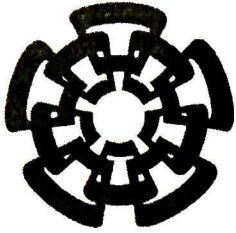


C1-724.SSI
Don. 2013

xx (202806.1)



Centro de Investigación y de Estudios Avanzados
del Instituto Politécnico Nacional
Unidad Guadalajara

Aportaciones al Modelado de Parques Eólicos para Estudios de Estabilidad Electromecánica

CINVESTAV
IPN
ADQUISICION
LIBROS

Tesis que presenta:

José Ricardo Yam Pisté

para obtener el grado de:

Maestro en Ciencias

en la especialidad de:

Ingeniería Eléctrica

Director de Tesis

Dr. Arturo Román Messina

CLASSIF.. CT00628
ASSIGN.. CT-724-SSI
PERIOD: 15-03-2013
PRC: Den.: 2013
\$

10:202625-1001

Aportaciones al Modelado de Parques Eólicos para Estudios de Estabilidad Electromecánica

**Tesis de Maestría en Ciencias
Ingeniería Eléctrica**

Por:

José Ricardo Yam Pisté
Ingeniero Eléctrico

Instituto Tecnológico de Chetumal 2004-2008

Becario de CONACYT, expediente no. 234587

Director de Tesis
Dr. Arturo Román Messina

CINVESTAV del IPN Unidad Guadalajara, Marzo de 2012.

Dedicatoria

A Dios, a mi Madre y Padre con todo mi amor y cariño.

El temor de Jehova es el principio de la sabiduría... Lo que aprendisteis y recibisteis y visteis y oísteis en mí, esto haced: Y el Dios de paz estará en nosotros. (Pr 9.10, Fil 4.9)

Agradecimientos

Primeramente a Dios por darme la vida, por las bendiciones y gracias que recibo día a día.

A ti mamá, por haber sido tú, la que incansablemente sin importar las dificultades de la vida, luchó para hacerme un hombre de bien y preparado. Por haber confiado en mí, enseñarme el valor y realidad de la vida. Por haberme dado la vida misma. Gracias por que siempre aun en la distancia, has estado a mi lado, Te Quiero Mucho.

A ustedes hermanos Julio, Antonio, Carmen, Yasuri y Carlitos por sus palabras de apoyo y cariño incondicional.

A ti papa, gracias por formar esta familia, por amar a mi madre y porque después de mucho has creído en mí, quiero que sepas que ocupas un lugar muy especial.

A mi novia Carina Sánchez por su amistad, amor, cariño y comprensión.

A la familia Mercado Vargas, por sus oraciones y porque sin conocerme me brindaron su amistad, su cariño y apoyo desde el primer día que llegue a esta ciudad; que con su ejemplo me han llevado conocer más a Dios.

A mis compañeras y amigos en las diferentes etapas de mi vida, Algunos están aquí conmigo, otros en mi corazón y en mis recuerdos, sin importar donde estén, quiero darles mis infinitas gracias por todo lo que me han brindado.

A mi director de tesis el Dr. Arturo Roman Messina por sus comentarios, consejos y apertaciones para la terminación de esta tesis. Gracias por su inagotable paciencia y comprensión.

Al CQVESTAV Unidad Guadalajara por los recursos humanos y materiales, también a cada uno de los profesores del área de sistemas eléctricos de potencia por compartir sus conocimientos.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo económico brindado para mis estudios de maestría.

Resumen

La integración de la generación eólica plantea algunos retos tecnológicos derivados por un lado, el carácter variable de la fuente primaria de energía, que se traduce con frecuencia en una afectación en el comportamiento dinámico del sistema y por otro, de su ubicación en lugares remotos o aislados. Estas dificultades se traducen en despachos de generación más complejos y en una mayor incertidumbre en la operación y control del sistema.

El análisis de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos con elevada penetración de energía eólica es un problema particularmente complejo, que debe ser afrontado para un mejor desarrollo e integración de esta fuente a la generación eléctrica. En este sentido, en los últimos años se ha producido un importante avance con la aplicación de sistemas de control de voltaje/reactivos y potencia/frecuencia de los aerogeneradores, permitiendo la participación de grandes parques de generación eólica en el control de la frecuencia y voltaje en el sistema de potencia.

En esta tesis se presentan nuevos métodos del modelado de los aerogeneradores y de los parques eólicos. Se investiga la aplicación de técnicas de análisis basadas en formulaciones flexibles de variables de estado, al estudio de la estabilidad electromecánica en sistemas de potencia, con niveles elevados de generación eólica. Se propone y valida un modelo no lineal y lineal de aerogeneradores al estudio en la estabilidad de gran y pequeña señal, respectivamente.

El desempeño de los algoritmos propuestos se verifica mediante estudios de simulación en varias redes eléctricas, demostrando la utilidad de los mismos.

Abstract

Integration of wind generation raises some technological challenges resulting on the one hand, the variability of the primary source of energy that is frequently translated in affectation to the dynamic behavior of the system and secondly, their location in remote locations or isolated ones. These difficulties result in more complex generation dispatch and greater uncertainty in the operation and control of power systems.

The analysis of electromechanical oscillations in power systems with large scale penetration of wind energy is a particularly complex problem that must be faced for a better development and integration of this source to the total electricity generation. To this respect, in recent years an important advance has been achieved within the implementation of control systems for voltage/reactive and power/frequency in the wind turbines, allowing the participation of large wind farms in of frequency and voltage control in the power system.

This thesis presents new approaches for modeling of wind turbines as well for wind farms. The application of analysis techniques based on flexible formulations of state variables; to study of electromechanical stability in power systems with high levels of wind generation is investigated. Non linear and linear models for wind turbines are both proposed and validated, in order to study the stability of large and small signal respectively.

Performances of the proposed algorithms are verified by simulation studies on several grids, demonstrating the utility of the developed tools.

Índice

Capítulo 1

Introducción

| | |
|--|---|
| 1.1 Antecedentes y motivación | 2 |
| 1.2 Planteamiento del problema | 3 |
| 1.3 Breve revisión del trabajo previo..... | 4 |
| 1.4 Objetivos de la tesis | 6 |
| 1.5 Contribuciones..... | 6 |
| 1.6 Organización de la tesis..... | 7 |
| 1.7 Referencias | 8 |

Capítulo 2

La Energía Eólica en Sistemas de Potencia

| | |
|--|----|
| 2.1 Tecnología en aerogeneradores..... | 11 |
| 2.1.1 Aerogeneradores de velocidad constante | 11 |
| 2.1.1.1 Aerogeneradores de velocidad constante basados en generadores de inducción convencionales | 12 |
| 2.1.2 Aerogeneradores de velocidad variable | 13 |
| 2.1.2.1 Aerogeneradores basados en generadores de inducción con resistencia de rotor variable | 14 |
| 2.1.2.2 Aerogeneradores basados en generadores de inducción doblemente alimentados | 14 |
| 2.1.2.3 Aerogeneradores basados en generadores síncronos | 16 |
| 2.2 Referencias | 18 |

Capítulo 3

Modelado de Aerogeneradores Para Estudios Dinámicos

| | |
|---|----|
| 3.1 Introducción..... | 20 |
| 3.2 Modelos básicos de un aerogenerador | 20 |
| 3.2.1 Tipo 1..... | 21 |
| 3.2.2 Tipo 2..... | 22 |
| 3.2.3 Tipo 3..... | 22 |
| 3.2.4 Tipo 4..... | 23 |
| 3.3 Características y descripción del aerogenerador tipo 3. | 24 |
| 3.4 Modelo matemático del generador doblemente alimentado (DFIG) | 25 |
| 3.4.1 Consideraciones generales | 25 |
| 3.4.2 Transformación abc a dqo | 28 |
| 3.4.3 Representación en estudios de estabilidad..... | 30 |
| 3.4.4 Par electromagnético | 33 |
| 3.5 Modelo del sistema mecánico..... | 33 |
| 3.6 Modelo de la potencia extraída del viento..... | 35 |
| 3.7 El convertidor back to back | 37 |
| 3.7.1 Rectificador. | 38 |
| 3.7.2 Inversor. | 39 |
| 3.7.3 Filtro..... | 40 |
| 3.7.4 Capacitor de enlace..... | 40 |
| 3.8 Modelo de aerogeneradores en estudios transitorios..... | 42 |
| 3.9 Cálculo de las condiciones iniciales | 42 |
| 3.9.1 Cálculo aproximado | 43 |
| 3.9.2 Cálculo exacto | 44 |
| 3.9.3 Ejemplo | 46 |
| 3.10 Referencias | 49 |

Capítulo 4

Estrategias de Control y Modos de Operación de los Aerogeneradores.

| | |
|---|----|
| 4.1 Comparación de dos estrategias de control para un parque eólico | 52 |
| 4.1.1 Control del parque eólico..... | 53 |
| 4.1.2 Control de voltaje centralizado y descentralizado..... | 53 |
| 4.2 Estrategias de control en los aerogeneradores | 54 |
| 4.2.1 Gobernador | 54 |
| 4.2.2 Control de la resistencia del rotor..... | 55 |
| 4.2.3 Modelo del control del convertidor de potencia | 55 |
| 4.3 Estrategias de control en generadores asíncronos doblemente alimentados | 57 |
| 4.3.1 Modo de control de corriente | 57 |
| 4.3.1.1 Control del par mecánico | 57 |
| 4.3.1.2 Control de voltaje | 58 |
| 4.3.2 Control de magnitud y ángulo del flujo de rotor | 60 |
| 4.3.2.1 Modo control de voltaje | 61 |
| 4.3.2.2 Control de potencia | 61 |
| 4.4 Efecto del aumento de penetración eólica | 62 |
| 4.4.1 Efecto sobre oscilaciones electromecánicas | 62 |
| 4.4.2 Estabilidad de pequeña señal | 63 |
| 4.5 Control Automático de generación de parques eólicos | 64 |
| 4.5.1 Sistema de control supervisorio | 64 |
| 4.6 Referencias | 66 |

Capítulo 5

Modelado de Parques Eólicos en Estudios Dinámicos

| | |
|--|----|
| 5.1 Fundamentos teóricos: representación del sistema de potencia | 69 |
| 5.1.1 Modelos de amplitud grande | 69 |
| 5.1.2 Modelos de pequeña señal | 69 |
| 5.1.3 Representación de la red de transmisión | 72 |
| 5.2 Modelos de simulación de parques eólicos | 74 |
| 5.2.1 Modelo agregado de aerogeneradores..... | 76 |
| 5.3 Generalización al caso de múltiples aerogeneradores | 78 |

| | |
|---|----|
| 5.3.1 Modelo de los componentes eléctricos..... | 78 |
| 5.3.1.1 Ecuaciones algebraicas | 78 |
| 5.3.1.2 Modelo del subsistema eléctrico | 80 |
| 5.3.2 Modelo del subsistema mecánico | 82 |
| 5.3.3 Análisis de pequeña señal de aerogeneradores en sistemas eléctricos de potencia..... | 83 |
| 5.4 Determinación de condiciones iniciales..... | 84 |
| 5.5 Referencias | 87 |

Capítulo 6

Aplicaciones

| | |
|---|-----|
| 6.1 Aplicación a un sistema radial | 90 |
| 6.1.1 Descripción del sistema de estudio | 90 |
| 6.1.2 Modelo detallado del parque eólico..... | 92 |
| 6.1.3 Modelo agregado del parque eólico | 96 |
| 6.1.4 Respuesta del sistema a pequeñas perturbaciones..... | 97 |
| 6.2 Sistema de dos áreas..... | 99 |
| 6.2.1 Descripción del sistema | 99 |
| 6.2.1.1 Escenario # 1 | 100 |
| 6.2.1.2 Escenario # 2 | 102 |
| 6.3 Sistema Westinghouse | 104 |
| 6.3.1 Descripción del caso..... | 104 |
| 6.3.1.1 Modelo de dos masas del sistema turbina generador | 105 |
| 6.3.2 Análisis de pequeña señal | 106 |
| 6.3.3 Respuesta ante grandes disturbios..... | 108 |
| 6.3.3.1 Estabilidad y amortiguamiento de oscilaciones..... | 109 |
| 6.3.3.2 Descomposición modal | 111 |
| 6.4 Referencias | 113 |

Capítulo 7

Conclusiones

| | |
|--|-----|
| 7.1 Conclusiones Generales | 114 |
| 7.2 Recomendaciones para trabajo futuro..... | 115 |

Índice de figuras y tablas

| | |
|--|----|
| Figura 2.1 Turbina de velocidad constante con generador de inducción..... | 13 |
| Figura 2.2. Turbina de velocidad variable con generador doblemente alimentado. | 15 |
| Figura 2.3. Generador síncrono sin engranaje. | 17 |
| Figura 2.4. Generador síncrono con imanes permanentes..... | 17 |
| Figura 3.1. Aerogenerador tipo 1..... | 22 |
| Figura 3.2. Aerogenerador tipo 2..... | 22 |
| Figura 3.3. Aerogenerador tipo 3..... | 23 |
| Figura 3.4. Aerogenerador tipo 4..... | 24 |
| Figura 3.5. Diagrama conceptual del aerogenerador tipo 3 con generador doblemente alimentado. | 25 |
| Figura 3.6. Convención utilizada para el signo positivo de corriente, voltaje y enlaces de flujo. | 25 |
| Figura 3.7. Transformación del sistema sr al sistema dq. | 28 |
| Figura 3.8. Circuito equivalente para el modelo transitorio..... | 32 |
| Figura 3.9. Sistema mecánico de transmisión usando el modelo de dos masas. | 33 |
| Figura 3.10. Diagrama de bloques del sistema de dos masas..... | 35 |
| Figura 3.11. Relación modelo del viento con el sistema mecánico. | 37 |
| Figura 3.12. Convertidor back to back para el intercambio de energía entre el rotor la red..... | 38 |
| Figura 3.13. Elemento de filtrado entre el inversor y la red. | 40 |
| Figura 3.14. Circuito del generador con una fuente de corriente. | 42 |
| Figura 3.15. Secuencia para la simulación dinámica de un sistema de potencia. | 46 |

| | |
|--|----|
| Figura 4.1 Esquema de control en un parque eólico..... | 52 |
| Figura 4.2. Esquema simplificado de un gobernador de velocidad para las turbinas tipo 1 y 2. | 55 |
| Figura 4.3. Control para la resistencia del rotor. | 55 |
| Figura 4.4. Control de potencia activa y reactiva para aerogeneradores tipo 3 y 4. | 56 |
| Figura 4.5. Estrategia de control de par en el DFIG..... | 58 |
| Figura 4.6. Estrategia de control de voltaje en terminales del DFIG. | 59 |
| Figura 4.7. Diagrama de bloques del controlador FMAC..... | 60 |
| Figura 4.8. Control automático de generación en parques eólicos..... | 64 |
| Figura 5.1 .Diagrama esquemático de un sistema de potencia incluyendo la representación de parques eólicos..... | 69 |
| Figura 5.2. Interacción de un aerogenerador con el sistema de potencia. | 70 |
| Figura 5.3. Configuración para el modelo detallado de un parque eólico. | 75 |
| Figura 5.4 Modelo agregado de un aerogenerador..... | 76 |
| Figura 5.5. Algoritmo para calcular las condiciones iniciales para aerogeneradores tipo 1 y 2..... | 85 |
| Figura 5.6. Algoritmo para calcular las condiciones iniciales para aerogeneradores tipo 3..... | 86 |
| Figura 5.7. Algoritmo para el cálculo de condiciones iniciales en aerogeneradores tipo 4..... | 86 |
| Figura 6.1. Sistema de ejemplo para el estudio del efecto de generación eólica en la operación del sistema. | 91 |
| Figura 6.2. Variación de potencia activa en los aerogeneradores. | 94 |
| Figura 6.3. Variación de potencia reactiva en los aerogeneradores..... | 94 |
| Figura 6.4. Variación de la velocidad en los aerogeneradores. | 95 |

| | |
|---|-----|
| Figura 6.5. Variación de voltaje en terminales de los aerogeneradores..... | 95 |
| Figura 6.6. Sistema maquina equivalente a un bus infinito..... | 96 |
| Figura 6.7 Potencia activa de salida con el modelo detallado y agregado | 97 |
| Figura 6.8. Potencia reactiva de salida con el modelo detallado y agregado..... | 98 |
| Figura 6.9 Variación de velocidad en modelo agregado del aerogenerador | 98 |
| Figura 6.10. Sistema de dos áreas | 99 |
| Figura 6.11. Modo interárea- escenario 1..... | 101 |
| Figura 6.12. Modos locales- escenario 1..... | 101 |
| Figura 6.14. Modos inter área escenario 2 | 103 |
| Figura 6.15. Modo local escenario 2 | 103 |
| Figura 6.16. Sistema de la Westinghouse. | 105 |
| Figura 6.17. Modelo de dos masas del sistema turbina-generador. | 105 |
| Figura 6.18. Forma características de los modos. Caso base..... | 107 |
| Figura 6.19. Forma características del modo 1..... | 108 |
| Figura 6.20. Posición angular de los rotores. Caso base..... | 110 |
| Figura 6.21. Potencia activa de los generadores. Caso base..... | 110 |
| Figura 6.22. Potencia reactiva de los generadores. Caso base. | 111 |
| Figura 6.23 Posición angular de los rotores. Parque eólico en el bus 6..... | 111 |
| Figura 6.24. Desviación de velocidad del aerogenerador en el bus 6..... | 112 |
| Tabla 5.1. Variables y ecuaciones para los aerogeneradores | 84 |
| Tabla 6.1. Parámetros de los equipos en unidades reales. | 92 |
| Tabla 6.2. Solución de estado estable para el sistema a una base de 1MV. | 92 |
| Tabla 6.3. Condiciones iniciales de los aerogeneradores. | 93 |

| | |
|--|------------|
| Tabla 6.4. Modos del sistema de n aerogeneradores a un bus infinito. | 93 |
| Tabla 6.5. Solución de estado estable para el sistema equivalente a una base de 1MV..... | 96 |
| Tabla 6.6. Modos del sistema de un aerogenerador equivalente a un bus infinito. | 96 |
| Tabla 6.7. Valores propios del sistema de dos áreas..... | 100 |
| Tabla 6.8. Modos del sistema con generador de inducción. | 102 |
| Tabla 6.9. Modos electromecánicos del sistema de 10 nodos para el caso base y el caso con generación eólica en el bus # 6. | 106 |
| Tabla 6.10. Resultados del análisis de Prony para la desviación de velocidad en el sistema turbina-gobernador. | 112 |

Capítulo 1

Introducción

Los métodos de modelado de sistemas de potencia han experimentado un considerable avance en los últimos años. Este avance ha redundado en modelos más precisos del sistema y en una mejor caracterización del impacto de fuentes de generación no convencional.

En este capítulo se presenta la línea de investigación, una introducción general, el planteamiento del problema, los objetivos específicos, enfoque del estudio y una revisión del modelado de aerogeneradores.

El capítulo finaliza con las conclusiones del trabajo expuesto.

1.1 Antecedentes y motivación

La escasez de recursos energéticos, así como la necesidad de reducir los niveles de contaminación ha motivado el desarrollo y aplicación de fuentes alternativas de energía. La generación eólica, en particular, ofrece el atractivo de un suministro de energía prácticamente inextinguible y poco contaminante. Así por ejemplo, el índice de confiabilidad de este tipo de tecnología es cercano al 97 %.

El carácter variable de estas fuentes de energía han motivado, por otro lado, la investigación y el desarrollo de métodos de análisis y simulación más eficientes. Este es el problema que se aborda en esta tesis.

El uso masivo de generación eólica y el creciente uso de energía no convencional están cambiando la composición de la carga en el sistema resultando en patrones de generación y transmisión más cambiantes. En particular, el creciente número de parques eólicos conectados a la red presenta problemas de operación y planeación que deben ser abordados. Además, la dificultad de predecir la potencia generada debido a variaciones aleatorias del viento resulta en despachos de generación más complejos.

El estudio de estos patrones en el comportamiento del sistema es muy reciente, por lo que no es posible contar con métodos generales de estudio similares a los de otros elementos del sistema.

Los aerogeneradores han sido aplicados con éxito durante varias décadas a sistemas eléctricos con características muy variadas. El ejemplo más avanzado de este tipo de generadores es el generador de inducción doblemente alimentado.

Estos generadores combinan la flexibilidad de la máxima extracción de potencia en un rango de velocidades de viento muy amplio con una mayor flexibilidad de operación y control.

1.2 Planteamiento del problema

En los últimos años, la importancia de la generación eólica ha ido aumentando de manera continuada en muchas redes eléctricas hasta el punto de convertirse en una de las principales fuentes de generación: véanse, por ejemplo, las referencias [1-4].

La integración de la generación eólica plantea algunos retos tecnológicos derivados por un lado del carácter variable de esta tecnología y por otro de su ubicación en lugares remotos o aislados, por ejemplo, asociados a parques eólicos en el mar (offshore).

El análisis de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos con elevada penetración de energía eólica es un problema particularmente complejo. A medida que las tecnologías de diseño se han ido desarrollando, se ha hecho patente la necesidad de mejorar los modelos actuales de simulación del sistema. El presente trabajo se enmarca dentro de esta necesidad.

Los modelos reales, en sistemas de potencia, son un complejo sistemas de ecuaciones diferenciales no lineales y ecuaciones algebraicas. La representación de los aerogeneradores, para describir el comportamiento físico dentro del sistema de potencia, ha resultado obtener un conjunto de ecuaciones y variables similares al generador síncrono y lograr incorporarlos a un programa comercial de estudios de estabilidad transitoria y de pequeña señal.

La descripción de un modelo matemático general para la inclusión de aerogeneradores al estudio de estabilidad, que permita determinar las oscilaciones electromecánicas de una forma sencilla, donde se puedan incluir la mayoría o los elementos más importantes, que participen en estas oscilaciones, tiene considerable variantes.

El principal objetivo de tener un modelo de aerogeneradores es satisfacer las siguientes características:

- Permitir un fácil intercambio de datos del modelo entre las partes interesadas.
- Facilitar la comparación del funcionamiento del sistema dinámico entre diferentes programas de simulación.
- Permitir la implementación de los modelos en diferentes programas de simulación.
- Proporcionar un mecanismo por el cual los fabricantes puedan ajustar los parámetros del modelo para representar mejor su equipo sin necesidad de revelar información confidencial.

1.3 Breve revisión del trabajo previo

Se han propuesto varios modelos para la simulación de aerogeneradores. En [5] el modelo es derivado usando una técnica de reducción de un modelo de elemento finito de alto orden y se demuestra cómo varios aerogeneradores en un parque pueden ser combinados en un solo modelo de orden reducido. En [6] para resolver este problema se aplica la teoría de perturbaciones singulares que obtiene las dinámicas más relevantes.

Para estudiar la dinámica y control de los parques eólicos [7] lo integra como una fuente distribuida, el cual comprueba que el modelo se pueda utilizar para estudiar y mejorar las características del parque.

El modelo usado en [8] representa todos los tipos de aerogeneradores de velocidad variable para simular la dinámica en sistemas de potencia, el enfoque de modelado se comenta, los modelos de los subsistemas en qué consisten se discute y la incorporación del modelo al software PSS/E.

Varios autores han considerado el problema de modelado de parques eólicos o aerogeneradores operando en paralelo. En [9],10] se presentan modelos genéricos para aerogeneradores para los estudios de estabilidad, de voltaje y de frecuencia. Estos modelos están diseñados para representar cuatro tipos de aerogeneradores actualmente disponibles en el mercado, utilizando sistemas de control no estandarizados que pueden ser sintonizados de forma paramétrica para representar a los aerogeneradores de diferentes fabricantes.

Para determinar las oscilaciones causadas por la velocidad del viento dentro de un parque eólico, y en el sistema de potencia, se realizaron a partir mediciones locales del comportamiento de variables significativas, desarrollando con ello modelos dinámicos del parque eólico [11].

El modelo descrito en [12] es usado para la valoración de la calidad de la energía, las estrategias de control y el comportamiento ante fallas en la red.

El modelo presentado es un equivalente de función de transferencia de primer o segundo orden. La entrada es la velocidad del viento y la salida la potencia activa y reactiva [13].

A pesar de estos avances, el entendimiento del efecto de un aerogenerador en la respuesta del sistema sigue siendo limitado, debido en parte a la incapacidad de los modelos de representar variaciones en la potencia suministrada, y a la incertidumbre de la velocidad del viento.

Además de la complejidad asociada al modelo del parque, la incorporación de generación eólica presenta otras dificultades, entre ellas el control de la frecuencia, estabilidad de voltaje, armónicos, flickers (parpadeos) y protecciones de los aerogeneradores.

1.4 Objetivos de la tesis

Esta tesis aborda el problema del análisis y modelado de sistemas de potencia con elevada penetración de energía eólica. El análisis se centra en el modelado de aerogeneradores de velocidad variable, y en concreto, en los generadores asíncronos doblemente alimentados.

El objetivo fundamental de esta tesis es el desarrollo de métodos y técnicas de modelado de aerogeneradores para el análisis del comportamiento de sistemas eléctricos con niveles elevados de penetración eólica.

El trabajo de investigación presentado en esta tesis pretende además:

- Desarrollar e implementar un modelo único para el generador doblemente alimentado orientado al análisis de estabilidad electromecánica
- El desarrollo de una teoría generalizada de modelado de parques eólicos que permita la representación de esquemas múltiples de generación eólica y sus sistemas de control.
- Evaluar la aplicación de modelos lineales para el estudio de la estabilidad oscilatoria en sistemas de potencias con niveles elevados de generación eólica.

1.5 Contribuciones

Las principales contribuciones de este trabajo son las siguientes:

- El desarrollo de un método generalizado para el estudio, caracterización y simulación de parques eólicos, el análisis de la estabilidad asociada a la conexión de parques eólicos.
- La generalización del cálculo existente de las condiciones iniciales del aerogenerador.

- La evaluación de la formulación matemática del aerogenerador basado en inyección de corrientes para estudios de estabilidad.
- Por último, se plantea un nuevo enfoque para la representación total o parcial de parques eólicos a través de modelos de conexión de componentes de estado.

1.6 Organización de la tesis

Esta tesis de investigación se estructura en 7 capítulos

En el capítulo 2 se describe brevemente las características de algunos aerogeneradores comunes empleados en los parques eólicos.

