

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



MODELADO DE LA GENERACIÓN EÓLICA PARA ESTUDIOS EN REDES
ELÉCTRICAS

POR

ING. CÉSAR HEBERTO OCHOA RUIZ

TESIS

EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA ELÉCTRICA CON ORIENTACIÓN EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

CD. UNIVERSITARIA

JULIO DE 2011

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



MODELADO DE LA GENERACIÓN EÓLICA PARA ESTUDIOS EN REDES
ELÉCTRICAS

POR

ING. CÉSAR HEBERTO OCHOA RUIZ

TESIS

EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA ELÉCTRICA CON ORIENTACIÓN EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

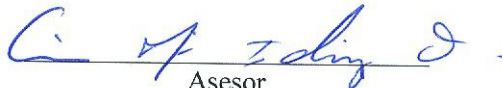
CD. UNIVERSITARIA

JULIO DE 2011

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis **“MODELADO DE LA GENERACIÓN EÓLICA PARA ESTUDIOS DINÁMICOS EN REDES ELÉCTRICAS”**, realizada por el alumno **ING. César Heberto Ochoa Ruiz**, matrícula 1537602, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestro en Ciencias de Ingeniería Eléctrica con Orientación en Sistemas Eléctrico de Potencia.

El Comité de Tesis


Asesor

Dra. Gina María Idárraga Ospina



Coasesor
Dr. Arturo Conde Enríquez



Coasesor
Dr. Gerardo Blanco Bogado


Vo. Bo.

Dr. Moisés Hinojosa Rivera
División de Estudios de Posgrado

*Dedicado a las familias Ochoa Ruiz y Ruiz León, en especial a mis
padres:*

*Octavio Heberto Ochoa Ruiz
y
Francisca Ruiz León.*

*De igual forma este trabajo lo dedico
a mis hermanos María Olivia y José Manuel Ochoa Ruiz, esperando
ser un buen ejemplo para ellos.*

Agradecimientos

A Dios por darme la vida, a mis padres, Francisca Ruiz de Ochoa y Octavo Heberto Ochoa Ruiz por estar siempre a mi lado y por ser siempre pacientes conmigo.

A mi asesora Dra. Gina M. Idárraga Ospina por su persistente guía y apoyo.

Al Dr. Gerardo Blanco, por aceptarme como su alumno en la Universidad Nacional de Asunción (UNA), por sus buenos consejos y recomendaciones.

Al Dr. Arturo Conde, que también formó parte de la revisión de la presente tesis, por sus comentarios y observaciones.

A mis compañeros y compañeras, amigos y amigas que me brindaron su apoyo y consejos incondicionales, evitaré mencionarlos a todos para no dejar pasar a ninguno.

A mis hermanos y hermanas paraguayos que me recibieron con los brazos abiertos y por su gran hospitalidad, me quedé con algo bueno de cada uno.

Al CONACYT por el apoyo económico, tanto de la beca nacional como de la beca mixta.

RESUMEN

Modelado de la Generación Eólica para Estudios de Redes Eléctricas

Publicación No. _____

César Heberto Ochoa Ruiz, M. C. en Ingeniería Eléctrica

Universidad Autónoma de Nuevo León, 2011

Profesor Asesor: Dra. Gina María Idárraga Ospina

Este documento conforma la tesis de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con orientación en Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, de la Universidad Autónoma de Nuevo León. El trabajo se centra en el modelado de la generación eólica para estudios dinámicos en redes eléctricas.

Actualmente la generación distribuida ha tenido un gran desarrollo e integración en los SEP's, debido al incremento de la zona industrial, a la necesidad de alimentar zonas que están alejadas de la red eléctrica o por el alto costo y tiempo de construir una línea de transmisión muy larga. Además presenta ventajas como reducción de la cantidad de energía que se pierde en las líneas de transmisión, ya que la electricidad se genera muy cerca de donde se consume, a veces incluso en el mismo edificio, esto hace que también se reduzcan el tamaño y número de las líneas eléctricas que deben construirse y mantenerse en óptimas condiciones. Es por esto que se espera que la generación distribuida juegue un papel muy importante y creciente en la infraestructura del mismo y en el mercado. Este incremento genera nuevos desafíos en el estudio de los efectos que pueda tener la integración de la generación distribuida en la red eléctrica, porque además de operar en forma aislada, también puede operar conectada a la red.

Las tecnologías utilizadas en la generación distribuida incluyen generación fotovoltaica, turbinas eólicas, máquinas de combustión interna, turbinas de combustión, microturbinas, celdas de combustible, entre otras.

Las energías renovables, han tenido un importante desarrollo como generación distribuida en los SEP's, porque al encontrarse aislada la zona de consumo, la mejor alternativa es aprovechar los recursos naturales existentes principalmente la energía solar y la energía eólica, y también porque el costo de generar energía eléctrica con máquinas de combustión interna, por ejemplo, es elevado económica y ambientalmete hablando.

Entre las fuentes de energía renovables, la tecnología de las turbinas eólicas se ha desarrollado significativamente porque presenta ventajas considerables ante las demás, como su eficiencia y practicidad, además de que la energía primaria, es decir el viento, es abundante. Razón por la cual, actualmente las turbinas eólicas son la principal fuente de energía renovable utilizada en la generación distribuida. Es por ello que se ha propuesto desarrollar un modelo de la generación eólica para realizar estudios dinámicos en redes eléctricas con el fin de apreciar el efecto que pueda tener la integración de este tipo de generación hacia la red eléctrica.

Además del primer capítulos donde se trata la introducción del trabajo de investigación, la presente tesis se basa en tres partes principales. La primera parte resume las principales topologías de turbinas eólicas existentes y en base a éstas, se selecciona una topología con la cual trabajar, que es la turbina eólica de velocidad variable equipada con generador de inducción doblemente alimentado (GIDA). La selección de esta topología viene motivado por sus importantes ventajas con respecto a las demás topologías. La principal ventaja es que cuenta con un convertidor de potencia en configuración back-to-back que permite la operación de velocidad variable, en comparación a las turbinas eólicas de velocidad fija. Además, se diseña para el 30 % de la potencia nominal de la turbina, reduciendo así las pérdidas eléctricas debidas a la conmutación de los semiconductores, esta ventaja es sobre las turbinas eólicas con convertidor de potencia de escala completa, las cuales si cuentan con un convertidor pero este se diseñan para el 100 % de la potencia nominal de la turbina, lo cual significa mayores pérdidas.

En la segunda parte se desarrollan los modelos de los subsistemas que conforman el modelo completo propuesto del sistema de generación de las turbinas eólicas de velocidad variable equipadas con GIDA. Se desarrolla cada subsistema de tal manera que cumplan con las consideraciones en las cuales están basados los software de simulaciones dinámicas, para poder realizar estudios dinámicos en redes eléctricas con el modelo. Se presentan algunos resultados relacionados con la respuesta del modelo a una secuencia de velocidad de viento, generada a partir de su respectivo modelo. Se observa como responde ante las variaciones de la velocidad del viento debidas a ráfagas, cambios repentinos y turbulencias. Se comprueba el funcionamiento de los controladores y que las variaciones en la velocidad del viento son apenas transmitidas como variaciones en la potencia total de salida de la turbina.

Por último, la tercera parte trata con un ejemplo de aplicación. Se realiza un estudio de estabilidad de pequeña señal para comprobar la estabilidad del sistema ante pequeños disturbios. Se da una breve introducción de estabilidad de pequeña señal, se presenta el caso de estudio, el modelo en espacio de estados del sistema de generación eólico y los resultados obtenidos. Se plantean dos escenarios, uno considerando la conexión de la turbina a una red robusta y otro considerando que la turbina se conecta a una red débil. Se concluye que el modelo es estable pero con la presencia de dos modos oscilantes. Además se concluye que el modelo es apto para realizar estudios dinámicos en redes eléctricas ya que tiene una acertada y aceptable representación del comportamiento físico de las turbinas eólicas de velocidad variable con GIDA.

Índice general

Resumen	v
Índice general	viii
Índice de figuras	ix
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Planteamiento del problema	1
1.2 Objetivos	2
1.2.1 Objetivo General	2
1.2.2 Objetivos Particulares	2
1.3 Antecedentes	3
1.4 Hipótesis	4
1.5 Justificación	4
1.6 Estructura de la tesis	5
2 TURBINAS EÓLICAS	7
2.1 Introducción	7

2.2	Antecedentes	8
2.3	Topologías y componentes	9
2.3.1	Turbinas eólicas de velocidad fija	10
2.3.2	Turbinas eólicas de velocidad variable	10
2.3.3	Configuraciones de turbinas eólicas	12
2.3.4	Dispositivos de electrónica de potencia	17
3	TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDAD VARIABLE CON GIDA	26
3.1	Introducción	26
3.2	Descripción básica del rotor de una turbina eólica	27
3.3	Características de las turbinas eólicas de velocidad variable	33
3.4	Características del generador de inducción doblemente-alimentado (GIDA)	36
4	MODELADO DINÁMICO DE TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDAD VARIABLE CON GIDA	38
4.1	Introducción	38
4.2	Simulaciones Dinámicas de Sistemas de Potencia	39
4.3	Suposiciones de modelado	41
4.4	Estructura general del modelo	42
4.5	Modelo de la velocidad del viento	44
4.6	Modelo del rotor de la turbina	46
4.7	Modelo del generador	47

4.8	Modelo del convertidor	49
4.9	Modelo del controlador de la velocidad del rotor de la turbina	51
4.10	Modelo del controlador de voltaje	52
4.11	Modelo del controlador del ángulo de inclinación	53
4.12	Respuesta del modelo simulado	54
5	EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL MODELO DE LA TURBINA EÓLICA	57
5.1	Introducción	57
5.2	Estabilidad de pequeña señal	58
5.3	Análisis de valores propios y estabilidad	60
5.4	Eigenvectores y matrices modales	62
5.5	Factor de participación	63
5.6	Caso de estudio	64
5.6.1	Modelo dinámico no lineal	64
5.6.2	Condiciones iniciales	67
5.6.3	Linealización	68
5.6.4	Resultados	68
6	CONCLUSIONES	72
6.1	Conclusiones.	72
6.2	Trabajo a futuro.	73
	Bibliografía	75

Índice de figuras

2.1	Configuraciones típicas de turbinas eólicas.	13
2.2	Tipos de convertidores de potencia auto-conmutados para turbinas eólicas: (a) Convertidor Fuente de Corriente (CFC) y (b) Convertidor Fuente de Voltaje (CFV)	19
2.3	Esquema básico de un convertidor back-to-back	23
3.1	Ilustración de las condiciones del viento alrededor de la aspa en movimiento. . .	30
3.2	Coefficiente de eficiencia de potencia, C_P , para un ángulo de las aspas fijo como función de la relación de velocidad de punta λ	30
3.3	Curvas de potencia mecánica para varias velocidades del viento para turbinas eólicas de velocidad variable.	31
3.4	Diagrama de flujo de potencia en el GIDA	36
4.1	Subsistemas que conforman el sistema de la turbina eólica de velocidad variable con GIDA	43
4.2	Diagrama de los controladores de a) velocidad y b) voltaje.	52
4.3	Diagrama del controlador del ángulo de inclinamiento	54

4.4	Secuencia de velocidad de viento simulada.	55
4.5	Velocidad rotacional del rotor de la turbina.	55
4.6	Ángulo de inclinación de las aspas de la turbina eólica.	56
4.7	Potencia activa total entregada a la red.	56
4.8	Potencia reactiva total entregada a la red.	56
4.9	Voltaje en terminales del GIDA.	56
5.1	Representación del espacio de estados	60
5.2	Representación del espacio de estados	64

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

Una turbina eólica, o una gran cantidad de energía eólica que se conecta a una red débil o a una red robusta, puede causar un aumento en problemas de estabilidad debido a la naturaleza estocástica e impredecible del viento, viéndolo como una fuente de energía. Además este comportamiento aleatorio del viento crea problemas especiales en cuanto al control y la simulación de los sistemas de generación eólicos. Para obtener una acertada representación de los resultados cuando se realizan estudios de redes eléctricas con la incorporación de la generación eólica, es necesario que las variaciones de potencia de salida debidas a las variaciones de velocidad del viento sean caracterizadas de manera adecuada. Estas variaciones, en la velocidad del viento y en la potencia de salida, se reflejan como fluctuaciones de voltaje, frecuencia o ángulo de fase, las cuales seguramente ocasionaran perturbaciones o problemas en la red eléctrica. Gracias a las investigaciones científicas realizadas en las distintas áreas relacionadas con la conversión de energía eólica a energía eléctrica, tenemos a nuestra disposición métodos adecuados para reducir el número de problemas relacionados con la inclusión de aerogeneradores al Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) [1], [2]. El incremento de la producción de energía eléctrica a partir de energía

eólica, representa una preocupación para el SEP, debido a que estará presente la interacción de las turbinas eólicas con el mismo. Aunado a esto, se espera que la Generación Distribuida (GD) juegue un papel muy importante en la infraestructura del SEP y la integración de la GD en redes eléctricas puede causar problemas técnicos dependiendo del lugar de su conexión. Las turbinas eólicas son el tipo de GD dominante [3], de aquí el interés de contar con un modelo para predecir el comportamiento dinámico de las turbinas eólicas ante el SEP.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Identificar, implementar y documentar adecuadamente, los diferentes modelos de los componentes que conforman el sistema de generación eólico, con el propósito de realizar con él, estudios dinámicos de redes eléctricas y apreciar el impacto que tiene hacia el SEP la incorporación de este tipo de generación.

1.2.2 Objetivos Particulares

Analizar las configuraciones y los modelos existentes de los sistemas de generación eólica.

Seleccionar y desarrollar una configuración y modelo del sistema de generación eólicos.

Implementar el modelo en plataforma de simulación (MATLAB/SIMULINK).

Realizar un estudio dinámico con el modelo del sistema de generación eólico implementado.

1.3 Antecedentes

Martti Hokkanen, Heikki J. Salminen y Timo Vekara, hacen una pequeña revisión en 2006, de algunos modelos públicos de simulación de turbinas eólicas de velocidad variable con GIDA conectados a la red [5]. Se revisa la literatura Nórdica más reciente para entonces, abordando el análisis, modelado y simulación del GIDA. Se evalúan a fondo los modelos atmosféricos, dinámicos y estocásticos de los componentes de turbinas eólicas, los cuales son necesarios para producir una salida realista para el sistema electromecánico.

Andreas Petersson también presenta en su trabajo de tesis de doctorado en 2006, el análisis, modelado y control del GIDA para turbinas eólicas [6].

A. A. Sattar, N. H. Saad y M.Z. Shams El-Dein, describen en su trabajo presentado en 2006, [7], los diferentes pasos para el modelado y simulación del comportamiento de una turbina eólica de velocidad variable equipada con un GIDA, se presenta el flujo de potencia en el rotor y los ejemplos de simulación para estudiar la operación de los controladores a diferentes velocidades de viento.

Chen Wang, Libao Shi, Liming Wang y Yixin Ni, [8], presentan en 2008, un modelo reducido del GIDA, con el cual se realiza un análisis de estabilidad de pequeña señal para explorar el impacto esencial en una red eléctrica existente, haciendo un análisis de valores propios para un sistema de prueba específico.

En [9], B.Chitti Babu y K.B.Mohanty (2010) presentan en su publicación, el modelado y simulación de una turbina eólica de velocidad variable con GIDA. Su trabajo se centraliza en la función desempeñada por el convertidor lado rotor y el convertidor lado red, los cuales conforman la configuración back-to-back, por lo que modelan detalladamente este componente.

1.4 Hipótesis

La tendencia hacia la generación de energía eléctrica, mediante el uso de turbinas eólicas, actualmente está en incremento, debido a sus ventajas ambientales y económicas ante la generación de energía eléctrica convencional. Por otro lado, las turbinas eólicas son la principal tecnología utilizadas en aplicaciones de generación distribuida. Por otro lado, es complicado controlar de manera directa la potencia activa y reactiva generada por una turbina eólica, debido a la naturaleza estocástica e impredecible del viento como fuente de energía primaria, por lo que este tipo de generación puede incrementar los problemas de estabilidad en el SEP al que se conecte, entre otros problemas. Es por eso que se requiere de un buen modelado del sistema de generación eólica. Si se logra un modelado efectivo de la generación eólica, será de utilidad para representar éste tipo de generación en simulaciones dinámicas de SEP's, para analizar y evaluar el impacto que tiene o tendrá, la integración de turbinas eólicas a la red eléctrica hacia el SEP y viceversa.

1.5 Justificación

La justificación de este trabajo radica en el hecho de que la generación de energía eléctrica a partir de turbinas eólicas, al ser un tipo de generación alternativa, no cuenta con un modelo ya establecido como lo tiene la generación convencional, esto debido a que la energía primaria (energía cinética contenida en el viento), es aleatoria y no controlable. Nos interesamos entonces, en representar el comportamiento de la generación eólica en simulaciones dinámicas del SEP, a través de un modelo dinámico que considere las variaciones aleatorias del viento. Contar con un modelo de la generación eólica es de gran importancia en la actualidad, ya que este tipo de generación es el dominante en cuanto a desarrollo e integración al SEP frente a las demás fuentes de generación alternativas. Además el aumento en la penetración de turbinas eólicas en

el SEP significa una gran preocupación siendo muy necesario el estudio del impacto que pueda tener esta integración al SEP.

1.6 Estructura de la tesis

La presente tesis sigue la siguiente estructura:

Capítulo dos. *Sistema de Generación Eólico.* En este capítulo se presenta la historia de las turbinas eólicas en aplicaciones de generación energía eléctrica. Se mencionan los tipos y características de los diferentes componentes que conforman al sistema de generación eólico, así como las configuraciones existentes hasta el momento.

Capítulo tres. *Turbinas Eólicas de Velocidad Variable con GIDA.* En este capítulo se define la configuración con la cual se va a trabajar, la turbina eólica de velocidad variable equipada con GIDA. Se presenta la descripción básica de una turbina eólica de velocidad variable y se mencionan las ventajas de dichas turbinas en comparación a las de velocidad fija. Se enfatiza en las características de la turbina y del generador.

Capítulo cuatro. *Modelado Dinámico de Turbinas Eólicas de Velocidad Variable con GIDA.* Se presentan los modelos de los subsistemas seleccionados que conforman al sistema de generación eólico, partiendo de un enfoque de modelado que considera algunas suposiciones e hipótesis de partida relacionadas con simulaciones dinámicas del SEP. Se presentan algunos resultados de las simulaciones realizadas.

Capítulo cinco. *Ejemplo de aplicación del modelo de la turbina eólica.* En este capítulo se realiza un análisis de pequeña señal al sistema del GIDA. Se presenta el modelo en espacio de estados y se hace un análisis de valores propios para diferentes condiciones. Los resultados obtenidos permiten formular las conclusiones del trabajo realizado.

Capítulo seis. *Conclusiones y Trabajo Futuro.* Por último, se presentan las conclusiones del análisis de resultados obtenidos durante la investigación, así como también algunas sugerencias para trabajos futuros.

Capítulo 2

TURBINAS EÓLICAS

2.1 Introducción

Una turbina eólica es un dispositivo que convierte la energía cinética contenida en el viento, en energía mecánica, haciendo girar un rotor. Esta tecnología se ha utilizado por al menos 3000 años. La energía mecánica del eje del rotor puede ser aprovechada para diversas aplicaciones como moler, en el caso de molinos de viento; bombear agua, en el caso de aerobombas; o para la generación de energía eléctrica, en los aerogeneradores.

