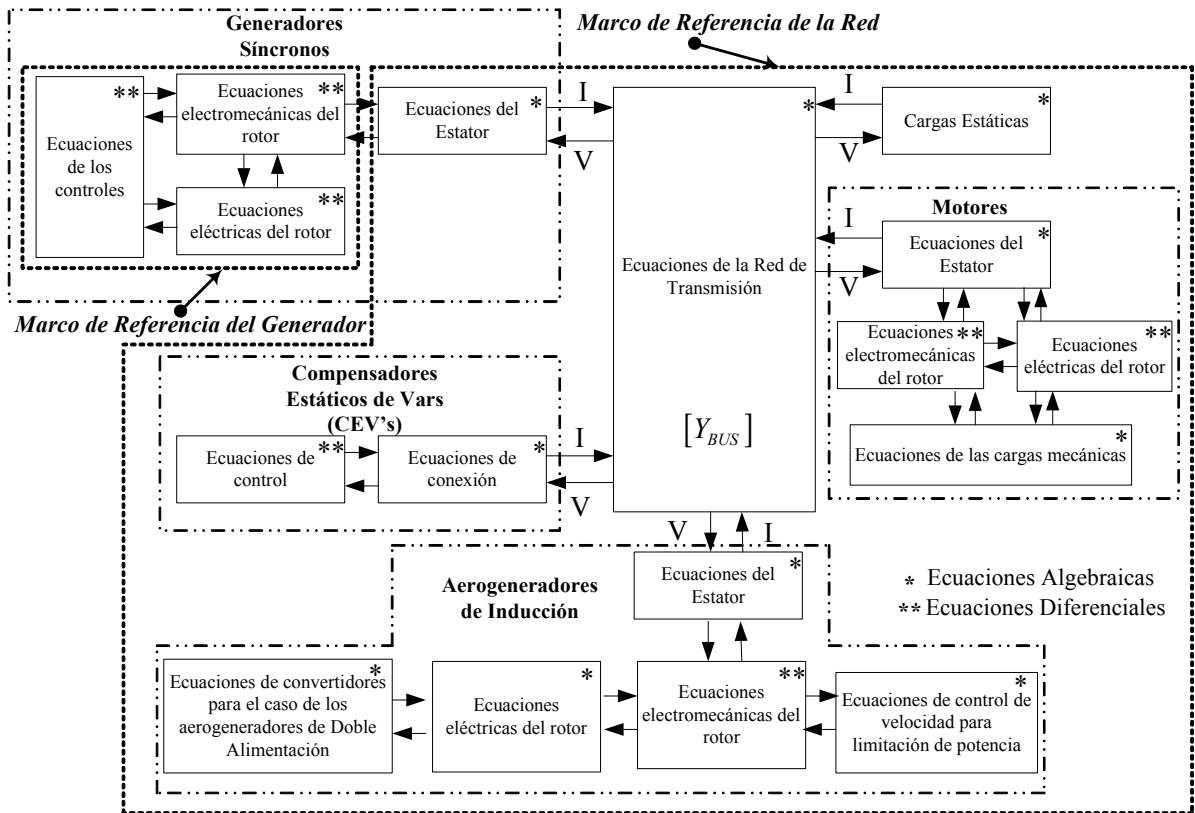


Figura 2.8. Diagrama esquemático del modelo del SEP para estudios de simulación en el tiempo (Adaptada de [Ruiz, 1996]).

2.5 MÉTODO DE SIMULACIÓN EN EL TIEMPO

Las condiciones iniciales para el análisis de estabilidad transitoria son determinadas mediante la solución de un estudio de flujos de potencia en estado estacionario. Después, deben ser resueltos simultáneamente en función del tiempo dos conjuntos de ecuaciones. El primero es el sistema de ecuaciones algebraicas que describe el comportamiento de la red incluyendo los modelos estáticos de carga y las ecuaciones algebraicas de las máquinas síncronas y de inducción [Ruiz, 2009a]:

$$Y_{BUS} \tilde{V} = \tilde{I}(\tilde{X}, \tilde{V}) \quad (2.9)$$

Donde: Y_{BUS} es la matriz de admitancias nodales.

$\tilde{V}$ es el vector complejo de voltajes.

$\tilde{I}$ es el vector complejo de inyecciones de corrientes nodales.

$\tilde{x}$ es el vector de variables de estado.

El segundo es un sistema de ecuaciones diferenciales que describe el comportamiento de las máquinas eléctricas rotatorias y sus circuitos de control.

$$\dot{\tilde{x}} = f(\tilde{x}, \tilde{V}) \quad (2.10)$$

La solución del sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias, conociendo un vector de estado inicial x_0 y el intervalo de solución T es conocido como un problema de valores iniciales. Se dice que una función vectorial en el tiempo $x = \hat{x}(t)$ es una solución del problema de valores iniciales si [Chua and Lin, 1975]:

$$\hat{x}(t_0) = x_0, \quad \dot{\hat{x}} = f(\hat{x}(t), v, t) \quad \forall t \in [t_0, t_0 + T] \quad (2.11)$$

Para encontrar $\hat{x}(t)$ numéricamente se divide el intervalo de tiempo T en incrementos pequeños de tiempo. Cada incremento de tiempo $h_i \equiv \Delta t_i$ es llamado paso de integración [Ruiz, 2009a].

El objetivo es encontrar $\hat{x}(t)$ en $t = t_0 + \sum_{i=1}^k h_i$ con $k = 1, 2, \dots, N$ donde $t_N = t_0 + T$

En general, se han propuesto dos esquemas principales de solución, los cuales dependen de manera importante del método de integración elegido para resolver la ecuación (2.2) [Ruiz, 2009a]:

- Método explícito alternado.
- Método implícito simultáneo.

2.5.1 Método explícito alternado

El método explícito alternado fue el primer método propuesto para simulación en el tiempo. El uso de un método explícito de integración permitía resolver de manera alternada los sistemas de ecuaciones (2.1) y (2.2) de acuerdo al diagrama de flujo de la figura (2.9) [Ruiz, 2009a].

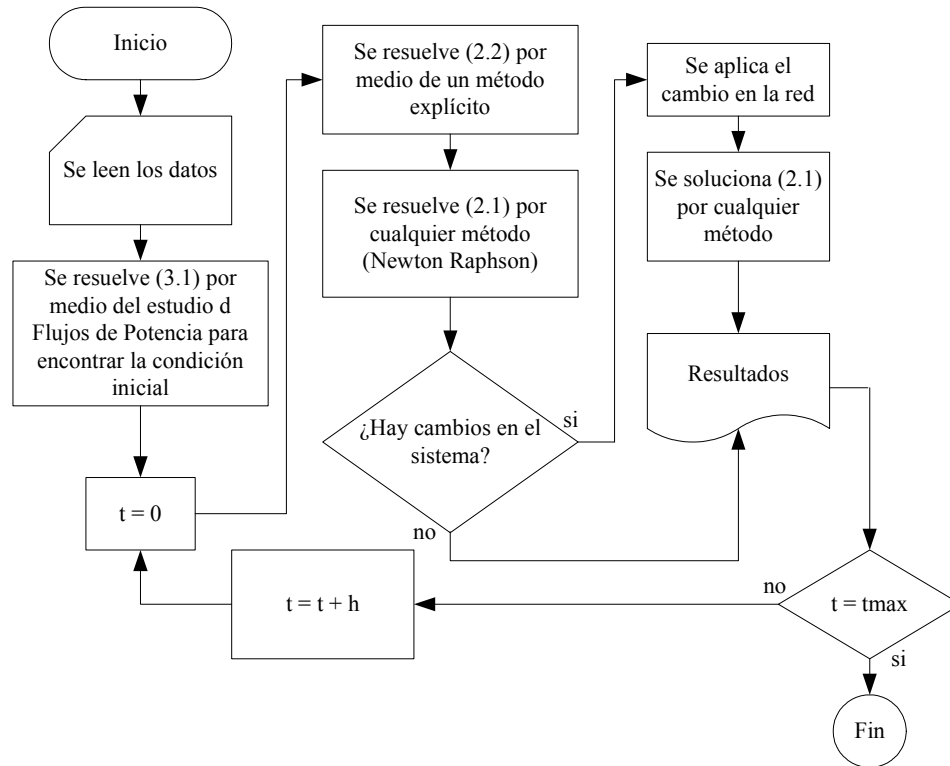


Figura 2.9. Diagrama de Flujo del Método Explícito Alternado (Adaptada de [Ruiz, 2009a]).

Como se observa en la figura 2.9, los nuevos valores de las variables de estado se encuentran por medio del método explícito de integración en un solo paso sin interactuar con la solución de la red. Esto se debe a que en el momento de solucionar las ecuaciones diferenciales, las variables de la red se consideran constantes y de manera contraria, al solucionar las ecuaciones de la red, las variables de estado son constantes. Cuando se aplican disturbios se tiene que realizar una solución adicional de la ecuación (2.1) para calcular los valores de las variables algebraicas. No es necesario calcular los valores de las variables de estado debido a que estas no tienen discontinuidades por dos razones: primero, al ser integradas deben ser continuas y además, esta continuidad está de acuerdo con el funcionamiento físico de los elementos [Ruiz, 2009a].

Éste método se volvió impráctico con la aparición de los controles de excitación de respuesta rápida y por el desarrollo de grandes sistemas interconectados, lo que

produjo la reaparición de oscilaciones de baja frecuencia mal amortiguadas o inestables. Para solucionar estos problemas se tuvo que mejorar la representación del sistema de potencia al aumentar su nivel de detalle de los modelos, esto ocasionó el aumento de rigidez del método y se necesitaban pasos de integración muy pequeños. Lo que ocasionó el desarrollo de nuevos enfoques empleando métodos implícitos de integración [Ruiz, 2009a].

2.5.2 Método implícito simultáneo

Este método ha prevalecido en la simulación del comportamiento dinámico de sistemas de potencia, debido a que la necesidad de representar de manera muy detallada a los componentes del sistema, se crea un modelo dinámico rígido que es resuelto de manera más eficiente por métodos de integración numéricamente estables como la regla trapezoidal de integración. Al aplicar métodos implícitos a las ecuaciones diferenciales del modelo, éstas se convierten en ecuaciones algebraicas no lineales, las cuales pueden ser resueltas utilizando diferentes métodos iterativos, de manera simultánea, junto con las ecuaciones algebraicas de la red como se muestra en la figura 2.10 [Ruiz, 2009a].

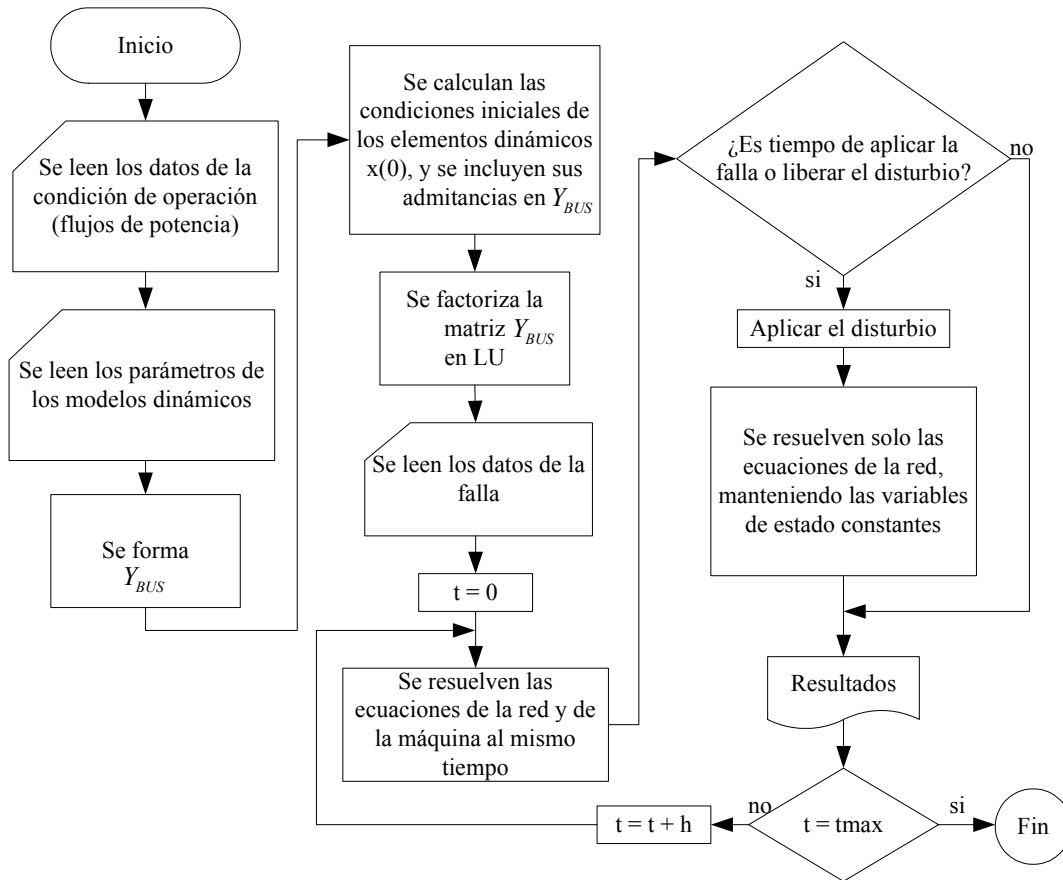


Figura 2.10 Diagrama de Flujo del Método Implícito Simultáneo
(Adaptada de [Castro, 2007]).

2.6 PROGRAMA TRANSTAB DE SIMULACIÓN DE COMPUTADORA DIGITAL

El programa TRANSTAB de simulación de computadora digital utiliza el método de solución implícito simultáneo, aplicando la regla trapezoidal para la solución de la ecuación (2.2).

La principal razón para la elección de la regla trapezoidal de integración se debe a que es un método A-estable [Dommel and Sato, 1972]. Esto indica que la rigidez del sistema que es analizado afecta su exactitud, pero no su estabilidad numérica. Con pasos de integración mayores, se filtran los modos de alta frecuencia y los transitorios rápidos, y la solución para modos más lentos es más cercana a la exacta [Kundur, 1994]. Esa propiedad permite emplear pasos de integración mayores que los usados en métodos explícitos [Kundur, 1994, Arrillaga and Arnold, 1990, Cañedo, 1980].

Ejemplo de aplicación de la regla trapezoidal de integración a la ecuación de oscilación [Ruiz, 2009a]:

La ecuación de oscilación está formada por las siguientes expresiones:

$$\frac{d}{dt}(\delta) = \omega - \omega_0 \quad (2.12)$$

$$\frac{d}{dt}(\omega) = \frac{\omega_0}{2H}(T_m - T_e) \quad (2.13)$$

Aplicando la regla trapezoidal:

$$X_{n+1} = X_n + \frac{h}{2} \left(\frac{d}{dt} X_n + \frac{d}{dt} X_{n+1} \right) \quad (2.14)$$

Para la ecuación (2.12):

$$\delta_{n+1} = \delta_n + \frac{h}{2} ((\omega_n - \omega_0) + (\omega_{n+1} - \omega_0)) \quad (2.15)$$

Arreglando los términos constantes y del intervalo "n":

$$\delta_{n+1} = \delta_n + \frac{h}{2} (\omega_n - 2\omega_0) + \frac{h}{2} \omega_{n+1} \quad (2.16)$$

Definiendo las constantes "C" y "M":

$$M_\delta = \frac{h}{2} \quad C_\delta = \delta_n + \frac{h}{2} (\omega_n - 2\omega_0) \quad (2.17)$$

$$\delta_{n+1} = C_\delta + M_\delta (\omega_{n+1}) \quad (2.18)$$

Realizando el mismo proceso para la ecuación (2.13):

$$\omega_{n+1} = \omega_n + \frac{h}{2} \left(\frac{\omega_0}{2H} (T_{m_n} - T_{e_n}) + \frac{\omega_0}{2H} (T_{m_{n+1}} - T_{e_{n+1}}) \right) \quad (2.19)$$

$$\omega_{n+1} = \omega_n + \frac{h\omega_0}{4H} (T_{m_n} - T_{e_n}) + \frac{h\omega_0}{4H} (T_{m_{n+1}} - T_{e_{n+1}}) \quad (2.20)$$

$$M_\omega = \frac{h\omega_0}{4H} \quad C_\omega = \omega_n + M_\omega (T_{m_n} - T_{e_n}) \quad (2.21)$$

$$\omega_{n+1} = C_\omega + M_\omega (T_{m_{n+1}} - T_{e_{n+1}}) \quad (2.22)$$

Como se observa, la aplicación de la regla trapezoidal a las ecuaciones diferenciales las convierte en algebraicas, y en el caso específico del ejemplo, los valores nuevos de las variables de estado se obtienen por una simple sustitución. Las constantes “C” y “M” permanecen fijas durante las iteraciones del paso de integración dado.

Como se tiene que tanto las ecuaciones de la red como las ecuaciones dinámicas transformadas son algebraicas no lineales, se tienen que resolver simultáneamente por medio de un método iterativo. El método de solución del simulador digital se muestra en la figura 2.11 [Ruiz, 2009a].

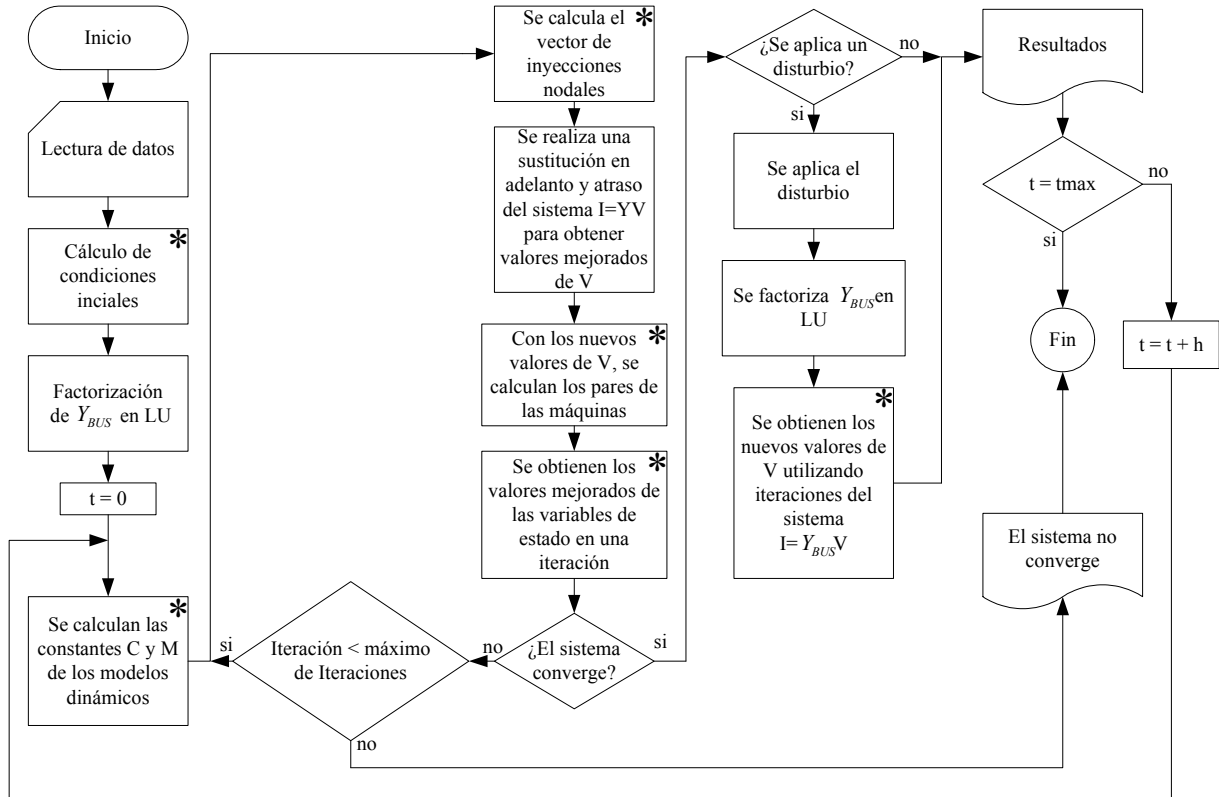


Figura 2.11. Diagrama de Flujo del simulador digital (Adaptada de [Ruiz, 2009a]).

Este método mantiene constante de manera correcta a la matriz YBUS compleja mientras no existan cambios en la red. Es un método que puede incluir fácilmente nuevos elementos al escribir subrutinas nuevas para los bloques (*) de la figura 2.11 que son independientes a las subrutinas de los otros componentes [Ruiz, 2009a].

2.7 AEROGENERADORES

La producción comercial de energía eléctrica utilizando aerogeneradores comenzó en Dinamarca a principios de la década de los setenta con producciones pequeñas del orden de 20 kW por aerogenerador. En la década de los ochenta se incrementó en el orden de los cientos de kW y a principios de la década de los noventa se puso en disposición la primera clase de aerogeneradores del orden de MW [Akhmatov, 2005].

La energía del viento está incrementando su importancia a nivel mundial. Este rápido desarrollo de la tecnología del viento y del mercado tiene implicaciones importantes para un gran número de personas e instituciones. Por ejemplo: para científicos quienes investigan la potencia del viento, ingenieros eléctricos en universidades, profesionales quienes deben entender la complejidad de los efectos positivos y negativos en la inclusión de la energía del viento en el sistema de potencia, fabricantes de turbinas de viento y para desarrolladores de proyectos con respecto a la energía del viento [Ackermann, 2005].

2.8 Capacidad instalada actualmente y predicción futura mundial

La capacidad mundial de energía eoloeleétrica instalada en 2009 alcanzó 159,213 MW con una diferencia de 38 312 MW con respecto al 2008 donde se contaba con una capacidad de 120 903 MW. Se predice que para el 2010 se tenga una capacidad instalada de 203 500 [WWEA, 2010].

A finales del 2008 se estaban generando 260 TWh por año que es el equivalente a más del 1.5% del consumo de electricidad global [WWEA, 2009]. Los diez países líderes en la producción de electricidad a partir de la energía cinética del viento se muestran en la tabla 2.1 [WWEA, 2010].

En el continente Africano en el 2009 se tiene una capacidad de 770 MW, los países que más aportan son: Marruecos, Egipto y Túnez [WWEA, 2010].

En el continente Asiático se tienen 2 países líderes que son China e India con 40 GW [WWEA, 2010].

En Australia y Oceanía se alcanzó una capacidad de 2 388 MW [WWEA, 2010].

**Tabla 2.1. Los diez países con mayor generación eoloelectrica en el año 2009
(Adaptada de [WWEA, 2010]).**

Número	País	Generación 2008 MW	Generación 2007 MW
1	EUA	35 159	25 237
2	China	26 010	12 210
3	Alemania	25 777	23 897
4	España	19 149	16 689
5	India	10 925	9 587
6	Italia	4 850	3 736
7	Francia	4 521	3 404
8	Reino Unido	4 092	3 195
9	Portugal	3 535	2 862
10	Dinamarca	3 497	3 163

En el continente Europeo se tiene hasta el 2009 una cantidad de 76 634 MW con sus líderes que son España y Alemania [WWEA, 2010].

En América Latina en 2009 se tuvo una capacidad de 1 406 MW, con sus líderes Brasil y Uruguay [WWEA, 2010].

En América del norte se tuvo una capacidad de 38 478 MW [WWEA, 2010].

Se espera que se continúe el desarrollo dinámico de la energía eléctrica a partir del viento incrementando el número de inversionistas, al tener menos riesgos de inversión y por la necesidad de fuentes de energía confiables. Se prevé que para el año 2020 se pueda abastecer al menos el 12% del consumo de energía eléctrica mundial con 1 500 000 MW instalados como se muestra en la figura 2.12. [WWEA, 2009].

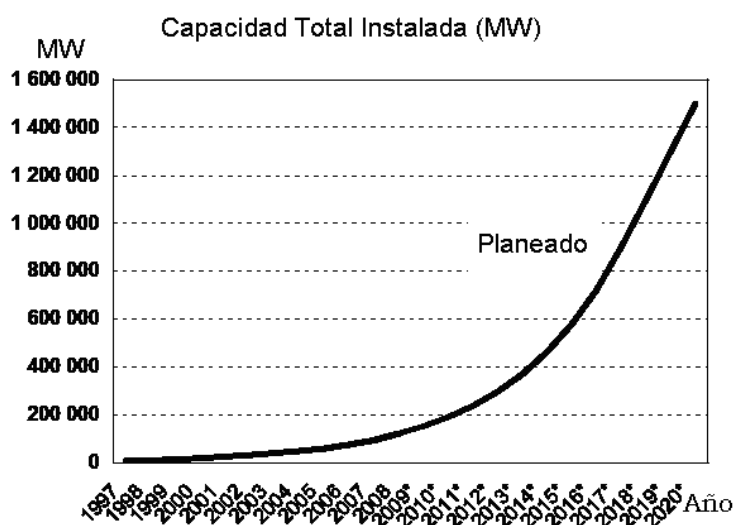


Figura. 2.12. Proyección mundial de la capacidad total instalada de energía eoloelectrica en MW (Adaptado de [WWEA, 2009]).

2.9 ESTRUCTURA DE UN AEROGENERADOR

Un aerogenerador es una máquina que transforma la energía del viento en forma de energía mecánica, al mover las aspas, a energía eléctrica por medio de los generadores eléctricos [Navarro, 2006].

Las partes constitutivas de un aerogenerador son:

Buje, chasis, flecha principal, caja de engranes, mecanismo de regulación por cambio de ángulo de paso, motores de orientación, generador, panel de control, torre, aspas, anemómetro y veleta [Navarro, 2006], las cuales se pueden observar en la figura 2.13.

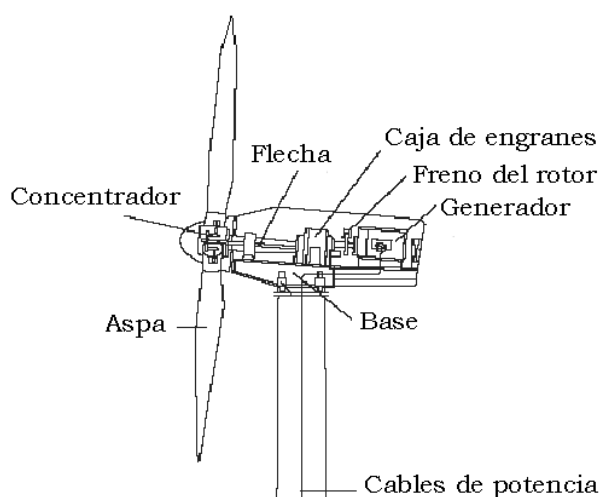


Figura 2.13. Partes constitutivas del aerogenerador
(Adaptado de [Hau, 2006]).

La torre soporta al chasis y el rotor. Existen 3 tipos de torres para turbinas eólicas de eje horizontal [Navarro, 2006].

- Torres tubulares. Se construyen con bridas en cada uno de los extremos, unidas con pernos; son tronco-cónicas (es decir con un diámetro creciente en la base). Son fabricadas de acero, algunas veces reforzadas por concreto para protegerla de la corrosión, o se pinta, o se galvaniza.
- Torre Celosía. Se utilizan perfiles de acero soldados, su costo es bajo con respecto de una torre tubular, que necesita el doble de material sin sustentación adicional y con la misma rigidez.
- Torre de mástil tensado. Su peso y por tanto su costo son bajos, la desventaja es el difícil acceso a las zonas alrededor de la torre y es la mas propensa a sufrir actos vandálicos.

Las aspas son parte fundamental del rotor, su objetivo principal es convertir la fuerza del viento en el par necesario para generar energía [Navarro, 2006].

Las flechas son elementos cilíndricos diseñados para girar. Su función principal es transmitir un par. [Navarro, 2006]

Las bridas son elementos usados para conectar dos flechas con el propósito de transmitir un par entre ellas. Usadas para la conexión mecánica entre el generador y la caja de engranes. Consisten de dos piezas una unida a la otra por medio de tornillos para evitar ser desalineadas [Navarro, 2006].

Los rodamientos son usados para reducir la resistencia a la fricción entre dos superficies en movimiento, se encuentran acoplados a las flechas, en las cajas de engranes y en los generadores entre otros. Los engranes son elementos que transfieren un par de una flecha a otra [Navarro, 2006].

La caja de engranes se utiliza para incrementar la velocidad en la flecha del generador, debido a que el rotor de la turbina eólica y la flecha principal giran a una velocidad menor que la requerida por la mayoría de los generadores eléctricos. Este es el elemento más caro y pesado de la turbina eólica [Navarro, 2006].

Los anemómetros son instrumentos que miden la velocidad del viento y se clasifican en [Navarro, 2006]:

- a) De copa.
- b) De hélice.
- c) De papalote.

La dirección del viento es normalmente determinada por una veleta, la cual es una pieza metálica que gira sobre un eje señalando la dirección del viento [Navarro, 2006].

La transformación de energía eólica a energía eléctrica se lleva a cabo por medio de las plantas eoloelectricas, donde la turbina impulsada por la energía cinética del viento, sirve de primomotor, acoplado a un generador de inducción el cual transfiere la energía eléctrica producida a un sistema rectificador inversor para después insertarla al sistema a través de un transformador [Navarro, 2006].

2.10 TIPOS DE AEROGENERADORES

Los generadores síncronos conectados a la red no tienen variaciones en su velocidad y, por lo tanto, cualquier par impuesto resulta siempre en un par compensador. Esto resulta en un par y potencia muy grandes bajo algunas

condiciones. Los generadores de inducción conectados a la red cambian su velocidad a un valor un poco mayor que la velocidad síncrona. Esto da como resultado una respuesta suave y un par adecuado en comparación con el generador síncrono [Navarro, 2006].

Las máquinas síncronas son usadas como generadores en turbinas eólicas interconectadas ó en turbinas eólicas de velocidad variable con dispositivos de electrónica de potencia. Las máquinas síncronas con imanes permanentes son usadas en turbinas eólicas aisladas de la red. Se componen de un campo magnético que gira con el rotor y una armadura estática que consiste de devanados trifásicos distribuidos [Navarro, 2006].

Las máquinas de inducción, también conocidas como asíncronas, son de construcción simple y pueden ser conectadas y desconectadas de la red fácilmente. El estator consiste en una serie de devanados similares a los de la máquina síncrona. El rotor más sencillo de este tipo de máquinas es el llamado “rotor jaula de ardilla” que consiste en una serie de barras cortocircuitadas mediante anillos. Existe otro tipo de rotor llamado “rotor devanado” que es utilizado en máquinas de velocidad variable, las cuales son más caras y menos robustas que las de jaula de ardilla y pueden ser alimentadas directamente en su rotor o en el estator [Navarro, 2006].

Las máquinas de inducción frecuentemente son conectadas a grandes redes eléctricas debido a que requieren una fuente externa de potencia reactiva y una fuente de control de frecuencia para controlar la velocidad de rotación. Las máquinas de inducción operan con un factor de potencia muy bajo, por lo que generalmente se conectan capacitores a la máquina o cerca del punto de conexión de la red eléctrica [Navarro, 2006].

El deslizamiento es la relación entre la velocidad de deslizamiento (diferencia entre la velocidad síncrona y la velocidad del rotor) y la velocidad síncrona. Cuando el deslizamiento es positivo, la máquina funciona como motor y cuando es negativo como generador [Navarro, 2006].

2.10.1 Aerogeneradores de velocidad fija basados en generadores de inducción con rotor jaula de ardilla.

La turbina de viento más antigua para generar electricidad utiliza el generador de inducción jaula de ardilla, el cual tiene el circuito del rotor en corto circuito. El rotor del generador se encuentra acoplado al rotor de la turbina de viento a través de un sistema de flechas, mientras que el circuito del estator se conecta a la red de potencia como se muestra en la figura 2.14. El término velocidad fija se debe a que la velocidad en operación normal sólo varía en un rango muy reducido, definido por el deslizamiento electromecánico del generador de inducción.

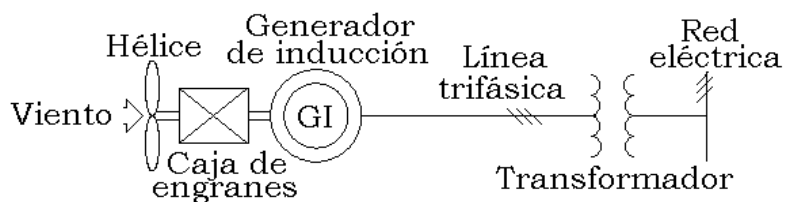


Figura 2.14. Aerogenerador de velocidad fija con rotor jaula de ardilla directamente conectado a la red (Adaptado de [Hau, 2006]).

Los generadores de inducción de velocidad fija proveen potencia activa a la red, pero absorben potencia reactiva de la red para excitar al generador. Obviamente, los generadores de inducción con un rotor en cortocircuito no pueden controlar la potencia reactiva y requieren que la red mantenga el voltaje del generador. Algunas veces, los aerogeneradores equipados con generadores de inducción no tienen compensación ó tienen compensación total con bancos de capacitores. El arreglo de compensación se aplica para reducir la absorción total de potencia reactiva de la red y mejora el factor de potencia del aerogenerador.

El sistema de flechas contiene una flecha de baja velocidad conectada al rotor de las hélices, una flecha de alta velocidad conectada al rotor del generador y una caja de engranes. La caja de engranes se requiere para proveer la transformación de velocidad entre la rotación lenta de las hélices y la rotación rápida del rotor del generador.

Los aerogeneradores de velocidad fija tienen el control de paso fijo ó el control del ángulo del aspa. El control de paso fijo también es llamado de freno controlado debido a que la potencia mecánica se limita y controla durante variaciones de viento con el efecto de frenado. El control de freno pasivo es lento, con las aspas unidas en el concentrador o buje en un ángulo de inclinación del aspa fijo. A una velocidad de viento dada, el rotor de la turbina comienza a frenar. La principal ventaja de este diseño es su robustez y que ofrece una solución económica. Por el contrario, sus desventajas son: una baja eficiencia a baja velocidad del viento y variaciones de potencia máxima en estado estacionario producidas por variaciones en la densidad del aire.

El control del ángulo del aspa se aplica en turbinas modernas de viento de velocidad fija para mejorar la eficiencia y para eliminar variaciones de la potencia máxima en estado estacionario por variaciones en la densidad del aire. El control activo de frenado se ajusta para optimizar la potencia de salida.

En grandes generadores de inducción sin elementos especiales, la corriente de arranque ("inrush") es en la mayoría de los casos indeseable. Las turbinas más recientes requieren una conexión suave con la red. Después de que el generador ha alcanzado la velocidad mínima, éste es conectado inicialmente a la red por medio de

un control de tiristores con control del ángulo de fase. Éste limita la corriente de arranque a valores de 1.5 veces la corriente nominal. Después de 1 a 2 segundos, el control de tiristores se desconecta por medio del contactor de la línea [Hau, 2006].

En grandes turbinas de viento, en el rango de MW, el uso de generadores de inducción conectados directamente a la red es discutible. Los grandes generadores de inducción son diseñados con un pequeño valor de deslizamiento en favor de una alta eficiencia [Hau, 2006].

Existen varios métodos para incrementar el deslizamiento. La posibilidad más obvia es diseñar el rotor para valores de deslizamiento más grandes. El ejemplo de un generador de inducción con una relación de potencia de 1200 kW muestra que ampliar el valor del deslizamiento afecta la eficiencia como se muestra en la figura 2.15. El volumen total del generador se incrementa al incrementar el deslizamiento [Hau, 2006].

Una desventaja de los generadores de inducción con incremento en el deslizamiento es la menor disipación de calor [Hau, 2006].

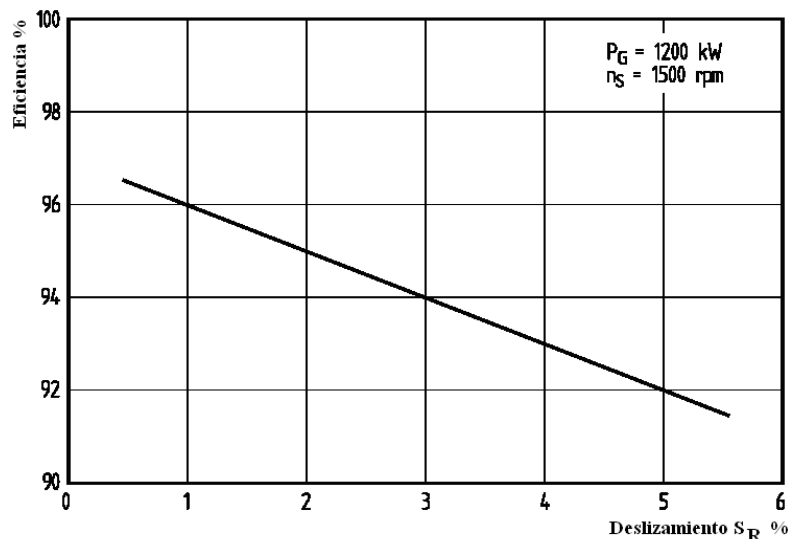


Figura 2.15. Eficiencia de un generador de inducción en función del deslizamiento (Adaptado de [Hau, 2006]).