El capítulo 3 describe el modelado de aerogeneradores, basados en los subsistemas que lo componen.

En el capítulo 4 se describe las estrategias de control implementadas en los parques eólicos y en los aerogeneradores. En el mismo capítulo se aborda también el estudio de los modos de operación.

El capítulo 5 describe el modelo adoptado para la incorporación de los aerogeneradores al sistema de potencia.

En el capítulo 6 se discute la aplicación del modelo desarrollado a tres sistemas de prueba al estudio de estabilidad de pequeña señal.

Finalmente en el capítulo 7 se resumen las conclusiones obtenidas del desarrollo del trabajo y se presentan las conclusiones de esta investigación y sugerencias para trabajos futuros.

1.7 Referencias

- [1] A.M Foley, P. Leahy, E.J. McKeogh, "Wind energy integration and the Ireland-Wales interconnector," *Sustainable Alternative Energy (SAE), 2009 IEEE PES/IAS Conference on* , pp.1-6, 28-30 Sept. 2009.
- [2] Atul Shah, Suresh Pillai, N. S. M., Rao, "Integration of wind energy into grid in India perceptions and realities," *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES*, pp.1-8, 19-22 April 2010.
- [3] D.L. Hawkins, J. Blatchford, Y.V. Makarov, "Wind Integration Issues and Solutions in California," *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE* , vol., no., pp.1-9, 24-28 June 2007.
- [4] X. Chen, W. Lin, H. Sun, J. Wen, N. Li; L. Yao, "LCC based MTDC for grid integration of large onshore wind farms in Northwest China," *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE* , vol., no., pp.1-10, 24-29 July 2011.
- [5] D. J. Trudnowski, A. Gentile, J. M. Khan, E. M. Petriz. "Fixed-Speed Wind Generator and Wind Park Modeling for Transient Stability Studies" *IEEE Transaction on Power System Vol. 19, N° 4, November 2004*.
- [6] R. M. G. Castro, J. M. Ferreira de Jesus. "A Wind Park Reduced-Order Model Using Singular Perturbations Theory" *IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol 11, N° 4, December 1996*.
- [7] B. Malinga, J. E. Sneckenberger, A. Feliachi "Modeling and Control of Wind Turbine as a Distributed Resource" *System Theory, 2003. Proceedings of the 35th Southeastern Symposium on* vol., no., pp. 108-112, 16-18 March 2003.

- [8] J.G. Slootweg, S.W.H. de Haan, H. Polinder, W.L. Kling, "General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations," *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.18, no.1, pp. 144- 151, Feb 2003.
- [9] Keung, Ping-Kwan; Kazachkov, Yuriy; Senthil, J."Generic models of wind turbines for power system stability studies" *Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2009), 8th International Conference on* , vol., no., pp.1-6, 8-11 Nov. 2009.
- [10] Soens, J. Driesen, D. Van Hertem, R. Belmans. "Generic Agregated Wind Farm Model for Power System Simulations- Impac of Grid Connection Requirements" *Department of Electrical Engineering ESAT/ELECTA*.
- [11] E. Welfonder, R. Neifer, M. Spanne, "Development and experimental identification of dynamic models for wind turbines" *Control Engineering Practice*, Volume 5, Issue 1, January 1997, Pages 63-73.
- [12] A.D. Hansen, P. Sorensen, L. Jonasi, J. Beach. "Wind Farm Modelling For Power Quality" *Industrial Electronics Society, 2001. IECON '01. The 27th Annual Conference of the IEEE*, vol.3, no., pp.1959-1964 vol.3, 2001.
- [13] J. Soens, J. Driesen, R. Belmans. "Equivalent Transfer Function For A Variable Speed Wind Turbine In Power System Dynamic Simulations" *Int. J. Distrib. Energy Res.*, vol. 1, no. 2, pp. 111–133, Apr.–Jun. 2005.

Capítulo 2

La Energía Eólica en Sistemas de Potencia

En este capítulo se presenta un resumen de la tecnología de los aerogeneradores utilizados en la generación de potencia, así como sus ventajas y desventajas en los sistemas de potencia.

Se hace una revisión crítica de las principales tecnologías empleadas en la actualidad enfatizando sus principios de operación y control.

El análisis se centra en cuatro principios básicos de interés: (a) La estructura jerárquica de control y operación, (b) Su conexión al sistema de potencia, (c) La utilización de esquemas auxiliares de protección y control, y (d) La flexibilidad de operación ante condiciones variables del viento.

2.1 Tecnología en aerogeneradores

El término energía eólica engloba un gran número de esquemas de aerogeneradores utilizados por la industria eléctrica.

Los diseños actuales de aerogeneradores pueden clasificarse de acuerdo a la tecnología que emplea, en tres grandes categorías [1]:

1. Aerogeneradores de velocidad constante.
2. Aerogeneradores de velocidad variable.
3. Aerogeneradores sin engranajes.

En los apartados siguientes se examinan las principales características de estos dispositivos en el contexto de este estudio.

2.1.1 Aerogeneradores de velocidad constante

La primera generación de aerogeneradores desarrollada en la época de los 90's son de velocidad constante. En estos esquemas, la velocidad del rotor es constante, determinada por la frecuencia de la red, la relación de transmisión de los engranes y el diseño del generador es independiente de la velocidad del viento.

Estos tipos de diseños están formados por un generador de inducción de rotor cortocircuitado o devanado directamente conectados a la red, con un arrancador electrónico y con un banco de capacitores para la compensación de potencia reactiva.

Están diseñados para lograr la máxima eficiencia a una velocidad de viento en particular. Para incrementar la generación de potencia, el generador tiene dos conjunto de devanados en el estator, el primero utilizado para bajas velocidades de viento (8 polos), el segundo para velocidades medias y altas (4-6 polos) [2].

El aerogenerador de velocidad fija tiene la ventaja de ser simple, robusto y confiable. El costo de sus componentes eléctricos es bajo. Sus desventajas son un consumo incontrolable de potencia reactiva, mayor esfuerzo mecánico y un control limitado de calidad de energía. Debido a su operación a velocidad fija, todas las fluctuaciones en la velocidad del viento son transmitidas posteriormente como oscilaciones al par mecánico y luego como oscilaciones en la potencia eléctrica en la red.

En el caso de redes débiles, las oscilaciones de potencia también pueden causar grandes oscilaciones en el voltaje, que se traducen en un aumento en las pérdidas en las líneas de transmisión.

Otros esquemas de aerogeneradores de velocidad constante están constituidos por generadores de inducción convencionales.

2.1.1.1 Aerogeneradores de velocidad constante basados en generadores de inducción convencionales

Este tipo de configuraciones utilizan un generador de inducción de jaula de ardilla directamente conectada a la red a través de un transformador. Debido al consumo de potencia reactiva del generador, es necesario utilizar un banco de capacitores para su compensación, y un arrancador electrónico es usado para su conexión al sistema.

Ejemplos de este tipo de tecnología pueden verse en la figura 2.1. Entre los problemas que presentan destacan:

- Aerodinámica menos eficiente.
- Estrés mecánico.
- Ruido.

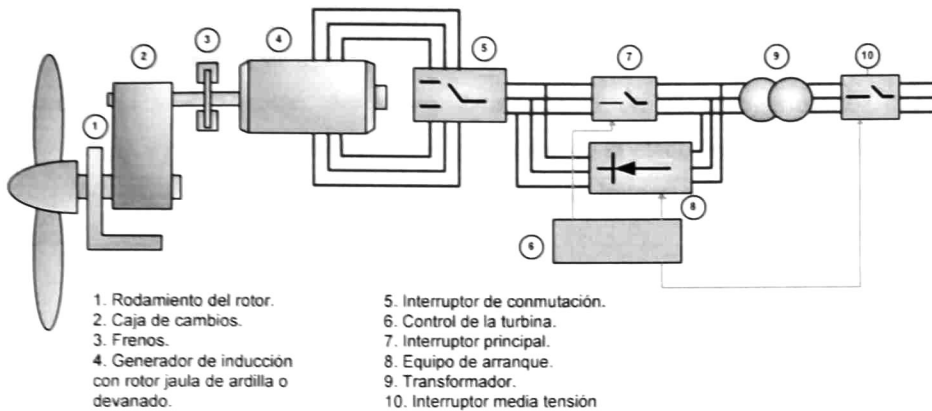


Figura 2.1 Turbina de velocidad constante con generador de inducción.

2.1.2 Aerogeneradores de velocidad variable

Durante los últimos años los aerogeneradores de velocidad variable son los más utilizados en los parques eólicos, porque están diseñados para obtener la eficiencia máxima aerodinámica en un amplio rango de las velocidades del viento [3]. Con su operación a velocidad variable se ha conseguido adaptar continuamente la velocidad del aerogenerador a la velocidad del viento. Contrariamente al sistema de velocidad constante, el par del generador permanece constante y las variaciones en el viento son absorbidos por la velocidad del generador.

El sistema eléctrico de un aerogenerador de velocidad variable es, por otro lado, más complejo que uno de velocidad fija. Típicamente, un generador de velocidad variable está constituido por un generador de inducción o síncrono y conectado a la red a través de un convertidor de potencia. El convertidor de potencia controla la velocidad del generador, es decir, las oscilaciones de potencia causadas por las variaciones del viento son absorbidos principalmente por los cambios en la velocidad del generador y consecuentemente en la velocidad de la turbina.

Entre las ventajas de los generadores de velocidad variable se encuentra una mayor eficiencia en la energía capturada, el mejoramiento de la calidad de la potencia y reducción del esfuerzo mecánico en el aerogenerador. Las desventajas son las pérdidas en los dispositivos de la electrónica de potencia, la complejidad en el número de componentes y el incremento de costos en los equipos a causa de la electrónica de potencia.

A continuación se examinan algunas configuraciones actualmente utilizadas por la industria.

2.1.2.1 Aerogeneradores basados en generadores de inducción con resistencia de rotor variable

Esta configuración corresponde a aerogeneradores de velocidad variable limitada, en la cual se utiliza un generador de inducción con rotor devanado de resistencia variable. El generador está directamente conectado a la red y se utiliza un banco de capacitores para compensar potencia reactiva.

La única característica de esta configuración es que tiene la resistencia del rotor como variable adicional que puede ser ajustada por un controlador montado en el eje del rotor [4]. Como consecuencia, el valor total de la resistencia del rotor puede ser controlada, y con ello, el deslizamiento y la potencia generada. El rango de la velocidad a ser controlada depende del tamaño de la resistencia variable y encontrándose comúnmente de 0-10% sobre la velocidad síncrona.

2.1.2.2 Aerogeneradores basados en generadores de inducción doblemente alimentados

Esta configuración conocida como el Generador de Inducción Doblemente alimentado DFIG (por sus siglas en inglés) corresponde a aerogeneradores de velocidad variable limitada, con un generador de inducción de rotor devanado y un convertidor parcial de potencia en el circuito del rotor. Los DFIG difieren de los aerogeneradores de inducción con resistencia de valor variable en varios aspectos: el convertidor opera aproximadamente al 30% de la

potencia nominal del generador y se utiliza para el control de potencia reactiva y una conexión segura a la red [1,5].

En la figura 2.2 se muestra el esquema básico de un aerogenerador de este tipo.

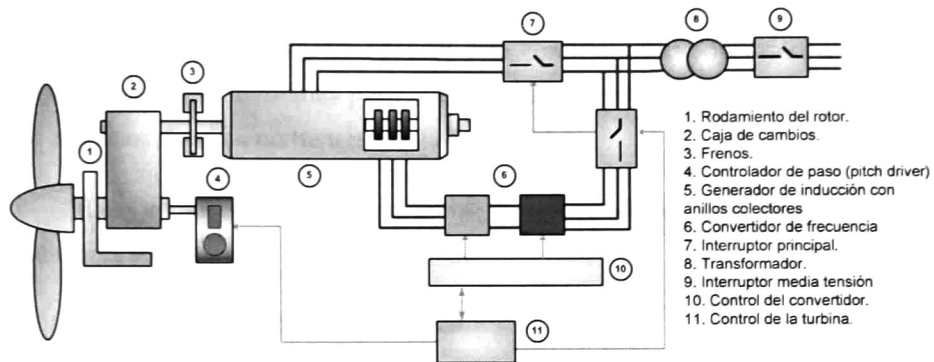


Figura 2.2. Turbina de velocidad variable con generador doblemente alimentado.

Entre las ventajas que ofrecen estos aerogeneradores están:

1. Cuentan con un rango más amplio en el control de la velocidad comparado con el de control por resistencia variable dependiendo del tamaño del convertidor de potencia. Típicamente, el rango de velocidad varía desde -40% a + 30% sobre la velocidad síncrona.
2. Un pequeño convertidor de potencia hace de esta configuración muy atractiva desde el punto de vista económico. Sus principales inconvenientes son el uso de anillos colectores y un sistema de protección complejo.
3. Disponibilidad continua del servicio.

En general, este tipo de diseños permiten regular la tensión de salida del aerogenerador controlando el consumo o generación de potencia reactiva.

2.1.2.3 Aerogeneradores basados en generadores síncronos

Esta configuración corresponde a aerogeneradores de velocidad variable, con el generador conectado a la red a través de un convertidor total de potencia. El convertidor lleva a cabo la compensación de potencia reactiva permitiendo así la conexión lenta y segura a la red.

Los generadores empleados en esta configuración son los síncronos de rotor devanado y de imanes permanentes, como se muestra en las figuras 2.3 y 2.4. Algunos diseños no tienen la caja de cambios.

Las ventajas que ofrecen estos aerogeneradores con respecto a los anteriores son:

- Menor esfuerzo mecánico.
- Menor ruido.

y sus desventajas:

- Eléctricamente menos eficiente.
- Convertidor de mayor capacidad requerido.
- Costoso.
- Generador más grande, pesado y de diseño complejo.

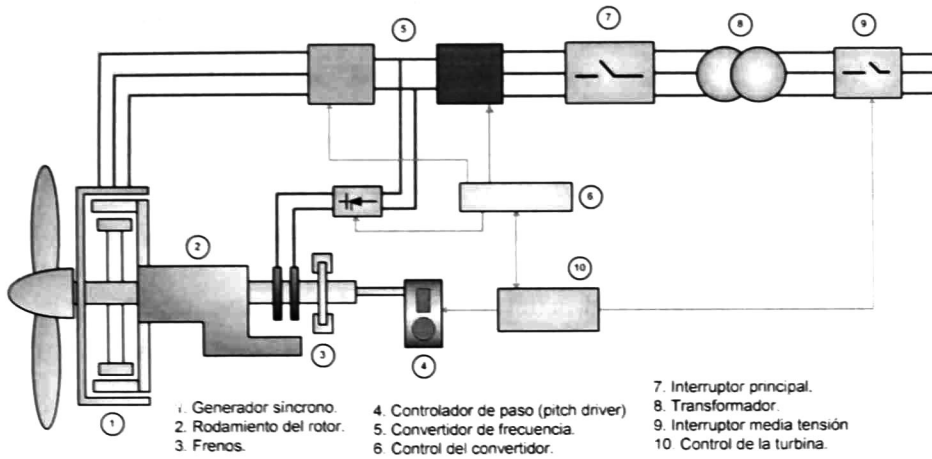


Figura 2.3. Generador sincrónico sin engranaje.

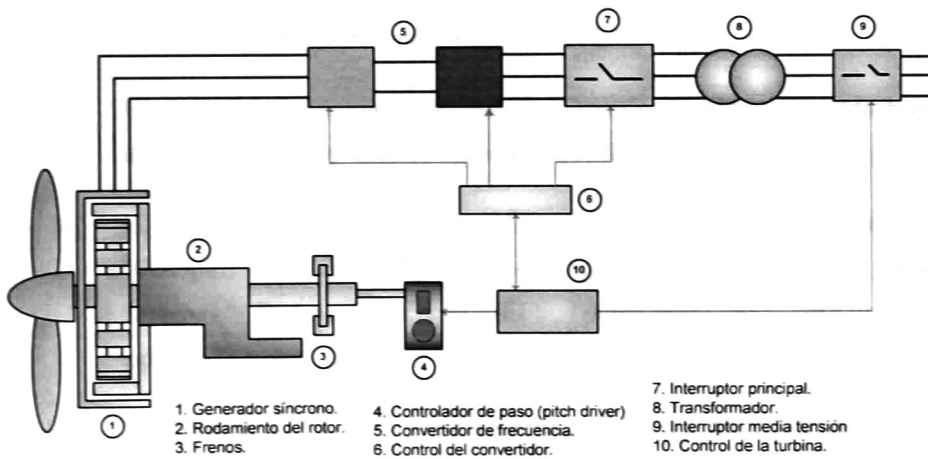


Figura 2.4. Generador sincrónico con imanes permanentes.

En las referencias [6], [7] pueden encontrarse mayores detalles sobre estos esquemas.

2.2 Referencias

- [1] Tomas Ackerman. "Wind Power in Power Systems" 2007. Wiley.
- [2] M. Lazaro, A. Roman D. Olguin. "Estudio de las Oscilaciones Provocadas por los Generadores de Inducción en el Parque Eólico la Venta" *Científica Vol. 12 Núm. 4 pp 159-166., ESIME- IPN 2008.*
- [3] D. Nagaria, S. K. Nayak, G. N. Pillai, H. O. Gupta. "Comparison of Small Signal Behavior of WECS Equipped With DFIG Synchronous Generator in SMIB System" *XXXII National System Conference, NSC 2008, December 17-19, 2008.*
- [4] M. Behnke, A. Ellis, Y. Kazachko, T. McCoy, E. Mujaldi, W. Price, J. Sanchez. "Development And Validation of WECC Variable Speed Wind Turbine Dynamic Models for Grid Integration Studies" *AWEA's Wind Power Conference, June 2007.*
- [5] H. A. Pulgar-Painemal, P. W. Sauer, "Doubly- Fed induction Machine in Wind Power Generation" *University of Illinois at Urbana- Champaign.*
- [6] H. Polinder, F.F.A. van der Pijl, G. J. de Vilder, P.J. Tavner, "Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines," *Energy Conversion, IEEE Transactions on* vol.21, no.3, pp.725-733, Sept. 2006
- [7] D. Margaris, N. D. Hatziargyriou, "Direct drive synchronous generator wind turbine models for power system studies," *Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010), 7th Mediterranean Conference and Exhibition on* , vol., no., pp.1-7, 7-10 Nov. 2010.

Capítulo 3

Modelado de Aerogeneradores Para Estudios Dinámicos

En este capítulo se discute la experiencia en el modelado de aerogeneradores. El análisis se centra en el modelado de generadores de inducción doblemente alimentados operando a frecuencia fundamental.

A partir de principios fundamentales de sistemas físicos, se analizan y se describen por separado los modelos de los subsistemas eléctricos y mecánicos y la incorporación de sistemas de control. Se analizan el problema de la representación de los aerogeneradores en el marco de referencia del sistema y la incorporación de restricciones en el modelado de la variabilidad en el viento.

El capítulo concluye con una breve introducción al problema del cálculo de condiciones iniciales en aerogeneradores y su representación en estudios dinámicos del sistema de potencia.

3.1 Introducción

La simulación de los aerogeneradores puede ser usado para estudiar diferentes fenómenos. El nivel de detalle en el modelo y los datos pueden diferir dependiendo con el objetivo del estudio [1].

En los apartados siguientes se analizan las características básicas de operación de los generadores y se introduce la notación utilizada en esta tesis.

3.2 Modelos básicos de un aerogenerador

Los modernos aerogeneradores son de construcción compleja y técnicamente avanzada.

Sin embargo, teniendo en cuenta los objetivos del modelado, los aerogeneradores pueden en la mayoría de los casos ser representado por un modelo genérico con seis bloques básicos y sus interconexiones o por algo similar, dependiendo del aerogenerador específico en estudio.

Los seis elementos del modelo son la representación de:

1. El sistema aerodinámico.
2. El sistema mecánico (turbina, eje, caja de cambios, rotor del generador).
3. El sistema de generación (generador, convertidores).
4. El sistema de control de paso.
5. El sistema de control del aerogenerador
6. El sistema de protección del aerogenerador.

En principio los modelos genéricos deben presentar las siguientes características [2]:

- a) Permitir un fácil intercambio de datos del modelo entre las partes interesadas.
- b) Facilitar la comparación del funcionamiento del sistema dinámico entre diferentes programas de simulación.
- c) Permitir la implementación de los modelos en diferentes programas de simulación.
- d) Proporcionar un mecanismo por el cual los fabricantes puedan ajustar los parámetros del modelo para representar mejor su equipo sin necesidad de revelar información confidencial.

Reconociendo la necesidad de modelos dinámicos genéricos adecuados para estudios de planificación en la red, se han propuesto cuatro topologías principales en el desarrollo del modelado de aerogeneradores. Estas se describen a continuación [2].

3.2.1 Tipo 1

En la figura 3.1 se representa el esquema básico de este tipo de topología. El modelo consiste de tres componentes básicos: generador, turbina eólica y un gobernador y puede ser utilizado para representar aerogeneradores que utilizan generadores de inducción estándar, donde solamente se modela sus componentes eléctricos. La turbina es simplemente el modelo de la inercia de la turbina-generador y se puede representar por una o dos masas.

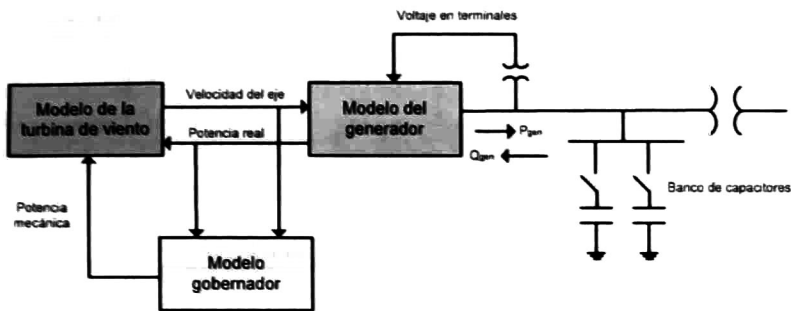


Figura 3.1. Aerogenerador tipo 1.

3.2.2 Tipo 2

Este modelo consiste de cuatro componentes básicos: el generador, la turbina, el gobernador y un controlador de la resistencia del rotor. En la figura 3.2 se muestran los módulos y conectividad para este modelo.

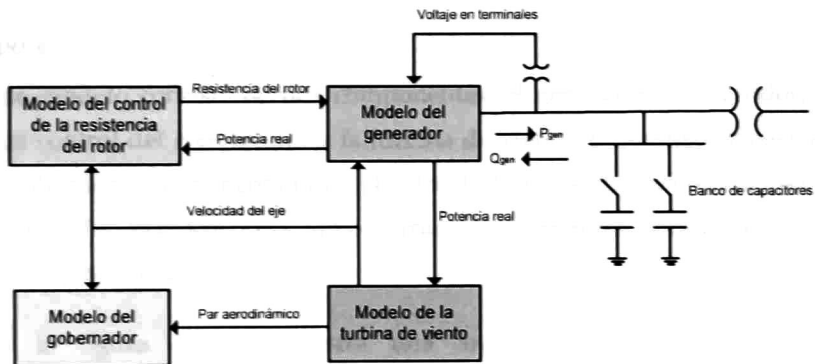


Figura 3.2. Aerogenerador tipo 2.

El generador es de inducción con resistencia del rotor variable.

3.2.3 Tipo 3

Se basa en el modelo de aerogeneradores dados en [3, 4] y consiste de 4 componentes: el generador-convertidor, el sistema de control del convertidor, y la turbina de viento y control de inclinación.

En la figura 3.3 se muestran los módulos y conectividad asociados a este modelo.

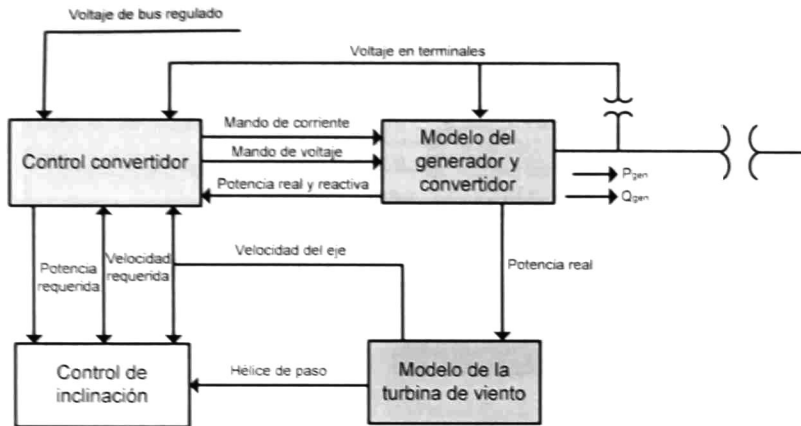


Figura 3.3. Aerogenerador tipo 3.

El generador es de inducción doblemente alimentado, con un convertidor parcial de potencia.

3.2.4 Tipo 4

Este modelo consiste de tres componentes: el generador-convertidor, el sistema de control del convertidor y la turbina de viento. El modelo se basa en la turbina de viento documentada en [4], donde la principal diferencia con el tipo 3 es que el generador toma como entrada las corrientes para controlar la potencia real y reactiva.

En la figura 3.4 se muestra una arquitectura de este tipo de aerogenerador.

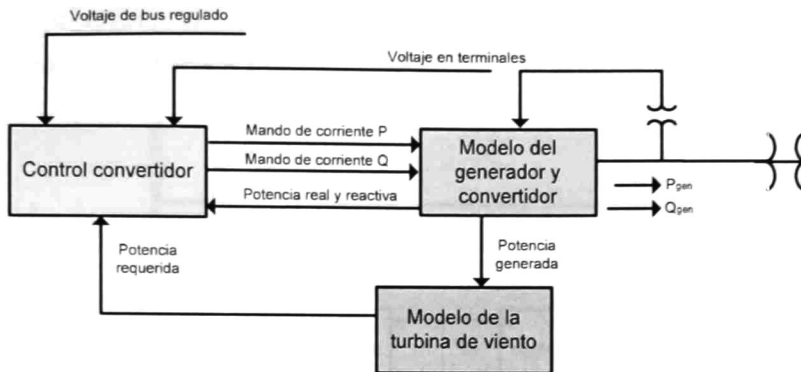


Figura 3.4. Aerogenerador tipo 4.

