Nuevas propuestas de resolución de
modelos electromecánicos de
aerogeneradores:
aplicación a problemas de agregación

TESIS DOCTORAL

Miguel Cañas Carretón

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial
Universidad Politécnica de Cartagena

Octubre 2013

Nuevas propuestas de resolución de
modelos electromecánicos de
aerogeneradores:
aplicación a problemas de
agregación

Autor

Miguel Cañas Carretón

Dirigida por los Doctores

Ángel Molina García

Emilio Gómez Lázaro

**Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial
Universidad Politécnica de Cartagena**

Octubre 2013

**CONFORMIDAD DE SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN DE DEPÓSITO DE
TESIS DOCTORAL POR EL/LA DIRECTOR/A DE LA TESIS**

D. Ángel Molina García y D. Emilio Gómez Lázaro, Directores de la Tesis doctoral
Nuevas propuestas de resolución de modelos electromecánicos de aerogeneradores:
aplicación a problemas de agregación.

INFORMAN:

Que la referida Tesis Doctoral, ha sido realizada por D. Miguel Cañas Carretón, dentro del
programa de doctorado ENERGÍAS RENOVABLES, dando nuestra conformidad para que
sea presentada ante la Comisión de Doctorado para ser autorizado su depósito.

La rama de conocimiento en la que esta tesis ha sido desarrollada es:

- ☐ Ciencias
- ☐ Ciencias Sociales y Jurídicas
- ☒ Ingeniería y Arquitectura

En Cartagena, a 16 de octubre de 2013

LOS DIRECTORES DE LA TESIS

Fdo.: Emilio Gómez Lázaro

Ángel Molina García

COMISIÓN DE DOCTORADO

**CONFORMIDAD DE DEPÓSITO DE TESIS DOCTORAL
POR LA COMISIÓN ACADÉMICA DEL PROGRAMA**

D. José Ramón García Cascales, Presidente de la Comisión Académica del Programa ENERGÍAS RENOVABLES.

INFORMA:

Que la Tesis Doctoral titulada, "*Nuevas propuestas de resolución de modelos electromecánicos de aerogeneradores: aplicación a problemas de agregación*", ha sido realizada, dentro del mencionado programa de doctorado, por D. Miguel Cañas Carretón, bajo la dirección y supervisión del Dr. Ángel Molina García y el Dr. Emilio Gómez Lázaro.

En reunión de la Comisión Académica de fecha 4 de Octubre de 2013, visto que en la misma se acreditan los indicios de calidad correspondientes y la autorización del Director de la misma, se acordó dar la conformidad, con la finalidad de que sea autorizado su depósito por la Comisión de Doctorado.

La rama de conocimiento por la que esta tesis ha sido desarrollada es:

- ☐ Ciencias
- ☐ Ciencias Sociales y Jurídicas
- ☒ Ingeniería y Arquitectura

En Cartagena, a 8 de octubre de 2013

EL PRESIDENTE DE LA COMISIÓN ACADÉMICA DEL PROGRAMA

Fdo: D. José Ramón García Cascales

COMISIÓN DE DOCTORADO

*La gota horada la piedra,
no por su fuerza sino por su constancia.*

Publio Ovidio Nasón

*A Rafael Cañas Navarro,
allá donde estés, te quiero papá.*

Agradecimientos

Un largo y arduo camino he recorrido hasta este momento que tantas veces pensé que no llegaría, este momento en el que poder expresar mis agradecimientos a todos los que me han ayudado a terminar mi tesis doctoral.

A Ángel Molina y Emilio Gómez, mis directores, por su confianza, sus consejos y conseguir extraer lo máximo de mí durante estos años.

A Sergio Martín y Andrés Honrubia y los demás compañeros del Área de Energía Eólica y Sistemas Eléctricos, por hacer tan agradable el lugar de trabajo y por esas charlas ya ocurrieran durante los cafés o de camino a los parques eólicos.

A Baldomero González, por sus ánimos para que no desistiera en mi objetivo de finalizar la tesis, ¿ves? ya la he acabado.

A mis compañeros del Área de Ingeniería Eléctrica, por las facilidades que me habéis dado para poder impartir clase sin que me quitara mucho tiempo de dedicación a la tesis.

A todos mis amigos del pueblo, por hacerme sentir como uno más cuando me junto con vosotros a pesar de estar meses sin veros.

A los programadores del proyecto GNU/Linux, por diseñar herramientas informáticas tan cómodas y de fácil acceso. A Antonio Vígueras, por ayudarme a aprovecharlas.

A mi familia, mi madre Antonia, mi hermano Rafael y mi hermana Gema, por hacerme sentir en la distancia que no estaba solo ante la adversidad y asumir mis ausencias. Espero poder veros más a menudo a partir de ahora.

Y por último a María, por su apoyo incondicional y paciencia durante estos duros años.

Resumen

Para una correcta operación y gestión de los sistemas eléctricos, los operadores necesitan disponer de modelos adecuados de las plantas de generación, tanto las basadas en recursos convencionales como las que explotan recursos renovables. En el caso del viento, su naturaleza aleatoria implica una cierta incertidumbre a la hora de predecir la energía disponible dentro de un horizonte temporal. Además, el tipo de modelo empleado para aerogenerador y parque eólico influye notablemente en la precisión de las estimaciones respecto a la energía eléctrica generada. Una posible solución para aumentar la exactitud de los modelos de parques eólicos es utilizar modelos individuales para simular el comportamiento de los aerogeneradores. Esta mejora conlleva habitualmente un elevado coste computacional, debido a dos factores principales: por un lado la complejidad del modelo, representado por un sistema no lineal de ecuaciones integro-diferenciales; y por otro, el empleo de técnicas de resolución basadas en métodos de integración numérica (técnicas que son empleadas por la mayoría de los programas informáticos de simulación). Para disminuir el coste computacional se suele recurrir a técnicas de agregación, basadas en la mayoría de casos en modelar un parque eólico mediante un número reducido de aerogeneradores equivalentes. Sin embargo, estas técnicas implican un desconocimiento de las variables particulares de cada aerogenerador, asumiendo un comportamiento medio para cada conjunto de éstos.

A partir de las soluciones hasta ahora exploradas, la presente tesis doctoral aporta un nuevo método de resolución de modelos de aerogenerador mediante técnicas analíticas y linealización *ad-hoc*. El método propuesto ofrece resultados muy similares a los programas informáticos comerciales de simulación, con la ventaja de un coste computacional significativamente menor sin la necesidad de aplicar técnicas simplificadoras de agregación. Todo el desarrollo se ha realizado en los entornos de MATLAB y Mathematica (programas informáticos empleados en el mundo académico y empresarial). A este respecto, se ha empleado un *script* que permite el trabajo colaborativo entre ambos programas. Dicho *script* ha sido íntegramente desarrollado en esta tesis doctoral al carecer de soporte oficial el intercambio de expresiones simbólicas entre ambos programas.

El método de resolución propuesto se ha particularizado a dos tipos de casos: (i) perfiles reales de viento incidentes en cada aerogenerador con un tiempo de simulación del orden de minutos; (ii) huecos de tensión con un tiempo de simulación del orden de segundos. Para este último caso se propone una variación del método de resolución, basado en emplear de forma coordinada técnicas analíticas y de integración numérica.

Abstract

For a proper operation and management of power systems, the transport system operators need to have adequate models of power plants, based on conventional and renewable resources. In the case of wind, its random nature implies a certain uncertainty in predicting the available energy within a timeframe. Furthermore, the type of model used for wind turbine and wind farm significantly affects the accuracy of the estimation for the energy generated. A possible solution to increase the accuracy of models of wind farms is to use individual models to simulate the behavior of wind turbines. This improvement usually entails a high computational cost, due to two main factors: firstly the complexity of the model, represented by a nonlinear system of integro-differential equations, and secondly, the use of solving techniques based on numerical integration methods (techniques widely used by most of the simulation software). To reduce the computational cost is often used aggregation techniques based in most cases equivalent models of wind turbines. However, these techniques involve a misunderstanding of the variables of each wind turbine, assuming an average behavior for each set of these.

From the solutions explored so far, this thesis provides a new method of solving wind turbine models by analytical techniques and ad-hoc linearization. The proposed method provides similar results that the commercial software simulation, with the advantage of a significantly lower computational cost without the need of employing aggregation techniques. All development is carried out in MATLAB and Mathematica environments (software used in both academic and corporate sectors). In this regard, it has been used a script that enables collaborative work between the two software. This script has been fully developed in this thesis due to the lack of official support for symbolic expressions exchange between both software.

The proposed solution method has been particularized for two types of cases: (i) real wind profile in each wind turbine with a simulation time of the order of minutes; (ii) voltage dips with a simulation time of the order of seconds. In the last case it is proposed a variation of the solving method, based on using analytical techniques and numerical integration in a coordinated way.

Índice

Agradecimientos	XIII
Resumen	XV
Abstract	XVII
Lista de acrónimos	XXIX
1. Introducción	1
1.1. Evolución histórica de la generación de energía eléctrica a partir del recurso eólico	1
1.2. Estado actual del sector eólico en España	4
1.3. Motivaciones y objetivos	8
1.4. Estructura de la tesis	10
2. Estado del arte	13
2.1. Introducción	13
2.2. Modelado de aerogeneradores	13
2.2.1. Generalidades	18
2.2.2. Modelado electro-mecánico	19
2.2.3. Modelado del control: convertidor y ángulo de pala	30
2.3. Modelos equivalentes de parques eólicos	34
2.4. Métodos de resolución	53
3. Modelo de aerogenerador equipado con DFIG	59
3.1. Introducción	59
3.2. Modelado de los componentes mecánicos	61
3.2.1. Captura de la energía del viento	61
3.2.1.1. Control del ángulo de pala	62
3.2.2. Transmisión mecánica	63
3.3. Modelado de los componentes eléctricos	66
3.3.1. Modelado del generador DFIG	66

3.3.1.1.	Ecuación mecánica	66
3.3.1.2.	Ecuaciones eléctricas (abc)	67
3.3.1.3.	Ecuaciones eléctricas ($dq0$)	72
3.3.1.4.	Potencia y par electromagnético	81
3.3.2.	Modelado del convertidor electrónico	83
3.3.2.1.	Conexión del convertidor con la red	85
3.3.2.2.	Crowbar	86
3.4.	Control del aerogenerador	87
3.4.1.	Curvas características de operación	88
3.4.2.	Sistemas de referencia para el control del convertidor	89
3.4.3.	Esquemas de control del convertidor	90
3.4.3.1.	Convertidor del lado del rotor	91
3.4.3.2.	Convertidor del lado de red	92
3.4.3.3.	Términos de compensación	94
3.4.4.	Modelado del control con alineación respecto al flujo de red	98
3.4.4.1.	Resumen del sistema de ecuaciones aerogenerador DFIG	98
3.4.4.2.	Ecuaciones de control	107
3.4.4.3.	Convertidor del lado de rotor	111
3.4.4.4.	Cálculo constantes de control	112
4.	Nuevas propuestas de resolución de modelos de aerogenerador	115
4.1.	Introducción	115
4.2.	Métodos de resolución analíticos	116
4.2.1.	Método de <i>variación de parámetros</i>	116
4.2.2.	Método de <i>matriz exponencial</i>	117
4.3.	Resolución analítica basada en linealizaciones locales	118
4.3.1.	Modelo DFIG de quinto orden	118
4.3.2.	Modelo DFIG de tercer orden	125
4.3.3.	Resolución analítica de la ecuación de la velocidad del generador	128
4.3.4.	Proceso detallado para la resolución analítica propuesta	131
4.4.	Resolución híbrida basada en cálculos simbólico-numéricos . .	133
5.	Casos de estudio y resultados	135
5.1.	Introducción	135
5.2.	Consideraciones sobre el software de simulación	136
5.3.	Caso de estudio 1: Simulaciones ante cambios de viento	138
5.3.1.	Caso 1.1: Evolución monótona de viento (I)	140

5.3.2.	Caso 1.2: Evolución monótona de viento (II)	141
5.3.3.	Caso 1.3: Evolución real de perfil de viento (I)	144
5.3.4.	Caso 1.4: Evolución real de perfil de viento (II)	144
5.3.5.	Diferencias método FDD <i>vs.</i> método ALL	144
5.3.6.	Coste computacional	147
5.4.	Caso de estudio 2: Respuesta dinámica ante huecos de tensión	152
5.4.1.	Caso 2.1: Estudio de hueco de tensión asimétrico . . .	153
5.4.2.	Caso 2.2: Estudio de hueco de tensión multietapa . . .	155
5.4.3.	Diferencias método FDD <i>vs.</i> método híbrido (HIB) . .	158
5.4.4.	Coste computacional	160
6.	Conclusiones, aportaciones y trabajos futuros	167
6.1.	Conclusiones	167
6.1.1.	Programas informáticos de simulación	168
6.1.2.	Estudios por variaciones de perfil de viento	169
6.1.3.	Estudios ante presencia de perturbaciones eléctricas .	170
6.2.	Aportaciones	172
6.3.	Trabajos futuros	173
I	Anexos	175
A.	Modelo aerogenerador DFIG en MATLAB/Simulink	177
B.	Ejemplos resolución analítica aerogenerador DFIG	185
B.1.	DFIG quinto orden	185
B.1.1.	Resolución mediante variación de parámetros	187
B.1.2.	Resolución mediante matriz exponencial	189
C.	Ecuaciones discretizadas del control de un aerogenerador DFIG	191
C.1.	Vectores espaciales y transformada $dq0$	191
C.1.1.	Vector espacial	191
C.1.2.	Transformada $dq0$	191
C.2.	Discretización de ecuaciones de control	192
Bibliografía		195

Índice de figuras

1.1. Ejemplos de molinos de viento.	2
1.2. Panorámicas del primer aerogenerador superior a 1 MW y del aerogenerador actual más potente.	3
1.3. Evolución del tamaño y potencia de los aerogeneradores comerciales, ($\varnothing$: diámetro rotor, A: altura torre, potencia dada en MW).	4
2.1. Escala temporal de los estudios dinámicos de sistemas eléctricos de potencia, tomada de Vázquez (2008) y modificada. . .	14
2.2. Configuraciones básicas de un aerogenerador. Tomada de Perdana (2008) y modificada.	15
2.3. Esquemas de dos de las tipologías más empleadas en aerogeneradores actualmente. Tomada con permiso de <i>Agentur für Erneuerbare Energien</i> y modificada.	16
2.4. Modos de operación de un aerogenerador DFIG.	17
2.5. Constantes de tiempo de diversos componentes y eventos en un sistema eléctrico, tomada de Perdana (2008) y modificada.	55
3.1. Góndola del aerogenerador DFIG modelo MM92 del fabricante REpower Systems. Obtenida de http://www.repower.de y modificada.	60
3.2. Esquema aerogenerador equipado con DFIG.	60
3.3. Evolución de C_p en función de λ y β	62
3.4. Ejemplo de curvas potencia-velocidad de giro.	63
3.5. Esquema control del ángulo de pala.	64
3.6. Distintos tipos de modelados de la parte mecánica del aerogenerador.	65
3.7. Modelo mecánico de dos masas del aerogenerador.	65
3.8. Esquema de un DFIG conectado a red.	67
3.9. Esquema de una máquina eléctrica teniendo en cuenta tan sólo una fase del estator y otra del rotor.	68
3.10. Circuitos del rotor y del estator de una máquina de inducción.	68

3.11. Circuito equivalente de una máquina DFIG.	72
3.12. Sistemas de referencia aplicadas en la máquina de inducción. . .	73
3.13. Sistema de referencia estator en la máquina de inducción. . .	74
3.14. Sistema de referencia rotor en la máquina de inducción. . . .	78
3.15. Circuito equivalente en coordenadas dq de un DFIG.	80
3.16. Ejemplo de comparación de comportamiento entre el modelo de quinto orden y el de tercer orden ante una falta de red, tomada de Ledesma (2001) y modificada.	82
3.17. Configuración típica de un convertidor empleado en un siste- ma DFIG.	84
3.18. Esquema del convertidor <i>back-to-back</i>	84
3.19. Modelo del filtro de red.	85
3.20. Esquema aerogenerador DFIG equipado con <i>crowbar</i>	86
3.21. Estructura del control realizado sobre un aerogenerador DFIG. .	87
3.22. Curvas características de control de un aerogenerador DFIG. .	88
3.23. Curvas características de funcionamiento de un aerogenerador DFIG.	89
3.24. Vectores espaciales del flujo estatórico y de la tensión de red. .	90
3.25. Esquema de control del convertidor del lado de rotor.	92
3.26. Esquema de control del convertidor del lado de rotor.	93
3.27. Esquema control convertidor del lado de red.	93
3.28. Esquemas de control.	95
3.29. Perfiles de viento.	97
3.30. Hueco trifásico.	97
3.31. Resultados velocidad generador y par eléctrico, perfil de viento escalonado.	99
3.32. Resultados tensión rotórica, perfil de viento escalonado. . . .	100
3.33. Resultados velocidad generador y par eléctrico, perfil de viento simulado.	101
3.34. Resultados tensión rotórica, perfil de viento simulado.	102
3.35. Esquema básico de un aerogenerador DFIG.	103
3.36. Circuito equivalente de un aerogenerador considerando DFIG 5 ^o orden.	103
3.37. Vectores espaciales del flujo estatórico y de la tensión de red. .	107
3.38. Sistema de referencia (d, q) alineado con el flujo del estator. .	108
3.39. Esquema del lazo de control de las intensidades rotóricas. . .	112
4.1. Esquemas de control.	120
4.2. Diagrama de la resolución analítica propuesta.	132
4.3. Esquemas de resolución híbrida y analítica.	134

5.1. Diagrama del <i>script</i> implementado en MATLAB para evaluar los casos de estudio.	139
5.2. Caso 1.1 ($\tau = 60$ s).	141
5.3. Caso 1.1 ($\tau = 60$ s), máx. diferencia FDD <i>vs.</i> ALL $\leq 8\%$. . .	141
5.4. Caso 1.1 ($\tau = 60$ s), máx. diferencia FDD <i>vs.</i> ALL $\leq 8\%$. . .	142
5.5. Caso 1.2: perfil de viento simulado y resultados de i_{rq} para ($\tau = [10, 18, 18, 14]$ s).	142
5.6. Caso 1.2: perfil de viento simulado para ($\tau = [10, 18, 18, 14]$). .	143
5.7. Caso 1.2: perfil de viento simulado ($\tau = [10, 18, 18, 14]$). . . .	143
5.8. Caso 1.3: viento real y i_{rq} ($\tau = [10, 18, 18, 14]$ s).	144
5.9. Caso 1.3: viento real ($\tau = [10, 18, 18, 14]$). i_{sd} , i_{sq} , i_{rd} y i_{rq} . . .	145
5.10. Caso 1.3: viento real ($\tau = [10, 18, 18, 14]$). T_e y ω_g	145
5.11. Caso 1.4: viento real y valores i_{rq} ($\tau = [6, 6, \dots, 6] = 60$ s). . .	145
5.12. Caso 1.4: viento real ($\tau = [6, 6, \dots, 6] = 60$ s). i_{sd} , i_{sq} , i_{rd} y i_{rq} . .	146
5.13. Caso 1.4: viento real ($\tau = [6, 6, \dots, 6] = 60$ s). T_e y ω_g	146
5.14. Caso 1.3 asumiendo $\tau = 60$ s: Costes computacionales variando número de aerogeneradores y Δt	149
5.15. Caso 1.3: Costes computacionales variando número de aerogeneradores y $\Delta t = 10^{-2}$	150
5.16. Caso 1.3: Costes computacionales variando número de aerogeneradores y $\Delta t = 10^{-3}$	150
5.17. Caso 1.4: Costes computacionales variando número de aerogeneradores y $\Delta t = 10^{-2}$	151
5.18. Caso 1.4: Costes computacionales variando número de aerogeneradores y $\Delta t = 10^{-3}$	151
5.19. Esquema de la solución híbrida propuesta considerando $\tau = [\tau_1, \tau_2, \tau_3]$ con $\tau_2 \ll \tau_1 \approx \tau_3$	152
5.20. Caso 2.1: perfil de tensiones del estator.	153
5.21. Caso 2.1: Intensidades estator y rotor comparación FDD <i>vs.</i> HIB.	154
5.22. Caso 2.1: velocidad del viento y velocidad del generador ω_g . . .	155
5.23. Caso 2.1: u_{rd} , u_{rq} , P_m y Q_m , FDD <i>vs.</i> HIB.	156
5.24. Caso 2.2: perfil de tensiones del estator.	156
5.25. Caso 2.2 Intensidades del estator y del rotor.	157
5.26. Caso 2.2: velocidad del viento y velocidad del generador ω_g . . .	158
5.27. Caso 2.2: u_{rd} , u_{rq} , P_m y Q_m , FDD <i>vs.</i> HIB.	159
5.28. Costes comp. por intervalos temporales, 40 aerogeneradores. . .	161
5.29. Costes comp. por intervalos temporales, 80 aerogeneradores. . .	162
5.30. Costes comp. por intervalos temporales, 160 aerogeneradores. . .	163

5.31. Costes computacionales globales para el caso 2.1 y caso 2.2 variando el número de aerogeneradores y el paso de tiempo Δt en segundos considerado.	164
6.1. Esquema de la metodología empleada.	168
A.1. Esquema básico de un aerogenerador DFIG.	177
A.2. Esquema modelo aerogenerador DFIG.	178
A.3. Esquema modelo generador DFIG de quinto orden.	179
A.4. Esquema modelo generador DFIG de tercer orden.	180
A.5. Esquema modelo RSC.	181
A.6. Esquema control potencia reactiva (Q-control).	181
A.7. Esquema control potencia activa RSC (P-control).	182
A.8. Esquemas modelos aerodinámico y mecánico.	183

Índice de tablas

1.1. Evolución potencia eólica instalada en Europa en 2012. Fuente: EWEA (2013), consultado en octubre de 2013.	6
1.2. Potencia eólica instalada por comunidades autónomas en 2012. Fuente: AEE (2013), consultado en octubre de 2013.	7
3.1. Coste computacional (diferencias respecto al Caso 1).	98
5.1. Parámetros del aerogenerador DFIG de 2 MW.	136
5.2. Diferencias máximas y cuadráticas medias entre FDD y ALL, expresadas en pu.	147
5.3. Coste computacional (seg.) — Caso 1.3 con $\tau = 60$ s.	148
5.4. Coste computacional (seg.) — Caso 1.3 con $\tau = [10, 18, 18, 14]$ s.	149
5.5. Coste computacional (seg.) — Caso 1.4 con $\tau = [6, \dots, 6]$ s.	149
5.6. Diferencias máximas y cuadráticas medias entre FDD y el método HIB, expresadas en pu.	158

Lista de acrónimos

ALL	<i>Analytic ad-hoc Local Linealization</i> , linealización local específica analítica
AS	<i>Analytic Symbolic</i> , analítico simbólico
ASE	<i>Analytic Symbolic Evaluation</i> , evaluación numérica del analítico simbólico
DFIG	<i>Double Fed Induction Generator</i> , generador de inducción doblemente alimentado
FDD	<i>Finite-Difference Discretization</i> , discretización de diferencias finitas
FEM	<i>Finite Element Method</i> , método de los elementos finitos
HIB	<i>Hybrid</i> , método híbrido (ALL + FDD)
PCC	<i>Point of Common Coupling</i> , punto de conexión a red del parque eólico
PI	<i>Proportional-Integral</i> , controlador proporcional-integral
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i> , lazo de seguimiento de fase
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i> , generador síncrono de imanes permanentes
RMSD	<i>Root Mean Square Differences</i> , diferencias cuadráticas medias
RSC	<i>Rotor Side Converter</i> , convertidor del lado del rotor
SCIG	<i>Squirrel Cage Induction Generator</i> , generador de inducción de jaula de ardilla

Capítulo 1

Introducción

1.1. Evolución histórica de la generación de energía eléctrica a partir del recurso eólico

Se denominan energías renovables a aquellos recursos energéticos basados en fuentes naturales que se asumen virtualmente inagotables, ya sea por la inmensidad de la energía disponible o por la capacidad de regeneración natural. La energía eólica, como la mayoría del resto de energías renovables, tiene su origen en el Sol. La radiación solar, de naturaleza electromagnética, cuando alcanza la atmósfera de la Tierra es absorbida de forma irregular por las distintas capas y, debido a la curvatura de la superficie terrestre, los rayos solares inciden con una inclinación menor cuanto más baja es la latitud. Esto provoca la existencia de masas de aire con diferentes temperaturas, lo que da lugar a diferencias de densidad y presión. Estas diferencias de presión, junto a las fuerzas originadas por la rotación de la Tierra, provoca que las masas de aire se desplacen de forma vertical y lateral de las zonas de mayor presión a las de menor. Este desplazamiento es en lo que consiste el fenómeno meteorológico denominado "viento". Según la asociación danesa de la industria eólica, DWIA (2013), se estima que entre el 1 % y el 2 % de la energía proveniente del Sol se convierte en energía cinética contenida en el viento. Esta cantidad cubriría con creces la demanda de energía primaria mundial anual. Obviamente no se puede aprovechar al 100 % la energía eólica, debido a los límites propios de la naturaleza, disponibilidad de superficie terrestre para la construcción de parques eólicos y la eficiencia de la tecnología actual. En un estudio reciente, de Castro *et al.* (2011), se estima en 1 TW la máxima potencia eléctrica que se podría obtener del viento, teniendo en cuenta las restricciones citadas anteriormente.