2.10.2 Aerogeneradores con control dinámico de la resistencia del circuito del rotor

El deslizamiento en los generadores de inducción provee la oportunidad de utilizar un rango mayor de velocidades. Para esto se necesitan resistores externos conectados al circuito del rotor por medio de anillos rozantes. Los resistores externos solo se conectarán para producir el deslizamiento deseado cuando la carga en la

turbina del viento sea más grande. Utilizar resistores externos en lugar de un rotor con un deslizamiento más grande simplifica las condiciones de enfriamiento del generador [Hau, 2006].

El circuito del rotor se conecta a un convertidor de electrónica de potencia para agregar resistencias en serie al circuito externo del rotor, como se muestra en la figura 2.16 [Akhmatov, 2005].

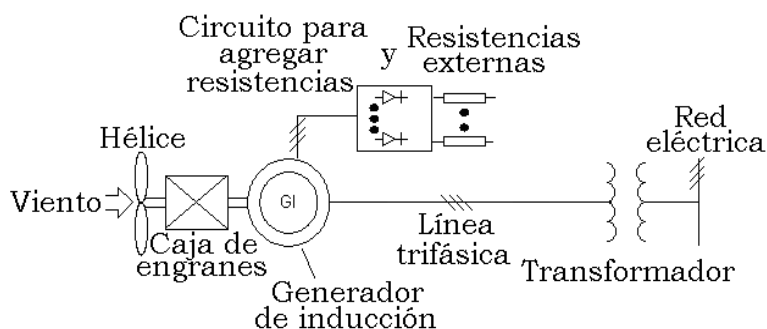


Figura 2.16. Aerogenerador con resistencia dinámica en el circuito del rotor
(Adaptado de [Hau, 2005]).

Este tipo de aerogeneradores se equipan con un control de ángulo de paso para optimizar la potencia de salida del rotor en velocidades de viento debajo del valor nominal y para limitar la potencia en velocidades de viento por arriba de la nominal. Cuando actúa el control de ángulo del aspa, las aspas giran para reducir el ángulo de ataque y limitar la potencia mecánica del rotor [Akhmatov, 2005].

La compensación del generador de inducción se realiza por medio de bancos de capacitores para mejorar el factor de potencia del aerogenerador [Akhmatov, 2005].

2.10.3 Aerogeneradores de doble alimentación

Las turbinas eólicas de doble alimentación son diseñadas para obtener la máxima eficiencia aerodinámica en un amplio rango de velocidades del viento. Con una turbina de este tipo ha sido posible adaptar (acelerar o desacelerar) la velocidad rotacional de la turbina eólica a la velocidad del viento. Estas turbinas están comúnmente equipadas con un generador de inducción y conectadas a la red a través de un convertidor de potencia como se muestra en la figura 2.17. El convertidor de potencia controla la velocidad del generador, es decir, que las fluctuaciones de potencia causadas por las variaciones del viento se absorben principalmente por cambios en la velocidad del rotor del generador y consecuentemente en la velocidad del rotor de la turbina eólica. [Navarro, 2006].

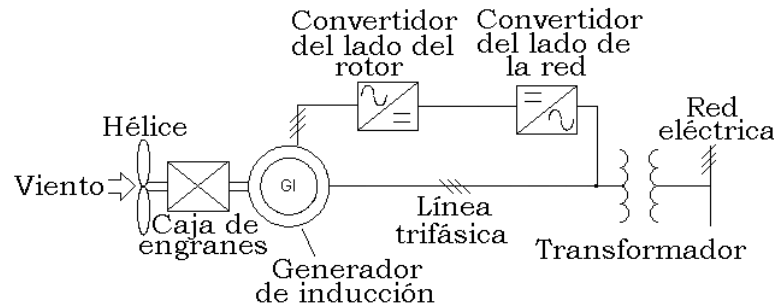


Figura 2.17. Aerogenerador de velocidad variable, doblemente alimentado (Adaptado de [Hau, 2005]).

El rango de velocidad se determina por la frecuencia que alimenta al rotor. Si se utiliza un ciclo-convertidor, la diferencia de frecuencia se restringe a aproximadamente 40 % de la velocidad nominal [Hau, 2006].

El generador de inducción de doble alimentación puede operar en el rango de velocidad subsíncrono y supersíncrono, donde el rotor opera como motor o como generador, respectivamente. En el rango de operación normal se comporta como una máquina síncrona. Este tipo de generador controlado combina las ventajas de las máquinas síncronas y asíncronas, además de que separa el control de la potencia activa y reactiva [Hau, 2006].

Los convertidores de frecuencia o sistemas de inversión de corriente alterna se construyen con un rectificador y un inversor conectados con un enlace de corriente continua [Akhmatov, 2005].

2.10.4 Aerogeneradores basados en generadores síncronos

Los aerogeneradores de velocidad variable basados en generadores síncronos se muestran de forma esquemática en la figura 2.18. El rotor y las flechas se pueden acoplar directamente (sin caja de engranes) cuando se utiliza un generador síncrono multipolos diseñado para bajas velocidades; o puede requerir una caja de engranes en caso de utilizar un generador síncrono de alta velocidad. El generador puede ser un generador síncrono eléctricamente excitado o con imanes permanentes. Para permitir la operación de velocidad variable, los generadores se conectan a la red a través de un convertidor de frecuencia que desacopla la velocidad del generador de la velocidad de la red.

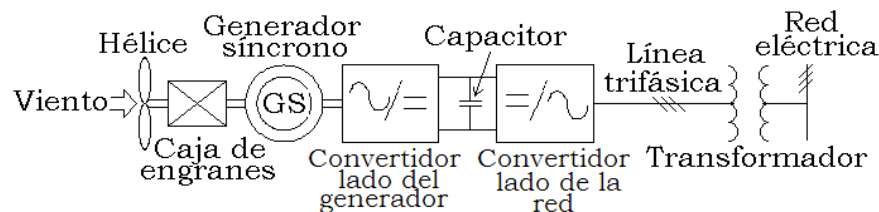


Figura 2.18. Aerogenerador de velocidad variable basado en un generador síncrono (Adaptado de [Fox et al., 2007]).

2.11 NECESIDADES DE MODELADO DE LOS AEROGENERADORES

Debido al crecimiento en la capacidad instalada de parques eólicos en los sistemas eléctricos de potencia a nivel mundial, se ha incrementado la necesidad de tener modelos de aerogeneradores para diferentes tipos de análisis.

Es necesario disponer de modelos dinámicos de los equipos para realizar estudios de sistemas eléctricos de potencia como redimensionamiento de plantas, de compensación reactiva adicional, de confiabilidad ante disturbios como pérdidas de carga, cortocircuitos ó pérdida de generación. Debido a lo anterior, cuando se requieren realizar estudios dinámicos del sistema con aerogeneradores conectados a la red, es necesario conocer los modelos dinámicos de los aerogeneradores y de los demás equipos del sistema [Muljadi, 2008].

Debido a la competencia entre los fabricantes de aerogeneradores que desarrollan nuevas tecnologías se ven obligados a proteger la propiedad de derechos en su información relacionada a los modelos dinámicos de aerogeneradores [Muljadi, 2008]. En una necesidad urgente de obtener modelos dinámicos de aerogeneradores para representarlos en diferentes estudios, se han unido diversas organizaciones como: "Western Electricity Coordinating Council" (WECC), "California Energy comisión" (CEC), "Nacional Renewable Energy Laboratory" (NREL), "American Wind Energy Association" (AWEA), "Utility Wind Integration Group" (UWIG), "Institute of Electrical and Electronics Engineers" (IEEE), "Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos" (CIGRE) y desarrolladores de programas como: "General Electric" (GE), "Positive Sequence Load Flow Software" (PSLF) y "Power System Simulation for Engineers" (PSS/E) [Muljadi, 2008, Ellis, 2005].

En el caso del "*Electric Reliability Council of Texas*" (ERCOT) a finales del año 2003, su capacidad instalada aumentó a aproximadamente 1 GW y globalmente en Estados Unidos de América se incrementó hasta 5 GW, razón que los llevó a desarrollar sus propios modelos de simulación dinámica para usarlos en estudios de sistemas eléctricos de potencia. El objetivo de su proyecto fue desarrollar modelos públicamente disponibles para planeadores de sistemas eléctricos y operadores de plantas eólicas así como fabricantes. Los modelos obtenidos representan diferentes tipos de aerogeneradores instalados en la región ERCOT, los cuales incluyen el modelo aerodinámico de las hélices, los controles, la mecánica de la flecha y diferentes tipos de generadores eléctricos [Muljadi et al., 2005].

Otro caso es el del "Western Electricity Coordinating Council" (WECC) que en el año 2005 tuvo una capacidad instalada con aerogeneradores de 3.7 GW. Esto ocasionó que en algunas áreas se experimentaran altos niveles de saturación; para evitar estos problemas es necesario disponer de adecuados modelos de aerogeneradores para definir los requerimientos de interconexión a nuevas plantas eólicas basados en

criterios y métodos establecidos. Los fabricantes han mostrado los modelos como cajas negras y los modelos generalmente son incompatibles con programas de simulación o en algunos casos no disponibles [Ellis, 2005].

En la comunidad que trabaja con aerogeneradores se requieren modelos de aerogeneradores estandarizados bien documentados para que se puedan utilizar en la mayoría de los simuladores de sistemas de potencia (NEPLAN, DIgSILENT, PSS®NETOMAC y PSCAD/EMTDC). Al establecer modelos estandarizados, los propietarios de redes eléctricas podrían realizar estudios en sus redes de manera adecuada. Desgraciadamente los modelos de los aerogeneradores solo se facilitan a compradores exclusivos de aerogeneradores y los investigadores y propietarios de redes eléctricas entre otros no tienen acceso a los modelos; por lo tanto, en la actualidad existe un hueco en el mercado para usuarios de simuladores de sistemas de potencia que no están relacionados con la compra de aerogeneradores [Persson et al., 2009]. La necesidad de estandarizar los modelos de generadores se comprobó al realizar un estudio para comparar el desempeño de simuladores de diferentes compañías al analizar el comportamiento de aerogeneradores con la misma tecnología. Se observó que los tiempos críticos de liberación varían de manera importante entre los simuladores elegidos [Persson et al., 2009].

2.12 REQUISITOS DE INTERCONEXIÓN DE GENERADORES EÓLICOS

Otro aspecto importante a considerar en el estudio de generadores eólicos son los requerimientos de los sistemas eléctricos de potencia para interconectar aerogeneradores, generalmente incluidos en documentos llamados códigos de red.

En el pasado, las turbinas de viento dentro del código de red tenían requerimientos muy simples de operación, como desconectarlos en el caso de una falla en la red. En la actualidad los requerimientos han cambiado y en algunos países se deben mantener conectados a la red para asegurar la estabilidad del sistema [Valentini et al., 2008]. Los requerimientos comunes en los códigos de red incluyen [Tsili, 2008]:

- Comportamientos ante fallas.
- Límites de frecuencia y voltaje.
- Regulación de potencia activa y control de frecuencia.
- Regulación de voltaje, factor de potencia y potencia reactiva.

Los códigos de red proveen requerimientos técnicos de conexión y operación de la máquina dependiendo del aerogenerador y del país. En la mayoría de los códigos de red, se especifica la capacidad del aerogenerador durante un hueco de voltaje, por medio de un perfil de voltaje en el que los aerogeneradores deben mantenerse conectados a la red. Y solo en algunos códigos de red, como los de España y

Alemania, además deben proveer un soporte de voltaje [Valentini et al., 2008]. Estos requerimientos se refieren a grandes generadores eólicos conectados a la red de transmisión, debido a que se ha incrementado considerablemente la interconexión de aerogeneradores en este nivel de tensión [Tsili, 2008].

Los requerimientos del código de red han sido de gran importancia para el desarrollo de los aerogeneradores y existen una gran cantidad de publicaciones al respecto. Las ediciones de códigos de red más recientes son [Tsili, 2008]:

- Código de red de Alemania que se aplica a redes con niveles de voltajes de 380, 220 y 110 kV. Sus requerimientos han sido usados para otros códigos.
- Código de red de Gran Bretaña en el que los requerimientos de los parques eólicos son combinación con requerimientos de otras unidades de producción de potencia y se aplica para redes con niveles de voltaje de 400, 275 y 132 kV.
- Código de red de Irlanda que aplica para niveles de voltaje de 400, 220 y 110kV.
- El código de red de Bélgica que aplica para redes con niveles de voltaje de 30 a 70 kV y de 150 a 380 kV.
- Los códigos de red de Canadá: Hydro-Quebec para redes con voltajes arriba de 44 kV y Alberta Electric System Operator (AESO) para parques eólicos con capacidad superior de 5 MW conectados a redes de 69 a 240 kV.
- La regla de interconexión de aerogeneradores de EUA que aplica para parques eólicos con capacidad superior a 20 MW.

En el caso del código de red en Dinamarca para aerogeneradores conectados a la red de transmisión con voltajes mayores a 100 kV entró en vigor en diciembre del 2004. Este código contiene los requerimientos de respuesta de los aerogeneradores ante un disturbio, como perfiles de voltaje estandarizados. Con esto los fabricantes y propietarios de parques eólicos se ven obligados a proveer la documentación de los aerogeneradores, incluyendo modelos validados con controles y protección para cumplir el propósito de investigación en estudios de estabilidad de voltaje de corto plazo [Akhmatov, 2005].

En el código de red del sistema eléctrico mexicano, creado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), especifica los requerimientos que deben cumplir para interconectarse a la red eléctrica con voltajes de 115 kV y mayores, utilizando generadores impulsados por el viento, debido a los efectos sobre la calidad de la frecuencia, tensión y otros problemas eléctricos que causa la intermitencia del viento. Este código de red se basa en los siguientes estándares: IEC-61400 que especifica lo relacionado con los requerimientos de sistemas de generación eólica, IEC61400-21, IEC-61000-3-6 e IEC61400-3-7 establecen los límites de inyección de corrientes armónicas y de parpadeo de tensión ("*flicker*") [CFE, 2008].

En la tabla 2.2 se presentan los requisitos de ajuste para las protecciones del aerogenerador en condiciones de alta y baja frecuencias del sistema y el tiempo para su desconexión [CFE, 2008].

Tabla 2.2. Tiempos de desconexión de aerogeneradores ante diferentes frecuencias de corte.

Rango de frecuencia	Tiempo de ajuste de la protección
$> 62 \text{ Hz}$	Instantáneo
$57.5 \leq \text{Operación Normal} \leq 62.00$	Operación continua
$< 57.5 \text{ Hz}$	Instantáneo

Para colaborar en el control de tensión en el punto de interconexión, el parque de generación debe tener la capacidad de producción y absorción de potencia reactiva, como requisito para transmitir su potencia activa y ajustar los reactivos del parque a solicitud del operador del sistema. Debe tener las opciones de control de voltaje y de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto [CFE, 2008].

En estado permanente el parque de generación debe operar y mantenerse conectado ante fluctuaciones que no excedan un rango de $\pm 5\%$ de tensión nominal y hasta un $\pm 10\%$ en condiciones de emergencia [CFE, 2008].

El parque de generación eólico puede afectar la calidad de tensión del sistema eléctrico por efecto del parpadeo ("*flicker*"), por ello, el parpadeo de la tensión debe mantenerse dentro de la normatividad de factores de severidad establecidos en el estándar IEC 61000-3-7, los cuales son [CFE, 2008]:

Factor de severidad de corta duración	< 0.35	Para diez minutos.
Factor de severidad de larga duración	< 0.25	Para dos horas.

Se debe contar con un sistema de protección para el aerogenerador, grupo de aerogeneradores, transformador principal y auxiliar, líneas de transmisión de enlace, interruptores y de las barras principales. Para la protección del aerogenerador se deben utilizar relevadores digitales, la alimentación a éstos deberá ser redundante y de distintas baterías [CFE, 2008].

El parque de generación deberá tener la capacidad de soportar fallas transitorias externas y en el punto de interconexión sin desconectarse del sistema eléctrico, debido al abatimiento de la tensión por la falla y su recuperación a un nivel estable de postfalla, manteniendo su equipo de compensación de potencia reactiva conectado [CFE, 2008].

Los tipos de falla y tiempos de duración de falla en el punto de interconexión se describen en la tabla 2.3. En la figura 2.19 se muestra el hueco de tensión que incluye

efectos de fallas en el punto de interconexión y externas que debe soportar el parque de generación eólico sin desconectarse de la red eléctrica [CFE, 2008].

Tabla 2.3. Fallas Transitorias

Tipo de Falla	Tiempo máximo de duración de Falla
Trifásica a tierra	150 milisegundos
Bifásica con o sin conexión a tierra	150 milisegundos
Monofásica a tierra	150 milisegundos

Una vez liberada la falla, el sistema eléctrico se recuperará al 80% de la tensión en un tiempo de 1000 milisegundos del inicio de falla, con la participación de todos los elementos conectados al sistema eléctrico, ante esto el parque Eólico no deberá dispararse [CFE, 2008].

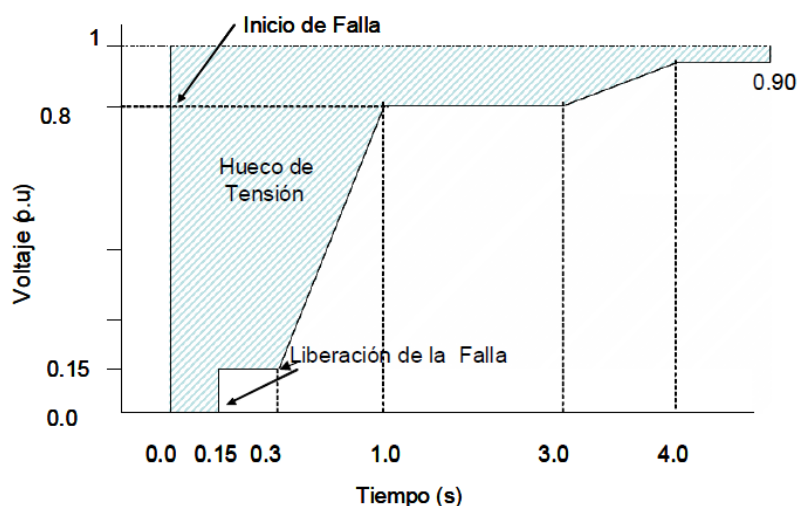


Figura 2.19. Caída de Tensión (Adaptado de [CFE, 2008]).

El parque de generación deberá permanecer conectado al sistema en las siguientes condiciones [CFE, 2008]:

- Dos fallas trifásicas en el intervalo de dos minutos.
- Dos fallas bifásicas en el intervalo de dos minutos.
- Dos fallas monofásicas en el intervalo de dos minutos.

En condiciones de falla en el punto de interconexión y mientras se mantenga sin liberarse, los consumos de potencia activa por los aerogeneradores deberán ser mínimos [CFE, 2008].

Ante la entrada de cada permisionario, la comisión realiza una serie de estudios que evalúan los efectos de su interconexión a la red eléctrica. Para este fin, el

permisionario deberá proporcionar a la Comisión todos los parámetros y bases de datos que ésta le solicite para la realización satisfactoria de estos estudios como son [CFE, 2008]:

- Cortocircuito
- Flujos de Potencia
- Análisis de Contingencias
- Estabilidad Transitoria y Dinámica
- Estabilidad de Tensión
- Calidad de Energía para el Análisis de Armónicos de las Corrientes y Tensiones
- Coordinación de Protecciones

CAPÍTULO 3:

AEROGENERADORES DE INDUCCIÓN DE VELOCIDAD FIJA

3.1 INTRODUCCIÓN

El generador de inducción con rotor jaula de ardilla se encuentra en diversas plantas de generación pequeñas debido a los beneficios como simplicidad, robustez de construcción, bajo costo y mantenimiento [Hau, 2006].

La potencia reactiva requerida por el generador de inducción depende de su potencia activa de salida. Un conjunto de capacitores permanentemente conectados puede proveer compensación estática para un punto de operación.

El generador de inducción con rotor jaula de ardilla es esencialmente una máquina de velocidad fija, el cual rota con un ligero deslizamiento con respecto al campo magnético rotatorio del estator. El deslizamiento del rotor varía con la potencia convertida y la velocidad del rotor varía en un rango muy pequeño. Este generador siempre consume potencia reactiva al conectarse con la red, la cual se compensa con capacitores para alcanzar el factor de potencia cercano a la unidad [Patel, 2006].

La teoría de operación de la máquina de inducción se representa por el circuito equivalente mostrado en la figura 3.1, el cual es similar al circuito equivalente del transformador, el lado izquierdo del circuito con respecto a la rama de magnetización representa al estator y el lado derecho al rotor.

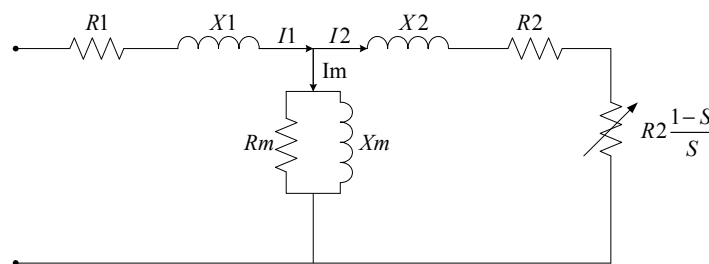


Figura 3.1. Circuito equivalente de la máquina de inducción. (Adaptado de [Patel, 2006])

Las resistencias, reactancias y corrientes del estator y rotor se representan con un número 1 y 2 respectivamente, la resistencia, reactancia y corriente de magnetización se denotan con una “m”. El deslizamiento es dependiente de la resistencia eléctrica $R_2(1-s)/s$ que representa la resistencia mecánica equivalente de la flecha.

Un sistema de conversión de energía eólica alcanza su punto de operación en estado estable cuando el par neto aplicado al sistema es cero, es decir cuando el par de reacción del generador iguala al par aerodinámico desarrollado en el rotor. El término modos de operación denota varios métodos de turbinas de viento en los que pueden ser programados para operar, siendo los más comunes par operar en velocidad fija: [Bianchi et al., 2007]

1. Velocidad fija - ángulo de inclinación de las aspas fijo (FS-FP).
2. Velocidad fija - ángulo de inclinación de las aspas variable (FS-VP).

3.1.1 Velocidad fija - ángulo de inclinación de aspas fijo

En este esquema la máquina eléctrica asíncrona está directamente acoplada a la red de potencia, por lo que su característica de par no puede ser modificada. Consecuentemente, la velocidad del generador se mantiene fija a la frecuencia de la línea de potencia. Por esta razón, estos sistemas de conversión de energía eólica (o WECS por “*Wind Energy Conversion Systems*” en inglés) se conocen como de velocidad fija, aunque en realidad su velocidad varía un pequeño porcentaje en las características del par del generador debido al deslizamiento. Este sistema de conversión de energía eólica es muy sencillo y económico, aunque su desempeño es bajo. De hecho una acción de control no activo puede ser utilizada para aliviar cargas mecánicas y mejorar la calidad de potencia.

La figura 3.2 muestra la estrategia de control básica para turbinas de viento FS-FP (velocidad fija - ángulo de paso fijo) en el plano par-velocidad. La línea sólida muestra las características del par de reacción, las líneas grises muestran las características de par aerodinámico para diferentes velocidades del viento entre V_{min} y V_{max} . Los puntos de intersección son los puntos de operación en estado estable de los “WECS” a sus velocidades del viento correspondientes [Bianchi et al., 2007].

Debido a que ni el par de reacción ni el par aerodinámico pueden ser modificados, todos los puntos de operación factibles son destinados al segmento FD. Como la velocidad es casi constante a lo largo de FD, la potencia es más o menos proporcional al par a lo largo de la posición de operación. La operación en el punto F corresponde a la velocidad del viento V_{min} mientras que D es el punto donde las características de par de reacción intersectan al frenado frontal; este punto representa la máxima potencia que puede ser obtenida de la turbina. En la velocidad V_D para la cual la

característica de par aerodinámico pasa a través del punto D, la turbina frena. A velocidades más altas se tiene menor potencia aerodinámica. Por tal motivo el punto de operación se mueve hasta el punto G relacionado a la velocidad del viento $V_{\max}$. [Bianchi et al., 2007]

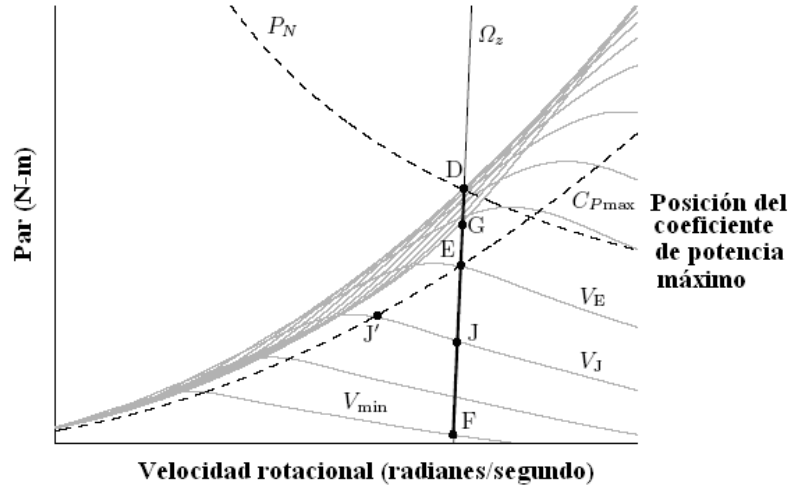


Figura 3.2. Estrategia de control básica velocidad fija-ángulo de inclinación fijo (Adaptado de [Bianchi et al., 2007]).

La parábola de la figura 3.2 describe la posición de máxima eficiencia de conversión llamada máxima potencia o posición $C_{P_{\max}}$ la cual indica que la turbina opera con máxima eficiencia a una única velocidad del viento V_E . Esta situación corresponde al punto E, donde la posición es de máxima potencia, el par de reacción y el par aerodinámico se intersectan para $V=V_E$. En este punto, la velocidad del viento y la velocidad rotacional satisfacen $\lambda_0=R\Omega_E/V_E$. Suponga que el WECS opera en E cuando la velocidad del viento cae de V_E a V_J . Entonces, el nuevo punto de operación es J, siendo $\Omega_J \approx \Omega_E$. En este punto la relación de velocidad punta $\lambda_J \approx R\Omega_E/V_J$ es más alta que λ_0 , por lo que la eficiencia decrece. Para capturar toda la potencia disponible en la velocidad del viento V_J , la turbina debe operar en el punto J' donde la velocidad rotacional $\Omega_{J'}=\lambda_0 V_J/R$ es menor. Esto no es práctico con una estrategia de control de velocidad fija [Bianchi et al., 2007].

Las turbinas de viento FS-FP son de frenado regulado a altas velocidades del viento. Esto es, la limitación de potencia está establecida por un frenado pasivo. [Bianchi et al., 2007]

La figura 3.3 ilustra las características de captura de potencia de la estrategia básica de control FS-FP mostrada en la figura 3.2. La figura 3.2a) compara las curvas de potencia ideal y actual, mientras que la figura 3.2b) muestra la eficiencia de conversión contra velocidad del viento. Los puntos marcados en la figura están en correspondencia con los de la figura 3.2. En la región de baja velocidad del viento, la

turbina opera con máxima eficiencia solo en un punto (punto E). En relaciones de viento superiores, la regulación de potencia es un tanto pobre. Esto muestra que la potencia relacionada es alcanzada solo en una velocidad del viento (punto D) mientras la potencia decrece a velocidades más bajas o más altas. Esta regulación pobre apunta a la baja flexibilidad del modo de operación. Además de la baja eficiencia de conversión, la operación de velocidad fija sufre de otros defectos relacionados con el comportamiento dinámico de los “WECS”. [Bianchi et al., 2007]

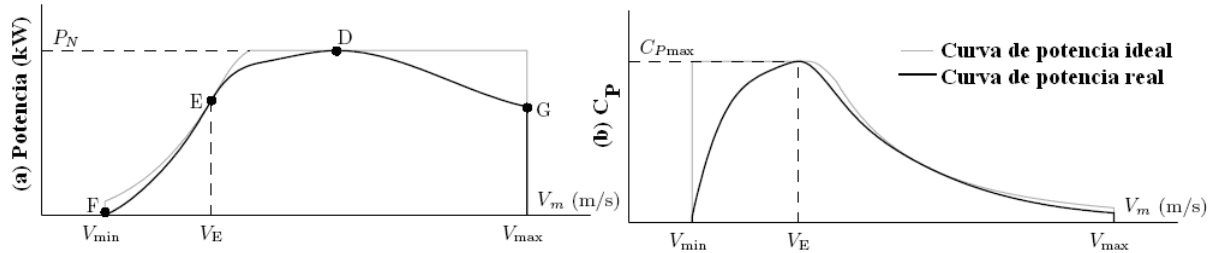


Figura 3.3. Estrategia de control básica velocidad fija-ángulo de inclinación fijo: (a) Salida de potencia y (b) Eficiencia de conversión vs velocidad del viento. (Adaptado de [Bianchi et al., 2007])

3.1.2 Velocidad fija - ángulo de inclinación de aspa variable

El modo de operación de velocidad fija-ángulo de inclinación de aspa variable ha sido empleado en turbinas de viento en décadas pasadas, particularmente en alta y mediana potencia. La operación de velocidad fija significa que la conversión máxima de potencia es alcanzada solo en una velocidad de viento sencilla. La operación de ángulo de inclinación de aspa variable en bajas velocidades de viento puede ser potencialmente útil para incrementar la captura de energía. La potencia está limitada por un ajuste continuo del ángulo de inclinación del aspa. Existen dos métodos para la regulación de potencia por el control del ángulo de inclinación del aspa nombrados: control del ángulo de inclinación y frenado activo. El primer método está convencionalmente referido a un control de ángulo de inclinación, mientras que el segundo método es conocido como frenado activo [Bianchi et al., 2007].

Limitación de potencia por control del ángulo de inclinación

Este método se basa en el fenómeno aerodinámico completamente diferente al frenado. La figura 3.4 ilustra este método. En la parte superior de la figura, las fuerzas que actúan sobre el aspa experimentan velocidades de viento axial V_0 y $V_1 > V_0$ son mostradas por vectores grises y negros respectivamente.

Cuando la velocidad del viento alcanza de V_0 a V_1 , el ángulo Φ que hace el flujo de aire relativo con el plano del rotor se incrementa. Como respuesta, el control alcanza el ángulo de inclinación del aspa β por lo que el ángulo de incidencia α se reduce. Como un resultado el coeficiente de levantamiento C_L decae mientras que coeficiente

de arrastre C_D se mantiene bajo. De forma contraria al frenado pasivo, la fuerza de empuje f_T decrece con el incremento de la velocidad del viento. Una desventaja de la regulación por el control de inclinación del ángulo es que requiere un esfuerzo de control considerable donde son necesarios los cambios de ángulo de inclinación para compensar las fluctuaciones de potencia del viento.

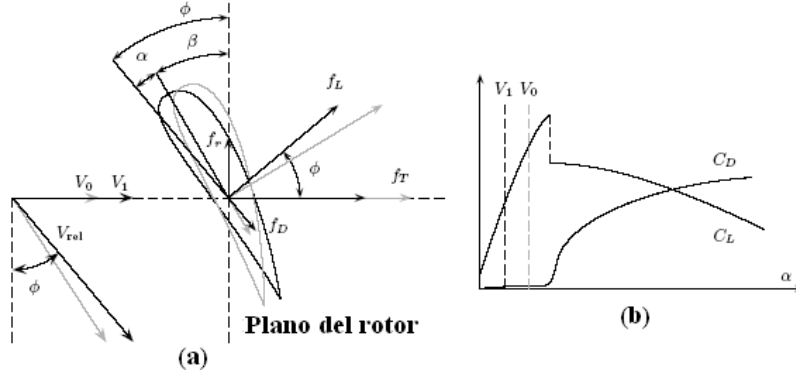


Figura 3.4. Estrategia de control del ángulo de inclinación para la limitación de potencia: (a) Fuerzas en el aspa y (b) Coeficientes de levantamiento y de resistencia. (Adaptado de [Bianchi et al., 2007])

Limitación de potencia por frenado activo

En éste caso, el ángulo de inclinación es ajustado en dirección opuesta, de hecho, el ángulo de inclinación es reducido en orden al incrementar el ángulo de incidencia. Gracias a la flexibilidad de control, éste método mantiene mejores características de regulación que el frenado pasivo. La figura 3.5 ilustra éste método.

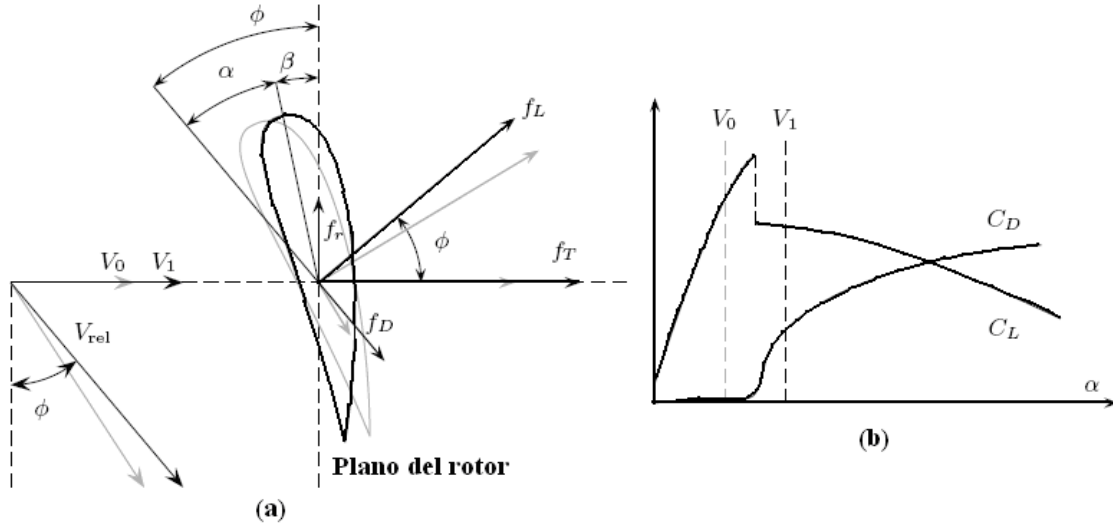


Figura 3.5. Estrategia de frenado activo para la limitación de potencia (a) fuerzas en el aspa y (b) coeficientes de levantamiento y de resistencia. (Adaptado de [Bianchi et al., 2007])

La parte superior de la figura describe las fuerzas que actúan sobre el elemento del aspa que experimenta velocidades de viento axial V_0 (gris) y V_1 (negro), con $V_1 > V_0$. El ángulo Φ se incrementa con la velocidad del viento. Como un resultado, el ángulo de

incidencia α tiende a incrementarse. En éste método, el ángulo de inclinación β es reducido para incrementar adicionalmente el ángulo de incidencia, para reforzar el frenado. Una desventaja de éste método es que la fuerza de empuje se incrementa drásticamente como la turbina se frena. Esto se traduce en cargas aerodinámicas pesadas.

Una característica principal de éste método es que requiere un esfuerzo de control comparativamente bajo para regular la potencia.

3.2 COMPONENTES DEL AEROGENERADOR DE VELOCIDAD FIJA QUE SE DEBEN MODELAR EN ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE CORTO PLAZO

Los modelos de aerogeneradores de este trabajo son para simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo y en particular, para estudios de estabilidad de corto plazo en el tiempo de sistemas eléctricos de potencia. Durante las simulaciones se asume que la velocidad del viento es constante en el periodo de la simulación [CIGRE, 2007].

La estructura del modelo de los aerogeneradores depende del tipo de aerogenerador, aunque existen componentes comunes como: la dinámica de la flecha, las características eléctricas del generador, los controles eléctricos y los controles mecánicos de la turbina [CIGRE, 2007]. En este trabajo se presentan los siguientes componentes para el aerogenerador de velocidad fija:

- 1) Dinámica del viento (sólo si se requiere investigar las fluctuaciones del viento).
- 2) Aerodinámica del rotor.
- 3) Sistema de flechas.
- 4) Generador de Inducción.
- 5) Sistema de protecciones.
- 6) Control del ángulo del aspa (si es que existe).