El generador es de inducción o síncrono con un convertidor total de potencia.

A continuación se analizan las características de operación de los aerogeneradores. El análisis se centra en el modelo de aerogenerador tipo 3 debido a su importancia en los diseños actuales.

3.3 Características y descripción del aerogenerador tipo 3.

Es ampliamente usado en la industria eólica. La principal razón de su popularidad es su habilidad para suministrar potencia a tensión y frecuencia constantes, mientras que la velocidad del rotor varía.

En este esquema, los devanados del estator están conectados directamente a la red. A su vez, los devanados del rotor se conectan a través del convertidor de potencia por anillos colectores y escobillas. Estructuralmente, el convertidor AC/DC/AC se divide en dos componentes: el convertidor del lado del rotor y el convertidor del lado de la red. Un capacitor conectado en el lado de CD actúa como fuente de excitación - ver Figura 3.5.

La potencia capturada por la turbina de viento es convertida a potencia eléctrica por el generador de inducción, y transmitida a la red por los devanados del rotor y del estator. La operación para velocidad variable se

obtiene controlando el voltaje aplicado a los devanados del rotor a la frecuencia de deslizamiento deseado [5].

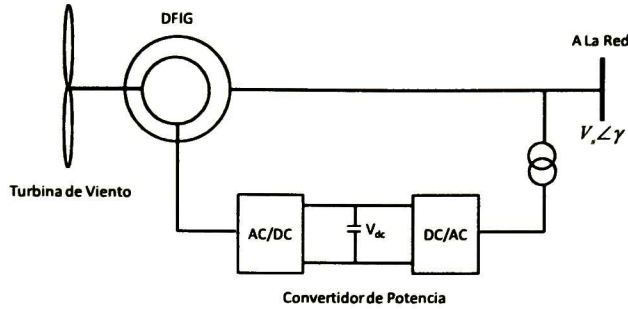


Figura 3.5. Diagrama conceptual del aerogenerador tipo 3 con generador doblemente alimentado.

3.4 Modelo matemático del generador doblemente alimentado (DFIG)

En ésta sección se introduce el modelado de generadores doblemente alimentado conectado a la red a través de un puente convertidor.

3.4.1 Consideraciones generales

En la figura 3.6 se ilustra la convención utilizada en el modelado de aerogeneradores del tipo DFIG. En este modelo, se asume que las corrientes son positivas cuando salen del devanado del estator.

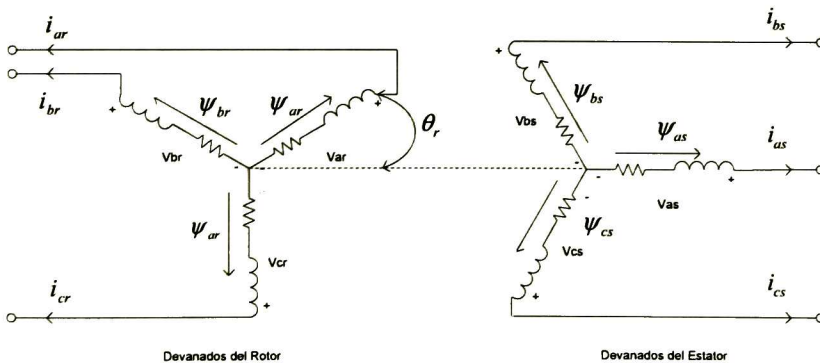


Figura 3.6. Convención utilizada para el signo positivo de corriente, voltaje y enlaces de flujo.

El signo de los enlaces de flujo producidos por una corriente en el circuito es igual. La polaridad del voltaje inducido por un cambio de flujo da lugar a una corriente que se opone al cambio (Ley de Lenz).

Considere el esquema de la figura 3.6. Aplicando la ley de voltaje de Kirchoff al circuito se tiene [6].

$$\mathbf{V}_{abcs} = \frac{d\lambda_{abcs}}{dt} - \mathbf{R}_s \mathbf{i}_{abcs} \quad (3.1)$$

$$\mathbf{V}_{abcr} = \frac{d\lambda_{abcr}}{dt} + \mathbf{R}_r \mathbf{i}_{abcr} \quad (3.2)$$

donde los subíndices s y r indican parámetros y variables asociadas al estator y rotor, respectivamente.

Definiendo,

$$\mathbf{f}_{abcs} = [f_{as} \quad f_{bs} \quad f_{cs}]^T$$

$$\mathbf{f}_{abcr} = [f_{ar} \quad f_{br} \quad f_{cr}]^T$$

$$\mathbf{R}_s = \text{diag}[R_s \quad R_s \quad R_s]$$

$$\mathbf{R}_r = \text{diag}[R_r \quad R_r \quad R_r]$$

las ecuaciones de enlaces de flujo de los circuitos del estator y rotor en coordenadas de las ref ($a-b-c$) se pueden expresar como:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{abcs} \\ \lambda_{abcr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{L}_s & \mathbf{L}_{sr} \\ \mathbf{L}_{sr} & \mathbf{L}_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{i}_{abcs} \\ \mathbf{i}_{abcr} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

donde

$$\mathbf{L}_s = \begin{bmatrix} -L_{ls} - L_{ms} & \frac{1}{2}L_{ms} & \frac{1}{2}L_{ms} \\ \frac{1}{2}L_{ms} & -L_{ls} - L_{ms} & \frac{1}{2}L_{ms} \\ \frac{1}{2}L_{ms} & \frac{1}{2}L_{ms} & -L_{ls} - L_{ms} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{L}_r = \begin{bmatrix} -L_{lr} - L_{mr} & \frac{1}{2}L_{mr} & \frac{1}{2}L_{mr} \\ \frac{1}{2}L_{mr} & -L_{lr} - L_{mr} & \frac{1}{2}L_{mr} \\ \frac{1}{2}L_{mr} & \frac{1}{2}L_{mr} & -L_{lr} - L_{mr} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{L}_{sr} = -L_{sr} \begin{bmatrix} \cos\theta_r & \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\theta_r & \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\theta_r \end{bmatrix}$$

y

L_{ls}, L_{lr} Inductancia de dispersión.

L_{ms}, L_{mr} Inductancia de magnetización.

L_{sr} Inductancia mutua (máximo valor).

θ_r Ángulo entre el eje a del estator y el eje a del rotor definida como:

$$\theta_r = \int \omega_r dt + \theta_r(0)$$

ω_r Velocidad eléctrica del rotor dada por

$$\omega_r = \frac{p}{2} \omega_m$$

p Número de polos del generador.

ω_m Velocidad mecánica del rotor.

En los modelos desarrollados, las cantidades trifásicas se expresan en el marco rotatorio común (d-q-o) de la red.

3.4.2 Transformación abc a dqo

Para facilitar el análisis y desacoplar la dependencia de la posición del rotor con el valor de la inductancia mutua, las variables abc del estator y rotor son transformadas a un marco de referencia rotatorio síncrono [5].

En la figura 3.7 se muestra la convención adoptada en la representación de las variables de la red.

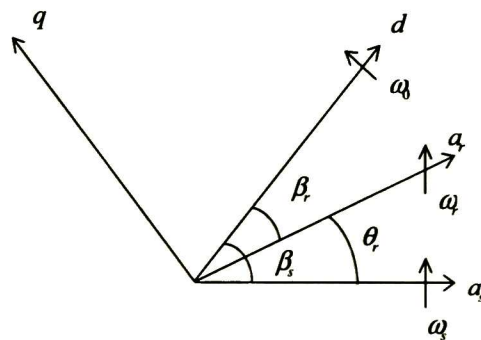


Figura 3.7. Transformación del sistema sr al sistema dq.

Según estas definiciones, la transformación de las cantidades trifásicas de la red al marco de referencia de Park estará dada por

$$\mathbf{f}_{dq0} = \mathbf{T} \mathbf{f}_{abc}$$

donde

$$T(\beta) = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \beta & \cos\left(\beta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\beta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\text{sen} \beta & -\text{sen}\left(\beta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\beta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}$$

es la matriz de transformación de Park, y β es el ángulo entre el marco de referencia abc y el marco de referencia dqo .

Si se define ahora la velocidad del marco de referencia con respecto al circuito del estator como ω_0 , el ángulo $\beta = \beta_s$ entre el marco de referencia y los circuitos del estator estará dado por

$$\beta_s = \int \omega_0 dt + \beta_s(0)$$

Similarmente, para los circuitos del rotor, con velocidad relativa $\omega_0 - \omega_r$; el ángulo $\beta = \beta_r$ entre el marco de referencia y los circuitos del rotor puede expresarse como

$$\beta_r = \int (\omega_0 - \omega_r) dt + \beta_r(0)$$

donde

$$\beta_r(0) = \beta_s(0) - \theta_r(0)$$

Haciendo uso de (3.1), (3.2) y (3.3) resulta en

$$v_{ds} = \frac{d\psi_{ds}}{dt} - R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} \quad (3.4)$$

$$v_{qs} = \frac{d\psi_{qs}}{dt} - R_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} \quad (3.5)$$

$$v_{dr} = \frac{d\psi_{dr}}{dt} + R_r i_{dr} - s\omega_s \psi_{qr} \quad (3.6)$$

$$v_{qr} = \frac{d\psi_{qr}}{dt} + R_r i_{qr} + s\omega_s \psi_{dr} \quad (3.7)$$

donde

$$\psi_{ds} = -L_{ss} i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (3.8)$$

$$\psi_{qs} = -L_{ss} i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (3.9)$$

$$\psi_{dr} = L_{rr} i_{dr} - L_m i_{ds} \quad (3.10)$$

$$\psi_{qr} = L_{rr} i_{qr} - L_m i_{qs} \quad (3.11)$$

y

$$L_m = \frac{2}{3} L_{lm}$$

$$L_{ss} = L_{ls} + L_m$$

$$L_{rr} = L_{lr} + L_m$$

3.4.3 Representación en estudios de estabilidad

En estudios de estabilidad, los generadores son usualmente representados como una fuente de voltaje detrás de una impedancia transitoria [6]. Para este fin despreciamos los transitorios de flujo en el estator, porque son muy rápidos.

De manera análoga al caso del modelado de la máquina síncrona se definen los voltajes internos

$$E'_d = -\omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} \psi_{qr}$$

$$E'_q = \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} \psi_d$$

y los parámetros asociados

$$X'_s = \omega_s \left(L_{ss} - \frac{L_m^2}{L_{rr}} \right)$$

$$X_s = \omega_s L_{ss}$$

$$T'_0 = \frac{L_{rr}}{R_r}$$

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s}$$

donde:

E'_d Voltaje en el eje d detrás de la impedancia transitoria

E'_q Voltaje en el eje q detrás de la impedancia transitoria

X'_s Reactancia transitoria

T'_0 Constante de tiempo del circuito del rotor

s Deslizamiento

Como ya se ha comentado, estas definiciones permiten obtener modelos de los aerogeneradores similares a aquellos utilizados para la máquina síncrona.

De acuerdo con estas definiciones, las ecuaciones para el modelo transitorio serán:

$$\frac{dE'_d}{dt} = \omega_B \left[-\frac{1}{T'_0} E'_d + s \omega_s E'_q + \frac{X'_s - X_s}{T'_0} i_{qs} - \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} v_{qr} \right] \quad (3.12)$$

y

$$\frac{dE'_q}{dt} = \omega_s \left[-\frac{1}{T'_0} E'_q - s\omega_s E'_d - \frac{X_s - X'_s}{T'_0} i_{ds} + \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} v_{dr} \right] \quad (3.13)$$

Las ecuaciones de interfase con el sistema son:

$$v_{ds} = E'_d - R_s i_{ds} + X'_s i_{qs} \quad (3.14)$$

$$v_{qs} = E'_q - R_s i_{qs} - X'_s i_{ds} \quad (3.15)$$

siendo:

$$i_{dr} = \frac{E'_q}{\omega_s L_m} + \frac{L_m}{L_{rr}} i_{ds} \quad (3.16)$$

$$i_{qr} = -\frac{E'_d}{\omega_s L_m} + \frac{L_m}{L_{rr}} i_{qs} \quad (3.17)$$

En la figura 3.8 se muestra el circuito equivalente del aerogenerador obtenido de (3.14) y (3.15), utilizado en esta investigación.

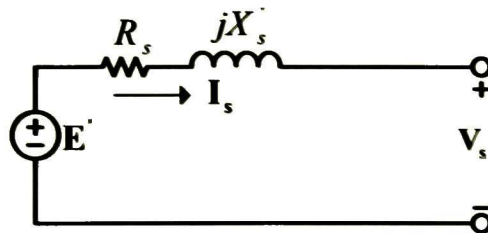


Figura 3.8. Circuito equivalente para el modelo transitorio.

Este modelo hace posible que un aerogenerador se represente como una fuente variable de corriente en estudios dinámicos.

3.4.4 Par electromagnético

El par electromagnético de un generador de inducción viene dado por [7]:

$$T_e = L_m(i_{\varphi} i_{\psi} - i_{\psi} i_{\varphi}) \quad (3.18)$$

Haciendo uso de (3.16) y (3.17) en (3.18) se obtiene:

$$T_e = \frac{E'_d i_{ds} + E'_q i_{qs}}{\omega_s} \quad (3.19)$$

Esta ecuación permite expresar el par electromagnético T_e , en función de los voltajes internos transitorio E'_d y E'_q .

3.5 Modelo del sistema mecánico.

En estudios transitorios, donde la conexión de la turbina y el rotor es flexible, y los disturbios de la red pueden causar oscilaciones, el sistema mecánico puede ser representado por un modelo de dos masas [8]. Esto permite representar la baja velocidad de la turbina con la alta velocidad del generador.

En la figura 3.9 se muestra un diagrama esquemático del modelo adoptado. En este diagrama, D representa la constante de amortiguamiento mientras que K representa la rigidez del modelo. ω_t y ω_g son las velocidades de la turbina y el generador, respectivamente.

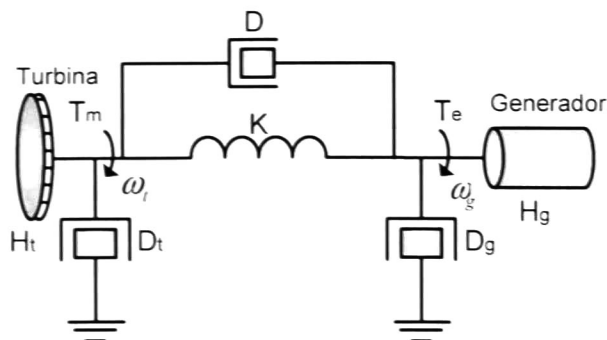


Figura 3.9. Sistema mecánico de transmisión usando el modelo de dos masas.

La forma diferencial de la ecuación de movimiento viene dada por

$$\frac{d\omega_t}{dt} = \frac{T_m - [K\theta_m + D(\omega_t - \omega_g)]}{2H_t} \quad (3.20)$$

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{[K\theta_m + D(\omega_t - \omega_g)] - T_e}{2H_g} \quad (3.21)$$

$$\frac{d\theta_m}{dt} = (\omega_t - \omega_g)\omega_B \quad (3.22)$$

con condiciones iniciales:

$$T_m = [K\theta_m + D(\omega_t - \omega_g)]$$

$$T_e = [K\theta_m + D(\omega_t - \omega_g)]$$

$$\omega_t = \omega_g$$

donde

- ω_t Velocidad de la turbina en pu
- ω_g Velocidad del generador en pu
- θ_m Angulo de giro del eje en rad
- ω_B Frecuencia angular base en rad/s
- K Coeficiente de rigidez del eje en pu/rad
- D Coeficiente de amortiguamiento del eje en pu.s/rad
- T_m Par mecánico en pu
- T_e Par electromecánico en pu

En la figura 3.10 se muestra un diagrama a bloques de las ecuaciones de oscilación.

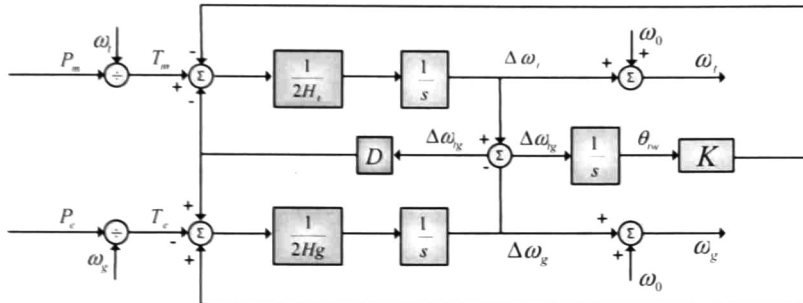


Figura 3.10. Diagrama de bloques del sistema de dos masas.

3.6 Modelo de la potencia extraída del viento

La potencia extraída por un aerogenerador es una función no lineal de la velocidad del viento.

De acuerdo a [9], ésta puede aproximarse mediante la relación cúbica

$$P_m = \frac{\rho}{2} A_r v_w^3 C_p(\lambda, \beta)$$

donde:

P_m Potencia mecánica extraída del viento

ρ Densidad del aire en kg/m^3

C_p Es el coeficiente de potencia y es función de λ y β

λ Coeficiente de velocidad específica.

$A_r = \pi R^2$ Área de barrido por las palas de la turbina en m^2

v_w Velocidad del viento en m/s

β Angulo de pala en grados

El parámetro λ representa la razón entre la velocidad tangencial de la punta de la pala y la velocidad el viento, definido por

$$\lambda = \frac{R\omega_r}{v_w}$$

En la práctica, una expresión aproximada para la extracción máxima de potencia en un DFIG en función solamente de la velocidad del viento, puede ser obtenida usando una interpolación lineal, donde un polinomio de 4 orden aproxima el rango de la variación de la potencia mecánica [10].

$$P_m = a_1 v_w^4 + a_2 v_w^3 + a_3 v_w^2 + a_4 v_w + a_5$$

donde los coeficientes a describen la dependencia de la potencia mecánica extraída con la velocidad del viento.

Nótese que en esta última caracterización, es necesaria una estimación de la velocidad instantánea del viento v_w . Dada una familia de curvas potencia-viento es posible definir regiones de operación para las condiciones esperadas de vientos máximo, mínimo y nominal.

El par mecánico asociado a la variación en la velocidad del viento puede entonces expresarse como:

$$T_m = \frac{P_{viento}}{\omega_m} = \frac{a_1 v_w^4 + a_2 v_w^3 + a_3 v_w^2 + a_4 v_w + a_5}{\omega_l} \quad (3.23)$$

En la figura 3.11 se representa la relación entre la velocidad del viento v_w , la potencia mecánica P_m suministrada y la velocidad del generador ω_g . Nótese que en este diagrama, la potencia mecánica es constante cuando la velocidad del viento es mayor que un nivel máximo y decrece rápidamente a cero cuando la velocidad alcanza un valor mínimo.

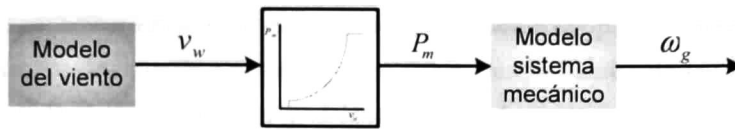


Figura 3.11. Relación modelo del viento con el sistema mecánico.

La curva velocidad del viento versus potencia mecánica está caracterizada por tres parámetros:

1. La velocidad del viento de arranque
2. La velocidad nominal del viento
3. La velocidad máxima o velocidad de viento de parada

La curva potencia-viento define el rango permisible de operación por lo que su característica debe utilizarse para definir las condiciones iniciales de operación en el modelo.

3.7 El convertidor back to back

El convertidor *back to back* es hoy en día, el convertidor trifásico más extensamente usado en los aerogeneradores doblemente alimentados. Es un convertidor de potencia bidireccional que consta de dos convertidores convencionales de modulación por ancho de pulso (PWM) - ver figura 3.12.

El voltaje en el enlace de DC se eleva a un nivel más alto que la amplitud del voltaje de línea a línea de la red para conseguir un control total de la corriente de la red. La inductancia en el lado del inversor, reduce la entrada de armónicos a la red, causados por la conmutación de los componentes electrónicos y ofrece protección para el convertidor en contra de condiciones anormales en la red.

El capacitor entre el inversor y el rectificador hace posible desacoplar el control de los dos inversores, lo que permite la compensación de las asimetrías tanto en el lado del generador y el lado de la red, sin afectar al otro lado del convertidor.

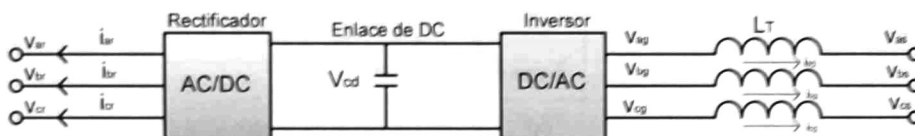


Figura 3.12. Convertidor back to back para el intercambio de energía entre el rotor la red.

En el análisis que sigue se asume que el inversor y el rectificador pueden representarse como fuentes de voltaje ideales, con amplitud y fase controlada. Típicamente el convertidor DC/AC del lado de la red es controlado para tener un voltaje en el capacitor V_{dc} constante y un factor de potencia unitario, esto se logra variando su índice de modulación.

El convertidor AC/DC del lado del rotor es normalmente controlado para tener una potencia óptima extraída del viento, una potencia reactiva o un voltaje específico en las terminales del generador.

3.7.1 Rectificador.

La función del puente convertidor es proporcionar un voltaje trifásico senoidal a los devanados del rotor, con la frecuencia de deslizamiento de la máquina.

De acuerdo con la descripción anterior, los voltajes de salida en el lado rectificador estarán dados por:

$$\begin{bmatrix} v_{ar} \\ v_{br} \\ v_{cr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{m_r V_{dc}}{2} \cos(\omega_r t + \delta_r) \\ \frac{m_r V_{dc}}{2} \cos\left(\omega_r t + \delta_r - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{m_r V_{dc}}{2} \cos\left(\omega_r t + \delta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Aplicando la transformación de Park a la ecuación (3.24) y considerando condiciones balanceadas de operación se obtienen los voltajes del rotor, v_{dr} y v_{qr} :

$$\begin{bmatrix} v_{dr} \\ v_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{m_r V_{dc}}{2} \cos \delta_r \\ \frac{m_r V_{dc}}{2} \text{sen} \delta_r \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

donde m_r es el índice de modulación, V_{dc} es el voltaje de CD y δ_r es el ángulo de modulación.

3.7.2 Inversor.

El convertidor proporciona un voltaje trifásico senoidal, con la misma frecuencia de la red del sistema.

Los voltajes de salida en el lado inversor estarán dados por:

$$\begin{bmatrix} v_{ag} \\ v_{bg} \\ v_{cg} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{m_g V_{dc}}{2} \cos(\omega_s t + \delta_g) \\ \frac{m_g V_{dc}}{2} \cos\left(\omega_s t + \delta_g - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{m_g V_{dc}}{2} \cos\left(\omega_s t + \delta_g + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

donde m_g es el índice de modulación y δ_g el ángulo de fase del voltaje en el inversor.

De igual forma, aplicando la transformación de Park a estos voltajes se tiene:

$$\begin{bmatrix} v_{dg} \\ v_{qg} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{m_g V_{dc}}{2} \cos \delta_g \\ \frac{m_g V_{dc}}{2} \text{sen} \delta_g \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Esta ecuación muestra la dependencia de los voltajes en terminales del inversor con m_s , δ_s y V_{dc}

3.7.3 Filtro

De manera análoga al caso de las inductancias del estator, se desprecia el efecto de las pérdidas en el circuito y los términos transitorios.

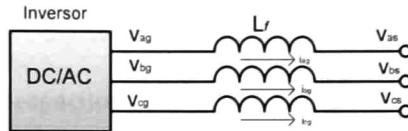


Figura 3.13. Elemento de filtrado entre el inversor y la red.

En este caso haciendo referencia a la figura 3.13, las ecuaciones de las inductancias de filtrado son:

$$\begin{bmatrix} v_{dg} \\ v_{qg} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & -X_f \\ X_f & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dg} \\ i_{qg} \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

donde:

X_f Reactancia del filtro

i_{dg} Corriente en el eje d del convertidor en el lado de la red

i_{qg} Corriente en el eje q del convertidor en el lado de la red

3.7.4 Capacitor de enlace

El comportamiento dinámico del capacitor de enlace se obtiene del balance de energía en el convertidor. De la topología del circuito en la figura 3.11 se tiene que

$$i_{cd} = \frac{1}{C_{dc}} \frac{dv_{dc}}{dt} \quad (3.29)$$

y

$$P_{\text{dc}} = P_r - P_g \quad (3.30)$$

Haciendo uso de (3.27) se muestra que la corriente en el capacitor estará dada por [12]:

$$i_{\text{dc}} = \frac{3}{4} \left[m_r (\cos \delta_r i_{\text{dr}} + \text{sen} \delta_r i_{\text{qr}}) - m_g (\cos \delta_g i_{\text{dg}} + \text{sen} \delta_g i_{\text{qg}}) \right] \quad (3.31)$$

donde

v_{dc} Voltaje en el capacitor

i_{dc} Corriente en el capacitor

P_r Potencia del rotor

P_{dc} Potencia del capacitor de enlace

P_g Potencia de salida del convertidor lado red

Se deduce entonces de la consideración de balance de potencia que:

$$P_{\text{dc}} = v_{\text{dc}} i_{\text{dc}} = v_{\text{dc}} C_{\text{dc}} \frac{dv_{\text{dc}}}{dt} \quad (3.32)$$

Igualmente, se obtiene la potencia activa:

$$P_r = v_{\text{dr}} i_{\text{dr}} + v_{\text{qr}} i_{\text{qr}} \quad (3.33)$$

$$P_g = v_{\text{dg}} i_{\text{dg}} + v_{\text{qg}} i_{\text{qg}} \quad (3.34)$$

Sustituyendo (3.32)-(3.34) en (3.31) y despejando para $\frac{dv_{\text{dc}}}{dt}$ se deduce

que:

$$\frac{dv_{\text{dc}}}{dt} = \frac{v_{\text{dr}} i_{\text{dr}} + v_{\text{qr}} i_{\text{qr}} - (v_{\text{dg}} i_{\text{dg}} + v_{\text{qg}} i_{\text{qg}})}{v_{\text{dc}} C_{\text{dc}}} \quad (3.35)$$

Las ecuaciones (3.12) a (3.35) constituyen el modelo básico de un aerogenerador utilizado en este trabajo.