La energía del viento ha sido aprovechada desde los albores de la civilización humana para el transporte mediante barcos de vela y la molienda de cereales mediante molinos de viento. A partir del siglo XV los molinos

(a) Molino de viento de múltiples palas, típico de EE. UU. a finales siglo XIX y principios del XX. Fuente: <http://www.aermotorwindmill.com>

(b) Molinos de viento de seis y cuatro palas empleados por Poul la Cour, principios siglo XX, Askov, Dinamarca. Fuente: *Danish Wind Industry Association*.

Figura 1.1: Ejemplos de molinos de viento.

de viento empezaron a tener otras aplicaciones, como por ejemplo el bombeo de agua subterránea, el prensado de semillas para obtener aceite y su uso en aserraderos. A finales del siglo XIX, en diversos países como Suecia, Dinamarca y EE. UU. empezaron a aparecer diseños de pequeños aerogeneradores que producían electricidad en corriente continua. Estas aplicaciones se encontraban en zonas rurales o lugares aislados, como granjas o pequeñas poblaciones. A pesar de ello, todavía no existía ninguna referencia clara a nivel técnico o académico de cómo implementar los diseños de aerogeneradores. La falta de estandarización o intercambio de ideas limitaba considerablemente el uso masivo de la energía eólica para la producción de energía eléctrica. En el periodo de 1891 a 1908 el profesor danés Poul la Cour, originalmente formado como meteorólogo, realizó una serie de experimentos relacionados con los molinos de viento auspiciado por el gobierno de Dinamarca. Estos experimentos demostraron que, para captar la máxima energía del viento o girar a máxima velocidad, el modelo con un elevado número de palas (ver figura 1.1a) no era competitivo respecto a los molinos de viento de cuatro o seis brazos (ver figura 1.1b). Por último, añadir que el profesor Poul la Cour fue de los primeros investigadores en plantear la posibilidad de emplear la energía del viento para la generación de la energía eléctrica conectada a red. En una época, principios del siglo XX, en el que el uso de la electricidad empezó a tomar relevancia en casos como la iluminación y transporte en las principales ciudades.

El trabajo realizado por el profesor Poul la Cour inspiró a otros autores a realizar publicaciones relacionadas con la energía eólica, por ejemplo Powell (1910). Hasta la década de los 30 del siglo XX no se construyó el primer aerogenerador cuya potencia nominal superara los 100 kW, se realizó en la antigua URSS. Una década más tarde, en el contexto de la Segunda

(a) Aerogenerador Smith-Putnam, potencia de 1,25 MW, 1941. Fuente: <http://www.wind-works.org>

(b) Aerogenerador E-126 de Enercon, potencia de 7,5 MW, 2010. Fuente: <http://www.enercon.de>

Figura 1.2: Panorámicas del primer aerogenerador superior a 1 MW y del aerogenerador actual más potente.

Guerra Mundial, se construyó en EE. UU. el primer aerogenerador conectado a red cuya potencia nominal era superior a 1 MW. La potencia nominal exactamente era de 1,25 MW, constaba de dos palas, control del *pitch* (control del ángulo de incidencia del viento respecto a la pala) y fue construido por Putnam. Debido a un fallo estructural en una de sus palas tan sólo llegó a funcionar aproximadamente durante 1100 horas. Dicho fallo se conocía de antemano, pero la escasez de recursos debido a la contienda bélica no permitió realizar la reparación necesaria. En la figura 1.2a se muestra una panorámica del comentado aerogenerador.

Hubo que esperar del orden de 40 años para que se volviera a prestar atención a la idea de conectar a la red eléctrica grandes aerogeneradores. Este retorno al interés sobre los aerogeneradores se debió a una serie de circunstancias, como por ejemplo el gran desarrollo de la electrónica de estado sólido, la disponibilidad de mejores materiales, los avances en la computación digital y las crisis energéticas de la década de los 70 del siglo XX. Estas crisis energéticas hicieron volver la mirada a nuevas fuentes de energía, incentivando así el desarrollo de tecnologías asociadas a su aprovechamiento.

En los últimos 20 años, el tamaño y potencia de los aerogeneradores ha evolucionado de forma considerable, en la figura 1.3 se muestra una comparativa de dicha evolución. En la citada figura se muestran aerogeneradores de distintas tipologías, tanto de velocidad fija como de velocidad variable. Es

Figura 1.3: Evolución del tamaño y potencia de los aerogeneradores comerciales, ($\varnothing$: diámetro rotor, A: altura torre, potencia dada en MW).

destacable la gran diferencia entre la altura máxima (torre más pala) aproximada de 42 metros en 1992 a los 198 metros en 2010 del modelo E-126 de la empresa alemana Enercon, la figura 1.2b muestra una panorámica de dicho modelo. Lo mismo ocurre con la potencia nominal de ambos aerogeneradores, 0,3 MW en el caso del WM28 y 7,5 MW en el del E-126.

1.2. Estado actual del sector eólico en España

A pesar de la crisis económica mundial que se desató en 2008, cuyos efectos a día de hoy todavía son palpables, el ritmo de instalación de nuevos parques eólicos no ha dejado de crecer a nivel global. Hay que resaltar que en los dos últimos años los países emergentes, con China a la cabeza, están adquiriendo cierta relevancia respecto a regiones de mayor tradición eólica como Europa y EE. UU., a la hora de la construcción de nuevos parques.

Según el consejo mundial de energía eólica (GWEC), a finales de 2012 se tiene constancia en torno a 282 GW de potencia eólica instalada. Con China como país destacado con 75,3 GW (26,6 % del total), seguido de EE. UU. con 60 GW (21,2 %), tercero Alemania con 31,3 GW (11 %), España cuarta con 22,8 GW (8 %) e India en quinta posición con 18,4 GW (6,5 %).

Europa ha sido una de las grandes pioneras en el desarrollo de la producción de energía eólica. Es por ello que una gran parte de los principales fabricantes de aerogeneradores o partes importantes de los mismos sean europeos: Vestas en Dinamarca, Gamesa en España, Enercon y Siemens en Alemania. Tampoco es casualidad que los países citados anteriormente se encuentren entre las primeras posiciones respecto al mayor número de aerogeneradores instalados a nivel europeo, ver la tabla 1.1, siendo Alemania quien se encuentra a la cabeza, España en segundo lugar y Dinamarca, que

aunque ha sido superada por países como Reino Unido, Italia y Francia, sigue creciendo a pesar de su limitado espacio de superficie en tierra disponible para la instalación de parques gracias a la eólica marina.

En España la energía eólica es el tipo de generación basado en recurso renovable que más se ha desarrollado en la pasada década, adquiriendo una importancia considerable dentro del balance energético español en los últimos años. A fecha de 1 de enero de 2013 hay un total aproximado de 22,8 GW de potencia eólica instalada en España según los datos proporcionados por Red Eléctrica de España, el operador del sistema eléctrico español. Se produjo un incremento aproximado de 1,1 GW respecto a la potencia instalada a fecha de 1 de enero de 2012, siendo el cuarto país europeo con el mayor crecimiento a lo largo del año 2012, tras Alemania, Reino Unido e Italia, con unos incrementos de 2,4, 1,9 y 1,3 GW respectivamente. Con estos datos se pone de manifiesto que el sector eólico español ha cubierto los objetivos marcados en el Plan de Energías Renovables 2005-2010, cuya principal meta era alcanzar los 20,1 GW de potencia eólica instalada. Este gran éxito se ha logrado en base a la normativa favorable que ha regulado al sector y a la importante iniciativa empresarial. Todo ello ha convertido a España en uno de los referentes mundiales en relación a la tecnología y explotación del aprovechamiento del recurso eólico.

La energía eólica es actualmente el tercer tipo de generación eléctrica en España, tras el gas y la nuclear. Según datos aportados por la Asociación Empresarial Eólica (AEE (2013)), en el año 2012 la energía eólica cubrió el 17,4 % de la demanda eléctrica de España tras generar 48 106 GWh. Además, España es el cuarto país a nivel mundial en potencia eólica instalada, con 22,8 GW (8 % del total mundial), existen del orden de 27 000 empleos directos en un sector que exporta tecnología por valor de 1893 millones de euros al año y que aporta directa e indirectamente 2 623 millones de euros al PIB nacional, lo que representa un 0,24 %, AEE (2013).

En los últimos años el Gobierno de España ha tomado una serie de decisiones respecto a la retribución de las plantas de generación basadas en energías renovables que ha sembrado de incertidumbre el futuro del sector. En febrero de 2013 se aprobó el Real Decreto-Ley 2/2013 con efectos retroactivos que elimina la posibilidad de acogerse a la opción de mercado más prima (lo que afecta a más del 80 % de los parques eólicos españoles). Además, se comenzó a aplicar la Ley de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética, cuyo objetivo es atajar el déficit de tarifa, que conlleva la aplicación de un impuesto del 7 % sobre la generación. La aplicación del RDL 2/2013 provocó que la prima en enero 2013 tuviera un valor de 3,88 céntimos de euro por kWh, un 7,2 % menos que el valor en enero 2012 (4,187 cent. de euro por kWh) pero al sumar el efecto del citado impuesto del 7 % sobre la producción eléctrica provocó que el descenso real fuera del 21,4 % (3,292 cent. de euro por kWh), AEE (2013).

PAÍSES	POTENCIA INSTALADA UE (MW)		
	FINAL 2011	INSTALADO 2012	FINAL 2012
Alemania	29 071	2 415	31 308
España	21 674	1 122	22 796
Reino Unido	6 556	1 897	8 445
Italia	6 878	1 273	8 144
Francia	6 807	757	7 564
Portugal	4 379	145	4 525
Dinamarca	3 956	217	4 162
Suecia	2 899	846	3 745
Polonia	1 616	880	2 479
Países Bajos	2 272	119	2 391
Rumanía	982	923	1 905
Grecia	1 634	117	1 749
Irlanda	1 614	125	1 738
Austria	1 084	296	1 378
Bélgica	1 078	297	1 375
Bulgaria	516	168	684
Hungría	329	0	329
Finlandia	199	89	288
Estonia	184	86	269
República Checa	217	44	260
Lituania	179	46	225
Chipre	134	13	147
Letonia	48	21	68
Luxemburgo	45	0	45
Eslovaquia	3	0	3
Eslovenia	0	0	0
Malta	0	0	0
TOTAL UE-27 (marina)	3 827	1 166	4 993
TOTAL UE-27 (marina y terrestre)	94 352	11 895	106 040

Tabla 1.1: Evolución potencia eólica instalada en Europa en 2012. Fuente: EWEA (2013), consultado en octubre de 2013.

Comunidad autónoma	Potencia instalada en 2012 (MW)	% sobre el total instalado en 2012	Potencia acumulada al cierre de 2012 (MW)	% sobre el total	Nº de parques
Castilla y León	277,5	25,0 %	5 510,6	24,18 %	236
Castilla La Mancha	70,8	6,4 %	3 806,5	16,71 %	139
Galicia	31,4	2,8 %	3 311,5	14,53 %	156
Andalucía	196,3	17,7 %	3 263,2	14,32 %	149
Aragón	83	7,5 %	1 893,3	8,31 %	87
Cataluña	256,7	23,1 %	1 258,1	5,52 %	45
Com. Valenciana	19	1,7 %	1 189,0	5,22 %	38
Navarra	3	0,3 %	979,9	4,30 %	47
Asturias	84	7,6 %	512,5	2,25 %	20
La Rioja	0	0 %	446,6	1,96 %	14
Murcia	72	6,5 %	262,0	1,15 %	14
Canarias	18,2	1,6 %	160,1	0,70 %	54
País Vasco	0	0 %	153,3	0,67 %	7
Cantabria	0	0 %	35,3	0,15 %	3
Baleares	0	0 %	3,7	0,02 %	46
TOTAL	1 111,8		22 785,5		1 055

Tabla 1.2: Potencia eólica instalada por comunidades autónomas en 2012. Fuente: AEE (2013), consultado en octubre de 2013.

Para evaluar el impacto de estas decisiones en el sector eólico español, basta reseñar que sólo la aplicación del RDL 2/2013 reduciría los incentivos anuales del sector en torno al 15 %, los ingresos totales anuales se reducirían en 600 millones de euros en 2013 y se estima que hasta 2020 la reducción ascendería en torno a 6000 millones de euros, AEE (2013).

La última decisión del Gobierno de España respecto al sector, a fecha de realización de la presente tesis doctoral, consiste en la aprobación de el Real Decreto-Ley 9/2013 el 12 de julio de 2013, con el objetivo de adoptar medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Entre otras medidas, se elimina el sistema de primas a la producción de energía eólica y se establece un complemento a la inversión basado en un criterio arbitrario sobre la rentabilidad razonable para toda la vida útil de una instalación. Además, este RDL tiene efecto retroactivo, afectando a los parques en funcionamiento actualmente.

El conjunto de actuaciones aplicadas por el Gobierno de España, sobre todo por su carácter retroactivo, ha supuesto la aparición de riesgo de colapso financiero de los promotores de parques eólicos actualmente en explotación. Esto ha provocado una generación de desconfianza jurídica por parte de inversores, nacionales como internacionales, así como la pérdida de liderazgo tecnológico mundial de España en el sector eólico.

1.3. Motivaciones y objetivos

Como se ha indicado en el apartado anterior, la generación de energía eléctrica basada en el recurso eólico ha adquirido cierta relevancia a nivel mundial en los sistemas eléctricos. De hecho, se ha pasado de los 13,6 GW de potencia eólica instalada a finales de 1999 a 282 GW a finales de 2012, GWEC (2013). Casi todos los aerogeneradores están conectados a grandes sistemas eléctricos, existiendo casos minoritarios de conexión a sistemas aislados, como por ejemplo las Islas Canarias y las Islas Feroe. Además de este crecimiento, también es destacable el afianzamiento de un sector cuyos números significativos en términos económicos y sociales describen la magnitud e importancia a nivel global, con más de 8 400 millones de euros invertidos en proyectos de construcción de parques que se iniciaron a lo largo de 2011, MCG (2012).

La principal base del desarrollo alcanzado por el sector eólico es la tecnología asociada a los aerogeneradores, que ha conseguido unos índices de competitividad adecuados para la producción de energía eléctrica a nivel industrial. Por tanto, las compañías eléctricas y empresas promotoras han llevado a cabo proyectos de parques eólicos a gran escala, como una alternativa atractiva respecto a las centrales convencionales de generación. Estos proyectos se han realizado en el marco de las políticas energéticas e incentivos ofrecidos en algunos países como Alemania y España. Debido a estas políticas, enmarcadas en el Horizonte 2020 de la Unión Europea, las fuentes de energía renovables en general adquieren una importancia destacada en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y en el aumento de la independencia energética de un país. La integración de la generación distribuida en el sistema eléctrico ofrece beneficios técnicos, medioambientales y económicos, tanto para las empresas eléctricas como para la sociedad en su conjunto, Jenkins (1995); Bayegan (2001); Dugan y McDermott (2002).

Debido al incremento de la penetración de la energía eólica en los sistemas eléctricos de energía, muchos de los operadores de sistemas eléctricos están imponiendo a los parques eólicos requerimientos adicionales para integrarlos con las centrales clásicas, Elfrakt System y Eltra (2004); REE (2006) y Tsili y Papathanassiou (2009). Concretamente, estos requerimientos imponen generación ininterrumpida en presencia de perturbaciones en el sistema eléctrico, participación en la regulación del sistema, además de limitar en la capacidad de potencia activa y reactiva generada por los parques eólicos, es decir, que los parques eólicos se comporten de forma similar a un generador síncrono desde el punto de vista de integración en la red, Seman (2006). Evitar la desconexión de parques eólicos es particularmente importante para mantener la estabilidad de la tensión, especialmente en zonas con alta concentración de generación eólica, Ledesma (2001). Hasta hace relativamente poco tiempo, una práctica usual era desconectar los aerogeneradores cuando la tensión en

el punto de conexión del parque a la red descendía a valores entre el 80 % y el 90 % del valor nominal, Gómez-Lázaro *et al.* (2007). En países con elevada penetración eólica esa práctica a día de hoy es inviable, ya que la desconexión de los aerogeneradores debido a perturbaciones del sistema eléctrico puede poner en riesgo la estabilidad del sistema, contribuyendo a la amplificación de la perturbación, Abbey y Joos (2005); Bollen *et al.* (2005).

Por lo comentado hasta ahora, es necesario disponer de modelos que describan el comportamiento de un aerogenerador o conjunto de aerogeneradores (parque eólico o agrupaciones de parques eólicos), en distintas situaciones y evaluar las mejores estrategias a emplear ante ellas. Los modelos han de permitir estimar de forma precisa la respuesta de un parque o conjuntos de parques en distintos escenarios de operación del sistema eléctrico. Ofreciendo resultados adecuados y fiables del estado esperado de los parques eólicos. En lo que se refiere a las técnicas de resolución habitualmente integradas en parques de simulación comerciales, éstas se basan en métodos de integración numérica, que en el caso de modelos detallados son capaces de proporcionar resultados fiables pero a costa de un elevado coste computacional. Por ello, algunos operadores de sistemas eléctricos, como Red Eléctrica de España, disponen de modelos simplificados de parques eólicos para poder estimar la energía eléctrica producida con un coste computacional menor, pero con un margen de error mayor que en el caso del modelo detallado. Como respuesta a disponer de modelos cada vez más precisos de estimación de parques eólicos, se ha de alcanzar un compromiso entre el nivel de detalle del modelo y el coste computacional, lo que conlleva el sacrificio de precisión en los resultados en aras de obtenerlos en un tiempo razonable. En este escenario, bajo estas necesidades de modelado, la presente tesis doctoral explora nuevos métodos de resolución de modelos de aerogeneradores, con el objeto de resolver modelos de parques eólicos formados por modelos de aerogeneradores individuales, manteniendo aproximadamente la precisión de las técnicas de integración numérica pero con un coste computacional menor. Así, se plantea una alternativa al uso de modelos simplificados de parques eólicos en los que las variables particulares de cada aerogenerador no son simuladas y sólo se tiene información de lo que ocurre a nivel de parque. Tomando como referencia esta motivación inicial, los objetivos de esta tesis doctoral se pueden desglosar en los siguientes puntos:

- Planteamiento de una nueva metodología de resolución analítica basada en una linealización *ad-hoc* del modelo de aerogenerador, para su empleo en simulaciones con un elevado número de aerogeneradores.
- Evaluación de la metodología analítica propuesta a través de diversos casos de estudio basados en variaciones de perfiles de viento, tanto simulados como reales. Comparación de los resultados obtenidos respecto a la metodología clásica, basada en integración numérica. Análisis de

los costes computacionales de la metodología propuesta y la clásica, ante la variación del paso de integración y del número de aerogeneradores considerados en el modelo a simular.

- Evaluación de la metodología analítica propuesta a través de diversos casos de estudio basados en perturbaciones eléctricas reales, registradas a nivel del aerogenerador. Al igual que en el punto anterior, comparación de los resultados obtenidos respecto a la metodología clásica y evaluación de los costes computacionales ante la variación del paso de integración y del número de aerogeneradores.

1.4. Estructura de la tesis

La presente tesis doctoral está dividida en seis capítulos más tres anexos. Previo a esta organización se presenta un breve resumen de la temática investigada así como los índices del documento. Finalmente, se ha dispuesto una lista bibliográfica con las fuentes consultadas.

En este primer capítulo se ha presentado una breve reseña histórica sobre el aprovechamiento del recurso eólico para generar electricidad. También se ha indicado la situación de la energía eólica en España y a nivel mundial, resultando ser uno de los tipos de generación eléctrica que más ha incrementado su presencia en los sistemas eléctricos en los últimos años. A partir de ahí, se han comentado las razones que han motivado la presente investigación, así como los objetivos perseguidos.

En el capítulo segundo se realiza un estado del arte sobre el modelado de aerogeneradores y parques eólicos. Con este capítulo se muestra la gran disparidad de modelos de aerogenerador y parques eólicos disponibles. Se describen brevemente los métodos de integración numérica y se comprueba que son empleados mayoritariamente por los programas informáticos de simulación.

Las ecuaciones que gobiernan el comportamiento de un aerogenerador equipado con un generador de inducción doblemente alimentado son estudiadas con detalle en el capítulo tercero. Se describen tanto las ecuaciones de los elementos que forman el aerogenerador como del sistema de control.

En el capítulo cuarto se reescribe en forma de espacios de estados el modelo del aerogenerador descrito en el capítulo tercero. Este modelo es resuelto empleando métodos analíticos mediante linealización *ad-hoc* para la resolución de forma aproximada de los modelos de aerogeneradores ante variaciones de viento. Para el caso de perturbaciones eléctricas, se propone una variación de la resolución propuesta basada en el uso coordinado de métodos analíticos y de integración numérica, denominado método híbrido.

En el capítulo quinto se particulariza los métodos de resolución propuestos a dos casos: (i) perfiles de viento incidentes en cada aerogenerador con

un tiempo de simulación del orden de minutos; (ii) huecos de tensión con un tiempo de simulación del orden de segundos.

En el capítulo sexto se resumen las conclusiones obtenidas, se indican las aportaciones realizadas en base al trabajo desarrollado en esta tesis doctoral así como las publicaciones y se plantean los trabajos futuros.

Por último, en el primero de los tres anexos se muestran los diagramas de bloques del modelo de aerogenerador implementado en MATLAB/Simulink, en el segundo anexo se describe un ejemplo numérico de la resolución analítica del modelo de un aerogenerador y finalmente, en el tercer anexo se muestra el desarrollo de las ecuaciones de control de un aerogenerador discretizadas que han sido implementadas en MATLAB.

Capítulo 2

Estado del arte

2.1. Introducción

En este capítulo se realiza un estado del arte sobre el modelado electromecánico de aerogeneradores, tanto para estudios de estabilidad como de transitorios. A modo de introducción, en el apartado 2.2 se describe brevemente el funcionamiento de un aerogenerador y las configuraciones más empleadas en la actualidad. En ese mismo apartado se comentan los trabajos realizados respecto al modelado electromecánico del aerogenerador y se resumen las aportaciones realizadas en el campo de estrategias de control. En el apartado 2.3 se comentan los aportes realizados hasta la fecha en la representación del comportamiento de parques eólicos mediante modelos equivalentes. Por último, en el apartado 2.4 se definen las categorías de métodos de integración numérica y se comentan sus diferentes características.

2.2. Modelado de aerogeneradores

El incremento notable de potencia eólica instalada a nivel global en los últimos 15 años (de los 7,6 GW instalados en 1996 a los casi 290 GW en 2012, GWEC (2013)) ha llevado consigo el desarrollo de estudios relacionados con la energía eólica. Estos estudios abarcan temas como la evaluación de sistemas eléctricos con elevada presencia eólica, que hasta principios del siglo XXI no se habían abordado.

Este tipo de estudios se clasifican en función de la escala de tiempos característicos de los fenómenos a evaluar, véase la figura 2.1. En la citada figura se pueden observar fenómenos que transcurren en el orden de micro a milisegundos, como son los transitorios debido al accionamiento de interruptores, la caída de rayos sobre la red o el funcionamiento de electrónica de potencia. Por otro lado, existen otros fenómenos como las fluctuaciones de viento que se suceden durante un marco temporal del orden de minutos

Figura 2.1: Escala temporal de los estudios dinámicos de sistemas eléctricos de potencia, tomada de Vázquez (2008) y modificada.

u horas, Slootweg y Kling (2004) y Kundur *et al.* (2004).