3.2.1 Dinámica del viento (sólo si se requiere investigar las fluctuaciones del viento)

La evaluación del potencial eólico responde a la necesidad de conocer las características del viento con el fin de producir energía en un sitio, región o país. Los resultados que se alcanzan mediante esta evaluación son la velocidad media anual del viento, generalmente en m/s, y la densidad media de potencia del viento, generalmente en W/m². A los efectos de la producción de energía eólica, los valores que interesan son las medias anuales, puesto que el viento no solo cambia constantemente, sino que sus valores medios varían según la hora del día y la estación del año.

La elaboración de un mapa eólico a partir de los datos de viento registrados por las estaciones meteorológicas se lleva a cabo durante décadas. Estos datos son el resultado de mediciones que en principio deben registrarse cada hora, aunque en la práctica se realizan cada tres, con un tiempo de muestreo de 10 minutos, a 10 m de altura sobre el suelo [Moreno, 2007].

El flujo del aire está sujeto a innumerables perturbaciones producidas por el rozamiento con el suelo y por la existencia de los muchos obstáculos que se le presentan. De aquí resulta la fluctuación desordenada, tanto de la velocidad como de la dirección del viento [Moreno, 2007].

La velocidad del viento tiende a incrementarse a medida que aumenta la altura sobre el suelo. Esto se debe a que el viento a baja altura roza con el terreno, con su vegetación, con los edificios y otros obstáculos, lo cual reduce su velocidad. Por otro lado, el gran diámetro de los rotores de los potentes aerogeneradores modernos obliga a situar sus ejes de rotación a decenas de metros de altura sobre el suelo. Por tanto, los vientos medidos tradicionalmente a 10 m de altura no son los que las palas de un aerogenerador van a encontrar en la mayor parte de su ciclo de rotación [Moreno, 2007].

Para determinar la velocidad del viento es necesario conocer:

- Mapa del relieve de la zona o país.
- Mapa de rugosidad de la zona o país.
- Datos históricos de los valores de velocidad y direcciones de los vientos.
- Análisis de obstáculos cercanos a las estaciones meteorológicas.

El proceso de introducción y de revisión de los datos requiere de trabajo manual, por lo que resulta una fase bastante laboriosa que demanda numerosas personas. Aunque se utilizan computadoras, el gran número de corridas de cálculo necesarias para la elaboración de un mapa eólico regional o nacional requiere también de un alto número de horas máquina [Moreno, 2007].

Si el modelo matemático y los datos son buenos, los resultados no se alejarán demasiado de la realidad. Lamentablemente, ninguno de los modelos actuales representa satisfactoriamente el complejo comportamiento del movimiento del viento, y los datos brindados por las estaciones meteorológicas generalmente adolecen de imprecisiones debidas a defectos de calibración o deterioro en los instrumentos [Moreno, 2007].

Se observa que para tener un modelado adecuado del viento, es necesario tener acceso a bases de datos estadísticos acerca de la velocidad del viento, así como programas digitales para procesarlos, conocimiento topológico de los terrenos en donde se encuentren instalados los parques eólicos, etc. Por lo tanto, y debido a que el tiempo de un estudio de estabilidad de corto plazo es muy pequeño (del orden de

milisegundos a unos cuantos segundos) y no es factible realizar mediciones de la velocidad del viento menores a 10 minutos durante varios años, en el presente trabajo se considerará la velocidad del viento como constante durante el período de la simulación.

3.2.2 Aerodinámica del rotor

El sistema aerodinámico de un aerogenerador es el rotor de la turbina (aspas del aerogenerador). El rotor de la turbina reduce la velocidad del viento y al mismo tiempo transforma la energía cinética del viento en potencia mecánica. La potencia mecánica de salida de la turbina depende de la velocidad del viento, del ángulo del aspa y de la velocidad rotacional del rotor de la turbina. Es suficiente representar la potencia mecánica de salida de la turbina con datos de construcción en función de la velocidad rotacional, la velocidad del viento y el ángulo de las aspas [Ackermann, 2005].

3.2.3 Sistema de flechas

El sistema mecánico del aerogenerador consiste de masas rodantes y flechas conectadas. La mayoría de las fuentes de inercia en este sistema son los rotores de la turbina y del generador. La caja de engranes contribuye en una fracción muy pequeña, por lo cual, la inercia de la caja de engranes se omite [Ackermann, 2005].

Cuando la dinámica del aerogenerador se aplica a investigaciones de estabilidad de sistemas de potencia, el sistema de flechas se puede representar con un modelo de dos masas. En este modelo, la inercia del rotor se conecta a la inercia total del generador por medio de un sistema de flechas [Akhmatov, 2005].

3.2.4 Generador de inducción

En el generador del aerogenerador de velocidad fija, la velocidad rotacional se limita a un rango muy pequeño, delimitado por el deslizamiento del generador de inducción [Ackermann, 2005].

3.2.5 Sistema de protecciones

El esquema de protección de los aerogeneradores se basa en mediciones de diferentes variables como voltajes, corrientes y velocidad del rotor, incluyendo una medición del posible retraso y de los límites del relevador. Si estos límites se exceden más de un periodo permisible de veces causarán que el relevador inicie su acción de protección. Por ejemplo la desconexión o la reducción rápida de potencia [Ackermann, 2005].

3.2.6 Control del ángulo del aspa (si es que existe)

El control de frenado ha sido muy popular debido a su bajo costo, su simplicidad y robustez. Los diagramas de flujo de la figura 3.6 muestran que sin un ajuste en el control del paso del ángulo, el frenado aerodinámico se producirá al incrementar la velocidad del viento. Este tipo de control es pasivo con un mecanismo de autorregulado para controlar la potencia de entrada al rotor. A altas velocidades, la potencia del rotor se limita por el frenado que ocurre en las aspas [Hau, 2006].

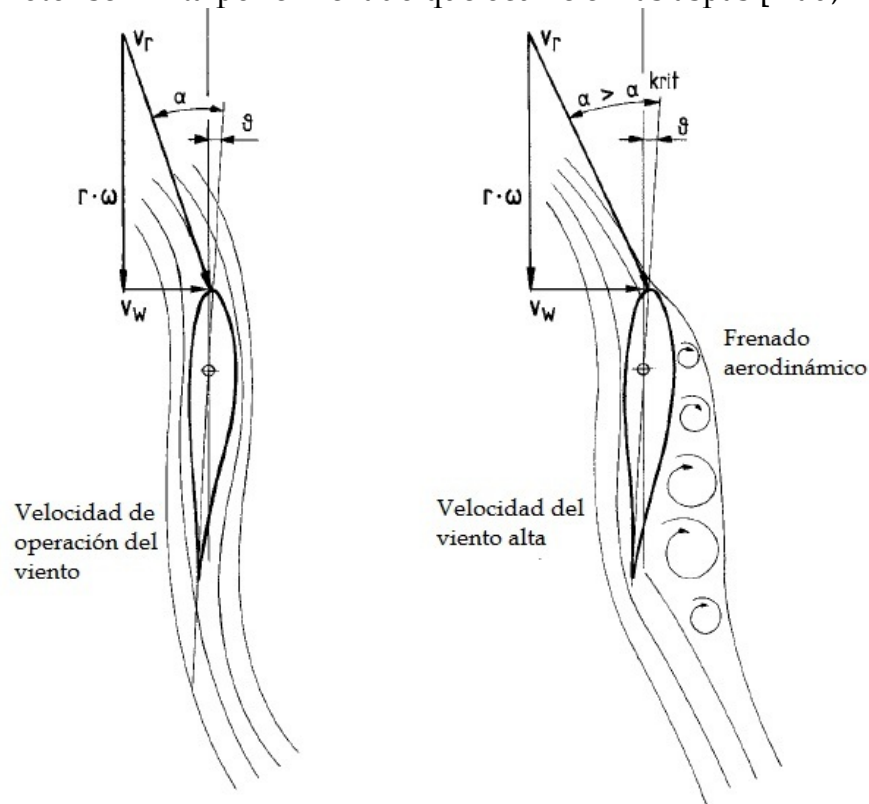


Figura 3.6. Frenado con ángulo de aspa fijo al incrementar la velocidad del viento.
(Adaptado de [Hau, 2006])

El control del paso del ángulo del aspa tiene las ventajas principales de controlar la potencia y el paro de emergencia. Es la forma más efectiva de controlar la potencia de entrada en una forma mecánica al ajustar el ángulo de ataque de las aspas del rotor como se muestra en la figura 2.10. Para este propósito, el aspa del rotor gira en su eje longitudinal con ayuda de los controladores activamente controlados.

El control de potencia cambiando el ángulo de ataque del rotor se puede alcanzar por dos métodos. El primero es ajustando el ángulo de ataque del aspa para disminuir el ángulo con el objetivo de reducir la potencia de entrada y de forma contraria, al aumentar el ángulo de ataque se incrementa la potencia de entrada. La segunda posibilidad es cambiar el ángulo del aspa a un ángulo mayor al ángulo crítico de ataque, al sobrepasar el ángulo crítico de ataque, el flujo del viento se separa en la superficie de las aspas limitando la potencia de entrada, éste método es conocido como frenado con paso del ángulo fijo [Hau, 2006].

En el trabajo presente no se tomará en cuenta el modelo del control del ángulo del aspa, ya que se considerará a la velocidad del viento como constante durante el tiempo de simulación [CIGRE, 2007]. Debido a que el intervalo de tiempo que tarda en girar el aspa es relativamente lento, con el objetivo de evitar daños en las aspas al prevenir la fuerza de tracción en el caso de que el ángulo de inclinación del aspa cambiara drásticamente [Slootweg et al., 2001].

3.3 MODELO DE LA TURBINA

De acuerdo a la ecuación de la energía cinética:

$$E = \frac{1}{2} (masa) (velocidad\ del\ viento)^2 \quad (3.1)$$

$$masa = (densidad\ del\ aire) (área\ de\ barrido) (velocidad\ del\ viento) \quad (3.2)$$

La potencia disponible por el movimiento del aire [Lubosny, 2003]:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho A V_{viento}^3 \quad (3.3)$$

Donde: ρ es la densidad del aire, A es el área de barrido del rotor, v es la velocidad del viento.

La potencia mecánica extraída del viento es el producto de la potencia del viento por un coeficiente de potencia “ C_p ”:

$$P_{mecánica} = C_p P_{viento} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v^3 C_p \quad (3.4)$$

El coeficiente de potencia indica la cantidad de potencia que la turbina puede extraer en forma mecánica de la potencia del viento, su valor máximo es de 0.593, debido al factor de BETZ's [Lubosny, 2003]:

$$C_p = \frac{P_{mecánica}}{P_{viento}} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 \right) \left(1 + \frac{V_2}{V_1} \right) \quad (3.5)$$

El factor de potencia alcanza su valor máximo con un coeficiente de potencia de 0.593 cuando la relación de velocidad $V_2/V_1 = 1/3$.

El coeficiente de potencia está usualmente definido por dos parámetros: la relación de velocidad punta “ λ ” y el ángulo de inclinación del aspa “ β ” [Lubosny, 2003].

$$\lambda = \frac{u}{V_{viento}} = \frac{\omega R}{V_{viento}} \quad (3.6)$$

Donde: “ u ” es la velocidad tangencial en la punta del aspa, “ ω ” es la velocidad angular del rotor y R es el radio de barrido del rotor.

La ecuación del coeficiente de potencia que está en función de la relación de velocidad punta y el ángulo de inclinación del aspa es [Lubosny, 2003]:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5 \left(116 \frac{1}{\Lambda} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-21 \frac{1}{\Lambda}} \quad (3.7)$$

$$\frac{1}{\Lambda} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3} \quad (3.8)$$

3.4 MODELO DE LA FLECHA

Para el modelo de la flecha se utiliza una representación de dos masas, como se muestra en la figura 3.7, de las partes rodantes de la turbina de viento. La razón de que se use la representación de dos masas, es que solo la flecha de baja velocidad de la turbina necesita ser incluida. Su frecuencia de resonancia es de 2 Hz que cae dentro de la banda de frecuencia de interés de 0.1 a 10 Hz. Las frecuencias de resonancia de la caja de engranes y de la flecha de alta velocidad son mucho más altas y se asume que son infinitamente rígidas [Slootweg, 2003, Liu, 2008, Akhmatov, 2005].

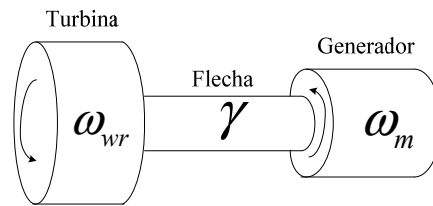


Figura 3.7. Modelo de dos masas (Adaptado de [Slootweg, 2003]).

$$\frac{d\omega_{wr}}{dt} = \frac{T_{wr} - K_s \gamma - D_{wr} \omega_{wr}}{2H_{wr}} \quad (3.9)$$

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{K_s \gamma - T_e - D_m \omega_m}{2H_m} \quad (3.10)$$

$$\frac{d\gamma}{dt} = 2\pi(\omega_{wr} - \omega_m) \quad (3.11)$$

Donde f es la frecuencia nominal de la red Hz, T es el par en p.u. γ es el desplazamiento angular entre los dos finales de la flecha, ω es la velocidad rotacional en p.u., H es la constante de inercia en segundos y K_s es la rigidez de la flecha en p.u. del par sobre radianes eléctricos y D es la constante de amortiguamiento. Los índices wr, m & e son rotor de la turbina de viento, mecánico y eléctrico respectivamente.

3.5 MODELO DEL GENERADOR DE INDUCCIÓN TIPO JAULA DE ARDILLA

Para modelar al generador de inducción, primero se encuentra un modelo en el marco de referencia de fase abc y después se transforma al marco de referencia dq0 que gira a una velocidad arbitraria ω que puede ser: en el marco de referencia estacionario (fijo en el estator), en el marco de referencia del rotor (transformación de Park) ó en el marco de referencia de la red [Krause, 2002].

A partir del modelo en el marco de referencia de la red, se deducen modelos de orden reducido para estudios de flujos de potencia y de estabilidad ante grandes disturbios [Ruiz and Olguín, 1995].

A continuación se muestra el modelo del generador en el marco de referencia dq0 que gira a una velocidad arbitraria (ω):

$$\hat{v}_{ds} = \hat{r}_s \hat{i}_{ds} + \frac{1}{\omega_0} \frac{d}{dt} (\hat{\psi}_{ds}) + \hat{\omega} \hat{\psi}_{qs} \quad (3.12)$$

$$\hat{v}_{qs} = \hat{r}_s \hat{i}_{qs} + \frac{1}{\omega_0} \frac{d}{dt} (\hat{\psi}_{qs}) - \hat{\omega} \hat{\psi}_{ds} \quad (3.13)$$

$$\hat{v}_{dr} = \hat{r}_r \hat{i}_{dr} + \frac{1}{\omega_0} \frac{d}{dt} (\hat{\psi}_{dr}) + (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \hat{\psi}_{qr} \quad (3.14)$$

$$\hat{v}_{qr} = \hat{r}_r \hat{i}_{qr} + \frac{1}{\omega_0} \frac{d}{dt} (\hat{\psi}_{qr}) - (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \hat{\psi}_{dr} \quad (3.15)$$

$$\hat{\psi}_{ds} = \hat{L}_{ss} \hat{i}_{ds} + \hat{L}_m \hat{i}_{dr} \quad (3.16)$$

$$\hat{\psi}_{qs} = \hat{L}_{ss} \hat{i}_{qs} + \hat{L}_m \hat{i}_{qr} \quad (3.17)$$

$$\hat{\psi}_{dr} = \hat{L}_{rr} \hat{i}_{dr} + \hat{L}_m \hat{i}_{ds} \quad (3.18)$$

$$\hat{\psi}_{qr} = \hat{L}_{rr} \hat{i}_{qr} + \hat{L}_m \hat{i}_{qs} \quad (3.19)$$

$$\hat{P}_s = (\hat{v}_{ds} \hat{i}_{ds} + \hat{v}_{qs} \hat{i}_{qs}) \quad (3.20)$$

$$\hat{T}_{el} = (\hat{\psi}_{dr} \hat{i}_{qr} - \hat{\psi}_{qr} \hat{i}_{dr}) \quad (3.21)$$

$$\dot{\omega}_r = \frac{\omega_0}{2H} (\hat{T}_m - \hat{T}_e) \quad (3.22)$$

Donde los coeficientes “ $v, r, i, \psi, \omega, L, S, P, Q$ & T ” se refieren a cantidades de voltaje, resistencia, corriente, enlace de flujos, velocidad angular, inductancia deslizamiento, potencia activa, potencia reactiva y par respectivamente. Los subíndices “ s, r, d & q ” se refieren a cantidades del estator, rotor, eje “ d ” y eje “ q ” respectivamente, y el subíndice “ m ” para la inductancia mutua entre el estator y el rotor. El símbolo “ $\wedge$ ” representa cantidades en por unidad.

Para estudios de estabilidad a grandes disturbios en sistemas eléctricos de potencia, es común considerar ciertas simplificaciones en el modelado del sistema. La simplificación más importante es despreciar los transitorios de la red, esto es, representar a la red por una matriz de admitancias de nodo formada a partir de los circuitos equivalentes en π de parámetros concentrados de los elementos de la red de transmisión. Para que la representación del generador de inducción sea consistente con el modelo de la red, es necesario despreciar en sus modelos los transitorios eléctricos del estator [Krause and Thomas, 1979]. Estos modelos que no consideran los transitorios del estator son conocidos como modelos de orden reducido [Ruiz and Olguin, 1995].

Por lo tanto, las ecuaciones de voltaje del estator, despreciando sus transitorios eléctricos y en el marco de referencia que gira a la velocidad síncrona ($\omega = \omega_0$) son:

$$\hat{v}_{ds} = \hat{r}_s \hat{i}_{ds} + \hat{\omega} \hat{\psi}_{qs} \quad (3.23)$$

$$\hat{v}_{qs} = \hat{r}_s \hat{i}_{qs} - \hat{\omega} \hat{\psi}_{ds} \quad (3.24)$$

El modelo del generador de inducción de orden reducido que considera los transitorios eléctricos y mecánicos del rotor está dado por las ecuaciones: de voltaje: (3.12)-(3.15); de enlaces de flujo (3.16)-(3.19); y de potencia y par: (3.20) y (3.21). Para llevar el modelo de orden reducido a su forma final obtenemos las corrientes del rotor al despejarlas de las ecuaciones de enlaces de flujo del rotor:

$$\hat{i}_{dr} = \frac{\hat{\psi}_{dr} - \hat{L}_m \hat{i}_{ds}}{\hat{L}_{rr}} \quad (3.25)$$

$$\hat{i}_{qr} = \frac{\hat{\psi}_{qr} - \hat{L}_m \hat{i}_{qs}}{\hat{L}_{rr}} \quad (3.26)$$

Sustituyendo las ecuaciones de las corrientes del rotor (3.25)-(3.26) en las ecuaciones de los enlaces de flujo del estator y a su vez sustituyendo las ecuaciones resultantes en las ecuaciones de voltaje del estator se tiene:

$$\hat{v}_{ds} = \hat{r}_s \hat{i}_{ds} + \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} + \left(\hat{L}_{ss} - \frac{\hat{L}_m^2}{\hat{L}_{rr}} \right) \hat{i}_{qs} \quad (3.27)$$

$$\hat{v}_{qs} = \hat{r}_s \hat{i}_{qs} - \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} - \left(\hat{L}_{ss} - \frac{\hat{L}_m^2}{\hat{L}_{rr}} \right) \hat{i}_{ds} \quad (3.28)$$

Sustituyendo las ecuaciones de las corrientes del rotor en las ecuaciones de voltaje del rotor, recordando que $(\omega - \omega_r) = S\omega$, y despejando las derivadas de las ecuaciones resultantes se tiene:

$$\frac{d}{dt}(\hat{\psi}_{dr}) = \omega_0 \hat{V}_{dr} + \frac{\omega_0 \hat{r}_r \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{i}_{ds} - \frac{\omega_0 \hat{r}_r}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} - (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \omega_0 \hat{\psi}_{qr} \quad (3.29)$$

$$\frac{d}{dt}(\hat{\psi}_{qr}) = \omega_0 \hat{V}_{qr} + \frac{\omega_0 \hat{r}_r \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{i}_{qs} - \frac{\omega_0 \hat{r}_r}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} + (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \omega_0 \hat{\psi}_{dr} \quad (3.30)$$

A partir de las reactancias del circuito equivalente en estado estacionario a la frecuencia síncrona se definen los siguientes parámetros:

$$\hat{X} = \hat{L}_{ss} = \hat{L}_{ls} + \hat{L}_m = \hat{X}_s + \hat{X}_m \quad (3.31)$$

$$\hat{X}' = \hat{L}_{ss} - \frac{\hat{L}_m^2}{\hat{L}_{rr}} = \hat{L}_{ls} + \frac{\hat{L}_{lr} \hat{L}_m}{\hat{L}_{lr} + \hat{L}_m} = \hat{X}_s + \frac{\hat{X}_r \hat{X}_m}{\hat{X}_r + \hat{X}_m} \quad (3.32)$$

$$\hat{X} - \hat{X}' = \frac{\hat{L}_m^2}{\hat{L}_{rr}} = \hat{L}_m - \frac{\hat{L}_{lr} \hat{L}_m}{\hat{L}_{lr} + \hat{L}_m} = \hat{X}_m - \frac{\hat{X}_r \hat{X}_m}{\hat{X}_r + \hat{X}_m} \quad (3.33)$$

$$T_0' = \frac{\hat{L}_{rr}}{\omega_0 \hat{r}_r} \quad (3.34)$$

Multiplicando las ecuaciones (3.29)-(3.30) por $(\hat{\omega} \hat{L}_m) / \hat{L}_{rr}$, sustituyendo las ecuaciones (3.31)-(3.34) en las ecuaciones resultantes y en las ecuaciones (3.27)-(3.28):

$$\hat{v}_{ds} = \hat{r}_s \hat{i}_{ds} + \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} + \hat{\omega} \hat{X}' \hat{i}_{qs} \quad (3.35)$$

$$\hat{v}_{qs} = \hat{r}_s \hat{i}_{qs} - \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} - \hat{\omega} \hat{X}' \hat{i}_{ds} \quad (3.36)$$

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} \right) = \frac{1}{T_0'} \left[\hat{\omega} (\hat{X} - \hat{X}') \hat{i}_{ds} - \left(\frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} \right) \right] - (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \omega_0 \left(\frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} \right) + \frac{\omega_0 \hat{V}_{dr} \hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \quad (3.37)$$

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} \right) = \frac{1}{T_0'} \left[\hat{\omega} (\hat{X} - \hat{X}') \hat{i}_{qs} - \left(\frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} \right) \right] + (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \omega_0 \left(\frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} \right) + \frac{\omega_0 \hat{V}_{qr} \hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \quad (3.38)$$

Definiendo las siguientes relaciones fasoriales:

$$\hat{v}_t = \hat{V}_{qs} + j \hat{V}_{ds} \quad (3.39)$$

$$\hat{I}_t = \hat{i}_{qs} + j \hat{i}_{ds} \quad (3.40)$$

$$\hat{I}_2 = \hat{i}_{qr} + j \hat{i}_{dr} \quad (3.41)$$

Definiendo el voltaje detrás de la reactancia transitoria:

$$\hat{E}'_q = - \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} \quad (3.42)$$

$$\hat{E}'_d = \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} \quad (3.43)$$

$$\hat{E}' = \hat{E}'_q + j \hat{E}'_d \quad (3.44)$$

3.5.1 Modelo eléctrico del estator

Multiplicando la ecuación (3.35) por “j”, sumándola a (3.36) y sustituyendo las ecuaciones (3.39)-(3.44) en la ecuación resultante se obtiene:

$$\tilde{v}_t = \hat{r}_s \tilde{I}_t + j \hat{\omega} \hat{X}' \tilde{I}_t + \tilde{E}' \quad (3.45)$$

En estudios de estabilidad se representa al estator de la máquina por un modelo equivalente de Norton. Para encontrarlo, se despeja la corriente en terminales de la ecuación (3.45):

$$\tilde{I}_t = \frac{1}{\hat{r}_s + j \hat{\omega} \hat{X}'} (\tilde{v}_t - \tilde{E}') \quad (3.46)$$

De donde se puede definir la admitancia equivalente de Norton del generador:

$$\hat{Y}_{gi} = \frac{1}{\hat{r}_s + j \hat{\omega} \hat{X}'} \quad (3.47)$$

La corriente del generador de inducción tiene entonces dos componentes principales, como se puede ver en la siguiente ecuación:

$$\tilde{I}_t = \hat{Y}_{gi} (\tilde{v}_t - \tilde{E}') \quad (3.48)$$

Debido a que la admitancia (ecuación (3.47)) depende de la frecuencia de la red, el efecto del generador de inducción en la red se incluye solamente en el vector de inyecciones de corriente.

Para mejorar el condicionamiento de la matriz Y_{bus} , es necesario considerar, en el equivalente de Norton del generador, una admitancia fija que se incluye en el elemento diagonal de Y_{bus} correspondiente al nodo terminal del generador de inducción [Ruiz, 1996]. Por lo tanto, en este equivalente se incluye una admitancia Y_{gi0} en Y_{bus} , obtenido con los valores del estado estacionario inicial de la simulación, como sigue:

$$Y_{gi0} = \frac{1}{\hat{r}_s + j\hat{X}'} \quad (3.49)$$

Durante la simulación, cuando ocurre una variación en la frecuencia o el deslizamiento, la admitancia real del generador (Y_{gi}) es diferente a la que se incluyó inicialmente en Y_{bus} (Y_{gi0}). Esta diferencia en los valores de admitancia se modela por medio de una admitancia de ajuste [Ruiz, 1996]:

$$Y_{ajuste} = Y_{gi} - Y_{gi0} \quad (3.50)$$

Por lo tanto, despejando el valor de Y_{gi} de (3.50) y sustituyéndolo en la ecuación de inyección de corriente (3.48), tenemos que la corriente total del generador es:

$$\tilde{I}_t = \hat{Y}_{ajuste} \tilde{v}_t + \hat{Y}_{gi} \tilde{E}' + \hat{Y}_{gi0} \tilde{v}_t \quad (3.51)$$

La cual está formada por una componente debida a la admitancia que se incluye en Y_{bus} :

$$\tilde{I}_{Ybus} = \hat{Y}_{gi0} \tilde{v}_t \quad (3.52)$$

Y una componente variable de ajuste:

$$\tilde{I}_{gi} = \hat{Y}_{ajuste} \tilde{v}_t + \hat{Y}_{gi} \tilde{E}' \quad (3.53)$$

El circuito equivalente de Norton final, definido de esta manera, se muestra en la Fig. 3.8.

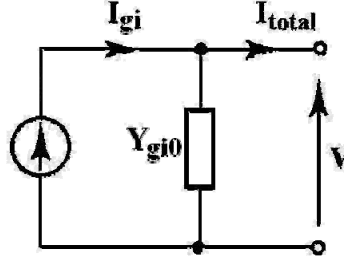


Figura 3.8. Circuito equivalente de Norton. (Adaptado de [Ruiz, 1996])

3.5.2 Modelo eléctrico del rotor

Para encontrar la ecuación diferencial en forma fasorial de los transitorios eléctricos del generador, se multiplica por “j” a la ecuación (3.38), sumándola a la ecuación (3.37) y sustituyendo las ecuaciones (3.39) a (3.44) en la ecuación resultante:

$$\frac{d}{dt}\tilde{E}' = \frac{-1}{T_0'} \left(\tilde{E}' - j\hat{\omega}(\hat{X} - \hat{X}')\tilde{I}_t \right) - j(\omega - \omega_r)\tilde{E}' + j\frac{\omega_0\hat{\omega}\hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}}(\hat{v}_{qr} + j\hat{v}_{dr}) \quad (3.54)$$

Las ecuaciones del rotor se han desarrollado manteniendo los valores de los voltajes de los circuitos del rotor diferentes de cero. De esta manera, las ecuaciones resultantes son adecuadas para modelar una máquina de inducción con rotor devanado. Es importante notar que la diferencia principal del modelo de esta máquina, con respecto al modelo convencional con el rotor de jaula de ardilla, es el último término de las ecuaciones (3.37), (3.38) y (3.43). El modelo desarrollado de esta manera es general, debido a que modelar una máquina con rotor de jaula de ardilla solamente requiere simplificar el modelo del rotor haciendo \$V_{qr}=V_{dr}=0\$.

3.5.3 Modelo electromecánico del rotor

La ecuación del par está dada por la ecuación (3.21). Sustituyendo las ecuaciones de corrientes del rotor (3.25) y (3.26) en la ecuación del par y las ecuaciones (3.39)-(3.44) en la ecuación resultante:

$$\hat{T}_e = \frac{\hat{E}'_q\hat{i}_{qs} + \hat{E}'_d\hat{i}_{ds}}{\hat{\omega}} \quad (3.55)$$

Este valor se utiliza en la ecuación de oscilación (3.22), completando con esto el modelo del generador de inducción.

3.6 MODELO COMPLETO DEL AEROGENERADOR DE VELOCIDAD FIJA

3.6.1 Modelo de la turbina

Las siguientes ecuaciones muestran en modelo de la turbina:

$$P_{mecánica} = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v^3 C_p \quad (3.56)$$

$$C_p = \frac{P_{mecánica}}{P_{viento}} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 \right) \left(1 + \frac{V_2}{V_1} \right) \quad (3.57)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5 \left(116 \frac{1}{\Lambda} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-21 \frac{1}{\Lambda}} \quad (3.58)$$

$$\frac{1}{\Lambda} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3} \quad (3.59)$$

$$\lambda = \frac{u}{V_{viento}} = \frac{\omega R}{V_{viento}} \quad (3.60)$$

3.6.2 Modelo de la flecha

Las siguientes ecuaciones muestran en modelo de la flecha:

$$\frac{d\omega_{wr}}{dt} = \frac{T_{wr} - K_s \gamma - D_{wr} \omega_{wr}}{2H_{wr}} \quad (3.61)$$

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{K_s \gamma - T_e - D_m \omega_m}{2H_m} \quad (3.62)$$

$$\frac{d\gamma}{dt} = 2\pi(\omega_{wr} - \omega_m) \quad (3.63)$$

3.6.3 Modelo del generador de inducción

Las siguientes ecuaciones muestran en modelo del generador de inducción:

$$\hat{Y}_{gi} = \frac{1}{\hat{r}_s + j\hat{\omega}\hat{X}}, \quad (3.64)$$

$$Y_{gi0} = \frac{1}{\hat{r}_s + j\hat{X}}, \quad (3.65)$$

$$Y_{ajuste} = Y_{gi} - Y_{gi0} \quad (3.66)$$

$$\tilde{I}_t = \hat{Y}_{ajuste} \tilde{v}_t + \hat{Y}_{gi} \tilde{E}' + \hat{Y}_{gi0} \tilde{v}_t \quad (3.67)$$

$$\tilde{I}_{Ybus} = \hat{Y}_{gi0} \tilde{v}_t \quad (3.68)$$

$$\tilde{I}_{gi} = \hat{Y}_{ajuste} \hat{v}_t + \hat{Y}_{gi} \tilde{E}' \quad (3.69)$$

$$\frac{d}{dt} \tilde{E}' = \frac{-1}{T_0'} \left(\tilde{E}' - j\hat{\omega}(\hat{X} - \hat{X}') \tilde{I}_t \right) - j(\omega - \omega_r) \tilde{E}' + j \frac{\omega_0 \hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} (\hat{v}_{qr} + j\hat{v}_{dr}) \quad (3.70)$$

$$\hat{T}_e = \frac{\hat{E}'_q \hat{i}_{qs} + \hat{E}'_d \hat{i}_{ds}}{\hat{\omega}} \quad (3.71)$$

$$\dot{\omega}_r = \frac{\omega_0}{2H} (\hat{T}_m - \hat{T}_e) \quad (3.72)$$

3.7 INICIALIZACIÓN DEL MODELO DEL AEROGENERADOR DE VELOCIDAD FIJA

Para resolver el conjunto de ecuaciones del modelo dinámico y las ecuaciones del estudio de estabilidad de sistemas eléctricos, se requiere realizar un estudio de flujos de potencia para encontrar el estado inicial del sistema. Al representar las cargas como potencias constantes se producen problemas en la inicialización de las cargas dinámicas como en las máquinas de inducción. Estos problemas son debidos a que los datos (potencia activa, reactiva y el deslizamiento) de las máquinas de inducción se determinan con un voltaje en terminales de 1p.u. y después del estudio de flujos, el voltaje en terminales es diferente de 1p.u. Para solucionar este problema se recalculan las variables utilizando el circuito equivalente de la máquina..

La inicialización del modelo dinámico del generador de inducción se lleva a cabo incluyendo el modelo del generador en el estudio de flujos de potencia, de acuerdo al método propuesto en [Ruiz, 1996], [Ruiz, 2002]. La potencia reactiva y el deslizamiento se ajustan durante el desarrollo del estudio y se considera que la frecuencia es constante, al igual que la potencia activa. El modelo estático utilizado se forma a partir de su circuito equivalente en estado estacionario:

$$P = \frac{|V|^2 \left\{ \left(\frac{r_2}{S} \right) \left[\left(\frac{r_2}{S} \right) r_1 - X_1 k_1 - X_2 X_m \right] + k_1 \left[\left(\frac{r_2}{S} \right) (X_m + X_1) + r_1 k_1 \right] \right\}}{\left[\left(\frac{r_2}{S} \right) r_1 - X_1 k_1 - X_2 X_m \right]^2 + \left[\left(\frac{r_2}{S} \right) (X_m + X_1) + r_1 k_1 \right]^2} \quad (3.73)$$

$$Q = \frac{-|V|^2 \left\{ k_1 \left[\left(\frac{r_2}{S} \right) r_1 - X_1 k_1 - X_2 X_m \right] - \left(\frac{r_2}{S} \right) \left[\left(\frac{r_2}{S} \right) (X_m + X_1) + r_1 k_1 \right] \right\}}{\left[\left(\frac{r_2}{S} \right) r_1 - X_1 k_1 - X_2 X_m \right]^2 + \left[\left(\frac{r_2}{S} \right) (X_m + X_1) + r_1 k_1 \right]^2} \quad (3.74)$$

Con: $K_1 = X_m + X_2$

Incluir el modelo del generador en el estudio de flujos de potencia requiere considerar las ecuaciones (3.73) y (3.74), como la potencia activa es constante al multiplicar la ecuación (3.73) por su denominador resulta la siguiente ecuación de segundo grado:

$$\left(\frac{r_2}{S}\right)^2 A + \left(\frac{r_2}{S}\right) B + C = 0 \quad (3.75)$$

Con:

$$A = P(r_1^2 + K_3^2) - |V|^2 r_1 \quad (3.76)$$

$$B = 2P(r_1 K_2 + K_3 K_4) - |V|^2 (K_2 + K_1 K_3) \quad (3.77)$$

$$C = P(K_2^2 + K_4^2) - |V|^2 K_1 K_4 \quad (3.78)$$

$$K_2 = -X_1 K_1 - X_2 X_m \quad (3.79)$$

$$K_3 = X_m + X_1 \quad (3.80)$$

$$K_4 = r_1 K_1 \quad (3.81)$$

La solución de este ajuste de variables se realiza calculando las constantes K_1 a K_4 que no varían en todo el estudio de flujos de potencia, posteriormente se determinan las constantes A , B y C en función del voltaje en terminales para solucionar la ecuación (3.75) encontrando dos valores de r_2/S y utilizando el mayor debido a que se encuentra en la región estable. Finalmente se calcula la potencia reactiva que consume la máquina por medio de la ecuación (3.74)

Para incluir este modelo en el estudio de flujos de potencia, se debe conocer la derivada parcial de la potencia reactiva con respecto del voltaje, que si se compara con la ecuación (3.74) es:

$$\frac{\partial Q}{\partial V} = \frac{-2}{|V|} Q \quad (3.82)$$

3.8 APLICACIÓN DEL MODELO Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En general, es difícil encontrar sistemas de prueba con datos reales para probar los modelos de generadores de inducción. Sin embargo, en esta ocasión, se tienen disponibles, de la referencia [Lázaro, 2005], los datos de estado estacionario y dinámico de la primera planta piloto instalada en la región de la venta en Oaxaca. El diagrama unifilar de la planta se presenta en la Fig. 3.9, mientras que los datos de los elementos del sistema en p.u. a una base de 1575 kW (la capacidad total de la planta) se listan en la Tabla 3.1.