3.8 Modelo de aerogeneradores en estudios transitorios

En los modelos desarrollados, el convertidor del lado de la red se modela como una fuente de corriente controlada, la cual representa la potencia activa intercambiada entre la red y el generador a través de los circuitos del rotor. Si se considera, además, que este convertidor está operando a factor de potencia unitario, el aerogenerador suministrará potencia reactiva a la red solamente a través del estator [5],[11].

En la figura 3.14 se muestra la inclusión de esta corriente en el circuito equivalente del aerogenerador. Es importante destacar que, en este modelo, la corriente I_{gs} (corriente del inversor) se calcula de la siguiente manera:

$$I_{gs} = \left(\frac{P_r}{V_s} \right)^*$$

Esta corriente es bidireccional dependiendo de si el generador opera en modo sub-síncrono o súper-síncrono.

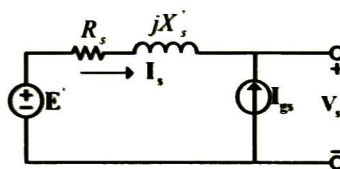


Figura 3.14. Circuito del generador con una fuente de corriente.

3.9 Cálculo de las condiciones iniciales

El generador de inducción doblemente alimentado puede ordenar distintas velocidades de operación, potencia reactiva aportada por el rectificador y potencia reactiva aportada por el inversor.

Uno de los grados de libertad desaparece con la asignación de la potencia reactiva saliente del generador, otro con la velocidad de giro, y el tercero mediante la estrategia de control de potencia reactiva en los convertidores. Esta información es necesaria para calcular las condiciones iniciales del aerogenerador.

El procedimiento adoptado para el cálculo de condiciones iniciales es el siguiente:

1. Se calcula la velocidad del rotor (s deslizamiento inicial) a partir de la curva Potencia-Velocidad.
2. Se calculan las variables eléctricas i_{ds} , i_{qs} , i_{dr} , i_{qr} , v_{dr} , v_{qr} , etc.

En los apartados siguientes se exploran dos métodos de estimación: uno aproximado y el otro exacto.

3.9.1 Cálculo aproximado

Una primera aproximación al cálculo de las variables eléctricas se obtiene a partir de la potencia activa y reactiva saliente por el estator determinados mediante un estudio de flujo de potencia.

Despreciando las pérdidas en el estator y en el rotor se obtienen las igualdades:

$$P_{air-gap} = P_s \quad (3.36)$$

$$P_{air-gap} = P_m - P_r \quad (3.37)$$

donde

$P_{air-gap}$ Potencia en el entrehierro

P_s Potencia entregada por el estator.

P_m , Potencia entregada por la turbina.

P_r Potencia entregada por el rotor al convertidor.

De estas expresiones se deduce que

$$P_s = P_m - P_r \quad (3.38)$$

Si se expresa las potencias en términos del par se obtiene la siguiente expresión del balance de energía:

$$T\omega_s = T\omega_r - P_r$$

Por otro lado, resolviendo para P_r en función del deslizamiento, se tiene

$$P_r = -T(\omega_s - \omega_r)$$

$$P_r = -sT\omega_s = -sP_s$$

con una interpretación equivalente para la potencia mecánica. Ahora se puede escribir la potencia generada en función del deslizamiento s como

$$P_m = P_g = P_s + P_r = P_s - sP_s = (1-s)P_s$$

Este concepto simplifica e introduce un mínimo error en el cálculo de las condiciones iniciales.

Hasta ahora se han presentado las ecuaciones de balance de energía en forma aproximada. En la siguiente sección se generalizan estos conceptos y se sugieren estrategias más generales para el cálculo de condiciones iniciales.

3.9.2 Cálculo exacto

En el caso más general en el que se incluyan las pérdidas del estator y rotor es necesario modificar las expresiones anteriores.

En la formulación propuesta, las condiciones iniciales se encuentran resolviendo las ecuaciones (3.12)-(3.17), (3.28) y (3.35) por el método iterativo de Newton-Raphson.

$$\Delta \mathbf{x}^k = -(\mathbf{J}^k)^{-1} \mathbf{F}^k$$

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k + \Delta \mathbf{x}$$

hasta que

$$|\mathbf{e}^k| = (f_1^k)^2 + (f_2^k)^2 + \dots + (f_n^k)^2 \leq tol$$

donde

$$\mathbf{x} = [x_1 \quad \dots \quad x_n]$$

$$\mathbf{J}^k = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}_{\mathbf{x}=\mathbf{x}^k}$$

$$\mathbf{F}^k = \begin{bmatrix} f_1 \\ \dots \\ f_n \end{bmatrix}_{\mathbf{x}=\mathbf{x}^k}$$

El proceso propuesto de determinación de las condiciones iniciales consta de las siguientes etapas y se esquematiza en la figura 3.15:

1. Partiendo de una solución de flujos de potencia, se determinan los voltajes nodales, ángulos de fase y potencias real y reactiva en terminales de un parque eólico
2. Se inicializan los modelos dinámicos

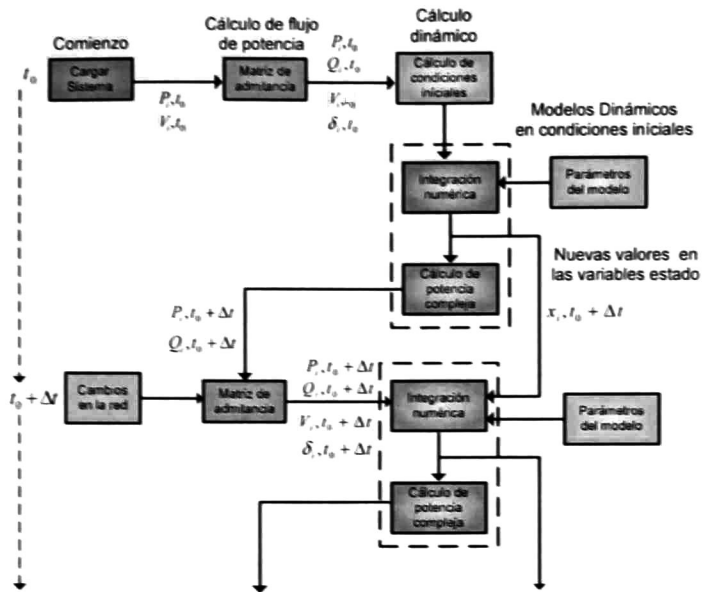


Figura 3.15. Secuencia para la simulación dinámica de un sistema de potencia.

Estos conceptos se generalizan en el Capítulo 5 de este documento.

3.9.3 Ejemplo

Un aerogenerador de 2 MW de potencia nominal, está generando 1MW de potencia real (0.5 p.u) y 0.4 MVAR potencia reactiva (0.2) p.u. en un voltaje de terminales de $v_{dt} = 1.02$ p.u. y $v_{qr} = 0.25$ p.u. De acuerdo a la curva potencia-velocidad el deslizamiento inicial es $s = -0.015$. Calcule las condiciones iniciales por el método: a) Simplificado y b) Newton-Rapson.)

Los parámetros de la maquina son:

$$R_s = 0.01 \quad R_r = 0.01 \quad X_b = 0.1 \quad X_{br} = 0.08 \quad X_m = 3$$

Calculando los parámetros del modelo transitorio:

$$X_s' = 3.1 \quad X_r' = 3.08 \quad X_s'' = 0.1779 \quad T_0' = 308$$

a)

La potencia del rotor es:

$$P_r = -sP_s = 0.0075$$

La potencia mecánica:

$$P_m = (1-s)P_s = 0.5075$$

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_g} = 0.5$$

La corriente por el estator:

$$\mathbf{I}_s = \left(\frac{\mathbf{S}}{\mathbf{V}_s} \right)' = 0.5009 - j0.0733$$

El voltaje interno transitorio:

$$\begin{bmatrix} E'_d \\ E'_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & X'_s \\ -X'_s & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.0330 \\ 0.3391 \end{bmatrix}$$

Voltaje en el rotor:

$$\begin{bmatrix} v_{dr} \\ v_{qr} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} 0 & -\frac{X_m}{X_r} \\ \frac{X_m}{X_r} & 0 \end{bmatrix}^{-1} \left(\begin{bmatrix} -\frac{1}{T_0} & s \\ -s & -\frac{1}{T_0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E'_d \\ E'_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & \frac{X_s - X'_s}{T_0} \\ -\frac{X_s - X'_s}{T_0} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} \right) = \begin{bmatrix} -0.0099 \\ -0.0094 \end{bmatrix}$$

Corriente en el rotor:

$$\begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{X_m} \\ -\frac{1}{X_m} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E'_d \\ E'_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{X_m}{X_r} & 0 \\ 0 & \frac{X_m}{X_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.6009 \\ -0.4157 \end{bmatrix}$$

Potencia en el rotor

$$S_r = V_r (-I_r^*) = 0.002 + j0.0098$$

Corriente por el convertidor

$$I_g = \frac{P_r}{V_s^*} = 0.0018 + j0.0005$$

Voltaje en convertidor

$$V_g = V_s + (jX_f) I_g = 1.02 + j0.2501$$

El Par eléctrico

$$T_e = E'_d i_{ds} + E'_q i_{qs} = 0.4926$$

b) Las variables desconocidas para el método de N-R

$$x = [E'_d \quad E'_q \quad v_{dr} \quad v_{qr} \quad i_{ds} \quad i_{qs} \quad i_{dr} \quad i_{qr} \quad v_{dg} \quad v_{qg} \quad i_{dg} \quad i_{qg}]^T$$

Las condiciones iniciales de las variables, con una tolerancia en el error de 10^{-9}

$$E'_d = 1.0328 \quad E'_q = 0.34 \quad i_{ds} = 0.5058 \quad i_{qs} = -0.0721 \quad v_{dr} = -0.0098$$

$$i_{dr} = 0.6009 \quad i_{qr} = -0.4145 \quad v_{dg} = 1.02 \quad v_{qg} = 0.2501 \quad i_{dg} = -0.0019$$

$$i_{qg} = -0.00047$$

Como se observa los valores en las variables son prácticamente iguales. En este método se pueden incluir las perdidas en el estator y generación de potencia reactiva a través del convertidor back to back.

3.10 Referencias

- [1] Tomas Ackerman. "Wind Power in Power Systems" 2007. Wiley.
- [2] Ellis, A.; Kazachkov, Y.; Muljadi, E.; Pourbeik, P.; Sanchez-Gasca, J.J.; , "Description and technical specifications for generic WTG models – A status report," *Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011 IEEE/PES* , vol., no., pp.1-8, 20-23 March 2011.
- [3] N. W. Miller, J.J. Sanchez-Gasca, W. W. Price, R. W. Delmerico, "Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 MW Wind Turbine-Generators for Stability Simulations", *Proc. Power Engineering Society General Meeting 2003. Toronto, Ontario. July 2003.*
- [4] K. Clark, N. W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, "Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies", *Version 4.5, April 2010, General Electric International, Inc.*
- [5] H. A. Pulgar, W. Sauer. "Dynamic Modeling of wind power generation" *North American Power Symposium (NAPS), 2009.*
- [6] H. A. Pulgar, P. W. Sauer. "Power System Modal Analysis Considering Doubly Fed Induction Generators" *Symposium-Bulk Power System Dynamics and Control, IREP 2010.*
- [7] R. Gagnon, G. Sybille, S. Bernard, D. Pare, S. Casoria, C. Larose. "Modeling and Real-Time Simulation of a Doubly Fed Induction Generator Driven by a Wind Turbine", *International Conference on Power Systems Transients, 2005.*
- [8] F. Mei, B. C. Pal. "Modelling and Small-Signal Analysis of a Grid Connected Doubly-Fed Induction Generator" *Power Engineering Society General Meeting, IEEE 2005.*

- [9] F. D. Bianchi, H. de Battista, R. J. Mantz "Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design" Springer. 2006.
- [10] M. P. C. Moreno. "Análisis y Ensayo de Sistemas Eólicos Ante Huecos de Tensión" *Tesis Doctoral Zaragoza* Octubre 2007.
- [11] K. Elkington. "Modelling And Control of Doubly Fed Induction Generator In Power Systems", *Licentiate Thesis Stockholm, Sweden* 2009.
- [12] A.R. Messina, F.R. Segundo, "Modeling and simulation of interline power flow controllers: application to enhance system damping"
- [13] F. Wu, X. P. Zhang, K. Godfrey, P. Ju. "Modeling and Control of Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator" *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 2006.
- [14] P. Kundur. "Power System Stability and Control" Mc Graw Hill 1994.
- [15] L. Li, S. Liangliang, Y. Yihan, M. Youzhong, W. Tao. "Impact of SVC On Small Signal Stability of Induction Generator Connected Power Systems" *Power And Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific*.
- [16] J. F. Medina, A. E. Feijóo. "Calculating Steady State Operating Conditions for Doubly Fed Induction Generator Wind Turbines" *Power Systems, IEEE Transactions on*, 2010.

Capítulo 4

Estrategias de Control y Modos de Operación de los Aerogeneradores.

Los parques eólicos difieren de otras fuentes de generación, por lo tanto son particulares en ciertos aspectos de su control y modos de operación. El viento es una fuente de energía fluctuante e impredecible; la planta está compuesta por varios aerogeneradores existiendo un retraso en la comunicación entre la central de control y los actuadores. Además, los parques se encuentran frecuentemente alejados de las zonas de carga generando problemas de control de voltaje y frecuencia.

En el presente capítulo se describen las principales estrategias de control de un parque eólico e individualmente para los aerogeneradores. Se revisan las estrategias de control para el generador doblemente alimentado.

4.1 Comparación de dos estrategias de control para un parque eólico

En la figura 4.1 se muestra esquemáticamente, la estructura de un parque eólico.

Para un parque eólico compuesto de n aerogeneradores distribuidos en varios alimentadores, conectados a la red, caracterizada por un nivel bajo de cortocircuito SCR (Short Circuit Ratio), se emplea un controlador de voltaje para regular la potencia reactiva de los aerogeneradores, y obtener así el voltaje deseado en el punto de acoplamiento común (PCC) [1],[2].

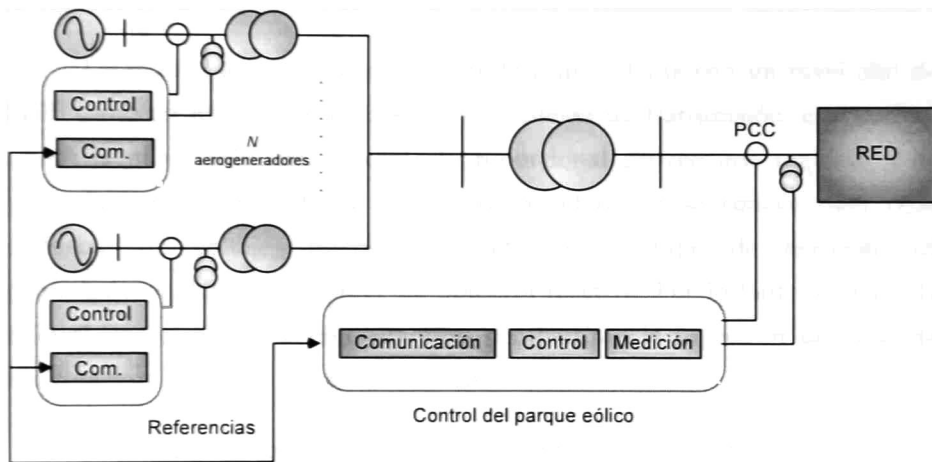


Figura 4.1 Esquema de control en un parque eólico.

Es posible clasificar el sistema de control en tres partes o componentes principales:

- El aerogenerador.
- El bus colector y red del sistema. Engloba principalmente las impedancias del sistema, por ejemplo el transformador y la impedancia de la red equivalente.

- **El sistema de control del parque.** Incluye los dispositivos de medición, la computadora con los algoritmos de control y el centro de comunicación el cual recolecta toda la información relevante de los aerogeneradores.

4.1.1 Control del parque eólico

El control de voltaje en un parque eólico se realiza comúnmente a través de un control proporcional, ampliamente utilizado en aplicaciones de sistemas de potencia, ya que permite a los aerogeneradores con control individual de voltaje, evitar fenómenos de auto-oscilaciones o inestabilidad.

Cuando el aerogenerador se conecta a un sistema con un nivel alto de SCR, como en mucho de los casos en el sistema de transmisión, este control ofrece la mejor solución. El control proporcional provee una regulación de potencia reactiva al sistema, dado que la referencia se conoce para cada disturbio de voltaje, independientemente del tiempo de reacción del controlador y del compensador de potencia reactiva. Por lo tanto, es fácil de administrar cómo los aerogeneradores compartirán la inyección de potencia reactiva para un cierto voltaje de disturbio.

Teniendo en cuenta las ventajas antes mencionadas, un PI puro difícilmente se utiliza como control de tensión, en cambio el PI se puede utilizar en combinación con una retroalimentación de su salida, el cual ofrece una respuesta similar en el dominio de la frecuencia que un control proporcional.

4.1.2 Control de voltaje centralizado y descentralizado

Un sistema de control de voltaje centralizado es formado cuando el control exterior del parque está compuesto por un AVR (Automatic Voltage Regulator), y el control de los aerogeneradores no es un AVR.

El control de voltaje descentralizado se obtiene cuando el lazo de control externo de los aerogeneradores está formado por un AVR, el cual sigue las referencias de tensión enviadas por el control de la planta, y el concepto de control de voltaje secundario es aplicado.

El objetivo principal del control secundario es contrarrestar, en tiempo real, el flujo de potencia reactiva en el sistema mediante el ajuste de tensión en los buses de los aerogeneradores de todo el sistema. El voltaje necesario, es proporcional a las desviaciones de voltaje en los buses monitoreados. Este concepto puede ser aplicado a un parque eólico, los buses pilotos están localizados en el PCC y los aerogeneradores incluyen sus propios controladores de voltaje.

Este control de voltaje, permite que la inyección de potencia reactiva sea proporcional a la variación en los niveles de voltaje, por lo tanto apoya a la recuperación de la tensión en la red después de un disturbio.

4.2 Estrategias de control en los aerogeneradores

4.2.1 Gobernador

En la figura 4.2 se muestra un esquema típico de control de la potencia mecánica en los aerogeneradores tipo 1 y 2. La estrategia de control fue diseñada a partir de las características aerodinámicas y del control de paso empleadas en estos aerogeneradores.

Este modelo usa dos entradas: la velocidad del rotor y la potencia eléctrica generada. La salida es la potencia mecánica requerida en las palas de la turbina. Cabe destacar que el modelo permite representar la característica de regulación potencia-velocidad deseada.

La estrategia de control es usualmente del tipo PI. En las referencias [3], [4] se discuten aspectos específicos de modelado.

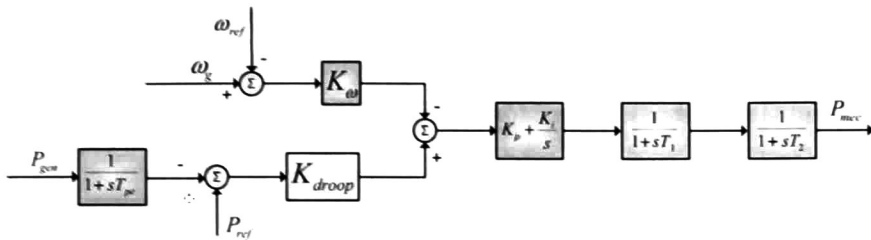


Figura 4.2. Esquema simplificado de un gobernador de velocidad para las turbinas tipo 1 y 2.

4.2.2 Control de la resistencia del rotor

El controlador mostrado en la figura 4.3 es usado en las turbinas tipo 2. Emplea como entrada la velocidad del generador y la potencia eléctrica generada. La salida es la resistencia que ha de agregarse a la resistencia del rotor.

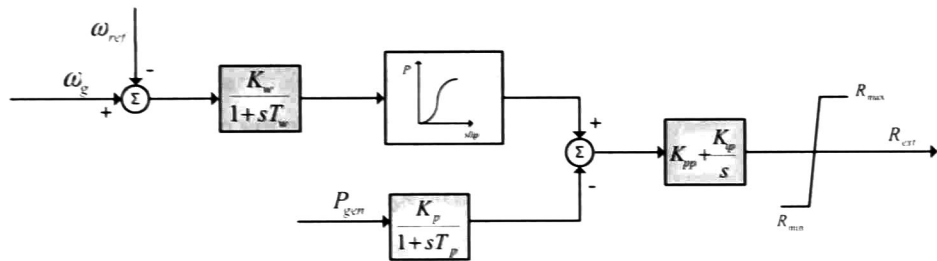


Figura 4.3. Control para la resistencia del rotor.

En las referencias [4], [5] se presentan ejemplos de este tipo de estrategias de control.

4.2.3 Modelo del control del convertidor de potencia

El control del convertidor para los aerogeneradores tipo 3 y 4 se muestra en la figura 4.4. El control establece la potencia activa y reactiva para ser entregada al sistema, basándose en las aportaciones de potencia del modelo de la turbina y del control supervisorio.

La potencia reactiva requerida Q_{ord} puede ser constante o calculada por un modelo separado, como puede ser el emulador o el regulador del factor de potencia. La potencia activa requerida P_{ord} proviene del modelo de la turbina.

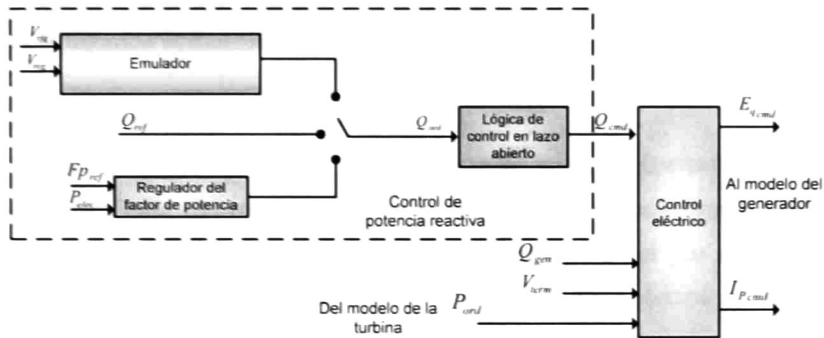


Figura 4.4. Control de potencia activa y reactiva para aerogeneradores tipo 3 y 4.

El emulador representa un equivalente simplificado de un control supervisorio del parque eólico. Su función es comparar un voltaje especificado en los buses con un voltaje de referencia.

Desde el punto de vista operacional, las opciones para regular el voltaje en los buses son:

- El voltaje en las terminales del aerogenerador.
- El voltaje en el punto de acoplamiento común.
- El voltaje en un punto sintetizado del sistema de potencia, el cual se obtiene a partir de la medición local de voltaje y corriente, y la compensación de reactancia.

4.3 Estrategias de control en generadores asíncronos doblemente alimentados

Se han propuesto diversas estrategias de control de aerogeneradores del tipo DFIG. A continuación se revisan brevemente las principales estrategias de control utilizadas actualmente por la industria [6].

4.3.1 Modo de control de corriente

Esta estrategia se utiliza frecuentemente para el control eléctrico del DFIG. La corriente del rotor se divide en dos componentes ortogonales, d y q . La componente q de la corriente se utiliza para regular el par mecánico y la componente d es usada para regular el factor de potencia o voltaje en terminales [7].

4.3.1.1 Control del par mecánico

El propósito de controlar el par mecánico es modificar el par electromagnético del generador de acuerdo a las variaciones de la velocidad del viento e impulsar el sistema al punto de operación requerido.

Dada una medición de la velocidad del rotor, el par mecánico de referencia proporcionado por la característica de la turbina del viento para la máxima extracción de potencia, es manipulado para generar un valor de referencia para la corriente del rotor en el eje q . El voltaje v_{qr} necesario para el funcionamiento en el punto de ajuste del par se obtiene a través de un controlador PI y la suma de un término de compensación para minimizar el acoplamiento cruzado entre la velocidad y el lazo de control de voltaje.

La figura 4.5 muestra un diagrama a bloques de este esquema de control.

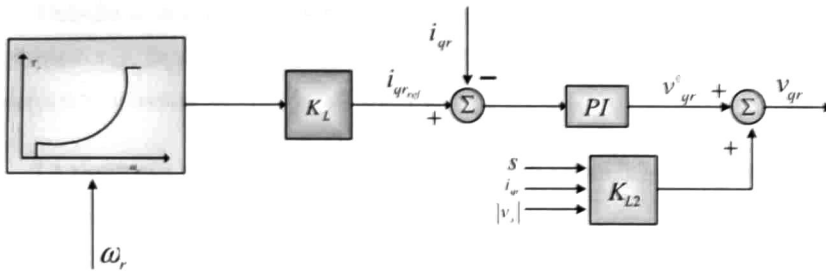


Figura 4.5. Estrategia de control de par en el DFIG.

4.3.1.2 Control de voltaje

La estrategia para el control de voltaje es típicamente diseñada para proporcionar una tensión en terminales, o factor de potencia constantes, usando el convertidor del lado del rotor. Aunque la inyección de potencia reactiva puede ser obtenida del convertidor del lado de la red para el control de voltaje, el convertidor lado rotor es probable que sea preferido al convertidor del lado de la red.

La potencia reactiva del rotor Q_r puede expresarse como

$$Q_r = \text{Im}[\mathbf{v}_r \mathbf{i}_r'] \quad (4.1)$$

y, similarmente, cuando Q_r es referido al estator:

$$Q_r' = \text{Im} \left[\frac{\mathbf{v}_r \mathbf{i}_r'}{s} \right] \quad (4.2)$$

Como se muestra en la ecuación (4.2) la potencia reactiva inyectada a través de los circuitos del rotor es efectivamente amplificada por un factor $1/s$. Esta es la principal razón por la que el convertidor del lado del rotor es la opción preferida para proporcionar los requisitos de la máquina en potencia reactiva.

Debido a que en la práctica, el voltaje en terminales varía en función de la potencia reactiva proporcionada, el control de voltaje debe cumplir con los siguientes requisitos.

La potencia reactiva consumida por el DFIG debe ser compensada por la corriente de rotor magnetizante, i_{dr_m}

Si el voltaje en terminales es demasiado bajo o demasiado alto, comparado con el valor de referencia, i_{dr_g} (corriente de rotor en generador), debe ser ajustado apropiadamente.