A continuación se realiza una breve descripción de las distintas tipologías de aerogeneradores de eje horizontal tri-pala empleados en el sector. Uno de los componentes principales que diferencian un tipo de aerogenerador de otro es el generador eléctrico, que consiste en una máquina eléctrica rotativa funcionando como generador que convierte la energía mecánica aplicada en su eje giratorio (rotor) en energía eléctrica en los terminales ubicados en la carcasa (estator), Kundur (1994). A partir de este punto del documento, a este tipo de máquina eléctrica se referirá como generador. En la figura 2.2 se muestran las tipologías básicas de los aerogeneradores y su conexión a red. Aparecen tres tipos distintos de generador: SCIG que representa el generador de inducción de jaula de ardilla (*Squirrel-Cage Induction Generator*), DFIG el generador de inducción doblemente alimentado (*Double Fed Induction Generator*) y PMSG el generador síncrono de imanes permanentes (*Permanent Magnet Synchronous Generator*). Se ha optado por mantener las iniciales anglofonas a la hora de referirse a los tipos de generador, debido a que es la nomenclatura adoptada en la mayor parte de la literatura disponible sobre este campo. En este capítulo se realiza una descripción breve de las características de cada uno de estos generadores, para una información más detallada sobre los principios físicos de construcción y de funcionamiento de los mismos véase Kundur (1994) y Krause *et al.* (2002).

En el caso *a)* de la figura 2.2, se muestra un aerogenerador equipado con un SCIG conectado a la red a través del estator, con el rotor cortocircuitado y cuenta con un banco de condensadores que aporta la potencia reactiva necesaria para el funcionamiento del generador y mejorar el factor de potencia.

a) Aerogenerador equipado con SCIG, velocidad fija.

b) Aerogenerador equipado con DFIG, velocidad variable.

c) Aerogenerador equipado con PMSG ó SCIG, velocidad variable.

Figura 2.2: Configuraciones básicas de un aerogenerador. Tomada de Perdana (2008) y modificada.

Este tipo de configuración tiene el inconveniente de que el rango de trabajo es tan solo entre un 1 % y un 3 % por encima de la velocidad de sincronismo (1500 revoluciones por minuto en el caso de un generador de dos pares de polos conectado a una red eléctrica cuya frecuencia sea de 50 Hz, Hansen (2008)).

El caso *b)* de la misma figura se trata de un aerogenerador equipado con un DFIG. El estator del generador está conectado directamente a red y el rotor del generador está conectado a la red a través de un convertidor *back-to-back*, dimensionado al 30 % de la potencia nominal del generador. La actuación del convertidor permite ampliar el rango de operación del aerogenerador, usualmente entre 900–2000 rpm, Perdana (2008).

Figura 2.3: Esquemas de dos de las tipologías más empleadas en aerogeneradores actualmente. Tomada con permiso de *Agentur für Erneuerbare Energien* y modificada.

En el caso *c*), el estator del generador está conectado a la red a través de un convertidor *back-to-back* dimensionado al 100 % de la potencia nominal del aerogenerador y el rotor está cortocircuitado. El generador puede ser tanto un SCIG como un PMSG y el elemento que representa a la multiplicadora está rodeado por un rectángulo de línea discontinua para indicar que existen configuraciones con y sin ese elemento mecánico. El rango de operación es similar al del DFIG, permite generar tanto a velocidades de viento bajas (un valor típico puede ser a partir de 3 m/s) como a velocidades elevadas (en torno a 25 m/s es un valor aportado por varios fabricantes), lo que se traduce en un amplio rango de velocidad de giro del rotor. Para más información respecto a las diferencias entre las configuraciones de un aerogenerador se puede consultar Li y Chen (2008), donde se realiza un estudio comparativo más extenso respecto al mostrado en esta tesis doctoral.

En la figura 2.3 se muestran los componentes principales de las configuraciones *b*) y *c*) de la figura 2.2, DFIG con multiplicadora y PMSG sin multiplicadora respectivamente. Estas configuraciones son las más empleadas en el caso de aerogeneradores de potencia mayor de 1 MW. Las principales diferencias entre ambas consisten en el tipo de generador, en el tamaño del convertidor (30 % de la potencia nominal del generador para el caso del DFIG y 100 % para el caso del PMSG) y en la presencia de una multiplicadora que conecta el eje del rotor de las palas (eje de baja velocidad) con el eje del generador (eje de alta velocidad). El hecho de no emplear multiplicadora implica una mayor robustez, menor peso, menor coste de operación y man-

Figura 2.4: Modos de operación de un aerogenerador DFIG.

tenimiento, Michalke (2008), aspectos que resultan beneficiosos sobre todo en parques eólicos marinos.

En España, en torno al 80 % de los aerogeneradores instalados a finales de 2012 están equipados con DFIG, AEE (2013). Esto se debe, tal y como se ha comentado anteriormente, a que los aerogeneradores equipados con DFIG cuentan con la ventaja de tener un mayor rango de velocidad de trabajo respecto a los de velocidad fija, equipados con SCIG y conectados directamente a red. Mientras que en los de velocidad fija el rango está ajustado en valores ligeramente mayores respecto a la velocidad de sincronismo (1500 rpm), en el caso del DFIG ese rango se amplía tanto a velocidades subsíncronas como supersíncronas (usualmente entre 900–2000 rpm), Perdana (2008). En la figura 2.4 se muestra el esquema de flujo de potencias de una máquina DFIG en función de la velocidad de giro del generador. Véase cómo el sentido de la potencia del rotor cambia en función de la velocidad de giro del generador, siendo en dirección al rotor para velocidades subsíncronas (menos de 1500 rpm para el caso de un generador con dos pares de polos conectado a una red con frecuencia de 50 Hz) y en dirección a la red para velocidades supersíncronas (más de 1500 rpm).

Teniendo en cuenta la figura 2.4, la potencia neta generada por el aerogenerador es la suma de las potencias del estator y las del convertidor del lado de red.

$$P_{aero} = P_s + P_{gs} \quad (2.1)$$

$$Q_{aero} = Q_s + Q_{gs} \quad (2.2)$$

El convertidor del lado de red suele trabajar de forma que tan solo genera o absorbe potencia activa de la red, $Q_{gs} = 0$, por lo que el aerogenerador intercambia potencia reactiva con la red únicamente a través del estator, $Q_{aero} = Q_s$, Akhmatov (2003a) y Hansen y Michalke (2007a). Si además se consideran despreciables las pérdidas en el convertidor y la etapa de continua, se tiene que la potencia activa del rotor es igual a la potencia activa del convertidor del lado de red, $P_{gs} = P_r$. Si se aplica lo comentado anteriormente en (2.1) y (2.2) se obtiene:

$$P_{aero} = P_s + P_r \quad (2.3)$$

$$Q_{aero} = Q_s \quad (2.4)$$

Llegado el caso, se pueden aplicar estrategias de control para que el convertidor del lado de red también intercambie potencia reactiva con la red, sobre todo si es necesario colaborar en el control del nivel de tensión del aerogenerador, Hansen *et al.* (2006a); Lund *et al.* (2007). Para una descripción más detallada de la operación del convertidor del lado red consúltese el apartado 3.3.2.1.

2.2.1. Generalidades

El modelado de aerogeneradores se ha desarrollado tanto por instituciones académicas y de investigación como por los propios fabricantes. Esto provoca una gran heterogeneidad en los modelos, al tiempo que hace difícil su empleo en un mismo software de simulación o realizar comparativas entre aerogeneradores de distintos fabricantes.

Debido a esa heterogeneidad de los modelos, desde 2002 varias instituciones de referencia mundial en el campo de la energía eólica decidieron aunar esfuerzos en el marco de *International Energy Agency* en pro de conseguir definir una estandarización de los modelos de aerogeneradores, IEAWA21 (2004). Las conclusiones de esa iniciativa se resumen en IEAWA21 (2007) donde se muestran comparativas entre resultados simulados y datos medidos de respuestas de aerogeneradores ante huecos de tensión, (un hueco de tensión es una disminución súbita del nivel de tensión dentro de un intervalo que puede abarcar desde medio ciclo hasta segundos, Bollen (2000)). En estas simulaciones se implementan aerogeneradores de velocidad fija equipados con generadores asíncronos y de velocidad variable equipados con DFIG.

En las conclusiones de IEAWA21 (2007) se destaca que para que un modelo de aerogenerador pueda generar datos confiables ha de ser validado respecto a medidas y respecto a otros modelos que hayan sido validados previamente. Otra de las conclusiones es que para poder comparar datos medidos con datos simulados se recomienda transformar las medidas instantáneas de tensión e intensidad en su componente positiva, y a partir de ahí calcular la potencia activa y reactiva. Actualmente la *International Electrotechnical Commission (IEC)* se encuentra desarrollando una nueva Norma Internacional, IEC 61400-27, dedicada a la definición de modelos genéricos –también conocidos como simplificados o estándar–, tanto de aerogeneradores (Parte 1 de la Norma), como de parques eólicos (Parte 2). Como punto de partida de las actividades del Comité Técnico de la IEC 61400-27 se toma el trabajo realizado por el *Renewable Energy Modeling Task Force* perteneciente al *Western Electricity Coordinating Council*, Force (2010), NERC (2010) y Ellis *et al.* (2011a,b). Los modelos están diseñados para representar generación de energía eólica en estudios de estabilidad de tensión de los sistemas eléctricos en el corto plazo bajo grandes perturbaciones. Uno de los objetivos es que estos modelos se puedan implementar bajo cualquier software y que sea capaz de representar aerogeneradores de distintos fabricantes con la modificación de unos pocos parámetros del modelo. .

En los apartados 2.2.2, 2.2.3 y 2.3 se muestra un resumen de las distintas aportaciones realizadas en el modelado de aerogeneradores y parques eólicos. Se verá reflejada la heterogeneidad a la hora de seleccionar el software de simulación y de implementar los modelos de aerogeneradores y parques.

2.2.2. Modelado electro-mecánico

Como se ha comentado en la sección 2.1, la principal diferencia entre las distintas configuraciones presentadas en la figura 2.2 es el tipo de generador eléctrico y su configuración de conexión a la red mediante la presencia o no de un convertidor electrónico. Como se indicó en el apartado 2.2, un generador es una máquina eléctrica rotativa funcionando en modo generador, dicha máquina también puede funcionar en modo motor y de hecho los motores eléctricos representan un valor típico en torno al 45 % de la energía eléctrica consumida a nivel mundial, Waide y Brunner (2011), siendo los motores asíncronos los más utilizados en la industria debido a su robustez y sencillez de funcionamiento. Por ello, en una de las primeras representaciones de la máquina de inducción para estudios de estabilidad en sistemas eléctricos, Brereton *et al.* (1957), se adopta el modo motor ya que el uso de este tipo de máquinas en modo generador no se ha extendido hasta la gran expansión de la energía eólica acaecida en la primera década del siglo XXI. Debido al gran desarrollo industrial posterior a la Segunda Guerra Mundial, un elevado número de motores eléctricos fueron conectados a los sistemas eléctricos. Hasta ese momento las cargas en una red eléctrica se representaban como

impedancias estáticas, por lo que el incremento de máquinas conectadas a red llevó a plantear la necesidad de desarrollar unos modelos que tuvieran en cuenta los transitorios eléctricos y mecánicos de dichas máquinas.

El avance de la capacidad y velocidad de cálculo de los ordenadores permitió a los ingenieros emplear modelos más complejos para estudiar con mayor detalle los distintos eventos que aparecen en la operación cotidiana de un sistema de potencia. Así, en Dommel (1969) se plantea la formulación de sistemas eléctricos multifases, tanto con parámetros distribuidos como concentrados (*lumped parameters*), y se comentan las distintas técnicas para obtener soluciones resaltando la idoneidad de su empleo en computadores digitales. En Kundur (1994) y Krause *et al.* (2002) se recogen con gran detalle el modelado y la descripción de funcionamiento a todos los niveles de las máquinas síncronas y asíncronas. Resaltar que, en el caso de las máquinas asíncronas, se adopta el modo motor a la hora de desarrollar las ecuaciones de funcionamiento.

Una de las primeras referencias al modelado de aerogeneradores se encuentra en Power (1980), centrado en el planteamiento analítico de la ecuación que determina el par mecánico en el eje del aerogenerador. El autor reescribe la ecuación de velocidad del aerogenerador como una función homogénea de segundo orden. La expresión general se reduce a dos tipos, para observar mejor la sensibilidad de los parámetros involucrados en la función. Se obtiene una expresión del coeficiente de potencia, C_p , en la que se destaca la importancia de la velocidad relativa (*tip speed ratio*) en el cálculo de la energía capturada del viento. Por último se indica cómo obtener los coeficientes de la función homogénea, de forma que la expresión resultante de C_p se ajuste al comportamiento real de varios tipos de aerogeneradores: multi-pala (ver figura 1.1a), de cuatro palas y de dos palas. Como continuación de Power (1980), se presenta Power (1981) en el que se plantea una solución analítica para un caso específico de la función equivalente a la ecuación de la velocidad presentada en Power (1980). Para obtener la solución analítica se supone viento constante y que la relación par mecánico velocidad de giro se ajusta como una parábola. En ambos casos, los modelos ignoran la parte eléctrica centrándose en la cantidad de energía capturada del viento y asumiendo que toda esa energía se transforma en electricidad.

En Wasynczuk *et al.* (1981) se evalúa el comportamiento de un aerogenerador ante fluctuaciones aleatorias de viento. El aerogenerador consiste en el modelo experimental MOD-2 de la NASA, Anderson y Bose (1983). Dicho modelo consiste en un generador síncrono de 2,5 MW de potencia, cuenta con dos palas de 45 metros acopladas a un eje horizontal respecto al suelo y con un tercio de la longitud de las palas con capacidad de variar su ángulo de incidencia respecto al viento. Se emplea un perfil de viento sintético basado en la densidad espectral. Se observa cómo a velocidades bajas en las que no actúa el control del ángulo de pala, aparecen fluctuaciones en el par

mecánico y en la energía generada. A altas velocidades, con la actuación del control de ángulo de pala junto a la realimentación de señales relacionadas con la energía generada, se consigue disminuir dichas oscilaciones. Se plantean un par de métodos para minimizar las oscilaciones a bajas velocidades, uno es aumentar el amortiguamiento del acoplamiento mecánico y el otro consiste en "modular" la acción del control de ángulo de pala. Se observa cómo ambos métodos cumplen con el objetivo de minimizar las oscilaciones mecánicas pero sólo el segundo método es viable para su implementación real en base al diseño del MOD-2.

En Anderson y Bose (1983) se detallan las ecuaciones que gobiernan el comportamiento del modelo experimental MOD-2 de la NASA y se adaptan para la implementación del citado modelo en un programa de simulación de estabilidad transitoria (*Digital Transient Stability Simulation*). En concreto se implementa en el programa informático desarrollado en el EPRI (*Electric Power Research Institute*) situado en California, EE. UU.. Se considera un sistema eléctrico de 9 nudos en el que el aerogenerador supone el 2% de la potencia total del sistema. Se comprueba la idoneidad de los programas de simulación para evaluar el comportamiento de aerogeneradores y parques conectados a red y su gran valía a la hora de planificar la construcción e integración de un número elevado de parques en el sistema. Sin embargo, no se detalla el método de resolución empleado por el software ni el paso de integración; además de no concretar el modelo empleado para representar el generador.

En Cadirci y Ermis (1992) se explica el funcionamiento del DFIG y las ventajas de conectar el circuito del rotor con la red a través de un doble convertidor alterna-continua-alterna (*back-to-back*). La principal ventaja consiste en que el generador es capaz de producir energía eléctrica tanto en velocidades subsíncronas como supersíncronas (hasta dos veces la velocidad nominal de la máquina). Enfatiza que estas ventajas se pueden aplicar para la producción de energía eléctrica a partir del viento, ya que permite a un aerogenerador equipado con un DFIG producir energía en un rango más amplio de velocidad de viento de lo que podría un aerogenerador equipado con un generador de inducción. También recalca que este aumento de producción conlleva un aumento de la complejidad de los sistemas de operación y control del aerogenerador. Los autores no indican el software empleado para obtener esas conclusiones ni el método de resolución, el generador es representado mediante un circuito equivalente en condiciones estacionarias.

En González *et al.* (1997) se desarrolla un modelo dinámico de aerogenerador de velocidad fija para su uso en el software PSS®E, ampliamente empleado para la simulación de sistemas eléctricos. En el modelo del generador asíncrono se desprecian los transitorios del circuito del estator y se representa como una fuente de tensión en serie con una impedancia. El viento es modelado como una suma de varias componentes: valor nominal, ráfaga,

rampa y aleatorio. Desde el punto de vista de captura de energía eólica, el conjunto palas más buje es modelado mediante el modelo del disco actuador. El modelo de aerogenerador propuesto se emplea para representar un parque eólico mediante un solo aerogenerador equivalente y evaluar su respuesta ante distintos escenarios de viento y faltas de red. Se llega a la conclusión que con un adecuado diseño de las protecciones del parque no existe peligro para la estabilidad de la red a la que esté conectado.

En el 2001, en la Universidad de Vigo se presenta una tesis sobre modelado de aerogeneradores, González (2001). Se estudia el comportamiento de un sistema eólico aislado y se comparan los resultados obtenidos mediante la herramienta de simulación MATLAB/Simulink respecto a los datos obtenidos en una campaña de medidas realizadas en la instalación. Además, se simula una planta eólica de desalación para estimar el comportamiento de la instalación. Por último se propone emplear un sistema de almacenamiento energético basado en un volante de inercia unido a una transmisión hidrostática para no depender excesivamente de la variabilidad del viento y su efecto en los sistemas eólicos aislados. Parte del trabajo realizado en esta tesis está reflejada en la publicación Feijóo *et al.* (2000) cuya aportación más importante es el desarrollo de un modelo de tercer orden para DFIG.

En ese mismo año de 2001, en la Universidad Carlos III de Madrid se presenta una tesis ampliamente centrada en la energía eólica, Ledesma (2001). En este trabajo se desarrollan modelos dinámicos para aerogeneradores de velocidad fija y velocidad variable. Dichos modelos se implementan en software comercial como el PSS[®]E y PST para realizar estudios de estabilidad transitoria con el fin de evaluar la respuesta de un sistema eléctrico con gran penetración eólica. Se estudia el efecto de las distintas configuraciones de control de los aerogeneradores y de los distintos tipos de protecciones de los parques sobre la estabilidad del sistema eléctrico ante situaciones típicas de funcionamiento de la red. Las redes simuladas consisten en una radial y el Sistema Eléctrico Español. Las conclusiones más importantes son que el añadir un pequeño retardo en la desconexión de parques eólicos ante disminuciones considerables del nivel de tensión es beneficioso para el sistema eléctrico, así como que los parques eólicos pueden participar en el control de frecuencia y el desarrollo e integración en software comercial de modelos completos de aerogeneradores para estudios de estabilidad transitoria. En base a este trabajo las publicaciones más relevantes son las siguientes: Ledesma y Usaola (2001); Rodríguez *et al.* (2002); Ledesma y Usaola (2002, 2004, 2005).

Es reseñable el trabajo llevado a cabo en el *Risø National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark* (Risø-DTU). Originalmente concebido como una central nuclear, seguidamente pasó a convertirse en un centro de investigación y desarrollo en temas de eficiencia energética y energías renovables. En el caso de la energía eólica es uno de los referentes

mundiales en los campos de evaluación de recursos eólicos, tecnología aplicada, modelado e integración de eólica en la red eléctrica. En el campo del modelado de aerogeneradores destaca la labor realizada por el investigador Poul Sørensen y su equipo de colaboradores en el que sobresale Anca Daniela Hansen. En Hansen *et al.* (2001) se publica una revisión de todos los tipos de generadores, electrónica de potencia y demás elementos de un aerogenerador con el objetivo de servir como punto de partida para el desarrollo de nuevos aerogeneradores y su integración con la red.

Siguiendo la línea de colaboración entre Risø-DTU y la empresa DIgSILENT se publica el estudio Hansen *et al.* (2003b), que trata sobre la implementación de modelos dinámicos de aerogeneradores en dicho software. Se implementan los modelos de aerogenerador de velocidad fija equipados con generador asíncrono y de velocidad variable equipados con DFIG. Se describen los principales elementos de ambos modelos en el entorno DIgSILENT y se evalúan distintas estrategias de control en varios puntos de operación. También se trata el problema de inicialización de las simulaciones, esta parte da lugar a la publicación Hansen *et al.* (2003a) en la que se plantea una inicialización partiendo de dos direcciones, una desde el punto vista de la potencia eléctrica (punto de conexión a red) y el otro desde la potencia mecánica (en el buje). Se fija como punto de encuentro el par mecánico en el buje, ya que debido a la gran inercia del conjunto palas más buje, este punto permite equilibrar las diferencias que pudieran aparecer en ambas inicializaciones. En el trabajo Iov *et al.* (2004b) se plantea un estudio para crear modelos de distintos tipos de aerogeneradores en diferentes herramientas de simulación como DIgSILENT, HAWC, Saber y MATLAB/Simulink para la optimización de sistemas eólicos. Las simulaciones se centran en modelos de aerogeneradores de tamaño superior a 1 MW de velocidad fija y variable con control de ángulo de pala. Los mismos autores detallan en Iov *et al.* (2004a) los modelos implementados en MATLAB/Simulink, se describen las ecuaciones matemáticas de las distintas partes del aerogenerador, la forma de implementarlo en el entorno MATLAB/Simulink y se muestran algunos resultados de las simulaciones.

Fruto de la colaboración entre Risø-DTU y la Universidad Técnica de Darmstadt, es la tesis doctoral Michalke (2008), donde se estudia el comportamiento de los aerogeneradores a nivel individual y a nivel de parque y su interacción con el sistema eléctrico al que están conectados. Se implementan en el entorno DIgSILENT modelos de aerogenerador equipado con DFIG y PMSG. La razón de elegir estos dos tipos se debe a que el DFIG provee de cierto control sobre la tensión y sobre el punto de trabajo del aerogenerador, aparte de ser una tecnología probada y en el caso del PMSG se debe a que dicha tipología es la que se estaba empezando a emplear en los parques eólicos marinos y su uso se ha ido incrementando con el paso del tiempo. La parte mecánica de ambos modelos se representa mediante el modelo de dos

masas y se emplea el control de ángulo de pala. Los parámetros principales de los aerogeneradores no corresponden con ningún modelo comercial, sino que se toman valores representativos de aerogeneradores de 2 MW. Junto a los modelos también se implementan estrategias de control que cubren tanto el funcionamiento normal como en el caso de falta. Se analiza la respuesta de aerogeneradores equipados con control de tensión respecto a los que no, se observa cómo la tensión en los terminales de aquéllos que poseen dicho control se comporta de forma más estable. Dichas estrategias facilitan el cumplimiento de códigos de red relacionados con la eólica respecto a huecos de tensión. Se observa cómo los aerogeneradores equipados con PMSG puede generar más potencia reactiva en caso de falta que un DFIG, esto se debe a que la potencia asignada al convertidor del DFIG es del orden de un tercio inferior que el del PMSG. Mientras se proteja de forma adecuada al DFIG y a su convertidor, el aerogenerador es capaz de funcionar satisfactoriamente durante un hueco de tensión. Como resultado de esta tesis se realizaron los siguientes trabajos: Michalke *et al.* (2007a,b,c); Hansen y Michalke (2007a,b).

Aunque en Dinamarca gran parte del trabajo en eólica ha sido desarrollado en Risø-DTU, también existen relevantes trabajos llevados a cabo en el campus principal de la DTU ubicado en la ciudad de Lyngby, cerca de Copenhague. Uno de los más completos es Akhmatov (2003a), en esta tesis doctoral se analiza el comportamiento dinámico de sistemas eléctricos con una elevada presencia de parques eólicos. Se detallan los modelos matemáticos de las distintas partes, tanto mecánicas como eléctricas de los aerogeneradores y se modelan aerogeneradores de velocidad fija (SCIG) y velocidad variable (DFIG y PMSG). Se explica cómo obtener el modelo en variables por unidad y cómo determinar los valores base. Se determina que, en el caso de que se quiera evaluar el comportamiento del aerogenerador en situaciones de falta de la red, es más recomendable el modelo de quinto orden del generador, ya que el de tercer orden se muestra conservador a la hora de determinar las intensidades pico en el rotor y estator, haciendo que los sistema de protección no respondan de forma realista. Se centra en el modelo del convertidor de frecuencia ya que de él depende el comportamiento general del aerogenerador en distintas situaciones. Respecto a la parte mecánica, se caracteriza en qué tipos de estudio y/o casos es necesario modelar el tren de potencia mediante el modelo de dos masas. Los esquemas de control están basados en las típicas estructuras PI, pero no se indica cómo ajustar las constantes de control, directamente se comenta que son ajustadas gracias a las indicaciones del fabricante Vestas. Se evalúa la conveniencia de ignorar en el modelo del aerogenerador el bus de continua y el convertidor del lado de red a la hora de realizar estudios de estabilidad, ver Akhmatov (2003b).