En la década de los 70's, durante la crisis energética, renació el interés en la extracción de energía proveniente del viento. Esta vez el interés principal fue dirigido hacia turbinas eólicas para la generación de energía eléctrica en lugar de energía mecánica. Las primeras turbinas eólicas para la generación de electricidad se desarrollaron a principios del siglo XX. La tecnología se ha desarrollado paso a paso a partir de los años 70's. Para finales de los 90's, la energía eólica renació como una de las fuentes de energía renovable más importantes.

Desde la última década del siglo XX la capacidad instalada de energía eólica aumenta el doble cada tres años. El costo de la electricidad proveniente de la energía eólica ha bajado alrededor de un sexto del costo en relación a la década de los 80's y el patrón tiende a continuar.

Hoy en día existen una gran variedad de conceptos inovativos de aerogeneradores con tecnología probada. Este capítulo presenta los antecedentes, tipos, características y configuraciones de los aerogeneradores.

2.2 Antecedentes

Charles Francis Brush, nació en Euclid Township, Ohio. Este ingeniero americano inventó la que se piensa es la primera turbina eólica de funcionamiento automático para generación de electricidad, aunque la turbina eólica construida por el danés Poul, en 1891, es en la que se han basado para la construcción de turbinas eólicas como las conocemos en la actualidad. Fué en el invierno de 1887 cuando Charles construyó su turbina. El diámetro del rotor era de 17 m y tenia 144 palas fabricadas en madera de cedro. Funcionó durante 20 años y cargaba las baterías que Charles tenía en el sótano de su mansión. La potencia que podía generar, era de 12 kW. En los años 50's, el constructor alemán Allgairer fabricó los primeros aerogeneradores producidos en masa, utilizados en Alemania en la construcción de sus primeros parques eólicos. Estos aerogeneradores podían generar 10 kW en las regiones costeras y en el interior del país, eran utilizados aerogeneradores de 6 kW de potencia. El diámetro de los rotores de éstas turbinas era de 10 m. Tenían un sistema tal, que las aspas que componen al rotor podía girar en torno de su eje, de esta manera, las variaciones en el ángulo de las aspas en relación al viento incidente, permitía al aerogenerador regular la potencia extraída del viento. Algunas de estas turbinas operaron hasta la década de los 90's. El constructor danés Gedser, construyó en 1957, un aerogenerador de 200 kW de potencia. El concepto utilizado fue el de una máquina horizontal, con un rotor compuesto por 3 aspas posicionado al frente de la torre, conectado a una red eléctrica de corriente alterna trifásica. A partir de este concepto fueron desarrollados una gran variedad de conceptos, principalmente en Dinamarca y Alemania. En la década de los 60's, el bajo costo de los combustibles fósiles, principalmente el petróleo, hizo a las turbinas eólicas

una fuente de generación de energía eléctrica infactible. Las grandes crisis de abastecimiento de energía, principalmente la Segunda Guerra Mundial y la crisis del petróleo en 1973 y 1979, respectivamente, impulsaron el desarrollo de las turbinas eólicas. Alemania, Dinamarca y Estados Unidos de América, realizaron grandes esfuerzos para desarrollar tecnologías que permitieran la construcción de turbinas eólicas de mayor potencia, para aumentar el suministro de energía eléctrica hacia la red eléctrica proveniente de la energía eólica. Las tecnologías de energía eólica crecieron rápidamente en nuevas dimensiones. Para el final de 1989, se tenía turbinas eólicas de 300 kW con un rotor de 30 m de diámetro. Solo 10 años después, turbinas eólicas de 2000 kW con un rotor de 80 m de diámetro, estaban disponibles por algunos constructores. La energía eólica fue la tecnología que creció más rápidamente durante la década de los 90's. A inicios de esta década, las turbinas eólicas estandarizadas operaban con velocidad fija, esto implica, que las turbinas están acopladas a generadores de inducción de jaula de ardilla (GIJA) conectadas directamente a la red. A partir de 1993 algunos fabricantes reemplazaron el "tradicional" generador asíncrono en sus aerogeneradores, introduciendo generadores síncronos de imanes permanentes y generadores asíncronos de rotor bobinado. El desarrollo de la tecnología y el uso avanzado de electrónica de potencia en el diseño de los sistemas de generación eólicos, introdujeron un nuevo concepto de control, llamado aerogeneradores o turbinas eólicas de velocidad variable.

2.3 Topologías y componentes

Las turbinas eólicas pueden operar a una velocidad fija o a una velocidad variable. Dicha operación depende de la topología de la turbina y de sus componentes. En la actualidad las turbinas eólicas se encuentran clasificadas en función de su forma de operación. A continuación se presenta la clasificación de las turbinas eólicas y de las características de sus componentes.

2.3.1 Turbinas eólicas de velocidad fija

Las turbinas eólicas de velocidad fija operan a una velocidad constante, esto quiere decir que sin importar la velocidad del viento, la velocidad del rotor de la turbina eólica es fijada y determinada por la frecuencia de la red eléctrica, la relación de la caja de velocidades y el diseño del generador. Las turbinas eólicas de velocidad fija, están equipadas con un generador de inducción de jaula de ardilla (GIJA) que se conecta directamente a la red a través de un arrancador y de un banco de capacitores para compensación de potencia reactiva. Están diseñadas para lograr una máxima eficiencia a una velocidad del viento particular. Con el fin de incrementar la producción de energía, el generador de algunas turbinas eólicas de velocidad fija cuenta con dos juegos de devanados: uno es usado para velocidades de viento bajas (típicamente de 8 polos) y otro para velocidades de viento medias y altas (típicamente 4-6 polos). Las turbinas eólicas de velocidad fija, tienen las ventajas de ser simples robustas y confiables, además, el costo de las partes eléctricas es bajo. Sus desventajas son un consumo incontrolable de potencia reactiva, agotamiento mecánico y control limitado de calidad de la energía. Con respecto a la operación de velocidad fija, todas las fluctuaciones en la velocidad del viento son transmitidas como fluctuaciones en el par mecánico y por consiguiente como fluctuaciones de potencia eléctrica en la red. En el caso de redes eléctricas débiles, las fluctuaciones de potencia también pueden causar fluctuaciones de voltaje, que a su vez, resultarán en pérdidas significantes en las líneas de transmisión.

2.3.2 Turbinas eólicas de velocidad variable

Durante los últimos años, las turbinas de velocidad variable se han convertido en el tipo dominante sobre las turbinas eólicas instaladas. Las turbinas eólicas de velocidad variable están

diseñadas para desarrollar una máxima eficiencia aerodinámica sobre un ancho rango de velocidades del viento. Con una operación de velocidad variable, ha sido posible adaptar continuamente (acelerar o desacelerar) la velocidad rotacional, ω , de la turbina eólica con respecto a la velocidad del viento, v . De esta forma, la relación de velocidad de punta, λ , se mantiene constante a un valor predefinido que corresponde al máximo coeficiente de potencia.¹ Contrario al sistema de velocidad fija, un sistema de velocidad variable mantiene el par del generador bastante constante y las variaciones en la velocidad del viento son absorbidas por cambios en la velocidad del generador.

El sistema eléctrico de una turbina eólica de velocidad variable es más complicado que el de una turbina eólica de velocidad fija. Generalmente están equipadas con un generador de inducción o síncrono y conectadas a la red a través de un convertidor de electrónica de potencia. El convertidor de electrónica de potencia controla la velocidad del generador; esto es, las fluctuaciones de potencia causadas por las variaciones en la velocidad del viento son absorbidas mayormente por cambios en la velocidad del rotor del generador y consecuentemente en la velocidad del rotor de la turbina eólica. Las ventajas de las turbinas eólicas de velocidad variable son un incremento en la captura de energía, una mejora de la calidad de la energía y estrés mecánico reducido. Las desventajas son pérdidas en el convertidor de electrónica de potencia, el uso de un mayor número de componentes y el incremento del costo debido al convertidor de electrónica de potencia.

La introducción de turbinas eólicas de velocidad variable incrementa el número de tipos de generadores aplicables y también introduce algunos grados de libertad en la combinación de tipos de generadores y tipos de convertidores de electrónica de potencia.

¹La relación de velocidad de punta, λ , es igual a $\omega R/v$, donde R es el radio del rotor.

2.3.3 Configuraciones de turbinas eólicas

A continuación se presenta la clasificación de las configuraciones de turbinas eólicas mayormente aplicadas, tomando en cuenta su habilidad de controlar la velocidad y el tipo de control de potencia que usan. Existen cuatro configuraciones diferentes de turbinas eólicas, como se muestra en la Figura 2.1. Las configuraciones de turbinas eólicas se pueden clasificar con respecto al control de potencia usado: control de paro, control de inclinación y control de paro activo. Tomando en cuenta los criterios de control de potencia y control de velocidad se pueden tener diferentes combinaciones de configuraciones y cada combinación de estos dos criterios recibirá una etiqueta; por ejemplo, el tipo *A0* denota la turbina eólica de velocidad fija con control de paro. En la Tabla 2.1 se muestran las combinaciones posibles.

2.3.3.1 Tipo A: velocidad fija

Esta configuración está formada por una turbina eólica de velocidad fija con un generador de inducción de jaula de ardilla (GIJA) conectado directamente a la red a través de un transformador como se muestra en la Figura 2.1. Debido a que el GIJA siempre consume potencia reactiva de la red, esta configuración usa un banco de capacitores en apoyo a la compensación de potencia reactiva. Se utiliza un arrancador-suave para una conexión a la red más suave.

Independientemente del principio de control de potencia en una turbina eólica de velocidad fija, las fluctuaciones en la velocidad del viento son convertidas en fluctuaciones mecánicas y en consecuencia en fluctuaciones de potencia eléctrica. En el caso de una red débil, esto puede tener como resultado fluctuaciones de voltaje en el punto de conexión. Debido a esas fluctuaciones de voltaje, la turbina eólica de velocidad fija, consume grandes cantidades de potencia reactiva de la red (a menos que haya un banco de capacitores), incrementando así las fluctuaciones de voltaje y las pérdidas en la línea. Por esta razón, la principal desventaja de este concepto es

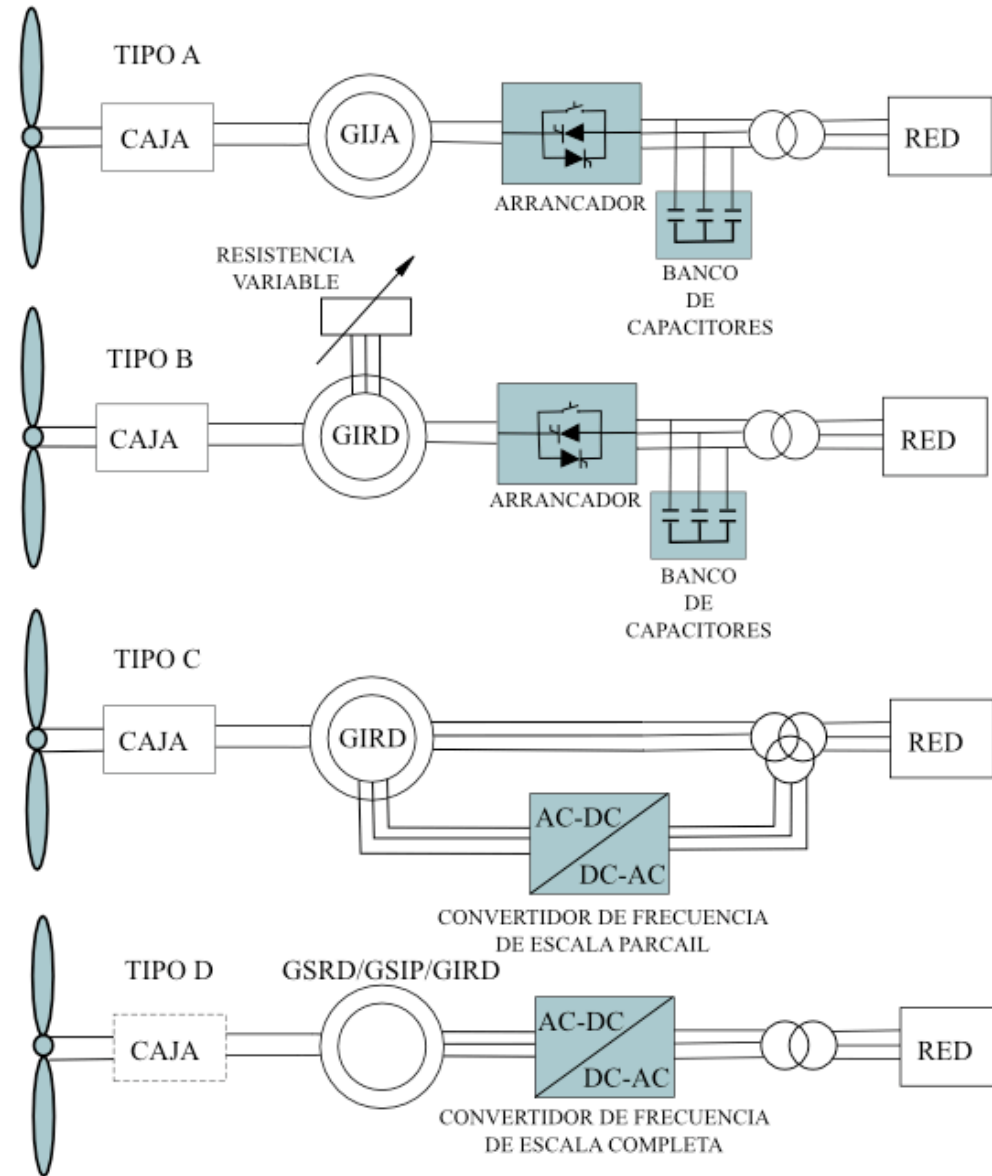


Figura 2.1: Configuraciones típicas de turbinas eólicas.

Tabla 2.1: Conceptos de turbinas eólicas.

Control de velocidad		Control de potencia		
		Paro	inclinación	Paro activo
Velocidad fija	TIPO A	TIPO A0	TIPO A1	TIPO A2
Velocidad variable	TIPO B	TIPO B0	TIPO B1	TIPO B2
	TIPO C	TIPO C0	TIPO C1	TIPO C2
	TIPO D	TIPO D0	TIPO D1	TIPO D2

que no soporta ningún tipo de control de velocidad, requiere de una red robusta o rígida y su construcción mecánica debe de ser tal como para tolerar un gran estrés mecánico.

Todas las versiones de turbinas eólicas de velocidad fija Tipo A (Tipo A0, Tipo A1 y Tipo A2) se usan en la industria de las turbinas eólicas, y se describen a continuación.

Tipo A0: control de paro

Éste es el concepto convencional aplicado por muchos fabricantes de turbinas eólicas Daneses durante los 80's y 90's. Fue un concepto muy popular por su precio relativamente bajo, su simplicidad y rigidez.

Tipo A1: control de inclinación

Éste concepto también se ha hecho presente en el mercado. Su principal ventaja es que facilita la controlabilidad de potencia, el arranque controlado y paradas de emergencia. Su mayor desventaja es que, a altas velocidades del viento, incluso pequeñas variaciones en la velocidad del viento, resulta en grandes variaciones en la potencia de salida. El mecanismo de inclinación no es lo suficientemente rápido para evadir tales fluctuaciones. Pequeñas variaciones en la velocidad del viento se pueden compensar inclinando las aspas, pero eso no es posible para el caso de ráfagas.

Tipo A2: control de paro activo

Éste concepto se a vuelto popular recientemente. Esta configuración mantiene básicamente todas las características de calidad de la energía que el sistema de paro regulado. Las mejoras son una mejor utilización del sistema general, que resulta en el uso del control de paro activo. El acoplamiento flexible de las aspas con el eje, facilita el arranque y paradas de emergencia. Una desventaja es su alto precio debido al mecanismo del controlador de inclinación.

Como se muestra en la Figura 2.1 y en la Tabla 2.1, el concepto de velocidad variable se usa para las configuraciones Tipo B, Tipo C y Tipo D. Debido a consideraciones de limitación de potencia, el concepto de velocidad variable se usa sólo en conjunto con un mecanismo rápido de inclinación. Turbinas eólicas de velocidad variable con control de paro o control de paro activo no se incluyen aquí debido a que no tienen la capacidad para una rápida reducción de potencia. Si la turbina eólica está en operación a su máxima velocidad y se presenta una fuerte ráfaga, el par aerodinámico puede aumentar críticamente y puede resultar en una situación de emergencia. Las configuraciones Tipo B0, Tipo B2, Tipo C0, Tipo C2, Tipo D0 y Tipo D2, no se usan en la actualidad.

2.3.3.2 Tipo B: velocidad variable limitada

Esta configuración corresponde a la turbina eólica de velocidad variable limitada equipada con una resistencia variable en el rotor del generador. Utiliza un generador de inducción de rotor devanado (GIRD). El generador se conecta directamente a la red. Un banco de capacitores proporciona la compensación de potencia reactiva. Cuenta también con un arrancador suave, para una conexión suave a la red. La única diferencia con el concepto Tipo A es que cuenta con una resistencia variable adicional en el rotor del generador, la cual se puede cambiar por un convertidor controlado ópticamente montado en el eje del rotor, es decir, la resistencia total puede ser controlada. Éste acoplamiento óptico elimina la necesidad de usar anillos deslizantes, que son costosos, y necesitan escobillas y mantenimiento. La resistencia del rotor puede ser

controlada y por consiguiente se puede controlar el deslizamiento. De esta manera, es posible controlar la potencia de salida en el sistema. El rango del control dinámico de la velocidad depende del tamaño de la resistencia variable del rotor. Normalmente el rango de velocidad esta entre 0-10% por encima de la velocidad síncrona.

2.3.3.3 Tipo C: velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala parcial

Ésta configuración es conocida como el concepto del generador de inducción doble alimentado (GIDA) y corresponde a la turbina eólica de velocidad variable, equipada con un generador de inducción de rotor devanado (GIRD) y un convertidor de frecuencia de escala parcial acoplado al circuito del rotor (diseñado para aproximadamente el 30 % de la potencia nominal del generador). El convertidor de escala parcial se encarga de la compensación de potencia reactiva y de la conexión suave a la red. Tiene un amplio rango de control dinámico de velocidad, comparado al Tipo B, dependiendo del tamaño del convertidor. El rango de velocidad comprende desde -40% a +30% de la potencia nominal de generador. El hecho de tener un convertidor diseñado para un 30% de la potencia nominal del generador, hace atractivo este concepto desde un punto de vista económico.

2.3.3.4 Tipo D: velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala completa

Ésta configuración corresponde a la turbina eólica con el generador conectado a la red a través de un convertidor de escala completa. El convertidor desempeña la compensación de potencia reactiva y una conexión más suave a la red. El generador puede ser excitado eléctricamente [si se trata de un Generador Síncrono de Rotor Devanado (GSRD) o un Generador de Inducción de Rotor Devanado (GIRD)] o por un imán permanente [si se trata de un Generador Síncrono de Imanes Permanentes (GSIP)].

Algunas turbinas eólicas de velocidad variable con convertidor de escala completa no cuentan con la caja de velocidades. En estos casos, se usa un Generador Multipolos de Accionamiento Directo (GMAD) con un diámetro mayor.

2.3.4 Dispositivos de electrónica de potencia

Las turbinas eólicas de velocidad variable requieren un dispositivo de electrónica de potencia que sea capaz de ajustar la frecuencia y voltaje del generador con la red. Es importante entender por qué es atractivo el uso de dispositivos de electrónica de potencia en turbinas eólicas.