En la figura 4.6 se muestra un diagrama de bloques para el control de voltaje. El voltaje de rotor requerido en el eje d \bar{v}_{dr} es obtenido a través de la salida de un controlador PI \bar{v}_{dr}^i menos un término de compensación para eliminar las interferencias de acoplamiento entre los lazos de control. En este caso el término de compensación es derivado de la ecuación del voltaje de rotor en el eje d. La ganancia de control K_{vc} es ajustada para mejorar el voltaje en terminales o el factor de potencia.

La operación del convertidor lado rotor con respecto al voltaje de terminales o control de factor de potencia depende por completo de los requisitos o la principal operación del sistema.

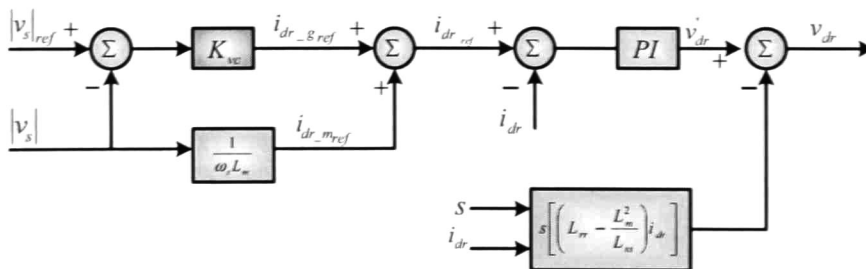


Figura 4.6. Estrategia de control de voltaje en terminales del DFIG.

4.3.2 Control de magnitud y ángulo del flujo de rotor

Esta estrategia de control ejerce control sobre el voltaje en las terminales del generador, y la potencia generada regula la magnitud y el ángulo del vector del flujo del rotor. Tiene la ventaja de proporcionar baja interacción entre los lazos de control de potencia y voltaje, mejora el amortiguamiento del sistema así como la recuperación del voltaje tras una falla [8].

La estructura del controlador de magnitud y ángulo del flujo de rotor (FMAC) puede verse en la figura 4.7. El sistema consta de dos lazos distintos; uno para controlar el voltaje en terminales y el otro para controlar la potencia generada.

Debido a que el voltaje interno vectorial E_s está directamente relacionado con el flujo vectorial del rotor ψ , cualquiera de estos vectores puede ser empleado como control vectorial.

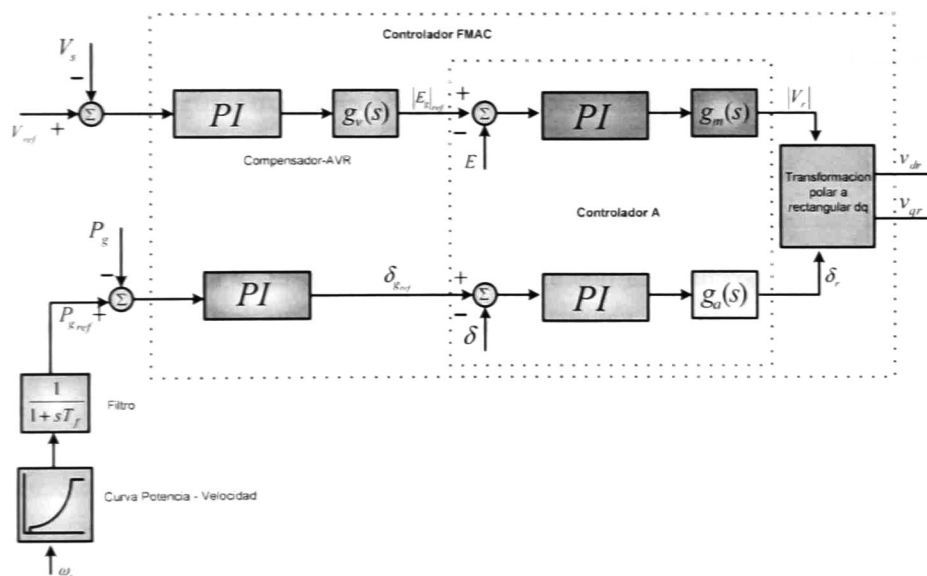


Figura 4.7. Diagrama de bloques del controlador FMAC.

4.3.2.1 Modo control de voltaje

En el lazo de control de voltaje, la diferencia en la magnitud del voltaje en terminales V , de su valor de referencia deseado V_{ref} , forma una señal de error que es procesada por el AVR (Automatic Voltage Regulator) para producir el valor de referencia para la magnitud del voltaje interno vectorial, $|E_g|_{ref}$.

4.3.2.2 Control de potencia

En el lazo de control de potencia, el valor de la referencia $P_{g,ref}$, es determinada por la curva característica potencia-velocidad para la máxima extracción de potencia del viento. La diferencia en la potencia generada P_g del valor de referencia $P_{g,ref}$ forma la señal de error que es procesada por el compensador para producir el valor de referencia para la posición angular del control vectorial $\delta_{g,ref}$ con respecto al vector de voltaje del estator.

Tanto el lazo de control de voltaje como el control de potencia emplean controladores PI, con la disposición adicional de un compensador adelanto-atraso para asegurar márgenes adecuados de estabilidad.

De acuerdo a la figura 4.7 el controlador A emplea las señales de referencia, $|E_g|_{ref}$ y $\delta_{g,ref}$, para proporcionar la magnitud y ángulo del voltaje vectorial del rotor V_r . El control PI juntamente con el compensador adelanto-atraso es empleado para proporcionar una velocidad de respuesta adecuada y márgenes de estabilidad en los lazos individuales.

El voltaje vectorial del rotor V_r , es luego transformado de coordenadas polares a coordenadas rectangulares dq , v_{dr} y v_{qr} , y son usados por el generador PWM para controlar la operación de la conmutación del convertidor lado rotor.

4.4 Efecto del aumento de penetración eólica

Estudios recientes muestran que los parques eólicos pueden tener un efecto importante en la estabilidad del sistema. Este efecto dependerá en general del modo de operación, la estrategia de control utilizada así como de la capacidad y ubicación del parque eólico entre otros factores.

4.4.1 Efecto sobre oscilaciones electromecánicas

El efecto de un parque eólico sobre el amortiguamiento del sistema depende de varios factores.

Entre estos factores cabe destacar los siguientes [9], [10]:

1. Directamente al desplazar generación en el sistema, indirectamente afectando el nivel de amortiguamiento de modos locales e interárea.
2. Indirectamente al modificar los niveles de transmisión de potencia y con ello la potencia sincronizante.
3. Indirectamente al reemplazar a generadores con estabilizadores de potencia.
4. Indirectamente a través de la interacción de los controles de los generadores con el par de amortiguamiento de generadores eléctricamente cercanos.

Otros factores importantes incluyen la reducción en la inercia del sistema debido al ingreso de generación eólica y el efecto de la variabilidad de la generación en el control automático de generación.

En sistemas de potencia con alta penetración eólica, el análisis del efecto de cada uno de estos factores es un tema abierto de investigación, y para su estudio se requieren herramientas de distinta naturaleza.

4.4.2 Estabilidad de pequeña señal

Un aerogenerador tiene la capacidad de afectar el amortiguamiento de los modos de oscilación del sistema, a través del modo de operación, la característica de control e indirectamente a través de su impacto en el control automático de generación. Otro aspecto de interés es la reducción de la inercia efectiva del sistema, especialmente ante niveles elevados de penetración eólica.

En [11] se propuso una estrategia para evaluar el efecto de la reducción en la inercia del sistema en el amortiguamiento de los modos. Esta estrategia se basa en calcular la relación de sensibilidad de un modo electromecánico λ_i con respecto a la inercia de cada generador, $d\lambda_i/dH_j$,

La estrategia consiste de cuatro pasos principales:

- a) Reemplazar cada parque eólico por un generador síncrono con una capacidad nominal equivalente
- b) Calcular los modos electromecánicos del sistema utilizando un programa de pequeña señal
- c) Evaluar la relación de sensibilidad $d\lambda_i/dH_j$ para el caso base modificado
- d) Evaluar la estabilidad del caso base con parques eólicos existentes y en etapa de planeación

El enfoque proporciona una estimación del efecto del cambio de inercia en la estabilidad de pequeña señal, pero no puede analizar otros aspectos, por lo que no se considera en este trabajo.

4.5 Control Automático de generación de parques eólicos

De acuerdo a las estrategias de control individuales de los aerogeneradores discutidos anteriormente y a los modos de operación en el sistema, un diagrama de esquemático del control de generación es mostrado en la figura 4.8

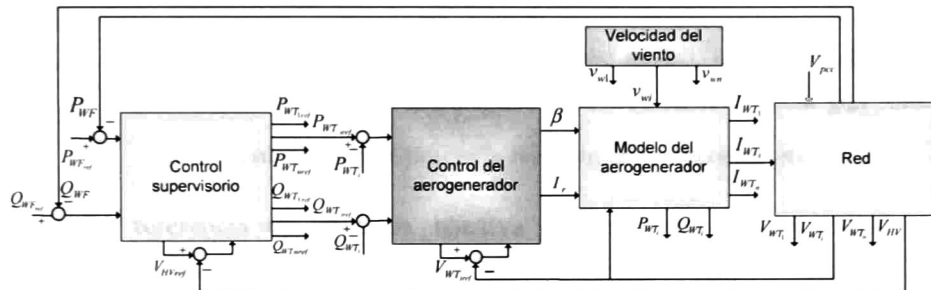


Figura 4.8. Control automático de generación en parques eólicos.

4.5.1 Sistema de control supervisorio

El propósito del control supervisorio [12], [13], [14] es controlar la potencia activa y reactiva inyectada por el parque eólico a la red. El sistema consiste de dos lazos de control para potencia activa y reactiva.

El controlador recibirá una potencia activa de referencia $P_{WF,ref}$ del operador de la red, luego calcula el error de potencia y establece una potencia de referencia $P_{WT,ref}$ para cada controlador de potencia activa de los aerogeneradores.

El lazo de control de potencia reactiva se compone de un controlador de potencia reactiva y voltaje del parque eólico. El controlador de voltaje asegura que los límites de tensión no sean violados, al tratar de llegar a la potencia reactiva de referencia. El principio de control de potencia reactiva es el siguiente:

1. La potencia reactiva de referencia $Q_{WF,ref}$ se establece donde generalmente se desea un factor de potencia unitario.
2. El controlador de potencia reactiva calcula el error de potencia y determina el voltaje de referencia $V_{HV,ref}$ en la subestación del parque eólico.
3. El controlador de voltaje del parque eólico, calcula el error de voltaje y determina una potencia reactiva de referencia $Q_{WT,ref}$ para cada controlador de potencia reactiva en los aerogeneradores.

La referencia de potencia reactiva no se puede lograr cuando el controlador alcanza la saturación en el límite de tensión máxima o mínima. El sistema de control mantiene el nivel de voltaje de modo que los límites no son violados asegurando la disponibilidad del parque eólico.

4.6 Referencias

- [1] J.Martines, P. C. Kjaer, P. Rodriguez, R. Teodorescu. "Comparison of Two Voltage Control Strategies for a Wind Power Plant" *12th International conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, OPTIM 2010*.
- [2] J.L. Rodriguez Amenedo, S. Arnalte, J.C. Burgos, "Automatic generation control of a wind farm with variable speed wind turbines," *Energy Conversion, IEEE Transactions on* , vol.17, no.2, pp.279-284, Jun 2002.
- [3] Movahednasab, S.M. Madani, M.M. Shahbazi, "A reduced order model and control for a wind turbine induction generators," *Industrial Electronics, 2008. IECON 2008. 34th Annual Conference of IEEE* , vol., no., pp.1095-1100, 10-13 Nov. 2008.
- [4] M. Asmine, J. Brochu, J. Fortmann, R. Gagnon, Y. Kazachkov, C.-E. Langlois, C. Larose, E. Muljadi, J. MacDowell, P. Pourbeik, S.A. Seman, K. Wiens, "Model Validation for Wind Turbine Generator Models," *Power Systems, IEEE Transactions on* vol.26, no.3, pp.1769-1782, Aug. 2011.
- [5] C.V. Nayar, J.H. Bundell, "Output Power Controller for a Wind-Driven Induction Generator," *Aerospace and Electronic Systems, IEEE Transactions on* , vol.AES-23, no.3, pp.388-401, May 1987.
- [6] O. A. Lara, N. Jenkins, J. Ekanayake, P. Cartwright, M. Hughes. "Wind Energy Generation Modelling and Control" *Jhon Wiley and Sons, Ltd 2009*.
- [7] V. Verma, P. Pant, B. Suresh, B. Singh, "Decoupled indirect current control of DFIG for wind energy applications," *Power Electronics (IICPE), 2010 India International Conference on* vol., no., pp.1-6, 28-30 Jan. 2011.

- [8] O. Anaya Lara, F.M. Hughes, N. Jenkins, G. Strbac, "Power system stabiliser for a generic DFIG-based wind turbine controller," AC and DC Power Transmission, 2006. ACDC 2006. The 8th IEE International Conference on , vol., no., pp. 145- 149, 28-31 March 2006.
- [9] D. Gautam, V. Vittal, T. Harbour, "Impact of Increased Penetration of DFIG-Based Wind Turbine Generators on Transient and Small Signal Stability of Power Systems," *Power Systems, IEEE Transactions on vol.24, no.3, pp.1426-1434, Aug. 2009.*
- [10] N. R. Ullah and T. Thiringer, "Effect of operational modes of a wind farm on the transient stability of nearby generators and on power oscillations: A Nordic grid study" *Wind Energy, vol. 11, pp 63-73, Sep. 2007.*
- [11] T. Smed, "Feasible eigenvalue sensitivity for large power systems," *Power Systems, IEEE Transactions on vol.8, no.2, pp.555-563, May 1993.*
- [12] J. L. Rodriguez, S. Amalte, J. C. Burgos. "Automatic generation control of a wind farm with variable speed wind turbines" *IEEE Transactions on Energy Conversion, vol.17, no.2, June 2002.*
- [13] T. Gjengedal, "System control of large scale wind power by use of automatic generation control (AGC)", *Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, 2003. CIGRE/PES 2003. CIPRE/IEEE PES International Symposium, vol. no. pp. 15-21, 8-10 Oct 2003.*
- [14] L. Shi, L. Z. Zhu, N. Chen, "A novel VAR regulation strategy to improve voltage stability of wind farm". *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. International Conference on, vol. no. pp. 1-5, 6-7 April 2009.*

Capítulo 5

Modelado de Parques Eólicos en Estudios Dinámicos

Este capítulo describe la incorporación de modelos de aerogeneradores a las formulaciones de estado de modelos lineales de sistemas de potencia. El modelado de aerogeneradores se realiza mediante el método de conexión de componentes de estado con modificaciones orientadas a la aplicación de la metodología propuesta al estudio de la estabilidad de pequeña señal.

Se propone un procedimiento sistemático para el desarrollo de modelos de pequeña señal en sistemas de potencia con penetración elevada de energía eólica. Se presenta un algoritmo de análisis de pequeña señal basado en el concepto.

El comportamiento del sistema está descrito en estos casos por un modelo lineal e invariante en el tiempo, donde las entradas a la representación de estado son las variaciones en el nivel de viento. Los métodos de simulación son particularmente adecuados para describir sistemas híbridos ac/dc con niveles elevados de penetración eólica.

Se describen las suposiciones del modelo, el desarrollo de un modelo de tercer orden de un DFIG y el modelo de los controles de excitación y velocidad en aerogeneradores de velocidad variable. El algoritmo básico de análisis modal presentado en este trabajo se puede utilizar como núcleo para el análisis de la distribución de potencia en la red.

5.1 Fundamentos teóricos: representación del sistema de potencia

En el modelo adoptado, el sistema de potencia se expresa como una colección de subsistemas dinámicos (unidades generadoras, dispositivos FACTS, cargas dinámicas y parques eólicos) interconectados a través de restricciones estáticas (la red de transmisión).

En la figura 5.1 se muestra un diagrama conceptual del modelo adoptado del sistema de potencia.

De acuerdo a las características de modelado descritas en el Capítulo 3, cada aerogenerador se representa mediante una fuente variables de corriente.

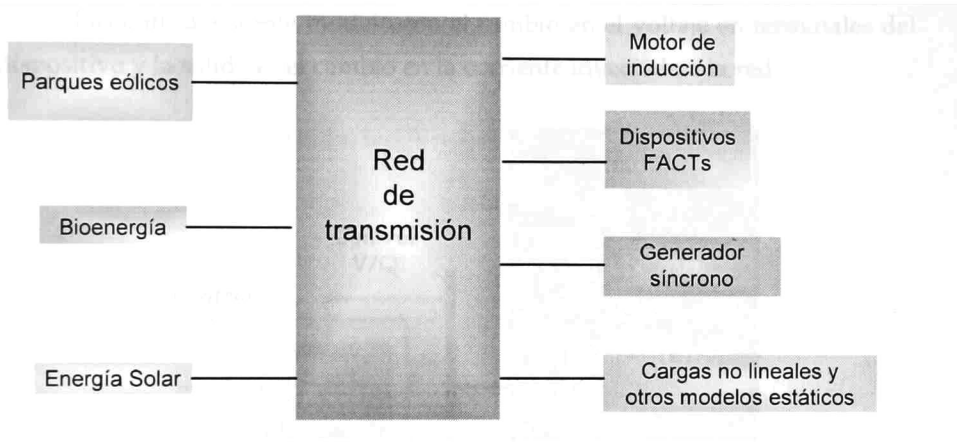


Figura 5.1 .Diagrama esquemático de un sistema de potencia incluyendo la representación de parques eólicos.

5.1.1 Modelos de amplitud grande

Este tipo de modelos se describen ampliamente en la literatura por lo que su análisis no se considera aquí. El lector puede referirse a las secciones 3.3 a 3.7 para una descripción detalladas de los modelos utilizados en esta investigación.

5.1.2 Modelos de pequeña señal

Se han propuesto diversos modelos para representar a los aerogeneradores en estudios dinámicos. A continuación se proponen modelos

generalizados de pequeña señal de aerogeneradores. Los modelos son generales y pueden utilizarse para describir diferentes configuraciones.

El algoritmo empleado se basa en el esquema híbrido de modelo de conexión de componentes de estado propuesto por DeCarlo [1], con generalizaciones orientadas a la representación de varias estrategias de control.

En la figura 5.2 se muestra un modelo conceptual del problema de modelado de la interacción de un generador eólico con el sistema de potencia. Obsérvese que, en el modelo adoptado, se asume que la red y los distintos elementos operan a la frecuencia fundamental.

Las entradas a este modelo son el cambio en el voltaje en terminales del dispositivo y la salida es el cambio en la corriente inyectada a la red.

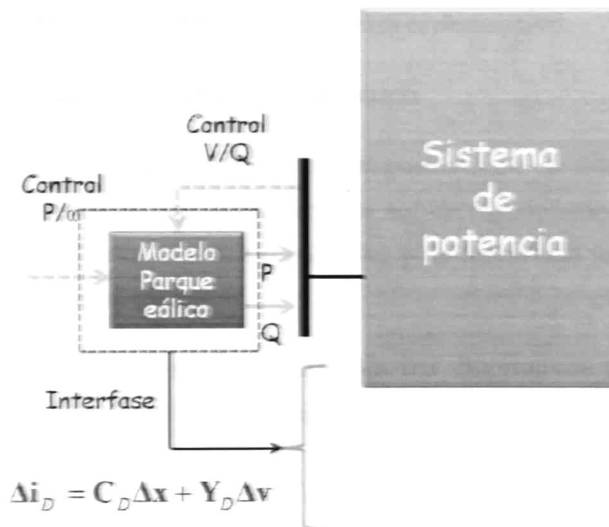


Figura 5.2. Interacción de un aerogenerador con el sistema de potencia.

De acuerdo con las consideraciones de modelado expuestas, la representación de cada elemento dinámico estará compuesta por ecuaciones de la forma [2], [3]:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}}_i = \mathbf{A}_i \Delta \mathbf{x}_i + \mathbf{W}_i \Delta \mathbf{v}_i + \mathbf{B}_i \Delta \mathbf{u}_i \quad (5.1)$$

y restricciones algebraicas:

$$\Delta \mathbf{i}_i = \mathbf{C}_i \Delta \mathbf{x}_i + \mathbf{Y}_i \Delta \mathbf{v}_i \quad (5.2)$$

donde el subíndice i indica el n -ésimo dispositivo, y

$\Delta \mathbf{x}_i$ Variables de estado de cada dispositivo dinámico.

$\Delta \mathbf{i}_i$ Corriente de inyección a la red del dispositivo.

$\Delta \mathbf{v}_i$ Voltaje de bus donde se encuentra el dispositivo

$\Delta \mathbf{u}_i$ Variables de entradas al dispositivo

Las ecuaciones individuales de los dispositivos se conectan a través de ecuaciones de restricción representando a la red de transmisión. El modelo es particularmente útil para estudios torsionales y de frecuencia fundamental en sistemas de potencia [4]-[6].

Las ecuaciones de estado para todos los dispositivos dinámicos del sistema de potencia pueden ser combinadas de la siguiente forma.

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}_D \Delta \mathbf{x} + \mathbf{W}_D \Delta \mathbf{v} + \mathbf{B}_D \Delta \mathbf{u} \quad (5.3)$$

$$\Delta \mathbf{i}_D = \mathbf{C}_D \Delta \mathbf{x} + \mathbf{Y}_D \Delta \mathbf{v} \quad (5.4)$$

donde $\Delta \mathbf{x} = [\Delta \mathbf{x}_v \quad \Delta \mathbf{x}_w]$ es el vector de estados del sistema completo, $\Delta \mathbf{x}_w$ es el vector de estado asociado a los parques eólicos, $\Delta \mathbf{x}_v$ representa al resto de variables de estado, y

$$\mathbf{A}_D = \text{diag}\{\mathbf{A}_{i1} \quad \mathbf{A}_{i2} \quad \dots\},$$

$$\mathbf{B}_D = \text{diag}\{\mathbf{B}_{i1} \quad \mathbf{B}_{i2} \quad \dots\}$$

$$\mathbf{C}_D = \text{diag}\{\mathbf{C}_{i1} \quad \mathbf{C}_{i2} \quad \dots\},$$

$$\mathbf{W}_D = \text{diag}\{\mathbf{W}_{i1} \quad \mathbf{W}_{i2} \quad \dots\}$$

$$\mathbf{Y}_D = \text{diag}\{\mathbf{Y}_{i1} \quad \mathbf{Y}_{i2} \quad \dots\}$$

Dado el carácter modular del método propuesto, es posible incluir la representación de prácticamente cualquier dispositivo. Por otra parte es importante notar que los modelos propuestos son compatibles con aquellos de otros dispositivos.

5.1.3 Representación de la red de transmisión

La interconexión con la red de transmisión es representada por la ecuación de balance de corriente. Con objeto de facilitar la comprensión del modelo, la ecuación de inyección de corriente se representa en la forma general

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{i}_1 \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{i}_i \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{i}_w \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{11} & \dots & \mathbf{Y}_{1i} & \dots & \mathbf{Y}_{1n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \mathbf{Y}_{i1} & \dots & \mathbf{Y}_{ii} & \dots & \mathbf{Y}_{in} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \mathbf{Y}_{n1} & \dots & \mathbf{Y}_{ni} & \dots & \mathbf{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{v}_1 \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{v}_i \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{v}_w \end{bmatrix}$$

donde

$$\Delta \mathbf{i}_i = [\Delta i_{Di} \quad \Delta i_{Qi}]^T$$

$$\Delta \mathbf{v}_i = [\Delta v_{Di} \quad \Delta v_{Qi}]^T$$

$$\Delta \mathbf{Y}_{ij} = \begin{bmatrix} G_{ij} & -B_{ij} \\ B_{ji} & G_{ji} \end{bmatrix}$$

para $i, j = 1, 2 \dots n$. El vector $\Delta \mathbf{i}_w$ representa el vector de corrientes asociado a la generación eólica.

La ecuación anterior puede reescribirse en forma compacta como

$$\Delta \mathbf{i} = \mathbf{Y}_{bus} \Delta \mathbf{v} \quad (5.5)$$

donde \mathbf{Y}_{bus} es la matriz de admitancias de la red con las cargas estáticas modeladas como impedancia constante.

Igualando las ecuaciones de interfase de los dispositivos (5.4) con la ecuación de la red (5.5) se obtiene

$$\mathbf{C}_D \Delta \mathbf{x} + \mathbf{Y}_D \Delta \mathbf{v} = \mathbf{Y}_{bus} \Delta \mathbf{v}$$

y por lo tanto

$$\Delta \mathbf{v} = (\mathbf{Y}_{bus} - \mathbf{Y}_D)^{-1} \mathbf{C}_D \Delta \mathbf{x} \quad (5.6)$$

Sustituyendo la ecuación (5.6) en (5.3) y desarrollando se tiene

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}_{sys} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B}_D \Delta \mathbf{u} \quad (5.7)$$

donde la matriz \mathbf{A}_{sys} del sistema completo está dado por

$$\mathbf{A}_{sys} = \mathbf{A}_D + \mathbf{W}_D (\mathbf{Y}_{bus} - \mathbf{Y}_D)^{-1} \mathbf{C}_D$$

Variantes del modelo para el caso de estudios torsionales se describen en [7].

La ventaja de este procedimiento respecto a los enfoques convencionales reside en que es posible analizar la respuesta del sistema en varias escalas de tiempo.

A continuación se examina la naturaleza de estos modelos en el contexto de este trabajo.

5.2 Modelos de simulación de parques eólicos

Los aerogeneradores tienen características propias, fundamentalmente debidas a su particular topología y fuente de energía, así como a la presencia de sistemas de control.

Los grandes parques eólicos pueden representarse de dos formas [8]:

- Mediante un modelo detallado, con la representación de cada aerogenerador, transformador, banco de condensadores y una representación suficientemente detallada de la red interna.
- Mediante un modelo equivalente o agregado del parque eólico, mediante un equivalente de líneas, banco de capacitores, transformadores y un generador que representa todo el conjunto.

El modelado a realizar depende del tipo de estudio y debe contemplar aspectos como:

- El estudio de la interacción entre los distintos aerogeneradores del parque.
- La respuesta de los aerogeneradores a una falla en la red interna del parque.
- La respuesta del parque eólico a una falla ocurrida en la red externa del parque.
- El análisis de estabilidad transitoria y de pequeña señal ante la conexión de un parque al sistema eléctrico de potencia.