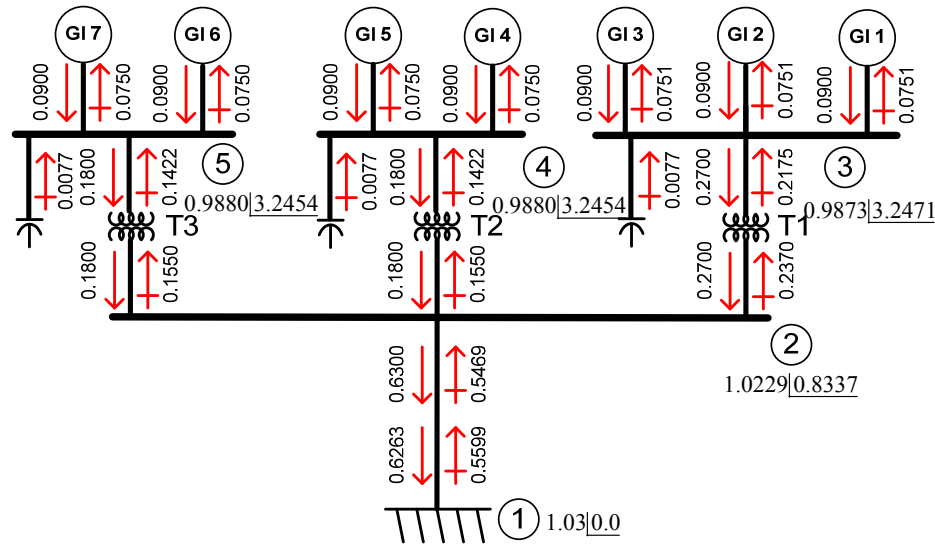


Figura 3.9. Diagrama unifilar del sistema de prueba “La venta” Oaxaca. (Adaptada de [Lázaro, 2005]).

Tabla 3.1.: Parámetros del SEP (Adaptado de [Lázaro, 2005]).

Generadores de Inducción	Transformadores	Línea de Transmisión	Capacitores
Rs = 0.123047 Rr = 0.129883 Xs = 1.50391 Xr = 2.83008 XM = 39.6484 H = 0.259533	T1 750 kVA X=0.1575 p.u. T2, T3 500 kVA X=0.23625 p.u.	R = 0.005567 X = 0.019502	Q = 0.007937

La planta consta de 7 aerogeneradores de velocidad fija modelo Vestas V27 con 225 kW de potencia cada uno. La potencia total de la planta es de 1575 kW. Se tiene compensación fija de potencia reactiva con capacitores de 12.5 kvar en cada uno de los nodos terminales de los generadores (nodos 3, 4, y 5 de la Fig. 3.9). Al ser de velocidad fija, las máquinas de inducción de los generadores eólicos son de rotor de jaula de ardilla [Ishijara, 2009].

El análisis de los resultados se muestra en dos secciones, una para el estudio de flujos de potencia e inicialización de los aerogeneradores de velocidad fija, y otra sección para el estudio de estabilidad transitoria de corto plazo en el tiempo.

3.8.1 Estudio de Flujos de Potencia

El estudio de flujos de potencia por medio del programa flujos [Ruiz, 1996] y de inicialización de los modelos dinámicos de los generadores de inducción se realiza siguiendo el método descrito en la sección 3.8 [Ruiz, 2002]. Los resultados detallados del estudio de flujos de potencia se muestran en la Fig. 3.9, mientras que los resultados de la inicialización de los generadores se presenta en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2.: Resultados de la inicialización de los generadores de inducción.

Punto de operación	Vt	Pgen	Qgen	S
Inicial	1.000000	0.09	0.073321	-0.016054
Final	0.987282	0.09	0.075099	-0.016831

Al ajustarse los valores de las variables durante el estudio de flujos de potencia, no es necesario incluir ninguna admitancia ficticia de inicialización para lograr que las condiciones iniciales de los generadores de inducción estén balanceadas. Es interesante notar que todos los generadores de inducción tienen las mismas condiciones iniciales.

3.8.2 Estudio de Estabilidad de Corto Plazo en el Tiempo

Se realizaron estudios de estabilidad de los generadores de inducción considerando fallas trifásicas en los nodos 2, 3, 4 y 5. Los tiempos críticos de liberación de las fallas y los generadores que se inestabilizaron en cada caso se indican en la Tabla 3.3. Los resultados detallados de la falla más crítica (con el tiempo crítico menor) se muestran en las Figs. 3.10 a 3.16, para el caso crítico y el primer caso inestable.

Tabla 3.3.: Tiempos críticos de liberación ante una contingencia.

Nodo fallado (Falla Trifásica)	Tiempo crítico de liberación	Generadores de inducción inestables
Nodo 2	0.108 segundos	G1, G2, G3
Nodo 3	0.113 segundos	G1, G2, G3
Nodo 4	0.115 segundos	G4, G5
Nodo 5	0.115 segundos	G6, G7

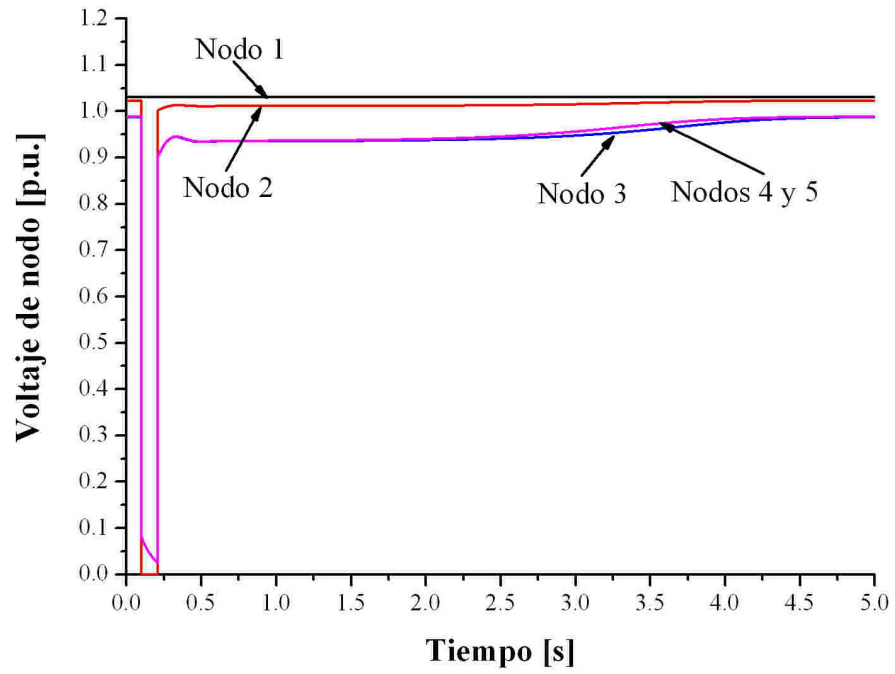


Figura 3.10. Voltajes de los nodos para el caso crítico.

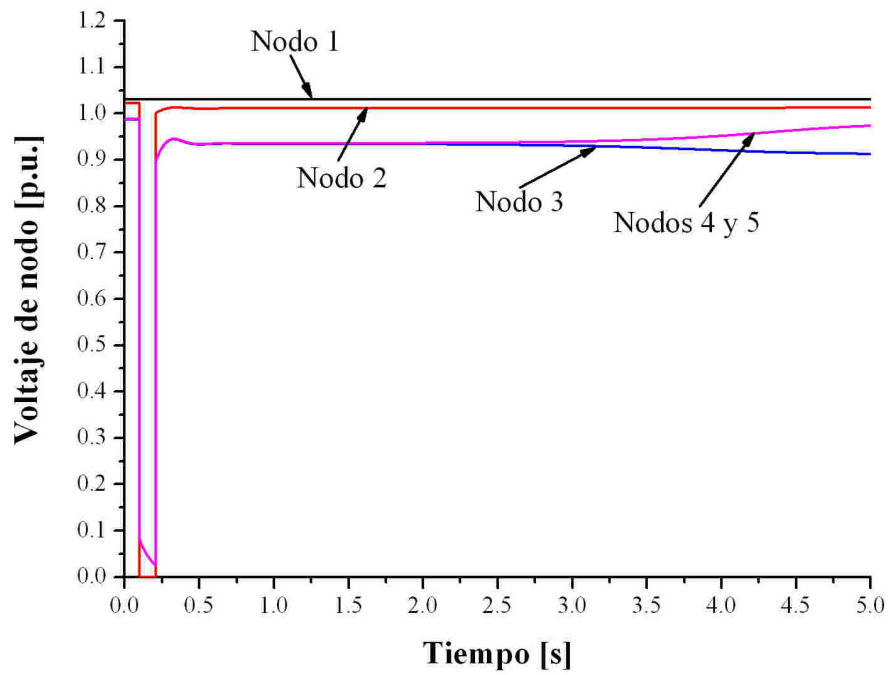


Figura 3.11. Voltajes de los nodos para el primer caso inestable.

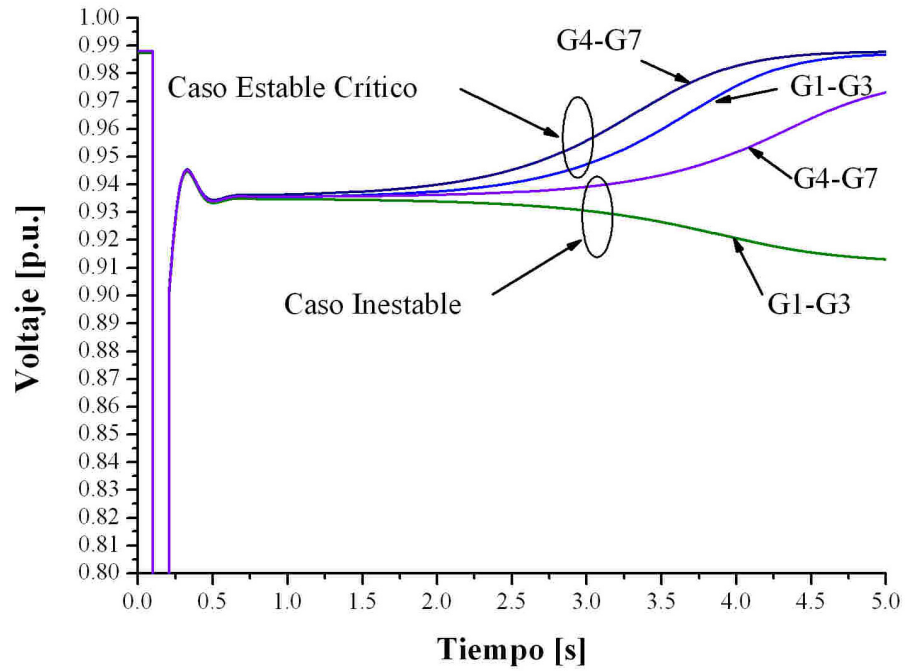


Figura 3.12. Voltajes de los siete generadores de inducción para el caso crítico y el primer caso inestable.

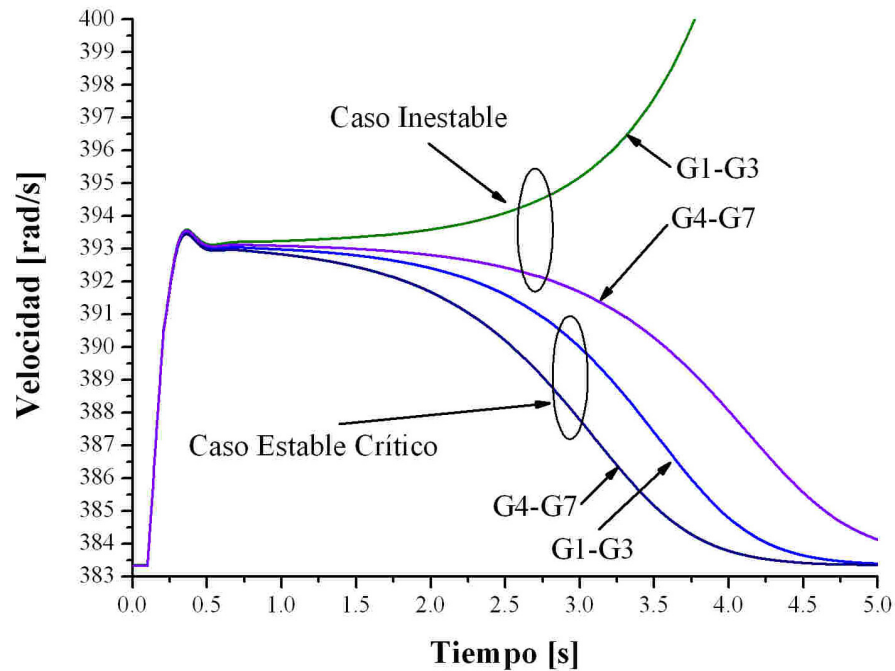


Figura 3.13. Velocidad de los siete generadores para los casos crítico e inestable.

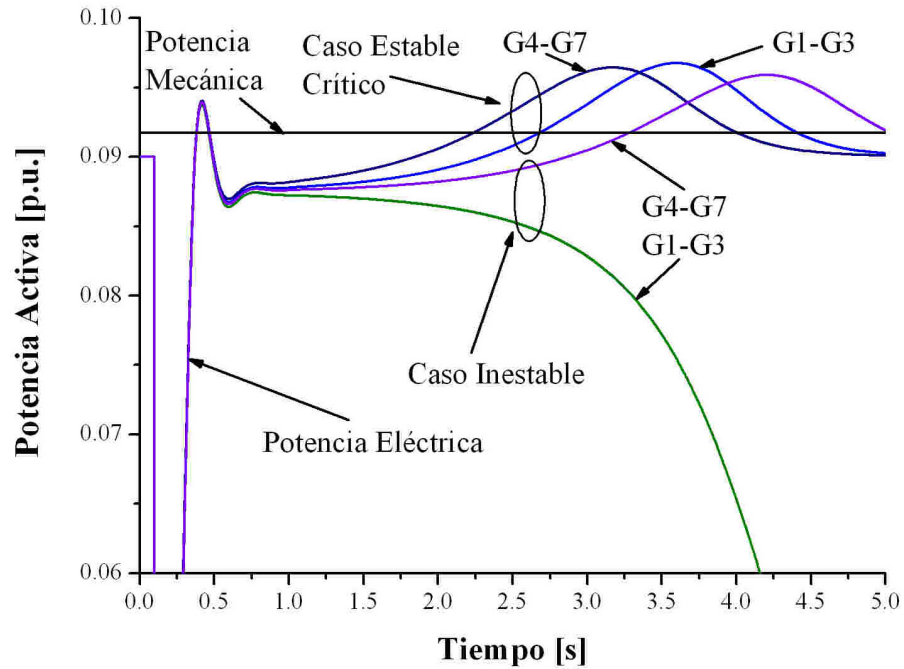


Figura 3.14. Potencia activa de los siete generadores para los casos crítico e inestable.

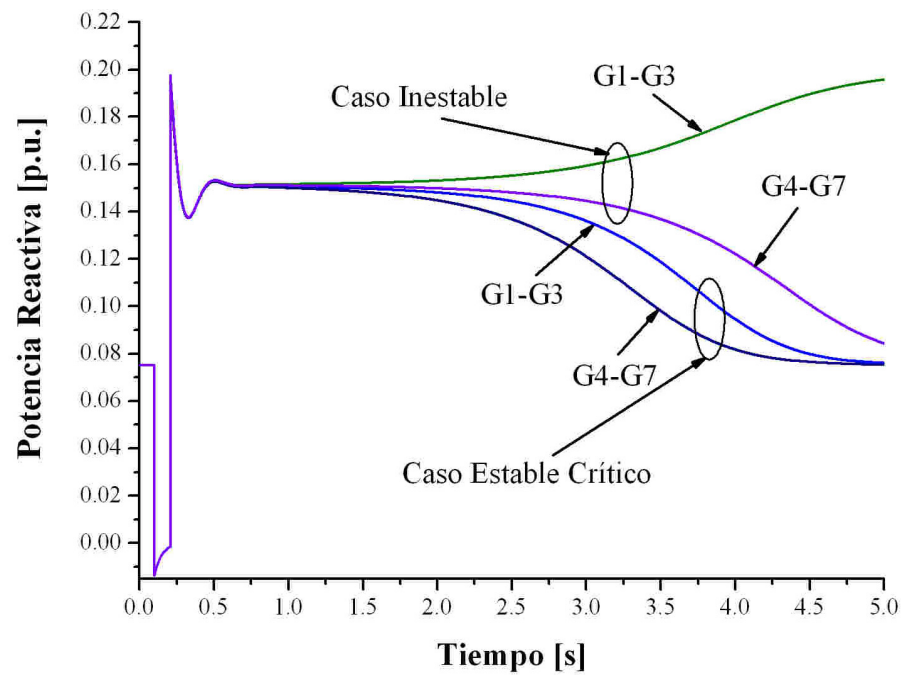


Figura 3.15. Potencia reactiva de los siete generadores para los casos crítico e inestable.

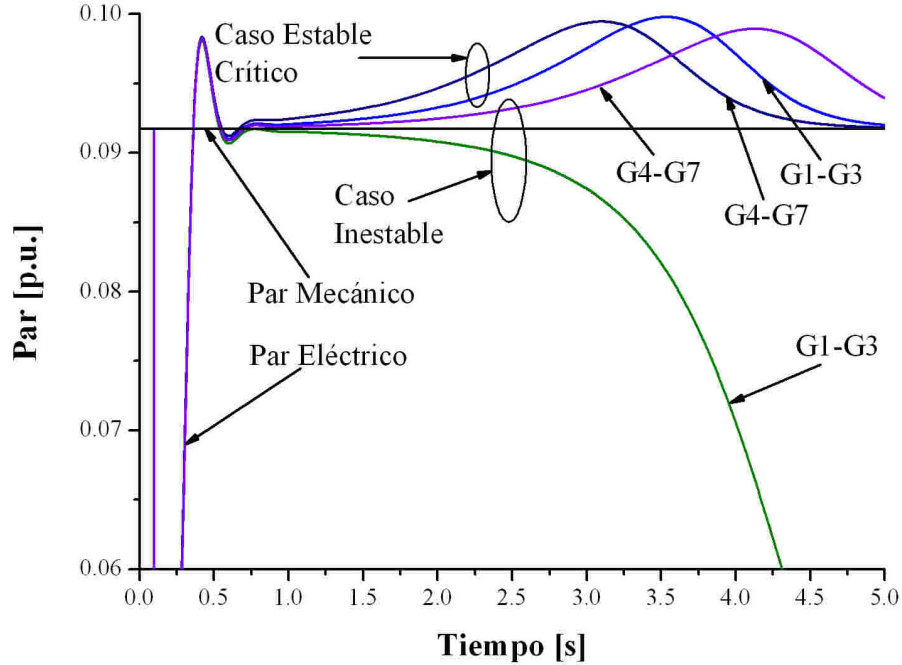


Figura 3.16. Par de los siete generadores para los casos crítico e inestable.

3.9 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

En los resultados presentados en la sección anterior se puede observar que la contingencia más crítica es aplicar la falla trifásica en el nodo 2. Esta falla, a pesar de estar en el nodo común del alimentador principal, inestabiliza solamente 3 generadores de inducción, los cuales se aceleran (Fig. 3.13) y se desenganchan de la red al rebasar el deslizamiento crítico, como se puede observar en su disminución de potencia activa (Fig. 3.14). Es importante notar la correspondencia cercana entre los comportamientos de las variables potencia activa-par eléctrico (Figs. 3.14 y 3.16) y potencia reactiva-voltaje (Figs. 3.15 y 3.12).

Este comportamiento muestra que no siempre es conveniente representar a la planta por medio de un solo generador equivalente, sino que se debe tratar de hacer al menos un generador equivalente por cada grupo de máquinas. De esta manera, se representaría mejor el comportamiento dinámico de la planta para estudios de estabilidad de corto plazo en el tiempo.

Se analiza finalmente el mecanismo de inestabilidad presente en la contingencia crítica. Para empezar, el voltaje en las terminales del generador, aún en el caso inestable, no reduce su magnitud apreciablemente. Esto hace pensar que el mecanismo de inestabilidad no corresponde a una pérdida del equilibrio de corto plazo. Esto se confirma en las Figs. 3.17 y 3.18, las cuales muestran que el mecanismo de inestabilidad es una pérdida de atracción al punto de equilibrio estable.

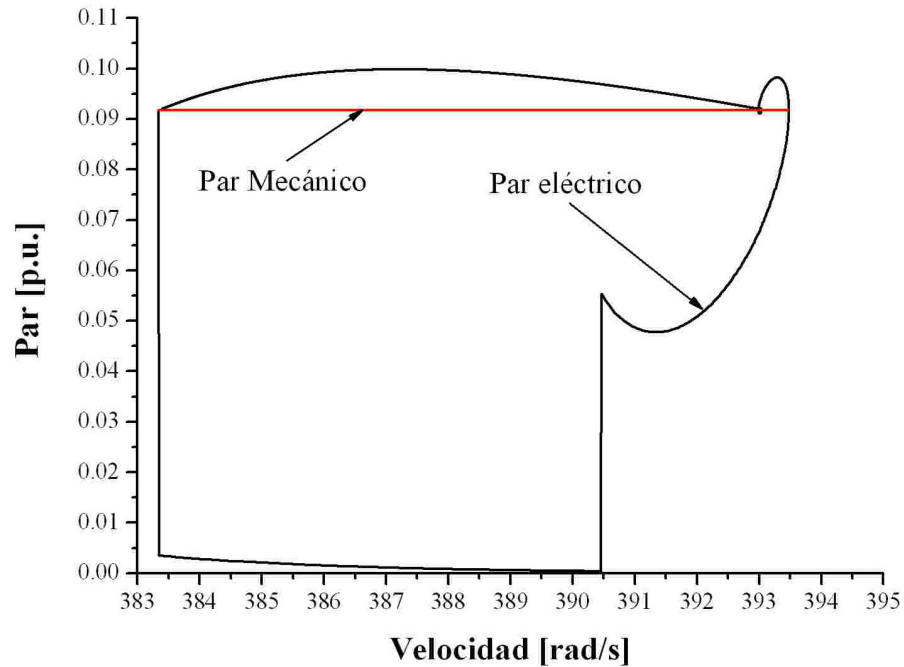


Figura 3.17. Par contra velocidad para el caso estable crítico.

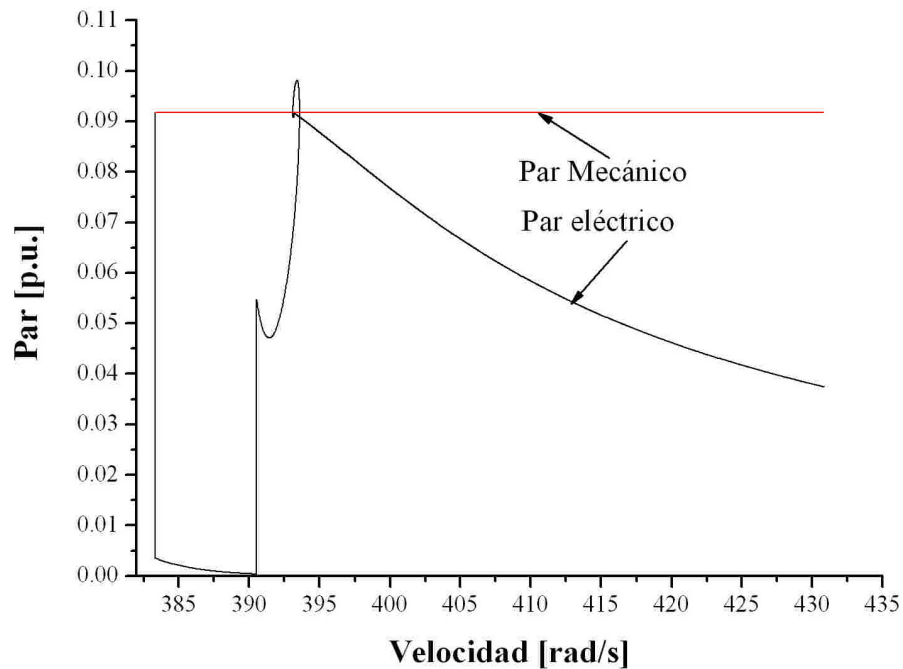


Figura 3.18. Par contra velocidad para el caso inestable.

En el caso estable, la falla se libera dentro de la región de atracción del punto de equilibrio estable, por lo que la condición de operación es atraída hacia él. En el caso inestable, el generador sale de la región de atracción, por lo que se acelera y se inestabiliza.

CAPÍTULO 4:

AEROGENERADORES DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADOS

4.1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la capacidad de los aerogeneradores se ha incrementado, así como ha mejorado la tecnología en este tipo de dispositivos al cambiar de los aerogeneradores de velocidad fija a los de velocidad variable [Fox et al, 2007].

El generador de inducción doblemente alimentado es el sistema más común, ya que combina ventajas del generador de inducción tipo jaula de ardilla con dispositivos electrónicos mejorados. El generador de inducción doblemente alimentado es de rotor devanado. El circuito del estator se conecta directamente a la red, mientras que el circuito del rotor se conecta a la red por medio de un convertidor de voltaje que controla el sistema de excitación para desacoplar las frecuencias eléctrica y mecánica del rotor, e igualar la frecuencia de la red con la del rotor. Con el uso de los dispositivos electrónicos (convertidores) se puede controlar la velocidad y el voltaje, además de que se tiene la posibilidad para soportar fallas. El rango de variaciones de velocidad es aproximadamente del 40 % por encima o por debajo de la velocidad síncrona [Castro and Mirabal, 2008].

La estructura de un aerogenerador de inducción doblemente alimentado se compone de una turbina, una caja de engranes, un generador de inducción y dos convertidores (un convertidor conectado del lado de la red y un convertidor conectado al lado del rotor) como se muestra en la figura 4.1.

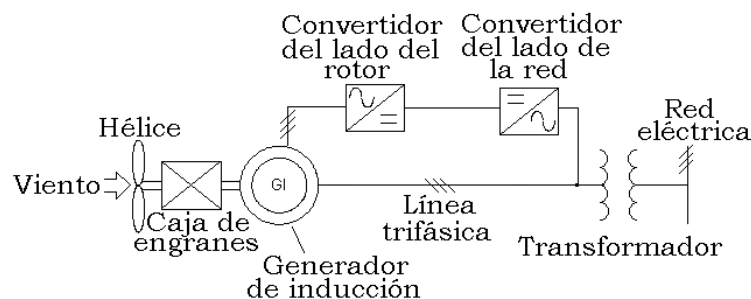


Figura 4.1 Estructura de un aerogenerador doblemente alimentado (Adaptado de [Hau, 2006]).

4.2 COMPONENTES DEL AEROGENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO QUE SE DEBEN MODELAR EN ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE CORTO PLAZO

Los modelos de este trabajo son para simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo, en particular, modelos de aerogeneradores para estudios de estabilidad de corto plazo de sistemas eléctricos de potencia (las cuales tienen un tiempo de simulación de hasta 20 s, como se describe en el Capítulo 3). Durante las simulaciones de este tipo se asume que la velocidad del viento es constante en el período de la simulación [CIGRE, 2007].

Cada tipo de aerogenerador requiere una estructura del modelo diferente para simulaciones dinámicas. Sin embargo, existen componentes comunes para todos los aerogeneradores, los cuales son [CIGRE, 2007]:

- 7) Dinámica de la flecha.
- 8) Características eléctricas del generador.
- 9) Controles eléctricos (Controles del convertidor, bancos de capacitores).
- 10) Controles mecánicos de turbina (control del ángulo de inclinación ó control de frenado activo) y aerodinámica.

La aerodinámica del rotor para aerogeneradores de doble alimentación es idéntica a la de los aerogeneradores de velocidad fija, mostrada en el Apéndice.

4.2.1 Sistema de flechas

En este trabajo no se incluye la representación de la flecha en el modelo del aerogenerador de doble alimentación debido a que estos equipos incluyen controles que minimizan los efectos torsionales de la flecha. Se considera por lo tanto en el modelo que estos controles son perfectos, lo que equivale a considerar que la flecha del modelo es rígida. Además, como el comportamiento eléctrico y mecánico de los aerogeneradores de velocidad variable están desacoplados, se puede justificar el no incluir el modelo de la flecha si el principal interés es estudiar el comportamiento dinámico de sistemas de potencia [Slootweg, 2003].

4.2.2 Generador de inducción

El generador de inducción doblemente alimentado se compone de un generador de inducción de rotor devanado que utiliza anillos rozantes para introducir o extraer corriente eléctrica del rotor. El devanado del rotor se alimenta a través de un convertidor de potencia de frecuencia variable tipo “*back-to-back*” que consiste en dos convertidores basados en transistores bipolares de compuerta aislada IGBT’s (por sus siglas en inglés: “*Insulated Gate Bipolar Transistor*”) que funcionan como fuentes de voltaje y que están enlazados por un circuito de corriente directa [Holdsworth et al., 2003].

4.2.3 Controles

El sistema del convertidor habilita la operación de velocidad variable en el aerogenerador al desacoplar la frecuencia eléctrica del sistema de potencia de la frecuencia mecánica del rotor [Holdsworth et al., 2003].

Cuando la operación del generador es a una velocidad subsíncrona, el flujo de potencia es de la red hacia el circuito del rotor y de forma inversa, si la operación del generador es a una velocidad supersíncrona, el flujo de potencia es desde el circuito del rotor hacia la red como se muestra en la figura 4.2. Al controlar la corriente del rotor es posible modificar el deslizamiento de la máquina, la potencia activa y reactiva que se intercambia con la red [Lubosny, 2003], [Holdsworth et al., 2003].

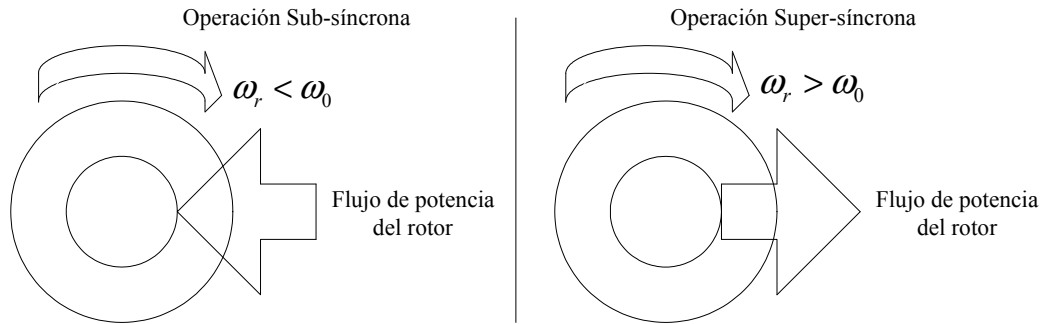


Figura 4.2 Operación Subsíncrona y operación Supersíncrona del generador de inducción doblemente alimentado (Adaptada de [Fox et al., 2007]).

El control del aerogenerador doblemente alimentado se realiza por medio de los convertidores mostrados en la figura 4.1. Algunos fabricantes utilizan un esquema de control, que por medio del convertidor del lado del rotor, pueden controlar la velocidad y el voltaje en terminales. El convertidor del lado de la red se utiliza para mantener constante el voltaje del enlace de corriente directa y para proveer el paso del flujo de potencia del rotor al sistema de corriente alterna con un factor de potencia unitario [Fox et al., 2007], [Lubosny, 2003], [Holdsworth et al., 2003].

Para propósitos de análisis, simulación y control, se recomienda representar al generador de inducción doblemente alimentado en términos del marco de referencia de los ejes directo y en cuadratura (ejes dq), que gira a la velocidad síncrona. Esto provee la capacidad de un control independiente utilizando como variables de control solamente dos variables: las componentes en el eje directo y en cuadratura de los voltajes del rotor. Comúnmente se emplea una metodología de control conocida como control en modo de corriente, donde la componente en eje directo de la corriente del rotor controla el voltaje en terminales (por medio de una variación de la potencia reactiva) y la componente del eje en cuadratura de la corriente del rotor controla el par del generador (por medio de una variación de la potencia activa) [Fox et al., 2007], [Lubosny, 2003].

Para el modelo del esquema de control se asume que los convertidores son ideales y que el voltaje del enlace de corriente directa entre los convertidores es constante. Esto desacopla el convertidor del lado de la red del convertidor del lado del rotor. Se implementa por lo tanto una fuente de voltaje para inyectar el voltaje necesario al circuito del rotor, con el objetivo de representar la operación del convertidor del lado del rotor en el modelo [Holdsworth et al., 2003].

4.2.3.1 Control de velocidad

La operación de velocidad variable tiene importantes ventajas, entre las cuales podemos mencionar [Holdsworth et al., 2003]:

- 1) Mejor calidad de potencia entregada.
- 2) Reducción de los esfuerzos mecánicos.
- 3) Reducción de la emisión de ruido, principalmente a bajas velocidades.
- 4) Incremento de captura de energía en un rango amplio de velocidades.

La velocidad del rotor se controla a través de la componente del eje en cuadratura del voltaje del rotor, por medio del convertidor del lado del rotor [Ekanayake et al., 2003]. El control de velocidad se relaciona con la velocidad del rotor al controlar el par eléctrico de acuerdo a la característica de control de potencia contra velocidad [Slootweg et al., 2001]. El esquema del control de velocidad opera al modificar el par electromecánico del generador para responder a variaciones de velocidad del rotor [Holdsworth et al., 2003]. La razón por la que se controla la velocidad utilizando el par electromecánico y no la potencia se debe a que el par es directamente dependiente de la componente en cuadratura de la corriente del rotor, cuando se omite la resistencia del estator. [Slootweg et al., 2001].

Al método de control utilizado en el trabajo presente se le conoce como “control en modo de corriente”. En dicho método se omite la resistencia del estator y en el marco de referencia del modelo de la máquina se establece como máximo el enlace de flujo del estator en el eje directo, lo cual implica que el enlace de flujo en el eje en cuadratura es cero; de esta manera, el voltaje del estator en el eje directo es cero y el voltaje del estator en el eje en cuadratura es igual, en magnitud, al voltaje en terminales [Holdsworth et al., 2003], [Slootweg, 2003].

4.2.3.2 Control de voltaje

Para el desarrollo del modelo del control de voltaje, se utiliza el convertidor del lado del rotor manteniendo el marco de referencia al omitir la resistencia del estator, asumiendo que el máximo flujo del estator se encuentra en el eje directo y considerando que la potencia reactiva de intercambio con la red se realiza únicamente con el estator [Holdsworth et al., 2003].

4.2.4 Sistema de protecciones

El generador y los convertidores se protegen por medio de una protección de barra transversal (conocida como “crowbar” en inglés) ante sobrecorrientes [Fox et al., 2007]. Los límites de operación se seleccionan dependiendo de la capacidad del generador y de los convertidores. La operación de la protección de barra transversal se modela al desactivar los convertidores cuando se detecta una magnitud de corriente superior al límite de protección de corriente y cortocircuitar al rotor del generador, con lo que se convierte temporalmente en una máquina con rotor de jaula de ardilla [Ekanayake et al., 2002].

4.2.5 Control del ángulo del aspa

Los aerogeneradores de velocidad variable utilizan la regulación del ángulo del aspa en condiciones de velocidad altas [Fox et al., 2007]. Junto con el control de velocidad del rotor, el control del ángulo del aspa controla la velocidad del rotor únicamente cuando se tengan velocidades del viento altas (cuando la velocidad del rotor es más alta que la velocidad nominal del generador). En esta circunstancia, la velocidad del rotor no se puede controlar al incrementar el par electromecánico, ya que se sobrecargarían el generador y el convertidor. El control del ángulo del aspa consiste en cambiar dicho ángulo para reducir el coeficiente de potencia y así evitar daños mecánicos cuando la velocidad del rotor es muy alta [Slootweg et al., 2003].

Se debe mencionar que el control del ángulo del aspa no puede cambiar el ángulo del aspa instantáneamente y que el tiempo que tarda en cambiar depende del tamaño de las aspas del rotor y del ahorro económico deseado en los controladores que hacen girar el sistema de las aspas [Slootweg et al. 2003].

Como se mencionó anteriormente, para estudios de estabilidad de corto plazo en el tiempo se considera que la velocidad del viento durante el tiempo de estudio es constante [CIGRE, 2007], por lo que no se representará el control del ángulo del aspa en el modelo desarrollado en el presente trabajo, ya que se considerará un punto de operación a una velocidad definida que corresponde a una potencia de acuerdo con la curva característica del aerogenerador [Slootweg et al., 2001].