Al año siguiente de la tesis de Akhmatov, en el mismo campus de Lyngby de la DTU se presenta Lindholm (2004) en el que se detalla el diseño y la construcción de una bancada motor-generator a modo de simulador de

un aerogenerador equipado con DFIG. La bancada en cuestión tiene una potencia nominal de 40 kW y el objetivo de su construcción es evaluar la respuesta del DFIG ante distintas estrategias de control. En esta tesis se detallan los modelos matemáticos de los distintos elementos de la bancada, aportando una visión más práctica que la mayoría de trabajos de simulación, ya que el hecho de seleccionar los componentes físicos hace que el autor haga referencia a detalles que, en el caso de simulación por ordenador, no son necesarias. Comenta que los fabricantes de DFIG recomiendan no exceder de 1000 V para la tensión del rotor debido al aislamiento eléctrico de los anillos rozantes, y que en el convertidor del lado de rotor aparecen armónicos de tercer orden incontrolados lo que limita el tipo de convertidores que se pueden emplear. Para mitigar los armónicos en la intensidad del estator y en la intensidad del inversor del lado de red se emplean filtros activos adaptativos. Para reducir los armónicos del estator se aplica una estrategia de control basada en el inversor del lado del rotor. El funcionamiento de esta estrategia es verificada experimentalmente, resultando exitosa a la vez que sencilla de implementar.

En relación con el modelado de aerogeneradores en el entorno DIgSILENT está el siguiente trabajo: Pöller y Achilles (2003). El autor, que pertenece a la empresa que comercializa el software DIgSILENT, presenta un modelo de aerogenerador que consta de un DFIG con el modelo de quinto orden, convertidor de lado del rotor y del lado de red. La etapa de continua del convertidor, el transformador que conecta el estator del generador con la red de evacuación y la parte mecánica, esta última modelada mediante el modelo de dos masas. A partir del modelo detallado se van aplicando distintas simplificaciones y se comparan los resultados obtenidos respecto al modelo detallado. Como conclusión final, se considera suficiente modelar el generador mediante el modelo de tercer orden junto a un sistema de protección, *crowbar*, y un modelo simplificado del convertidor del lado de red para realizar estudios de estabilidad en grandes sistemas eléctricos con cientos de aerogeneradores.

En la tesis Slootweg (2003) presentada en la universidad holandesa de Delft se estudia el efecto del incremento de presencia eólica en la red eléctrica y se plantean soluciones para mitigar los posibles efectos negativos que pudieran aparecer. Uno de ellos es que un sistema con elevada presencia eólica eleva la complejidad del control de tensión/frecuencia del sistema. A nivel local, la presencia de parques eólicos afecta al nivel de tensión en los nodos, aparición de *flicker*, armónicos y contribución a las faltas generadas en las faltas de red. Se construyen modelos para tres tipos de aerogeneradores: velocidad fija, velocidad variable DFIG y velocidad variable PMSG. Se validan esos modelos respecto a medidas reales, los resultados coinciden cualitativamente pero presentan discrepancias desde el punto de vista cuantitativo. El autor comenta que a pesar de ello se decide emplear esos modelos para el

objetivo del estudio. Se justifica en base a que las hipótesis asumidas en los estudios de dinámica de sistemas eléctricos son similares a las asumidas en los modelos desarrollados, Slootweg *et al.* (2003).

En Slootweg *et al.* (2003) se evalúan eventos cuyo tiempo característico varía de 0,1 a 10 Hz, por lo que no es necesario implementar modelos detallados del convertidor. Además, aunque se tuviera un modelo detallado, es muy complicado el obtener medidas de viento, intensidades y tensiones de las distintas partes del generador y ángulo de pala para poder validar los resultados. Aun así, la medida de viento proporcionada es sólo un valor medio, por lo que realmente el valor de entrada de la variable velocidad viento en el modelo ya llevaría implícito un error. Se desarrolla un modelo de viento para disfrutar de una mayor flexibilidad a la hora de simular distintas situaciones de operación. Se emplean los modelos de dos redes, New England Test y la del sistema alemán junto a la red periférica de la UCTE conectada a dicho sistema. En esas simulaciones se observa que, en el caso de New England, los aerogeneradores de velocidad fija son más sensibles a las perturbaciones de la red, incluso empeorando la estabilidad tras una falta. En el caso de los aerogeneradores de velocidad variables DFIG y PMSG este efecto no es tan pronunciado debido al desacoplo entre el generador y la red por la presencia del convertidor. En las simulaciones llevadas a cabo en la red alemana se conecta un gran parque marino de 1500 MW. Tras introducir faltas no se observan inestabilidades en la red ni en los aerogeneradores. Eso se explica en parte porque esos 1500 MW siguen siendo un porcentaje relativamente bajo dentro del sistema alemán, y por otro porque la conexión del parque se realiza a nivel de transporte, al contrario que en el de New England que se hace a un nivel inferior de tensión. En el caso de conexión de grandes parques alejados del punto de conexión al sistema eléctrico, se recomienda el emplear tecnología DC ya que el coste resulta inferior. Primero porque para AC se necesitan 3 conductores mientras que para DC sólo son 2, y por otro que para un mismo nivel de tensión el aislamiento necesario es menor en el caso DC.

En Mugica *et al.* (2004) se implementa el modelo de un aerogenerador DFIG con distintos niveles de detalle en MATLAB y PSCADTM. Ese nivel de detalla abarca desde el modelo detallado del generador, convertidor (incluyendo elementos de protección y los IGBTs) y del control hasta el modelo en estacionario que consiste en despreciar los transitorios de los flujos del estator y del rotor y se modelan los convertidores del lado de red y del lado del rotor a través de fuentes de tensión. Como conclusiones principales se indica que para el modelo detallado se requiere un paso de integración de 10 μs , para modelos simplificados el paso se eleva a 250 μs y para el caso del modelo estacionario basta con un paso entre 1 y 10 ms. Por último, destaca que aunque los resultados obtenidos en ambas plataformas son similares, el modelo implementado en PSCADTM requiere menos tiempo de computación

a la hora de resolver los distintos modelos pero que MATLAB ofrece mayor sencillez a la hora de implementar la parte asociada al control.

En Petersson (2005) en la Universidad de Chalmers ubicada en la ciudad sueca de Göteborg se analiza y modela un aerogenerador DFIG con el objetivo de evaluar distintas estrategias de control. Con ello se quiere minimizar la influencia del *back-EMF* mediante el uso de términos de compensación y una resistencia activa en el rotor. Para evaluar la estabilidad y la rapidez de las estrategias de control propuestas, en algunos de los casos de estudio se incluyen huecos de tensión. Los resultados de las simulaciones son validadas respecto a las medidas de un aerogenerador DFIG de 850 kW. Como resultado de esta tesis están las publicaciones Petersson *et al.* (2005c,b,a); Thiringer y Petersson (2005).

En Ullah (2006) se evalúa el efecto de penetración de eólica en el sistema eléctrico nórdico. Para ello se realizan estudios de estabilidad transitoria a corto plazo con el modelo CIGRÉ Nordic32, que se considera como representación del sistema eléctrico sueco, en el que se han incluido dos grandes parques eólicos. La elección de la configuración de dichos parques no es al azar, sino que corresponde con dos grandes parques que estaban proyectados para su construcción en la fecha de realización del trabajo. La conclusión principal es que mediante la implementación del control adecuado, los grandes parques eólicos pueden colaborar junto a los generadores síncronos de las grandes centrales en la estabilidad global del sistema eléctrico, llegando incluso a mejorar dicha estabilidad gracias a esta colaboración.

En 2006 se presenta en la *Helsinki University of Technology* la tesis Seaman (2006) que versa sobre la experimentación con una instalación real de un sistema DFIG con una potencia nominal 1,7 MW. Se implementan dos modelos del generador, uno basado en las ecuaciones analíticas que describen el funcionamiento del generador en un sistema de dos ejes considerando los parámetros de la máquina constantes y el otro basado en el método de elementos finitos, FEM. El modelo analítico del generador lo obtiene del circuito equivalente en T y las ecuaciones de control del método Γ invertida (lo mismo se realiza en Petersson (2005)). Se comenta el efecto de incluir o despreciar al convertidor del lado de red dentro del modelo respecto a los resultados obtenidos. También se comenta que al emplear el modelo detallado de aerogeneradores de velocidad fija para construir el modelo de un parque se aprecian variaciones en la producción de potencia activa debidas a turbulencias. En el caso de aerogeneradores de velocidad variable DFIG no ocurre, ya que la gran inercia del conjunto palas más buje actúa como un *buffer* de energía, suavizando las variaciones de velocidad que se pudieran producir a causa de las turbulencias. El hecho de que en la mayoría de los programas comerciales de simulación se desprecien los transitorios de intensidad continua en el estator, transitorios electromagnéticos, la saturación de las inductancias mutuas y de dispersión provoca que los resultados obtenidos

no representen fielmente la respuesta del DFIG ante faltas de red. El autor comenta que el método de componentes simétricas presentado en Krause *et al.* (2002) es adecuado para este tipo de análisis con faltas asimétricas, ya que tiene en cuenta la componentes directa, inversa y homopolar. Tanto los modelos analíticos y FEM como el sistema real son sometidos a faltas de red de corta duración y se evalúa su respuesta ante ellas. La comparación de las simulaciones respecto a las medidas reales es satisfactoria, mostrando un razonable parecido. Respecto a las diferencias encontradas en las respuestas de los modelos, se indica que el modelo analítico muestra ciertos inconvenientes que por parte del modelo FEM son abordados sin problema. Por ejemplo, ante huecos de tensión asimétricos, Bollen *et al.* (2005), el modelo FEM es capaz de mostrar esa asimetría en la saturación magnética, mientras que el modelo analítico no es capaz, ya que una de sus hipótesis de desarrollo es ignorar las asimetrías. Con el modelo FEM se obtienen valores más altos de los picos de intensidad al inicio de los transitorios que con el modelo analítico. Al igual que se comenta en Akhmatov (2003a), dichos valores son importantes a la hora de fijar el nivel de protección del convertidor que a su vez dicta la respuesta del aerogenerador ante faltas de red.

En Zhang y Ula (2008) se comparan las tres tipologías de aerogeneradores más extendidas: velocidad fija equipado con generador de inducción, velocidad variable equipado con DFIG y velocidad variable equipado con PMSG, ver figura 2.2. Se detallan las ecuaciones de las distintas partes de los aerogeneradores, para la captura de energía se emplea el modelo de disco actuador, para el tren de potencia el modelo de dos masas, para los generadores el modelo de quinto orden respecto a un sistema de referencia de dos ejes perpendiculares que giran a una velocidad determinada y por último los convertidores se asumen ideales sin pérdidas. Se simula un sistema de 5 nudos al que se le conecta un parque eólico de 40 MW junto a un generador convencional de 100 MW. No se especifica el software empleado para la simulación y para cada tipología de aerogenerador se resuelve el caso de un hueco trifásico. Por último se realiza un breve repaso sobre los costes de operación y mantenimiento de cada una de las tipologías. Se destaca el hecho de que aquellas tipologías equipadas con multiplicadora, sus costes de mantenimiento son un 1 % superior al de aquéllas que prescinden de este elemento. Otra conclusión de los autores es que a lo largo de la vida útil del aerogenerador, el número de ocasiones en las que se habrá sustituido la multiplicadora provoca que sea más rentable el empleo de sistemas directos sin multiplicadora.

En la tesis presentada en la Universidad de Chalmers, Perdana (2008), el trabajo realizado está enfocado hacia la estandarización de modelos dinámicos de aerogeneradores para estudios de estabilidad de sistemas eléctricos. Se modelan tres tipos de aerogeneradores, de velocidad fija, velocidad variable doblemente alimentados y velocidad variable tipo *full-converter*. Los modelos

son escritos en el entorno PSS®E y los resultados obtenidos son comparados con éxito con datos reales. Respecto a la validación de los modelos, se resalta la necesidad de implementar en ellos limitadores de intensidades, para que la correlación entre datos simulados y reales sea la esperada.

En los últimos años, la investigación se ha centrado en desarrollar estrategias de control que permitan al aerogenerador cumplir con los requisitos ante faltas de red por parte del operador del sistema, además de optimizar la producción junto a la vida útil del aerogenerador. Por ello se ha optado por dedicar el apartado 2.2.3 a comentar los aportes realizados en el ámbito del control del aerogenerador, aspecto muy importante ya que determina la respuesta del aerogenerador ante eventos como son huecos de tensión, ráfagas de viento y demás situaciones a las que puede estar sometido el aerogenerador.

Antes de finalizar este apartado, destacar las siguientes dos aportaciones realizadas por un grupo de investigadores, del que forman parte los directores de esta tesis doctoral. La primera es Jiménez *et al.* (2013b) donde se presenta un modelo de aerogenerador DFIG, en concreto el modelo G52 del fabricante Gamesa con 850 kW de potencia nominal. El modelo está implementado en PSCADTM, con la parte eléctrica/electrónica representada en detalle: el generador está representado por el modelo de quinto orden, los convertidores mediante los IGBT's, sistemas de protección del convertidor e inductancias de la conexión del convertidor del lado a red hacia el transformador. La principal aportación consiste en que la parte mecánica del aerogenerador es representada de forma simplificada y es contrastada respecto a un modelo mecánico detallado implementado en BLADED, un software dedicado al diseño de aerogeneradores, con velocidad de viento constante y huecos de tensión. Dicho modelo detallado está a su vez validado respecto a medidas reales. El modelo propuesto por los autores presenta resultados muy similares respecto al de referencia, con diferencias relativas menores del 1 %. Eso permite disponer de un modelo de aerogenerador en un software de simulación de componentes eléctricos como es PSCADTM. La principal desventaja es que el paso de integración es igual a 10,024 μs por lo que si el número de aerogeneradores a simular es del orden de decenas el requerimiento de cálculo computacional sería muy elevado. En la segunda aportación, Jiménez *et al.* (2013a), se emplea el mismo modelo de aerogenerador DFIG definido en Jiménez *et al.* (2013b) para evaluar si el aerogenerador cumple los requerimientos de operación ante huecos de tensión, PO 12.3, impuesto por el operador del sistema eléctrico español. Se emplean huecos de tensión bifásicos reales registrados a nivel del transformador del aerogenerador. Se comprueba que los valores de potencias activa y reactiva, unos de los parámetros más importantes para el operador del sistema, cumplen los requerimientos. Al igual que en el caso de Jiménez *et al.* (2013b), el empleo de un paso de integración igual 10,024 μs provoca que el coste computacional sea muy elevado en el caso de simular un número elevado de aerogeneradores.

2.2.3. Modelado del control: convertidor y ángulo de pala

En este apartado, se realiza un estado del arte sobre las aportaciones realizadas en el campo del control del aerogenerador. Esta componente del aerogenerador es crítica debido a que la respuesta del aerogenerador ante eventos externos ya sean atmosféricos o eléctricos, viene dictada por el tipo de control implementado, Akhmatov (2005).

En Hinrichsen (1984) se detallan sistemas de control para un aerogenerador de potencia nominal de 2,5 MW y equipado con control del ángulo de palas. Se realizan simulaciones considerando que el aerogenerador está conectado a una red de una potencia elevada en comparación con la del aerogenerador y que su generador sea de tipo síncrono, de inducción o DFIG. Se aplican escalones a las entradas de viento y a las cargas que alimenta el aerogenerador obteniendo resultados aceptables, excepto que desde el punto de vista de la red la potencia entregada por el aerogenerador no es constante, presentando oscilaciones. Estas variaciones se deben a que el gobierno del aerogenerador consiste en un único control de velocidad de giro del rotor mediante la modificación del ángulo de las palas. Dicho control está basado completamente en parámetros de la turbina, obviando medidas de variables eléctricas.

En Peña *et al.* (1996a) se describe el diseño de un sistema basado en un DFIG y el control vectorial asociado al mismo. Se describe el sistema de control tanto del convertidor del lado de red como el del lado del rotor y la forma de calcular las ganancias de los controladores empleados. Tanto las ecuaciones de la máquina como del control están referenciadas a un sistema de dos ejes perpendiculares, dq , que giran a una determinada velocidad. Se proponen dos esquemas de control: el basado en intensidad, es decir, mediante la ecuación que relaciona el par eléctrico y una de las componentes de la intensidad rotórica; y el basado en la velocidad de giro, en el que el valor de referencia se obtiene a partir de la relación entre par mecánico y velocidad de giro. Ambos esquemas propuestos se implementan en una bancada real de una potencia nominal de 7,5 kW y se observa el buen comportamiento del sistema en su conjunto ante distintos valores de par mecánico (simulando variaciones de velocidad de viento). En Peña *et al.* (1996b) se emplea la misma bancada para evaluar el comportamiento del sistema DFIG en el caso de estar conectado a cargas aisladas, a diferencia de Peña *et al.* (1996a) que la bancada está conectada a la red. Se comprueba el buen comportamiento manteniendo los niveles de tensión y de frecuencia en los terminales de las cargas ante variaciones de viento real. El esquema de control desarrollado se centra en demostrar la aplicación práctica de un aerogenerador DFIG para alimentar cargas aisladas, sin optimizar la aparición de armónicos, eficiencia y generación de potencia reactiva, que el autor plantea como líneas futuras a tratar.

En Suecia, dos de los centros más relevantes de investigación en el campo

de la energía eólica son el *Royal Institute of Technology* en Estocolmo y la Universidad de Chalmers en Göteborg. En esta última se presenta Ottersten (2000), donde se evalúa el control vectorial aplicado a convertidores PWM y máquinas de inducción. Se comentan las ventajas e inconvenientes de las distintas configuraciones de conexión de convertidores de frecuencia con máquinas de inducción. Se evalúa la sensibilidad de los valores de los parámetros y del ruido de señal en los esquemas de control propuestos, y se observa que para velocidades medias-altas la sensibilidad es pequeña. Además, se estudia el efecto de la inclusión de los términos de compensación, ver sección 3.4.3.3, en las ecuaciones de control. Los resultados de simulación son comprobados experimentalmente en una bancada equipada con un generador de inducción de 22 kW.

En Bossanyi *et al.* (2003) se plantean esquemas de control con el objetivo de limitar las cargas mecánicas aplicadas sobre las diferentes estructuras del aerogenerador. Se describen los esquemas clásicos de control basados en esquemas PI para aerogeneradores de velocidad fija y velocidad variable, DFIG. Se comenta el efecto de las turbulencias sobre el seguimiento del punto óptimo del coeficiente de potencia. Debido a la gran inercia del conjunto palas+buje la variación de velocidad de giro es mínima respecto a los rápidos cambios de viento para operar en el punto máximo de C_p . Se indica también que debido a la no linealidad del efecto del viento sobre la energía capturada, las ganancias de los controladores asociados al control del ángulo de pala se han de modificar en función de la velocidad del viento incidente. Se plantea y evalúa de forma satisfactoria en forma de simulaciones la estrategia de variar individualmente el ángulo de pala para minimizar las oscilaciones de carga mecánica. Por último se recalca la importancia de implementar en la realidad los esquemas de control propuestos y comparar los resultados reales con los simulados para comprobar el buen funcionamiento de los mismos.

En Kulka (2004) se plantea un pequeño estudio respecto al efecto del sistema del control del ángulo de pala en distintos puntos de operación del aerogenerador de velocidad variable. Las simulaciones realizadas en MATLAB/Simulink se comparan con medidas reales provenientes de dos aerogeneradores de velocidad variable, un V52 DFIG de 850 kW (Vestas) y un aerogenerador equipado con PMG, sin multiplicadora y 650 kW de potencia nominal. Como conclusiones más importantes se destacan que con un buen ajuste de las constantes de control se puede minimizar el estrés mecánico en el eje del rotor así como en la estructura de la turbina, lo que provoca que la energía generada sea de mejor calidad desde el punto de vista de forma de onda. Se hace énfasis en que al disponer de un buen actuador de giro de las palas se asegura un comportamiento suave en altas velocidades, y que es una opción el emplear el giro de palas para velocidades medias de forma que el aerogenerador lidie mejor la situación ante ráfagas de viento.

En Marvik *et al.* (2004) se detalla el control de un aerogenerador equipa-

do con DFIG y se implementa el modelo del aerogenerador y el control en el entorno de MATLAB/Simulink y en PSCADTM. Las ecuaciones del control se obtienen en el marco de referencia de dos ejes perpendiculares que giran a una velocidad determinada. Se evalúa la respuesta del convertidor ante huecos de tensión y se concluye que el tamaño del condensador de la fase de continua del convertidor *back-to-back* y la estrategia de control del convertidor del lado de red afectan de forma clara al comportamiento del DFIG ante faltas de red. Por último, el autor resalta que al emplear un control basado en el flujo del estator le confiere al DFIG una mayor capacidad de mantener la generación a pesar de la existencia de huecos de tensión.

En Hansen *et al.* (2005) se realiza un estudio para el diseño e implementación de los sistemas de control en un aerogenerador DFIG de 2 MW, haciendo hincapié en el diseño del control del ángulo de pala y en el control adaptativo en función de las condiciones de operación con el objetivo de maximizar la producción minimizando el estrés mecánico sufrido por las partes mecánicas. Cada propuesta de control se implementa en tres programas distintos, DIgSILENT, HAWC y FLEX5, algunos de ellos más centrados en la parte eléctrica como el DIgSILENT y los otros dos en la parte mecánica. Se describen matemáticamente los modelos de las partes principales del aerogenerador y la forma de ajustar las constantes de control, ya que los controles presentados se basan en el típico esquema PI (proporcional-integral).

En Sørensen *et al.* (2005) se realiza un estudio para evaluar el empleo de un controlador a nivel de parque que interactúe con el control de cada aerogenerador. Los modelos se implementan en el entorno DIgSILENT y los parques están formados por 3 aerogeneradores de 2 MW emplazados en línea recta, los aerogeneradores son de dos tipologías diferentes, por un lado DFIG y por otro de velocidad fija, figura 2.2. Los resultados son comparados con medidas reales de los parques de Horns Rev (DFIG, velocidad variable) y de Nysted (SCIG, velocidad fija), Hansen *et al.* (2006b). Se observa que, mediante el uso de un controlador a nivel de parque, la producción es estable aunque el viento incidente no lo haga de forma uniforme en todos los aerogeneradores. Así, en el caso que uno o varios aerogeneradores reciba fluctuaciones de viento distintas respecto al resto, el controlador se encarga de suavizar la salida de producción del parque. Las simulaciones también muestran que con un buen ajuste de las constantes de control los aerogeneradores DFIG responden rápida y adecuadamente a las consignas de control de potencia activa y reactiva. Lo mismo ocurre con los aerogeneradores de velocidad fija respecto a las consignas de potencia activa. Por último destaca que, aunque se tenga una información extremadamente precisa del viento incidente y el aerogenerador sea capaz de adaptarse instantáneamente a las nuevas consignas de control, la producción de energía sólo se ve incrementada en un 0,1 %, lo que indica claramente que no es necesario para el control del aerogenerador un equipo de medida de viento de alta precisión y un esquema

de control excesivamente complejo, ya que la ganancia obtenida es mínima.

En Jia-bing *et al.* (2007) se proponen nuevas estrategias de control para aerogeneradores equipados con DFIG con el fin de tratar faltas de red asimétricas. Se centra en el control y operación del convertidor *back-to-back*, ya que este componente determina en gran medida el comportamiento global del aerogenerador. Con la propuesta de control para el convertidor del lado de red se observa una disminución del rizado en el bus de continua, y con la propuesta de control del convertidor del lado de rotor se amplía la capacidad de superar huecos de tensión asimétricos del DFIG. Ello se consigue al referenciar las ecuaciones de control del convertidor del lado de rotor respecto a un sistema que gira a la velocidad de sincronismo con cuatro ejes, perpendiculares entre sí dos a dos. Por un lado la componente positiva dq y por otro la negativa de dq . De esa forma se define con mayor exactitud los valores instantáneos de potencia activa y reactiva que permiten un control más preciso. Para comprobar la bondad de las estrategias de control propuestas se implementa el modelo completo de aerogenerador DFIG de 1,5 MW conectado a red en el entorno MATLAB/Simulink.

En Tapia *et al.* (2009) se describe una metodología para una conexión suave de un aerogenerador DFIG a la red. Se definen dos estrategias de control, una previa a la conexión y otra una vez que el aerogenerador está conectado. Las ecuaciones de control se desarrollan en un sistema de referencia de dos ejes perpendiculares alineados respecto al vector de la tensión de la red. La idoneidad de la metodología propuesta se comprueba mediante el empleo de una bancada motor-generator de 7,5 kW.