Para los dos primeros tipos de estudios es necesario un modelo detallado del parque eólico, mientras que para los dos últimos puede utilizarse un modelo equivalente.

En la figura 5.3 se muestra un diagrama esquemático de un parque eólico. En este modelo, cada aerogenerador y cada transformador se modelan por separado y además se tiene en cuenta las impedancias de los cables subterráneos que conectan los aerogeneradores a la subestación principal.

El problema se complica al considerar un gran número de aerogeneradores por lo que es necesario desarrollar modelos equivalentes.

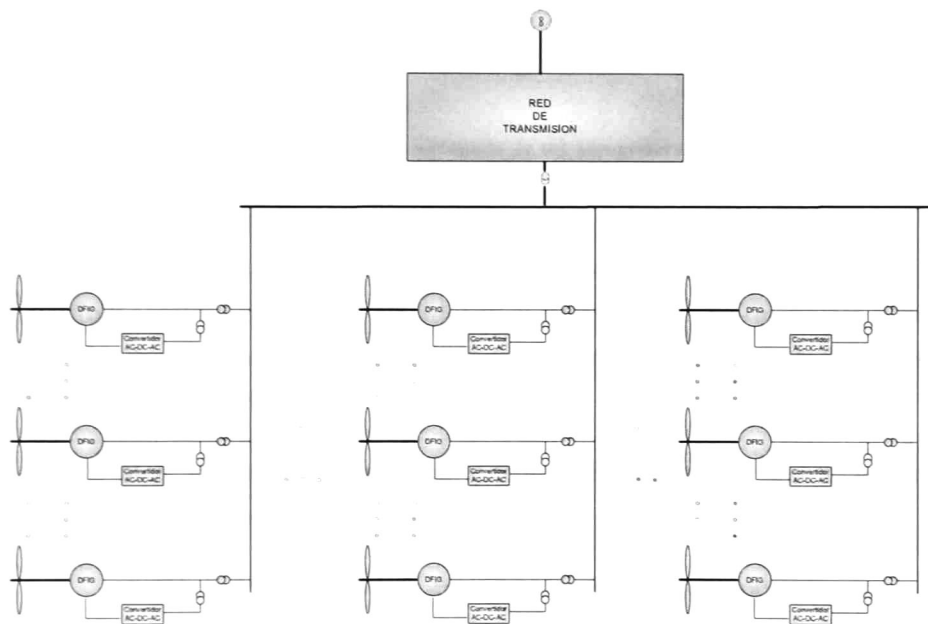


Figura 5.3. Configuración para el modelo detallado de un parque eólico.

En un parque eólico la generación de potencia se realiza mediante varias turbinas operando en paralelo. Se debe resaltar que, en general, la representación detallada de cada turbina tiene un costo computacional muy alto por lo que se han propuesto diferentes alternativas de modelado [9],[10].

Una alternativa inicial al modelado de parques eólicos consiste en representar el comportamiento global del parque mediante un modelo agregado en el punto de interconexión con la red. En este modelo, el conjunto de aerogeneradores se representan mediante un solo aerogenerador en el cual se incluye la representación de los transformadores de acoplamiento.

La figura 5.4 ilustra este concepto.

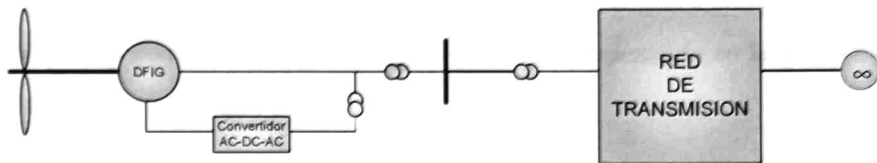


Figura 5.4 Modelo agregado de un aerogenerador.

5.2.1 Modelo agregado de aerogeneradores

Este es el modelo más sencillo en el que no se tiene en cuenta la estructura local de cada aerogenerador y, el parque eólico se representa como un generador equivalente en el que se considera de forma conjunta la influencia de todos los generadores.

Existen diferentes formas de calcular el generador equivalente de acuerdo a las siguientes condiciones:

1. Cuando la totalidad de los aerogeneradores que componen el parque sean del mismo tipo.
2. En caso contrario la agregación es válida cada vez que cada aerogenerador equivalente represente a una agrupación de aerogeneradores conectados en el parque en el mismo circuito. Esta representación puede ser necesaria en el caso de una distribución irregular de las turbinas sobre una gran área del parque.

Cuando se representa un parque eólico mediante un generador equivalente debe cumplirse que:

Los MVA de cada parque eólico equivalente son iguales a la suma de de los MVA de cada turbina:

$$S_{\Sigma, \Sigma} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{m_i} S_{i,j} \quad (5.8)$$

donde $S_{i,j}$ son los MVA de la turbina numero i empezando en la sección numero j .

El parque eólico equivalente proporciona la misma capacidad de potencia eléctrica a la red, esto es

$$P_{\Sigma, \Sigma} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{m_i} P_{i,j} \quad (5.9)$$

donde $P_{i,j}$ es la potencia eléctrica suministrada por la turbina numero i en la sección número j y $P_{\Sigma, \Sigma}$ es la potencia total del parque eólico.

Los parámetros del conjunto mecánico del generador equivalente (la constante de inercia H , el coeficiente de rigidez K y el coeficiente de amortiguamiento D) se calculan de la siguiente forma

$$\begin{aligned} H_{eq} &= \sum_{i=1}^n H_i \\ K_{eq} &= \sum_{i=1}^n K_i \\ D_{eq} &= \sum_{i=1}^n D_i \end{aligned} \quad (5.10)$$

así también el equivalente del banco de capacitores

$$C_{eq} = \sum_{i=1}^n C_i \quad (5.11)$$

Los modelos de parques eólicos descritos anteriormente, pueden introducirse en el modelo de la red de manera que cada parque se represente en la forma (5.3) y (5.4).

En las siguientes secciones se describen separadamente los pasos necesarios para la determinación del modelo de estado.

5.3 Generalización al caso de múltiples aerogeneradores

El modelo dinámico de aerogeneradores incluye la representación de las ecuaciones eléctricas del rotor, la representación del convertidor, las ecuaciones mecánicas y del control. Estos aspectos se analizan a continuación.

5.3.1 Modelo de los componentes eléctricos

5.3.1.1 Ecuaciones algebraicas

Las ecuaciones para la corriente del estator están dadas por:

$$\Delta \mathbf{i}_{dq_s} = \mathbf{Y}_s \Delta \mathbf{E}'_{dq_s} - \mathbf{Y}_s \Delta \mathbf{v}_{dq_s} \quad (5.12)$$

donde

$$\Delta \mathbf{i}_{dq_s} = \begin{bmatrix} \Delta i_{ds} \\ \Delta i_{qs} \end{bmatrix} \quad \mathbf{Y}_s = \begin{bmatrix} R_s & -X'_s \\ X'_s & R_s \end{bmatrix}^{-1} \quad \Delta \dot{\mathbf{E}}'_{dq_s} = \begin{bmatrix} \Delta \dot{E}'_d \\ \Delta \dot{E}'_q \end{bmatrix} \quad \Delta \mathbf{v}_{dq_s} = \begin{bmatrix} \Delta v_{ds} \\ \Delta v_{qs} \end{bmatrix}$$

y para el rotor

$$\Delta \mathbf{i}_{dq_r} = \mathbf{Y}_m \Delta \mathbf{E}'_{dq_s} + \mathbf{Y}_{mr} \Delta \mathbf{i}_{dq_s} \quad (5.13)$$

donde

$$\Delta \mathbf{i}_{dqr} = \begin{bmatrix} \Delta i_{dr} \\ \Delta i_{qr} \end{bmatrix} \quad \mathbf{Y}_m = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{L_m} \\ -\frac{1}{L_m} & 0 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{Y}_{mr} = \begin{bmatrix} \frac{L_m}{L_{rr}} & 0 \\ 0 & \frac{L_m}{L_{rr}} \end{bmatrix}$$

Sustituyendo la ecuación (5.12) en (5.13) y simplificando se tiene

$$\Delta \mathbf{i}_{dqr} = (\mathbf{Y}_m + \mathbf{Y}_{mr} \mathbf{Y}_s) \Delta \mathbf{E}'_{dqs} - \mathbf{Y}_{mr} \mathbf{Y}_s \Delta \mathbf{v}_{dqs} \quad (5.14)$$

Similarmente, el voltaje proporcionado por el rectificador y la corriente inyectada por el convertidor lado de la red pueden escribirse como:

$$\Delta \mathbf{v}_{dqg} = \mathbf{K}_{v_{dcg}} \Delta V_{dc} + \mathbf{K}_{m_g} \Delta m_g + \mathbf{K}_{\delta_g} \Delta \delta_g \quad (5.15)$$

donde

$$\Delta \mathbf{v}_{dqg} = \begin{bmatrix} \Delta v_{dg} \\ \Delta v_{qg} \end{bmatrix} \quad \mathbf{K}_{v_{dcg}} = \begin{bmatrix} \frac{m_r}{2} \cos \delta_g \\ \frac{m_r}{2} \text{sen} \delta_g \end{bmatrix} \quad \mathbf{K}_{m_g} = \begin{bmatrix} \frac{V_{dc}}{2} \cos \delta_g \\ \frac{V_{dc}}{2} \text{sen} \delta_g \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{K}_{\delta_g} = \begin{bmatrix} -\frac{V_{dc} m_g}{2} \text{sen} \delta_g \\ \frac{V_{dc} m_g}{2} \cos \delta_g \end{bmatrix}$$

y

$$\Delta \mathbf{i}_{dqg} = \mathbf{Y}_r \Delta \mathbf{v}_{dqg} - \mathbf{Y}_r \Delta \mathbf{v}_{dqs} \quad (5.16)$$

donde

$$\Delta \mathbf{i}_{dqg} = \begin{bmatrix} \Delta i_{dg} \\ \Delta i_{qg} \end{bmatrix} \quad \mathbf{Y}_f = \begin{bmatrix} 0 & -X_f \\ X_f & 0 \end{bmatrix}^{-1} \quad \Delta \mathbf{v}_{dqg} = \begin{bmatrix} \Delta v_{dg} \\ \Delta v_{qg} \end{bmatrix}$$

Sustituyendo la ecuación (5.15) en (5.16) y reduciendo se obtiene:

$$\Delta \mathbf{i}_{dqg} = \mathbf{Y}_f \mathbf{K}_{v_{dqg}} \Delta V_{dc} + \mathbf{Y}_f \mathbf{K}_{m_g} \Delta m_g + \mathbf{Y}_f \mathbf{K}_{\delta_g} \Delta \delta_g - \mathbf{Y}_f \Delta \mathbf{v}_{dqg} \quad (5.17)$$

Finalmente, el voltaje proporcionado por el inversor estará dado por

$$\Delta \mathbf{v}_{dqr} = \mathbf{K}_{v_{dcr}} \Delta V_{dc} + \mathbf{K}_{m_r} \Delta m_r + \mathbf{K}_{\delta_r} \Delta \delta_r \quad (5.18)$$

Como se observa, estas ecuaciones son función de las variables de estado, de las variables de control y del voltaje en bus.

5.3.1.2 Modelo del subsistema eléctrico

Los voltajes internos transitorios del aerogenerador son:

$$\Delta \dot{\mathbf{E}}'_{dqg} = \mathbf{K}_E \Delta \mathbf{E}'_{dqg} + \mathbf{K}_\omega \Delta \omega_g + \mathbf{K}_{is} \Delta \mathbf{i}_{dqg} + \mathbf{K}_{vr} \Delta \mathbf{v}_{dqr} \quad (5.19)$$

donde

$$\mathbf{K}_E = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T'_0} & s \\ -s & -\frac{1}{T'_0} \end{bmatrix} \quad \mathbf{K}_\omega = \begin{bmatrix} -E'_q \\ E'_d \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{K}_{is} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{X_s - X'_s}{T'_0} \\ -\frac{X_s - X'_s}{T'_0} & 0 \end{bmatrix} \quad \mathbf{K}_{vr} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{L_m}{L_{rr}} \\ \frac{L_m}{L_{rr}} & 0 \end{bmatrix}$$

Sustituyendo las ecuaciones (5.12), (5.18) en (5.19) y reduciendo se obtiene:

$$\Delta \dot{\mathbf{E}}_{ap} = (\mathbf{K}_e + \mathbf{K}_u \mathbf{Y}_s) \Delta \mathbf{E}'_{ap} + \mathbf{K}_u \Delta \omega_r - \mathbf{K}_u \mathbf{Y}_r \Delta \mathbf{v}_{ap} + \mathbf{K}_{ur} \mathbf{K}_{v_{dc}} \Delta V_{dc} + \mathbf{K}_{ur} \mathbf{K}_{m_r} \Delta m_r + \mathbf{K}_{ur} \mathbf{K}_{\delta_r} \Delta \delta_r \quad (5.20)$$

Para obtener el comportamiento dinámico del capacitor a partir del modelo de estado se parte de la relación

$$\Delta \dot{v}_{dc} = \mathbf{K}_1 \Delta i_{ap} + \mathbf{K}_2 \Delta i_{aqr} + k_3 \Delta m_r + k_4 \Delta m_g + k_5 \Delta \delta_r + k_6 \delta_g \quad (5.21)$$

donde las constantes $\mathbf{K}_1 \dots k_6$ se obtienen de la linealización de la ecuación (3.31)

Haciendo uso de (5.14), (5.17) en (5.21), es fácil comprobar que

$$\Delta \dot{v}_{dc} = \mathbf{K}_1 (\mathbf{Y}_m + \mathbf{Y}_{mr} \mathbf{Y}_s) \Delta \mathbf{E}'_{ap} + (\mathbf{K}_1 \mathbf{Y}_{mr} \mathbf{Y}_s - \mathbf{K}_2 \mathbf{Y}_r) \Delta \mathbf{v}_{ap} + \mathbf{K}_2 \mathbf{Y}_r \mathbf{K}_{v_{dc}} \Delta V_{dc} + (\mathbf{K}_2 \mathbf{Y}_r \mathbf{K}_{m_r} + k_4) \Delta m_g + (\mathbf{K}_2 \mathbf{Y}_r \mathbf{K}_{\delta_r} + k_6) \Delta \delta_g + k_3 \Delta m_r + k_5 \Delta \delta_r \quad (5.22)$$

Se observa nuevamente que las ecuaciones (5.20) y (5.22) están en función solamente de las variables de estado y del voltaje en bus.

Definiendo los vectores del subsistema eléctrico y de control

$$\mathbf{x}_{we} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{E}'_d \\ \Delta \mathbf{E}'_q \\ \Delta V_{dc} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{x}_{wp} = \begin{bmatrix} \Delta \delta_r \\ \Delta m_r \\ \Delta \delta_g \\ \Delta m_g \end{bmatrix},$$

se obtiene

$$\dot{\mathbf{x}}_{we} = \mathbf{A}_e \mathbf{x}_{we} + \mathbf{A}_o \mathbf{x}_{wp} + \mathbf{w}_e \mathbf{v}$$

5.3.2 Modelo del subsistema mecánico

Las ecuaciones de balance de equilibrio se plantean asumiendo un modelo de dos masas para el sistema turbina-gobernador (véase la figura 3.8).

A partir de este modelo se puede deducir que:

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\omega}_t \\ \Delta\dot{\omega}_g \\ \Delta\dot{\theta}_{tw} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{D}{2H_t} & \frac{D}{2H_t} & -\frac{K}{2H_t} \\ \frac{D}{2H_g} & -\frac{D}{2H_g} & \frac{K}{2H_g} \\ \omega_B & -\omega_B & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\omega_t \\ \Delta\omega_g \\ \Delta\theta_{tw} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 \\ 2H_t \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m + \begin{bmatrix} 0 \\ -1 \\ 2H_g \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_e \quad (5.23)$$

Notando ahora que el par mecánico y eléctrico pueden expresarse en la forma incremental

$$\Delta T_m = k_{v_t} \Delta v_{tw} + k_{\omega_t} \Delta \omega_t \quad (5.24)$$

y

$$\Delta T_e = (\mathbf{i}_{dq0} + \mathbf{E}_{dq0} \mathbf{Y}_s) \Delta \mathbf{E}'_{dq} - \mathbf{E}_{dq0} \mathbf{Y}_s \Delta \mathbf{v}_{dq} \quad (5.25)$$

se obtiene la siguiente expresión de interés:

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\omega}_t \\ \Delta\dot{\omega}_g \\ \Delta\dot{\theta}_{tw} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{D+k_{\omega_t}}{2H_t} & \frac{D}{2H_t} & -\frac{K}{2H_t} \\ \frac{D}{2H_g} & -\frac{D}{2H_g} & \frac{K}{2H_g} \\ \omega_B & -\omega_B & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\omega_t \\ \Delta\omega_g \\ \Delta\theta_{tw} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{k_{v_t}}{2H_t} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta v_{tw} + \begin{bmatrix} 0 \\ -1 \\ 2H_g \\ 0 \end{bmatrix} \left[(\mathbf{i}_{dq0} + \mathbf{E}_{dq0} \mathbf{Y}_s) \Delta \mathbf{E}'_{dq} + \mathbf{E}_{dq0} \mathbf{Y}_s \Delta \mathbf{v}_{dq} \right] \quad (5.26)$$

En general, se tiene un término dependiente de la velocidad del viento que describe la potencia mecánica extraída para un valor dado de su velocidad.

Por último, definiendo ahora los vectores de estados y de entrada del subsistema mecánico como

$$\mathbf{x}_m = \begin{bmatrix} \Delta\omega_l \\ \Delta\omega_g \\ \Delta\theta_{lw} \end{bmatrix}; \quad u = \Delta v_w,$$

se obtiene un modelo de componentes de estado de la forma

$$\dot{\mathbf{x}}_{w_m} = \mathbf{A}_m \mathbf{x}_{w_m} + \mathbf{A}_{em} \mathbf{x}_{w_e} + \mathbf{w}_m \mathbf{v} + \mathbf{b}u$$

El modelo completo de variables de estado de un aerogenerador se obtiene al definir el vector de estado

$$\mathbf{x}_w = \begin{bmatrix} \mathbf{x}_{w_e} \\ \mathbf{x}_{w_m} \\ \mathbf{x}_{w_p} \end{bmatrix}$$

5.3.3 Análisis de pequeña señal de aerogeneradores en sistemas eléctricos de potencia.

Para el caso en que la potencia mecánica del aerogenerador se encuentra en la curva de factibilidad, el comportamiento dinámico de cada DFIG queda expresado en la forma

$$\Delta \dot{\mathbf{x}}_{DFIG} = \mathbf{A}_{DFIG} \Delta \mathbf{x}_{DFIG} + \mathbf{W}_{DFIG} \Delta \mathbf{v}_{DFIG} + \mathbf{B}_{DFIG} \Delta \mathbf{u}_{DFIG} \quad (5.26)$$

$$\Delta \mathbf{i}_{DFIG} = \mathbf{C}_{DFIG} \Delta \mathbf{x}_{DFIG} + \mathbf{Y}_{DFIG} \Delta \mathbf{v}_{DFIG} \quad (5.27)$$

siendo

$$\Delta \mathbf{u} = [\Delta V_{ref} \quad \Delta P_{ref} \quad \Delta V_{dc} \quad \Delta Q_c \quad \Delta v_w]^T \quad (5.28)$$

Obsérvese que el modelo derivado tiene cuatro grados de libertad de acuerdo a las señales y estrategias de control utilizadas. Estos aspectos se discuten a continuación.

El resultado de la interconexión de los subsistemas es la matriz reducida del sistema para el modo de interés, a partir de la cual se determina la respuesta ante disturbios pequeños.

A continuación se resume el proceso de estimación de condiciones iniciales.

5.4 Determinación de condiciones iniciales

En esta sección, se describen brevemente los algoritmos computacionales derivados de la teoría desarrollada en las secciones anteriores para el cálculo de condiciones iniciales. Las condiciones de operación del sistema se traducen en datos de inicialización de los programas de simulación tanto para estudios de estabilidad transitoria como de pequeña señal.

El número de ecuaciones y variables incógnitas asociadas con cada tipo de aerogenerador se muestran la tabla 5.1. En este análisis se toma como base el procedimiento descrito en [11].

| | Aerogenerador | | | |
|-------------------------------|---|--|---|---|
| | Tipo 1 y 2 | Tipo 3 | Tipo 4 | |
| | Inducción | Inducción doblemente alimentado | Generador Síncrono | De imanes permanentes |
| Variables conocidas | P, V_{ds}, V_{qs} | P, Q, V_{ds}, V_{qs} | $P_c, Q_c, V_{dc}, V_{qc}, P_g$ | $P_c, Q_c, V_{dc}, V_{qc}, P_g, \psi_{pm}$ |
| Variables desconocidas | $i_{ds}, i_{qs}, i_{dr}, i_{qr}, Q, S, \theta_{hw}$ | $i_{ds}, i_{qs}, i_{dr}, i_{qr}, V_{dr}, V_{qr}, S, \omega_{Lc}$ | $V_{ds}, V_{qs}, i_{dc}, i_{qc}, i_{ds}, i_{qs}, \omega_{Lg}, V_{fd}, i_{fd}, Q_g, V_g$ | $Q_g, V_{ds}, V_{qs}, i_{dc}, i_{qc}, i_{ds}, i_{qs}, \omega_{Lg}, V_g$ |
| Número de ecuaciones | 7 | 8 | 11 | 9 |

Tabla 5.1. Variables y ecuaciones para los aerogeneradores

Las condiciones iniciales para el aerogenerador tipo 1 y 2 pueden ser calculadas utilizando el algoritmo descrito en la figura 5.5. El procedimiento desarrollado consta de los siguientes pasos:

1. Cálculo de las corrientes inyectadas por cada aerogenerador
2. Cálculo de las pérdidas eléctricas en el estator y el rotor
3. Cálculo de la velocidad
4. Evaluación del par mecánico
5. Cálculo del ángulo θ
6. Estimación de la velocidad del viento

El algoritmo toma en cuenta la posibilidad de representar distintos tipos de tecnologías y simplificaciones por lo que es de carácter general.

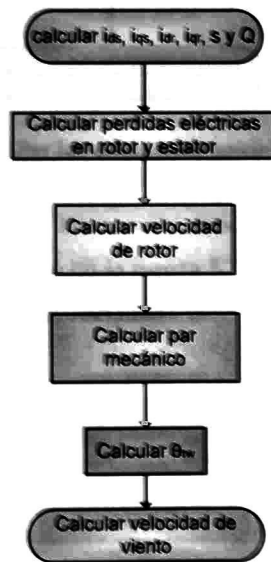


Figura 5.5. Algoritmo para calcular las condiciones iniciales para aerogeneradores tipo 1 y 2.

La figura 5.6 muestra un diagrama simplificado de los cálculos de las condiciones iniciales para los aerogeneradores de tipo 3. Obsérvese que, en este algoritmo se desprecian las pérdidas en el generador, por lo que la potencia

mecánica extraída del viento es igual a la potencia generada dada por la solución de flujos de potencia.

Se asume también que el inversor opera a un factor de potencia unitario y que la potencia reactiva se genera sólo en el estator.

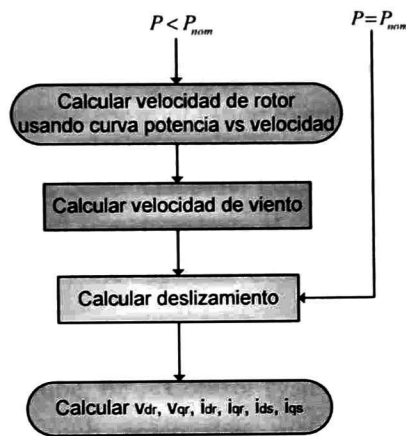


Figura 5.6. Algoritmo para calcular las condiciones iniciales para aerogeneradores tipo 3.

Para el generador tipo 4, las condiciones iniciales pueden ser calculadas utilizando el algoritmo mostrado en la figura 5.7. En este algoritmo las pérdidas en el generador también son despreciadas

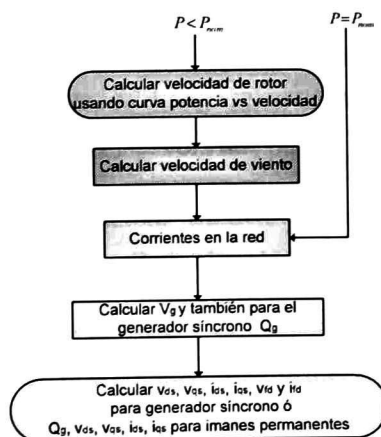


Figura 5.7. Algoritmo para el cálculo de condiciones iniciales en aerogeneradores tipo 4.

5.5 Referencias

- [1] R. De Carlo, R. Saecks, *Interconnected Dynamical Systems*, Marcel Dekker, New York 1981
- [2] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, Power Systems Engineering Series, vol 1. New York: Mc Graw Hill, 2004.
- [3] A. R. Messina, F.R. Segundo, "Modeling and simulation of interline power flow controllers: application to enhance system damping
- [4] Déo Nderiyama, Serge Lefebvre, Loc Gérin-Lajoie, "A new software package for small-signal analysis of power systems", *IFAC Control of Power Plants and Power Systems, Cancún, Mexico, 1995, vol. 1, pp. 95-108*.
- [5] Lefebvre, S.; Dube, B.; , "Control system analysis and design for an aerogenerator with eigenvalue methods," *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.3, no.4, pp.1600-1608, Nov 1988
- [6] C.A. Rivera Salamanca, Olguin Salinas, A.R. Messina, "Analysis of sub-synchronous torsional interactions with static VAR compensators-effect of network and load characteristics," *Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto* , vol.4, no., pp.6 pp. vol.4, 2001.
- [7] Tsoumas, I.P.; Safacas, A.N.; "On the torsional dynamics of the subsynchronous cascade drive," *Electrical Machines (ICEM), 2010 XIX International Conference on* , vol., no., pp.1-8, 6-8 Sept. 2010.
- [8] Y. Kazachkov, S. Stapleton, "Modeling wind farms for power system stability studies", *Power Technology Newsletter Issue 95*, April 2004.
- [9] V. Akhmatov, H. Kuudsen, "Aggregate model of a grid-connected, large-scale, offshore wind farm for stability investigations-importance of wind mechanical system" *Elsevier, Electrical power y energy systems 2001*.