Los dispositivos de electrónica de potencia tienen dos fuertes características:

- Frecuencia controlable: En realidad, los dispositivos de electrónica de potencia, hacen posible la operación de velocidad variable en turbinas eólicas, y por esta razón son de gran importancia para sistemas de generación eólica. Ésta característica resulta en los siguientes beneficios para las turbinas eólicas: operación óptima de energía; reduce cargas en la caja de velocidades y las variaciones en la velocidad del viento son absorbidas por cambios en la velocidad del rotor; control de carga; una solución práctica para turbinas eólicas sin caja de velocidades ya que el convertidor actúa como una caja de velocidades eléctrica; y reduce la emisión de ruido a bajas velocidades del viento. Las desventajas de los dispositivos de electrónica de potencia son las pérdidas por la conmutación de los dispositivo semiconductores y el incremento en el costo por representar un equipo adicional.
- Característica de planta de potencia: Los dispositivos de electrónica de potencia proveen la posibilidad para que granjas eólicas se conviertan en elementos activos en sistemas eléctricos de potencia [11]. Ésta propiedad resulta en las siguientes ventajas para la red eléctrica: en una granja eólica, se puede controlar el flujo de potencia activa y reactiva;

el convertidor puede ser usado como una fuente local de potencia reactiva en una red débil; las granjas eólicas pueden ayudar a la estabilidad del sistema; y los convertidores mejoran la calidad de la energía filtrando armónicos bajos y limitando la potencia de corto circuito. Como desventaja se puede mencionar su generación de grandes corrientes armónicas hacia la red.

Entre los dispositivos de electrónica de potencia se encuentran arrancadores suaves, rectificadores, inversores y convertidores de frecuencia. Existe una gran variedad de diseños para rectificadores, inversores y convertidores de frecuencia.

Los elementos básicos de convertidores de potencia son diodos (no controlables) e interruptores electrónicos (controlables), como tiristores y transistores. Los diodos conducen corriente en una sola dirección y bloquean la corriente en dirección opuesta. Los interruptores electrónicos permiten seleccionar el momento exacto de conducción de los diodos. Un tiristor convencional puede ser activado a través de su compuerta y será bloqueado cuando exista un paso por cero de la corriente, es decir, cuando la dirección de la corriente sea contraria, mientras que tiristores y transistores conmutables pueden usar libremente su compuerta para interrumpir la corriente. Los tiristores y transistores conmutables mayormente conocidos son los tiristores GTO (gate turn-off), IGCTs (integrated gate commutated thyristors), BJTs (bipolar junction transistors), MOSFETs (metal oxide semiconductor field effect transistors) y los IGBTs (insulated gate bipolar transistors). La Tabla 2.2 compara las características y valores máximos de éstos interruptores. Los valores de voltaje y corriente, son valores máximos de salida de éstos interruptores. La frecuencia de conmutación define el rango de frecuencia operacional.

Los tiristores convencionales pueden controlar la potencia activa, mientras que los tiristores y transistores controlables pueden controlar potencia activa y reactiva.

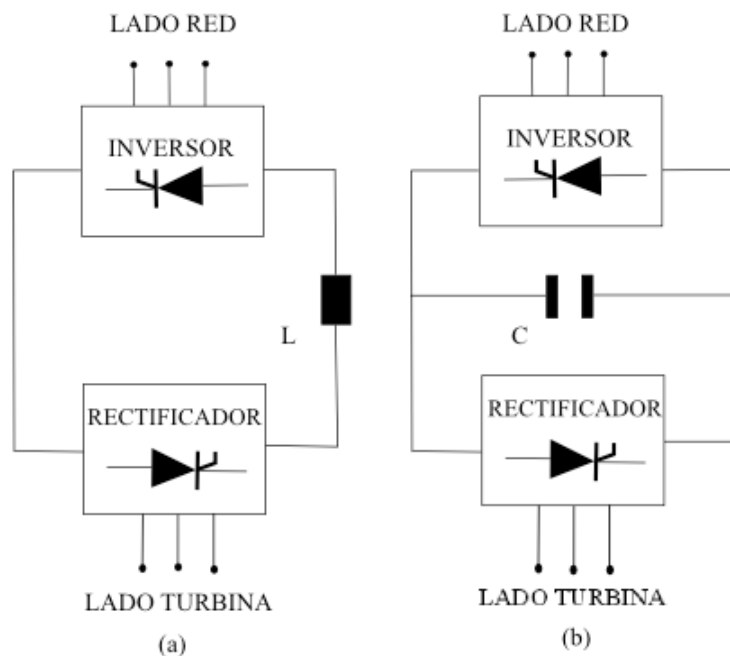


Figura 2.2: Tipos de convertidores de potencia auto-conmutados para turbinas eólicas: (a) Convertidor Fuente de Corriente (CFC) y (b) Convertidor Fuente de Voltaje (CFV)

Tabla 2.2: Características y valores máximos de interruptores controlables y no controlables.

	GTO	IGCT	BJT	MOSFET	IGBT
Voltaje (V)	6000	6000	1700	1000	6000
Corriente (A)	4000	2000	1000	28	1200
Frecuencia de conmutación (kHz)	0.2-1	1-3	0.5-5	5-100	2-20
Drive requirements	Alto	Bajo	Medio	Bajo	Bajo

Hoy en día, los sistemas turbina eólica-generator, de velocidad variable, pueden usar diferentes tipos de convertidores. Éstos convertidores se pueden caracterizar como conmutados por la red y auto-conmutados. Los tipos de interruptores más comunes, utilizados en el convertidor conmutado por la red son los tiristores. Son baratos y confiables, pero consumen potencia reactiva y producen corrientes armónicas que son difíciles de filtrar. Los tipos de interruptores más comunes, utilizados en convertidores auto-conmutados son los GTO's. Los convertidores auto-conmutados son interesantes porque tienen altas frecuencias de conmutación. Los armónicos pueden ser filtrados más fácilmente y por lo tanto puede ser mejorada la calidad de la energía

hacia la red. En la actualidad, los transistores IGBT son los más comunes. Como se ilustra en la Tabla 2.1, el rango de frecuencia de conmutación de los IGBT's se encuentra entre 2-20 kHz. Por otro lado, los convertidores basados en GTO's solo tienen una frecuencia de muestreo no mayor a 1 kHz; por esta razón son una buena opción para el futuro.

Los convertidores auto-conmutados son tanto convertidores fuentes de voltaje (CFV's) o convertidores fuentes de corriente (CFC's) y pueden controlar voltaje y frecuencia.

Los CFV's y CFC's proporcionan una forma de onda de voltaje y de corriente, respectivamente, bien definida en las terminales del generador y de la red. Los CFV's mantienen constante el voltaje en el bus de DC a través de un gran capacitor. Los CFC's, mantienen una corriente constante a través de un gran inductor.

A continuación se presentan las topologías de dispositivos de potencia más comúnmente usados en turbinas eólicas.

2.3.4.1 Arrancador-suave

El arrancador suave es un dispositivo de electrónica de potencia simple y de bajo costo usado en turbinas eólicas de velocidad fija durante su conexión a la red (turbinas Tipo A y Tipo B, Figura 2.1). La función de este dispositivo es reducir la corriente de in-rush y de esta forma se limitan los disturbios hacia la red. Es un elemento de gran importancia ya que la corriente de in-rush puede alcanzar hasta 8 veces la corriente nominal, lo cual puede causar grandes disturbios de voltaje en la red.

El arrancador suave está formado por dos tiristores por cada fase. Los tiristores se conectan en antiparalelo para cada fase. La conexión suave del generador con la red, se da ajustando el ángulo de disparo (α) de los tiristores. La relación entre el ángulo de disparo (α) y la amplificación resultante del arrancador suave es altamente no lineal y está en función del factor

de potencia del elemento conectado. Después del in-rush, los tiristores se puentean para reducir las pérdidas en todo el sistema.

2.3.4.2 Inversores y rectificadores

Los convertidores de frecuencia están formados por un rectificador, el cual convierte corriente alterna a corriente directa permitiendo que la energía fluya hacia el sistema de DC; por capacitores, que sirven como fuente de almacenamiento; y por un inversor, el cual convierte corriente directa a corriente alterna permitiendo que la energía fluya hacia el lado de AC.

Los diodos se usan solamente en la rectificación, aunque los interruptores electrónicos también se pueden usar, tanto en rectificadores como en inversores. Los diodos rectificadores son la opción más comúnmente utilizada en la rectificación, gracias a su simplicidad, su bajo costo y bajas pérdidas. Como desventaja se puede mencionar que genera corrientes armónicas debido a su naturaleza no lineal, sólo permite flujo de potencia en una dirección y no pueden controlar el voltaje o la corriente del generador. Entonces sólo pueden ser usados en conjunto con un generador, el cual pueda controlar el voltaje, y con un inversor, el cual pueda controlar la corriente.

Los inversores basados en tiristores (conmutados por la red), son baratos, con bajas pérdidas y, como su nombre lo dice, es necesario que se conecte a la red para operar. Como desventaja se puede mencionar su consumo de potencia reactiva y produce grandes armónicos. La demanda creciente en calidad de la energía, hace a los inversores basados en tiristores una solución menos atractiva que los inversores auto-conmutados, como los inversores basados en GTO's e IGBT's. La desventaja de los inversores basados en GTO's es que el circuito de control de los GTO es más complicado.

El generador y el rectificador, deben de ser seleccionados como una combinación, mientras

que el inversor puede ser seleccionado independientemente del generador y del rectificador. Un rectificador de diodos o uno de tiristores pueden ser usados, sólo en conjunto con un generador síncrono, debido a que no necesita corriente reactiva de magnetización. Los rectificadores basados en GTO's e IGBT's tienen que usarse en conjunto con generadores de inducción de velocidad variable, debido a que éstos pueden controlar la potencia reactiva. Sin embargo, aunque los IGBT's son una atractiva opción, tienen la desventaja de ser caros y de grandes pérdidas. El generador síncrono con rectificador de diodos, tiene un costo total menor que su equivalente generador de inducción con rectificador o inversor de IGBT's. Existen varias formas de combinar un rectificador con un inversor en un convertidor de frecuencia y se mencionan en la siguiente sección.

2.3.4.3 Convertidores de frecuencia

Durante años recientes se han investigado diferentes topologías de convertidores, así como la manera en que pueden ser aplicados en turbinas eólicas:

- Convertidores back-to-back
- Convertidores multinivel
- Convertidores tandem
- Convertidores matriz
- Convertidores resonantes

Una descripción de éstas topologías puede ser encontrada en la bibliografía [10]. La topología de convertidor más importante en la actualidad, es sin duda, el convertidor back-to-back. El

análisis realizado en [10], demuestra que los más serios competidores ante el convertidor back-to-back son el convertidor matriz y el convertidor multinivel y son recomendados para próximos estudios.

2.3.4.4 Convertidor back-to-back

Trataremos entonces con la topología de convertidor back-to-back por ser la topología mayormente usada en convertidores de frecuencia actualmente.

El convertidor back-to-back es un convertidor de potencia bidireccional formado por dos CFV convencionales, los cuales utilizan modulación de ancho de pulso (PWM por sus siglas en inglés). Ésta topología se muestra en la Figura 2.3. Para desempeñar un buen control en la corriente de línea, el voltaje en el enlace de CD se debe de mantener a un valor mayor que la amplitud del voltaje línea-línea de la red. El flujo de potencia, en el convertidor lado red, se controla de tal manera que el voltaje en el enlace de DC se mantenga constante, mientras que el convertidor lado rotor se controla para satisfacer la demanda de magnetización de la velocidad de referencia.

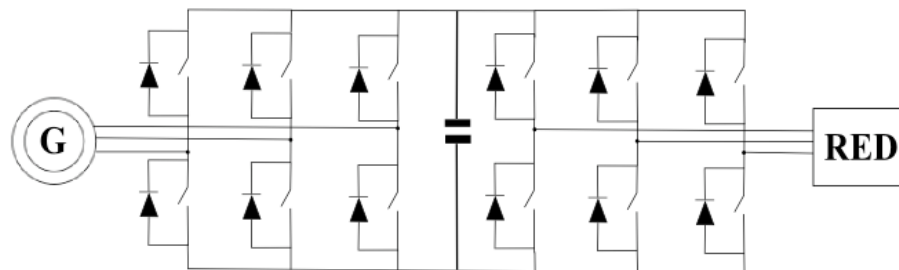


Figura 2.3: Esquema básico de un convertidor back-to-back

Como se mencionó, la configuración back-to-back es la que se usa más frecuentemente en convertidores trifásicos. Como resultado, la información disponible en el campo es extensa y ya bien establecida. La literatura y documentos disponibles son extensos en comparación a

las demás configuraciones de convertidores. Además, existen fabricantes que producen componentes diseñados especialmente para ser usados en este tipo de convertidor (es decir, el puente completo de seis transistores y/o diodos conectados en antiparalelo). Esto reduce el costo de los componentes del convertidor, siendo entonces atractivo económicamente. Una ventaja técnica de esta configuración es el desacoplamiento existente entre el inversor lado red y el inversor lado rotor, ya que esto ofrece un control separado para los dos inversores, permitiendo compensación tanto para el lado del generador como para el lado de la red.

El convertidor lado rotor se puede ver como una fuente de corriente de voltaje controlado. La corriente del rotor se puede controlar de varias maneras, pero el método más común es PWM [13]. Otra opción es emplear el método de modulación de histéresis en el convertidor lado rotor [14]. En este método, el control de las corrientes sigue la corriente del rotor, de tal forma que se mantenga dentro de la banda de histéresis. Cuando la corriente del rotor exceda la banda superior, la válvula inferior de la fase correspondiente se enciende y la válvula superior se apaga. De igual forma, cuando la corriente actual esta por debajo de la banda inferior, la válvula superior de la fase correspondiente se enciende y la válvula inferior se apaga. El método, forza a la corriente actual a seguir a la corriente de referencia dentro de una banda de tolerancia. El convertidor lado red es normamalmente usado para controlar el voltaje en el enlace de CD, pero también puede ser utilizado para compensar potencia reactiva. También se puede utilizar para mejorar la calidad de la energía, sin embargo, esta aplicación es poco utilizada debido a que se requiere de un convertidor de mayores dimensiones [15].

Por otro lado, hay una importante desventaja del convertidor back-to-back, que son las pérdidas eléctricas por conmutación. Como el convertidor está formado por dos inversores, las pérdidas electricas por conmutación son muy pronunciadas. Incluso la alta velocidad de conmutación en el inversor lado red, puede requerir de filtros de interferencia electromagnética (EMI-Filters) [10].

En estudios de estabilidad, es aceptable despreciar la dinámica de conmutación de los dispositivos semiconductores del convertidor [16]. Además se asume que el convertidor es capaz de satisfacer perfectamente la demanda de corriente.

Capítulo 3

TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDAD VARIABLE CON GIDA

3.1 Introducción

Las turbinas eólicas de velocidad variable se han convertido en el tipo de turbinas instaladas dominante durante los últimos años [10], [12]. El interés en las turbinas eólicas de velocidad variable se debe a sus atractivas características, dadas por la presencia del convertidor de potencia, a diferencia de las turbinas de velocidad fija, que no cuentan con un convertidor y por lo tanto no son tan versátiles. El contar con un convertidor de potencia, favorece tanto a la turbina misma como a los requerimientos de la red, razón por la cual nace el interés de desarrollar un modelo y realizar estudios con el mismo.

En este capítulo se presenta, primeramente la descripción básica del rotor de una turbina eólica, para continuar con la exposición de sus características y las del GIDA.

3.2 Descripción básica del rotor de una turbina eólica

Desde un punto de vista físico, las características estáticas del rotor de una turbina se pueden explicar con la relación que existe entre la energía total contenida en el viento y la potencia mecánica de la turbina eólica. Ésta relación se puede explicar fácilmente empezando con el viento que entra en el área de barrido del rotor. La energía cinética de un cilindro de aire de radio R , que viaja con una velocidad del viento V_{VIENTO} , corresponde a una potencia del viento total P_{VIENTO} dentro del área de barrido de la turbina eólica. Ésta potencia P_{VIENTO} se puede expresar como:

$$P_{VIENTO} = 0.5\rho_{AIRE}\pi R^2 V_{VIENTO}^3 \quad (3.2.1)$$

En 3.2.1, ρ_{AIRE} es la densidad del aire ($1.225\text{kg}/\text{m}^3$), R es el radio del rotor y V_{VIENTO} es la velocidad del viento.

No es posible extraer toda la energía cinética contenida en el viento, ya que eso significaría que el aire se detendría justo detrás de la turbina eólica. Esto no permitiría que el aire fluya lejos de la turbina eólica, y claramente esto no puede representar una condición física de estado estacionario. La velocidad del viento es reducida solamente por la turbina eólica, de este modo extrae una fracción de la energía del viento. Esta fracción se denomina coeficiente de eficiencia de potencia, C_P , de la turbina eólica. La potencia mecánica de la turbina eólica, P_{MEC} , está dada por la potencia total en el viento P_{VIENTO} usando la siguiente ecuación:

$$P_{MEC} = C_P P_{VIENTO} \quad (3.2.2)$$

Se puede demostrar que el límite superior estático teórico de C_P es $16/27$ (aproximadamente 0.593); esto quiere decir que teóricamente es posible extraer el 59% de la energía cinética del

viento y se conoce como el límite de Betz. Turbinas eólicas modernas de tres aspas tienen un valor óptimo de C_P en el rango de 0.52-0.55 medidos en el eje de la turbina.

En algunos casos, C_P se especifica con respecto a la potencia eléctrica en las terminales del generador y no con respecto a la potencia mecánica en el eje de la turbina; las pérdidas en la caja de velocidades y en el generador se deducen a partir del valor de C_P . Cuando se especifica de esta manera, turbinas eólicas modernas de tres aspas tienen un valor óptimo de C_P en el rango de 0.46-0.48. Es por eso que es necesario entender si los valores de C_P se especifican como coeficiente de eficiencia de potencia mecánica o potencia eléctrica.

Si se va a aplicar el par T_{MEC} en lugar de la potencia P_{MEC} , es conveniente calcularlo a partir de la potencia P_{MEC} , usando la velocidad rotacional de la turbina ω_{turb} :

$$T_{MEC} = \frac{P_{MEC}}{\omega_{turb}} \quad (3.2.3)$$

Es claro notar desde un punto de vista físico, que la potencia, P_{MEC} , extraída del viento, dependerá de la velocidad rotacional de la turbina, de la velocidad del viento y del ángulo de las aspas β . Además, se debe esperar que P_{MEC} y por consiguiente C_P sean funciones de estas cantidades.

$$P_{MEC} = f_{P_{MEC}}(\omega_{turb}, V_{VIENTO}, \beta) \quad (3.2.4)$$

Ahora, la posible extracción de energía dependerá del ángulo de incidencia ψ entre el plano de las aspas del rotor en movimiento y la velocidad relativa vista desde las aspas en movimiento. Una representación aerodinámica de dos dimensiones muestra que el ángulo de incidencia ψ se determina por V_{VIENTO} entrante y la velocidad de la aspa. La punta del aspa se mueve a una velocidad V_{punta} , igual a $\omega_{turb}R$. Esto se puede observar en la Figura 3.1. Otro término

comúnmente usado en la aerodinámica de turbinas eólicas es la relación de velocidad de punta, λ , que se define por:

$$\lambda = \frac{\omega_{turb}R}{V_{VIENTO}} \quad (3.2.5)$$

Los valores más altos de C_P se obtienen para valores de λ en el rango de 8 a 9. Esto significa que el ángulo entre la velocidad relativa del aire y el plano del rotor es un ángulo agudo. Por lo tanto, es más conveniente calcular el ángulo de incidencia ψ de la siguiente manera:

$$\psi = \arctan\left(\frac{1}{\lambda}\right) = \arctan\left(\frac{V_{VIENTO}}{\omega_{turb}R}\right) \quad (3.2.6)$$

Cabe señalar que el ángulo de incidencia ψ se define en la punta de las aspas, y que el ángulo local variará a lo largo de la longitud de la aspa, desde el eje ($r=0$) a la punta de la aspa ($r=R$) y, por lo tanto, el valor local de ψ dependerá de la posición de la aspa.