En Poitiers *et al.* (2009) se presenta un control avanzado para un aerogenerador DFIG. Para el control de potencia activa y reactiva se implementan tres tipos distintos de controladores: el clásico formado por un proporcional-integral (PI), uno basado en la estructura RST y el tercero basado en un regulador lineal cuadrático gaussiano (LQG). En condiciones sin variaciones en los parámetros y sin perturbaciones, los tres controladores se comportan de forma similar. Al aplicar una variación en la velocidad de giro, el controlador PI y el RST muestran un transitorio apreciable en las potencias generadas mientras que el LQG no presenta dicho cambio, manteniendo los valores fieles a la referencia. Como conclusión, se indica que el controlador LQG presenta mayor robustez ante perturbaciones que el PI y el RST, situándose como una alternativa factible para optimizar la producción en aerogeneradores. De hecho, los autores destacan que se ha empleado un paso fijo de 0,1 ms en todas las simulaciones realizadas de cara a una futura implementación en sistemas reales.

En Hansen y Michalke (2009) se evalúa la capacidad de control de tensión que muestra el aerogenerador equipado con un generador síncrono de imanes permanentes multi-polo (PMSG) sin multiplicadora. La razón de estudiar este tipo de aerogenerador en vez del típico equipado con DFIG, se debe a que

el equipado con PMSG presenta una serie de ventajas para su uso en grandes parques marinos. Una de esas ventajas consiste en que la ausencia de multiplicadora permite el empleo de generadores de grandes potencias (más de 3 MW) y el ahorro de costes de mantenimiento. Otra ventaja se debe a que al emplear un convertidor *full converter* (ver figura 2.2) puede generar mayor cantidad de potencia reactiva que un aerogenerador DFIG, lo que permite aumentar la capacidad de control de tensión. Además, el convertidor desacopla al aerogenerador de la red, por lo que cualquier falta de red no afecta al generador sino solamente al convertidor. Al contrario de lo que ocurre en el caso del aerogenerador DFIG, en que el estator está conectado directamente a la red, por lo que está sometido directamente a las perturbaciones. Se realiza una serie de simulaciones mediante DIGSILENT empleando un modelo genérico facilitado por el operador del sistema danés, en dicho sistema se conecta un parque de 80 aerogeneradores PMSG representado de forma agregada por un sólo aerogenerador de potencia equivalente. Se concluye que el parque eólico equipado con PMSG es capaz de mantenerse conectado a red en presencia de faltas e incluso es capaz de ayudar a mantenerse conectado a red un parque cercano de aerogeneradores equipados con generadores de inducción, que carecen de equipamiento adecuado para mantenerse conectados ante faltas de red.

Como en esta tesis doctoral se emplea un esquema tradicional de control, no se ve necesario el extender este apartado sobre modelado de aerogenerador individual y se inicia un nuevo apartado sobre modelos equivalentes de parques, apartado 2.3. Para profundizar en el ámbito de estrategias de control de aerogenerador, consúltese: Baggu (2009), Babypriya y Anita (2009), Anaya-Lara *et al.* (2009), Yang *et al.* (2010), Thomsen (2010), Salles *et al.* (2010), Kim *et al.* (2010), Babu y K.B.Mohanty (2010), Rahim y Habiballah (2011), Melício *et al.* (2011), Mata Dumenjó *et al.* (2011), Luna *et al.* (2011), da Costa *et al.* (2011), Al-Jowder (2011) y Trinadha *et al.* (2011).

2.3. Modelos equivalentes de parques eólicos

El modelado de parques eólicos ha adquirido gran interés debido al incremento de potencia instalada a nivel mundial y la necesidad de estimar el comportamiento de parques eólicos dentro de un sistema con elevada presencia eólica. Sin embargo el sistema que representa el comportamiento de un aerogenerador contiene partes no lineales y dependientes del tiempo, lo que dificulta enormemente el agregar un gran número de máquinas para reproducir de forma fiel el comportamiento global con tiempos de cómputo aceptables. Así, para representar con detalle el comportamiento de un aerogenerador es tal el nivel de complejidad del modelo requerido, que obtener el comportamiento de un elevado número de aerogeneradores conlleva un coste computacional muy elevado. Por ello, para modelos completos de parques

se necesita disminuir esa complejidad. Pero esa disminución acarrea como consecuencia que la información que se pueda obtener de lo que ocurre a niveles internos del parque y de cada uno de los aerogeneradores es menor. Por eso es tan importante fijar el tipo de estudio a realizar, porque en base a ello las hipótesis de partida aplicadas en el modelo agregado serán válidas o no.

En Nozari *et al.* (1987) se trata el tema de la agregación de motores de inducción, aunque en este caso se consideran a las máquinas de inducción como cargas. Las técnicas aplicadas se pueden extrapolar al caso de considerarlas como generadores, como así ocurre en el caso de simular parques eólicos. Se comparan dos técnicas de agregación, la primera consiste en agrupar todos los motores en un único motor, cuyos parámetros se obtienen de la media ponderada de todos los parámetros de los motores agregados. Dicha ponderación viene determinada por la potencia nominal de cada uno de los motores. El otro método es muy parecido, al calcular las variables eléctricas del motor agregado se emplea una media ponderada basada en las admitancias en vez de las potencias nominales del primer método. La conclusión es que para el caso de agregar un conjunto de motores similares, la diferencia entre ambos métodos es mínima; y en el caso de que hayan motores muy distintos entonces el segundo método presenta mejores resultados.

En Stavrakakis y Kariniotakis (1995); Kariniotakis y Stavrakakis (1995) se presenta un trabajo dividido en dos partes. Se estudia la interacción en un pequeño sistema eléctrico aislado entre aerogeneradores y grupos de generación basados en diésel. En concreto se simula el sistema eléctrico de la isla francesa de Desirade y se compara la simulación con medidas reales. Se ignoran los transitorios en los terminales del estator de las máquinas debido a los tiempos característicos de los eventos estudiados, con ello se logra aumentar el paso temporal a la hora de resolver el modelo disminuyendo el coste computacional. El parque modelado consiste en veinte aerogeneradores de velocidad fija equipados con generador de inducción y de 12 kW de potencia nominal. Se simulan satisfactoriamente distintos escenarios en función de la velocidad de viento y el estado de la red. Se observa cómo los aerogeneradores pequeños de velocidad fija trasladan las fluctuaciones de velocidad de viento sin apenas retardo a la red, convirtiéndose en un problema en días de viento racheado.

En González *et al.* (1997) se implementan modelos de aerogeneradores de velocidad fija en el entorno del PSS[®]E. En concreto, se implementa un parque mediante tres aerogeneradores equivalentes, cada uno de ellos corresponde a un grupo de aerogeneradores de una misma zona dentro del parque, de forma que tanto el viento incidente como la tensión en sus terminales será muy similar. No se aporta la potencia global del parque ni de las máquinas equivalentes. Se evalúa la respuesta del modelo de parque al aplicar una falta trifásica en una línea cercana y se observa cómo uno de los tres aero-

generadores equivalentes es desconectado debido a su protección de mínima tensión.

Uno de los primeros trabajos sobre modelado de parques eólicos en España es una tesis doctoral presentada en la Universidad de Vigo, Feijóo (1998), en el que se estudian métodos de análisis para evaluar la influencia de los parques eólicos sobre la seguridad estacionaria y la calidad de onda. Se realizan modelos estacionario y dinámicos de parques eólicos y se estudian las condiciones que han de cumplirse para limitar las perturbaciones de los parques eólicos según la normativa vigente en ese momento. Se implementa un modelo de parque formado por 50 aerogeneradores de máquina asíncrona de 330 kW de potencia representados individualmente para comprobar la idoneidad del modelo de aerogenerador desarrollado. Como consecuencia del trabajo realizado se publicaron los siguientes artículos Feijóo *et al.* (1999); Feijóo y Cidrás (2000) con los resultados más destacados.

En Akhmatov y Knudsen (1999) se implementan modelos de aerogeneradores equipados con generador de inducción para estudios de estabilidad. Se recalca la importancia de considerar en el modelo de aerogenerador el eje mecánico de transmisión de potencia y la componente de continua en el estator para obtener una respuesta realista de dicho modelo en los programas de simulación dinámica. El empleo de un modelo de una única masa para representar la parte mecánica del aerogenerador conlleva obtener un comportamiento más estable de la máquina al recuperarse de una falta, mientras que el empleo del modelo de dos masas muestra una oscilación más evidente. Ello indica que el emplear el modelo de una masa induce a resultados conservadores al respecto de la velocidad de giro y de la tensión del generador.

En Sørensen *et al.* (2001) se presenta un estudio en el que se modela mediante el software PowerFactory de la empresa DIgSILENT, un parque real de 6 aerogeneradores de 2 MW equipados con generador de inducción de jaula de ardilla y control de ángulo de pala por pérdida de carga. Tras comparar los resultados de la simulación con las medidas reales se observa una gran concordancia entre ambos, resaltándose que el efecto del paso de pala por la torre es la principal causa de la aparición de *flicker* en bornas del estator del generador.

En Amora y Bezerra (2001) se estudia el efecto en la estabilidad de la red la integración de una cantidad notable de parques eólicos en el sistema. Para ello se evalúa el comportamiento de dos parques eólicos conectados a red ante distintas situaciones de viento y de desconexión de red. El primero de ellos consiste en 10 aerogeneradores de velocidad fija de 1 MW y el otro en 25 aerogeneradores del mismo tipo. La red modelada no está referida a ninguna real, sino que es una red ficticia previamente desarrollada para su uso en estudios de estabilidad al que se le añade un parque eólico en forma de un aerogenerador equivalente. Tras realizar simulaciones, primero con el parque de 10 MW y después con el de 25 MW, se concluye que el incremento

de energía eólica en la red conduce a un incremento de las variaciones transitorias en las variables del sistema. Esta conclusión es obvia teniendo en cuenta que los aerogeneradores de velocidad fija no disponen de la capacidad de inyección de potencia reactiva, de la que sí disponen los aerogeneradores de velocidad variable.

Uno de los primeros modelos dinámicos de parque eólico basado en modelos individuales de aerogeneradores de velocidad variable se encuentra en Saenz *et al.* (2001). Se modela el comportamiento de 33 aerogeneradores con una potencia nominal cada uno de 660 kW equipados con generadores DFIG. Todos los aerogeneradores están conectados en paralelo y se emplea el control basado en un sistema de dos ejes que giran a la misma velocidad que el flujo estatístico, lo que permite el desacoplo de la potencia activa y reactiva. El software empleado es MATLAB y el análisis considera distintos escenarios de viento y factores de potencia en el punto de acoplamiento a red del parque (PCC).

Los autores de Tapia *et al.* (2001); Saenz *et al.* (2001) implementan en MATLAB/Simulink un modelo completo de parque compuesto por 33 aerogeneradores equipados con DFIG y 660 kW de potencia nominal, la razón de emplear esta configuración se debe a su parecido con la del parque eólico de Salazones en Navarra, España. Primero se valida el modelo de un solo aerogenerador respecto a las medidas en parque y después se construye el modelo completo de parque conectando en paralelo todos los aerogeneradores. Se consideran velocidades de viento distintas en cada aerogenerador, ya que las medidas reales en parque así lo indican. A la hora de resolver el modelo se tienen en cuenta las limitaciones impuestas por los límites de potencia reactiva debido a la curva PQ que puede suministrar el aerogenerador. Los elementos del aerogenerador modeladas con mayor detalle son el generador y la parte de control, en la que emplean reguladores PI, aportando además las ecuaciones de sintonización de las constantes de control.

En Tsirekis *et al.* (2001) se emplea el entorno ATP/EMTP para simular el comportamiento del sistema eléctrico de la isla de Creta ante distintas perturbaciones de la red. Los dos parques eólicos que se consideran en el modelo se implementan cada uno de ellos mediante un aerogenerador equivalente de velocidad fija, asumiéndose velocidad constante y sin control de ángulo de pala. Como conclusiones principales se obtienen que la presencia de parques eólicos en un sistema eléctrico aislado como el de Creta provoca mayores valores de tensión en caso de faltas simétricas y asimétricas; y que en el caso de energización de una de las principales líneas del sistema la presencia de los parques eólicos es irrelevante.

En Gomez y Amenedo (2002); Rodriguez-Amenedo *et al.* (2002) se modela otro parque real, el de Yerga en La Rioja que consta de 37 máquinas de 660 kW equipadas con DFIG. La principal razón de modelar el parque en su conjunto se debe a que el trabajo trata sobre el desarrollo e implementación

de estrategias de control a nivel de parque respecto a la potencia activa y reactiva. Dichas estrategias permiten controlar el nivel de tensión y el factor de potencia en el punto de conexión del parque a red.

En Muljadi *et al.* (2002) se evalúa el comportamiento de un parque eólico conectado a una red débil en función del número de aerogeneradores que lo componen (1, 10 o 200 aerogeneradores). El parque está formado por aerogeneradores de velocidad fija de 275 kW de potencia, se desprecia las impedancias de las líneas internas del parque. Todos los aerogeneradores están en paralelo, la velocidad del viento es constante y todos los aerogeneradores trabajan en el mismo punto de operación. Se observa cómo a mayor tamaño del parque, la tensión en el nudo de la conexión a red, PCC, disminuye y lo hace de forma acentuada para velocidades de rotor distintas de la nominal. También se aprecia cómo la relación par-velocidad de los aerogeneradores se minimiza conforme más grande es el parque. Para solventar estos dos efectos, se recomienda el empleo de una combinación serie-paralelo de condensadores en el PCC para aumentar la estabilidad de la tensión en dicho punto y por consiguiente en todo el sistema.

En Akhmatov y Knudsen (2002) se implementa en PSS®E un parque eólico de 72 aerogeneradores de velocidad fija de 2 MW de potencia, con una configuración muy parecida al del parque real emplazado en Rødsand/Nysted en Dinamarca. Se concluye que el parque se puede reducir a un sólo aerogenerador equivalente asumiendo que la velocidad sea más o menos uniforme dentro del parque y que los puntos de trabajo de los aerogeneradores sean similar. En el caso de que no fuera así, en el que se tengan grupos de aerogeneradores trabajando en puntos distintos de operación y viento distinto, el parque se puede modelar mediante un número pequeño de aerogeneradores equivalentes que representan a dichos grupos. También se hace hincapié en la importancia de modelar el acoplamiento mecánico del generador con la turbina. A diferencia de un generador síncrono, que el acoplamiento entre el generador y la turbina es muy rígida, en el caso del aerogenerador dicha unión es relativamente menos rígida por lo que se almacena energía potencial en esa parte del aerogenerador. La energía es liberada en forma de velocidad de giro cuando aparece algún tipo de falta eléctrica.

En Akhmatov (2003a) se implementa en PSS®E un parque eólico marino compuesto por 80 aerogeneradores de velocidad fija, 2 MW de potencia nominal y control de potencia mediante *active-stall* (al superar el viento cierta velocidad, el diseño de las palas hace que se limite la potencia capturada). El parque está conectado al resto del sistema eléctrico a través de una línea trifásica de 132 kV y se obtienen las mismas conclusiones que en Akhmatov y Knudsen (2002). De nuevo se resalta la importancia de la unión mecánica entre el generador y el rotor. En el caso de aerogeneradores de velocidad fija, la interacción mutua electromecánica dentro del parque es despreciable. También se implementa otro parque compuesto por 80 aerogeneradores, pe-

ro esta vez de velocidad variable equipados con DFIG, dicha configuración se asemeja a la del parque danés de Horns Rev. Al igual que en el caso de velocidad fija, si las condiciones de viento y operación son similares se puede emplear el modelo de un aerogenerador equivalente o un número reducido de aerogeneradores equivalentes, en el caso de que haya algunas variaciones de condiciones medioambientales dentro del parque. Se observa cómo en los aerogeneradores DFIG el rango de estabilidad es mayor que en el caso de velocidad fija, debido a la presencia de los convertidores, por lo que mientras los convertidores actúan, el aerogenerador colaborará con el resto de elementos en la estabilidad del sistema eléctrico. En Akhmatov (2004) se detalla la implementación en el entorno PSS[®]E del modelo completo del mismo parque de 80 aerogeneradores DFIG de Akhmatov (2003a), y se profundiza en la interacción de los convertidores de los distintos aerogeneradores que forman el parque ante faltas de red. Se concluye que si el objetivo del estudio consiste en la estabilidad de tensión del sistema eléctrico, entonces el parque eólico puede ser representado mediante un aerogenerador equivalente.

En la tesis Slootweg (2003) se implementa en el entorno PSS[®]E un parque compuesto por 10 aerogeneradores de 2 MW para evaluar su respuesta en el punto de conexión a red, PCC, ante eventos de la red o fluctuaciones de viento. Dicho parque se modela con dos tipologías, radial y lineal, y distintos tipos de aerogeneradores, velocidad fija y velocidad variable (DFIG y PMSG). Se comparan los resultados obtenidos mediante el modelado detallado del parque y el modelo agregado mediante un aerogenerador equivalente. En ambos casos los resultados son parecidos, tanto al considerar máquinas de velocidad fija o variable ante variaciones de viento y ante faltas de red. En el modelo agregado se ignoran las líneas internas del parque, por lo que si el tamaño del parque es muy grande entonces se debería aplicar algún factor de pérdida a los resultados obtenidos a la salida del parque mediante el modelo agregado. Si el objetivo del estudio a realizar tan solo requiere el comportamiento en el PCC, entonces el modelo agregado debería ser suficiente, requiriéndose el modelo detallado si se quiere evaluar el comportamiento individual de los aerogeneradores. Al igual que Akhmatov (2003a), se destaca la importancia del convertidor en el comportamiento del aerogenerador en el caso de faltas de red. A la hora de inicializar los modelos del aerogenerador se parte de los valores de potencia activa y reactiva del punto PCC (datos obtenidos del flujo de cargas realizado previamente) y se procede a calcular el resto de variables; al contrario que Hansen *et al.* (2003a), que proponen una inicialización en dos sentidos: una desde el PCC con los datos de potencia del flujo de cargas y otro desde la parte mecánica con la potencia capturada a partir de la velocidad de viento y de giro del rotor. Los siguientes trabajos fueron originados a partir de los resultados obtenidos durante la tesis descrita en este párrafo: Slootweg *et al.* (2001); Slootweg y Kling (2003); Slootweg *et al.* (2003); Slootweg y Kling (2004).

En Potamianakis y Vournas (2003) se simula el sistema eléctrico de la isla griega de Evia para evaluar la validez de un método de agregación de parques eólicos. A diferencia de la mayoría de casos en el que se agrega un parque entero, en este trabajo la agregación se aplica sobre las redes de distribución a las que están conectados una serie de parques eólicos. De esa forma considera el punto de conexión de dichas redes de distribución a la de transporte como el PCC del parque agregado, formado por los parques conectados a la red de distribución y considerando las líneas internas del parque agregado las líneas de distribución a las que están conectados los parques. Cada uno de los cinco parques agregados resultantes está formado por un único aerogenerador equivalente al número de aerogeneradores que forman cada parque, conectados al nivel de distribución. Los parámetros eléctricos del equivalente se obtienen mediante la conexión en paralelo de los parámetros individuales. Como los parques están divididos en cinco áreas distintas del sistema eléctrico de Evia, cada uno de los modelos corresponde con una de las áreas de dicho sistema eléctrico. Se emplea el entorno MATLAB/Simulink para implementar el modelo detallado y el agregado y así comparar la respuesta de ambos modelos ante dos situaciones de fallo de red de distinta magnitud. En la primera de ellas ambos modelos responden de forma parecida y adecuada, mientras que en la segunda de ellas, donde la falta es más severa, el modelo detallado se comporta de forma inestable mientras que el agregado se comporta de forma correcta. Este último resultado confirma el hecho de que el modelo agregado aporta resultados más conservadores. En resumen, el modelo agregado es adecuado para evaluar la respuesta del sistema ante eventos que aparezcan fuera de las redes de distribución a las que están conectados los parques, en caso de que dichos eventos no sean muy severos. La primera conclusión se debe a que las líneas de distribución están agregadas en el modelo del parque y la segunda porque la tendencia conservadora del modelo agregado no aporta comportamientos realistas ante faltas severas.

En Rosas (2003) se evalúa la respuesta de un parque eólico compuesto por seis aerogeneradores de velocidad fija ante diversas situaciones de viento. El generador es modelado mediante el modelo de tercer orden de la máquina asíncrona y la resistencia del rotor se asume constante. Para la parte mecánica se considera el modelo de disco actuador para la captura de energía y el modelo de dos masas para la transmisión mecánica. El modelo agregado consiste en agrupar todo el parque en un solo aerogenerador. No se especifica la manera de agregar la parte eléctrica y se presta más atención a la obtención de un viento equivalente para todo el parque, que sirve como entrada al modelo agregado. El modelo detallado y el agregado del parque son implementados en el entorno SIMPOW y se compara la respuesta de ambos ante condiciones de viento de distinta velocidad y turbulencia. Se concluye que el modelo agregado es válido para simular el impacto de parques eólicos en la red eléctrica (incluso tiene en cuenta la generación de *flicker* debido al

efecto del paso de pala). El coste computacional es significativamente menor que el del modelo detallado, limitándose uso para velocidades de viento e intensidades de turbulencias que no sean muy elevadas. Por último, evalúa la bondad del modelo agregado realizando estudios de estabilidad en tres sistemas distintos con elevada presencia de parques eólicos de velocidad fija: el primero es un sistema ficticio, el segundo representa a una parte del sistema eléctrico brasileño y el tercero consiste en una versión agregada del sistema nórdico, NORDEL.

En Pöller y Achilles (2003) se emplea el software *DIgSILENT PowerFactory* para comparar modelos detallados y agregados de parques tanto de velocidad fija como variable ante fluctuaciones de viento y faltas de red. El parque está formado por 12 aerogeneradores. En el caso de velocidad fija el parque tiene una potencia aproximada de 24 MW y en el caso de velocidad variable en torno a 50 MW. A la hora de agregar el parque de velocidad fija se propone emplear un único generador asíncrono. Se considera una inercia equivalente al sumar los pares mecánicos de todos los aerogeneradores que son obtenidos de forma individual. Se considera suficiente modelar un único control del ángulo de pala debido a que la velocidad de giro será similar en todo el parque. También se recomienda emplear el modelo de dos masas para la representación del eje de transmisión con el fin de obtener una respuesta más realista de las fluctuaciones de potencia derivadas de las oscilaciones del eje en máquinas de velocidad fija. En el caso del parque de velocidad variable DFIG, se propone emplear un modelo equivalente para la parte eléctrica del aerogenerador, así como para la parte de electrónica y control, y emplear las ecuaciones individuales para la parte mecánica: captura de energía, inercia del generador y control del ángulo de pala. Esto se debe a la alta no linealidad del coeficiente de potencia C_p y de la curva de máxima potencia que, entre otras cosas, provoca que los aerogeneradores puedan trabajar en distintos puntos de trabajo, lo que dificulta su agregación en un único aerogenerador equivalente. Como conclusión principal se obtiene que la agregación de la parte eléctrica es satisfactoria, pero que la agregación de la parte mecánica sólo es válida para estudios de corto plazo (*short-term studies*). Por ello, la propuesta de combinar agregación completa de la parte eléctrica junto a la agregación parcial de la parte mecánica se propone por parte de los autores como la más adecuada para estudios dinámicos de interacción entre grandes parques eólicos y sistemas eléctricos. Este tipo de modelos ahorra tiempo de cálculo respecto al modelo detallado, manteniendo una precisión suficiente tanto en estudios transitorios como dinámicos de estabilidad.

En Pöller (2003) se implementa un parque de velocidad variable DFIG formado por 3 aerogeneradores de 5 MW de potencia nominal en el entorno *DIgSILENT PowerFactory*. Se describen los modelos matemáticos de cada uno de los componentes del aerogenerador y se aplican técnicas de simplificación del modelo del aerogenerador. Se comparan los modelos reducidos

respecto al modelo detallado para validarlos ante distintos eventos de velocidad de viento y faltas de red. Se concluye en base a las estimaciones que el modelo con un mejor compromiso entre coste computacional y precisión en la respuesta es el que está compuesto por un modelo de tercer orden del generador eléctrico, un *crowbar* y un modelo simplificado del convertidor del lado de red.