Otra razón por la cual no se representa el control del ángulo del aspa en el modelo de este trabajo, se debe a que el tiempo que tardan las aspas en girar no es instantáneo, ya que dependen del tamaño y tecnología de éste sistema de control mecánico. Aunado a que si las aspas giraran de forma instantánea de una posición a otra, se produciría una fuerza de tracción en las aspas que podría llegar a destruirlas [Slootweg, 2003].

Una de las razones más importantes por las que se considera que la velocidad del viento es constante durante el tiempo de simulación, se debe a que no se realizan mediciones menores a diez minutos en la práctica, que ayudaran a conocer la predicción del comportamiento de la velocidad del viento en un intervalo entre 0 y 10 segundos [Moreno, 2007].

4.3 MODELO DEL GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO DE PRIMER ORDEN

Para modelar el generador de inducción doblemente alimentado, al igual que el generador de inducción con rotor jaula de ardilla, se parte de un modelo en el marco de referencia de fase abc y después se transforma al marco de referencia dq0 que gira a una velocidad arbitraria [Krause, 2002].

A continuación se muestra el modelo del generador de inducción en el marco de referencia dq0 que gira a una velocidad arbitraria (ω):

$$\hat{v}_{ds} = -\hat{r}_s \hat{i}_{ds} - \frac{1}{\omega_0} \frac{d}{dt} (\hat{\psi}_{ds}) - \hat{\omega} \hat{\psi}_{qs} \quad (4.1)$$

$$\hat{v}_{qs} = -\hat{r}_s \hat{i}_{qs} - \frac{1}{\omega_0} \frac{d}{dt} (\hat{\psi}_{qs}) + \hat{\omega} \hat{\psi}_{ds} \quad (4.2)$$

$$\hat{v}_{dr} = -\hat{r}_r \hat{i}_{dr} - \frac{1}{\omega_0} \frac{d}{dt} (\hat{\psi}_{dr}) - (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \hat{\psi}_{qr} \quad (4.3)$$

$$\hat{v}_{qr} = -\hat{r}_r \hat{i}_{qr} + \frac{1}{\omega_0} \frac{d}{dt} (\hat{\psi}_{qr}) + (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \hat{\psi}_{dr} \quad (4.4)$$

$$\hat{\psi}_{ds} = -(\hat{L}_s + \hat{L}_m) \hat{i}_{ds} - \hat{L}_m \hat{i}_{dr} \quad (4.5)$$

$$\hat{\psi}_{qs} = -(\hat{L}_s + \hat{L}_m) \hat{i}_{qs} - \hat{L}_m \hat{i}_{qr} \quad (4.6)$$

$$\hat{\psi}_{dr} = -(\hat{L}_r + \hat{L}_m) \hat{i}_{dr} - \hat{L}_m \hat{i}_{ds} \quad (4.7)$$

$$\hat{\psi}_{qr} = -(\hat{L}_r + \hat{L}_m) \hat{i}_{qr} - \hat{L}_m \hat{i}_{qs} \quad (4.8)$$

$$P = \hat{v}_{ds} \hat{i}_{ds} + \hat{v}_{qs} \hat{i}_{qs} + \hat{v}_{dr} \hat{i}_{dr} + \hat{v}_{qr} \hat{i}_{qr} \quad (4.9)$$

$$Q = \hat{v}_{ds} \hat{i}_{qs} - \hat{v}_{qs} \hat{i}_{ds} + \hat{v}_{dr} \hat{i}_{qr} - \hat{v}_{qr} \hat{i}_{dr} \quad (4.10)$$

$$\hat{T}_e = \hat{\psi}_{dr} \hat{i}_{qr} - \hat{\psi}_{qr} \hat{i}_{dr} \quad (4.11)$$

$$\dot{\omega} = \frac{\omega_0}{2H} (T_e - T_m) \quad (4.12)$$

Donde los coeficientes “ $v, r, i, \psi, \omega, L, S, P, Q$ & T ” se refieren a cantidades de voltaje, resistencia, corriente, enlace de flujos, velocidad angular, inductancia deslizamiento, potencia activa, potencia reactiva y par respectivamente. Los subíndices “ s, r, d & q ” se refieren a cantidades del estator, rotor, eje “ d ” y eje “ q ” respectivamente, y el subíndice “ m ” para la inductancia mutua entre el estator y el rotor. Y el símbolo “ $\wedge$ ” representa cantidades en por unidad.

Al igual que en el modelo del aerogenerador de velocidad fija, es necesario despreciar los transitorios del estator para que la representación del generador de inducción sea consistente con el modelo de la red [Krause et al., 1979].

Para los aerogeneradores de doble alimentación se omiten los transitorios del rotor, que solo se toman en cuenta cuando se necesita el modelo detallado del convertidor incluyendo las interrupciones del semiconductor y los lazos de control de corriente. Esto se debe a que al incluir los transitorios del rotor, los convertidores no se podrían modelar como fuentes de corriente, debiéndose modelar como fuentes de voltaje. Lo que resulta en constantes de tiempo menores a cien milisegundos (valor mínimo típico de la constante de tiempo para estudios de simulaciones dinámicas de sistemas de potencia), y resultando en un modelo mucho más complejo, que adicionalmente requiere un número mayor de parámetros que algunas veces son difíciles de obtener [Slootweg, 2003]. Las ecuaciones de voltaje del modelo de primer orden, recordando que $(\omega - \omega_r) = S\omega$, en el marco de referencia que gira a la velocidad síncrona ($\omega = \omega_0$) son:

$$\hat{v}_{ds} = -\hat{r}_s \hat{i}_{ds} - \hat{\psi}_{qs} \quad (4.13)$$

$$\hat{v}_{qs} = -\hat{r}_s \hat{i}_{qs} + \hat{\psi}_{ds} \quad (4.14)$$

$$\hat{v}_{dr} = -\hat{r}_r \hat{i}_{dr} - S\hat{\psi}_{qr} \quad (4.15)$$

$$\hat{v}_{qr} = -\hat{r}_r \hat{i}_{qr} + S\hat{\psi}_{dr} \quad (4.16)$$

Para obtener las ecuaciones de voltaje en función de las corrientes e inductancias, se sustituyen las ecuaciones de los enlaces de flujo (ecuaciones (4.5) a (4.8)) en las ecuaciones de voltaje del generador de primer orden (ecuaciones (4.13) a (4.16)). Resultando el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\hat{v}_{ds} = -\hat{r}_s \hat{i}_{ds} + (\hat{L}_s + \hat{L}_m) \hat{i}_{qs} + \hat{L}_m \hat{i}_{qr} \quad (4.17)$$

$$\hat{v}_{qs} = -(\hat{L}_s + \hat{L}_m) \hat{i}_{ds} - \hat{r}_s \hat{i}_{qs} - \hat{L}_m \hat{i}_{dr} \quad (4.18)$$

$$\hat{v}_{dr} = S\hat{L}_m \hat{i}_{qs} - \hat{r}_r \hat{i}_{dr} + S(\hat{L}_r + \hat{L}_m) \hat{i}_{qr} \quad (4.19)$$

$$\hat{v}_{qr} = -S\hat{L}_m \hat{i}_{ds} - S(\hat{L}_r + \hat{L}_m) \hat{i}_{dr} - \hat{r}_r \hat{i}_{qr} \quad (4.20)$$

En la figura 4.3 se muestra el diagrama de interconexión del aerogenerador doblemente alimentado con la red. En esta figura se puede observar que el intercambio de potencia de la máquina con la red se realiza tanto con el estator como con el convertidor del lado de la red. Por lo tanto, la potencia activa total de la máquina es igual a la suma de la potencia del estator más la potencia del convertidor del lado de la red, debido a esto, la ecuación (4.9) se ve modificada teniendo como resultado la ecuación (4.21).

$$\hat{P} = \hat{v}_{ds}\hat{i}_{ds} + \hat{v}_{qs}\hat{i}_{qs} + \hat{v}_{dc}\hat{i}_{dc} + \hat{v}_{qc}\hat{i}_{qc} \quad (4.21)$$

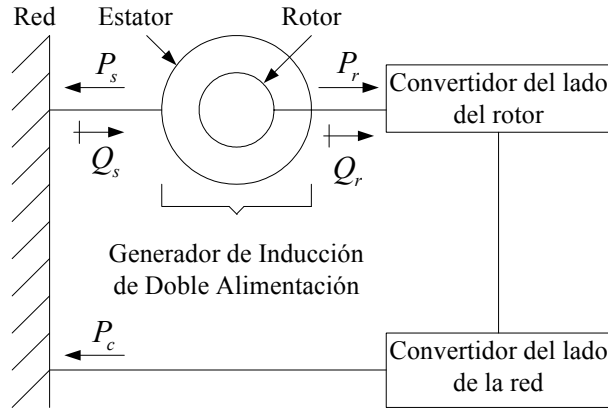


Figura 4.3. Circuito de interconexión del DFIG.

Se asume que el convertidor del lado de la red opera con un factor de potencia unitario, por lo que el convertidor del lado de la red únicamente intercambia potencia activa con la red, y el intercambio de potencia reactiva se realiza con el circuito del estator. Por lo tanto la ecuación (4.10) se reduce a la ecuación (4.22) [Medina and Feijoo, 2009], [Slootweg et al., 2001]:

$$\hat{Q} = \hat{v}_{ds}\hat{i}_{qs} - \hat{v}_{qs}\hat{i}_{ds} \quad (4.22)$$

4.3.1 Modelo eléctrico de la máquina

El comportamiento eléctrico del DFIG se representa en estudios de estabilidad transitoria con las ecuaciones de voltaje (4.17) a (4.20), ecuaciones de potencia (4.21) y (4.22) y la ecuación del par eléctrico (4.11)

4.3.2 Modelo electromecánico del rotor

El comportamiento del sistema mecánico del DFIG se representa en estudio de estabilidad de corto plazo en el tiempo con la ecuación de oscilación (4.12):

$$\dot{\omega} = \frac{\omega_0}{2H} (T_e - T_m) \quad (4.12)$$

Donde: ω_0 es la velocidad de sincronismo, ω es la velocidad angular del rotor, H es la constante de inercia, T_e es el par eléctrico y T_m es el par mecánico. El modelo eléctrico utiliza la convención generador para el estator y para el rotor, de la IEEE [IEEE, 1969].

4.4 MODELO DE LOS CONTROLES PARA EL AEROGENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO DE PRIMER ORDEN

A continuación se describe el modelo matemático de los controles del aerogenerador de inducción doblemente alimentado, el cual consta de un control de velocidad y un control de voltaje.

4.4.1 Modelo del control de velocidad

Para obtener la relación entre el par electromecánico y la componente de corriente del eje en cuadratura, se sustituyen las ecuaciones (4.7) y (4.8) en (4.11), teniendo:

$$\hat{T}_e = \hat{L}_m \hat{i}_{ds} \hat{i}_{qr} + \hat{L}_m \hat{i}_{qs} \hat{i}_{dr} \quad (4.23)$$

Al despejar i_{ds} de la ecuación (4.18) e i_{qs} de la ecuación (4.17) y sustituyéndolas en (4.23):

$$\hat{T}_e = \frac{\hat{L}_m \hat{v}_{qs} \hat{i}_{qr} + \hat{L}_m \hat{r}_s \hat{i}_{qs} \hat{i}_{qr} + \hat{L}_m \hat{v}_{ds} \hat{i}_{dr} + \hat{L}_m \hat{r}_s \hat{i}_{ds} \hat{i}_{dr}}{(\hat{L}_s + \hat{L}_m)} \quad (4.24)$$

Como se mencionó anteriormente, al omitir la resistencia del estator y asumiendo el máximo flujo del estator en el eje directo, lo que implica que el voltaje del estator en el eje directo sea cero y el voltaje en el eje en cuadratura sea igual al voltaje en terminales, la ecuación (4.24) se reduce a la ecuación (4.25).

$$\hat{T}_e = \frac{\hat{L}_m |\hat{v}_t| \hat{i}_{qr}}{(\hat{L}_s + \hat{L}_m)} \quad (4.25)$$

Para obtener el punto de ajuste en estado estacionario de la componente de corriente del rotor en el eje en cuadratura, se despeja i_{qr} de la ecuación (4.25).

$$\hat{i}_{qr} = \frac{\hat{T}_e (\hat{L}_s + \hat{L}_m)}{\hat{L}_m |\hat{v}_t|} \quad (4.26)$$

El control de velocidad del aerogenerador opera de la siguiente forma [Slootweg, 2003]:

- Se mide la velocidad actual del rotor.
- Del valor de la velocidad actual se determina un punto de ajuste de potencia generada al utilizar la curva característica del DFIG.
- Del punto de ajuste de la potencia generada se calcula el punto de ajuste para el par eléctrico al dividir el punto de ajuste de la potencia entre la velocidad actual.
- Se calcula el punto de ajuste de la corriente utilizando la ecuación (4.26).
- Como resultado del modelo del generador y del convertidor, descritos anteriormente, el punto de ajuste de la corriente se alcanza inmediatamente.

4.4.2 Modelo del control de voltaje

Para el desarrollo del modelo del control de voltaje, se utiliza el convertidor del lado del rotor y se omite la resistencia del estator, asumiendo que el máximo flujo del estator se encuentra en el eje directo y considerando que la potencia reactiva de intercambio con la red se realiza únicamente a través del estator [Holdsworth et al., 2003] por lo que la ecuación de potencia reactiva se reduce de la siguiente forma.

$$\hat{Q} = -\hat{v}_{qs} \hat{i}_{ds} \quad (4.27)$$

Cuando se omite la resistencia del estator, la potencia reactiva generada por el generador se relaciona directamente con la componente de corriente del rotor en eje directo [Slootweg et al., 2001]. Para encontrar la relación entre la potencia reactiva y la componente de corriente del rotor, se despeja la corriente del estator en eje directo de la ecuación (4.18).

$$\hat{i}_{ds} = \frac{-|\hat{v}_t| - \hat{\omega} \hat{L}_m \hat{i}_{dr}}{\hat{\omega} (\hat{L}_s + \hat{L}_m)} \quad (4.28)$$

Sustituyendo (4.28) en (4.27):

$$\hat{Q} = \frac{|\hat{v}_t|^2}{(\hat{L}_s + \hat{L}_m)} + \frac{|\hat{v}_t|^2 \hat{L}_m \hat{i}_{dr}}{\hat{L}_s + \hat{L}_m} \quad (4.29)$$

La componente de corriente del rotor en eje directo se divide en una parte que magnetiza al generador y una parte que determina la potencia total de intercambio con la red [Slootweg et al., 2001].

$$\hat{Q} = \frac{|\hat{v}_t|^2}{(\hat{L}_s + \hat{L}_m)} + \frac{|\hat{v}_t|^2 \hat{L}_m (\hat{i}_{dr_mag} + \hat{i}_{dr_gen})}{\hat{L}_s + \hat{L}_m} \quad (4.30)$$

El valor de la corriente del rotor en eje directo necesaria para magnetizar el generador se determina con la ecuación (4.31) [14].

$$\hat{i}_{dr_mag} = -\frac{|\hat{v}_t|}{\hat{\omega}\hat{L}_m} \quad (4.31)$$

Sustituyendo la ecuación (4.31) en (4.30).

$$\hat{Q} = \frac{|\hat{v}_t| \hat{L}_m \hat{i}_{dr_gen}}{\hat{L}_s + \hat{L}_m} \quad (4.32)$$

Para obtener el punto de ajuste en estado estacionario de la componente de corriente del rotor en el eje directo se despeja i_{dr_gen} de la ecuación (4.32) y se suma a la corriente de magnetización en eje directo del rotor.

$$\hat{i}_{dr_gen} = \frac{\hat{Q}(\hat{L}_s + \hat{L}_m)}{|\hat{v}_t| \hat{L}_m} \quad (4.33)$$

La corriente del rotor en el eje directo es igual a la suma de la corriente de magnetización más la corriente de la máquina [Slootweg et al., 2001].

$$\hat{i}_{dr} = \hat{i}_{dr_mag} + \hat{i}_{dr_gen} \quad (4.34)$$

Un control de voltaje para el generador de inducción doblemente alimentado se muestra en la figura 4.4. Cuando el valor de la constante K_v se cambia a cero, el control mantiene un factor de potencia igual a la unidad [Slootweg, 2003].

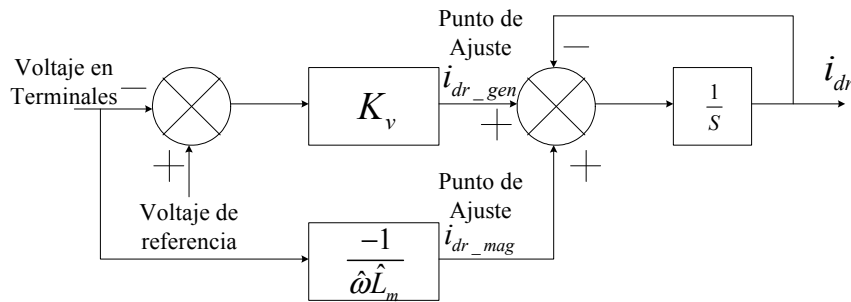


Figura 4.4. Diagrama de bloques del control de voltaje para un DFIG (Adaptada de [Slootweg, 2003]).

La ecuación de estado del modelo del control de voltaje para un DFIG, desarrollado del diagrama de bloques de la figura 4.4 es:

$$\dot{i}_{dr} = K_v v_{t_ref} - |\hat{v}_t| \left(K_v + \frac{1}{\hat{L}_m} \right) - \hat{i}_{dr} \quad (4.35)$$

4.5 MODELO COMPLETO DEL AEROGENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO DE PRIMER ORDEN

4.5.1 Modelo eléctrico

Las siguientes ecuaciones muestran en modelo eléctrico del generador de inducción doblemente alimentado :

$$\hat{v}_{ds} = -\hat{r}_s \hat{i}_{ds} + (\hat{L}_s + \hat{L}_m) \dot{\hat{i}}_{ds} + \hat{L}_m \dot{\hat{i}}_{qr} \quad (4.36)$$

$$\hat{v}_{qs} = -(\hat{L}_s + \hat{L}_m) \dot{\hat{i}}_{qs} - \hat{r}_s \hat{i}_{qs} - \hat{L}_m \dot{\hat{i}}_{dr} \quad (4.37)$$

$$\hat{v}_{dr} = S \hat{L}_m \dot{\hat{i}}_{qs} - \hat{r}_r \hat{i}_{dr} + S (\hat{L}_r + \hat{L}_m) \dot{\hat{i}}_{qr} \quad (4.38)$$

$$\hat{v}_{qr} = -S \hat{L}_m \dot{\hat{i}}_{ds} - S (\hat{L}_r + \hat{L}_m) \dot{\hat{i}}_{dr} - \hat{r}_r \hat{i}_{qr} \quad (4.39)$$

$$\hat{P} = \hat{v}_{ds} \hat{i}_{ds} + \hat{v}_{qs} \hat{i}_{qs} + \hat{v}_{dc} \hat{i}_{dc} + \hat{v}_{qc} \hat{i}_{qc} \quad (4.40)$$

$$\hat{Q} = -\hat{v}_{qs} \hat{i}_{ds} \quad (4.41)$$

$$\hat{T}_e = \hat{L}_m \hat{i}_{ds} \hat{i}_{qr} + \hat{L}_m \hat{i}_{qs} \hat{i}_{dr} \quad (4.42)$$

4.5.2 Modelo mecánico

Las siguientes ecuaciones muestran en modelo mecánico de la turbina:

$$\dot{\omega} = \frac{\omega_0}{2H} (T_e - T_m) \quad (4.43)$$

4.5.3 Modelo del control de velocidad

Las siguientes ecuaciones muestran en modelo de la del control de velocidad:

$$\hat{i}_{qr} = \frac{\hat{T}_e (\hat{L}_s + \hat{L}_m)}{\hat{L}_m |\hat{v}_t|} \quad (4.44)$$

4.5.4 Modelo del control de voltaje

Las siguientes ecuaciones muestran en modelo del control de voltaje:

$$\hat{i}_{dr_mag} = -\frac{|\hat{v}_t|}{\hat{L}_m} \quad (4.45)$$

$$\hat{i}_{dr_gen} = \frac{\hat{Q}(\hat{L}_s + \hat{L}_m)}{|\hat{v}_t| \hat{L}_m} \quad (4.46)$$

$$\hat{i}_{dr} = \hat{i}_{dr_mag} + \hat{i}_{dr_gen} \quad (4.47)$$

$$\dot{i}_{dr} = K_v v_{t_ref} - |\hat{v}_t| \left(K_v + \frac{1}{\hat{L}_m} \right) - \hat{i}_{dr} \quad (4.48)$$

4.6 INICIALIZACIÓN DEL MODELO DEL AEROGENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO DE PRIMER ORDEN

El cálculo de las condiciones iniciales se realiza a partir de los resultados del estudio de flujos de potencia. Debido a esto, el modelo se calcula desde la salida de la máquina a las entradas. Otras consideraciones para realizar la inicialización son [Holdsworth et al., 2003], [Ishijara y Ruiz, 2010]:

- El sistema debe estar en estado estacionario con todas las derivadas iguales a cero.
- Se desprecia la saturación magnética.
- La distribución de flujo es senoidal.
- Se desprecian las pérdidas en el convertidor.

El algoritmo de solución para el método de inicialización se muestra en la figura 4.5.

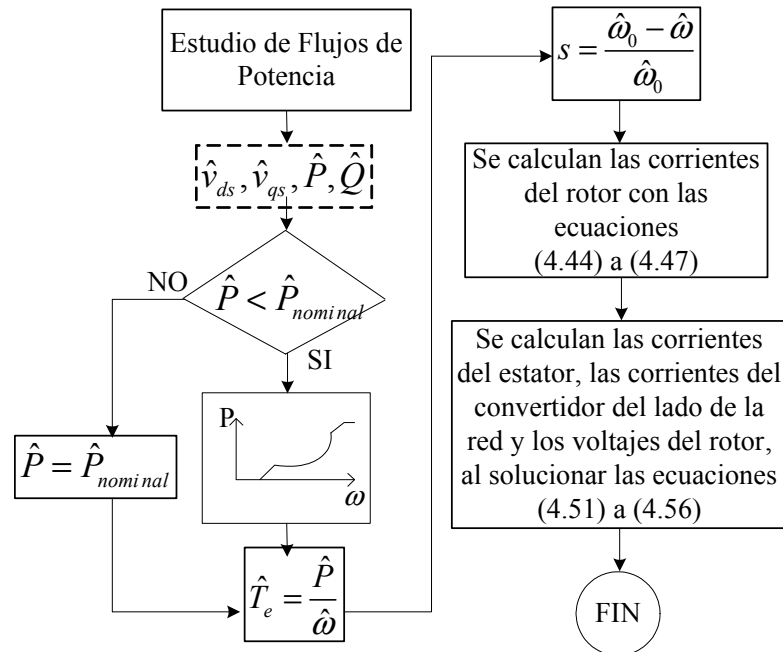


Figura 4.5. Diagrama de bloques del método de inicialización del DFIG de primer orden.

Para el estudio de flujos de potencia, el DFIG se puede modelar como un nodo PV ó PQ, dependiendo del esquema de control que se vaya a implementar. Se utiliza una representación PV cuando el objetivo de control se enfoca al control de voltaje en terminales. Se utiliza una representación PQ cuando el objetivo de control se enfoca al control del factor de potencia [Holdsworth et al., 2003].

El voltaje del nodo al que se encuentra conectado el DFIG, la potencia activa entregada a la red y la potencia reactiva consumida por el DFIG se obtienen a partir del estudio de flujos de potencia. Con estos resultados se verifica si el DFIG se encuentra a su potencia nominal. Si opera a una potencia menor que la nominal, se calcula la velocidad del rotor utilizando la curva de potencia generada contra velocidad del rotor proporcionada por el fabricante, en el caso de no poseer la curva del fabricante se tiene que construir en base a [Ishijara y Ruiz, 2010]. Con la potencia generada se determina el par eléctrico con la ecuación (4.49), teniendo la velocidad del rotor se calcula el deslizamiento con la ecuación (4.50). Finalmente se calculan las variables resultantes del método de inicialización [Ishijara y Ruiz, 2010].

$$\hat{T}_e = \frac{\hat{P}}{\hat{\omega}_r} \quad (4.49)$$

$$S = \frac{\hat{\omega}_0 - \hat{\omega}_r}{\hat{\omega}_0} \quad (4.50)$$

En caso de que el DFIG se encuentre operando a su velocidad nominal, se requieren los datos de la velocidad nominal del rotor, la velocidad del viento ó el ángulo de inclinación del aspa. El resto del proceso de solución consisten en calcular el par eléctrico, el deslizamiento y las variables resultantes del método de inicialización.

Para el cálculo de las corrientes del rotor se utilizan las ecuaciones (4.44) a (4.48) y para calcular las variables resultantes del método de inicialización, es necesario tener seis funciones con el objetivo de calcular las corrientes del estator, del convertidor y los voltajes de rotor. Para esto se consideran las ecuaciones (4.36) a (4.41) igualándolas a cero para obtener las siguientes ecuaciones:

$$f_1 = -\hat{r}_s \hat{i}_{ds} + (\hat{L}_s + \hat{L}_m) \hat{i}_{qs} + \hat{L}_m \hat{i}_{qr} - \hat{v}_{ds} = 0 \quad (4.51)$$

$$f_2 = -(\hat{L}_s + \hat{L}_m) \hat{i}_{ds} - \hat{r}_s \hat{i}_{qs} - \hat{L}_m \hat{i}_{dr} - \hat{v}_{qs} = 0 \quad (4.52)$$

$$f_3 = S \hat{L}_m \hat{i}_{qs} - \hat{r}_r \hat{i}_{dr} + S (\hat{L}_r + \hat{L}_m) \hat{i}_{qr} - \hat{v}_{dr} = 0 \quad (4.53)$$

$$f_4 = -S \hat{L}_m \hat{i}_{ds} - S (\hat{L}_r + \hat{L}_m) \hat{i}_{dr} - \hat{r}_r \hat{i}_{qr} - \hat{v}_{qr} = 0 \quad (4.54)$$

$$f_5 = \hat{v}_{ds} \hat{i}_{ds} + \hat{v}_{qs} \hat{i}_{qs} + \hat{v}_{dc} \hat{i}_{dc} + \hat{v}_{qc} \hat{i}_{qc} - \hat{P} = 0 \quad (4.55)$$

$$f_6 = -\hat{v}_{qs} \hat{i}_{ds} - \hat{Q} = 0 \quad (4.56)$$

Como se puede observar, las ecuaciones (4.51) a (4.56) forman un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales, por lo que se deben solucionar utilizando un método numérico. En este trabajo se eligió el método de Newton-Raphson. El sistema de ecuaciones no lineales tiene la forma [Ledesma and Usaola, 2005]:

$$J\Delta X = \Delta f \quad (4.57)$$

Con:

$$\Delta X(i) = X(i+1) - X(i) \quad (4.58)$$

$$\Delta f = f - f[x(i)] \quad (4.59)$$

Donde:

$$\Delta X = \Delta(\hat{i}_{ds}, \hat{i}_{qs}, \hat{i}_{dr}, \hat{i}_{qr}, \hat{v}_{dr}, \hat{v}_{qr})^T \quad (4.60)$$

$$\Delta f = \Delta(f_1, f_2, f_3, f_4, f_5, f_6)^T \quad (4.61)$$

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial \hat{i}_{ds}} & \frac{\partial f_1}{\partial \hat{i}_{qs}} & \cdot & \cdot & \cdot & \frac{\partial f_1}{\partial \hat{v}_{qr}} \\ \frac{\partial f_2}{\partial \hat{i}_{ds}} & \frac{\partial f_2}{\partial \hat{i}_{qs}} & \cdot & \cdot & \cdot & \frac{\partial f_2}{\partial \hat{v}_{qr}} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \frac{\partial f_6}{\partial \hat{i}_{ds}} & \frac{\partial f_6}{\partial \hat{i}_{qs}} & \cdot & \cdot & \cdot & \frac{\partial f_6}{\partial \hat{v}_{qr}} \end{bmatrix} \quad (4.62)$$

El proceso de solución de sistemas de ecuaciones no lineales se debe resolver por un método iterativo, una opción es la siguiente:

1. Se calcula $\Delta y(i)$ de la ecuación (4.59).
2. Se calcula $\Delta x(i)$ de la ecuación (4.57).
3. Se calcula $x(i+1)$ de la ecuación (4.58).

4.7 APLICACIÓN DEL MODELO DEL AEROGENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO DE PRIMER ORDEN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como se mencionó en la sección 4.9, es difícil encontrar sistemas de prueba con datos reales para probar los modelos de los generadores de inducción. Debido a lo anterior en esta sección se realizan las pruebas para analizar el impacto de diferentes parámetros en estudios de estabilidad de corto plazo en el tiempo que se llevan a cabo en [Slootweg, 2003], las cuales son:

- Tiempo de liberación de falla.

- Constante de inercia del aerogenerador.
- Impedancia de interconexión con la red.

Para llevar a cabo las simulaciones se tomaron las siguientes consideraciones: la capacidad del DFIG es de 2MW y está conectado a un bus infinito, con valores en p.u. de $1 \angle 0^\circ$, a través de una línea de transmisión, como se muestra en la figura 4.6. Los datos del aerogenerador se muestran en las tablas 4.1 y 4.2, los cuales fueron obtenidos de [Slootweg, 2003]. El aerogenerador se simuló con tres diferentes condiciones de operación: a baja potencia, media potencia y con potencia nominal, es decir, con valores de potencia activa de 0.1 p.u., 0.5 p.u. y 1 p.u.

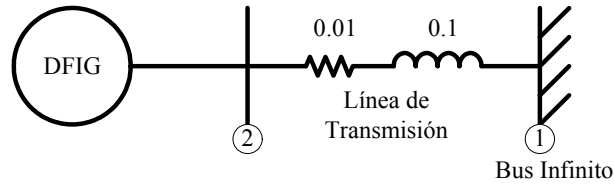


Figura 4.6. Diagrama unifilar del sistema de prueba (Adaptada de [Slootweg, 2003])

Tabla 4.1. Datos de la Turbina (Adaptada de [Slootweg, 2003]).

Turbina	
Parámetro	Valor
Diámetro	75 m
Velocidad	9-21 rpm
Potencia Nominal	2 MW
Velocidad del viento nominal	12 m/s
Velocidad del Viento	3.5 m/s
Relación de Caja de Engranes	1:100
Momento de inercia	$5.9 \times 10^6 \text{ kgm}^2$

Tabla 4.2. Datos del DFIG (Adaptada de [Slootweg, 2003]).

DFIG	
Parámetro	Valor
Número de polos	4
Velocidad	900-2100 rpm
Inductancia mutua	3 p.u.
Inductancia de dispersión del estator	0.1 p.u.
Inductancia de dispersión del rotor	0.08 p.u.
Resistencia del estator	0.01 p.u.
Resistencia del rotor	0.01 p.u.
Inductancia de la línea	0.1 p.u.
Resistencia de la línea	0.01 p.u.

El análisis de los resultados se muestra en tres secciones, una para el estudio de flujos de potencia, otra para la inicialización de los aerogeneradores de velocidad variable, y otra sección para el estudio de estabilidad de corto plazo en el tiempo.

El estudio de flujos de potencia se realizó por medio del programa flujos [Ruiz, 1996], el proceso de inicialización de los modelos dinámicos de los generadores de

inducción se realiza siguiendo el método descrito en la sección 4.6 y el análisis de la estabilidad se lleva a cabo en el programa de simulación en el tiempo TRANSTAB [Ruiz, 1996].

4.7.1 Prueba a baja potencia (potencia = 0.1 p.u.)

Para éste caso, se simula el DFIG operando con una potencia activa de 0.1 p.u. Al transcurrir 1 segundo de simulación se aplica una falla trifásica en el nodo 2 y se analizan los siguientes casos:

- Cambiando el tiempo de liberación:
 - Se libera la falla a 0.1 segundos después de aplicar la falla.
 - Se libera la falla a 0.15 segundos después de aplicar la falla.
 - Se libera la falla a 0.198 segundos (tiempo crítico de liberación) después de aplicar la falla.
- Cambiando la constante de inercia del aerogenerador.
 - Se utiliza una constante de inercia de 0.0348 segundos.
 - Se utiliza una constante de inercia de 0.0523 segundos.
 - Se utiliza una constante de inercia de 0.0697 segundos.
- Cambiando la impedancia de interconexión con la red.
 - Se considera una impedancia de $0.01+j0.1$.
 - Se considera una impedancia de $0.02+j0.2$.
 - Se considera una impedancia de $0.03+j0.3$.

4.7.1.1 Resultados del estudio de Flujos de Potencia

En tabla 4.3 se muestran los resultados del estudio de flujos de potencia con diferentes valores de impedancia de interconexión.

Tabla 4.3. Resultados del estudio de flujos de potencia para la condición de potencia baja.

Parámetro [p.u.]	Impedancia [p.u.]		
	$0.01+j0.1$	$0.02+j0.2$	$0.03+j0.3$
Voltaje en el nodo	$0.9805 \angle 0.7012^\circ$	$0.9601 \angle 1.4323^\circ$	$0.9386 \angle 2.1976^\circ$
Potencia Activa Generada	0.1	0.1	0.1
Potencia Reactiva Consumida	0.2	0.2	0.2

4.7.1.2 Resultados del Proceso de Inicialización

En la tabla 4.4 se muestran los resultados del proceso de inicialización con diferentes valores de impedancia de interconexión

4.7.1.3 Resultados del Estudio de Estabilidad

- Cambiando el tiempo de liberación de falla con una constante de inercia de 0.0523 segundos y una impedancia de interconexión de $0.01+j0.1$.

Tabla 4.4. Resultados del proceso de inicialización para la condición de potencia baja.

Parámetro	Impedancia		
	0.01+j0.1	0.02+j0.2	0.03+j0.3
Velocidad	9.4 rpm	9.4 rpm	9.4 rpm
Deslizamiento	0.372303 p.u.	0.372303 p.u.	0.372303 p.u.
Corriente del rotor en el eje d	-0.11126 p.u.	-0.10005 p.u.	-0.0883 p.u.
Corriente del rotor en el eje q	0.10538 p.u.	0.10763 p.u.	0.11010 p.u.
Corriente del estator en el eje d	-0.20363 p.u.	-0.20791 p.u.	-0.21257 p.u.
Corriente del estator en el eje q	-0.09882 p.u.	-0.09719 p.u.	-0.09578 p.u.
Voltaje del rotor en el eje d	0.00068 p.u.	0.00039 p.u.	0.00009 p.u.
Voltaje del rotor en el eje q	-0.01557 p.u.	-0.01526 p.u.	-0.01494 p.u.
Corriente del convertidor en el eje d	-0.00157 p.u.	-0.00294 p.u.	-0.00445 p.u.
Corriente del convertidor en el eje q	-0.00066 p.u.	-0.00173 p.u.	-0.00251 p.u.

En la figura 4.7 se muestra el comportamiento del sistema al variar el tiempo de liberación de falla.