- [10] A. Tabesh, R. Iravani, "Small-signal model and dynamic analysis of variable speed induction machine wind farms" *IET Renewable Power Generation*, 2008, vol. 2, no. 4, pp 215-227.
- [11] J.G. Slootweg, H. Polinder, W. L. Kling, " Initialization of wind turbine models in power system dynamics simulations" *Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto* , vol.4, no., pp.6 pp. vol.4, 2001.

Capítulo 6

Aplicaciones

Este Capítulo describe la aplicación de los modelos desarrollados al análisis de la estabilidad de pequeña señal en parques eólico. La identificación de modos electromecánicos se realiza mediante el método de conexión de componentes de estado.

Se presentan los resultados de la aplicación de la metodología desarrollada al problema de la determinación de los modos inter-área de sistemas eléctricos de prueba con un nivel elevado de penetración eólica.

Para la validación de los modelos presentados se establecen comparaciones entre modelos lineales y no lineales y se estudian aspectos esenciales de la interacción de un generador eólico con el sistema de potencia

6.1 Aplicación a un sistema radial

El primer caso ejemplo considerado para discutir la aplicación de generación eólica es un sistema simple en el que un parque eólico suministra energía a una red eléctrica grande representada por un bus infinito a través de un sistema radial [1].

El objetivo es estudiar la validez del método propuesto de modelado. También se busca arrojar luz sobre el problema de determinación de un equivalente del parque eólico.

En los siguientes apartados se describe las consideraciones de modelado utilizadas en el estudio.

6.1.1 Descripción del sistema de estudio

La central eólica del sistema de ejemplo está compuesta de 7 aerogeneradores, con una capacidad nominal de 225 kW a 15 m/s. El sistema incluye tres bancos de capacitores conectados a un nodo de distribución con un valor de alimentación de voltaje de 13.8 kV. En la figura 6.1 se muestra el diagrama unifilar de este sistema.

El sistema consta de tres partes o segmentos distintos:

- a) Una zona de generación compuesta por tres grupos de aerogeneradores
- b) Un sistema radial de transmisión, y
- c) Un bus infinito

Como caso particular, considérese que los aerogeneradores son del tipo 1 y para su análisis se usa un modelo de tercer orden.

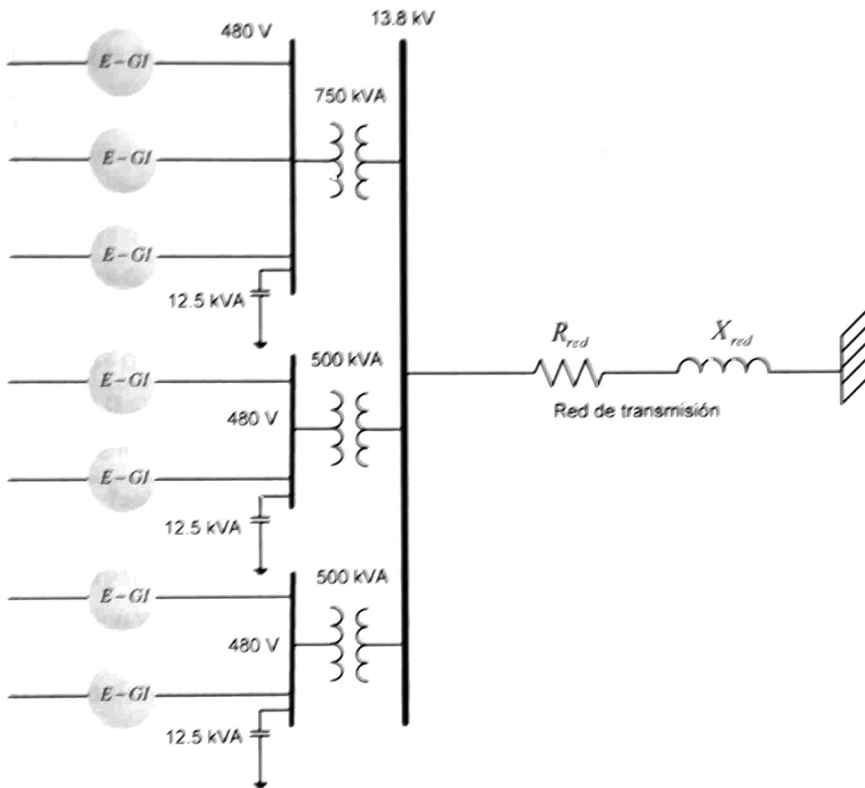


Figura 6.1. Sistema de ejemplo para el estudio del efecto de generación eólica en la operación del sistema.

En la Tabla 6.1 se resumen los parámetros eléctricos de los aerogeneradores y de la red.

| Generador de inducción 480 V-Δ-60 Hz | | Transformador |
|--------------------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| 6 polos 225 KW | 8 polos 50 KW | 750 KVA |
| Hp = 302 | Hp = 67 | 500 KVA |
| I _{nom} = 335 A | I _{nom} = 85 A | 480/13.8 kV |
| N _{sinc} = 1200 rpm | N _{sinc} = 900 rpm | % Impedancia: 7.5 |
| R _s = 0.018 Ω | R _s = 0.367 Ω | Banco de capacitores |
| R _r = 0.019 Ω | R _r = 0.072 Ω | 12.5 KVAR |
| X _s = 0.22 Ω | X _s = 0.45 Ω | Línea de transmisión |
| X _r = 0.414 Ω | X _r = 2.23 Ω | R _{red} = 0.67315 Ω |
| X _m = 5.8 Ω | X _m = 18.1 Ω | X _{red} = 2.35802 Ω |
| J = 7.4 kg·m ² | J = 7.4 kg·m ² | Bus infinito |
| | | V _B = 13.8 kV |

Tabla 6.1. Parámetros de los equipos en unidades reales.

En los apartados siguientes se aborda el problema de la representación del parque eólico y se presentan algunos ejemplos de estrategias de control.

6.1.2 Modelo detallado del parque eólico

En este caso, cada grupo de aerogeneradores se representa mediante un modelo equivalente lineal, con tres variables de estado.

En la Tabla 6.2 se muestra la condición inicial de operación determinada de un estudio de flujo de potencia.

| Bus | Voltaje | Fase | Generación | | Carga | |
|-----|---------|--------|------------|----------|-------|----------|
| | | | Real | Reactiva | Real | Reactiva |
| 1 | 0.98 | 5.1959 | 0.675 | -0.1654 | 0 | -0.012 |
| 2 | 0.98 | 3.8757 | 0.45 | -0.1784 | 0 | -0.012 |
| 3 | 0.98 | 3.8757 | 0.45 | -0.1784 | 0 | -0.012 |
| 4 | 1 | 0 | -1.5651 | 0.6191 | 0 | 0 |
| 5 | 0.998 | 1.2386 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 6.2. Solución de estado estable para el sistema a una base de 1MV.

Las condiciones iniciales del modelo determinadas mediante el procedimiento descrito en la sección 5.3.4 se muestran en la tabla 6.3. En todos los casos los parámetros se expresan en por unidad.

| Aerogenerador | E'_d | E'_q | ω_g | i_d | i_q | T_m |
|---------------|--------|--------|------------|--------|--------|--------|
| 1 | 0.7912 | 0.6832 | 1.0229 | 0.6707 | 0.2305 | 0.6881 |
| 2 | 0.7153 | 0.6613 | 1.0252 | 0.4458 | 0.2127 | 0.4595 |
| 3 | 0.7153 | 0.6613 | 1.0252 | 0.4458 | 0.2127 | 0.4595 |

Tabla 6.3. Condiciones iniciales de los aerogeneradores.

En el análisis del comportamiento del sistema, el modelo de pequeña señal se expresa en la forma

$$\begin{aligned}\Delta \mathbf{x} &= \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{W}\mathbf{y} + \mathbf{B}\mathbf{u} \\ \mathbf{0} &= \mathbf{C}\mathbf{x} + \mathbf{D}\mathbf{y}\end{aligned}\tag{6.1}$$

En la Tabla 6.4 se muestran los valores propios del sistema de ejemplo para la condición de operación base.

| Modos | $\sigma + j\omega$ | ξ | f_{osc} | Estados Dominantes |
|------------------------|--------------------|--------|-----------|----------------------------|
| λ_1, λ_2 | -9.0236±j30.6803 | 0.2822 | 4.8829 | E'_{q1}, ω_{r1} |
| λ_3, λ_4 | -9.6821±j29.9769 | 0.3074 | 4.7710 | E'_{q2}, ω_{r2} |
| λ_5 | -2.6607 | 1 | 0 | E'_{d1} |
| λ_6 | -1.5632 | 1 | 0 | E'_{d2}, E'_{d3} |
| λ_7, λ_8 | -9.7368±j30.2939 | 0.3060 | 4.8214 | $E'_{q2,3}, \omega_{r2,3}$ |
| λ_9 | -1.9513 | 1 | 0 | E'_{d2}, E'_{d3} |

Tabla 6.4. Modos del sistema de n aerogeneradores a un bus infinito.

Para observar la participación de los modos en las variables de estado, potencia activa, potencia reactiva y voltaje, se aplica un cambio escalón en la velocidad del viento del 5% de su valor inicial, en las figuras 6.2 a 6.5 se muestra los resultados.

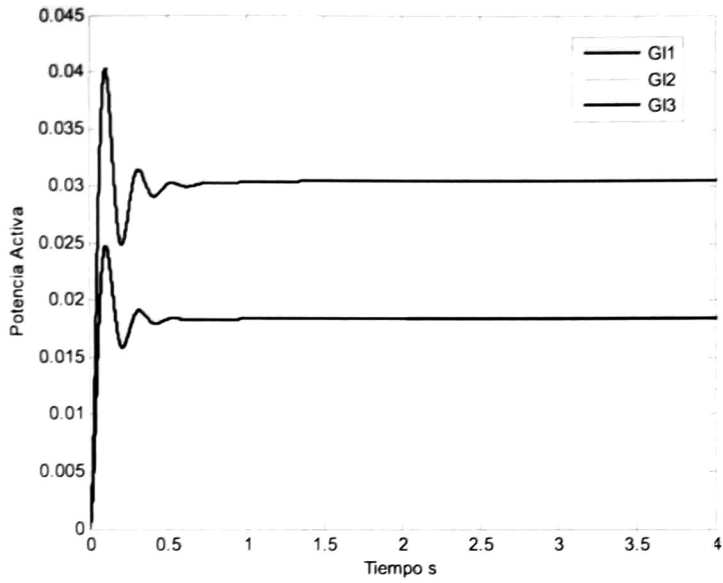


Figura 6.2. Variación de potencia activa en los aerogeneradores.

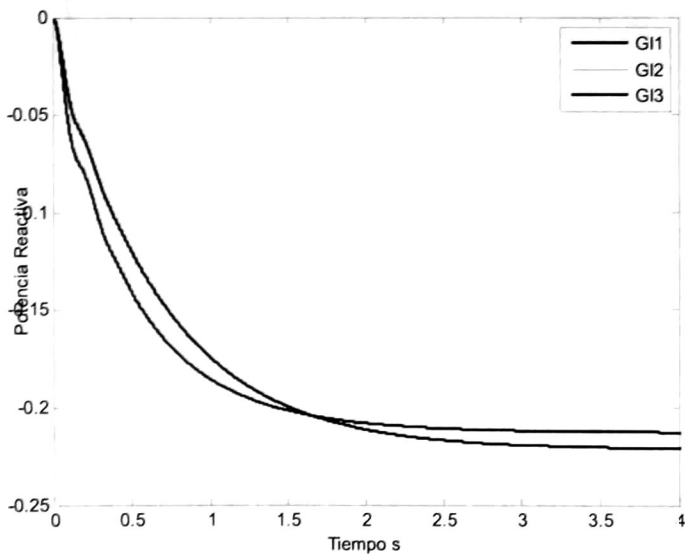


Figura 6.3. Variación de potencia reactiva en los aerogeneradores.

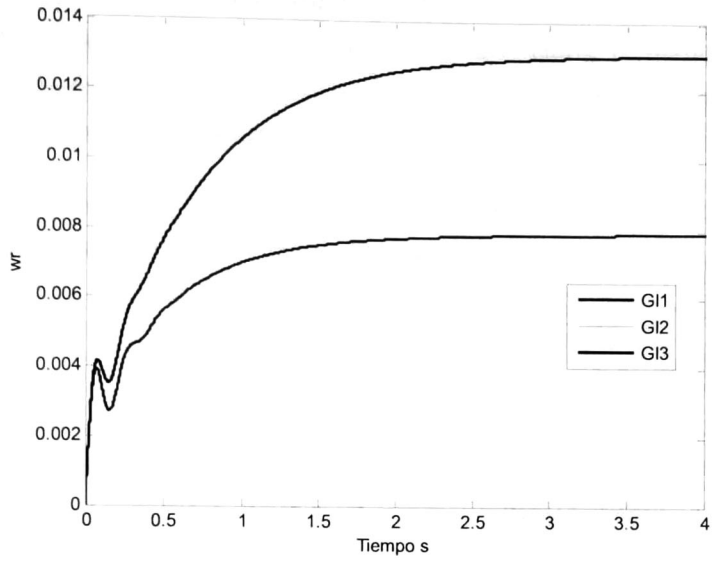


Figura 6.4. Variación de la velocidad en los aerogeneradores.

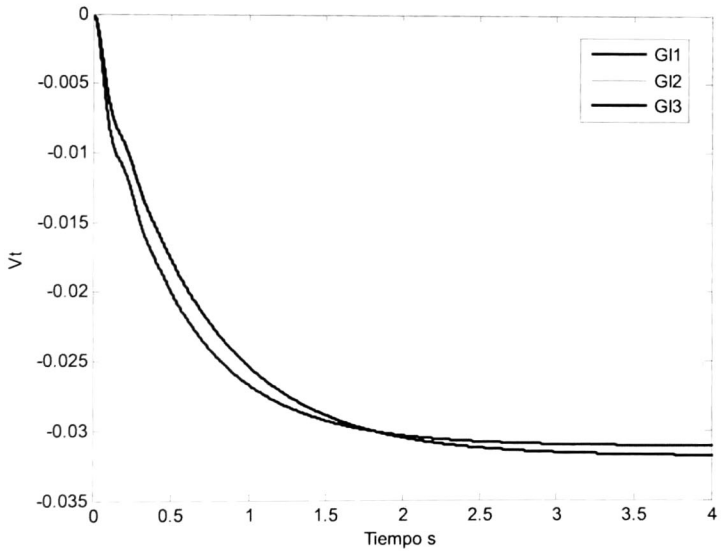


Figura 6.5. Variación de voltaje en terminales de los aerogeneradores.

Este modelo se adopta como referencia en las siguientes secciones para su comparación con modelos equivalentes del sistema.

6.1.3 Modelo agregado del parque eólico

Con objeto de validar los modelos desarrollados, el parque eólico se modeló mediante un modelo agregado compuesto de un aerogenerador equivalente y un banco de capacitores.

En la figura 6.6 se muestra una representación esquemática del sistema equivalente. La solución de flujos de potencia se muestra en la tabla 6.5

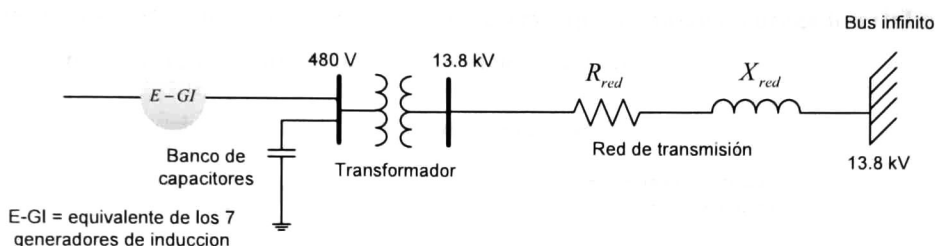


Figura 6.6. Sistema maquina equivalente a un bus infinito

| Bus | Voltaje | Fase | Generación | | Carga | |
|-----|---------|--------|------------|----------|-------|----------|
| | | | Real | Reactiva | Real | Reactiva |
| 1 | 0.98 | 4.3153 | 1.575 | -0.5244 | 0 | -0.036 |
| 2 | 1 | 0 | -1.5651 | 0.6178 | 0 | 0 |
| 3 | 0.998 | 1.2384 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 6.5. Solución de estado estable para el sistema equivalente a una base de 1MV.

Los modos de oscilaciones para el sistema equivalente se muestran en la Tabla 6.6.

| Modos | $\sigma + j\omega$ | ξ | f_{osc} | Estados Dominantes |
|------------------------|------------------------|--------|-----------|--------------------|
| λ_1 | -1.8731 | 1 | 0 | E'_d |
| λ_2, λ_3 | $-9.3819 \pm j30.0758$ | 0.2978 | 4.7867 | E'_q, ω_r |

Tabla 6.6. Modos del sistema de un aerogenerador equivalente a un bus infinito.

6.1.4 Respuesta del sistema a pequeñas perturbaciones

Para comparar el comportamiento del sistema de orden reducido con el modelo extendido se aplicó la perturbación descrita en la sección 6.1.2. El análisis se efectúa en el punto de acoplamiento común (bus de 13.8 Kv) de los aerogeneradores de la figura 6.1

La figura 6.7 muestra una comparación entre la respuesta del modelo detallado y la estimada mediante el modelo agregado. Se observa en esta figura que el modelo agregado proporciona resultados aceptables, especialmente en períodos cortos de tiempo. Además, se observa que el modelo agregado exhibe un error en estado estable relativo al modelo detallado.

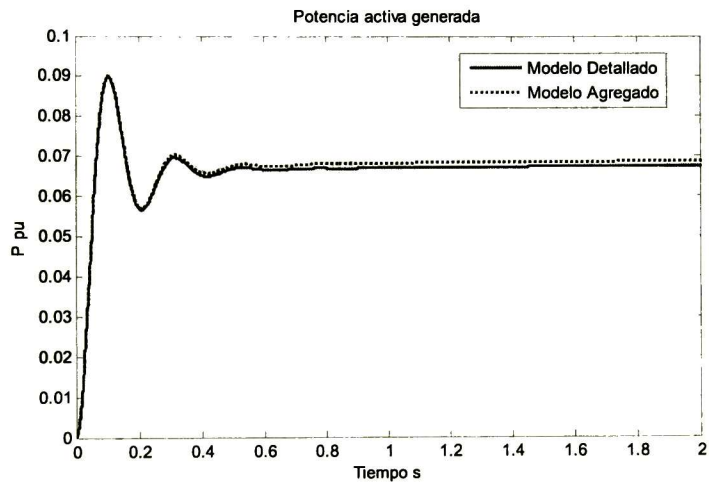


Figura 6.7 Potencia activa de salida con el modelo detallado y agregado

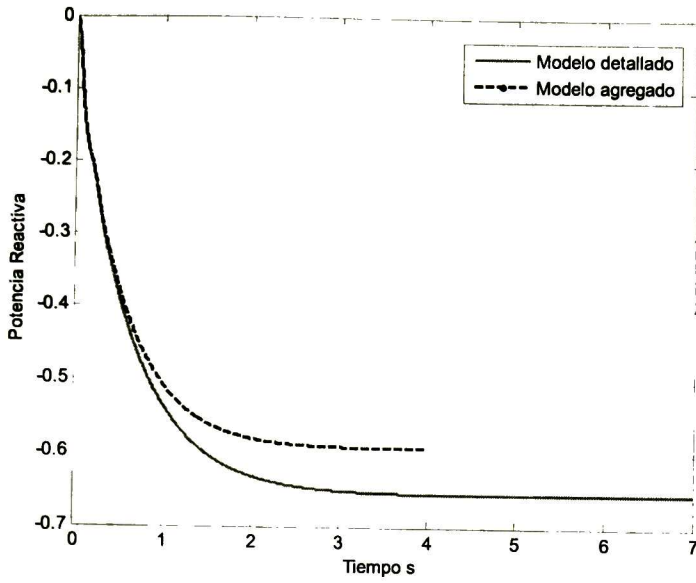


Figura 6.8. Potencia reactiva de salida con el modelo detallado y agregado.

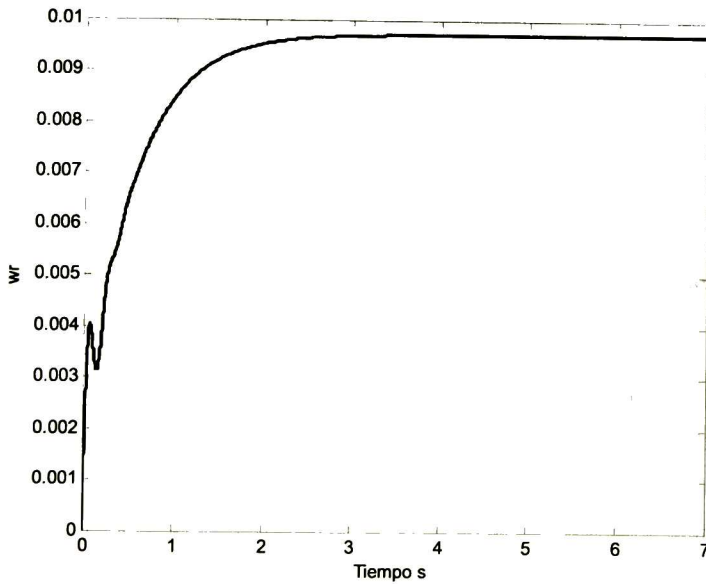


Figura 6.9 Variación de velocidad en modelo agregado del aerogenerador

6.2 Sistema de dos áreas

6.2.1 Descripción del sistema

El segundo caso ejemplo considerado es una versión modificada del sistema de dos áreas descrito en [2].

El sistema bajo estudio es simétrico y consiste de dos áreas idénticas conectadas a través de una línea, cada área incluye dos unidades de generación (figura 6.10) con igual potencia activa de salida.

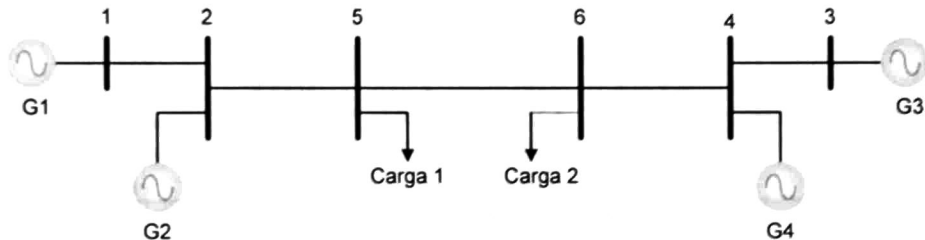


Figura 6.10. Sistema de dos áreas

Para propósitos de estudio se analizan dos casos de operación:

Escenario # 1. Este caso corresponde a la configuración descrita en la figura 6.10 con generadores síncronos.

Escenario # 2. En este escenario, el generador # 1 se reemplaza mediante un parque eólico con características similares.

6.2.1.1 Escenario # 1

En la Tabla 6.7 se resumen los valores propios correspondientes al caso base de operación.

| Modo | $\sigma + j\omega$ | ζ | f_{osc} | Estados Dominantes | Tipo Modo |
|-------------------|--------------------|---------|-----------|--|-----------|
| λ_1 | -46.7109 | 1 | 0 | E_{fd1}, E_{fd2} | Control |
| λ_2 | -46.7710 | 1 | 0 | E_{fd3}, E_{fd4} | Control |
| λ_3 | -35.1537 | 1 | 0 | E_{fd4}, E_{fd2} | Control |
| λ_4 | -33.4037 | 1 | 0 | E_{fd2}, E_{fd4} | Control |
| λ_5 | -15.6857 | 1 | 0 | E'_{q2}, E'_{q1} | |
| λ_6 | -14.0647 | 1 | 0 | E'_{q4}, E'_{q2} | |
| $\lambda_{7,8}$ | -1.0125±j7.7837 | 0.129 | 1.2388 | $\delta_1, \omega_1, \delta_2, \omega_2$ | Local |
| $\lambda_{9,10}$ | -1.0053±j7.8599 | 0.1269 | 1.2509 | $\delta_3, \omega_3, \delta_4, \omega_4$ | Local |
| λ_{11} | -6.8752 | 1 | 0 | E'_{d1}, E'_{d2} | |
| λ_{12} | -6.8375 | 1 | 0 | E'_{d3}, E'_{d4} | |
| λ_{13} | -4.9781 | 1 | 0 | E'_{d3}, E'_{d4} | |
| λ_{14} | -4.6922 | 1 | 0 | E'_{d1}, E'_{d2} | |
| $\lambda_{15,16}$ | -0.2246±j2.2396 | 0.0998 | 0.3564 | $\delta_3, \omega_3, \delta_4, \omega_4$ | Interarea |
| $\lambda_{17,18}$ | -2.2580±j0.0508 | 0.997 | 0.0081 | E'_{q1}, E'_{q3} | |
| λ_{19} | -0.4513 | 1 | 0 | ω_{r1}, ω_{r2} | |

Tabla 6.7. Valores propios del sistema de dos áreas.

El modelo lineal del sistema contiene tres modos electromecánicos de interés:

1. Un modo interárea con una frecuencia aproximada de 0.35 Hz en el que los generadores # 1 y 2 oscilan fuera de fase con los generadores 3 y 4.
2. Dos modos locales con frecuencias aproximadas de 1.23 y 1.25 Hz asociados a la interacción de los generadores 1, 2, 3 y 4, respectivamente.

Dichos gráficos pueden observarse en las figuras 6.11 y 6.12.

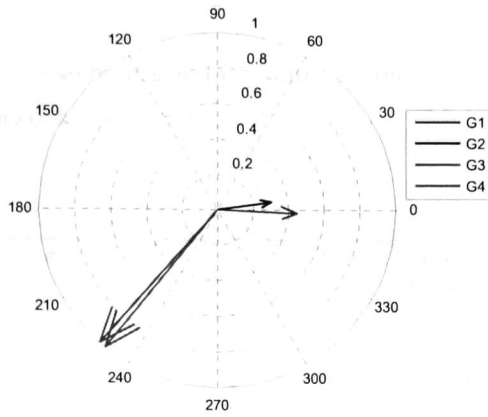


Figura 6.11. Modo interárea- escenario 1.