En la Universidad de Cádiz, ubicada en una zona con elevada presencia de aerogeneradores, también se han desarrollado interesantes trabajos relacionados con el modelado de aerogeneradores y parques enteros. En 2004 se defiende la tesis Fernández (2004) en el que se presenta un modelo de parque formado por cuatro aerogeneradores de velocidad variable DFIG y potencia nominal 660 kW cada uno. El modelo de parque propuesto se implementa a partir de modelos completos de cada aerogenerador, considerando el modelo de tercer orden para el generador, el modelo de dos masas para la transmisión mecánica, el modelo del disco actuador para determinar la captura de energía del viento y los convertidores como fuentes de tensión controladas por intensidad. Se aplica un método de agregación que consiste en emplear un modelo dinámico sencillo de aerogenerador para estimar el par mecánico de cada generador individual, se suma el par mecánico de cada aerogenerador y se introduce en el modelo equivalente del generador del parque; que está escalado a la potencia resultante de la suma de las potencias de cada aerogenerador. De esta manera se obtiene la respuesta global del parque con menor coste computacional que el modelo completo, considerando que en cada aerogenerador incide un perfil de viento a diferente velocidad; pero eso no evita que existan discrepancias con el comportamiento real debido a las simplificaciones aplicadas. Esta tesis doctoral dio lugar entre otras a la publicación Fernández *et al.* (2008) en la que se modela un parque de 2 aerogeneradores DFIG de 660 kW y otro de 6 aerogeneradores del mismo tipo, ambos modelos son sometidos a fluctuaciones de viento y eventos de red como huecos tensión para evaluar los métodos equivalentes de Fernández (2004).

En Cartwright *et al.* (2004) se modela un parque compuesto por 30 aerogeneradores DFIG de potencia nominal 2 MW conectado a nivel de transporte (132 kV) y otro parque mucho más pequeño (dos aerogeneradores DFIG de 2 MW cada uno) conectado al nivel de distribución (11 kV). Las ecuaciones del DFIG y del control son desarrollados respecto a un sistema de referencia de dos ejes perpendiculares. Se simulan distintos casos con ambas configuraciones de parque para evaluar la capacidad de control de tensión de los aerogeneradores. Como conclusión final se resalta que el uso conjunto de aerogeneradores DFIG junto a un transformador de tomas variables para aumentar el rango de acción de los parques presenta resultados satisfactorios para realizar control de tensión.

En Trudnowski *et al.* (2004) se evalúa el comportamiento de un parque

eólico compuesto por 21 aerogeneradores de velocidad fija. Se emplea el Power System Toolbox de MATLAB/Simulink para implementar el modelo y observar su comportamiento ante distintas velocidades de viento y faltas de red. Bajo la premisa de que todos los aerogeneradores están conectados al mismo nudo se asume que éstos serán afectados por el mismo par mecánico derivado de la variación en el par electromagnético provocado por la falta de red. Este par provoca que los aerogeneradores respondan al unísono a dicho evento. La turbina equivalente se obtiene de la suma en paralelo de las turbinas individuales. El generador eléctrico se agrega mediante el método de la admitancia de media ponderada (*weighted average admittances*) descrito en Nozari *et al.* (1987). Tras evaluar distintos modelos para el tren de potencia, se recalca la importancia de emplear el modelo de dos masas para representar de forma adecuada las oscilaciones que suelen presentarse en aerogeneradores de velocidad fija.

En Tabesh y Iravani (2005) se modela un parque eólico compuesto por 80 aerogeneradores de velocidad fija y potencia nominal de 330 kW en el entorno de PSCADTM. Se implementa en el entorno PSCADTM para evaluar la estabilidad transitoria de este parque conectado a red. Para ello se realizan distintos casos variando el punto de operación de los aerogeneradores ante una falta de red y una variación brusca de la velocidad del viento. Para considerar que dentro del parque hay máquinas que funcionan en un punto distinto de trabajo, el parque es modelado mediante dos ramas en paralelo formadas por 40 aerogeneradores cada una. Se concluye que la conexión directa del aerogenerador a la red hace que el nivel de tensión en el PCC se vea muy influenciado tanto por las faltas de red como por el cambio brusco de velocidad del viento. Conforme la diferencia entre la potencia nominal del sistema eléctrico respecto a la potencia nominal del parque sea menor, entonces se incrementa la dependencia del nivel de tensión en el PCC respecto al viento y comportamiento mecánico de los aerogeneradores. Por último, se recalca, al igual que en la mayoría de trabajos citados anteriormente, que es necesario modelar el tren de potencia con el modelo de dos masas para obtener una respuesta realista del comportamiento transitorio del parque.

En Marko *et al.* (2005) se compara el modelo detallado de un parque eólico formado por 10 aerogeneradores de velocidad fija de 550 kW de potencia respecto al modelo agregado, consistente en un único aerogenerador. Ambos modelos se someten a distintas velocidades de viento y no se observan grandes diferencias. Se recomienda el empleo del modelo de tercer orden para el generador, debido a que presenta la mejor relación coste computacional/precisión. No obstante, no desestima el empleo del modelo de quinto orden en el caso de querer estimar con exactitud las intensidades máximas que aparecen en el generador y convertidor en el caso de faltas de red.

En Gjengedal (2005) se evalúa el impacto de un parque eólico formado por 75 generadores de 2 MW en una red con similar estructura a la red

noruega. Se realizan tres casos, el primero considerando que el parque está formado por aerogeneradores de velocidad fija (generadores de inducción), el segundo considerando que son de velocidad variable (DFIG) y el tercero considerando también de velocidad variable pero *full-converter* (generador asíncrono de imanes permanentes). La estructura del parque se divide en 5 agrupamientos en vez del típico esquema de agregar todo el parque en un sólo aerogenerador equivalente. Se realizan estudios de estabilidad transitoria para evaluar la respuesta de las distintas configuraciones ante una falta de red que consiste en la disminución de la tensión durante 300 ms. Se refrenda el buen comportamiento de los aerogeneradores de velocidad variable respecto al control de la potencia activa y reactiva para velocidades media y altas de viento. Igualmente, se destaca la disminución de contribución de potencia reactiva a bajas velocidades de viento debido a las limitaciones físicas del rotor. Por último, se trata el grado de colaboración que pueden prestar los parques eólicos en la estabilidad de la red y se indica que el coste de alguno de los requerimientos de operación impuestos por el operador de red para las centrales convencionales resulta relativamente barato, mientras que esos mismos requerimientos en el caso de los parques eólicos pueden suponer un elevado coste.

En Morren *et al.* (2005a,b) se muestran los modelos dinámicos de aerogeneradores desarrollados en el marco del proyecto Erao II, financiado por la Agencia Holandesa de Energía y Medio Ambiente. El objetivo de estos modelos es observar el efecto de integración de los parques eólicos en la red eléctrica. Los modelos son implementados bajo el entorno MATLAB/Simulink y se propone un modelo de parque compuesto por 36 aerogeneradores DFIG con una potencia nominal de 2,75 MW. Se evalúa la respuesta del parque en el PCC ante variaciones lentas y rápidas de viento en distintos aerogeneradores del mismo parque; así como ante faltas que sólo afectan a uno de los aerogeneradores. En el contexto de control de tensión y frecuencia, se concluye que el parque actúa como una central convencional en lo que se refiere al control de potencia reactiva; y que acutando sobre el margen de producción, los parques eólicos pueden contribuir positivamente al control de frecuencia.

En Lerch y Ruhle (2005) se implementa un parque eólico compuesto por cuatro aerogeneradores DFIG de 5,5 MW bajo el software PSS®NETOMAC. Se comentan los modelos matemáticos de las distintas partes del aerogenerador implementado y se realizan estudios de estabilidad para evaluar la respuesta de cada uno de los aerogeneradores ante faltas de red. Para ello, junto al software NETOMAC se emplea hardware de simulación en tiempo real (DINEMO-II) para posibilitar el uso de controladores reales de aerogeneradores. De esta forma, los fabricantes de aerogeneradores pueden optimizar sus controles y observar el comportamiento de sus máquinas ante la variación de parámetros, como puede ser el valor de la resistencia *crowbar*, ver

apartado 3.3.2.2.

En Barros *et al.* (2006) se simulan tres parques eólicos formados por aerogeneradores DFIG (12, 5 y 30 aerogeneradores) conectados a una parte del sistema eléctrico brasileño. Cada uno de los parques se representa mediante un modelo agregado de un único aerogenerador y se evalúa su comportamiento respecto a distintos eventos de la red. Se linealiza el modelo del aerogenerador DFIG y de los elementos de su conexión a red respecto a un punto de trabajo, por lo que el modelo linealizado sólo es válido para pequeñas desviaciones respecto a ese punto. Gracias a esa linealización se reescribe el modelo completo en forma matricial de variables de estado. El control se diseña en base a los valores de dichas matrices y se realizan estudios de estabilidad y transitorios para mostrar la idoneidad del modelo propuesto. A pesar de definir el modelo mediante un sistema lineal de espacio de estado, la resolución del mismo se realiza mediante el software brasileño de análisis de redes ANAREDE que emplea técnicas de resolución discretizadas como la mayoría de software empleado para realizar estudios similares.

En Fernández *et al.* (2006), trabajo derivado de la tesis Fernández (2004), se comparan modelos detallados de parques eólicos respecto a dos propuestas de modelos agregados. El parque está compuesto por 6 aerogeneradores de velocidad fija de una potencia nominal de 350 kW y las simulaciones son realizadas en el entorno de MATLAB/Simulink. En el modelado del aerogenerador se considera el modelo de tercer orden para el generador, el de dos masas para el tren de potencia y el disco actuador para la captura de energía. El modelo agregado consiste en agrupar todo el parque en un único aerogenerador al que se le aplica un viento equivalente. Como el parque está dividido en tres ramales de dos aerogeneradores cada uno, también se evalúa la representación de cada uno de los ramales mediante un aerogenerador equivalente, es decir, por cada grupo de aerogeneradores que reciban un viento incidente similar se puede emplear un aerogenerador equivalente. En el caso de que la velocidad de viento fuera muy dispar a lo largo del parque, entonces el método de agregar la parte mecánica no aporta resultados realistas, por lo que los autores recomiendan emplear un modelo simplificado de turbina que aproxima mejor el comportamiento del modelo agregado al modelo detallado. Dicho modelo necesita del empleo de un banco de condensadores variables para ajustar mejor el comportamiento de la potencia reactiva. La principal ventaja de este modelo simplificado es que se puede emplear para parques eólicos emplazados en cualquier tipo de terreno, ya sea llanura o zonas escarpadas, y para cualquier velocidad de viento. Aún teniendo en cuenta las limitaciones propias de considerar un único aerogenerador equivalente.

En Comech *et al.* (2006) se emplea el entorno PSS®E para evaluar el efecto de cada una de las partes principales del aerogenerador en estudios de estabilidad. Se modela un aerogenerador de velocidad fija de 660 kW

conectado a una red eléctrica, por un lado se determina que para el tren de potencia es preferible modelarlo mediante el modelo de dos masas y para el generador eléctrico es preferible el modelo de tercer orden, debido a que el de quinto orden requiere un paso de integración que lastra la eficiencia computacional. Se implementa un parque de 13 aerogeneradores de velocidad fija de 600 kW cada uno para evaluar el efecto del modelo de generador a nivel de parque tras la aparición de una falta trifásica en la red. Se observa que tanto el modelo de tercer y quinto orden obtienen resultados idénticos (en ambos modelos se emplea el modelo de una sola masa para el tren de potencia para observar claramente la influencia del modelo del generador). Por último, el modelo detallado y el agregado de este mismo parque son comparados ante la misma falta: un hueco de tensión trifásico. El modelo agregado se basa en considerar todo el parque como un aerogenerador equivalente sin tener en cuenta la distribución de la velocidad del viento del parque, ya que se considera que ese dato normalmente es difícil de conseguir. Los resultados de ambos son muy similares, pero con la ventaja por parte del agregado del ahorro en tiempo de cómputo, y relegando el modelo detallado sólo en aquellos casos en el que se quiera conocer el estado interno del parque.

En Muljadi y Parsons (2006) se realiza una comparación entre la opción de modelar un parque entero mediante un aerogenerador equivalente y la de hacerlo mediante varios aerogeneradores equivalentes que representan distintas partes del parque con características parecidas. El parque está formado por 67 aerogeneradores de velocidad variable DFIG de 1,5 MW de potencia del fabricante Siemens. Se emplea el software PSS®E para las simulaciones, las cuales cubren la operación normal, con faltas de red y variaciones de velocidad de viento. Se concluye que la representación mediante un único aerogenerador (no se indica cómo se obtiene dicho aerogenerador) induce a resultados pesimistas respecto la estabilidad, y que lo más adecuado es el empleo de la representación por grupos que presenten características similares (eléctricas, geográficas, mecánicas, etc).

En Shafiu *et al.* (2006) se comentan las distintas técnicas de agregación de modelos de parques eólicos para estudios de estabilidad y para la validación y desarrollo de sistemas de control de aerogeneradores. Se trabaja tanto con aerogeneradores de velocidad fija como de velocidad variable, DFIG. Se describe en primer lugar el modelo individual de cada uno de los dos tipos de aerogeneradores tratados y después el método de agregación. A la hora de agregar se considera viento constante, todas las máquinas iguales y se escalan los parámetros de un aerogenerador individual al de uno de potencia equivalente a la del parque. La configuración del parque que se emplea en la simulación consiste en tres ramas de 10 aerogeneradores de 2 MW cada una en paralelo respecto al punto de conexión del parque con la red, la cual se considera lo suficientemente fuerte para mantener la tensión nominal invariable. A la hora de implementar el modelo en el entorno IPSA POWER,

una de las ramas se representa mediante un aerogenerador equivalente para poder comparar su comportamiento respecto al de los modelos detallados ante la misma falta. En el caso de considerar todas las máquinas de velocidad fija, se aprecia que el modelo agregado se comporta de forma muy parecida a los detallados, se justifican las pequeñas diferencias en base a que la red interna del parque en el modelo agregado es desestimada. En el caso de considerar el parque formado por máquinas DFIG, se resalta el hecho de que se emplea prácticamente el mismo controlador de intensidad que en el caso de un aerogenerador individual con unas pequeñas modificaciones. Por último se sustituyen las tres ramas del parque por un aerogenerador DFIG equivalente y se compara el comportamiento respecto al del modelo detallado en el caso de un hueco de tensión. Se observa que el comportamiento es similar y con la ventaja de que el tiempo de cálculo ha sido tan solo del 5 % del requerido para el modelo detallado.

En Lei *et al.* (2006) se simula un parque completo empleando como herramienta el software PSS[®]E y su interacción con la red de Irlanda mediante el empleo de un modelo simplificado, Eirgrid (2012). El parque simulado consiste en la primera fase de un proyecto de parque eólico marino que está formado por 7 aerogeneradores DFIG de 3,6 MW de la empresa General Electric, Miller *et al.* (2003). Los aerogeneradores se simulan considerando el modelo de tercer orden, los convertidores como fuentes de tensión controladas por intensidad, la parte mecánica del aerogenerador se modela mediante el modelo de una masa, ver sección 3.2.2, y el control del ángulo de pala se realiza mediante un PI con límites en la variación y valores máximos del ángulo. Estas hipótesis de trabajo hacen que este modelo sea adecuado para evaluar el comportamiento del parque en general, pero no para evaluar el comportamiento interno de los convertidores. Los modelos se implementan en el entorno PSS[®]E y se validan respecto al modelo detallado de aerogenerador DFIG del software DiGSILENT. Los casos de estudio abarcan desde variaciones de viento a huecos de tensión, mostrando la bondad del empleo de los aerogeneradores DFIG para la estabilidad del sistema eléctrico.

En Garcia-Gracia *et al.* (2008) se propone un método de agregación basado en la ponderación de la potencia generada por los aerogeneradores de forma individual. A diferencia de la mayoría de técnicas de agregación, en este caso se tiene en cuenta la red interna del parque en el modelo agregado, ya que la potencia generada de forma individual tiene asociado un nivel de tensión. Se emplean dos programas de simulación: PSS[®]E (basado en el método de Euler explícito) y PSCADTM (simulación en el dominio del tiempo basado en el método implícito de integración). Para el modelado individual del aerogenerador se considera el modelo de disco actuador y el modelo de dos masas para la parte mecánica, para la parte eléctrica se parte del modelo de quinto orden. Se evalúa el efecto de disminuir el orden del modelo del generador ante un hueco de tensión, para ello se modela tanto en PSS[®]E

como PSCADTM un aerogenerador de velocidad fija de 850 kW conectado a red al que se ve sometido a un hueco de tensión. Se observa que los modelos de tercer y quinto orden del PSS[®]E se comportan de forma muy parecida al de PSCADTM. En esta misma contribución, se continúa con el modelado de un parque de 23 aerogeneradores de velocidad fija de 850 kW, y se compara el modelo detallado respecto al agregado consistente en un único aerogenerador equivalente cuyos parámetros se determinan escalando los individuales a nivel de parque. Se observa que la potencia activa a través del PCC no coinciden exactamente, mostrando ciertas diferencias. Estas diferencias se justifican en base a que el modelo del aerogenerador equivalente no considera las pérdidas en la red interna de parque. Se propone así un nuevo modelo agregado en base al método que considera las pérdidas internas y, tras compararlo con el modelo detallado, las diferencias en la potencia activa disminuyen notablemente respecto al modelo agregado tradicional.

En geng Qiao *et al.* (2008) se propone un método original de agregación de un parque de 29,5 MW formado por 30 aerogeneradores de velocidad fija de distinta potencia: 600 kW, 850 kW y 1,5 MW. El modelo agregado consiste en representar el parque mediante un aerogenerador equivalente. Los parámetros de éste son obtenidos mediante un método basado en las características de la salida del parque, en inglés representado por el acrónimo EMOC. El EMOC consiste en plantear una función objetivo no lineal basada en las ecuaciones de la curva de potencia del parque, ya sea medida o estimada de forma teórica. La solución que minimiza dicha función determina los valores de los parámetros del aerogenerador equivalente. El método es comparado respecto a un modelo detallado del parque implementado en MATLAB/Simulink ante una rampa de viento y distintas variaciones de la tensión de red. La principal limitación de este método es que el modelo equivalente obtenido es válido para estado estacionario, pero no es válido para evaluar la respuesta del parque ante una falta, ya que los parámetros del modelo equivalente se obtuvieron en base a unos datos de salida del parque que corresponden con el funcionamiento en condiciones estables.

En base a Fernández (2004), se presenta en la Universidad de Cádiz la tesis Vázquez (2008), donde se realiza un estudio de modelos agregados considerando el parque formado por aerogeneradores de distintas características, máquinas de velocidad fija (SCIG) y variable (DFIG). Bajo la plataforma MATLAB/Simulink se construye un modelo de turbina equivalente junto a un modelo de viento equivalente para todo el parque. Se demuestra su validez para el caso de que el viento incidente entre las distintas máquinas del parque no supere los 2 m/s de diferencia o que el viento incidente en el caso de los DFIG sea superior al nominal. Parte del trabajo desarrollado se presenta en Fernández *et al.* (2009).

En Perdana *et al.* (2008) se simula el parque sueco de Olos que está formado por 5 aerogeneradores de velocidad fija con una potencia de 600

kW y los resultados se comparan respecto a medidas reales. En primer lugar se propone un modelo detallado de un solo aerogenerador empleando el modelo de quinto orden del generador y el de dos masas para la parte mecánica. Después se analiza el caso de un modelo equivalente de un parque eólico, el cual es representado por un único aerogenerador en el que se indican como partes importantes a la hora de agregar el conjunto generador+transformador+condensador y el conjunto palas+buje+tren de potencia. La parte aerodinámica y el modelado del viento no se presentan en detalle. Considerando que los tiempos característicos de las fluctuaciones de viento son mucho más elevados que el marco temporal en el que se desarrolla un estudio transitorio, el par mecánico debido al viento se puede considerar constante durante un evento transitorio. De las comparaciones entre las simulaciones y las medidas reales se concluye que la impedancia de las líneas internas del parque se pueden despreciar, que se puede asumir el par mecánico como constante y que el error obtenido al reemplazar todo el parque por un único aerogenerador equivalente es bajo. En línea con lo comentado respecto al efecto de considerar o no las líneas internas dentro del modelo de parque, en esta tesis doctoral se ha optado por omitirlas en la implementación del modelo de parque empleado en los casos de estudio. El modelo equivalente de aerogenerador emplea el sistema de ecuaciones de quinto orden para representar el generador y el modelo de dos masas para la parte mecánica, siendo suficiente para la representación de pequeños parques eólicos formados por máquinas de velocidad fija en estudios dinámicos de potencia. Como conclusión, se indica que el modelo equivalente de un solo aerogenerador para todo el parque es suficiente para la mayoría de estudios de estabilidad a corto plazo.

En Michalke (2008), se simulan dos parques de 80 aerogeneradores cada uno equipados con DFIG y PMSG, con una potencia nominal unitaria de 2 MW, ver sección 2.2. Se emplea el software DlgSILENT y se implementan dichos parques en un sistema eléctrico ficticio pero realista, proporcionado por el operador del sistema eléctrico danés. Cada uno de ellos es representado por un modelo equivalente de parque formado por un único aerogenerador cuya potencia es el equivalente a la potencia total del parque, mientras que la parte mecánica es representada por el modelo de una masa. Se evalúa cómo los grandes parques eólicos equipados con control de tensión colaboran en el control de estabilidad de la red. Se observa cómo la presencia cercana de parques eólicos de velocidad variable en lugares donde haya parques eólicos de velocidad fija ayudan a estos últimos a superar con éxito la aparición de huecos de tensión.

En Conroy y Watson (2009) se modela un parque de 12 aerogeneradores de 5 MW de velocidad variable PMSG *full converter*, cada aerogenerador está equipado con una resistencia (*crowbar*) para mitigar el exceso de intensidad en el convertidor cuando aparece un hueco de tensión. Se estudia el compor-

tamiento del parque ante huecos de tensión en el punto de conexión a red, PCC, mediante dos modelos agregados con varias simplificaciones. Los modelos son implementados en el entorno DIgSILENT. La principal simplificación es obviar el comportamiento mecánico del aerogenerador y el convertidor del lado de la máquina, siendo representados por una fuente continua de intensidad de potencia constante. La segunda simplificación es obviar el *crowbar*, con lo que se consigue mejorar los costes computacionales pero a costa de aumentar la discrepancia de resultados respecto al modelo detallado, sobre todo para vientos incidentes por debajo del nominal.

En Yang y Zha (2009) se propone otro modelo de turbina equivalente para aerogeneradores de velocidad variable equipados con DFIG. La simulación es realizada bajo la plataforma de PSCADTM y la aportación principal consiste en que el modelo equivalente de turbina es alimentado por un viento equivalente obtenido a partir de considerar una curva de potencia respecto al modelo simplificado de cada uno de los aerogeneradores. Se suma la potencia de cada uno de ellos y como la curva potencia-velocidad de viento está definida por unidad entonces la curva asociada a la turbina equivalente es igual a la de un aerogenerador. A partir de la potencia total se obtiene la velocidad de viento equivalente que incide en la turbina agregada.

En Skolthanarat (2009) se presenta un trabajo sobre la modelización y control de un parque eólico y su conexión a un sistema formado por distintos tipos de plantas de generación. A partir de los puntos de equilibrio del conjunto de ecuaciones diferenciales no lineales que describen el modelo completo, se aplica una linealización del sistema que es válido en torno a esos puntos de equilibrio. Se reescriben las ecuaciones linealizadas en forma de espacio de estado y se resuelve dicho sistema empleando MATLAB/Simulink mediante métodos de integración numérica.

En Chowdhury *et al.* (2010) se realiza una comparación entre un modelo detallado de parque respecto a un modelo agregado empleando MATLAB/Simulink, en concreto el paquete de herramientas SimPowerSystems. La agregación consiste en calcular el par mecánico de cada aerogenerador según el viento incidente que reciba cada uno, agregar dicho par y emplearlo como entrada a un modelo equivalente del generador cuyos parámetros han sido escalados a la potencia total del parque. El estudio se centra en comparar los valores de tensión y potencias en el PCC entre el modelo detallado y el modelo equivalente. Se observa que el modelo agregado responde de forma muy parecida al detallado ante eventos como huecos de tensión, con un ahorro de tiempo computacional del orden del 87 %.

En De Tommasi *et al.* (2010) se muestra otro ejemplo de modelo agregado de DFIG basado en un único aerogenerador equivalente y se emplea MATLAB/Simulink para la simulación. La potencia generada se divide en dos partes: una asociada al estado estacionario y otra asociada a variaciones de viento. Por la parte de estacionario se consideran las diferencias del viento

incidente entre distintos aerogeneradores del parque, para ello se aplica un filtro gaussiano a la hora de calcular el viento equivalente aplicado al modelo de aerogenerador agregado. Se comparan los modelos detallados y agregado, se obtiene un buen compromiso entre velocidad de cómputo y diferencia de resultados del agregado respecto al modelo detallado.