En turbinas eólicas modernas, es posible ajustar el ángulo de inclinación β de toda la aspa utilizando un servomecanismo. Si la aspa gira, el ángulo de ataque α , entre la aspa y la velocidad del viento relativa V_{rel} , cambiará consecuentemente. De nuevo, es claro ver desde una perspectiva física, que las fuerzas del viento relativo que actúan sobre la aspa, y de tal modo también la extracción de energía, dependerán del ángulo de ataque α entre el rotor en movimiento y la velocidad relativa del viento V_{rel} como se ve desde las aspas en movimiento.

De lo anterior se desprende que C_P puede ser expresado como una función de λ y β :

$$C_P = f_{C_P}(\lambda, \beta) \quad (3.2.7)$$

Hay que señalar que una de las principales ventajas de un planteamiento en el cual se

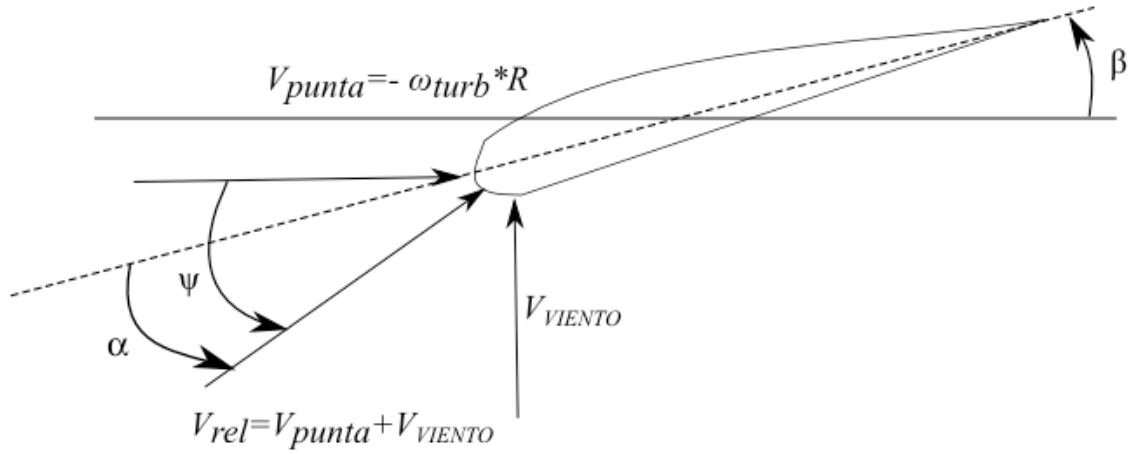


Figura 3.1: Ilustración de las condiciones del viento alrededor de la aspa en movimiento.

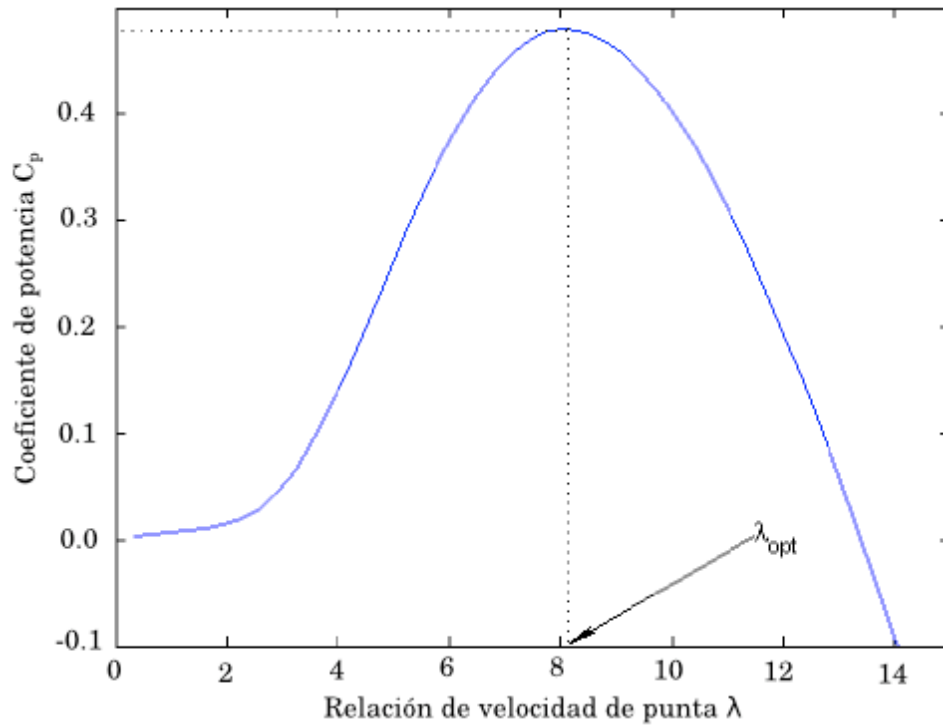


Figura 3.2: Coeficiente de eficiencia de potencia, C_p , para un ángulo de las aspas fijo como función de la relación de velocidad de punta λ .

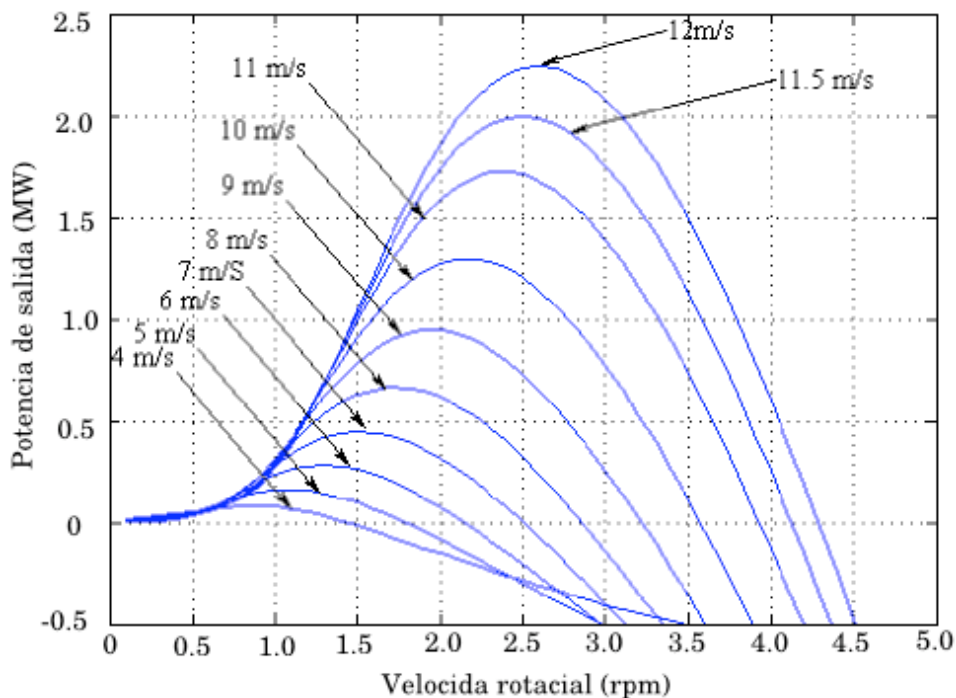


Figura 3.3: Curvas de potencia mecánica para varias velocidades del viento para turbinas eólicas de velocidad variable.

incluyen C_P , λ y β , es que éstas cantidades están normalizadas y, por lo tanto, son comparables sin importar cuál sea el tamaño de la turbina eólica.

En turbinas simples y antiguas, las aspas tienen una posición angular fija en el eje de la turbina eólica, lo cual significa que el ángulo β es constante (β_{const}). Esto es llamado control de paro (o paro pasivo), porque la posición angular de las aspas de la turbina se para a altas velocidades del viento y esto reduce automáticamente la elevación de las aspas de la turbina. Con un ángulo de inclinación de las aspas fijo, la relación entre el coeficiente de eficiencia de potencia $C_P(\lambda, \beta)$ y la relación de velocidad de punta, λ , nos dará una curva similar a la que se muestra en la Figura 3.2.

Asumiendo una velocidad del viento constante, V_{VIENTO} , la relación de velocidad de punta, λ , variará proporcionalmente con la velocidad rotacional del rotor de la turbina eólica. Si se conoce la curva C_P - λ para una turbina eólica específica, con un rotor de radio R , es fácil

construir la curva de C_P contra la velocidad rotacional para cualquier velocidad del viento, V_{VIENTO} . Las curvas de C_P contra la velocidad rotacional, serán de la misma forma para diferentes velocidades del viento pero variarán en términos del '*estiramiento*' a lo largo del eje de la velocidad rotacional, como se ilustra en la Figura 3.3. Por lo tanto, el punto de operación óptimo de la turbina eólica para una velocidad del viento V_{VIENTO} dada, se determina llevando la velocidad del rotor al punto λ_{opt} , como se muestra en la Figura 3.2. Entonces, la velocidad óptima del rotor de la turbina $\omega_{turb,opt}$, se determina de la siguiente manera:

$$\omega_{turb,opt} = \frac{\lambda_{opt} V_{VIENTO}}{R} \quad (3.2.8)$$

La velocidad óptima del rotor para una velocidad del viento específica, también depende del radio de la turbina, R , el cual es directamente proporcional a la potencia nominal de la turbina. Por lo tanto, a mayor potencia nominal de la turbina eólica, menor será la velocidad rotacional óptima. Estas básicas ecuaciones aerodinámicas de turbinas eólicas, dejan claro que las turbinas eólicas de velocidad fija, tienen que ser diseñadas para que la velocidad rotacional, coincida lo mejor posible con la velocidad del viento del área de su instalación. A cualquier otra velocidad del viento no será posible, para una turbina eólica de velocidad fija, mantener una operación con un coeficiente de eficiencia de potencia optimizado. En el caso de turbinas eólicas de velocidad variable, la velocidad rotacional de la turbina eólica, se ajusta sobre un ancho rango de velocidades del viento, de tal manera que la relación de velocidad de punta, λ , se mantiene en λ_{opt} . Consecuentemente, el coeficiente de eficiencia de potencia C_P se mantiene en su máximo y, por lo tanto, la potencia mecánica de salida de una turbina eólica de velocidad variable será mayor que la de una turbina eólica de velocidad fija similar, sobre un ancho rango de velocidades del viento. Para velocidades altas del viento, la potencia mecánica se mantendrá en el valor nominal de la turbina eólica de velocidad variable, teniendo control del inclinación de sus aspas.

La Figura 3.3 ilustra las curvas de potencia mecánica de salida para varias velocidades del viento para turbinas eólicas de velocidad variable.

Las turbinas eólicas de velocidad variable, tienen una mayor producción anual comparadas con turbinas eólicas similares de velocidad fija. Esta mejora en eficiencia, se obtiene a costo de complejidad en la construcción de la turbina y también a pérdidas en el convertidor de electrónica de potencia, el cual permite la operación de velocidad variable. Si la turbina eólica se instala en un ambiente con altas velocidades del viento, la ganancia en producción de energía anual, puede ser menos significativa debido a que esta ganancia se desarrolla primordialmente para velocidades bajas del viento. Algunas turbinas eólicas de velocidad fija, de alguna manera, se pueden catalogar como turbinas eólicas de velocidad variable, o al menos para dos velocidades del viento. Algunos fabricantes incluyen dos generadores, unos para altas velocidades del viento y otro para bajas velocidades del viento, con un número diferente de polos pares, en la turbina eólica, o aplican un generador especial, el cual es capaz de cambiar el número de polos pares (por ejemplo, de 2 a 3), cambiando las conexiones de los devanados del estator. De esta manera, una considerable fracción de la producción anual de energía generada por turbinas eólicas de velocidad variable, se obtiene a través de ese concepto, siendo simple y económico.

3.3 Características de las turbinas eólicas de velocidad variable

Las turbinas eólicas de velocidad variable cuentan con un sistema eléctrico más complicado que el de las turbinas eólicas de velocidad fija. Están equipadas típicamente por un generador de inducción o un generador síncrono y un convertidor de potencia. El convertidor de potencia hace posible la operación de velocidad variable. Las turbinas eólicas pueden también ser diseñadas para desarrollar un coeficiente de potencia máximo u óptimo sobre un ancho rango de

velocidades del viento.

El convertidor de potencia controla la velocidad del rotor, de tal manera que las fluctuaciones de potencia causadas por las variaciones de la velocidad del viento son más o menos absorbidas por en cambio en la velocidad del generador e implícitamente en la velocidad de la turbina eólica. Desde el punto de vista de la turbina eólica, las ventajas más importantes de contar con una operación de velocidad variable comparada a la operación convencional de velocidad fija son:

- Reducción del estrés mecánico en los componentes mecánicos como el eje y la caja de velocidades. Las fluctuaciones de potencia son absorbidas por la inercia mecánica de la turbina eólica.
- Incremento en la captura de potencia. Debido a su característica de velocidad variable, es posible adaptar continuamente (acelerar o desacelerar) la velocidad rotacional de la turbina eólica en relación a la velocidad del viento, de tal manera que el coeficiente de potencia se mantiene siempre en su valor máximo u óptimo.
- Reducción de ruido audible. Es posible la operación a baja velocidad a condiciones de potencia bajas.

La presencia del convertidor de potencia también provee importantes cualidades de control, tanto para grandes turbinas modernas como para granjas eólicas, para satisfacer las altas demandas técnicas impuestas por los operadores de la red, tales como:

- potencia activa y reactiva controlable (control de frecuencia y voltaje)
- rápida respuesta bajo situaciones dinámicas del sistema de potencia y transitorios
- influencia sobre la estabilidad del sistema

- mejoramiento en la calidad de la energía (reducción del nivel de flicker, filtrado de bajos armónicos y limitación de corrientes de inrush y de corto circuito)

Todas éstas atractivas características hacen muy popular al concepto de turbinas eólicas de velocidad variable a pesar de algunas desventajas como pérdidas e incremento en el costo debido al convertidor de potencia. Entre los tipos de turbinas eólicas de velocidad variable destacan los siguientes dos:

- Concepto de velocidad variable escala completa (TIPO D): El estator del generador se conecta a la red a través de un convertidor de potencia de escala completa. El generador puede ser síncrono (GSRD) o de inducción (GIRD).
- Concepto de velocidad variable de escala parcial (TIPO C): El estator del rotor se controla por un convertidor de escala completa, cuyo tamaño define el rango de velocidad variable (comúnmente $\pm 30\%$ con respecto a la velocidad síncrona).

El concepto de turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción doblemente-alimentado (GIDA) se distingue como una muy atractiva opción teniendo una demanda en el mercado en aumento. La característica fundamental del GIDA es que la potencia para la cual se diseña el convertidor, es sólo una fracción de la potencia total de la turbina eólica, y debido a ésto, las pérdidas y el costo son mucho menores comparado con el convertidor de escala completa.

3.4 Características del generador de inducción doblemente-alimentado (GIDA)

La configuración típica del concepto del GIDA se muestra en la Figura 3.4 y consiste en un generador de inducción de rotor devanado (GIRD) cuyos devanados del estator se conectan directamente a la red y los devanados del rotor a un convertidor de potencia de escala parcial en configuración back-to-back. El convertidor back-to-back es un convertidor de potencia bidireccional. Se compone por dos CFV conectados a un bus de DC (como ya se mencionó en el capítulo anterior). Éste convertidor se muestra en la Figura 3.4 como convertidor lado rotor y convertidor lado red. El convertidor y sus controladores se encargan de controlar el comportamiento del generador en condiciones normales y en condiciones de fallas. El convertidor controla la magnitud y fase del voltaje del rotor de tal manera que es usado para controlar la potencia activa y la potencia reactiva.

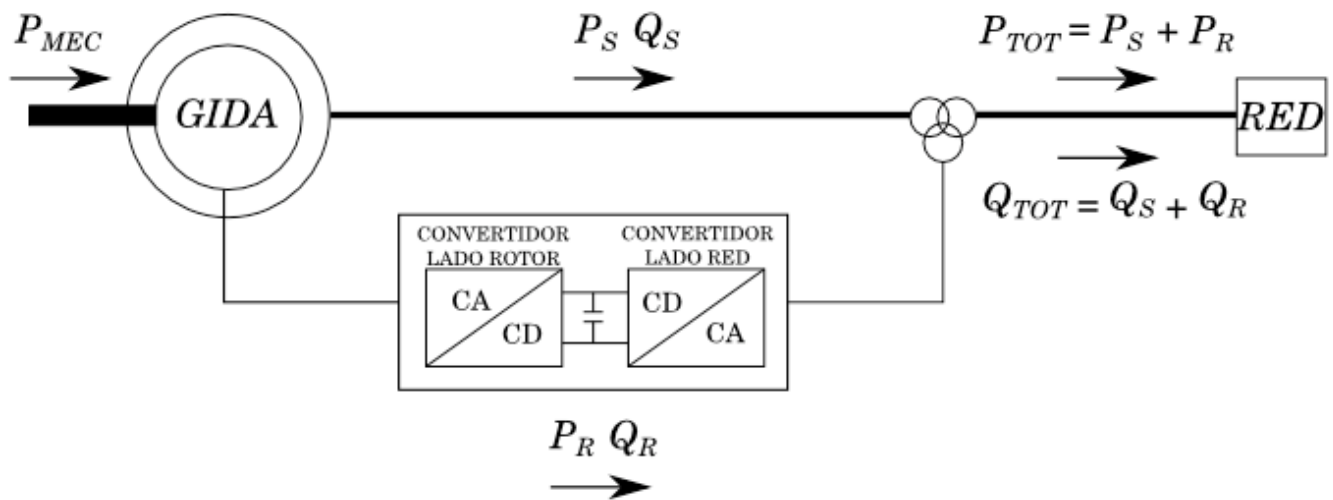


Figura 3.4: Diagrama de flujo de potencia en el GIDA

Debido a que el voltaje óptimo del rotor es menor que el voltaje óptimo del estator, el transformador que conecta el sistema a la red tiene dos devanados secundarios: en uno se conecta el estator y en otro se conecta el rotor.

El sistema del GIDA permite la operación de velocidad variable sobre un ancho pero restringido rango. Mientras más pequeño sea el rango de velocidad, menor será la potencia a manipular por el convertidor de potencia lado rotor. Por ejemplo, si la velocidad se controlara entre un $\pm 30\%$, el convertidor debe diseñarse para aproximadamente un 30% de la potencia del generador. Por lo tanto, el tamaño del convertidor no está relacionado con la potencia pero si con el rango de velocidad seleccionado. Además, el costo del convertidor de potencia aumenta, si se aumenta el límite de rango permitido de velocidad, alrededor de la velocidad síncrona.

Capítulo 4

MODELADO DINÁMICO DE TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDAD VARIABLE CON GIDA

4.1 Introducción

En la mayoría de los países y en los SEP's, la generación eólica cubre sólo una parte del total de la carga del SEP. Sin embargo, existe una tendencia a incrementar la cantidad de electricidad generada a partir de turbinas eólicas. Además, las turbinas eólicas empezarán a reemplazar la salida de los generadores síncronos convencionales y el nivel de penetración de energía eólica en los SEP's, también incrementará. Como resultado, puede empezar a afectar el comportamiento dinámico del SEP. El impacto de la generación eólica en la dinámica del SEP, debe ser investigado, con el fin de identificar los problemas potenciales y empezar a tomar medidas para mitigar tales problemas.