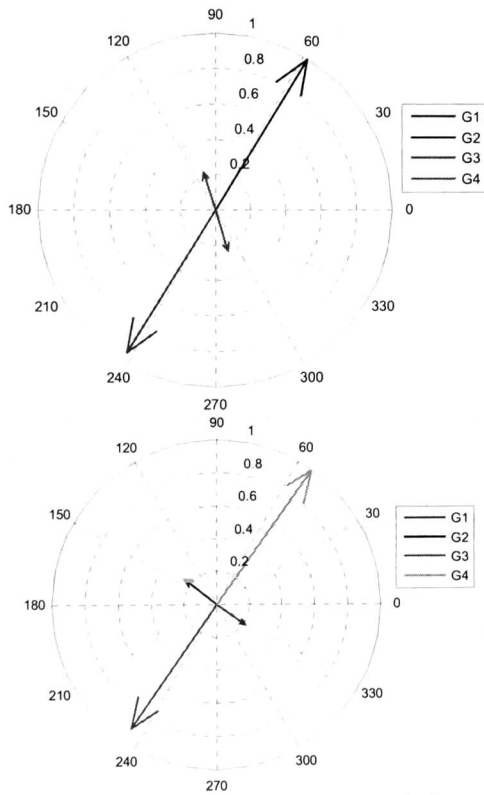


Figura 6.12. Modos locales- escenario 1.

6.2.1.2 Escenario # 2

En la Tabla 6.8 se muestran los valores propios para el caso de operación con un parque eólico en el nodo número 1.

| Modo | $\sigma + j\omega$ | λ | f_{osc} | Estados Dominantes | Tipo Modo |
|------------------------------|-----------------------|-----------|-----------|--|-----------|
| λ_1 | -133 | 1 | 0 | E'_{d1}, E'_{q1} | |
| λ_2 | -141 | 1 | 0 | E'_{d1}, E'_{q1} | |
| λ_3 | -46.8 | 1 | 0 | E_{fd3}, E_{fd4} | Control |
| λ_4 | -39 | 1 | 0 | E_{fd2} | Control |
| λ_5 | -34.2 | 1 | 0 | E_{fd4} | Control |
| λ_6 | -14.58 | 1 | 0 | E'_{q4}, E'_{q3} | |
| λ_7, λ_8 | $-1.0078 \pm j7.8574$ | 0.1272 | 1.2505 | $\delta_3, \omega_3, \delta_4, \omega_4$ | local |
| λ_9 | -10.1428 | 1 | 0 | E'_{d2} | |
| $\lambda_{10}, \lambda_{11}$ | $-0.8055 \pm j5.0298$ | 0.1581 | 0.8005 | δ_2, ω_2 | |
| $\lambda_{12}, \lambda_{13}$ | $-0.4520 \pm j1.7815$ | 0.2459 | 0.2835 | $\delta_3, \omega_3, \delta_4, \omega_4$ | Interarea |
| λ_{14} | -6.8376 | 1 | 0 | E'_{d3} | |
| λ_{15} | -4.86 | 1 | 0 | E'_{d2} | |
| λ_{16} | -4.99 | 1 | 0 | E'_{d4} | |
| λ_{17} | -2.1671 | 1 | 0 | E'_{q3} | |
| λ_{18} | -0.0018 | 1 | 0 | ω_1 | |

Tabla 6.8. Modos del sistema con generador de inducción.

1. Un modo interárea con una frecuencia aproximada de 0.24 Hz en el que los generadores 1 y 2 oscilan fuera de fase con los generadores 3 y 4.
2. Un modo local con frecuencia aproximadas de 1.25 Hz asociados a la interacción de los generadores 3 y 4.

En las figuras 6.14 y 6.15 se observan los gráficos de los modos.

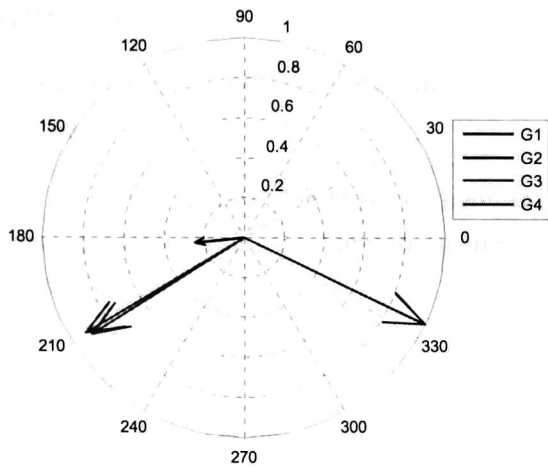


Figura 6.14. Modos inter área escenario 2

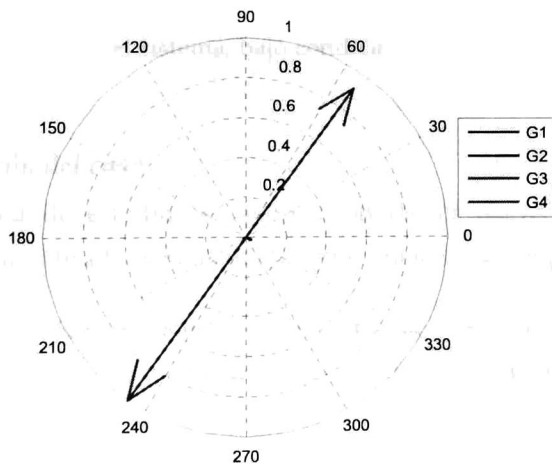


Figura 6.15. Modo local escenario 2

La comparación entre los resultados obtenidos para el caso base y el caso modificado

- El aerogenerador tiene mayor participación en el modo interárea haciendo la oscilación más lenta pero aumentando el amortiguamiento.

Desaparece un modo local y es en el área donde se encuentra el aerogenerador.

- El modo local en el área donde se encuentran los generadores síncronos prácticamente su amortiguamiento y frecuencia permanecen iguales.

6.3 Sistema Westinghouse

El tercer sistema analizado es una versión de 10 nodos, 5 generadores y un compensador síncrono, del sistema de prueba de Westinghouse. Los generadores del sistema se modelan mediante modelos de cuarto orden.

El objetivo de este análisis es investigar el efecto de un parque eólico en la estabilidad del sistema, así como analizar la utilización de modelos detallados de sistemas de control. Se analiza, además el impacto de un parque eólico en la estabilidad del sistema, bajo condiciones de estrés elevado en la red de transmisión.

6.3.1 Descripción del caso

El sistema de estudio es una versión de 10 nodos del sistema de Westinghouse modificado para incluir la representación de un parque eólico.

En la figura 6.16 se muestra el diagrama del sistema en estudio. En el análisis, el generador # 5 se reemplaza mediante un parque eólico.

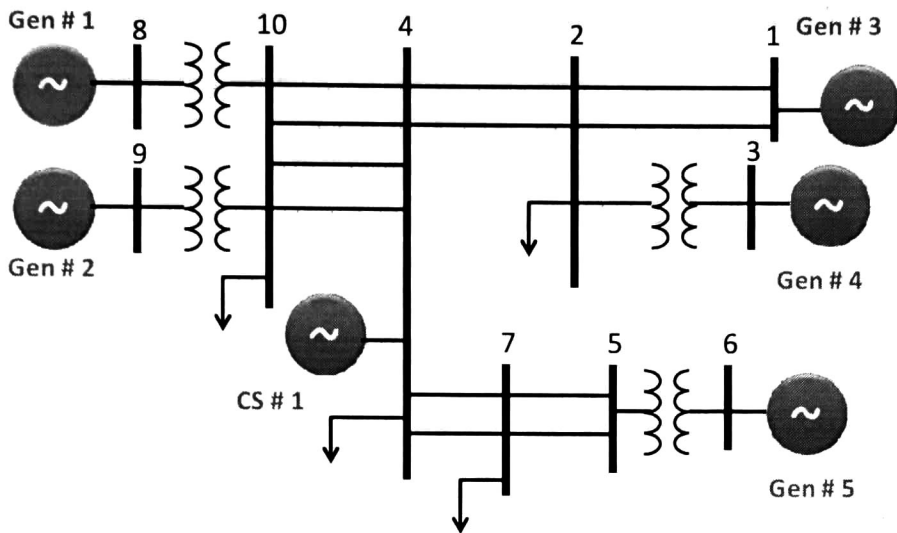


Figura 6.16. Sistema de la Westinghouse.

6.3.1.1 Modelo de dos masas del sistema turbina generador

En este análisis, el sistema turbina-generator se representó mediante un modelo de dos masas. En la figura 6.17 se muestra una representación esquemática de este modelo. Nótese que en esta representación, la velocidad del sistema mecánico se obtiene de la ecuación de oscilación.

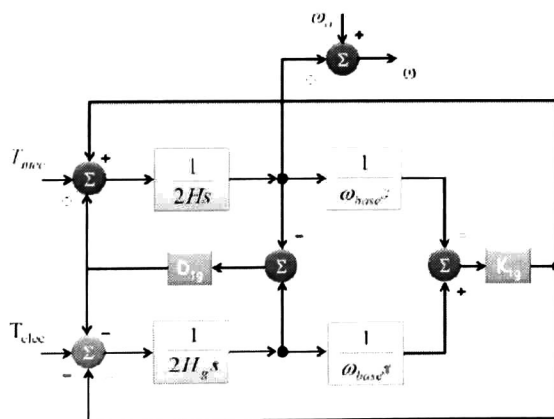


Figura 6.17. Modelo de dos masas del sistema turbina-generator.

Para el control de voltaje se utiliza el esquema descrito en la sección 4.3.2

6.3.2 Análisis de pequeña señal

El sistema en estudio comprende cinco modos electromecánicos de interés en el rango de 0.2 a 0.8 Hz. En la Tabla 6.9 se resumen las características de estos modos. La figura 6.18 muestra la forma característica de los modos.

Como se observa, el generador # 5 tiene una participación dominante en el modo 1 y en menor grado en el modo 2 relativa a otros generadores. En la Tabla 6.8 se comparan los valores propios obtenidos para el caso con y sin generación eólica. El análisis de valores propios sugiere que la instalación de un parque eólico mejora el amortiguamiento del modo interárea 1 y tiene un efecto significativo sobre los modos # 2 y # 4.

| Modo | Caso base | Con parque eólico en el bus 6 |
|------|-----------------|-------------------------------|
| 1 | -0.0031±j3.118 | -2.7202±j1.4701 |
| 2 | -0.1075±j5.607 | -0.1275±j5.225 |
| 3 | -0.2418±j9.241 | -0.2341±j9.239 |
| 4 | -0.0879±j10.898 | -0.0972±j10.898 |
| 5 | | -0.6494±j11.581 |

Tabla 6.9. Modos electromecánicos del sistema de 10 nodos para el caso base y el caso con generación eólica en el bus # 6.

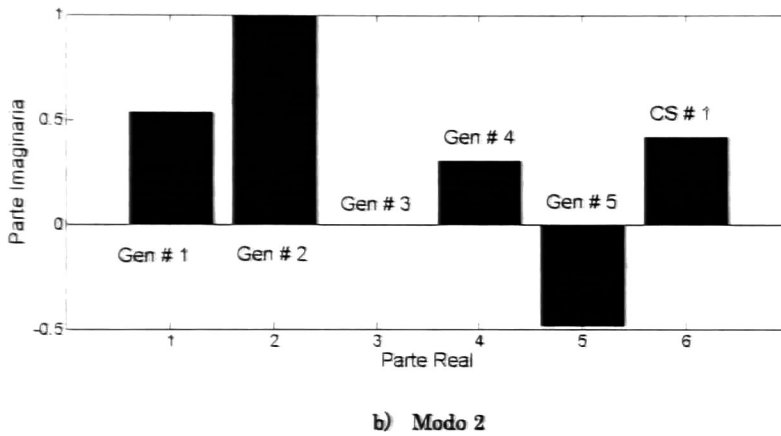
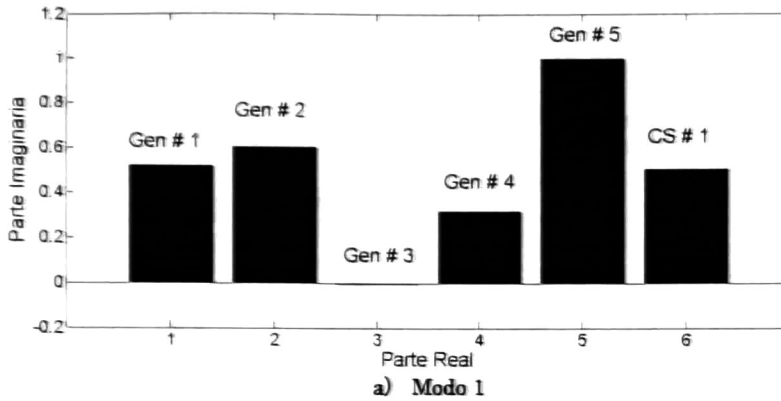


Figura 6.18. Forma características de los modos. Caso base

Para el modo 1, la forma característica del modo se muestra en la figura 6.19, una oscilación en la que el generador # 5 oscila en oposición contra los generadores # 1 y el CS # 1. Como se observa, el parque eólico tiene una contribución dominante en el modo.

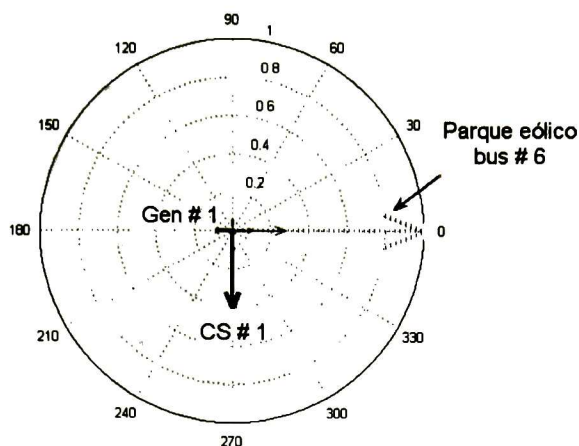


Figura 6.19. Forma características del modo 1

Tomando como referencia este análisis, se analizó el impacto del parque eólico en el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas usando estrategias avanzadas de control. Se presentan a continuación algunos resultados de interés encontrados en el análisis de la respuesta del sistema ante varios disturbios.

6.3.3 Respuesta ante grandes disturbios

En este estudio, los parámetros de los sistemas de control se optimizaron para mejorar el impacto en la estabilidad transitoria y de pequeña señal. La falla considerada en el estudio es un cortocircuito en el bus # 5 liberada mediante la apertura del circuito # 1 de la línea 5-7.

Como se discute a continuación, esta falla resulta en oscilaciones inestables en el circuito # 2 de la línea que se propagan a través del sistema.

El modelo considerado comprende tres partes principales:

1. Control del ángulo de paso de las hélices y potencia mecánica.
2. Control de voltaje y potencia reactiva.

3. Control de potencia y velocidad (frecuencia).

Las estrategias de control que se proponen permiten ajustar en forma automática el comportamiento del regulador para satisfacer las necesidades del sistema.

6.3.3.1 Estabilidad y amortiguamiento de oscilaciones

Para comprender mejor el impacto de la generación eólica en la estabilidad del sistema se analizó la estabilidad de pequeña señal para el caso con un nivel elevado de penetración eólico en el nodo 6. Como punto de partida se considera la operación para la condición nominal de viento en la curva potencia-velocidad.

En las figuras 6.20-6.23 se pueden observar los resultados obtenidos para el escenario de falla considerado para el caso base y el caso con generación eólica. Para la presentación de los resultados se seleccionan variables representativas de la operación del sistema.

Comparativamente, los resultados indican que la incorporación del parque eólico mejora significativamente el amortiguamiento de las oscilaciones de posdisturbio. Del análisis de estos resultados se puede comprobar que el sistema se hace más estable.

A nivel práctico, el control de voltaje y velocidad permite amortiguar las oscilaciones. Este análisis pone de manifiesto la importancia de un diseño adecuado de los sistemas de control.

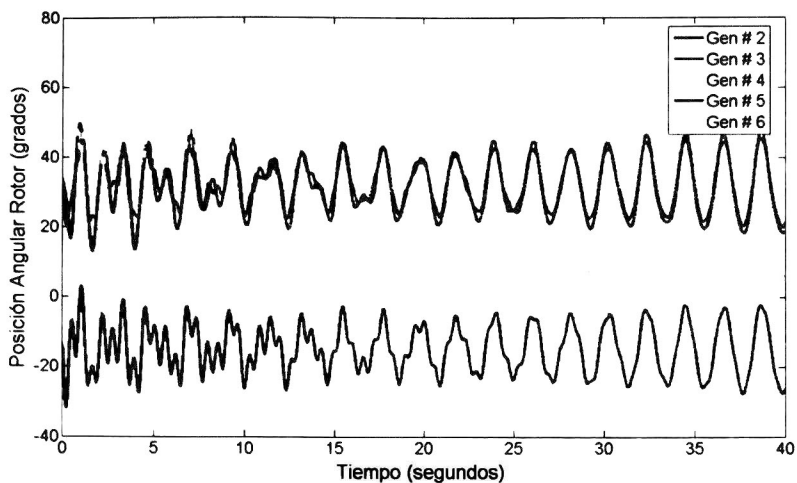


Figura 6.20. Posición angular de los rotores. Caso base

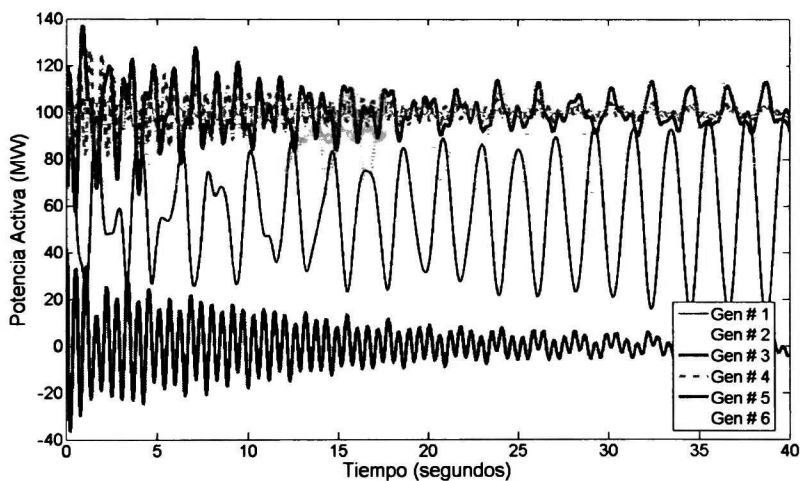


Figura 6.21. Potencia activa de los generadores. Caso base

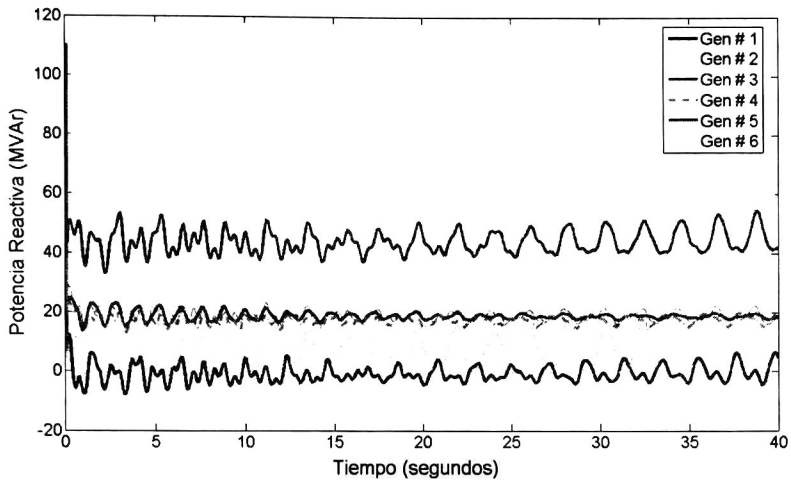


Figura 6.22. Potencia reactiva de los generadores. Caso base.

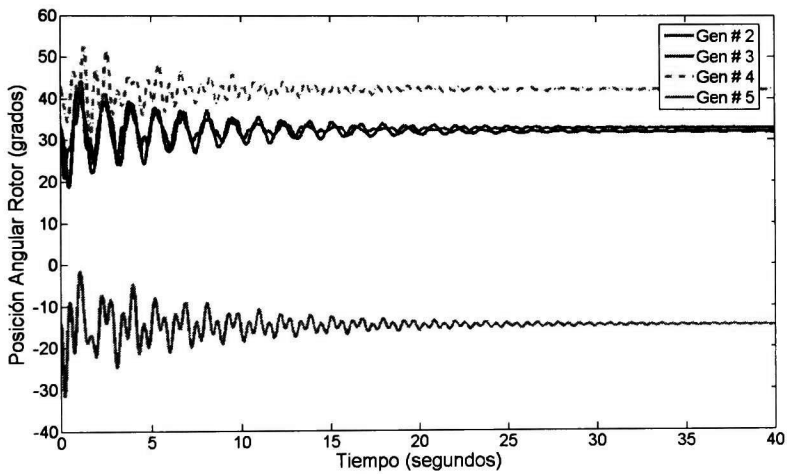


Figura 6.23 Posición angular de los rotores. Parque eólico en el bus 6

6.3.3.2 Descomposición modal

Con el objetivo de validar los modelos desarrollados, los resultados de pequeña señal se compararon con aquellos obtenidos del estudio de estabilidad transitoria. Como criterio de evaluación se ha utilizado la respuesta original del sistema, con un generador síncrono en el bus # 6.

Como puede observarse en los resultados presentados en la Fig. 6.24, el modelo sintetizado reproduce en forma muy aproximada el comportamiento de la señal simulada.

El modelo de Prony sintetizado se resume en la Tabla 6.10 y está dominado por el modo electromecánico en 1.955 Hz.

| Modo | Frecuencia Hz | Relación de Amortiguamiento (%) | Amplitud | Fase (grados) |
|------|------------------|------------------------------------|----------|------------------|
| 1 | 0.000 | | 0.3137 | 0.0 |
| 2 | 0.000 | | 0.1069 | 180.0 |
| 3 | 1.955 | 0.0925 | 0.1909 | 163.747 |

Tabla 6.10. Resultados del análisis de Prony para la desviación de velocidad en el sistema turbina-gobernador.

Estos resultados concuerdan con los obtenidos mediante el análisis modal en la Tabla 6.9 y permiten validar los resultados obtenidos.

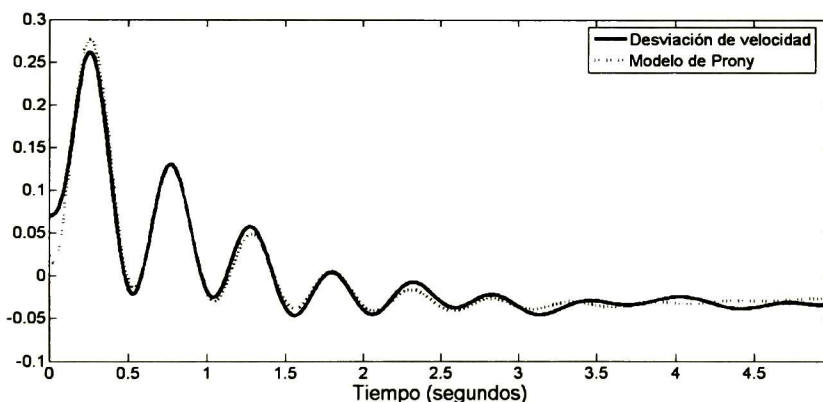


Figura 6.24. Desviación de velocidad del aerogenerador en el bus 6.

Se puede concluir que el modelo lineal representa en forma adecuada el comportamiento del sistema aún para variaciones grandes de operación.

6.4 Referencias

- [1] Análisis de Estabilidad Ante Pequeños Disturbios de los Generadores de Inducción en Sistemas Eléctricos de Potencia. *Tesis de Grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, DF, Enero, 2005.*
- [2] M. Klein, Rogers, J. G, P. Kundur, "A fundamental study of inter-area oscillations in power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.6, no.3, pp.914-921, Aug 1991.

Capítulo 7

Conclusiones

En este capítulo se resumen las principales aportaciones de este trabajo, se discuten los resultados obtenidos y se proponen nuevas líneas de investigación.

7.1 Conclusiones Generales

El trabajo desarrollado en esta tesis se ha centrado en la mejora y la aplicación de modelos dinámicos de aerogeneradores para el estudio de oscilaciones electromecánicas, tanto en el análisis de pequeña señal y de gran disturbio, así como el control de las oscilaciones. La representación de un parque eólico a través de un aerogenerador equivalente y el cálculo de sus condiciones iniciales también se han tratado.

El concepto de conexión de componentes de estado de los subsistemas de los modelos, ofrece la ventaja de analizar la respuesta del sistema en varias escalas de tiempo e incluir la presentación cualquier dispositivo dinámico de la red.

El estudio de la aplicación de los modelos a diferentes sistemas de prueba sugiere que:

1. Un modelo equivalente del parque eólico para el estudio de estabilidad electromecánica, no pierde la forma de los modos que interactúan en el sistema.
2. La aplicación de los modelos de los aerogeneradores con dispositivos de control de voltaje y potencia, muestra una mejora en el amortiguamiento de las oscilaciones.

7.2 Recomendaciones para trabajo futuro

Entre las áreas futuras de investigación identificadas en este trabajo se pueden mencionar las siguientes:

1. El análisis y el control de voltaje de área amplia de sistemas con aerogeneradores.
2. La incorporación en el análisis de dispositivos FACTS.
3. La obtención de funciones de transferencia de los aerogeneradores a partir de mediciones reales de parámetros y compararlos con los modelos desarrollados.



CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DE ESTUDIOS AVANZADOS DEL I.P.N. UNIDAD GUADALAJARA

El Jurado designado por la Unidad Guadalajara del Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional aprobó la tesis

Aportaciones al Modelado de Parques Eólicos para Estudios de Estabilidad Electromecánica

del (la) C.

José Ricardo YAM PISTÉ

el día 16 de Marzo de 2012.

Dr. Arturo Román Messina
Investigador CINVESTAV 3C
CINVESTAV Unidad Guadalajara

Dr. Federico Sandoval Ibarra
Investigador CINVESTAV 3B
CINVESTAV Unidad Guadalajara

Dr. Jaime Aroyo Ledesma
Profesor Investigador Titular A
Universidad de Colima, Campus:
Delegación Regional Num 4,
Coquimatlán



CINVESTAV - IPN
Biblioteca Central



SSIT0011162