En Meng y Xue (2010) se enfatiza la importancia de construir adecuadamente un viento equivalente considerando las curvas de potencia de los aerogeneradores por separado para emplearlo en el modelo agregado. Con esta finalidad se emplea el modelo DFIG y el del parque incluido en la librería de SimPowerSystems de MATLAB/Simulink como modelo detallado de parque. El modelo equivalente se obtiene al calcular la potencia de cada uno de los aerogeneradores a través de su curva de potencia, se obtiene la potencia total y se convierte a la base del aerogenerador equivalente, a partir de la curva de potencia de dicho aerogenerador se obtiene la potencia generada del parque. Para incluir el efecto de que varios aerogeneradores reciben vientos muy dispares, se propone dividir en tres partes la curva de potencia del aerogenerador equivalente, de forma que los aerogeneradores cuyo punto de trabajo de la curva de potencia sea similar se agreguen en uno solo. En el caso de tener en un mismo parque aerogeneradores con velocidades por debajo de la nominal, en torno a la nominal y por encima de la nominal, el modelo agregado del parque estaría formado por tres aerogeneradores.

En Li *et al.* (2011) se presenta otro modelo equivalente de parque de aerogeneradores basado en DFIG formado por un único aerogenerador. Se emplea un método de agregación u otro en función de si la velocidad del viento incidente es superior o inferior a la nominal. Se obtienen buenos resultados en la comparación entre el modelo detallado y el modelo agregado, siempre y cuando todos los aerogeneradores reciban un viento por debajo o por encima del valor nominal. En el caso de que algunos aerogeneradores reciban viento por encima del nominal y otros por debajo, entonces el método propuesto no es tan atractivo y el autor indica que es necesario investigar en ese sentido. Los parámetros del aerogenerador agregado se obtienen a partir de la suma de los parámetros de cada aerogenerador multiplicado por un coeficiente, el cual se define por la relación entre la potencia del parque y la potencia individual del aerogenerador.

En Sada (2011) se implementan modelos agregados de parques de aerogeneradores equipados con DFIG y PMSG *full converter* en el entorno DIgSILENT. Se emplea un modelo de aerogenerador cuyos parámetros se escalan considerando que todos los aerogeneradores están conectados en paralelo, y elementos como el transformador del aerogenerador se escala a la potencia total del parque. Como se trabaja por unidad, las constantes de control no se modifican. En el viento que incide sobre el aerogenerador equivalente se considera el efecto estela. Se concluye que agregando grupos de aerogeneradores de similares características, tanto a nivel de configuración

como de viento incidente, se obtienen resultados muy aproximados a los obtenidos con el modelo detallado y además se obtiene un ahorro de coste computacional apreciable.

En Matevosyan *et al.* (2011) se muestran los resultados iniciales obtenidos por parte del grupo de trabajo CIGRE C4.605 respecto al modelado y agregación de cargas en sistemas de potencia flexibles. Uno de los objetivos es realizar recomendaciones de cómo desarrollar modelos equivalentes para distintos tipos de plantas de generación, como los parques eólicos. Para ello se realiza un resumen de las distintas técnicas de agregación de parques eólicos: agregar todo el parque en un único aerogenerador; agrupar grupos de aerogeneradores que reciban viento similar en un solo aerogenerador; considerar la parte mecánica de cada aerogenerador de forma individual para después obtener un par mecánico agregado el cual se aplica a un modelo que agrega la parte eléctrica-electrónica. También se cita el modelo de parques agregados empleado por REE, el operador del sistema eléctrico español. Dicho modelo permite obtener una respuesta aceptable para distintos modelos de tecnologías de aerogenerador con sólo ajustar una serie de parámetros.

En Zhou *et al.* (2011) se realiza una serie de reflexiones sobre los métodos para la obtención de un modelo equivalente de parque, compuestos por aerogeneradores DFIG y SCIG. Los autores indican que la investigación sobre la agregación de modelos de parques eólicos permanece en un estado inicial, ya que la mayoría de estudios realizados con anterioridad están basados en modelos equivalentes de SCIG. Que las fluctuaciones intrínsecas del viento, junto a la complejidad de los sistemas de control y la falta de acceso a datos operativos de parques dificulta el desarrollo de modelos equivalentes funcionales.

En Brochu *et al.* (2011) se propone un modelo genérico para representar las conexiones internas de un parque eólico de tamaño entre 50 y 300 MW en estudios dinámicos de potencia. Se plantea la posibilidad de representar las conexiones internas mediante un único modelo equivalente de conexiones. Dicho modelo equivalente está a su vez conectado en serie con un único aerogenerador de potencia equivalente al total del parque. El modelo de parque resultante es adecuado para realizar estudios dinámicos en sistemas con un elevado número de parques. Además, se definen una serie de parámetros genéricos que se muestran útiles a la hora de modelar las líneas internas del parque cuando no se dispone de información sobre el cableado a representar. Para ello se compara el modelo propuesto respecto a un modelo equivalente que a su vez ha sido validado respecto al modelo detallado de parque.

En Jiménez *et al.* (2012) se presenta la validación de la respuesta ante huecos de tensión de un parque eólico formado por un número indeterminado de aerogeneradores DFIG, modelo G52 del fabricante GAMESA con potencia nominal de 850 kW. El modelo individual de aerogenerador DFIG es validado respecto a medidas de reales en el lado de alta tensión del trans-

formador del aerogenerador. Después el modelo individual se emplea para la representación del parque, aunque los autores no especifican si se aplica algún tipo de agregación. Se simula el modelo del parque conectado a un modelo equivalente de red cuyo comportamiento es similar a la red eléctrica española. Finalmente, los resultados de la simulación indican que el parque eólico cumple los requerimientos impuestos por el procedimiento de operación 12.3 de Red Eléctrica de España. El modelo es implementado en el software PSCADTM, con un paso de integración muy pequeño, $10.024 \mu s$, lo que implica un elevado coste computacional en el caso de querer simular del orden de decenas o centenares de aerogeneradores.

En resumen, todos los modelos equivalentes de parques propuestos son implementados en entornos de software que emplean técnicas de discretización para realizar la simulación. Eso implica un elevado coste computacional al simular de forma detallada un parque formado por un gran número de aerogeneradores mediante sus modelos individuales, por lo que para reducir ese esfuerzo computacional se recurre a técnicas de agregación. La principal desventaja de la agregación es que se pierde información individual sobre el comportamiento de cada uno de los aerogeneradores que forman el parque. Por lo comentado anteriormente, es factible el plantear un método alternativo de resolución, que permita obtener el comportamiento individual de los aerogeneradores de un parque ante eventos atmosféricos y eléctricos a un coste computacional asumible.

2.4. Métodos de resolución

En todos los trabajos citados en las secciones 2.2 y 2.3, la resolución de los modelos planteados se realiza mediante métodos de integración numérica. Para la simulación de los modelos se emplean paquetes de software como Bladed, PSS[®]E, Power Factory-DIGSILENT y PSCADTM/EMTDC. Estos programas contienen en sus bases de datos modelos relacionados con la parte mecánica (palas, multiplicadora y la torre), parte eléctrica (generador síncrono, asíncrono o asíncrono doblemente alimentado), parte electrónica de potencia (convertidores de potencia) y de control (control de ángulo de pala, control de los convertidores de potencia y control del crowbar activo). Dichos modelos están compuestos por sistemas de ecuaciones diferenciales y algebraicas, tanto lineales como no lineales.

En las últimas décadas, el empleo de técnicas analíticas para resolver modelos de aerogeneradores ha sido descartado, debido principalmente a la presencia de no linealidad y, sobre todo, a la limitación técnica de los paquetes de software de cálculo simbólico. Apenas hay trabajos realizados para evaluar la idoneidad de la resolución de forma simbólica de modelos de aerogeneradores, tanto desde el punto de vista de coste computacional como de la fiabilidad de resultados obtenidos, posiblemente porque implica una partici-

pación multidisciplinar. De hecho, son escasas las referencias en la literatura técnica asociada al modelado de aerogeneradores o sus componentes cuya resolución sea simbólica. Tras una búsqueda en diversas fuentes sólo se han podido localizar un par de trabajos publicados en revistas internacionales:

1. Aguglia *et al.* (2007), donde se deduce de forma analítica el sistema de ecuaciones del convertidor del lado del rotor de un aerogenerador DFIG. El sistema de ecuaciones es resuelto de forma simbólica mediante el software Mathematica, Wolfram (2012), y se evalúa su idoneidad sometiendo a un aerogenerador DFIG de 2,5 MW a distintos eventos de red. Además, se realiza un estudio de sensibilidad respecto a la estrategia de potencia reactiva en los convertidores del rotor y de red, llegando a la conclusión que la clásica suposición de que el convertidor del lado de red trabaja con factor de potencia unidad es la más adecuada.
2. Klima *et al.* (2008), obtiene la solución analítica para un inversor trifásico compuesto por PWM conectado a un motor de inducción, donde se estudia la respuesta de dicho inversor ante variaciones en la parte de continua del inversor. En este caso, se emplea el software MathCad para obtener la solución analítica.

Debido a la escasez bibliográfica sobre la resolución simbólica de modelos de aerogeneradores y la obtención de una solución analítica, se estableció contacto por parte de los directores de esta tesis doctoral con expertos en la materia de resolución analítica. Tras una evaluación de las ecuaciones involucradas en el modelo de un aerogenerador, la principal conclusión resultó ser la necesidad de aplicar algún tipo de linealización a las ecuaciones que describen dicho modelo. Esta linealización permite reescribir el conjunto de ecuaciones en forma de variables de espacio de estado y entonces proceder a la resolución simbólica.

Al resolver numéricamente un modelo compuesto por componentes y eventos de dinámica tan distinta se presenta un conflicto entre el coste computacional y la estabilidad. Este problema se presenta en los estudios de estabilidad de los sistemas eléctricos, ya que los componentes presentes en dichos sistemas presentan constantes de tiempo muy diferentes. Se dividen en tres categorías: pequeñas (dinámica de los flujos de estator de los generadores, los dispositivos de electrónica de potencia), medias (dinámica de los flujos del rotor de los generadores, desviación de la velocidad de giro, sistemas de excitación de generadores) y grandes constantes de tiempo (controladores de turbinas y la dinámica de calderas de grandes centrales), Perdana *et al.* (2008). Este tipo de modelos se representa mediante un sistema de ecuaciones que pertenece al tipo denominado *sistema stiff*, en el que sus componentes presentan constantes de tiempo de valores muy diferentes, Hoffman (2001). En Kundur (1994) se desarrolla en profundidad cómo repre-

Figura 2.5: Constantes de tiempo de diversos componentes y eventos en un sistema eléctrico, tomada de Perdana (2008) y modificada.

sentar adecuadamente cada uno de los componentes de un sistema eléctrico, justificando las simplificaciones aplicadas a los modelos. Los parques eólicos no aparecen mencionados en este texto, puesto que es una tecnología relativamente reciente. A la hora de incluir las ecuaciones de un parque eólico en el modelo del sistema hay que considerar algunos aspectos, como por ejemplo que la parte mecánica de un aerogenerador presenta unas constantes de tiempo medias (del orden de segundos), mientras que las que se pueden encontrar asociadas a la dinámica del flujo del estator y de la electrónica de potencia son pequeñas (del orden de milisegundos), ver figura 2.5 donde se muestra un resumen de las constantes de tiempo de los componentes y eventos que aparecen en un sistema eléctrico.

Los métodos de integración numérica se pueden dividir en dos categorías: métodos explícitos y métodos implícitos. Para explicar las diferencias entre los distintos tipos de métodos de integración numérica, se define el siguiente modelo de ecuaciones de estado:

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{f}(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), t) \quad (2.5)$$

$$\mathbf{x}(t = t_0) = \mathbf{x}_0 \quad (2.6)$$

donde $\mathbf{x}$ es el vector de estados, $\mathbf{u}$ es el vector de entradas, $\mathbf{x}_0$ es el vector de condiciones iniciales y t representa el tiempo. Una componente $x_i(t)$ de $\mathbf{x}$ representa la i^{th} trayectoria del estado en función del tiempo. Si el modelo de ecuaciones no contiene discontinuidades en $\mathbf{f}_i(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), t)$ ni en sus derivadas, entonces $x_i(t)$ es una función continua. Por lo tanto, la función se

podrá aproximar mediante series de Taylor en alrededor de cualquier punto de la trayectoria siempre y cuando la trayectoria no tienda a infinito para un valor finito de tiempo.

Se denomina t^* al instante de tiempo en torno al cual se desarrolla la serie de Taylor y $t^* + h$ el instante de tiempo en el que se quiere evaluar la aproximación, por lo que los primeros elementos del desarrollo de Taylor se pueden escribir de la siguiente forma:

$$x_i(t^* + h) = x_i(t^*) + \frac{dx_i(t^*)}{dt} \cdot h + \frac{d^2x_i(t^*)}{dt^2} \cdot \frac{h^2}{2!} + \dots \quad (2.7)$$

Se sustituye (2.5) en (2.7):

$$x_i(t^* + h) = x_i(t^*) + f_i(t^*) \cdot h + \frac{df_i(t^*)}{dt} \cdot \frac{h^2}{2!} + \dots \quad (2.8)$$

Si se trunca la serie de Taylor tras el término lineal en (2.8):

$$x_i(t^* + h) \approx x_i(t^*) + f_i(x_i(t^*), t^*) \cdot h \quad (2.9)$$

Esta forma de calcular el valor aproximado en $t = (t^* + h)$ se conoce como método de *Forward Euler*, FE, con paso de integración h . La principal ventaja de este método es la sencillez de su implementación y que tan sólo emplea valores pasados de las variables de estado y sus derivadas. Un método que presenta esta característica se denomina método explícito. La mayoría de los métodos empleados en el software de simulación pertenecen a este tipo. Por ejemplo, en el software de simulación PSS[®]E se emplea el método modificado de Euler (también denominado método Heun) que se define a continuación:

$$x_i(t^* + h) = x_i(t^*) + [f_i(x_i(t^*), t^*) + f_i(x'_i(t^* + h), t^* + h)] \cdot \frac{h}{2} \quad (2.10)$$

donde $x'_i(t^* + h)$ se calcula mediante el método de FE:

$$x'_i(t^* + h) = x_i(t^*) + f_i(x_i(t^*), t^*) \cdot h \quad (2.11)$$

El método Heun es el que se emplea en los casos de estudio mostrados en el capítulo 5.

En (2.12) se muestra el algoritmo *Backward Euler*, BE. Pertenecce al grupo de métodos implícitos y como se observa el valor actual a aproximar depende de dicho valor actual y del valor pasado de las variables.

$$x_i(t^* + h) \approx x_i(t^*) + f_i(x_i(t^* + h), t^* + h) \cdot h \quad (2.12)$$

Esto constituye un lazo algebraico no lineal que ha de resolverse en cada paso de integración, lo que implica un mayor coste computacional a la hora de

simular. Esta desventaja se ve compensada por la ventaja desde el punto de vista de estabilidad numérica. El BE garantiza estabilidad en la resolución numérica para cualquier tamaño de paso h , siempre y cuando el sistema a resolver sea analíticamente estable. En el caso del FE, un sistema analíticamente estable puede dar un resultado numéricamente inestable si el paso de integración h es demasiado grande.

Para más información respecto a las propiedades de los distintos métodos de integración numérica, consultar Hoffman (2001).

Capítulo 3

Modelo de un aerogenerador equipado con generador de inducción doblemente alimentado

3.1. Introducción

En este capítulo se desarrollan las ecuaciones que describen el funcionamiento de un aerogenerador equipado con una máquina de inducción doblemente alimentada (*Doubly Fed Induction Generator*, en el resto del texto se referirá como DFIG). En el apartado 3.2 se describen la parte mecánica del aerogenerador y el cálculo de la potencia mecánica transferida por el viento a las palas del aerogenerador. Se indica la influencia que ejercen sobre esta potencia mecánica parámetros como la velocidad del viento, velocidad de giro del rotor y el ángulo de incidencia del viento sobre las palas. En el apartado 3.3 se detalla el modelo matemático del generador en coordenadas abc y dq y se describe el convertidor describiendo sus principales características. En el apartado 3.4 se comentan las estrategias de control comúnmente empleadas en aerogeneradores DFIG y se realiza una comparativa, apartado 3.4.3.3. En ese mismo apartado se desarrollan las ecuaciones asociadas al control empleadas en los casos de estudio mostrados en el capítulo 5. En último lugar, en el apartado 3.4.4.4 se describe el método de cálculo de las constantes de control.

En la figura 3.1 se muestran los componentes principales de una góndola de un aerogenerador DFIG comercial de 2 MW. La principal diferencia respecto a la configuración que emplea el generador de inducción clásico, Kundur (1994), consiste en que el rotor del generador está conectado a la red a través de un convertidor electrónico *back-to-back* cuya potencia nominal es del orden del 30 % de la potencia nominal del aerogenerador, Peña *et al.* (1996a), véase figura 3.2. Gracias a este convertidor, la máquina puede operar

Figura 3.1: Góndola del aerogenerador DFIG modelo MM92 del fabricante REpower Systems. Obtenida de <http://www.repower.de> y modificada.

Figura 3.2: Esquema aerogenerador equipado con DFIG.

en un rango mayor de velocidad de giro del generador que la máquina clásica de inducción (en torno a 1500 rpm), dicho rango de velocidades abarca tanto la velocidad subsíncrona como supersíncrona (en un rango aproximado entre 900–2000 rpm), Perdana (2008). Es por ello que el DFIG se adapta mejor a la variabilidad intrínseca del viento. Esta característica del generador junto al hecho de que la potencia del convertidor es sólo el %30 de la nominal del aerogenerador, son dos de las principales razones por la que este tipo de generador ha sido el empleado en la mayoría de los aerogeneradores instalados en la primera década del siglo XXI en España, de hecho en torno al 80 % de los aerogeneradores instalados son DFIG AEE (2013).

3.2. Modelado de los componentes mecánicos

En este apartado se describe la parte relacionada con la transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica en el eje acoplado al buje y su transmisión hacia el eje del generador. También se muestran los modelos típicos de transmisión mecánica que se emplean para estudios de estabilidad transitoria.

3.2.1. Captura de la energía del viento

La energía cinética del viento es convertida en energía mecánica al incidir éste sobre las palas que a su vez transmiten el par mecánico al buje. El buje está acoplado a un eje, llamado eje de baja, que está conectado al eje de alta velocidad a través de una multiplicadora, ver figura 3.1. La velocidad del eje de baja es del orden de 10 veces inferior a la del eje de alta, o eje del generador.

Para determinar la energía mecánica capturada se toma como modelo de rotor el disco actuador, considerándose éste formado por un número infinito de palas, infinitamente delgadas y suponiéndose como un disco fino que es capaz de extraer energía, Rodríguez *et al.* (2003). Se supone el aire como fluido ideal, lo que implica viscosidad nula, considerándose entonces que toda la energía que ceda el fluido al pasar por el rotor es aprovechada por éste. Estas hipótesis se combinan con la Ecuación de Bernoulli, Lubosny (2003), para estimar la variación teórica de energías y la potencia resultante, quedando que la potencia extraíble del viento es:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A_r v^3, \quad (3.1)$$

donde ρ es la densidad del aire incidente, A_r es el área circular barrida por las palas y v es la velocidad del viento incidente. Pero en la realidad no se puede transformar toda la energía cinética del viento en energía mecánica. La cantidad de energía que se puede transferir del viento a las palas viene fijada por el límite de Betz y se hace aplicando un coeficiente de potencia C_p a la ecuación de la potencia del viento (3.1). Teóricamente su valor máximo es $16/27$, Burgos *et al.* (2001). Así que, para determinar la energía mecánica o potencia mecánica capturada en condiciones estacionarias, se emplea la siguiente ecuación, Petersson (2005):

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A_r C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (3.2)$$

$$\lambda = \Omega_M \frac{r}{v}, \quad (3.3)$$

donde $C_p(\lambda, \beta)$ es el coeficiente de potencia, λ la velocidad característica, β es el ángulo de incidencia del aire respecto a las palas, r es el radio de la circunferencia que dibujan las puntas de las palas y Ω_M es la velocidad angular

Figura 3.3: Evolución de C_p en función de λ y β .

del buje (eje de baja velocidad). En la figura 3.3 se muestra la evolución del C_p de un aerogenerador tipo.

La figura 3.4 representa la relación existente entre la potencia de salida del aerogenerador (también se puede emplear la potencia mecánica capturada, en Vázquez (2008) se realiza una comparación de las distintas curvas) y la velocidad de giro del generador para distintas velocidades de viento v para el caso de una máquina de 1,5 MW. Si se unen los máximos de cada una de esas curvas se obtiene una curva, llamada *curva óptima de producción*, que se emplea como referencia en el control de la máquina. En la figura 3.22 se muestran los distintos tipos de curvas empleadas en el control de aerogeneradores.

3.2.1.1. Control del ángulo de pala

Como se ha mostrado en la figura 3.3, el coeficiente de potencia C_p depende entre otros parámetros del ángulo de incidencia del viento sobre las palas, β . Eso significa que la potencia generada puede ser modificada variando dicho ángulo mediante un sistema de control. Esta característica es muy útil para que los aerogeneradores puedan operar bajo vientos incidentes superiores al valor nominal.

Figura 3.4: Ejemplo de curvas potencia-velocidad de giro.

En Muller *et al.* (2000) se compara el método de control del ángulo de pala respecto al control por pérdida aerodinámica, típicamente empleado en los aerogeneradores de velocidad fija. Se obtiene como conclusión que el método de control de ángulo de pala es más ventajoso desde el punto de vista de producción de energía y de estrés mecánico para aerogeneradores de potencia superior a 1 MW. Normalmente el control de ángulo de pala sólo se emplea para puntos de operación superiores a la velocidad nominal, Michalke (2008).

El mecanismo actuador de giro de las palas se suele modelar mediante un sistema de primer orden, ver figura 3.5, empleándose limitadores en los ángulos y en la velocidad a la que pueden girar las palas. Debido a la no linealidad de la relación entre velocidad del viento, velocidad de giro de la máquina y potencia capturada se aplica una "ganancia programada", de forma que el valor de la constante de control K_{PI} se modifica en función del punto de trabajo. La constante de tiempo empleada en el modelo del actuador puede ser del orden de $T_{servo} = 0,1$ s y la velocidad de cambio de ángulo de pala puede alcanzar $10^\circ/\text{s}$, Michalke (2008).

3.2.2. Transmisión mecánica

En la figura 3.6 se muestran distintas opciones a la hora de modelar el conjunto palas-buje-multiplicadora-generator del aerogenerador, Salman y Teo (2003). No se considera el efecto del paso de pala sobre la posición de

Figura 3.5: Esquema control del ángulo de pala.

la torre ya que según Slootweg (2003) el efecto es pequeño, sobre todo en máquinas de velocidad variable en el que el comportamiento del generador no depende tanto de la red, debido a la presencia de los convertidores.

El modelo más sencillo se basa en asumir como una única masa la suma de las masas de las palas, buje, tren de potencia y eje del generador, por lo que la ecuación del movimiento queda de forma similar a la ecuación del movimiento del eje del DFIG, (3.10):

$$J_T \cdot \frac{d\Omega_G}{dt} = T_G - T_{el}, \quad (3.4)$$

siendo J_T la inercia resultante de la suma de las inercias de las palas, buje, tren de potencia y eje del generador; Ω_G la velocidad mecánica del eje del generador; T_G el par mecánico aplicado en el eje del generador y T_{el} el par eléctrico del generador.

En Akhmatov (2005) se realiza un estudio sobre cómo afecta el modelado mecánico y obtiene como conclusión principal que para el estudio de estabilidad transitoria eléctrica basta con modelar el comportamiento mecánico del aerogenerador (conjunto palas, buje y multiplicadora) mediante un modelo de dos masas, figura 3.7. El modelo de una masa, ecuación (3.4), genera resultados conservadores respecto a la respuesta de la máquina ante eventos de la red.

Según Ledesma (2001) y Akhmatov (2003a) la ecuación dinámica de este modelo de dos masas se puede escribir:

$$J_M \cdot \frac{d\Omega_M}{dt} = T_M - T_G - D_M \Omega_M \quad (3.5)$$

$$J_G \cdot \frac{d\Omega_G}{dt} = T_G - T_{el} - D_G \Omega_G \quad (3.6)$$

$$\frac{d\theta_{eje}}{dt} = (\Omega_M - \Omega_G), \quad (3.7)$$

donde J_M es la suma de los momentos de inercia de las palas, buje y multiplicadora del aerogenerador. J_G es el momento de inercia del generador; T_G el par mecánico del eje de alta velocidad del aerogenerador; T_M es el par mecánico aplicado al eje de baja; T_{el} es el par electromagnético producido por el

Figura 3.6: Distintos tipos de modelados de la parte mecánica del aerogenerador.