En el presente capítulo se usa un enfoque de modelado específico para estudiar la dinámica del SEP. Este enfoque será referido en lo sucesivo, como simulaciones dinámicas de sistemas de potencia (SDSP) y se incluye una pequeña introducción. Es necesario incorporar modelos de

sistemas de generación eólicos en programas de simulación que son usados para SDSP, con el fin de analizar el impacto de la penetración de la generación eólica en el SEP. Estos modelos tienen que encajar con las suposiciones y simplificaciones aplicadas en este tipo de simulación.

Este capítulo presenta modelos que satisfacen estos requerimientos y pueden ser usados para representar turbinas eólicas en SDSP. Después de una breve introducción de SDSP, se presentan las suposiciones tomadas en cuenta en el modelado.

La mayoría de estas suposiciones son el resultado de los requerimientos de SDSP. Se presentan los modelos de los varios subsistemas de las turbinas eólicas de velocidad variable con GIDA. Finalmente, se comparan las respuestas del modelo debidas a una secuencia de velocidad de viento generada.

4.2 Simulaciones Dinámicas de Sistemas de Potencia

Los programas para SDSP son usados para investigar el comportamiento dinámico y la estabilidad de pequeña señal de sistemas de potencia. Un SEP grande, puede tener fácilmente cientos o incluso miles de variables de estado. Estos estados están asociados con ramas, generadores y sus controladores, y con cargas. Si el aspecto relevante del comportamiento del SEP, se representa utilizando grandes constantes de tiempo, se requeriran largas simulaciones. Si todos los fenómenos de alta-frecuencia son incluidos en los modelos aplicados, una simulación lo suficientemente extensa, puede tomar una cantidad importante de tiempo computacional. Si el SEP a investigar es grande, el estudio será difícil y se consumirá demasiado tiempo en estudiar diferentes escenarios.

Para resolver este problema, se considera solamente la componente de frecuencia fundamental de voltajes y corrientes cuando se estudian fenómenos de baja frecuencia. En este capítulo,

este enfoque será referido a SDSP. También se conoce como simulaciones a frecuencia fundamental o simulaciones de transitorios electromecánicos. Este enfoque hace posible representar a la red como una impedancia constante o una matriz de admitancias, similar a flujos de potencia. Estas ecuaciones asociadas a la red se pueden resolver a través de métodos de flujos de potencia, resultando pequeños tiempos computacionales. Este enfoque disminuye el tiempo de simulación cancelando un número de ecuaciones diferenciales, porque no hay ecuaciones diferenciales relacionadas con la red y solo unas pocas asociadas con el equipo de generación. Este enfoque también permite utilizar ventanas de tiempo de simulación más grandes [22]. De esta forma son desarrollados modelos de orden reducido de los componentes del SEP.

Ejemplos de programas utilizados para SDSP son PSS/E (Power System Simulator for Engineers) Este tipo de software puede ser usado cuando los fenómenos de interés tienen una frecuencia entre 0.1-10 Hz. Si las frecuencias son más grandes, se deben usar software de simulaciones de valor instantáneo (SVI), como ATP (Alternative Transient Program), programa de transitorios electromagnéticos (EMTP) o SimPowerSystems de Matlab. Estos paquetes contienen modelos más detallados y de más alto orden que los software para SDSP. Sin embargo, su ventana de tiempo es mucho más pequeña haciendo poco factible la simulación de grandes SEP's en estos programas.

Algunos software avanzados como PowerFactory, Netomac y Simpow, ofrecen tanto modos de simulación dinámico e instantáneo.

Para más información en este tipo de simulaciones del SEP y el tipo de problemas que se pueden estudiar, ver [19].

4.3 Suposiciones de modelado

Esta sección discute las suposiciones en las cuales están basadas los modelos de los subsistemas.

Primeramente se asume una relación algebraica entre la velocidad del viento a la altura del eje del rotor y la potencia mecánica extraída del viento. Otros métodos más avanzados, requieren de un conocimiento detallado de las características aerodinámicas de las aspas de la turbina [23]. En muchos casos estos datos no están disponibles. Sin embargo, esto no significa un problema ya que el principal tema de interés en estudios dinámicos de SEP, es la interacción con la red, y el impacto del perfil de las aspas de la turbina en la interacción con la red se puede suponer que es muy limitado.

Este capítulo presenta modelos para representar turbinas eólicas de velocidad variable en SDSP. Los modelos deben de compatir con los requerimientos que resultan de los principios en los cuales están basados los software de SDSP, como se describió en la sección anterior. Se realizaron las siguientes suposiciones para aplicarlas a los modelo de la turbina eólica de velocidad variable con GIDA:

- Suposición 1: se desprecia la saturación magnética.
- Suposición 2: la distribución del flujo es sinusoidal.
- Suposición 3: se desprecia toda pérdida, a excepto las pérdidas en el cobre.
- Suposición 4: los voltajes en el estator y en el rotor del generador son sinusoidales a frecuencia fundamental.
- Suposición 5: todas la masas rotatorias se representan por un elemento, es decir, se utiliza la representacion "masa-concentrada".
- Suposición 6: los CFV's se modelan como fuentes de corriente.

- Suposición 7: los voltajes y corrientes del rotor son sinusoidales a frecuencia de deslizamiento.

La suposición 5 se hace porque las propiedades mecánicas y eléctricas de las turbinas eólicas de velocidad variable están desacopladas debido al convertidor de potencia. Además, las propiedades del eje apenas son reflejadas en la interacción con la red, que es el punto de interés en estudios de SEP [25], [26].

Las suposiciones 6 y 7 se hacen con el fin de modelar el convertidor de potencia en software de SDSP y son aplicadas rutinariamente en simulaciones dinámicas de sistemas de potencia, [22], [27],[28]. Un modelo completo del convertidor, requiere de una importante reducción en la ventana de tiempo de simulación y la incorporación de grandes armónicos en las ecuaciones de la red. Esto no es aceptable para el uso de los modelos descritos aquí.

4.4 Estructura general del modelo

La estructura general del modelo de la turbina eólica de velocidad variable con GIDA se muestra en la Figura 4.1 en forma de diagrama de bloques.

Los subsistemas de la turbina eólica de velocidad variable con GIDA modelados son los siguientes:

- Modelo de la velocidad del viento: genera una señal de velocidad de viento que se aplica al modelo del rotor de la turbina, ya que la conversión de la energía cinética contenida en el viento a energía mecánica está directamente en función de la velocidad del viento.
- Modelo del Rotor de la turbina: representa la conversión de la energía cinética contenida en el viento en energía mecánica aplicada al generador.

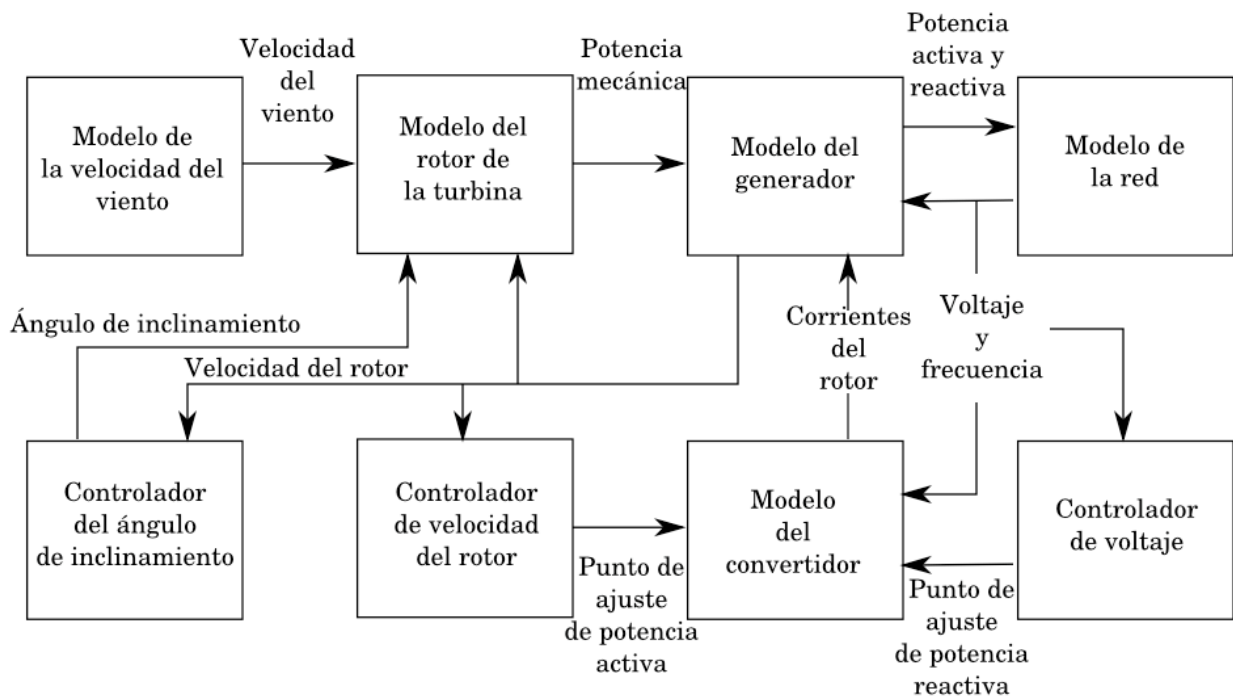


Figura 4.1: Subsistemas que conforman el sistema de la turbina eólica de velocidad variable con GIDA

- Modelo del generador y del convertidor: representa la ecuación de oscilación del rotor del generador que relaciona la aceleración mecánica con las potencias mecánica y eléctrica.
- Modelo del controlador de velocidad del rotor: contiene el controlador de velocidad a través de la característica de control potencia/velocidad del sistema del aerogenerador.
- Modelo del controlador de voltaje: representa el sistema de control de voltaje del aerogenerador.
- Modelo del controlador del ángulo de inclinación: contiene el control del ángulo de inclinación de las aspas a velocidades del viento superiores a la velocidad nominal, con el fin de limitar la eficiencia aerodinámica del rotor de la turbina eólica.

Cabe señalar que el modelo de la red es un modelo convencional de flujos de potencia de una red eléctrica. El modelo de la red y los cálculos están fuera del alcance de éste capítulo,

por lo tanto no se tratará por el momento.

El modelo de la turbina eólica descrito anteriormente ha sido integrado en Matlab/Simulink. Las siguientes secciones describen cada uno de los subsistemas con mayor detalle.

4.5 Modelo de la velocidad del viento

La primera señal necesaria para modelar una turbina eólica es una secuencia de velocidad del viento, que es la salida del primer bloque en la Figura 4.1. Una forma de modelar la velocidad del viento, es en base a mediciones, pero en este caso utilizaremos un enfoque más flexible presentado en [17], el cual es un modelo que genera secuencias de velocidad de viento que pueden ser elegidas por el usuario. Esto hace posible simular una secuencia de velocidad de viento con las características deseadas, ajustando los valores de los parámetros correspondientes a un valor apropiado. En la literatura sobre la simulación de energía eólica en SEP's, se asume que la velocidad del viento está formada por las siguientes cuatro componentes [17]:

- componente de velocidad base;
- componente de velocidad de rampa;
- componente de velocidad de ráfaga;
- componente de ruido o turbulencia.

El modelo del viento entonces está definido por la siguiente ecuación:

$$V_V = V_B + V_{RP} + V_{RF} + V_T \quad (4.5.1)$$

donde V_V = velocidad del viento; V_B = velocidad base; V_{RP} = velocidad de rampa; V_{RF} = velocidad de ráfaga y V_T = velocidad de ruido o turbulencia; expresadas en m/s . La componente

V_B se define por una constante:

$$V_B = K_B \quad (4.5.2)$$

La componente de ráfaga se describe por la ecuación 4.5.3.

$$V_{RF} = \begin{cases} 0 \rightarrow t < T_{iRF} \\ A_{RF} \rightarrow \{1 - \cos[2\pi(\frac{t-T_{iRF}}{T_{fRF}-T_{iRF}})]\} \rightarrow T_{iRF} \leq t \leq T_{fRF} \\ 0 \rightarrow T_{fRF} < t \end{cases} \quad (4.5.3)$$

Donde A_{RF} es la amplitud de la ráfaga en m/s ; T_{iRF} es el tiempo de inicio de la ráfaga en s y T_{fRF} es el tiempo final de la ráfaga en s .

La componente de rampa se describe por la ecuación 4.5.4.

$$V_{RP} = \begin{cases} 0 \rightarrow t < T_{iRP} \\ A_{RP} \rightarrow (\frac{t-T_{iRP}}{T_{fRP}-T_{iRP}}) \rightarrow T_{iRP} \leq t \leq T_{fRP} \\ 0 \rightarrow T_{fRP} < t \end{cases} \quad (4.5.4)$$

Donde A_{RP} es la amplitud de la rampa en m/s ; T_{iRP} es el tiempo de inicio de la rampa en s y T_{fRP} es el tiempo final de la rampa en s .

Por último, la componente de ruido o turbulencia está definida por la ecuación 4.5.5.

$$V_T = 2 \sum_{i=1}^N [S_V(\omega_i) \Delta\omega]^{1/2} \cos(\omega_i t + \phi_i), t > 0 \quad (4.5.5)$$

Donde $\omega_i = (i - 1/2)\Delta\omega$; ϕ_i es una variable aleatoria con densidad probabilística uniforme en el intervalo de 0 a 2π .

La función $S_V(\omega_i)$ es la función de densidad espectral definida por Vaicaitis [18] expresada en la ecuación 4.5.6.

$$S_V(\omega_i) = \frac{2K_N F^2 |\omega_i|}{\pi^2 [1 + (F\omega_i/\mu\pi)^2]^{4/5}} \quad (4.5.6)$$

Donde K_N es el coeficiente de arrastre; F es la escala de turbulencia y μ es la velocidad promedio del viento a una altura de referencia.

4.6 Modelo del rotor de la turbina

La extracción de la energía del viento a través de una turbina eólica y su conversión en potencia mecánica, es un proceso aerodinámico complejo. El comportamiento eléctrico del sistema, es el principal punto de interés en este trabajo, razón por la cual es suficiente modelar el rotor de la turbina eólica a través del modelo del disco actuador mediante la ecuación convencional de extracción de potencia del viento [4], [18], [19], [20]:

$$P_V = \frac{\rho}{2} A_t C_p(\lambda, \beta) V_V^3 \quad (4.6.1)$$

Donde P_V es la potencia extraída del viento en Watts; ρ es la densidad del aire en kg/m^3 ; C_p es el coeficiente de potencia; λ es la relación de velocidad de punta, entre la velocidad de punta de las aspas ($\omega_t R/V_V$, donde ω_t y R son la velocidad rotacional y el radio de la turbina eólica respectivamente y V_V es la velocidad del viento); β es el ángulo de inclinación de las aspas en grados y por último A_t es el área cubierta por el rotor de la turbina eólica en m^2 .

La ecuación 4.6.1, y una aproximación numérica de la curva $C_p(\lambda, \beta)$ es suficiente para representar el rotor de la turbina [19]. La aproximación numérica de la curva $C_p(\lambda, \beta)$ se basa en las siguiente ecuación [21]:

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) \exp^{\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (4.6.2)$$

Donde $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$, $c_1 = 0.5176$, $c_2 = 116$, $c_3 = 0.4$, $c_4 = 5$, $c_5 = 21$ y $c_6 = 0.0068$.

Se asume, como ya se mencionó, que en la turbina eólica de velocidad variable cuenta con control del ángulo de inclinación. El coeficiente de potencia está en función de la relación de velocidad de punta, λ , y del ángulo de inclinación, β . La aproximación numérica para la curva $C_p(\lambda, \beta)$, se basa en documentación de los fabricantes de turbinas eólicas de velocidad variable.

4.7 Modelo del generador

Las ecuaciones que describen al GIDA son idénticas a las del generador de inducción de jaula de ardilla y se pueden deducir en pu como sigue [22]:

$$u_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} \quad (4.7.1)$$

$$u_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \quad (4.7.2)$$

$$u_{dr} = -R_r i_{dr} - s\omega_s \psi_{qr} - \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (4.7.3)$$

$$u_{qr} = -R_r i_{qr} + s\omega_s \psi_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (4.7.4)$$

Donde s es el deslizamiento, u es el voltaje, i es la corriente, R es resistencia y ψ es el flujo. Los subíndices d y q son para las componentes de directa y cuadratura, respectivamente, y los subíndices r y s son para rotor y estator respectivamente. En estas ecuaciones se utiliza la convención de generador, lo cual significa que las corrientes que salen de la máquina son positivas y las corrientes que entran son negativas. El desplazamiento en pu es:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (4.7.5)$$

donde ω_s es la velocidad síncrona y ω_r es la velocidad rotacional del rotor.

Como se puede apreciar en las ecuaciones 4.7.3 y 4.7.4, los voltajes del rotor, u_{dr} y u_{qr} , no son igual a cero ya que los devanados del rotor no están en corto circuito, se conectan a la red a través del convertidor de potencia.

Los flujos en las ecuaciones 4.7.1-4.7.4 se pueden calcular usando las siguientes ecuaciones, en las cuales, de nuevo se usa la convención generador:

$$\psi_{ds} = -(X_{s\sigma} + X_m)i_{ds} - X_m i_{dr} \quad (4.7.6)$$

$$\psi_{qs} = -(X_{s\sigma} + X_m)i_{qs} - X_m i_{qr} \quad (4.7.7)$$

$$\psi_{dr} = -(X_{r\sigma} + X_m)i_{dr} - X_m i_{ds} \quad (4.7.8)$$

$$\psi_{qr} = -(X_{r\sigma} + X_m)i_{qr} - X_m i_{qs} \quad (4.7.9)$$

X es para reactancia y los subíndices m y σ son para mutua y encadenamiento, respectivamente. Si se desea obtener la relación voltaje-corriente usando las ecuaciones de los voltajes y flujos, es necesario primeramente, despreciar los transitorios en el estator. De esta manera el modelo del generador corresponde a las suposiciones usadas en SDSP. Las siguientes relaciones voltaje-corriente resultan en cantidades pu:

$$u_{ds} = -R_s i_{ds} + \omega_s [(X_{s\sigma} + X_m)i_{qs} + X_m i_{qr}] \quad (4.7.10)$$

$$u_{qs} = -R_s i_{qs} - \omega_s [(X_{s\sigma} + X_m)i_{ds} + X_m i_{dr}] \quad (4.7.11)$$

$$u_{dr} = -R_r i_{dr} + s\omega_s [(X_{r\sigma} + X_m)i_{qr} + X_m i_{qs}] + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (4.7.12)$$

$$u_{qr} = -R_r i_{qr} - s\omega_s [(X_{r\sigma} + X_m)i_{dr} + X_m i_{ds}] + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (4.7.13)$$

El par eléctrico, T_e , está dado por:

$$T_e = \psi_{qr} i_{dr} - \psi_{dr} i_{qr} \quad (4.7.14)$$

Y la ecuación de oscilación del generador es:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{2H_m} (T_e - T_m) \quad (4.7.15)$$

Las ecuaciones para la potencia activa y reactiva están dadas por la suma de las potencia, tanto activa como reactiva, en el rotor y el estator (P_S , Q_S , P_R , Q_R) y se definen como se muestra a continuación:

$$P_{TOT} = P_S + P_R = u_{ds} i_{ds} + u_{qs} i_{qs} + u_{dr} i_{dr} + u_{qr} i_{qr} \quad (4.7.16)$$

$$Q_{TOT} = Q_S + Q_R = u_{qs}i_{ds} - u_{ds}i_{qs} + u_{qr}i_{dr} - u_{dr}i_{qr} \quad (4.7.17)$$

Debe señalarse que la potencia reactiva, Q_{TOT} , en la ecuación 4.7.17, no necesariamente es igual a la potencia reactiva que se entrega a la red, la cual es la cantidad que debe usarse para la solución de flujos de potencia. Esto depende de la estrategia de control aplicada en el convertidor lado red que alimenta a los devanados del rotor. El convertidor puede generar o consumir potencia reactiva, pero no puede generar, consumir ni almacenar potencia activa, al menos no lo suficiente como para tomarle interés aquí. Por otro lado, la expresión para P_{TOT} en la ecuación 4.7.16 es la potencia activa total generada por el GIDA, menos las pérdidas en el convertidor, que pueden ser incorporadas multiplicando los últimos dos términos de esta expresión, por la eficiencia del convertidor asumida.