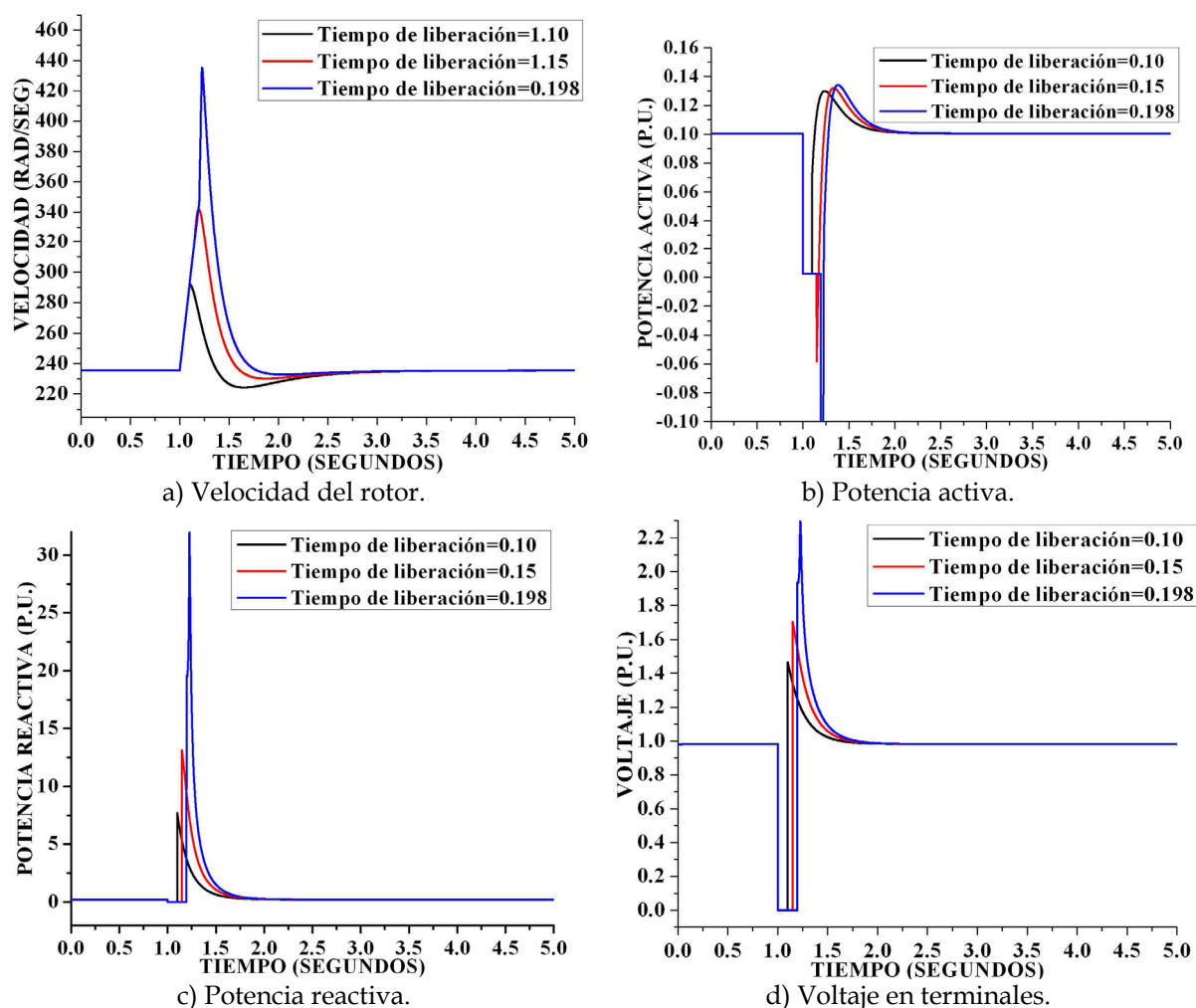


Figura 4.7. Respuesta de las variables principales del generador doblemente alimentado en el tiempo al variar el tiempo de liberación de falla para el estado de baja potencia.

- Cambiando la constante de inercia con un tiempo de liberación de falla de 0.1 segundos después de aplicar la falla y una impedancia de interconexión de $0.01+j0.1$

En la figura 4.8 se muestra el comportamiento del sistema al variar la constante de inercia.

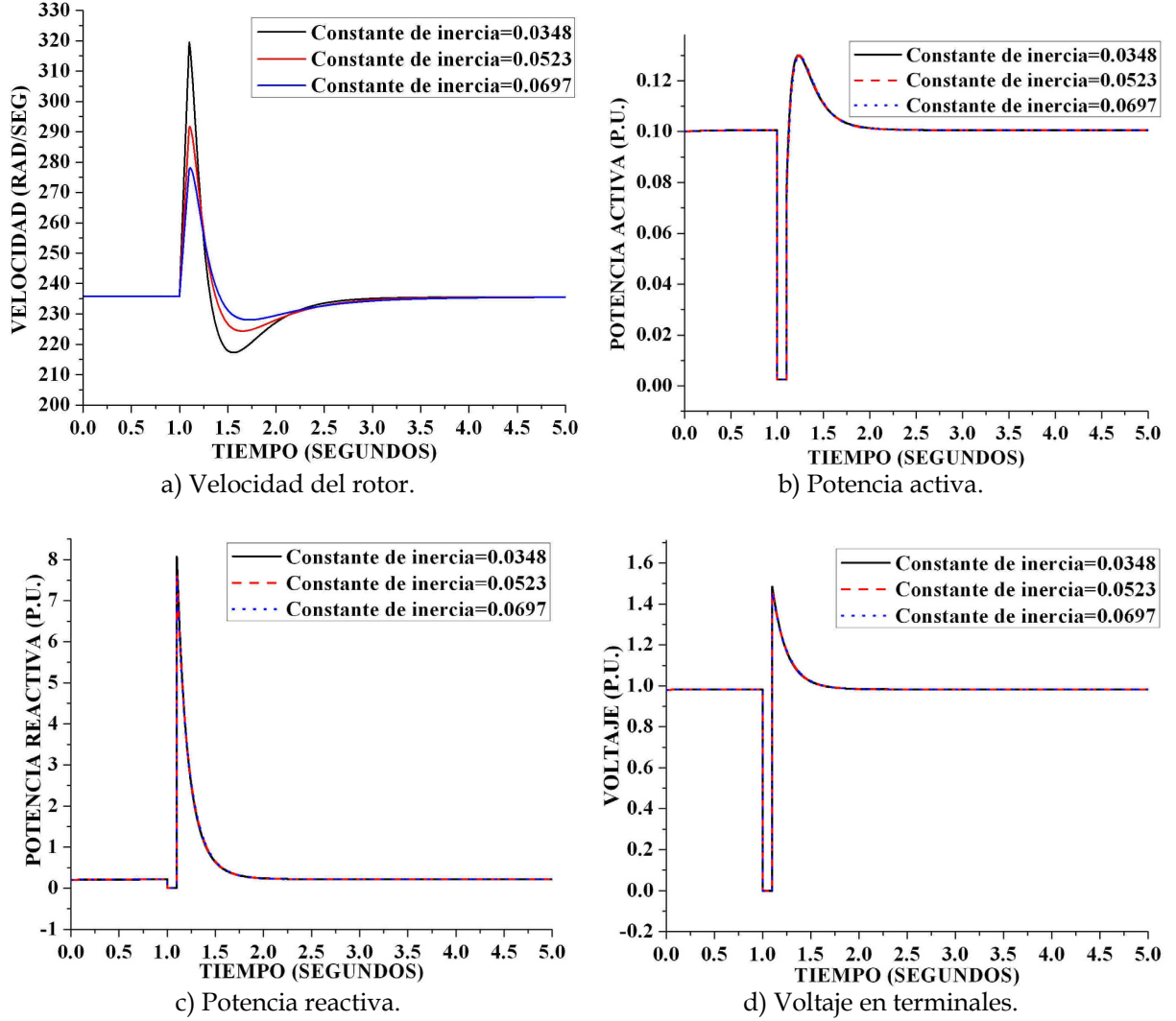


Figura 4.8. Respuesta de las variables principales del generador doblemente alimentado en el tiempo al variar el la constante de inercia para el estado de baja potencia.

- Cambio de impedancia de interconexión con una constante de inercia de 0.0523 segundos y un tiempo de liberación de falla de 0.1 segundos después de aplicar la falla.

En la figura 4.9 se muestra el comportamiento del sistema al variar la impedancia de interconexión.

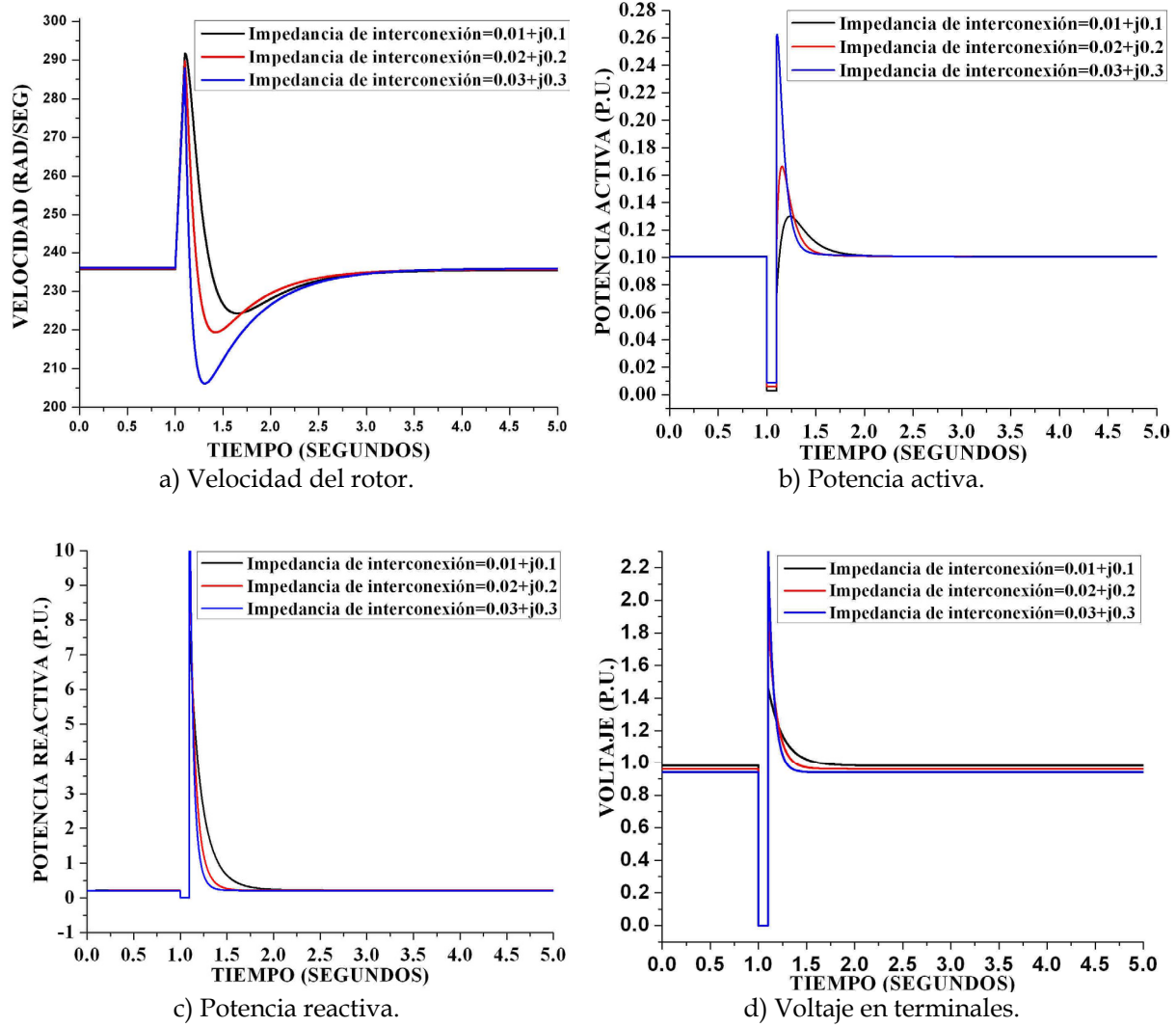


Figura 4.9. Respuesta de las variables principales del generador doblemente alimentado en el tiempo al variar la impedancia de interconexión para el estado de baja potencia.

4.7.2 Prueba a media potencia (potencia = 0.5 p.u.)

Para éste caso, se simula el DFIG operando con una potencia activa de 0.5 p.u. Al transcurrir 1 segundo de simulación se aplica una falla trifásica en el nodo 2 y se analizan los siguientes casos:

- Cambiando el tiempo de liberación:
 - Se libera la falla a 0.1 segundos después de aplicar la falla.
 - Se libera la falla a 0.15 segundos después de aplicar la falla.
 - Se libera la falla a 0.2 segundos después de aplicar la falla.

- Cambiando la constante de inercia del aerogenerador.
 - Se utiliza una constante de inercia de 0.0348 segundos.
 - Se utiliza una constante de inercia de 0.0523 segundos.
 - Se utiliza una constante de inercia de 0.0697 segundos.
- Cambiando la impedancia de interconexión con la red.
 - Se considera una impedancia de $0.01+j0.1$.
 - Se considera una impedancia de $0.02+j0.2$.
 - Se considera una impedancia de $0.03+j0.3$.

4.7.2.1 Resultados del estudio de Flujos de Potencia

En tabla 4.5 se muestran los resultados del estudio de flujos de potencia con diferentes valores de impedancia de interconexión.

Tabla 4.5. Resultados del estudio de flujos de potencia para la condición de potencia media.

Parámetro [p.u.]	Impedancia [p.u.]		
	0.01+j0.1	0.02+j0.2	0.03+j0.3
Voltaje en el nodo	0.9834 $\angle$ 3.0312°	0.9630 $\angle$ 6.1998°	0.9381 $\angle$ 9.5723°
Potencia Activa Generada	0.5	0.5	0.5
Potencia Reactiva Consumida	0.2	0.2	0.2

4.7.2.2 Resultados del Proceso de Inicialización

En la tabla 4.6 se muestran los resultados del proceso de inicialización con diferentes valores de impedancia de interconexión

Tabla 4.6. Resultados del proceso de inicialización para la condición de potencia media.

Parámetro	Impedancia		
	0.01+j0.1	0.02+j0.2	0.03+j0.3
Velocidad	15.2 rpm	15.2 rpm	15.2 rpm
Deslizamiento	-0.015 p.u.	-0.015 p.u.	-0.015
Corriente del rotor en el eje d	-0.11227 p.u.	-0.10165 p.u.	-0.08778 p.u.
Corriente del rotor en el eje q	0.52542 p.u.	0.53652 p.u.	0.55075 p.u.
Corriente del estator en el eje d	-0.20138 p.u.	-0.20435 p.u.	-0.20750 p.u.
Corriente del estator en el eje q	-0.49258 p.u.	-0.48681 p.u.	-0.48407 p.u.
Voltaje del rotor en el eje d	-0.00101 p.u.	-0.00191 p.u.	-0.00284 p.u.
Voltaje del rotor en el eje q	-0.01974 p.u.	-0.01947 p.u.	-0.01910 p.u.
Corriente del convertidor en el eje d	-0.02861 p.u.	-0.05819 p.u.	-0.09135 p.u.
Corriente del convertidor en el eje q	-0.00442 p.u.	-0.00694 p.u.	-0.00605 p.u.

4.7.2.3 Resultados del Estudio de Estabilidad

- Cambiando el tiempo de liberación de falla con una constante de inercia de 0.0523 segundos y una impedancia de interconexión de $0.01+j0.1$

En la figura 4.10 se muestra el comportamiento del sistema al variar el tiempo de liberación de falla.

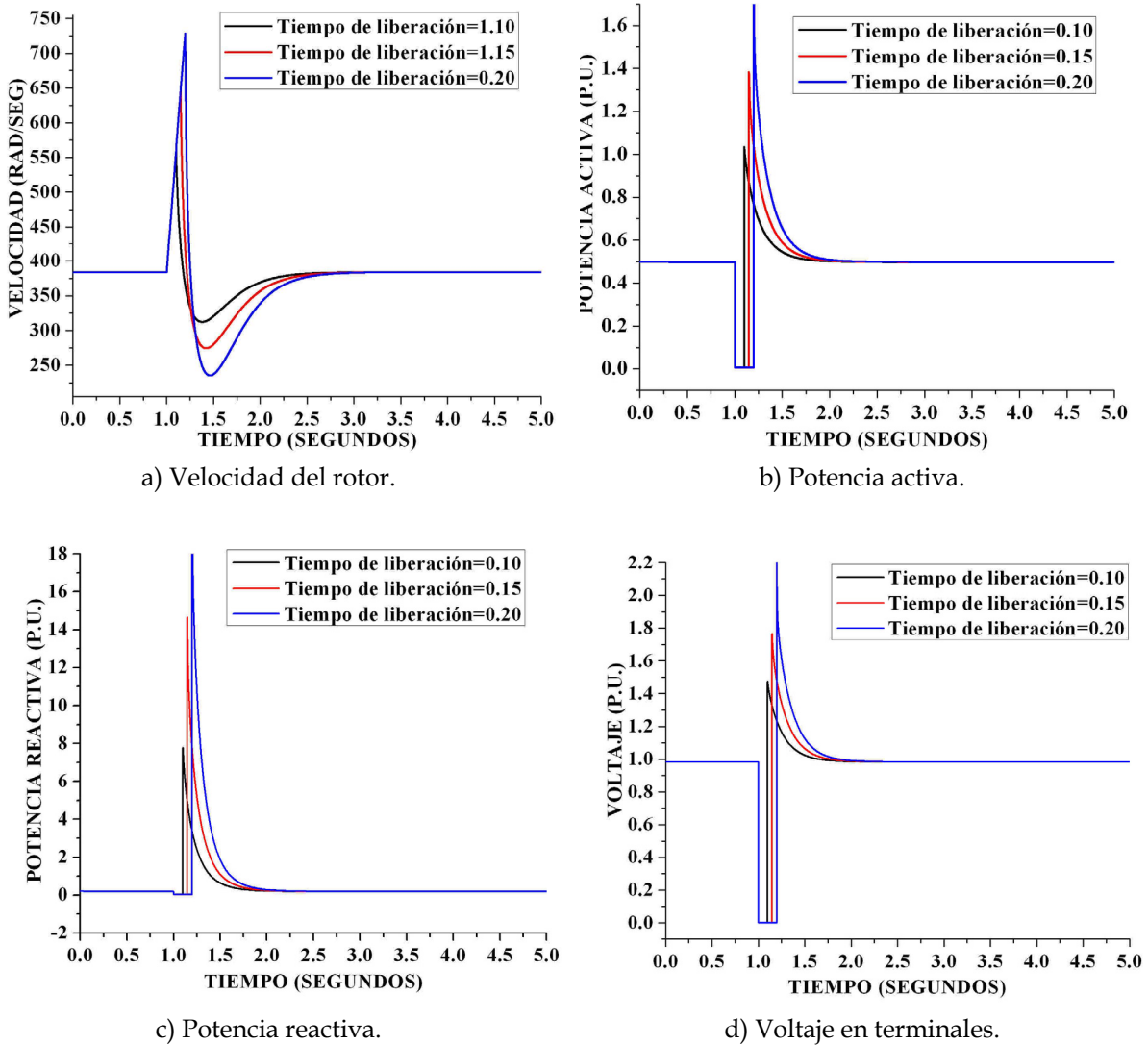


Figura 4.10. Respuesta de las variables principales del generador doblemente alimentado en el tiempo al variar el tiempo de liberación de falla para el estado de media potencia.

- Cambiando la constante de inercia con un tiempo de liberación de falla de 0.1 segundos después de aplicar la falla y una impedancia de interconexión de $0.01+j0.1$

En la figura 4.11 se muestra el comportamiento del sistema al variar la constante de inercia.

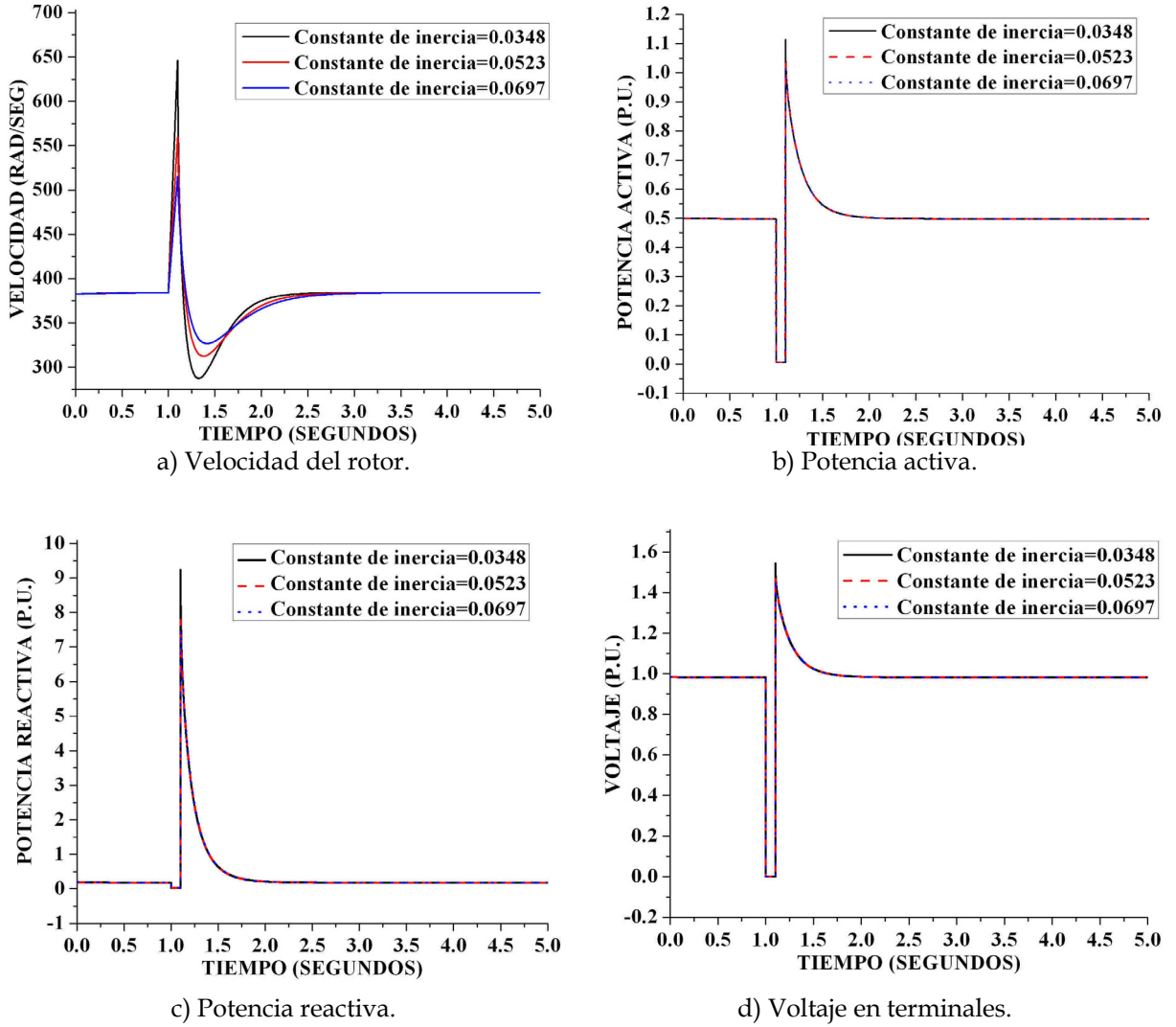


Figura 4.11 Respuesta de las variables principales del generador doblemente alimentado en el tiempo al variar la constante de inercia para el estado de media potencia.

- Cambio de impedancia de interconexión con una constante de inercia de 0.0523 segundos y un tiempo de liberación de falla de 0.1 segundos después de aplicar la falla.

En la figura 4.12 se muestra el comportamiento del sistema al variar la impedancia de interconexión.

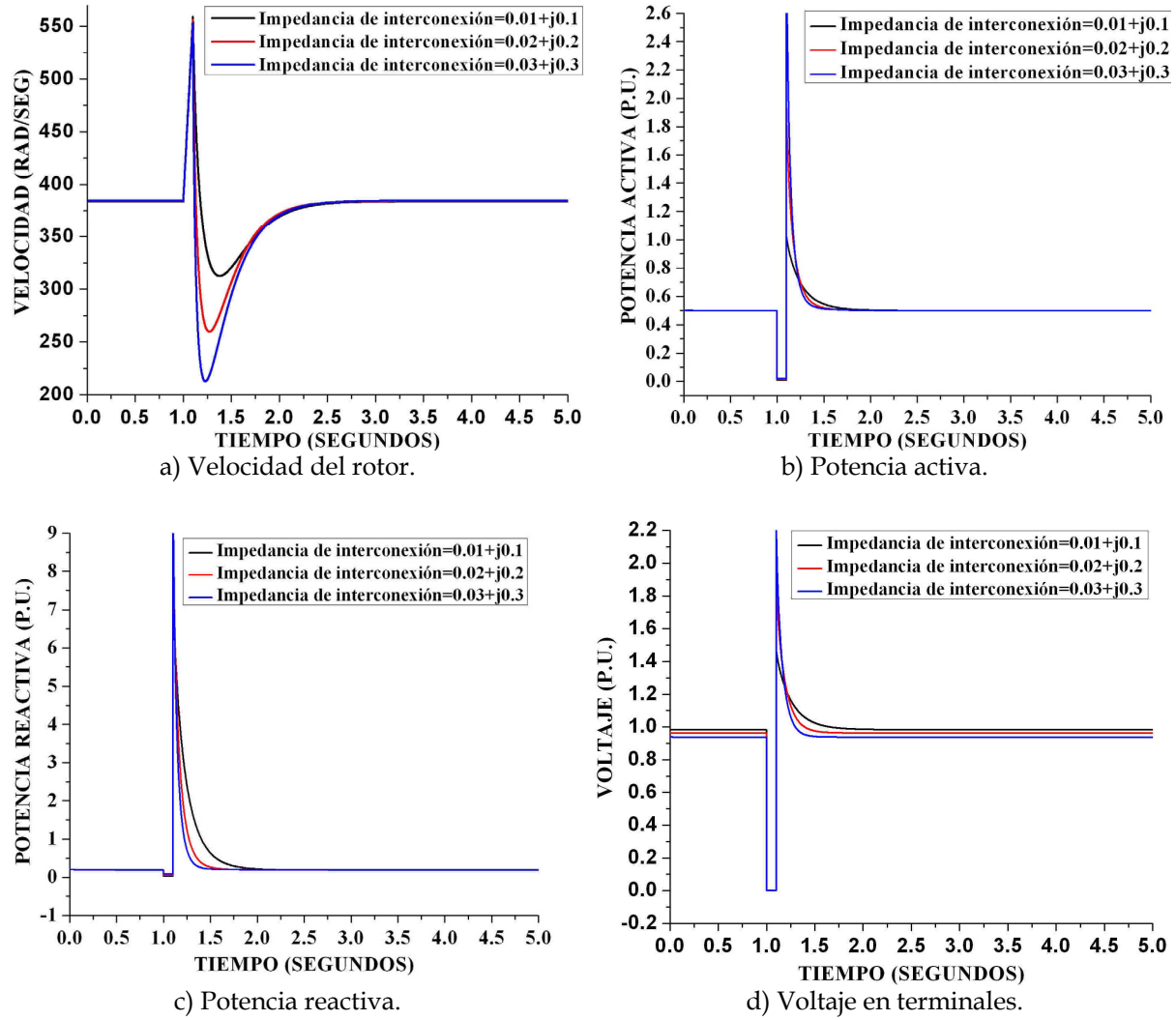


Figura 4.12. Respuesta de las variables principales del generador doblemente alimentado en el tiempo al variar la impedancia de interconexión para el estado de media potencia.

4.7.3 Prueba a potencia nominal (potencia = 1 p.u.)

Para éste caso, se simula el DFIG operando con una potencia activa de 1 p.u. Al transcurrir 1 segundo de simulación se aplica una falla trifásica en el nodo 2 y se analizan los siguientes casos:

- Cambiando el tiempo de liberación:
 - Se libera la falla a 0.053 segundos después de aplicar la falla.
 - Se libera la falla a 0.1 segundos después de aplicar la falla.
 - Se libera la falla a 0.153 (tiempo crítico de liberación) segundos después de aplicar la falla.

- Cambiando la constante de inercia del aerogenerador.
 - Se utiliza una constante de inercia de 0.0348 segundos.
 - Se utiliza una constante de inercia de 0.0523 segundos.
 - Se utiliza una constante de inercia de 0.0697 segundos.
- Cambiando la impedancia de interconexión con la red.
 - Se considera una impedancia de $0.01+j0.1$.
 - Se considera una impedancia de $0.02+j0.2$.
 - Se considera una impedancia de $0.03+j0.3$.

4.7.3.1 Resultados del estudio de Flujos de Potencia

En la figura 4.7 se muestran los resultados del estudio de flujos de potencia con diferentes valores de impedancia de interconexión.

Tabla 4.7. Resultados del estudio de flujos de potencia para la condición de potencia nominal.

Parámetro [p.u.]	Impedancia [p.u.]		
	0.01+j0.1	0.02+j0.2	0.03+j0.3
Voltaje en el nodo	0.9845 $\angle$ 5.9471°	0.9561 $\angle$ 12.3204°	0.9086 $\angle$ 19.6794°
Potencia Activa Generada	1.0	1.0	1.0
Potencia Reactiva Consumida	0.2	0.2	0.2

4.7.3.2 Resultados del Proceso de Inicialización

En la tabla 4.8 se muestran los resultados del proceso de inicialización con diferentes valores de impedancia de interconexión

Tabla 4.8. Resultados del proceso de inicialización para la condición de potencia nominal.

Parámetro	Impedancia		
	0.01+j0.1	0.02+j0.2	0.03+j0.3
Velocidad	18 rpm	18 rpm	18 rpm
Deslizamiento	-0.201974	-0.201974	-0.201974
Corriente del rotor en el eje d	-0.06308 p.u.	-0.04897 p.u.	-0.02452 p.u.
Corriente del rotor en el eje q	1.04965 p.u.	1.08084 p.u.	1.13728 p.u.
Corriente del estator en el eje d	-0.19908 p.u.	-0.20062 p.u.	-0.20314 p.u.
Corriente del estator en el eje q	-0.98895 p.u.	-0.99176 p.u.	-1.01902 p.u.
Voltaje del rotor en el eje d	-0.06396 p.u.	-0.08537 p.u.	-0.10797 p.u.
Voltaje del rotor en el eje q	-0.20265 p.u.	-0.19353 p.u.	-0.17765 p.u.
Corriente del convertidor en el eje d	-0.10823 p.u.	-0.22694 p.u.	-0.37476 p.u.
Corriente del convertidor en el eje q	-0.00032 p.u.	0.01452 p.u.	0.05684 p.u.

4.7.3.3 Resultados del Estudio de Estabilidad

- Cambiando el tiempo de liberación de falla con una constante de inercia de 0.0523 segundos y una impedancia de interconexión de $0.01+j0.1$

En la figura 4.13 se muestra el comportamiento del sistema al variar el tiempo de liberación de falla.

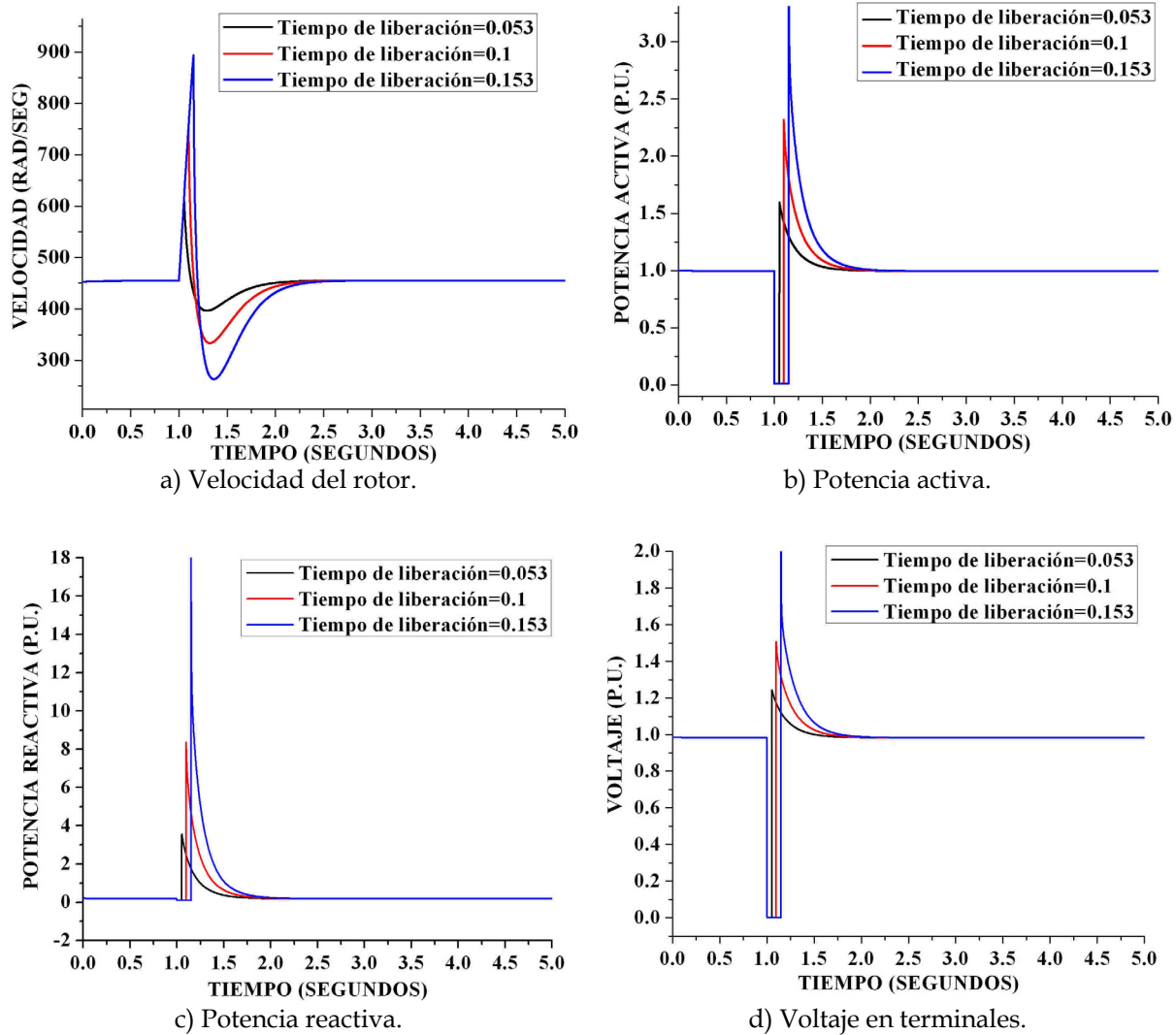


Figura 4.13. Respuesta de las variables principales del generador doblemente alimentado en el tiempo al variar el tiempo de liberación de falla para el estado a potencia nominal.

- Cambiando la constante de inercia con un tiempo de liberación de falla de 0.1 segundos después de aplicar la falla y una impedancia de interconexión de $0.01+j0.1$

En la figura 4.14 se muestra el comportamiento del sistema al variar la constante de inercia.

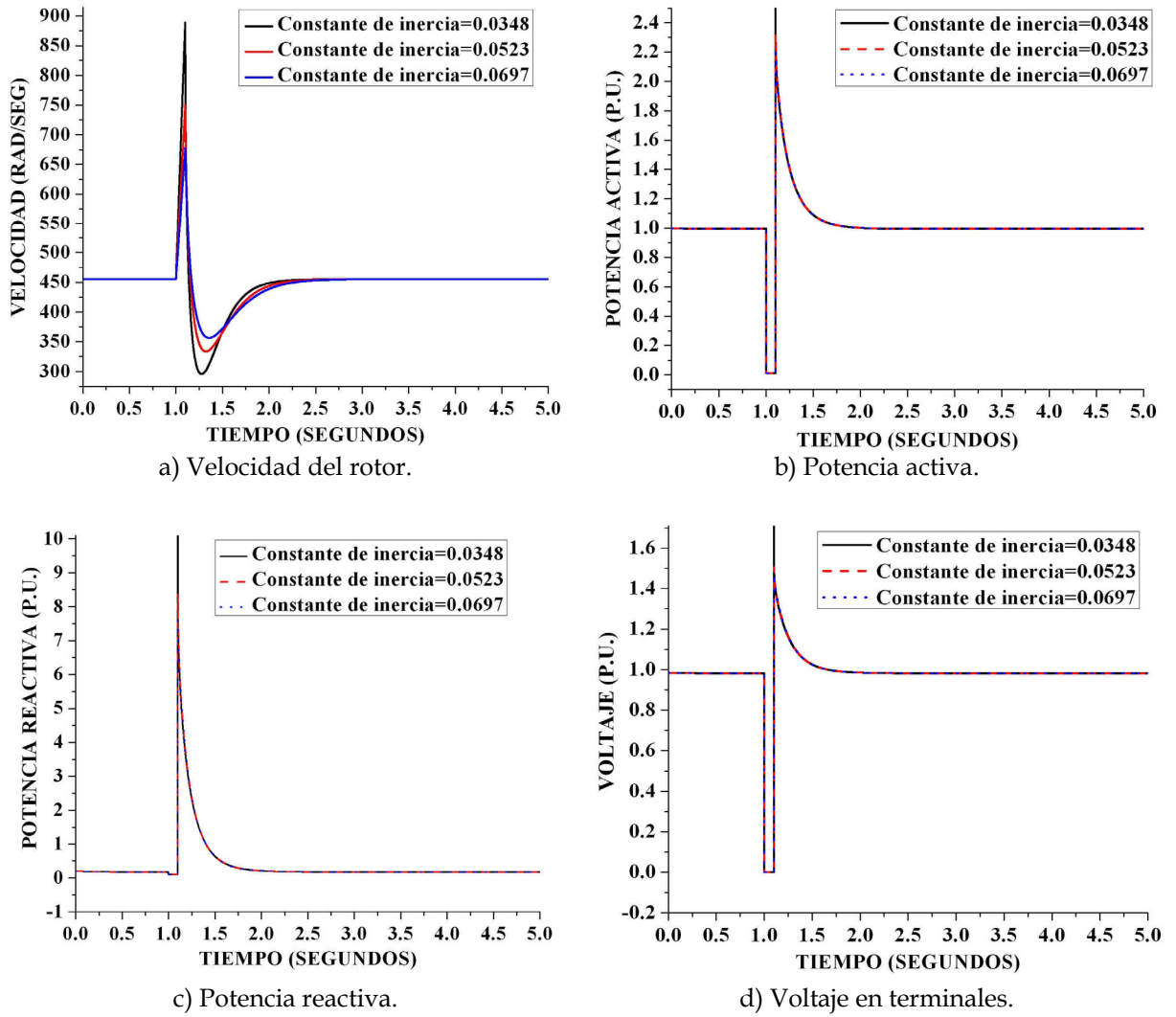


Figura 4.14. Respuesta de las variables principales del generador doblemente alimentado en el tiempo al variar la constante de inercia para el estado a potencia nominal.