4.8 Modelo del convertidor

El convertidor es modelado como una fuente de corriente de frecuencia fundamental. Sin embargo, esta suposición es válida solo si se satisfacen las siguientes condiciones:

- los parámetros de la maquina son conocidos;
- los controladores operan en sus regiones lineales;
- se utiliza modulación vectorial;
- el voltaje en terminales es aproximadamente igual al valor nominal.

Los fabricantes de turbinas eólicas son los responsables de las primeras dos condiciones y asumimos que son satisfechas. El tercer requerimiento también es conocido porque el control del convertidor usado en turbinas eólicas de velocidad variable es casi siempre basado en modulación

vectorial [23]. La última condición no se satisface durante fallas. Sin embargo, cuando ocurre una falla, las turbinas eólicas de velocidad variable se desconecta inmediatamente para proteger el convertidor de potencia. Además, hay fenómenos de muy alta frecuencia cuando el convertidor de potencia responde a caídas de voltaje. Las SDSP no son adecuadas para investigar este tema.

El convertidor se modela como fuentes de corriente de voltaje controlado a frecuencia fundamental, por lo tanto los puntos de ajuste de corriente serán las corrientes del rotor. Estas corrientes se derivan de los puntos de ajuste de potencia activa y reactiva. El punto de ajuste de potencia activa se genera a partir del controlador de velocidad, basado en el valor actual de velocidad del rotor. El punto de ajuste de potencia reactiva se genera por el controlador de voltaje, basado en el valor actual de potencia reactiva, ambos controladores serán discutidos más adelante.

Cuando se desprecia la resistencia del estator y se asume que el eje d coincide con el máximo flujo del estator, el par eléctrico depende de la componente de cuadratura de la corriente del rotor [23]. Si u_{qr} es igual al voltaje en terminales u_t , como resultado de la suposición que el eje d coincide con el máximo del flujo del estator, entonces se puede derivar de las ecuaciones 4.7.10 – 4.7.13 y 4.7.14 que se mantiene la siguiente relación entre i_{qr} y T_e .

$$T_e = \frac{L_m u_t i_{qr}}{\omega_s (L_{s\sigma} + L_m)} \quad (4.8.1)$$

donde u_t es el voltaje en terminales.

El intercambio de potencia reactiva con la red en las terminales del estator, depende de la componente de directa de la corriente del rotor. A partir de las ecuaciones de voltajes y potencias del GIDA, despreciando la resistencia del estator y suponiendo que el eje d coincide con el valor máximo del flujo del estator, se puede mostrar que

$$Q_S = -\frac{L_m u_t i_{dr}}{(L_{s\sigma} + L_m)} - \frac{u_t^2}{\omega_s (L_{s\sigma} + L_m)} \quad (4.8.2)$$

4.9 Modelo del controlador de la velocidad del rotor de la turbina

El controlador de velocidad del rotor de una turbina eólica de velocidad variable opera como sigue:

- Se mide la velocidad del rotor de la turbina actual.
- A partir de este valor, se deriva un punto de ajuste para la potencia generada.
- Tomando en cuenta el valor de actual de P_S , se deriva un punto de punto de ajuste de par eléctrico a partir del punto de ajuste de potencia activa.
- Se deriva un punto de ajuste de corriente a partir del punto de ajuste de par eléctrico, usando la ecuación 4.8.1.

En un modelo de orden reducido, este punto de ajuste de corriente se alcanza inmediatamente como resultado del enfoque de modelado. En la práctica, el punto de ajuste de corriente será usado como entrada hacia el lazo de control de corriente y tomará un tiempo para alcanzar el valor de corriente deseado.

La Figura 4.2 (a) muestra el diagrama de bloques del controlador de la velocidad del rotor de la turbina eólica de velocidad variable. Las constantes K_{pn} y K_{in} son las ganancias proporcional e integral, respectivamente, del lazo de velocidad. Las constantes K_{pt} y K_{it} son las ganancias proporcional e integral, respectivamente, del lazo de par eléctrico.

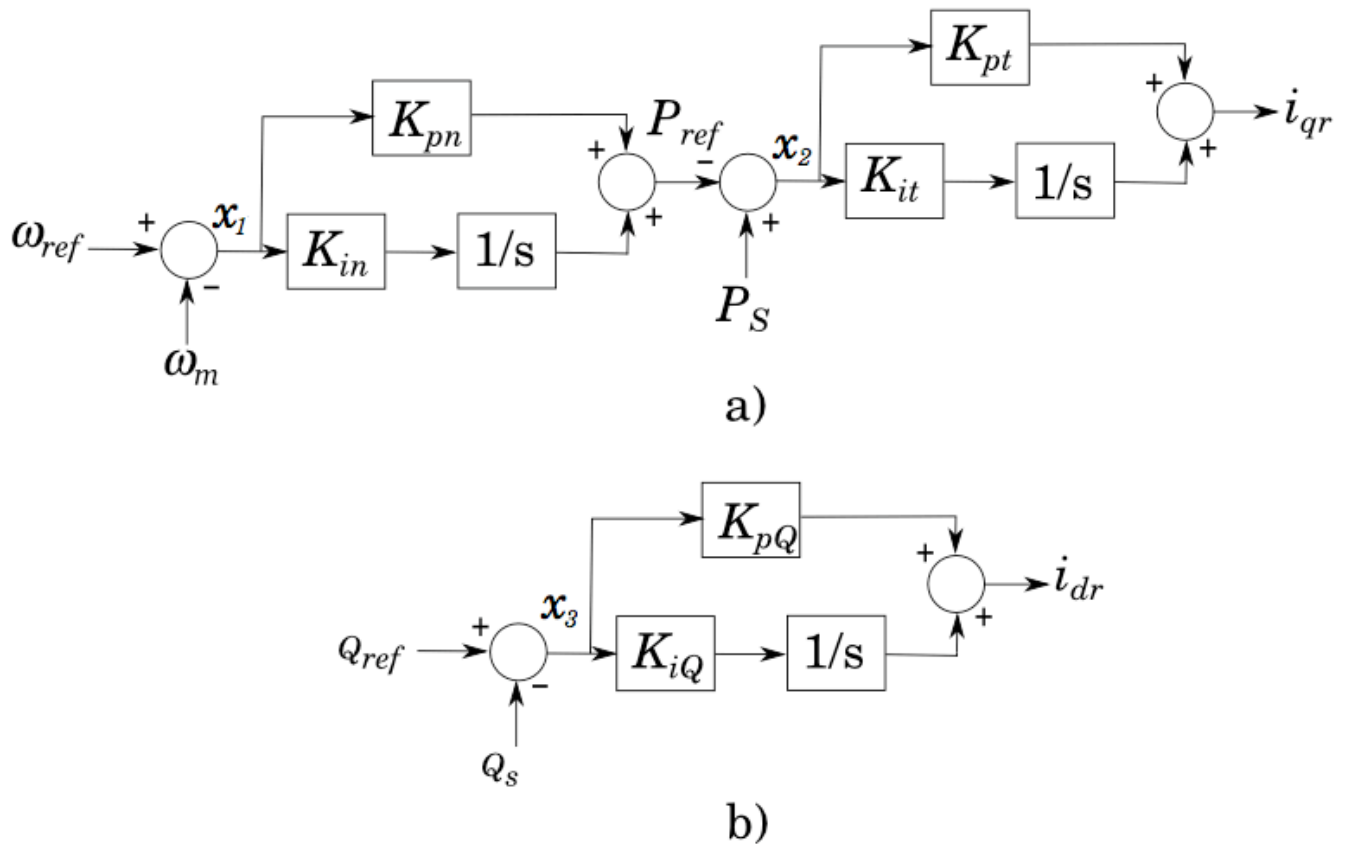


Figura 4.2: Diagrama de los controladores de a) velocidad y b) voltaje.

4.10 Modelo del controlador de voltaje

Una turbina eólica de velocidad variable con GIDA, teóricamente es capaz de participar en control de voltaje. La ecuación 4.8.2 muestra que el intercambio de potencia reactiva con la red puede ser controlado, siempre que la escala de corriente del convertidor de potencia sea lo suficientemente alta como para que circule corriente reactiva a través del convertidor, incluso para valores nominales de corriente activa.

El controlador de voltaje genera un punto de ajuste de potencia reactiva basado en un valor de referencia y en la potencia reactiva actual del estator del GIDA. A partir de este punto de ajuste de potencia reactiva, se genera el punto de ajuste de corriente del rotor i_{dr} a partir de

la ecuación 4.8.2.

La Figura 4.2 (b) muestra el diagrama de bloques del controlador de voltaje de la turbina eólica de velocidad variable. Las constantes K_{pQ} y K_{iQ} son las ganancias proporcional e integral, respectivamente, del lazo de potencia reactiva del estator.

4.11 Modelo del controlador del ángulo de inclinación

El controlador del ángulo de inclinación se activa sólo para altas velocidades del viento. El ángulo de inclinación se modifica para limitar la eficiencia aerodinámica del rotor. Si se aumenta el ángulo de inclinación β , se disminuye el coeficiente de potencia C_p y por lo tanto disminuye la potencia de salida de la turbina eólica extraída del viento P_V . Esto permite que la velocidad del rotor no sea muy alta, evitando así un daño mecánico para la turbina eólica. El valor óptimo del ángulo de inclinación β , es aproximadamente cero a velocidad nominal del viento. A partir de la velocidad nominal del viento en adelante, el valor óptimo del ángulo de inclinación incrementa progresivamente con la velocidad del viento. La ecuación 4.6.2 se usa para calcular el impacto del ángulo de inclinación, β , sobre el coeficiente de potencia. El valor resultante se inserta en la ecuación 4.6.1 para calcular la potencia mecánica extraída del viento.

El ángulo de inclinación no puede cambiar inmediatamente, lo cual se debe al tamaño de las aspas del rotor de las turbinas eólicas modernas. Es muy común que las aspas de las turbinas eólicas se fabriquen lo más pequeñas posibles con el fin de ahorrar dinero. La máxima tasa de cambio del ángulo de inclinación es en el orden de los 3-10 grados por segundo, dependiendo del tamaño de la turbina. Como el ángulo de inclinación de las aspas de la turbina eólica suele cambiar solo lentamente, el controlador del ángulo de inclinación trabaja con una frecuencia de muestreo, que está en el orden de 1-3 Hz.

El controlador del ángulo de inclinación se muestra en la Figura 4.3. Este controlador es un controlador proporcional (P). Usar este tipo de controlador implica que es permitido que la velocidad del rotor exceda su valor nominal por una cantidad que depende del valor elegido para la constante K_p . Se ha demostrado que se obtienen buenos resultados para un valor de $K_p = 300$ [29].

En resumen se usa un controlador proporcional porque:

- se puede tolerar un ligero exceso de velocidad por arriba del valor nominal y no ocasiona ningún problema a la construcción de la turbina;
- el sistema nunca está en estado estable debido a las variaciones en la velocidad del viento.

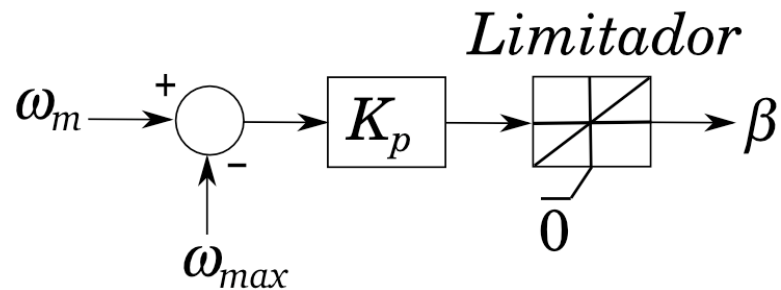


Figura 4.3: Diagrama del controlador del ángulo de inclinamiento

4.12 Respuesta del modelo simulado

En esta sección se analiza la respuesta de los modelos al aplicarse una secuencia de viento generada. Después de la integración del modelo de la turbina eólica de velocidad variable con GIDA en MATLAB/SIMULINK, se simuló un caso de estudio usando una turbina eólica de 2 MW. Los parámetros del generador y de la turbina se presentan en la Tabla 4.1. La velocidad del viento inicial está por debajo de la velocidad nominal. A los 5 s inicia una rampa de

velocidad, lo cual significa un incremento en la velocidad promedio del viento de 4 m/s en 30 s . Después de 10 s , ocurre una ráfaga de viento con una amplitud de -3 m/s con una duración de 10 s . Se asume que la turbina eólica está montada en un terreno con las siguientes parámetros: $K_N = 0.004$, $F = 600$ y $\mu = 11.5 \text{ m/s}$.

Se ha tomado en cuenta que el nodo de conexión es un nodo robusto, $X_l/X_m = 0.01$, donde X_l es la reactancia entre las terminales de la turbina y el bus infinito. Los resultados se muestran en las Figuras 4.4-4.9. En estas figuras podemos observar la velocidad del viento, la velocidad del rotor, el ángulo de inclinación, las potencias activa y reactiva y el voltaje en terminales. Un poco después de los 20 segundos, se observa como se alcanza el valor de potencia nominal y en ese instante, actúa el controlador el ángulo de inclinación para prevenir sobre-velocidades. Cabe destacar que gran parte de la turbulencia es filtrada por la inercia del rotor, una vez que se alcanza la velocidad nominal de la turbina, y es poco notable en la potencia de salida. Este "alisamiento" de las fluctuaciones de la potencia de salida, causadas por ráfagas de viento y turbulencias es una de las principales ventajas de las turbinas eólicas de velocidad variable sobre las turbinas eólicas de velocidad fija [23]. También podemos concluir, que el desempeño del controlador de voltaje en terminales es bueno, porque mantiene el voltaje en 1.0 pu, aún cuando la velocidad del viento y la potencia generada cambian constantemente durante el intervalo de simulación.

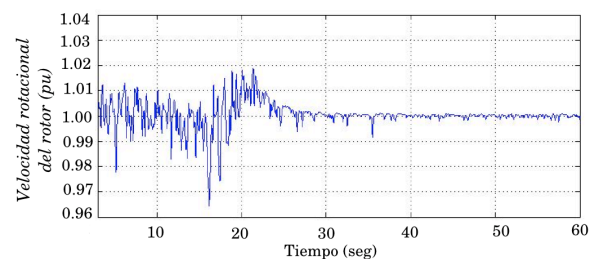
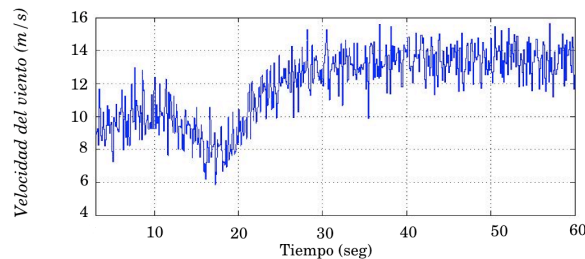


Figura 4.4: Secuencia de velocidad de viento simulada.

Figura 4.5: Velocidad rotacional del rotor de la turbina.

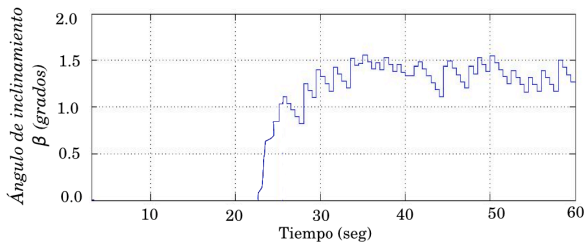


Figura 4.6: Ángulo de inclinación de las aspas de la turbina eólica.

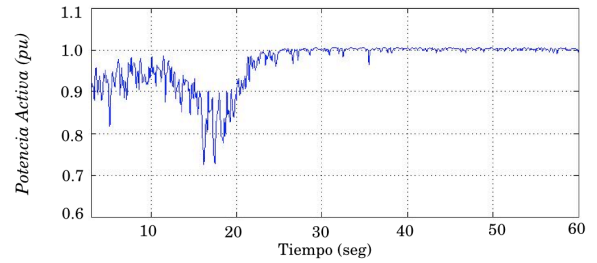


Figura 4.7: Potencia activa total entregada a la red.

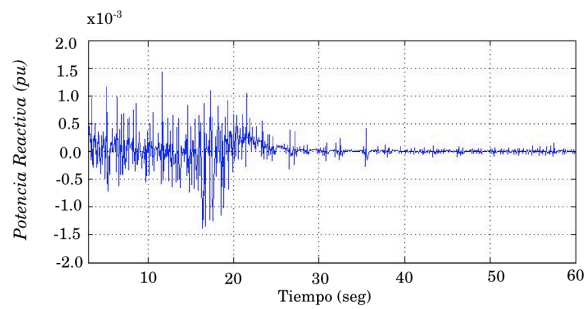


Figura 4.8: Potencia reactiva total entregada a la red.

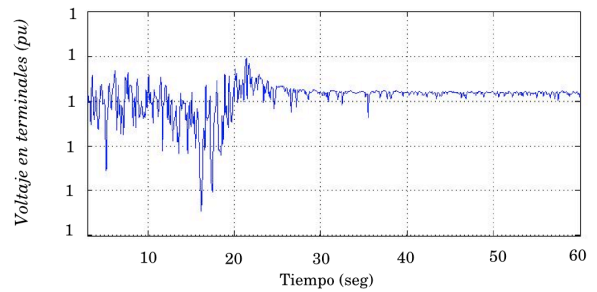


Figura 4.9: Voltaje en terminales del GIDA.

Tabla 4.1: Parámetros del GIDA simulado.

Inductancia mutua, L_m (pu)	3.0
Inductancia de encadenamiento del estator, $L_{s\sigma}$ (pu)	0.10
Inductancia de encadenamiento del rotor, $L_{r\sigma}$ (pu)	0.08
Resistencia del estator, R_s (pu)	0.01
Resistencia del rotor, R_r (pu)	0.01
Constante de inercia, H_m (seg)	3.5

$$X_m = \omega_s L_m, X_{s\sigma} = \omega_s L_{s\sigma}, X_{r\sigma} = \omega_s L_{r\sigma}.$$

Tabla 4.2: Parámetros de la TE simulada.

Diámetro del rotor, (m)	75
Área de barrido del rotor (m^2)	4418
Potencia nominal (MW)	2
Voltaje nominal (V)	690
Velocidad nominal del viento (m/s)	11.5
Velocidad nominal del rotor (rpm)	18

Capítulo 5

EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL MODELO DE LA TURBINA EÓLICA

5.1 Introducción

Se ha recalcado en capítulos anteriores que actualmente, la penetración de turbinas eólicas, en los SEP's, incrementa continuamente y esto es en consecuencia de la necesidad de generar energía eléctrica en forma alternativa. El impacto de este incremento en la estabilidad del SEP, es una gran preocupación [30, 31]. Debido, principalmente, a la naturaleza estocástica del viento, se han generado nuevos desafíos en cuanto al control y la simulación de la operación integrada de sistemas de generación eólicos en los SEP's modernos.

Es necesario, para los científicos e ingenieros eléctricos, entender y estudiar la interacción de la generación eólica y el SEP, especialmente para el análisis de estabilidad de pequeña señal (AEPS). El caso de estudio del presente capítulo, se basa en una turbina eólica de velocidad variable con GIDA conectada a la red a través de un transformador y una línea de transmisión. El AEPS se realiza considerando una pequeña perturbación, la cual se dará con un cambio en el valor de la reactancia de la línea que conecta a la turbina eólica con el bus infinito, es decir,

se analizan dos escenarios, uno considerando que la red es robusta y otro considerando que la red es débil.

Iniciaremos el capítulo con una breve introducción de estabilidad de pequeña señal, para después explicar el estudio realizado al modelo desarrollado. Se presenta el modelo en espacio de estados necesario para realizar el AEPS. Finalizando con la presentación de los resultados.

5.2 Estabilidad de pequeña señal

La estabilidad de pequeña señal es la habilidad de los SEP's para mantener el sincronismo durante pequeños cambios de las condiciones de operación [22], básicamente relacionados con variaciones de cargas y generación. La estabilidad de pequeña señal depende del estado de operación inicial del sistema ya que en este tipo de análisis son consideradas únicamente pequeñas perturbaciones. Son consideradas como pequeñas perturbaciones, aquellas en las que es posible linealizar el sistema de ecuaciones algebraicas y diferenciales (EAD) que permiten simular el comportamiento del sistema. El rango de tiempo de interés en estudios de estabilidad de pequeños disturbios esta en el orden de 10 a 20 segundos después de un disturbio.

Para modelar el comportamiento de sistemas dinámicos se utiliza con frecuencia un grupo de ecuaciones no lineales ordinarias de primer orden [32], de la forma:

$$\frac{dx}{dt} = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r : t), i = 1, 2, \dots, n \quad (5.2.1)$$

Donde n es el orden del sistema, r es el número de entradas y t es el tiempo. Si las derivadas de las variables de estado no son funciones explícitas del tiempo, la ecuación 5.2.1 puede reducirse a:

$$\frac{dx_i}{dt} = f(x, u) \quad (5.2.2)$$

Donde x , u y f denotan los siguientes vectores columna:

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \quad f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix} \quad (5.2.3)$$

El vector x contiene las variables de estado del sistema eléctrico, el vector u contiene las entradas del sistema, y $\frac{dx}{dt}$ incluye las derivadas de las variables de estado con respecto al tiempo. Por otro lado, la ecuación que relaciona las entradas, salidas y variables de estado se puede escribir como [32]:

$$y = g(x, u) \quad (5.2.4)$$

Una perturbación se considera pequeña si se pueden linealizar las ecuaciones que describen al respuesta del sistema [33]. En general, si las derivadas de las variables de estado no son funciones explícitas del tiempo, la linealización del conjunto de ecuaciones 5.2.2 y 5.2.4, alrededor del punto de operación x_0 y u_0 conducen a las siguientes expresiones matriciales:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad C = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial g_n}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial g_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad (5.2.5)$$

Entonces podemos escribir:

$$\frac{d\Delta x}{dt} = A\Delta x + B\Delta u \quad (5.2.6)$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u \quad (5.2.7)$$

Donde Δx es la variación del vector de estados, Δy es la variación del vector de salidas, Δu es la variación del vector de entradas, A es la matriz de estado $n \times n$, B es la matriz de entrada $n \times r$, C es la matriz de salida $m \times n$ y D es la matriz de transmisión directa $m \times r$. Además tenemos que:

$$\Delta x = x - x_0 \quad (5.2.8)$$

$$\Delta y = y - y_0 \quad (5.2.9)$$

$$\Delta u = u - u_0 \quad (5.2.10)$$

Las matrices A , B , C y D se calculan derivando las funciones f y g con respecto a las variables de estados y entradas.

la Figura 5.1 muestra el diagrama de bloques del espacio de estado.

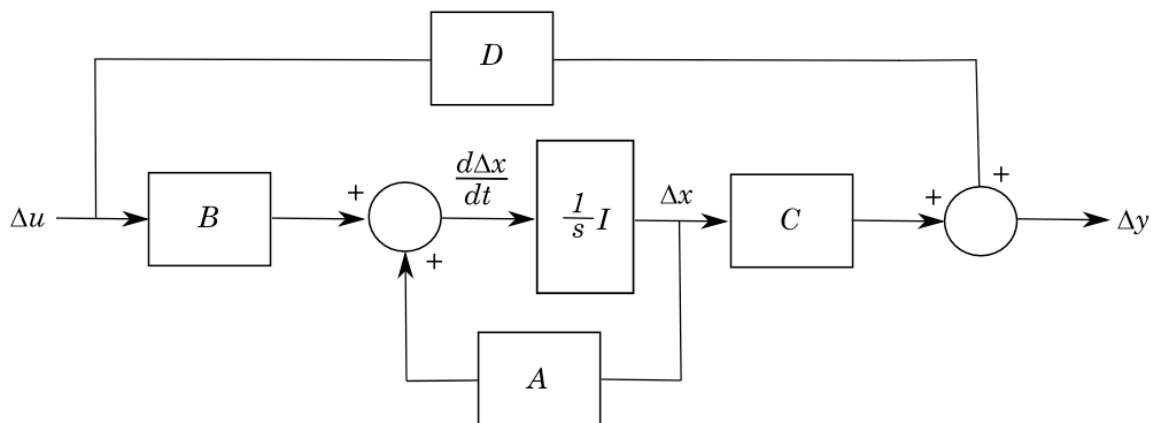


Figura 5.1: Representación del espacio de estados

5.3 Análisis de valores propios y estabilidad

Una vez que se ha definido el espacio de estados para el sistema en forma general, dado por las ecuaciones 5.2.5, 5.2.6 y 5.2.7, podemos realizar el AEPS del sistema [34]. Tomando la

transformada de Laplace de las ecuaciones anteriores, resolviendo para $\Delta x(s)$ y evaluando para $\Delta y(s)$, tenemos:

$$\Delta x(s) = \frac{\text{adj}(sI - A)}{\det(sI - A)} [\Delta x(0) + B\Delta u(s)] \quad (5.3.1)$$

$$\Delta y(s) = C \frac{\text{adj}(sI - A)}{\det(sI - A)} [\Delta x(0) + B\Delta u(s) + D\Delta u(s)] \quad (5.3.2)$$

Los polos de $\Delta x(s)$ y $\Delta y(s)$ son las raíces:

$$\text{Det}(sI - A) = 0 \quad (5.3.3)$$

Los valores de s que satisfacen la ecuación anterior son los valores propios de la matriz A , y se pueden calcular como:

$$\text{Det}(A - \lambda I) = 0 \quad (5.3.4)$$

Las n soluciones de la ecuación 5.3.3, son los valores propios $(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)$ de la matriz A $n \times n$. Los valores propios pueden ser reales o complejos y tienen la forma $\lambda = \sigma \pm j\omega$.

Si A es real, los valores propios complejos siempre son pares conjugados, es decir

$\lambda = -\xi\omega_n \pm j\omega\sqrt{1 - \xi^2} = \sigma \pm j\omega$. Podemos realizar el AEPS para un punto de operación dado, analizando los valores propios. Así, el punto de operación es estable si todos los valores propios están ubicados a la izquierda del eje imaginario del plano complejo [35]. Si cualquiera de los valores propios aparece del lado derecho del eje imaginario del plano complejo, los modos correspondientes son inestables, por lo que el sistema también es inestable [36]. Esta estabilidad se puede comprobar al analizar las características dependientes del tiempo de los modos de oscilación, ya que corresponden a cada eigenvalor λ_i . Si la parte real del eigenvalor es negativa, el modo decrece con el tiempo. La parte real del eigenvalor está relacionada con el tiempo de decrecimiento. Si es negativa, cuanto mayor sea, más rápido decrecerá. Si es positiva, se dice que el modo es inestablemente aperiódico [37]. En la Tabla 5.1 se presenta la respuesta asociada a los valores que pueden tomar los valores propios.

Tabla 5.1: Respuesta asociada a los valores propios

Eigenvalor	Respuesta asociada
$\omega = 0, \sigma < 0$	Respuesta unidireccional amortiguada
$\omega \neq 0, \sigma < 0$	Respuesta oscilatoria amortiguada
$\omega \neq 0, \sigma = 0$	Respuesta oscilatoria de amplitud constante
$\omega \neq 0, \sigma > 0$	Respuesta oscilatoria con oscilaciones crecientes sin límite
$\omega = 0, \sigma > 0$	Respuesta unidireccional monótonamente creciente

Otra información importante, obtenida de los valores propios, es la frecuencia de oscilación y el factor de amortiguamiento [35]. La frecuencia de oscilación en Hz es:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (5.3.5)$$

y el factor de amortiguamiento:

$$\xi = -\frac{\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (5.3.6)$$

5.4 Eigenvectores y matrices modales

Dado cualquier eigenvalor, λ_i , el vector columna Φ_i que satisface:

$$A\Phi_i = \lambda_i\Phi_i \quad (5.4.1)$$

se conoce como el eigenvector derecho de A , asociado con el autovalor λ_i . Es conveniente asumir que los eigenvectores son normalizados, para tener así:

$$\Psi_i A = \lambda_i \Psi_i \quad (5.4.2)$$

Para continuar con el análisis de la matriz A , se presentan las siguientes matrices modales:

$$\Phi = [\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_n] \quad (5.4.3)$$

$$\Psi = [\Psi_1^T, \Psi_2^T, \dots, \Psi_n^T]^T \quad (5.4.4)$$

La relación entre las ecuaciones 5.4.1 y 5.4.2, se pueden escribir de forma compacta de la siguiente manera:

$$A\Phi = \Phi\Lambda \quad (5.4.5)$$

donde Λ es la matriz diagonal con los valores propios como elementos diagonales y $\Psi\Phi=1$, produciendo $\Psi=\Phi^{-1}$. Una vez identificados los modos oscilatorios y se han construido las matrices modales, se analizan aquellos modos que participan en mayor medida a las oscilaciones.

5.5 Factor de participación

Un problema al usar eigenvectores derechos e izquierdos para identificar la relación entre los estados y los modos, es que los eigenvectores dependen de las unidades y la ampliación asociadas con las variables de estado. Como una solución a este problema, la matriz llamada *matriz de participación* (P) [22], provee una medida de contribución entre las variables de estado y los modos de oscilación, y se puede definir como:

$$P = [p_1, p_2, \dots, p_n] \quad (5.5.1)$$

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{1i}\Psi_{i1} \\ \Phi_{2i}\Psi_{i2} \\ \vdots \\ \Phi_{ni}\Psi_{in} \end{bmatrix} \quad (5.5.2)$$

El elemento $p_{ki} = \Phi_{ki}\Psi_{ik}$ se conoce como factor de participación, y da la medida de participación de la k -ésima variable de estado en el modo i -ésimo.

5.6 Caso de estudio

5.6.1 Modelo dinámico no lineal

El caso de estudio es el sistema que se muestra en la Figura 5.2. Consiste en realizar un AEPS a una turbina eólica de velocidad variable con GIDA, conectada a la red a través de un transformador y una línea de transmisión. Las ecuaciones que describen al GIDA son las ecuaciones de voltaje 4.7.1 – 4.7.4, presentadas en el capítulo anterior.

Estas ecuaciones describen la dinámica eléctrica del GIDA. Sin embargo, no es conveniente utilizarlas directamente de esta forma para el AEPS. Es necesario deducir un modelo práctico con ciertas simplificaciones. Para ello, además de las suposiciones de modelado mencionadas en la sección 4.3, se desprecian los transitorios y resistencia en el estator, es decir, $\frac{d\psi_{ds}}{dt} = 0$, $\frac{d\psi_{qs}}{dt} = 0$, y $R_s = 0$ en las ecuaciones de voltaje del GIDA.

Eliminando los transitorios y la resistencia del estator, y considerando que el flujo en el estator coincide con el eje d, las ecuaciones de voltajes y corrientes del GIDA se pueden reescribir como sigue:

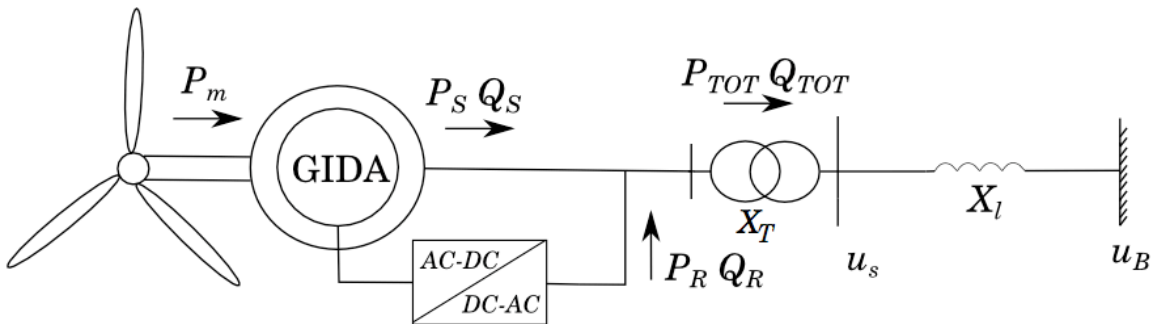


Figura 5.2: Representación del espacio de estados

$$u_{ds} = 0 \tag{5.6.1}$$

$$u_{qs} = \psi_s = u_t \quad (5.6.2)$$

$$i_{ds} = -\frac{1}{X_s}(\psi_s - X_m i_{dr}) \quad (5.6.3)$$

$$i_{qs} = -\frac{X_m}{X_s} i_{qr} \quad (5.6.4)$$

$$\frac{di_{dr}}{dt} = -\frac{\omega_s}{X_x}(u_{dr} + R_r i_{dr}) + s\omega_s i_{qr} \quad (5.6.5)$$

$$\frac{di_{qr}}{dt} = -\frac{\omega_s}{X_x}(u_{qr} + R_r i_{qr} - s\frac{X_m}{X_s}\psi_s) - s\omega_s i_{dr} \quad (5.6.6)$$

Donde $u_t = u_s$ y es el voltaje en terminales, el cual se mantiene constante durante el AEPS, $X_x = X_r + \frac{X_m^2}{X_s}$, $X_r = X_{r\sigma} + X_m$ y $X_s = X_{s\sigma} + X_m$

Las ecuaciones de potencia activa y reactiva del estator se simplifican y resultan de la siguiente manera:

$$P_S = -\frac{\psi_s}{X_s} X_m i_{qr} \quad (5.6.7)$$

$$Q_S = -\frac{\psi_s}{X_s}(\psi_s + X_m i_{dr}) \quad (5.6.8)$$

La potencia activa, reactiva y total del GIDA se expresan en las siguientes ecuaciones:

$$P_R = u_{dr} i_{dr} + u_{qr} i_{qr} \quad (5.6.9)$$

$$Q_R = u_{qr} i_{dr} - u_{dr} i_{qr} \quad (5.6.10)$$

$$P_{TOT} = P_S + P_R \quad (5.6.11)$$

$$Q_{TOT} = Q_S + Q_R \quad (5.6.12)$$

En análisis de estado estable, de acuerdo a las expresiones P_S y P_R , se puede probar que $P_R = -sP_S$, y como el deslizamiento es usualmente pequeño, P_R puede ser ignorada. Finalmente asumimos que, $P_{TOT} \approx P_S$. La ecuación de movimiento del generador es:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{2H_m}(T_e - T_m) \approx \frac{1}{2H_m}(P_S - P_m) \approx -\frac{1}{2H_m}\left(\frac{X_m}{X_s}u_t i_{qr} - T_m\right) \quad (5.6.13)$$

donde H_m es la constante de inercia de la máquina y T_m es el par mecánico.

Los diagramas de bloques de los controladores de velocidad y voltaje, se presentan en la Figura 4.2, mientras que las ecuaciones que los describen son las siguientes:

$$\frac{dx_1}{dt} = \omega_{ref} - \omega_m \quad (5.6.14)$$

$$\frac{dx_2}{dt} = P_s - P_{ref} \quad (5.6.15)$$

$$P_{ref} = K_{pt}(\omega_{ref} - \omega_m) + K_{in}x_1 \quad (5.6.16)$$

$$\frac{dx_3}{dt} = Q_{ref} - Q_s \quad (5.6.17)$$

$$u_{dr} = K_{pt}(P_s - P_{ref}) + K_{it}x_2 \quad (5.6.18)$$

$$u_{qr} = K_{pQ}(Q_{ref} - Q_s) + K_{iQ}x_3 \quad (5.6.19)$$

El modelo dinámico no lineal es el modelo matemático de la turbina eólica de velocidad variable con GIDA conectado a la red y está formado por las ecuaciones 5.6.3 – 5.6.6 y 5.6.13, las ecuaciones 5.6.11 y 5.6.12 describen el flujo de potencia y las ecuaciones 5.6.14 – 5.6.19 forman el modelo de los controladores. El modelo no lineal del sistema del GIDA conectado a la red, se puede escribir como un conjunto de EAD, de acuerdo a la Sección 5.2, en este caso, si consideramos ecuaciones algebraicas, por lo tanto el sistema se puede representar de la siguiente manera:

$$\frac{dx}{dt} = f(x, z, u) \quad (5.6.20)$$

$$y = g(x, z, u) \quad (5.6.21)$$

donde x , z , y u son las variables de estado, algebraicas y de salida, respectivamente.

El conjunto de EAD del sistema del GIDA conectado a la red, se resume en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: EAD del modelo del GIDA

$f(x, z, u)$	(5.6.5) (5.6.6) (5.6.13) (5.6.14) (5.6.15) (5.6.17)
$g(x, z, u)$	(5.6.3) (5.6.4)
x	$i_{dr} i_{qr} \omega_m x_1 x_2 x_3$
z	$i_{ds} i_{qs}$
u	$T_m u_{qs}$
y	$u_{dr} u_{qr}$

5.6.2 Condiciones iniciales

El punto de partida de un AEPS es la inicialización del modelo del SEP, la cual se realiza, primeramente, calculando flujos de potencia para obtener la magnitud de fase y voltaje, y la potencia activa y reactiva inyectada en el nodo, para después, con la solución de flujos de potencia obtenida, inicializar el sistema resolviendo sus EAD con todas las derivadas iguales a cero para obtener así los puntos de equilibrio (x_0, z_0, u_0) . Para el caso de estudio de la Figura 5.2, la red se modela por su equivalente de Thevenin, es decir, un bus infinito detrás de una reactancia (de la línea) X_l . Una red robusta se modela con un valor pequeño de X_l (mayor relación de corto circuito) y viceversa. Las ecuaciones de flujos de potencia en [pu], de acuerdo a la Figura 5.2 son:

$$P_{TOT} = \frac{\sqrt{u_{qs}^2 + u_{ds}^2} u_B \sin \gamma}{X_l} \quad (5.6.22)$$

$$Q_{TOT} = \frac{[(u_{qs}^2 + u_{ds}^2) - \sqrt{u_{qs}^2 + u_{ds}^2} u_B \cos \gamma]}{X_l} \quad (5.6.23)$$

Donde γ es el ángulo del voltaje en terminales del GIDA y X_l es la reactancia de la línea.