- Cambio de impedancia de interconexión con una constante de inercia de 0.0523 segundos y un tiempo de liberación de falla de 0.1 segundos después de aplicar la falla.

En la figura 4.15 se muestra el comportamiento del sistema al variar la impedancia de interconexión.

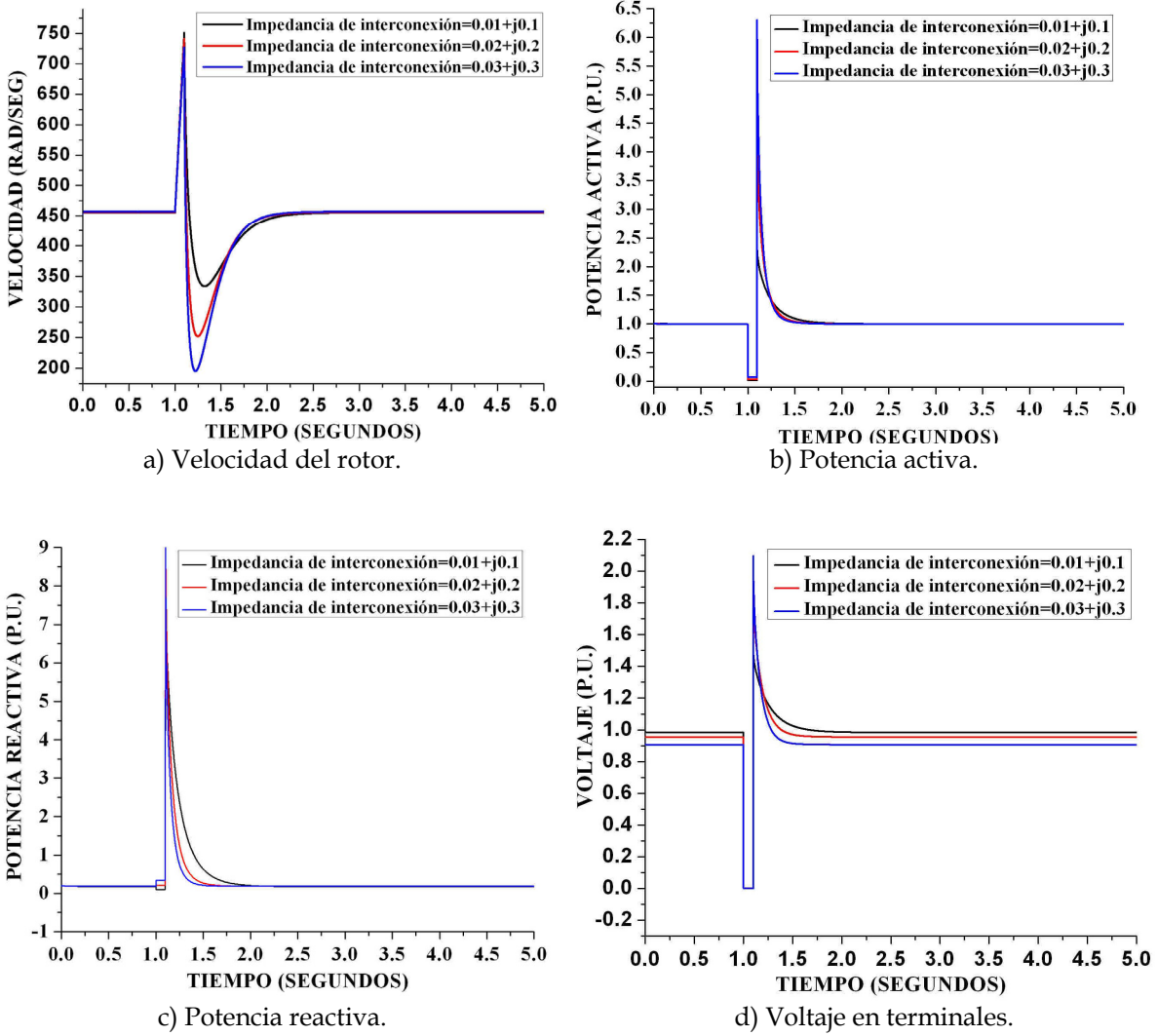


Figura 4.15. Respuesta de las variables principales del generador doblemente alimentado en el tiempo al variar la impedancia de interconexión para el estado a potencia nominal.

4.8 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

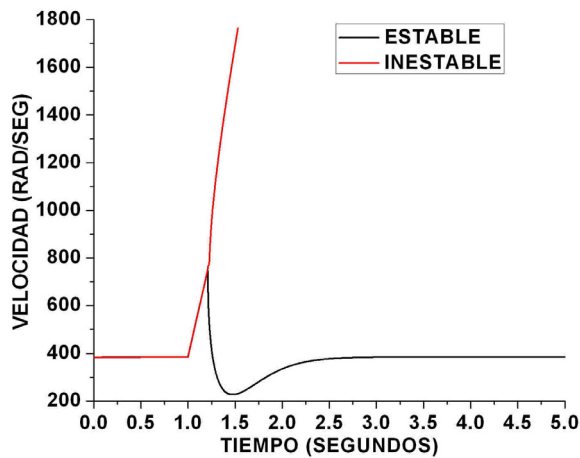
Para realizar la prueba de estabilidad se utilizó el mismo sistema que en la sección anterior. El estudio tiene una duración de cinco segundos, se aplica una falla trifásica en $t=1.0$ segundos y se libera la falla en $t=1.209$ segundos para el caso estable crítico y para el caso inestable se libera la falla en $t=1.210$ segundos. Los resultados del estudio de flujos de potencia y de inicialización se muestran en la tabla 4.9 y 4.10 respectivamente. Los resultados del estudio de estabilidad se muestran en la figura 4.16.

Tabla 4.9 Resultados del estudio de flujos de potencia para el estudio de estabilidad.

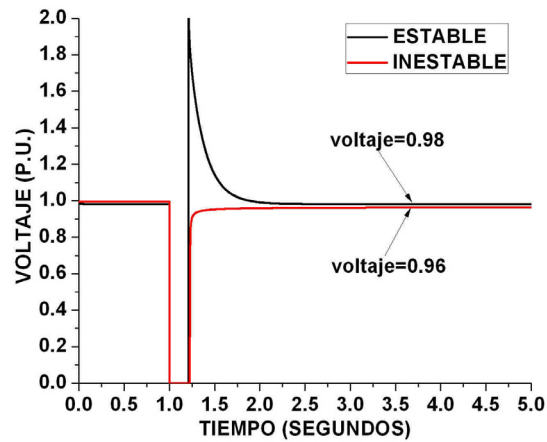
Parámetro [p.u.]	Valor
Voltaje en el nodo	0.9834 $\angle$ 3.0312°
Potencia Activa Generada	0.5
Potencia Reactiva Consumida	0.2

Tabla 4.10 Resultados del estudio del método de inicialización para el estudio de estabilidad.

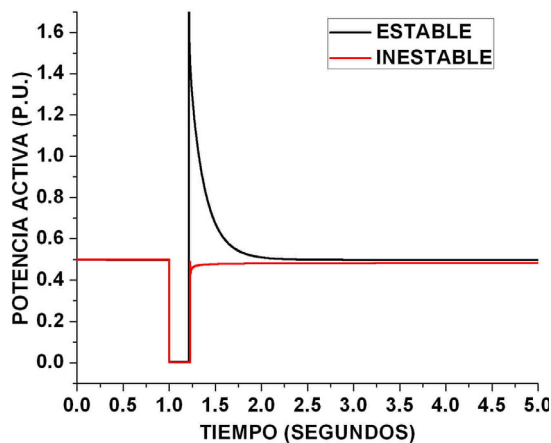
Velocidad	15.2 rpm
Deslizamiento	-0.015 p.u.
Corriente del rotor en el eje d	-0.11227 p.u.
Corriente del rotor en el eje q	0.52542 p.u.
Corriente del estator en el eje d	-0.20138 p.u.
Corriente del estator en el eje q	-0.49258 p.u.
Voltaje del rotor en el eje d	-0.00101 p.u.
Voltaje del rotor en el eje q	-0.01974 p.u.
Corriente del convertidor en el eje d	-0.02861 p.u.
Corriente del convertidor en el eje q	-0.00442 p.u.



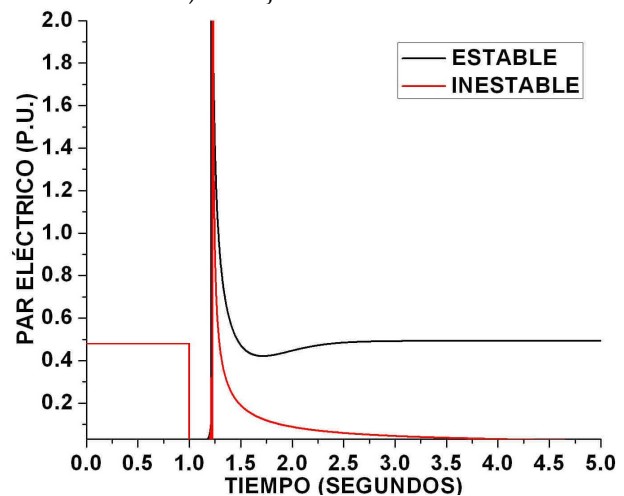
a) Velocidad del rotor.



b) Voltaje en terminales.



a) Potencia activa.



b) Par eléctrico.

Figura 4.16. Resultados de las variables del aerogenerador doblemente alimentado en el estudio de estabilidad.

4.9 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MODELO DEL AEROGENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO DE PRIMER ORDEN

La duración de falla, la robustez del acoplamiento de la red y el momento de inercia no afectan de manera considerable la respuesta de falla, ya que no se observa una tendencia a la inestabilidad del sistema al incrementar la duración de la falla, ni al cambiar la impedancia de interconexión con la red o el momento de inercia del generador [Slootweg, 2003].

El valor de la velocidad del rotor se reduce al controlar la potencia eléctrica en base a la velocidad actual. Esto toma un efecto de frenado por el hecho de que la potencia eléctrica es mayor que la potencia mecánica disponible por el viento, de modo que, el rotor se desacelera por el convertidor de electrónica de potencia y no por la red.

El principal cambio que se observa en las variables de velocidad, potencia activa, potencia reactiva y voltaje en terminales; al cambiar los valores del tiempo de liberación de falla, la constante de inercia y la impedancia de interconexión para los tres niveles de potencia analizados (baja potencia $P=0.1$, media potencia $P=0.5$ y potencia nominal $P=1.0$) es la variación de la velocidad, ya que existe una relación directa entre la potencia activa generada y la velocidad del rotor, debida a la curva característica del DFIG.

De las figuras en las que se cambia el tiempo de liberación de falla, se observa claramente que al aumentar el tiempo de liberación, también aumenta el valor de las variables de velocidad, potencia activa, potencia reactiva y el voltaje en terminales en el estado transitorio. Específicamente al analizar las figuras de velocidad contra tiempo al cambiar el tiempo de liberación de falla con los tres niveles de potencia, resalta el aumento de la velocidad al aumentar la potencia activa de generación, tanto en el estado estable como en el estado transitorio. Para el caso de las variables de potencia reactiva y del voltaje en terminales, en el estado estacionario se tiene el mismo valor para los tres niveles de potencia y aumenta en el estado transitorio al aumentar el nivel de potencia.

De las figuras en las que se cambia el valor de la constante de inercia, se observa un cambio notable únicamente en el estado transitorio de la velocidad, debido a la relación que existe entre la velocidad y la constante de inercia en la ecuación de oscilación. Para la variable de potencia activa, se nota un ligero cambio en el estado transitorio debido a la relación que existe entre la velocidad y la potencia activa de la curva característica del DFIG. Finalmente en el caso de las variables de potencia reactiva y el voltaje en terminales, no se tienen ningún cambio ni en el estado estacionario ni en el estado transitorio al existir un cambio en la constante de inercia.

De las figuras en las que se cambia el valor de la impedancia de interconexión, se observa que no existe ningún cambio en la variable de velocidad, ni en el estado estacionario, ni en el periodo de aceleración en el estado transitorio; debido a que no existe una relación directa entre la velocidad del rotor y la impedancia de interconexión del sistema. Para el caso de las variables de potencia activa y potencia reactiva se nota un cambio únicamente en el periodo transitorio, debido al cambio en el voltaje en las terminales del generador, en el que se resalta un cambio tanto en el estado estacionario, como en el estado transitorio; producido por el cambio en la impedancia de interconexión del DFIG con la red.

Del estudio de estabilidad para los casos estable crítico e inestable se puede observar que el voltaje en las terminales del generador, aún en el caso inestable, no reduce su magnitud apreciablemente. Esto hace pensar que el mecanismo de inestabilidad no corresponde a una pérdida del equilibrio estable.

4.10 PROTECCIÓN DE LOS CONVERTIDORES DE ELECTRÓNICA DE POTENCIA

Debido al incremento en la interconexión de aerogeneradores se han creado códigos de red que requieren mantener conectados a los aerogeneradores durante disturbios en la red con el objetivo de asegurar la estabilidad del SEP [Peng et al., 2009].

Al ocurrir un disturbio (falla monofásica, bifásica ó trifásica) se produce un hueco de voltaje, el cual provoca un aumento en el valor de las corrientes del estator el cual se refleja en el circuito del rotor y en los convertidores de electrónica de potencia debido al acoplamiento electromecánico. El tamaño de los convertidores de potencia es relativamente pequeño comparado con la capacidad de los generadores, por lo que los convertidores son muy sensibles a los disturbios de la red, especialmente a los huecos de voltaje que se pueden presentar (entre 10% y 100% del voltaje nominal) [Peng et al., 2009].

Sin algún tipo de protección ante huecos de voltaje se podría llegar a la destrucción de los convertidores. Para evitar esto se utiliza una protección conocida como barra transversal (del inglés “crowbar”) [Martínez et al., 2004], [Erlich et al., 2007], [Wessels et al., 2010] [Rahmann et al., 2009]. El convertidor se protege al cortocircuitar los devanados del rotor tan pronto como ocurra la falla [Zhang et al., 2008], [Rahmann et al., 2009], lo que produce el bloqueo del convertidor del lado del rotor. Al cortocircuitar los devanados del rotor, el DFIG opera como un generador tipo jaula de ardilla sin control de potencia activa ni reactiva por un periodo de tiempo muy corto (durante el periodo transitorio y la recuperación de su operación normal) [Rahmann et al., 2009] [Peng et al., 2009], [Wessels et al., 2010], sin dejar de

producir potencia activa en las terminales del estator y consumiendo potencia reactiva de la red [Akhmatov, 2005]. Finalmente la protección de barra transversal se desactiva después de un retraso de tiempo, cuando los transitorios han desaparecido para así poder recuperar el control de las potencias del DFIG [Erlich et al., 2007]

El deslizamiento inicial del generador cuando al operar la protección de barra transversal puede ser mucho mayor que el deslizamiento inicial del generador de inducción convencional en el mismo punto de operación con respecto a la potencia activa. Cuando el circuito del rotor se cortocircuita, el generador se convierte en un generador sobre-acelerado que puede absorber una cantidad considerable de potencia reactiva y altas corrientes en los devanados del generador [Akhmatov, 2005].

En sistemas robustos, el voltaje de la red y la frecuencia se restablecen con el control convencional de las plantas. Los DFIG pueden emplear una protección de barra transversal. En éste tipo de sistemas el convertidor del rotor puede esperar para reiniciarse hasta que el voltaje de la red se restablece completamente y no se requiere de un convertidor del lado de la red que provea el control de potencia reactiva [Akhmatov, 2005].

En sistemas débiles el control de potencia reactiva de la red puede ser insuficiente para restablecer el voltaje. En éste caso un cortocircuito puede comenzar una inestabilidad de voltaje en la red. Si el voltaje de la red no se restablece durante un cierto periodo de tiempo, puede existir el riesgo de que los convertidores no se reinicien y que los aerogeneradores se desconecten de la red. Por lo tanto, los convertidores del rotor deben ser capaces de reiniciarse rápidamente, quizá antes de que el voltaje de la red se restablezca. Cuando el convertidor del rotor se reinicia, éste magnetiza el DFIG y controla el consumo de potencia reactiva [Akhmatov, 2005].

Para incluir la protección de barra transversal en el programa de simulación en el tiempo TRANSTAB utilizado en el presente trabajo se requiere calcular las condiciones iniciales correspondientes del aerogenerador con el objetivo de poder utilizar los modelos de doble alimentación para los periodos de equilibrio y el del tipo jaula de ardilla para el periodo transitorio. Cuando el tiempo actual del estudio de estabilidad transitoria sea mayor ó igual al tiempo de falla y menor al tiempo de desconexión de la protección se debe cambiar del modelo del DFIG al modelo de velocidad fija, modificando las subrutinas respectivas. Si el tiempo actual de estudio es mayor que el tiempo de desconexión de la protección se debe cambiar del modelo del generador de velocidad fija al modelo del DFIG, utilizando las subrutinas originales. El diagrama de bloques para incluir y desconectar esta protección en el estudio de estabilidad transitoria, se muestra en la figura 4.17. Note que éste proceso se realiza para cada subrutina que se vea afectada por el cambio de modelo, en este caso las subrutinas afectadas son: subrutina para el cálculo de condiciones iniciales,

de las constantes de integración, inyección de corrientes, solución de ecuaciones dinámicas, prueba de convergencia y actualización de variables.

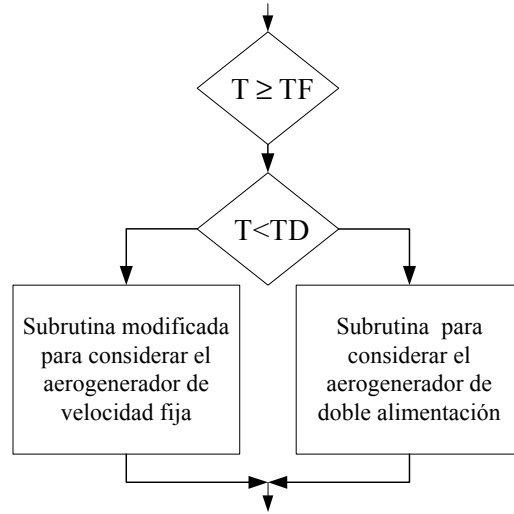


Figura 4.17. Diagrama de bloques para incluir la protección de barra transversal.

Para el cálculo de las condiciones iniciales cuando actúa la protección de barra transversal es necesario solucionar el circuito equivalente de la figura 3.1, mostrada en el capítulo 3. Para esto se calcula una admitancia equivalente de las impedancias del rotor y mutua que se encuentran conectadas en paralelo, las cuales a su vez están en serie con la impedancia del estator como se describe matemáticamente en la ecuación 4.63. La admitancia calculada se permuta por la admitancia del DFIG en la matriz de admitancias de nodo. Posteriormente se determina la potencia compleja con los valores de las potencias activa y reactiva, que es utilizada para el cálculo de las corrientes en terminales y del rotor (ecuaciones 4.64 a 4.65). Finalmente se calcula el par eléctrico y la velocidad del rotor por medio de las ecuaciones 4.66 y 4.67.

$$Y_{eq} = (R_s + jX_s) + \left(\frac{\left(\frac{R_r}{S} + jX_r \right) jX_m}{\left(\frac{R_r}{S} + jX_r \right) + jX_m} \right)$$

$$Y_{eq} = \frac{1}{Y_{eq}} \quad (4.63)$$

$$I_{ter} = \frac{P - jQ}{V^*} \quad (4.64)$$

$$I_{rotor} = \frac{jX_m I_{ter}}{\frac{R_r}{S} + j(X_r + X_m)} \quad (4.65)$$

$$T_e = \frac{R_r}{S} |I_{rotor}|^2 \quad (4.66)$$

$$\omega = \omega_0 (1 - S) \quad (4.67)$$

4.9.1 Ejemplo de aplicación de la protección de barra transversal

Para éste ejemplo se utiliza el aerogenerador descrito en la sección 4.7. La simulación tiene una duración de 1 segundo, en un tiempo $t=0.25$ segundos se aplica una falla trifásica la cual se libera en un tiempo $t=0.3$ segundos. Cuando se aplica la falla actúa la protección de barra transversal cambiando del modelo del DFIG al modelo jaula de ardilla para evitar daños a los convertidores de electrónica de potencia, la protección se mantiene conectada hasta que los transitorios hayan pasado, en éste caso y para fines demostrativos se desconecta la protección 0.2 segundos después de liberar la falla, es decir en $t=0.5$ segundos, los comportamientos de las variables del aerogenerador se muestran en la figura 4.18.

En las gráficas de la figura 4.18 se muestra el comportamiento del DFIG al conectar la protección en el punto de falla, ya que en éste punto se produce un hueco de voltaje del 100% (gráfica de voltaje de la figura 4.17), durante el periodo transitorio el DFIG opera como un generador tipo jaula de ardilla hasta que se desconecta la protección, el tiempo en el que se desconecta se definió como 0.5 segundos después de liberar la falla. Al desconectar la protección se regresa al punto de operación de equilibrio inicial del DFIG.

En la gráfica de corriente del rotor de la figura 4.18 se presenta un valor pico mayor de 4 p.u. que dañaría al convertidor de electrónica de potencia en caso de no protegerse. De ésta figura se puede concluir que la protección de barra transversal no disminuye las corrientes transitorias del rotor, simplemente protege a los convertidores cuando el DFIG se mantiene conectado a la red en caso de un disturbio.

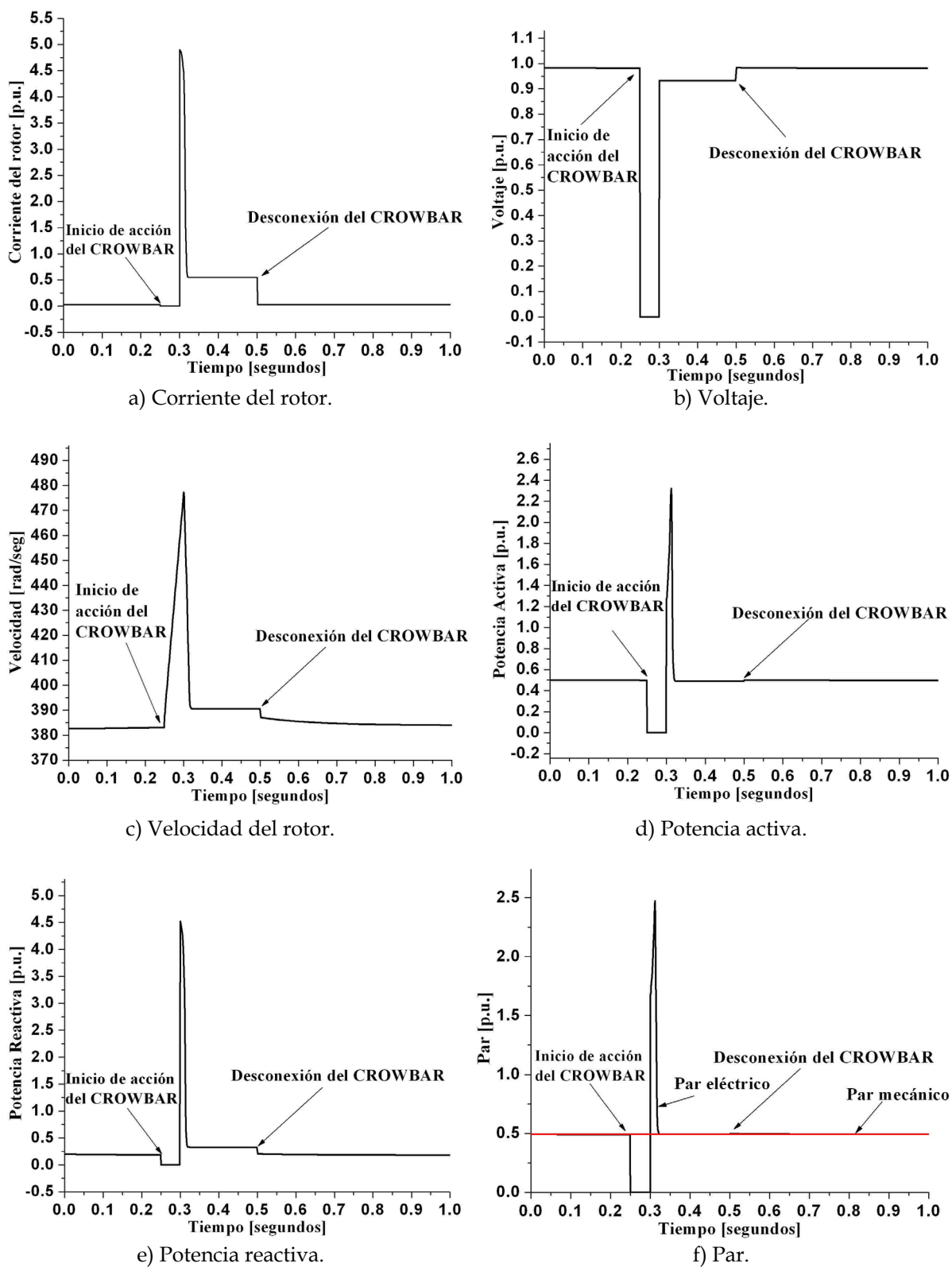


Figura 4.18. Respuesta de las variables principales del generador doblemente alimentado en el tiempo al incluir la protección de barra transversal.

CAPÍTULO 5:

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1 CONCLUSIONES

En este trabajo se presentó el estudio y se incluyeron en un programa de simulación en el tiempo dos modelos simplificados, uno de tercer orden para representar aerogeneradores de velocidad fija y otro de primer orden para aerogeneradores basados en generadores de inducción doblemente alimentados con lo que se cumple el objetivo planteado de la tesis. Dichos modelos son adecuados para evaluar el efecto de este tipo de máquinas para estudios de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia de corto plazo en el tiempo. Estos modelos fueron implementados en el programa TRANSTAB del grupo de investigación de fenómenos dinámicos de la SEPI-ESIME-ZAC del IPN, desarrollado en [Ruiz, 1996].

Debido a que la información relacionada con los aerogeneradores es muy vasta, a que los modelos de los aerogeneradores no se encuentran estandarizados y a que no existen sistemas de prueba para este tipo de máquinas, no se pudieron validar estos modelos con algún programa comercial. Cabe destacar que se realizó un estudio en [Persson et al., 2009] donde se compararon diferentes programas de simulación comerciales utilizando un aerogenerador en particular y las conclusiones mostraron que cada programa arrojaba resultados diferentes. Esto reafirma la necesidad de estandarizar los modelos de aerogeneradores para realizar estudios de sistemas eléctricos de potencia.

5.1.1 Conclusiones relacionadas con los aerogeneradores de velocidad fija.

Se incluyó el modelo de la máquina de inducción de tercer orden con convención motor en un programa de simulación en el tiempo, con el objetivo de leer los datos del generador de forma independiente al motor de inducción en el archivo de entrada de datos.

Del estudio de estabilidad transitoria que se realizó en el capítulo cuatro, se puede concluir que es adecuado realizar una agregación de generadores únicamente por cada grupo de máquinas que se encuentren conectadas al mismo nodo y no siempre agrupar a todas las máquinas de la planta generadora en una sola máquina. Esto se demostró al aplicar la falla al nodo más crítico (nodo 2), el cual es un nodo común de los aerogeneradores y al utilizar un tiempo de liberación un poco mayor que el tiempo crítico de liberación de falla, se observó que se presenta una inestabilidad en el sistema debida únicamente a tres aerogeneradores y no a todos los aerogeneradores.

5.1.2 Conclusiones relacionadas con los aerogeneradores de velocidad variable, basados en generadores de inducción de doble alimentación.

Se incluyó el modelo de la máquina de inducción de tercer orden con convención generador en un programa de simulación en el tiempo.

Se incluyeron los modelos del control de velocidad y de voltaje en el programa de simulación en el tiempo.

Para realizar el estudio de estabilidad de corto plazo fue necesario incluir un método de inicialización, con el objetivo de ajustar las variables del generador al voltaje en sus terminales, resultado del estudio de flujos de potencia.

De las pruebas realizadas en el capítulo cinco, donde en cada prueba se cambia el tiempo de liberación de falla, después el valor de la constante de inercia y finalmente la impedancia de interconexión con la red. Se puede concluir que el principal cambio que se tiene para diferentes niveles de potencia es la velocidad del rotor, ya que existe una relación directa entre la potencia activa generada y la velocidad del rotor, debida a la curva característica del DFIG.

De la prueba en la que se cambia el tiempo de liberación de falla, se puede concluir que el tiempo de liberación de falla es un factor de suma importancia, debido a que, mientras este tiempo sea mayor, los valores de las variables de velocidad, potencia activa, potencia reactiva y voltaje se incrementan considerablemente. El aumento en el valor de estas variables puede llegar a dañar a la máquina o a producir una inestabilidad de voltaje en el sistema por la cantidad de potencia reactiva que consume el generador en un estado transitorio debido a un disturbio.

De la prueba en la que se cambia el valor de la constante de inercia, se concluye que hay una variación en la velocidad debida a la relación que existe entre la velocidad y la constante de inercia, representada por la ecuación de oscilación y

debido al cambio en la velocidad se presenta una variación en la potencia activa relacionada con el comportamiento de la curva característica.

De la prueba en la que se cambia el valor de la impedancia de interconexión del aerogenerador con la red se concluye que al variar dicha impedancia el valor del voltaje varía repercutiendo en las variables de las potencias activa y reactiva, mientras que el valor de la velocidad no tiene un cambio significativo, ya que no existe una relación entre la impedancia de interconexión y la velocidad del generador.

De la prueba para la conexión del “crowbar” al momento de aplicar una falla trifásica, se observa un aumento en la corriente del rotor que dañaría al convertidor de electrónica de potencia en caso de no protegerse por medio del “crowbar”. De esta prueba se puede concluir que la acción del “crowbar” no disminuye las corrientes transitorias del rotor, simplemente protege a los convertidores cuando el DFIG se mantiene conectado a la red en caso de un disturbio.

5.2 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

- Realizar un sistema de prueba adecuado para validar el comportamiento de los modelos genéricos desarrollados en el trabajo presente y para los modelos encontrados en la literatura.
- Llevar a cabo un estudio como el propuesto en [Persson et al., 2009], para comparar entre los modelos de los diferentes programas de simulación comerciales y a su vez con comportamientos reales. Esto con el objetivo de estandarizar los modelos de los aerogeneradores.
- Validar los modelos descritos en el presente trabajo por medio de programas de simulación comerciales que utilicen modelos estandarizados o mejor aún utilizando mediciones del comportamiento dinámico de plantas eólicas reales.
- Realizar modelos de generadores de inducción doblemente alimentados para estudios de flujos de potencia, con el objetivo de evitar la inclusión de este tipo de máquinas únicamente como inyecciones de potencia en los nodos de carga.
- Desarrollar el modelo de tercer orden del generador de inducción doblemente alimentado, incluyendo un método de inicialización que se adecue al modelo desarrollado para realizar estudios de estabilidad de corto plazo en el tiempo.
- Implementar un método de agregación para generadores de inducción doblemente alimentados, con el objetivo de representar a un grupo de este tipo de generadores por medio de una sola máquina.

- Estudiar e implementar los diferentes tipos de controles para los generadores de inducción doblemente alimentados, en los cuales los convertidores de electrónica de potencia se pueden representar también como una fuente de voltaje y no únicamente como una fuente de corriente.

REFERENCIAS

- [Ackermann, 2005] T. Ackermann. *Wind Power in Power Systems*. John Wiley and Sons, 2005.
- [Akhmatov, 2003] V. Akhmatov. *Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*. Tesis para obtener el grado de Doctor, Technical University of Denmark, Dinamarca, abril 2003.
- [Akhmatov, 2005] V. Akhmatov. *Induction Generators for Wind Power*. Multi-Science Publishing Company, 2005.
- [Anderson et al, 1990] P. Anderson, B. Agrawal and J. Van Ness. *Sub synchronous Resonance in Power Systems*. IEEE. Press, New York, USA, 1990.
- [Arrillaga and Arnold, 1990] J. Arrillaga and C. Arnold. *Computer Analysis of Power Systems*, John Wiley and Sons, New York, 1990.
- [Bianchi et al., 2007] F. D. Bianchi, H. D. Battista, R. J. Mantz. *Wind Turbine Control Systems: Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*. Springer, 2007.
- [Cañedo, 1980] J. Cañedo. *Formulación Eficiente del Problema de Estabilidad Generalizado en Sistemas Eléctricos de Potencia*. Tesis de Maestría S.G.I.- ESIME. IPN. México, D. F. 1980.
- [Carrión, 2009] G. Carrión. “Experiencias del Sector Privado en la Generación Eoloeléctrica”. *Escuela de Verano de Potencia UNAM 2009*, México, agosto, 2009.
- [Castro, 2007] C. Castro. *Modelado del Compensador Estático de VARS para Estudios de Flujos de Potencia y de Estabilidad Angular Transitoria*. Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional. SEPI-ESIME, México, DF, 14 de Diciembre, 2007.
- [Castro and Mirabal, 2008] L. M. Castro, M. A. Mirabal. Comisión Federal de Electricidad. Evaluación del Impacto de los Parques Eólicos en el Sistema Interconectado Nacional y su Implicación en el Código de Red Mexicano. GOSEN-SARE Reporte Interno, 2008.
- [CFE, 2008] Comisión Federal de Electricidad. Requerimientos para Interconexión de Aerogeneradores al Sistema Eléctrico Mexicano (Código de Red). *Versión 2.0*. Julio, 2008. México.
- [CFE, 2009] Gerencia de Comunicación Social Sector Energético “Desarrolla CFE dos nuevas centrales eólicas en el estado de Oaxaca” *Síntesis Informativa*, 10 de junio del 2009.
- [Chua and Lin, 1975] L. Chua and P. Lin. *Computer Aided Analysis of Electronic Circuits: Algorithms and Computation Techniques*. Prentice Hall inc. Engewood Cliffs, New Jersey, EUA.
- [CIGRE, 2001] CIGRE Task Force 38.01.10. Modeling New Forms of Generation and Storage. *CIGRE 185*, 2001.
- [CIGRE, 2006] CIGRE Working Group C1.3. Electric Power System Planning with the Uncertainty of Wind Generation. *CIGRE 293*, 2006.

- [CIGRE, 2007] CIGRE Working Group C4.601. Modeling and Dynamic Behavior of Wind Generation as it Relates to Power System Control and Dynamic Performance. *CIGRE 328*, 2007.
- [Divya et al., 2008] K. C. Divya, A. D. Hansen, P. E. Sorensen, J. Ostergaard. "Variable Speed (DFIG) Wind Turbines: Rapid Frequency Response to Power System Disturbances". *European Wind Energy Conference and Exhibition*, Bélgica, marzo, 2008.
- [Dommel and Sato, 1972] H. Dommel and N. Sato: "Fast Transient Stability Solutions", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol. PAS-91, pp. 1643-1650. EUA. Julio-Agosto, 1972.
- [Ellis, 2005] A. Ellis. "Generic Wind Turbine-Generator Models". Public Service Company of New Mexico, WECC. Disponible en línea en: www.repartners.org/tools/.../wind1205turbine_modelsNRECA.ppt.
- [Ekanayake et al., 2003] J. Ekanayake, L. Holdsworth, X. Wu, N. Jenkins, "Dynamic Modeling of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbines", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, May 2003.
- [Erlich et al., 2007] I. Erlich, H. Wrede, C. Feltes, "Dynamic Behavior of DFIG-Based Wind Turbines during Grid Faults", *Power Conversion Conference*, p.p. 1195-1200, Nagoya, April 2-5, 2007.
- [Fox et al., 2007] B. Fox, D. Flynn, L. Bryans, N. Jenkins, D. Milborrow, M. O'Malley, R. Watson, O. Anaya. *Wind Power Integration Connection and System Operational Aspects*. Institution Engineering and Technology Power and Energy Series 50, 2007.
- [González, 2005] I. González. *Control Neuronal de un Generador de Inducción para Generación Eólica*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F. octubre 2005.
- [Hau, 2006] E. Hau. *Wind Turbines Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Springer, 2006, segunda edición.
- [Holdsworth et al., 2003] L. Holdsworth, X. Wu, J. Ekanayake, N. Jenkins, "Comparison of Fixed Speed and Doubly-Fed induction Wind Turbines During Power System Disturbances", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 150, No. 3, May 2003.
- [IEEE, 1969] IEEE Committee report, "Recommended Phasor Diagrams for Synchronous Machines", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, EUA November 1969, Vol. PASS-88.
- [IEEE, 1982] IEEE Task Force on Terms & Definitions, Power System Dynamic Performance. Subcommittee. "Proposed Terms and Definition for the Power System Stability", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No 7, pp. 1984-1898, Julio, 1982.
- [IEEE, 2004] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Anderson, A. Bose, Cañizares, N. Hatziaegytiou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, V. Vittal. "Definition and Classification of Power System Stability", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 2, Mayo 2004.
- [Ishijara y Ruiz, 2009] M. J. Ishijara, D. Ruiz, "Modelo de la Máquina de Inducción para Generadores con Jaula de Ardilla y Rotor Devanado en Estudios de Estabilidad en el Tiempo", *XI Congreso Nacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas*, México, D. F., Noviembre 2009.
- [Ishijara y Ruiz, 2010] M. Ishijara, D. Ruiz, "Método de Inicialización para Aerogeneradores de Inducción de Doble Alimentación", *Reunión de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial, RVP-AI/2010*, Acapulco, Gro. Julio 11-17, 2010.
- [Krause and Thomas. 1979] P. C. Krause, C. H. Thomas, "The Theory of Neglecting Stator Transients", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, pp 141-148, EUA, Enero-Febrero 1979.

- [Krause et al., 2002] Paul C. Krause, Oleg Wasynczuk and Scott D. Sudhoff, *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*. John Wiley and Sons, 2002.
- [Kumar et al., 2010] M. Kumar, S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, “Protector and Voltaje Control of DFIG Wind Turbines During Grid Faults”, *Managing the Change, 10 th International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2010)*, Manchester, March 29-April 01, 2010.
- [Kundur and Morison, 1997] P. Kundur and G. K. Morison. “A Review of Definitions and Classification of Stability Problems in Today’s Power Systems”. Paper presented at the panel Session on Stability Terms and Definitions. *Proceedings of the IEEE PES Winter Meeting*, New York, USA, Febrero 2-6, 1997.
- [Kundur, 1994] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. Mc Graw-Hill, New York, EUA. 1994.
- [Lázaro, 2005] M. Lázaro. *Análisis de Estabilidad ante Pequeños Disturbios de los Generadores de Inducción en Sistemas Eléctricos de Potencia*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F. mayo 2005.
- [Ledesma and Usaola, 2005] P. Ledesma, J. Usaola, “Doubly Fed Induction Generator Model for Transient Stability Analysis”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 20, No. 2, June 2005.
- [Liu, 2008] B. Liu. “The Implementation of Variable Speed Wind Turbine Aerodynamic and Drive Train Modeling for Transient Analysis”, *4th PhD Seminar on Wind Energy in Europe*, Alemania, octubre, 2008.
- [Lubosny, 2003] Z. Lubosny. *Wind Turbine Operation in Electric Power Systems*. Springer, 2003.
- [Martínez et al., 2004] I. Martínez, J. L. Villate, J. Andreu, I. Gabiola, P. Ibáñez, “Grid Connection of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbines: A Survey”, *European Wind Energy Conference & Exhibition*, London U.K., November 22-25, 2004.
- [Medina and Feijóo, 2009] J. F. Medina, A. E. Feijóo, “Calculating Steady-State Operating conditions for Doubly-Fed induction Generator Wind Turbines”. *IEEE Transactions on Power Systems*, October 2009.
- [Moreno, 2007] C. Moreno, *Diez Preguntas y Respuestas Sobre Energía Eólica*. Cubasolar, 2007.
- [Muljadi et al., 2005] E. Muljadi, C. P. Butterfield, J. Conto, K. Donoho, “ERCOT’s Dynamic Model of Wind Turbine Generators”, *Wind Power 2005*, Denver Colorado, mayo, 2005.
- [Muljadi, 2008] E. Muljadi. “WECC Wind Generator Modeling”, *Transmission Research Program Colloquium*, Sacramento, California, Septiembre 2008.
- [Navarro, 2006] René Fernando Navarro Nájera. *Utilización de las Plantas Eoloeléctricas en Sistemas Eléctricos de Potencia*. Tesis para obtener el grado de Ingeniero Electricista, Instituto Politécnico Nacional ESIME-Zacatenco, 14 de Septiembre del 2006.
- [Pannell et al., 2010] G. Pannell, D. J. Atkinson, B. Zahawi, “Minimum-Threshold Crowbar for a Fault-Ride-Through Grid-Code-Compliant DFIG Wind Turbine”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 25, p.p. 750-759, September 2010.
- [Patel, 2006] M. R. Patel. *Wind and Solar Power Systems Design, Analysis, and Operation*. Taylor and Francis, 2006, segunda edición.
- [Peng et al., 2009] L. Peng, B. Francois, Y. Li, “Improved Crowbar Control Strategy of DFIG Based Wind Turbines for Grid Fault Ride-Through”, *Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*, Washington D.C., February 15-19, 2009.

- [Perdana, 2006] A. Perdana. *Wind Turbine Models for Power System Stability Studies*. Tesis para obtener el grado de licenciatura en ingeniería. Chalmers University of Technology, Suiza, 2006.
- [Perdana, 2008] A. Perdana. *Dynamic Models of Wind Turbines A Contribution Towards the Establishment of Standardized Models of Wind Turbines for Power System Stability Studies*. Tesis para obtener el grado de doctor en filosofía. Chalmers University of Technology, Suiza 2008.
- [Persson et al., 2009] J. Persson, U. Axelsson, D. Wall, “Need for Standardization of Wind Power Models for Stability Studies”, *2nd EPE Wind Energy Chapter*, paper 29, Sweden, 23-24 April, 2009.
- [Petersson, 2005] A. Petersson. *Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines*. Tesis para obtener el grado de Doctor en Filosofía, Chalmers University of Technology, Suiza, 2005.
- [Rahmann et al., 2009] C. Rahmann, H. J. Haubrich, L. Vargas and M. B. C. Salles, “Investigation of DFIG With Fault Ride-Trough Capability in Weak Power Systems”, *International Conference on Power Systems Transient (IPST)*, Kyoto Japan, June 2-6, 2009.
- [Rouche et al., 1977] N. Rouche, P. Habets and M. Laloy, *Stability Theory by Liapunov's Direct Method*, New York, Springer, 1977.
- [Ruiz and Olguín, 1995] D. Ruiz, D. Olguín, *Modelos Matemáticos de la Máquina de Inducción para Estudios de Flujos de Potencia y de Estabilidad a Grandes Disturbios*, Reporte Interno No. SEPI-IE95-04, ESIME México, Abril, 1995.
- [Ruiz et al., 2002] D. Ruiz, T. I. Asiaín, D. Olguín, “An Approach to the Initialization of Dynamic Induction Motor Models”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 3, Agosto 2002.
- [Ruiz, 1996] D. Ruiz. *Efecto de los Modelos de Motores de Inducción en Sistemas Eléctricos de Potencia*, Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D. F., Enero, 1996.
- [Ruiz, 2002] D. Ruiz. *Dynamic Security Assessment and Control: Transient and small Signal Stability*. Dépôt légal D/2002/0480/19, ISSN 0075-9333. Collection des Publications de la faculté des Sciences Appliquées No. 213. Institute de mécanique et génie civil, University of Liège BEGIQUE, Juin 2002.
- [Ruiz, 2005] D. Ruiz. *Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Apuntes. 2005.
- [Ruiz, 2009a] D. Ruiz. *Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Apuntes. 2009.
- [Ruiz, 2009b] D. Ruiz. *Modelado de Máquinas de Inducción para Estudios de Estabilidad: Conceptos generales de Construcción y Funcionamiento*. Presentación en clase. 2009.
- [Rumyantsev and Osiraner, 1987] V. Rumyantsev and A. Osiraner, *Stability and Stabilization of Motion with Respect to a Part of the Variables*, Moscow, Nauka, Rusia, 1987.
- [Santos, 1999] E. Santos. *Interacción del Generador de Inducción con un Sistema Eléctrico de Potencia*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F. marzo 1999.
- [Santos et al., 2002] E. Santos, T. Asiaín, D. Ruiz, D. Olguín, “The Effect of Induction Generators on the Transient Stability of a Laboratory Electric Power System”. *Electric Power Systems Research*, Vol. 61, pp 211-219, 2002.

- [Slootweg et al., 2001] J. G. Slootweg, H. Polinder, W. L. Kling, “Dynamic Modelling of a Wind Turbina with Doubly Fed Induction Generator”, *Power Engineering Society Summer Meeting IEEE*, Vol.1, pp 664-649, 2001.
- [Slootweg, 2003] J. G. Slootweg. *Wind Power Modelling and Impact on Power System Dynamics*. Tesis para obtener el grado de Doctor, Technische Universiteit Delft, diciembre 2003.
- [Stiebler, 2008] M. Stiebler. *Wind Energy Systems for Electric Power Generation*. Springer, 2008.
- [Tsili et al., 2008] M. Tsili, Ch. Patsiouras, S. Papathanassiou, Grid Code Requirements for Large Wind Farms: A Review of Technical Regulations and Available Wind Turbine Technologies. *European Wind Energy Conference and Exhibition*, Bélgica, Marzo-Abril, 2008.
- [Valentini et al, 2008] M. Valentini, V. Akhmatov, F. Iov, J. Thisted. “Fault Current Contribution from VSC-based Wind Turbines to the Grid”, *The second International Symposium on Electrical and Electronics Engineering-ISEEE*, Galati, Rumania, 2008.
- [Van Cutsem and Vournas, 1998] T. Van Cutsem and C. Vournas. *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [Van Cutsem, 2000] T. Van Cutsem. “Voltage Instability: Phenomena, Countermeasures, and Analysis Methods”. *Proceedings of the IEEE*, Vol 88, No. 2, pp. 208227, Febrero 2000.
- [Vazquez, 2007] R. A. Vázquez. *Simulación de un Generador de Inducción Aislado con Carga Monofásica*, Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D. F., Mayo, 2007.
- [Vega, 2005] A. Vega. *Análisis de Pérdidas y Confiabilidad en la Red Colectora de una Central Eoloeleétrica*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F. octubre 2005.
- [Vorotnikov, 1998] V. Vorotnikov. *Partial Stability and Control*, Cambridge, MA: Birkhauser, 1998.
- [Vournas and Van Cutsem, 2006] C. Vournas and T. Van Cutsem. “On-Line Voltage Security Assessment”. Chapter 5 of the book entitled: *Real-Time Stability in Power Systems*. S. C. Savulescu. Springer, 2006.
- [Wessels et al., 2010] Ch. Wessels, F. Gebhardt, F. W. Fuchs, “Dynamic Voltage Restorer to Allow LVRT for a DFIG Wind Turbine”, *IEEE International Symposium on Industrial Electronics 2010*, Bari Italien, July 04-07, 2010
- [WWEA, 2009] World Wind Energy Association (WWEA). *World Wind Energy Report 2008 Uniting the world of wind energy*. Bonn Alemania, Febrero, 2009.
- [WWEA, 2010] World Wind Energy Association (WWEA). *World Wind Energy Report 2008 Uniting the World of Wind Wnergy*. Bonn Alemania, Marzo, 2010.
- [Zhang et al., 2008] W. Zhang, P. Zhou, Y. He “Analysis of the By-Pass Resistance of an Active Crowbar for Doubly-Fed Induction Generator Based Wind Turbines Under Grid Faults” *IEEE International Conference on Electrical Machines and Systems*, Wuhan, October 17-20, 2008.

APÉNDICE:

AERODINÁMICA DEL ROTOR

A.1 MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA A TRAVÉS DEL VIENTO

El rotor es el primer elemento en la cadena de elementos funcionales de la turbina de viento. La capacidad del rotor para convertir una porción máxima de energía de viento fluyendo a través de su área de barrido en energía mecánica, es el resultado directo de sus propiedades aerodinámicas que determinan la eficiencia general de la conversión de energía de la turbina de viento [Hau, 2006].

La velocidad de la turbina es mucho menor que la velocidad deseada para el generador eléctrico. Por esta razón, la velocidad del generador se incrementa usando una caja de engranes. El sistema puede ser de velocidad fija o de velocidad variable [Patel, 2006].

La ecuación de potencia del viento es [Patel, 2006]:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 C_p \quad (\text{A.1})$$

Donde:

A es el área de barrido del rotor $[m^2]$

v_w Es la velocidad del viento $\left[\frac{m}{seg}\right]$

C_p Coeficiente de potencia del rotor

ρ Densidad del aire $\left[\frac{kg}{m^3} \text{ en MSL}\right]$

P Potencia del rotor $[W]$

El coeficiente de potencia C_p es una constante propia de la turbina que indica la cantidad de potencia que se convierte de la energía cinética del viento a energía mecánica. El valor del coeficiente varía en relación con la velocidad en la punta del rotor a la velocidad del viento, llamada relación de velocidad punta (TSR por sus siglas en inglés “*tip speed ratio*”), es decir, la relación entre las componentes de energía del movimiento de rotación y translación del flujo del aire, la cual se determina por la velocidad tangencial de las aspas del rotor en relación con el flujo de aire axial. La figura A.1 describe una relación típica entre el coeficiente de potencia y la TSR. La TSR y el coeficiente de potencia varían con la velocidad del viento. Cuando el rotor opera a una velocidad constante, el coeficiente de potencia puede ser máximo solo en un valor de velocidad del viento [Patel, 2006, Hau, 2006].

$$\text{Relación de velocidad de punta } \lambda = \frac{u}{v_w} = \frac{\text{velocidad tangencial punta del aspa del rotor}}{\text{velocidad del viento}} \quad (\text{A.2})$$

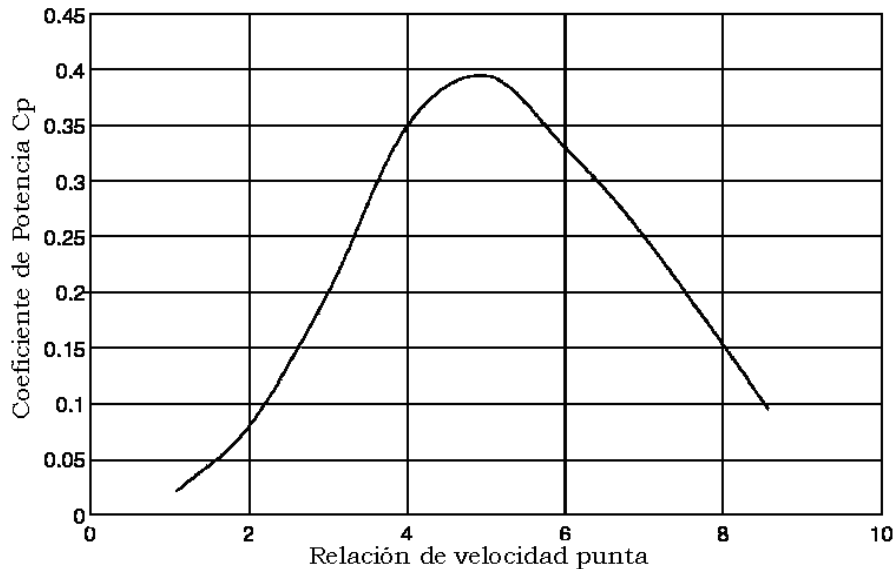


Figura A.1 Coeficiente de potencia vs. Relación de velocidad punta
(Adaptada de [Patel, 2006]).

El valor del coeficiente de potencia no solo varía con la TSR sino también con las características de construcción del rotor. El valor máximo teórico del coeficiente de potencia es 0.59, pero el límite práctico puede llegar a 0.5. Tener valores del coeficiente de potencia arriba de 0.4 se considera bueno. El valor máximo se logra con una turbina de viento dada que debe mantener su valor de coeficiente de potencia constante. Sin embargo la velocidad del rotor debe cambiar en respuesta al cambio en la velocidad del viento. Esto se logra al incorporar un control de velocidad en el diseño del sistema para girar el rotor a alta velocidad en viento alto y a baja velocidad en viento bajo. La figura A.2 ilustra este principio.

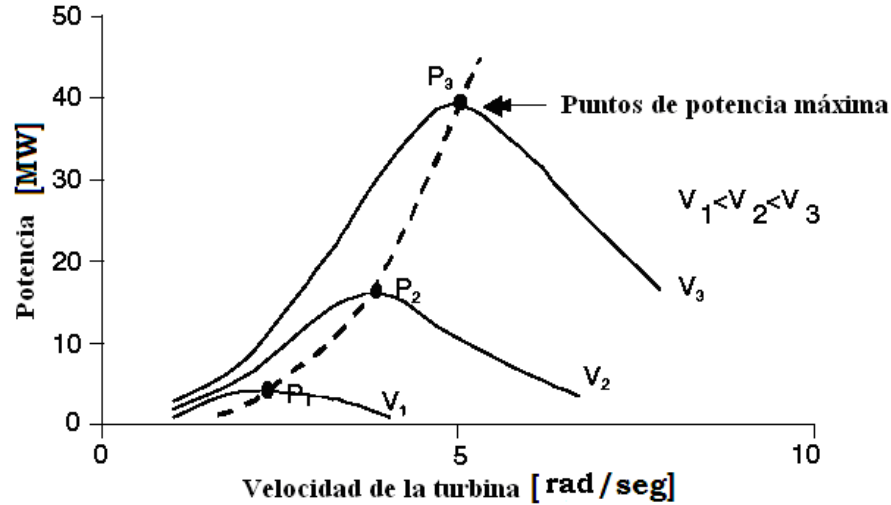


Figura A.2 Características de potencia de la turbina vs velocidad del rotor en diferentes velocidades del viento (Adaptada de [Patel, 2006]).

En la Fig. A.2, se muestran las gráficas que relacionan la velocidad de la turbina contra la potencia que absorbe considerando diferentes velocidades del viento V_1 , V_2 y V_3 (líneas sólidas). Para extraer la máxima energía del viento (línea punteada), la turbina debe operar en los picos de estas gráficas hasta llegar a la velocidad máxima de la turbina (que en este caso es de 5 rad/s) en la que se produce la potencia máxima. Al alcanzar este punto de potencia máxima, se debe mantener un valor constante de la velocidad por medio del control de velocidad de la turbina con el objetivo de evitar daños en el aerogenerador [Patel, 2006]. Esto es necesario porque las fuerzas centrífugas producidas en las aspas del rotor arriba de cierta velocidad pueden destruir al rotor mecánicamente. Además, si la máquina eléctrica produce potencia arriba de su rango de capacidad, puede destruirse por sobrecalentamiento. Por estas razones, la velocidad de la turbina y la salida de potencia del generador deben ser controladas [Patel, 2006].

Un método para encontrar la relación entre la forma actual del rotor y sus propiedades aerodinámicas es llamado elemento aspa o teoría de bandas [Hau, 2006]. En esta teoría, se determinan las condiciones de dirección del viento y fuerzas aerodinámicas, actuando en los elementos del aspa rotando a una distancia " r " del eje rotor. Para simplificar, se asume que las fuerzas aerodinámicas se mueven en bandas concéntricas como se muestra en la figura A.3. El elemento aspa está formado por una cuerda del aspa del rotor local (superficie aerodinámica del aspa) y el radio extendido del elemento [Hau, 2006].

La superficie de sección transversal en un radio " r " es ajustado a un ángulo de inclinación del aspa β con respecto al plano de rotación del rotor como se muestra en la figura A.4. La velocidad del flujo axial libre " v_a " en el plano del rotor y la velocidad tangencial " u " en el radio de la sección transversal del aspa se combinan para formar

una velocidad de flujo resultante " v_r ". Juntas con la cuerda de la superficie forman el ángulo de ataque α aerodinámico local [Hau, 2006].

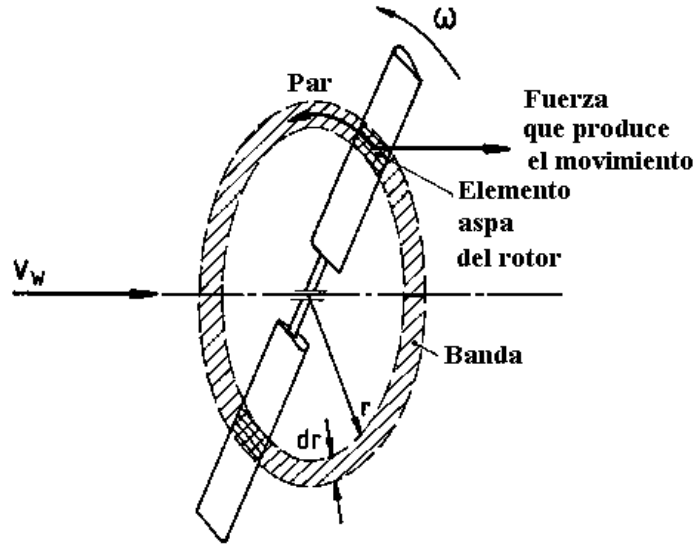


Figura A.3. Modelo de la teoría de bandas (Adaptada de [Hau, 2006]).

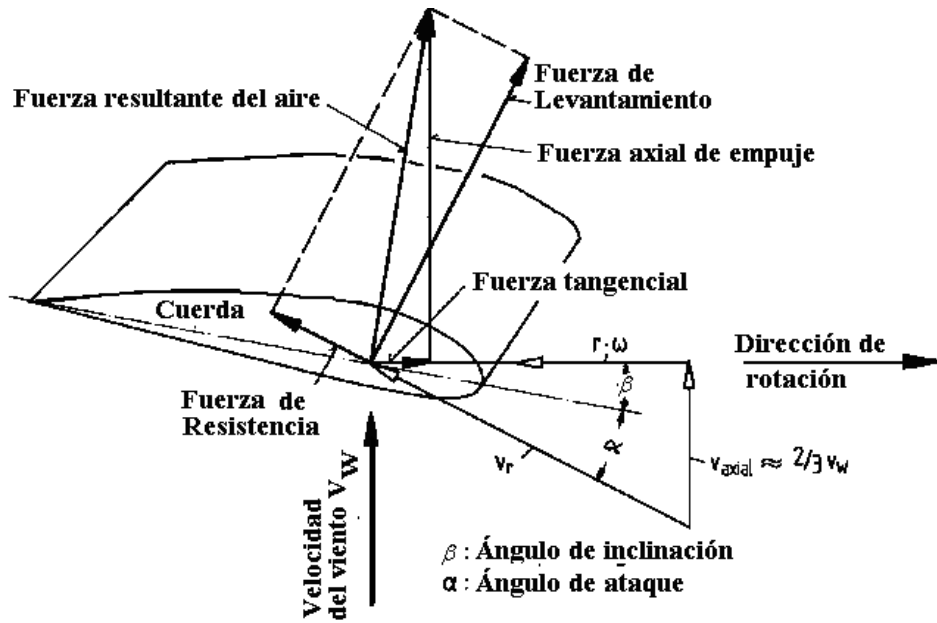


Figura A.4. Velocidades del flujo y fuerzas aerodinámicas de la sección transversal del aspa (Adaptado de [Hau, 2006]).

La diferencia entre el ángulo aerodinámico de ataque α y el ángulo de inclinación del aspa β es que el ángulo de ataque es un parámetro aerodinámico y el ángulo de inclinación del aspa es un parámetro de diseño. Ambos ángulos algunas veces son confundidos.

El flujo alrededor del aspa, es un resultado de la diferencia de presiones por encima y debajo del aspa, lo que produce el llamado movimiento concéntrico. El movimiento lento resultante es llamado movimiento lento inducido, que está en función del coeficiente de levantamiento y del tamaño de las aspas [Hau, 2006].

Otro parámetro importante es el comportamiento del par. Análogamente a la potencia, el par del rotor se puede calcular usando el coeficiente de par [Hau, 2006]:

$$M = C_Q \frac{\ell}{2} v_w^2 AR \quad (A.3)$$

Donde:

R Es el radio del rotor.

C_Q Es el coeficiente de par del rotor.

La relación entre los coeficientes de par y potencia se puede obtener por medio de la siguiente ecuación [Hau, 2006]:

$$C_P = \lambda C_Q \quad (A.4)$$

Los principales parámetros dominantes en el coeficiente de Potencia son [Hau, 2006]:

- Número de aspas del rotor.
- Características aerodinámicas de la forma del aspa.
- Variación de giro de las aspas.
- La distribución de longitud de cuerda de las aspas.

La figura A.5 muestra las diferencias cualitativas en los coeficientes de potencia para rotores de diferentes configuraciones. Se puede observar que los rotores de dos ó tres aspas (alta velocidad) tienen los mejores coeficientes de potencia (cerca de 0.5), es decir, son los que mejor aprovechan la energía que absorben del viento, con respecto a los rotores de baja velocidad.

Se pueden observar diferencias similares en las características de par de la figura A.6. En este caso los rotores rápidos están en desventaja. Mientras los rotores multi-aspas lentos tienen un par alto, el par es mucho menor para rotores con algunas aspas. Los rotores de dos aspas tienen un par de arranque pobre, que se puede mejorar hasta que los ángulos de inclinación de las aspas tengan un ángulo de inclinación óptimo [Hau, 2006].

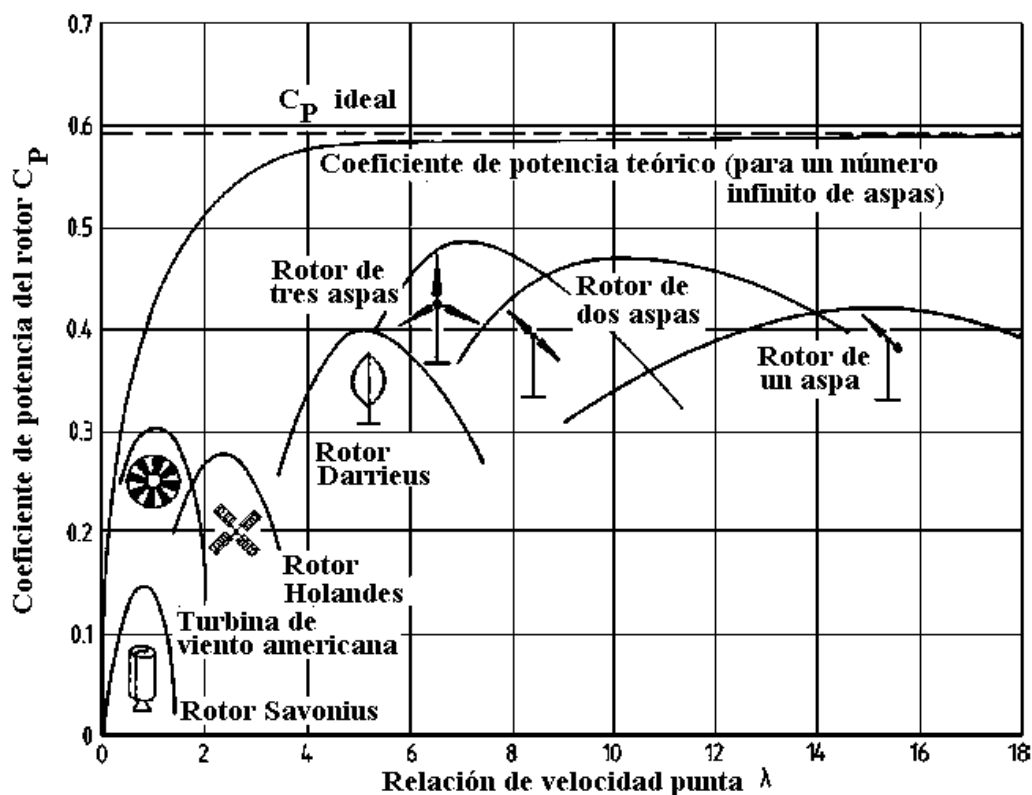


Figura A.5. Coeficientes de potencia de diferentes diseños de rotores de viento (Adaptado de [Hau, 2006]).

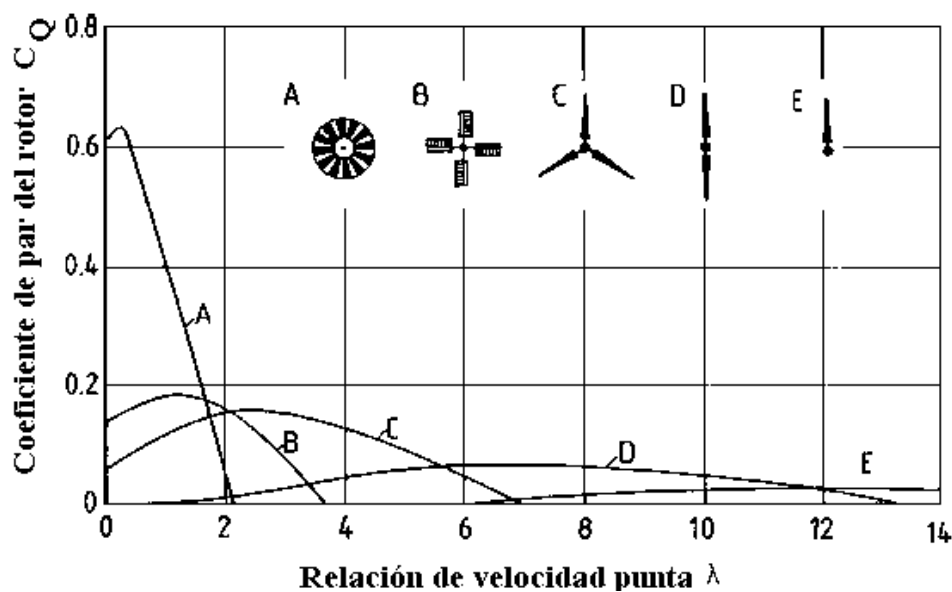


Figura A.6. Coeficientes de par de diferentes diseños de rotores de viento (Adaptado de [Hau, 2006]).

Los controles de velocidad y potencia producen tres regiones de operación como se muestra en la figura A.7 [Patel, 2006, Bianchi et al., 2007].

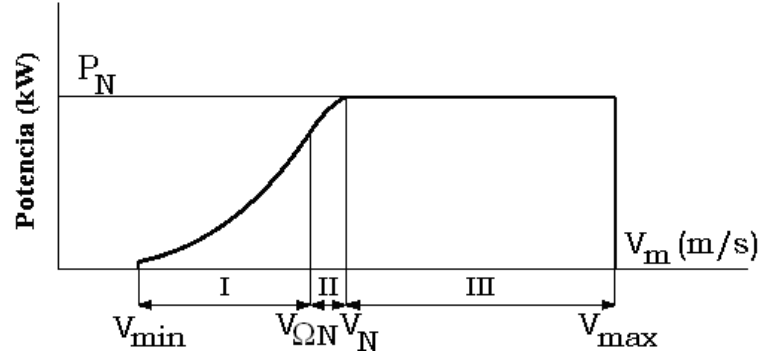


Figura A.7. Curva de potencia ideal (Adaptado de [Bianchi et al., 2007]).

De la figura A.7 se observan tres regiones de velocidad de operación del viento que son [Hau, 2006, Patel, 2006]:

- La región constante C_p óptima (I y II en la Fig. A.7) con valores de velocidad del viento $V_{min} < V < V_N$, genera linealmente el incremento de potencia con el incremento de la velocidad del viento. Típicamente, el inicio de operación de la turbina se presenta cuando la velocidad del viento excede 4 a 5 m/s.
- La región de potencia limitada (III en la Fig. A.7) con valores de velocidad $V_N \leq V < V_{max}$, genera una potencia constante aún en vientos más rápidos, por el decremento de la eficiencia del rotor C_p .
- La región de corte de potencia, con una velocidad $V \geq V_{max}$ donde la generación de potencia disminuye a cero debido a que la velocidad del viento se acerca a límite de corte. Donde la generación de potencia se interrumpe al exceder velocidades de 25 a 30 m/s.

La turbina puede operar entre el 70 y 80% del tiempo. En otros tiempos no opera debido a que la velocidad del viento es demasiado baja o demasiado alta [Patel, 2006].

La estrategia de control es programada para alcanzar la curva de potencia ideal en estado estacionario en el plano velocidad del viento contra potencia. La estrategia de control establece valores de par (o potencia) en estado estacionario y velocidad del rotor para cada velocidad del viento dentro del rango de operación de una turbina [Bianchi et al., 2007].

El camino más efectivo para influenciar aerodinámicamente el ángulo de ataque y la potencia de entrada es ajustando mecánicamente el ángulo de inclinación del aspa del rotor como se muestra en la figura A.8. Para este propósito, en general, el aspa del rotor se gira en su eje longitudinal con ayuda de los actuadores controlados activamente [Hau, 2006].

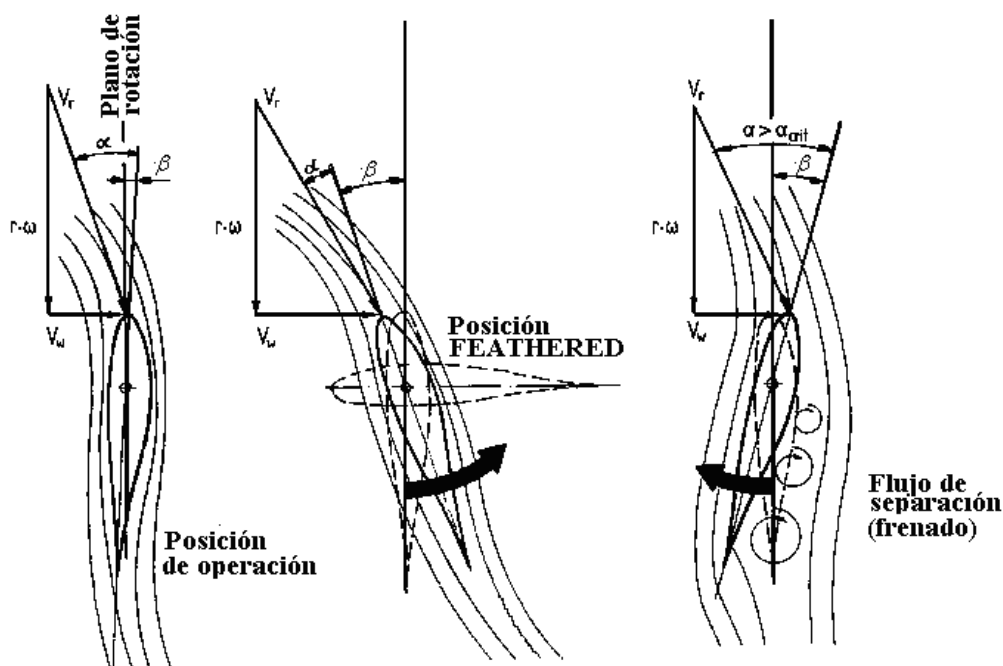


Figura A.8. Control de la entrada de potencia cambiando el ángulo de inclinación del aspa (Adaptado de [Hau, 2006]).

El control de potencia cambiando el ángulo aerodinámico de ataque del rotor puede ser realizado de dos formas. El enfoque convencional consiste en ajustar el ángulo de ataque del aspa a un ángulo menor para reducir la potencia de entrada, e inversamente se incrementa el ángulo de ataque cuando se quiere aumentar la potencia de entrada. La segunda posibilidad consiste en cambiar el ángulo de inclinación del aspa a uno más grande que el ángulo de ataque, arriba del llamado ángulo aerodinámico crítico de ataque, en el que el punto del flujo de aire separa la superficie de las aspas del rotor, limitando la potencia aerodinámica de entrada. Este efecto es conocido como frenado. La ventaja de éste método es que el ángulo de giro necesario para el ángulo de inclinación del aspa es menor [Hau, 2006].

El ajuste continuo del ángulo de inclinación del aspa provee un control preciso y efectivo de salida de potencia y, si es necesario, un amplio rango de la velocidad del rotor respecto a las velocidades del viento. El control de velocidad del rotor es de importancia cuando el generador eléctrico no está conectado a una red de frecuencia fija, la cual gobernaría la velocidad del rotor. Este modo de operación ha sido usado mientras el rotor se acelera a la velocidad de sincronización con la frecuencia de la red y cuando la turbina de viento opera en forma aislada [Hau, 2006].