En estudios de SEP's más elaborados, el SEP puede ser una red con varios nodos. En ese caso, el lado derecho de las ecuaciones anteriores, debe estar dado por las ecuaciones de flujos de potencia en el nodo del GIDA.

5.6.3 Linealización

La linealización permite concentrarse en un solo punto de operación común del sistema. Como se asume que las perturbaciones son pequeñas, las ecuaciones 5.6.20 y 5.6.21 se linealizan por un expansión de series de Taylor. Despreciando los términos de segundo orden y mayor, y eliminando las variables algebraicas, z , el modelo lineal correspondiente se obtiene de la siguiente manera:

$$\frac{d\Delta x}{dt} = A\Delta x + B\Delta u \quad (5.6.24)$$

Donde:

$$A = \left[\frac{\partial f}{\partial x} - \frac{\partial f}{\partial z} \left(\frac{\partial g}{\partial z} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial x} \right]_{x_0, z_0, u_0} \quad B = \left[\frac{\partial f}{\partial u} - \frac{\partial f}{\partial z} \left(\frac{\partial g}{\partial z} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial u} \right]_{x_0, z_0, u_0} \quad (5.6.25)$$

La matriz A es la matriz de estados del sistema. Sus valores propios, reales y/o complejos, dan los modos naturales del sistema y permiten la valoración de la estabilidad de pequeña señal. Si A es real, siempre aparecerán valores propios complejos en pares conjugados.

La matriz B es la matriz de controlabilidad. En nuestro caso de estudio nos interesa visualizar si el sistema es estable o no ante pequeñas perturbaciones, por lo que la matriz B no será tomada en cuenta en este trabajo.

5.6.4 Resultados

Como se mencionó anteriormente, el flujo en el estator coincide con el eje d , obteniéndose así la igualdad de la ecuación 5.6.1, además:

$$\delta = \gamma \quad (5.6.26)$$

donde δ es el ángulo entre el eje d y el eje q .

También se mencionó que es necesario resolver flujos de potencia para obtener los puntos iniciales de operación (x_0, z_0, u_0) . La solución de flujos de potencia se realiza con las ecuaciones 5.6.22 y 5.6.23. Para los parámetros dados las Tablas 4.1 y 4.2, la Tabla 5.3 muestra algunos valores en estado estable correspondientes a las siguientes condiciones de post-falla en [pu]: $P_{TOT}=0.9[pu]$ y $u_t=1[pu]$, considerando una red robusta, es decir $X_l/X_m = 0.01$.

Tabla 5.3: Valores iniciales para el sistema de generación eólico de la Fig. 1 con $P_{TOT} = 0.9[pu]$ y $u_t = 1[pu]$, donde $u_{s0} = |u_{sdq0}|$, $i_{s0} = |i_{sdq0}|$, $u_{r0} = |u_{rdq0}|$, $i_{r0} = |i_{rdq0}|$, P_{TOT0} y Q_{TOT0} = potencia activa y reactiva total entregada a la red, T_m = par mecánico de entrada, para $X_l/X_m = 0.01$.

u_{s0}	P_{TOT0}	Q_{TOT0}	T_{m0}	u_{r0}	i_{r0}	i_{s0}
1	0.9	0.013	0.775	0.267	1.049	0.985

La Tabla 5.4 muestra los valores propios de la matriz de estados del modelo del sistema de la turbina eólica de velocidad variable con GIDA, cuyas ecuaciones se concentran en la Tabla 1, para los parámetros dados en las Tablas 4.1 y 4.2. En la Tabla 5.4, $\lambda = \sigma \pm j\omega$ son los valores propios, donde la parte real proporciona el amortiguamiento y la componente imaginaria, da la frecuencia de oscilación. $\xi = -\frac{\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$ es el factor de amortiguamiento, el cual determina la tasa de decaimiento de la amplitud de la oscilación y $f = \frac{\omega}{2\pi}$ es la frecuencia de oscilación en Hz . La Tabla 5.5 contiene los factores de participación de cada variable de estado con respecto a cada modo. Como se puede observar, todos los valores propios tienen partes reales negativas, por lo tanto el sistema de la Fig. 5.2 es estable ante pequeñas perturbaciones. Los

Tabla 5.4: Valores propios para el modelo de la turbina eólica de velocidad variable con GIDA para $P_{TOT} = 0.9[pu]$ y $u_t = [1pu]$ conectada a una red robusta

Eigenvalor	σ	ω	ξ	f
λ_1, λ_2	-28.370	320.560	0.0882	51.019
λ_3, λ_4	-63.760	49.010	0.792	7.80
λ_5	-98.130	0	1	0
λ_6	-43.950	0	1	0

resultados validan que el sistema de generación eólico es estable. En particular, se presentan dos modos oscilantes con frecuencias de 51.019 Hz y 7.80 Hz . De acuerdo a la Tabla 5.5, los

factores de participación indican que estos modos oscilantes se deben a la corriente del rotor y a la velocidad rotacional de la máquina. Los modos de oscilación rápida, λ_1 y λ_2 , se asocian en mayor medida a los transitorios en el rotor (i_{dr} , i_{qr}). Los modos de oscilación media, están asociados mayormente con los transitorios del tren de mando, ω_m . Por último los modos λ_5 y λ_6 son debidos a las variables de control x_2 y x_3 las cuales estan en función de la potencia activa y reactiva respectivamente.

Tabla 5.5: Factores de participación del modelo de la turbina eólica de velocidad variable con GIDA.

λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6	
0.589	0.589	0	0	0.043	0.043	i_{dr}
0.565	0.565	0.018	0.018	0.035	0.035	i_{qr}
0	0	0.512	0.512	0	0	ω_m
0	0	0.003	0.003	0	0	x_1
0.023	0.023	0.007	0.007	0.478	0	x_2
0.024	0.024	0.005	0.005	0	0.396	x_3

Enseguida, tomaremos en cuenta que la red es débil, es decir que la relación $X_l/X_m = 0.1$. Realizaremos el mismo análisis que se realizó anteriormente con el objetivo de ver si el sistema de generación eólico es estable ante pequeñas perturbaciones en una red débil.

Las condiciones de post-falla en [pu] son las mismas que en el caso anterior: $P_{TOT}=0.9[pu]$ y $u_t=1[pu]$. De igual forma, a partir de estos valores, resolvemos flujos de potencia y se obtienen los valores iniciales presentes en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6: Valores iniciales para el sistema de generación eólico de la Fig. 1 con $P_{TOT} = 0.9[pu]$ y $u_t = 1[pu]$, donde $u_{s0} = |u_{sdq0}|$, $i_{s0} = |i_{sdq0}|$, $u_{r0} = |u_{rdq0}|$, $i_{r0} = |i_{rdq0}|$, P_{TOT0} y Q_{TOT0} = potencia activa y reactiva total entregada a la red, T_m = par mecánico de entrada, $X_l/X_m = 0.1$.

u_{s0}	P_{TOT0}	Q_{TOT0}	T_{m0}	u_{r0}	i_{r0}	i_{s0}
1	0.9	0.136	0.764	0.267	1.101	0.998

Se puede observar, que para la red débil, la potencia reactiva requerida del GIDA es substancialmente mayor que la potencia reactiva requerida en el caso de una red robusta.

A continuación, en la Tabla 5.7, se presentan los valores propios de la matriz de estados del modelo de la turbina eólica de velocidad variable con GIDA conectada a una red débil. El sistema sigue siendo estable, pero su respuesta es más lenta con respecto al caso de una red robusta, porque el valor de λ_1 se hace menos negativo. Además aumenta la frecuencia de oscilación en el modo oscilante λ_2 . Este aumento conlleva a una disminución en el factor de amortiguamiento ξ , lo cual significa que la respuesta asociada a estos valores propios tendrá una mayor duración.

Tabla 5.7: Valores propios para el modelo de la turbina eólica de velocidad variable con GIDA para $P_{TOT} = 0.9[pu]$ y $u_t = [1pu]$, conectada a una red débil.

Eigenvalor	σ	ω	ξ	f
λ_1, λ_2	-18.151	359.430	0.0504	57.21
λ_3, λ_4	-65.603	50.018	0.795	7.961
λ_5	-99.428	0	1	0
λ_6	-32.395	0	1	0

Capítulo 6

CONCLUSIONES

6.1 Conclusiones.

Se investigaron los diferentes tipos de turbinas eólicas existentes en la actualidad, así como sus características, ventajas y desventajas. Tomando en cuenta varios factores que se desprendieron de esta investigación, se decidió trabajar con las turbinas eólicas de velocidad variable con GIDA, las cuales se han convertido en el tipo de turbinas instaladas dominante durante los últimos años. El interés en las turbinas eólicas de velocidad variable con GIDA se debe a sus atractivas características, dadas por la presencia del convertidor de potencia y de los controladores de velocidad, ángulo y voltaje, a diferencia de las turbinas de velocidad fija, que no cuentan con estos dispositivos, por lo tanto no son tan versátiles, aunque tienen otras ventajas como simplicidad y bajo costo. El contar con un convertidor de potencia, y con los controladores, favorece tanto a la turbina misma - ya que se disminuye considerablemente el stress mecánico, gracias al controlador del ángulo de inclinación, el cual evita sobre-velocidades en la turbina. Se satisface la demanda de potencia reactiva del GIDA, acción que realiza el convertidor- así como a los requerimientos de la red - porque, las fluctuaciones en la potencia de salida de la turbina, en su mayoría, son absorbidas, además las turbinas eólicas de velocidad

variable con GIDA pueden participar en control de voltaje aportando así beneficios hacia la red.

Se desarrolló un modelo dinámico en MATLAB/SIMULINK de una turbina eólica de velocidad variable con GIDA para realizar SDSP. Se presentaron los modelos de los subsistemas que conforman al sistema de generación, tomando en cuenta los requerimientos de los software para SDSP. Las simulaciones realizadas permitieron ver la respuesta del modelo ante una secuencia de velocidad de viento generada, mostrándose un acertado grado de correspondencia. Esto otorga confianza en los modelos derivados y muestra que los resultados de las simplificaciones y suposiciones realizadas son aceptables.

Se desarrolló el modelo de la turbina eólica de velocidad variable con GIDA en espacio de estados, partiendo de las EAD no lineales para después realizar la linealización del sistema. Se realizó el AEPS estudiando los eigenvalores de la matriz de estados A y los factores de participación. Se derivaron las siguientes conclusiones: resultó que todos los eigenvalores tienen parte real negativa, por lo tanto el sistema es estable, tanto para el caso de una red robusta, como para el caso de una red débil; se presentaron dos modos oscilantes, los cuales se asociaron a las corrientes del rotor y a la velocidad rotacional del GIDA. Estos modos fueron más severos en el caso de una red débil, que aunque no se perdió estabilidad, la respuesta asociada a esos modos es más lenta.

6.2 Trabajo a futuro.

Como primera recomendación para trabajo a futuro, se aconseja desarrollar modelos de otros tipos de turbinas eólicas para realizar una comparación a fondo con el modelo que se presenta en este trabajo.

También es recomendable desarrollar un modelo de mayor orden a un nivel más detallado,

de esta manera el modelo cubre fenómenos transitorios rápidos y puede ser un modelo apropiado para estudios de valor instantáneo de SEP's.

Como trabajo futuro se recomienda también realizar un AEPS con el modelo desarrollado en el presente trabajo, pero incorporado a una red más elaborada, de esa manera se pueden simular diferentes escenarios considerando así, no solo una conexión de la generación eólica en un nodo, sino también la conexión en diferentes puntos de la red, para poder apreciar, por ejemplo, la interacción del sistema de generación eólico en un nodo robusto y un nodo débil, simultáneamente.

Bibliografía

- [1] Juan M. Rodríguez, José L. Fernández, Domingo Beato, Ramón Iturbe, Julio Usaola, Pablo Ledesma y José R. Wilhelmi, "*Incidence on Power System Dynamics of High Penetration of Fixed Speed and Doubly Fed Wind Energy Systems: Study of the Spanish Case*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, 2002, pp. 1089-1095.
- [2] Han Aoyang, Zhang Zhe, Yin Xianggen, "*The impact of Distributed Doubly Fed Induction Generator on Smart Distribution Grid Protection*", International Conference on Modelling Identification and Control, Okayama, Japan, 2010, pp. 71-75.
- [3] Luis F. Ochoa, Antonio Padilha-Feltrin y Gareth P. Harrison, "*Evaluating Distributed Generation Impacts With a Multiobjective Index*", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, NO. 3, 2006, pp. 1452-1458.
- [4] B.Chitti Babu , K.B.Mohanty, "*Doubly Fed Induction Generator for Variable Speed Wind Energy Conversion Systems Modeling and Simulation*", International Journal of Computer and Electrical Engineering, Vol. 2, No. 1, 2010, pp 141-147.
- [5] Martti Hokkanen, Heikki J. Salminen y Timo Vekara, "*A Short Review Of Models For Grid-Connected Doubly Fed Variable Speed Wind Turbines*", University of Vaasa, Finland 2006.
- [6] Andreas Petersson, "*Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines*", Chalmers University of Technology, 2006.
- [7] A. A. El-Sattar. N. H. Saad and M. Z. Shams El-Dein, "*Modeling and Simulation of Doubly-Fed Induction Generator Variable Speed Wind Turbine*", The 11th International Middle East Power Systems Conference, 2006, pp 492-497.
- [8] Chen Wang, Libao Shi, Liming Wang, and Yixin Ni, "*Small Signal Stability Analysis Considering Grid-Connected Wind Farms of DFIG Type*", in 2008 IEEE, National Key Basic Research Special Fund and the National Natural Science Foundation, pp. 1-6.
- [9] B.Chitti Babu , K.B.Mohanty, "*Doubly-Fed Induction Generator for Variable Speed Wind Energy Conversion Systems Modeling and Simulation*" in 2010, International Journal of Computer and Electrical Engineering, Vol. 2, No. 1, pp 141-147.

- [10] L. H. Hansen, L. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk-Nielsen, H. Bindner, P. Sørensen y B. Bak-Jensen, *"Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines"*, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark December 2001.
- [11] Sørensen,P., Madsen,P.H., Vikkelsø,A., Jensen,K.K., Fathima,K.A., Unnikrishnan,A.K., y Lakaparampil,Z.V. *"Power Quality and Integration of Wind Farms in Weak Grids in India"*. Risø National Laboratory, Denmark. Risø-R-1172(EN), 2000.
- [12] Hansen, A. D., Sørensen, P., Janosi, L., Bech, J. *"Wind Farm Modelling for Power Quality"*, Proceedings of IECON, Denver, 2001.
- [13] R. Pena, J. Clare, and G. Asher, *"Doubly fed induction generator using back-to- bak PWM converters and its application to variable speed wind-energy generation"*, IEE Proc. Electric Power Application, vol. 143, no. 3, pp. 231-241, Mayo 1996.
- [14] B. Chowdhury and S. Chellapilla, *"Double-fed induction generator control for variable speed wind power generation"*, Electric Power Systems Research, vol. 76, no. 9, Jun. 2006, pp. 786-800.
- [15] E. Tremblay, A. Chandra, and P. Lagace, *"Grid-side converter control of DFIG wind turbines to enhance power quality of distribution network"*, in IEEE Power Engineering Society General Meeting, Jun. 2006, p. 6.
- [16] V. Akhmatov, *"Modelling of variable speed wind turbines with doubly-fed induction generators in short-term stability investigations"*, in Proc. of International Workshop on Transmission networks for Offshore Wind Farms, Stockholm, Swe- den, Apr. 2002.
- [17] P. M. Anderson, Anjan Bose, *"Stability Simulation of Wind Turbine Sys- tems"*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 12, 1983, pp. 3791-3795.
- [18] Vaicaitis, Rimantas, Masanoba Shinozuka, and Masaru Takeno, *"Parameters Study of Wind Loading on Structures"*, J. of the Structural Div., ASCE, 1973 pp. 453-468.
- [19] Thomas Ackermann, *"Wind power in power system"*, Wiley: Chichester, 2005.
- [20] J. G. Slootweg, S. W. H. de Haan, H. Polinder, and W. L. Kling, *"General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations"*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, 2003, pp. 144-151.
- [21] Endusa Billy Muhando, Tomonobu Senjyu, Eitaro Omine, Toshihisa Funabashi, y Chul-Hwan Kim, *"Functional Modeling for Intelligent Controller Design for MW-Class Variable Speed WECS with Independent Blade Pitch Regulation"*, The 2nd IEEE International Conference on Power and Energy (PECon 08), 2008, pp. 413-418.
- [22] Kundur, P., *"Power System Stability and Control"*, McGraw-Hill, New York, 1994.
- [23] Heier, S., *"Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems"*, John Wiley and Sons Ltd, Chichester, UK, 1998.

- [24] Grainger, J. J., Stevenson Jr, W. D., *"Power System Analysis"*, McGraw-Hill, New York, 1994.
- [25] Kruger, T., Andresen, B., *"Vestas OptiSpeed-Advanced Control Strategy for Variable Speed Wind Turbines"*, in Proceedings of the European Wind Energy Conference, Copenhagen, Denmark, 2001, pp. 983-986.
- [26] Petru, T., Thiringer, T. *"Active Flicker Reduction from a Sea-based 2.5 MW Wind Park Connected to a Weak Grid"*, presented at the Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics (NORpie/2000), Aalborg, Denmark, 2000.
- [27] Fujimitsu, M., Komatsu, T., Koyanagi, K., Hu, K., Yokoyama. R., *"Modeling of Doubly-fed Adjustable-speed Machine for Analytical Studies on Longterm Dynamics of Power System"*, in Proceedings of PowerCon, Perth, 2000, pp.25-30.
- [28] Hatziargyriou, N. (Ed.), *"Modeling New Forms of Generation and Storage"*, Cigre Task Force 38.01.10, Paris, 2001.
- [29] J. G. Slootweg, S. W. H. de Haan, H. Polinder, and W. L. Kling, *"General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations"*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, 2003, pp. 144-151.
- [30] China Wind Power Equipment Industry Report, 2007-2008. <http://www.hdcmr.com/>.
- [31] Europe Wind Energy Association, www.ewea.org.
- [32] Nelson Martins and Leonardo T. g. Lima, *"Eigenvalue and frequency domain analysis of small-signal electromechanical problems"*, in C. W. Taylor and R. G. Farmer, editors, *Eigenanalysis and frequency Domain Methods for System Domain Performance*, IEEE, Piscataway, New Jersey, 1990.
- [33] M. Klein, G. J. Rogers, P. Kundur, *"A fundamental study of inter-area oscillations in power systems"*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 6, no 3, 1991, pp. 914-921.
- [34] IEEE Power Engineering Society System Oscillations working group, *"Oscillations in Power Systems"*, IEEE Publication 95 TP 101, 1994.
- [35] G. C. Verghese, I. J. Perez-Arriaga, F. C. Schweppe, *"Selective Modal Analysis with Application to Electric Power Systems, Part I: Heuristic Introduction, Part II: The Dynamic Stability Problem"*, IEEE Trans., Vol., PAS-101, No. 9, 1982, pp. 3117-3134."
- [36] N. Martins, *"Efficient eigenvalue and frequency response methods applied to power system small-signal stability studies"*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWR-1, no. 1, 1986, pp. 217-226.
- [37] IEEE Power System engineering committes, *"Eigenanalysis and frequency domain methods for system dynamic performance"*, IEEE Publication 90TH 0292-3-PWR, 1989.