Figura 3.7: Modelo mecánico de dos masas del aerogenerador.

generador, ecuación (3.86); D_M y D_G son coeficientes de amortiguamiento; θ_{eje} es el ángulo de torsión del eje de alta velocidad, ver figura 3.7:

$$T_M = \frac{P_M}{\Omega_M} \quad (3.8)$$

$$T_G = K_s \theta_{eje} - D_s (\Omega_G - \Omega_M). \quad (3.9)$$

En Petersson (2005) se aportan datos aproximados relacionados con las pérdidas producidas en una multiplicadora tipo para un aerogenerador de potencia nominal alrededor de 2 MW. Para velocidades de viento de hasta 8 m/s las pérdidas de la potencia transmitida por el eje mecánico son inferiores a un 1 % y para velocidades superiores de 13 m/s el valor de las pérdidas no supera el 2,5 % del total.

3.3. Modelado de los componentes eléctricos

Se describen las ecuaciones que modelan el comportamiento de las distintas partes eléctricas-electrónicas del aerogenerador equipado con DFIG como son el generador y el convertidor. El transformador no es descrito puesto que en los modelos empleados en esta tesis el aerogenerador está conectado directamente a la red y el transformador se asume como un elemento ideal sin pérdidas.

3.3.1. Modelado del generador DFIG

En esta sección se desarrollan las ecuaciones tanto mecánicas como eléctricas que determinan el comportamiento del generador de inducción doblemente alimentado. Como ya se ha comentado anteriormente, la principal diferencia respecto a una máquina de inducción clásica se refiere al hecho de que el rotor en la DFIG no está cortocircuitado, sino que está conectado a red a través de un doble convertidor tal y como se muestra en la figura 3.8.

3.3.1.1. Ecuación mecánica

La ecuación de movimiento del eje de la máquina consiste en la diferencia entre el par eléctrico y el par mecánico aplicado en el eje, normalmente se suelen despreciar las pérdidas por elasticidad o amortiguamiento.

$$J_G \cdot \frac{d\Omega_G}{dt} = T_G - T_{el}, \quad (3.10)$$

donde J_G es la inercia de la masa del eje de la máquina DFIG, Ω_G la velocidad mecánica del eje en rad/s , T_G el par mecánico aplicado en el eje del generador y T_{el} el par eléctrico.

Figura 3.8: Esquema de un DFIG conectado a red.

3.3.1.2. Ecuaciones eléctricas (*abc*)

En esta sección se describen las ecuaciones eléctricas que describen el comportamiento eléctrico de la máquina DFIG, se empieza por desarrollar las ecuaciones asociadas a la parte del estator y después las asociadas a la parte del rotor.

Ecuaciones de estator Para el desarrollo de las ecuaciones asociadas al estator de la máquina se parte de un esquema como el mostrado en la figura 3.9; donde ω_r es la velocidad eléctrica angular del rotor, a es una de las tres fases del estator, A es una de las tres fases del rotor y θ_{aA} es el ángulo comprendido entre los ejes magnéticos de la fase a y A tomando como referencia el eje magnético de la fase a .

Según Kundur (1994) las ecuaciones de las tensiones instantáneas estatóricas u_x , siendo x cualquiera de las tres fases a, b, c del estator, se pueden escribir de la siguiente forma asumiendo funcionamiento en modo *motor*:

$$u_a = R_s i_a + \frac{d}{dt} \psi_a \quad (3.11a)$$

$$u_b = R_s i_b + \frac{d}{dt} \psi_b \quad (3.11b)$$

$$u_c = R_s i_c + \frac{d}{dt} \psi_c, \quad (3.11c)$$

donde R_s es la resistencia estatórica por fase que se asume es igual y constante en las tres fases (en condiciones reales de funcionamiento el valor de la resistencia se ve afectado por la temperatura), i_x es la intensidad instantánea de la fase x en el estator y ψ_x es el flujo magnético enlazado instantáneo en la fase x . El hecho de asumir el modo *motor* indica que si la máquina funciona como generador entonces la potencia en el estator será negativa.

Figura 3.9: Esquema de una máquina eléctrica teniendo en cuenta tan sólo una fase del estator y otra del rotor.

Figura 3.10: Circuitos del rotor y del estator de una máquina de inducción.

Los flujos magnéticos por cada fase del estator se definen de la siguiente manera, Kundur (1994):

$$\psi_a = L_{aa}i_a + L_{ab}i_b + L_{ac}i_c + M_{aA}i_A \cos(\theta_{aA}) + M_{aB}i_B \cos(\theta_{aA} + \frac{2\pi}{3}) + M_{aC}i_C \cos(\theta_{aA} - \frac{2\pi}{3}) \quad (3.12a)$$

$$\psi_b = L_{bb}i_b + L_{ba}i_a + L_{bc}i_c + M_{bA}i_A \cos(\theta_{aA} - \frac{2\pi}{3}) + M_{bB}i_B \cos(\theta_{aA}) + M_{bC}i_C \cos(\theta_{aA} + \frac{2\pi}{3}) \quad (3.12b)$$

$$\psi_c = L_{cc}i_c + L_{ca}i_a + L_{cb}i_b + M_{cA}i_A \cos(\theta_{aA} + \frac{2\pi}{3}) + M_{cB}i_B \cos(\theta_{aA} - \frac{2\pi}{3}) + M_{cC}i_C \cos(\theta_{aA}). \quad (3.12c)$$

Para el caso de que se asuma que el rotor tiene una estructura simétrica y de que se desprecian los efectos de la profundidad de las ranuras de enrollamiento del cable (*slot effects*), entonces las inductancias mutuas entre las fases del estator y del rotor se asumen iguales,

$$M_{aA} = M_{aB} = M_{aC} = M_{bA} = M_{bB} = M_{bC} = M_{cA} = M_{cB} = M_{cC} = M_{sr}, \quad (3.13)$$

donde M_{sr} es el valor máximo de la inductancia mutua entre cualquier fase del estator y del rotor. En el caso de que se quisiera tener en consideración los efectos de la profundidad de las ranuras de enrollamiento (*deep bar effects*) se recomienda consultar Iov *et al.* (2004a).

Se introduce la ecuación (3.13) en (3.12a), (3.12b) y (3.12c).

$$\psi_a = L_{aa}i_a + L_{ab}i_b + L_{ac}i_c + M_{sr}[i_A \cos(\theta_{aA}) + i_B \cos(\theta_{aA} + \frac{2\pi}{3}) + i_C \cos(\theta_{aA} - \frac{2\pi}{3})] \quad (3.14a)$$

$$\psi_b = L_{bb}i_b + L_{ba}i_a + L_{bc}i_c + M_{sr}[i_A \cos(\theta_{aA} - \frac{2\pi}{3}) + i_B \cos(\theta_{aA}) + i_C \cos(\theta_{aA} + \frac{2\pi}{3})] \quad (3.14b)$$

$$\psi_c = L_{cc}i_c + L_{ca}i_a + L_{cb}i_b + M_{sr}[i_A \cos(\theta_{aA} + \frac{2\pi}{3}) + i_B \cos(\theta_{aA} - \frac{2\pi}{3}) + i_C \cos(\theta_{aA})]. \quad (3.14c)$$

Al final se tiene que L_{aa} es la inductancia mutua de la fase a del estator, L_{ab} es la inductancia mutua entre la fase a y fase b del estator y por último la variable i_X es la intensidad de la fase X del rotor. Por la disposición geométrica y similitud física se tiene:

$$L_{aa} = L_{bb} = L_{cc} \quad (3.15)$$

$$L_{ab} = L_{ac} = L_{ba} = L_{bc} = L_{ca} = L_{cb}. \quad (3.16)$$

En el caso de que el sistema sea equilibrado o con ausencia de neutro, como ocurre en las conexiones de cualquier máquina eléctrica,

$$i_a + i_b + i_c = 0, \quad (3.17)$$

ahora se define:

$$L_{ss} = L_{aa} - L_{ab}. \quad (3.18)$$

Se sustituyen las ecuaciones (3.15), (3.16), (3.17) y (3.18) en (3.12a), (3.12b) y (3.12c), de forma que los flujos magnéticos concatenados por las fases del estator quedan:

$$\psi_a = L_{ss}i_a + M_{sr}[i_A \cos(\theta_{aA}) + i_B \cos(\theta_{aA} + \frac{2\pi}{3}) + i_C \cos(\theta_{aA} - \frac{2\pi}{3})] \quad (3.19a)$$

$$\psi_b = L_{ss}i_b + M_{sr}[i_A \cos(\theta_{aA} - \frac{2\pi}{3}) + i_B \cos(\theta_{aA}) + i_C \cos(\theta_{aA} + \frac{2\pi}{3})] \quad (3.19b)$$

$$\psi_c = L_{ss}i_c + M_{sr}[i_A \cos(\theta_{aA} + \frac{2\pi}{3}) + i_B \cos(\theta_{aA} - \frac{2\pi}{3}) + i_C \cos(\theta_{aA})]. \quad (3.19c)$$

Se aprecia claramente la dependencia de los flujos concatenados respecto al ángulo θ_{aA} . Si se sustituye las ecuaciones (3.19a), (3.19b) y (3.19c) en (3.11a), (3.11b) y (3.11c) entonces las tensiones estatóricas u_x quedan en función de las intensidades estatóricas i_x , intensidades rotóricas i_X y del ángulo θ_{aA} .

En base a lo comentado en el apartado C.1.1, se construyen los vectores espaciales de las tensiones, intensidades y flujos magnéticos del estator (subíndice s) referenciados al eje magnético de la fase a del estator (superíndice a).

$$\mathbf{u}_s^a = u_a e^{j0} + u_b e^{j2\pi/3} + u_c e^{j4\pi/3} \quad (3.20)$$

$$\mathbf{i}_s^a = i_a e^{j0} + i_b e^{j2\pi/3} + i_c e^{j4\pi/3} \quad (3.21)$$

$$\boldsymbol{\psi}_s^a = \psi_a e^{j0} + \psi_b e^{j2\pi/3} + \psi_c e^{j4\pi/3}. \quad (3.22)$$

Ecuaciones de rotor En el caso del rotor se sigue la misma metodología que en el caso del estator, por lo que de forma similar se plantean las ecuaciones para el caso de las tensiones rotóricas:

$$u_A = R_r i_A + \frac{d}{dt} \psi_A \quad (3.23a)$$

$$u_B = R_r i_B + \frac{d}{dt} \psi_B \quad (3.23b)$$

$$u_C = R_r i_C + \frac{d}{dt} \psi_C. \quad (3.23c)$$

Con R_r la resistencia rotórica por fase, i_X la intensidad de la fase X del rotor y ψ_X el flujo magnético instantáneo concatenado por la fase X ; siendo X cualquiera de las fases A, B, C del rotor. Los flujos magnéticos ψ_X

se definen como:

$$\psi_A = L_{AA}i_A + L_{AB}i_B + L_{AC}i_C + M_{Aa}i_a \cos(\theta_{aA}) + M_{Ab}i_b \cos(\theta_{aA} - \frac{2\pi}{3}) + M_{Ac}i_c \cos(\theta_{aA} + \frac{2\pi}{3}) \quad (3.24a)$$

$$\psi_B = L_{BB}i_B + L_{BA}i_A + L_{BC}i_C + M_{Ba}i_a \cos(\theta_{aA} + \frac{2\pi}{3}) + M_{Bb}i_b \cos(\theta_{aA}) + M_{Bc}i_c \cos(\theta_{aA} - \frac{2\pi}{3}) \quad (3.24b)$$

$$\psi_C = L_{CC}i_C + L_{CA}i_A + L_{CB}i_B + M_{Ca}i_a \cos(\theta_{aA} - \frac{2\pi}{3}) + M_{Cb}i_b \cos(\theta_{aA} + \frac{2\pi}{3}) + M_{Cc}i_c \cos(\theta_{aA}). \quad (3.24c)$$

De forma parecida que en el caso del estator, apartado 3.3.1.2, debido a la disposición geométrica de los conductores de las fases del rotor y del estator se tiene que:

$$M_{Aa} = M_{Ab} = M_{Ac} = M_{Ba} = M_{Bb} = M_{Bc} = M_{Ca} = M_{Cb} = M_{Cc} = M_{rs} \quad (3.25)$$

$$M_{rs} = M_{sr} \quad (3.26)$$

$$L_{AA} = L_{BB} = L_{CC} \quad (3.27)$$

$$L_{AB} = L_{AC} = L_{BA} = L_{BC} = L_{CA} = L_{CB}, \quad (3.28)$$

donde M_{rs} es el valor máximo de la inductancia mutua entre cualquier fase del rotor respecto a otra del estator que es igual a M_{sr} , L_{AA} es la inductancia mutua de la fase A del rotor, L_{AB} es la inductancia mutua entre la fase A y fase B del rotor.

Se define:

$$L_{rr} = L_{AA} - L_{AB}. \quad (3.29)$$

En el caso de que el sistema sea equilibrado o con ausencia de neutro:

$$i_A + i_B + i_C = 0. \quad (3.30)$$

Por lo que en base a las ecuaciones (3.24a), (3.24b), (3.24c), (3.25), (3.26), (3.27), (3.28), (3.29), (3.30) y las figuras 3.9 y 3.10 se pueden definir los flujos concatenados por las fases del rotor de la siguiente forma:

$$\psi_A = L_{rr}i_A + M_{sr}[i_a \cos(\theta_{aA}) + i_b \cos(\theta_{aA} - \frac{2\pi}{3}) + i_c \cos(\theta_{aA} + \frac{2\pi}{3})] \quad (3.31a)$$

$$\psi_B = L_{rr}i_B + M_{sr}[i_a \cos(\theta_{aA} + \frac{2\pi}{3}) + i_b \cos(\theta_{aA}) + i_c \cos(\theta_{aA} - \frac{2\pi}{3})] \quad (3.31b)$$

$$\psi_C = L_{rr}i_C + M_{sr}[i_a \cos(\theta_{aA} - \frac{2\pi}{3}) + i_b \cos(\theta_{aA} + \frac{2\pi}{3}) + i_c \cos(\theta_{aA})]. \quad (3.31c)$$

Del mismo modo que en el caso del estator, los flujos magnéticos concatenados por el rotor dependen de la posición relativa entre las distintas fases, ángulo θ_{aA} . Si se sustituye las ecuaciones (3.31a), (3.31b) y (3.31c) en

Figura 3.11: Circuito equivalente de una máquina DFIG.

(3.23a), (3.23b) y (3.23c), entonces las tensiones rotóricas u_X quedan en función de las intensidades rotóricas i_X , intensidades estatóricas i_x y del ángulo θ_{aA} .

En base a lo comentado en el apartado C.1.1, se construyen los vectores espaciales de las tensiones, intensidades y flujos magnéticos del rotor referenciados al eje magnético de la fase A del rotor.

$$\mathbf{u}_r^A = u_A e^{j0} + u_B e^{j2\pi/3} + u_C e^{j4\pi/3} \quad (3.32)$$

$$\mathbf{i}_r^A = i_A e^{j0} + i_B e^{j2\pi/3} + i_C e^{j4\pi/3} \quad (3.33)$$

$$\boldsymbol{\psi}_r^A = \psi_A e^{j0} + \psi_B e^{j2\pi/3} + \psi_C e^{j4\pi/3}. \quad (3.34)$$

La figura 3.11 muestra el circuito equivalente de una máquina DFIG (con los valores del rotor referenciados al estator):

3.3.1.3. Ecuaciones eléctricas ($dq\theta$)

En la figura 3.12 se tiene representada una máquina de inducción con varios sistemas de referencia. En el estator se ha fijado un sistema de referencia de dos ejes perpendiculares (α_s, β_s) que permanece inmóvil si se observa desde la base de la máquina ya que el estator se considera fijo. En el rotor se ha fijado otro sistema de dos ejes (α_r, β_r) que gira solidario al mismo a una velocidad eléctrica $\omega_r = p \cdot \Omega_r$, siendo p el número de pares de polos y Ω_r la velocidad mecánica de giro del rotor respecto a la base de la máquina. Además, se ha fijado otro sistema de referencia de dos ejes (d, q) que gira a una velocidad ω_{dq} . La razón de incluir los sistemas (α_s, β_s) y (α_r, β_r) se debe a que su empleo facilita el entendimiento matemático que hay detrás de la conversión de las variables desde un sistema de referencia local (abc caso del estator y ABC caso del rotor) a un sistema (d, q) en principio independiente del estator y del rotor. El poder definir las variables eléctricas de distintas partes de la máquina respecto a un único sistema de referencia común facilita enormemente el diseño del control que gobierna la máquina. En los siguientes

Figura 3.12: Sistemas de referencia aplicadas en la máquina de inducción.

apartados se describirá en detalle dicha conversión aplicada en las ecuaciones del estator así como las del rotor. Por último indicar que la posición relativa de los vectores espaciales de tensión e intensidad en las figuras siguientes no corresponde con la realidad, su ubicación se ha realizado en base a obtener una mejor visualización, Mohan (2001).

En las secciones 3.3.1.2 y 3.3.1.2 se han definido las ecuaciones que describen las tensiones, intensidades y flujos asociados al estator y rotor de la máquina de inducción. Se puede observar que el valor de los flujos instantáneos producidos por el estator y el rotor depende de la posición relativa entre ambos (3.12a), (3.12b), (3.12c), (3.31a), (3.31b) y (3.31c). Esta dependencia origina dificultades a la hora de operar matemáticamente con las ecuaciones de la máquina, que están referidas a un sistema de tres ejes como el mostrado en la figura 3.10. Para disminuir esta dificultad se puede emplear una transformada matemática denominada por algunos autores como *transformada de Park*, Krause *et al.* (2002), mientras que por otros autores es denominada como *transformada dq0*, Kundur (1994), Mohan (2001). En este trabajo se ha optado por la segunda opción debido a que los autores citados enfatizan el sentido físico de dicha transformada.

Las intensidades instantáneas del estator en un sistema de referencia (a, b, c) como i_{sa} , i_{sb} e i_{sc} se pueden expresar en otro sistema de referencia

Figura 3.13: Sistema de referencia estator en la máquina de inducción.

$(d, q, 0)$ mediante la transformada $dq0$, Kundur (1994), ver (3.35).

$$\begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{s0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} k_d \\ k_q \\ k_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & \cos(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_s) & -\sin(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}. \quad (3.35)$$

El ángulo θ_s se define como el ángulo comprendido entre el eje magnético de la fase a (a lo largo de ese eje se sitúa el valor máximo del campo magnético de la fase a) y el eje horizontal del sistema de referencia a emplear, que es el eje α_s en el caso del sistema fijado al estator o el eje d en caso del sistema móvil, ver figura 3.13.

El ángulo θ_s evoluciona respecto al tiempo de la siguiente manera:

$$\theta_s = \frac{d\theta_s}{dt} + \theta_s(t=0) = \omega_1 t + \theta_s(t=0). \quad (3.36)$$

En el caso que se cumpla que $i_{sa} + i_{sb} + i_{sc} = 0$; entonces $i_{s0} = 0$, por lo que se obtiene un vector espacial bidimensional $\mathbf{i}_s$. Dicho vector espacial está formado por dos componentes, que son las proyecciones del vector $\mathbf{i}_s$ sobre los ejes ortogonales del sistema de referencia correspondiente. La condición de que la suma instantánea de valores de intensidad sea cero se cumple en sistemas equilibrados y en sistemas desequilibrados sin neutro.

Por tanto, en el caso particular de que la suma de intensidades del estator sea cero y el vector espacial de intensidad estatórica esté referenciado al eje

d , razón por la que el vector espacial tiene el superíndice d (ver el apartado C.1.2), se tiene que:

$$\mathbf{i}_s^d = i_{sd} + j \cdot i_{sq}, \quad (3.37)$$

donde las componentes i_{sd} e i_{sq} se calculan de la siguiente forma si se toma como referencia el eje magnético de fase a del estator, Mohan (2001); Ackerman (2005):

$$i_{sd} = k_d \left[i_a \cos(\theta_s) + i_b \cos(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) + i_c \cos(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \right] \quad (3.38)$$

$$i_{sq} = k_q \left[-i_a \sin(\theta_s) - i_b \sin(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) - i_c \sin(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \right]. \quad (3.39)$$

Si las componentes i_a, i_b e i_c son senoidales puras equilibradas de frecuencia f entonces $\mathbf{i}_s$ gira respecto al sistema fijo con una velocidad constante $\omega = 2\pi f$ y su módulo $|\mathbf{i}_s|$ es constante e igual a la amplitud de la onda de intensidad. A las constantes k_d y k_q se les asigna un valor igual a $2/3$, Kundur (1994), de esa forma los valores pico de i_{sd} e i_{sq} coinciden con los valores pico de las intensidades de cada una de las fases del estator.

Teniendo en cuenta las ecuaciones (3.36), (3.37), (3.38), (3.39) y la figura 3.13 se pueden describir los siguientes escenarios:

- Si el vector espacial está referenciado al sistema (α_s, β_s) y teniendo en cuenta que el eje α_s está alineado con el eje magnético de la fase a entonces se tiene que $\theta_s(t=0) = 0$ y como el sistema (α_s, β_s) está fijado al estator entonces $\omega_1 = 0$ por lo que queda:

$$\theta_s = 0. \quad (3.40)$$

- Si el vector espacial está referenciado al sistema (d, q) el cuál se mueve respecto al estator con una velocidad ω_1 , entonces θ_s varía respecto al tiempo de la siguiente manera:

$$\theta_s = \omega_1 \cdot t + \theta_s(t=0). \quad (3.41)$$

En el que $\theta_s(t=0)$ es el ángulo comprendido entre el eje magnético de la fase a del estator y el eje d en el instante inicial.

La transformación $dq0$ también se puede aplicar al caso de las tensiones de fase del estator u_a, u_b y u_c y los flujos magnéticos ψ_a, ψ_b y ψ_c . De forma análoga también se puede aplicar a las intensidades, tensiones y flujos magnéticos del rotor, apartado 3.3.1.2.

Las ecuaciones que definen las tensiones estatóricas en términos del sistema (α_s, β_s) , siendo $\theta_s = 0$ por lo comentado anteriormente, se obtienen

tras aplicar la transformada $dq0$, (3.35), a (3.11):

$$u_{s\alpha_s} = R_s i_{s\alpha_s} + \frac{d}{dt} \psi_{s\alpha_s} \quad (3.42a)$$

$$u_{s\beta_s} = R_s i_{s\beta_s} + \frac{d}{dt} \psi_{s\beta_s}, \quad (3.42b)$$

de forma vectorial:

$$\mathbf{u}_s^{\alpha_s} = R_s \mathbf{i}_s^{\alpha_s} + \frac{d}{dt} \boldsymbol{\psi}_s^{\alpha_s}, \quad (3.43)$$

donde $\mathbf{u}_s^{\alpha_s}$ es el vector espacial de tensiones estatóricas referenciado al sistema (α_s, β_s) tomando el eje α_s como referencia angular. Los vectores espaciales de las tensiones, intensidades y flujos magnéticos estatóricos por componentes en el sistema de referencia (α_s, β_s) quedan:

$$\mathbf{u}_s^{\alpha_s} = u_{s\alpha_s} + j u_{s\beta_s} \quad (3.44)$$

$$\mathbf{i}_s^{\alpha_s} = i_{s\alpha_s} + j i_{s\beta_s} \quad (3.45)$$

$$\boldsymbol{\psi}_s^{\alpha_s} = \psi_{s\alpha_s} + j \psi_{s\beta_s}. \quad (3.46)$$

Las definiciones de los vectores espaciales de las tensiones, intensidades y flujos estatóricos en el sistema (α_s, β_s) se pueden relacionar respecto a las definiciones de dichos vectores espaciales en el sistema (d, q) de la siguiente forma, Mohan (2001):

$$\mathbf{u}_s^{\alpha_s} = \mathbf{u}_s^d \cdot e^{j\theta_s} \quad (3.47a)$$

$$\mathbf{i}_s^{\alpha_s} = \mathbf{i}_s^d \cdot e^{j\theta_s} \quad (3.47b)$$

$$\boldsymbol{\psi}_s^{\alpha_s} = \boldsymbol{\psi}_s^d \cdot e^{j\theta_s}. \quad (3.47c)$$

Básicamente consiste en aplicar una rotación angular de valor θ_s , siendo θ_s el ángulo comprendido entre los ejes α_s y d ; ver figura 3.13. Se sustituye en (3.43) las ecuaciones (3.47a), (3.47b) y (3.47c):

$$(\mathbf{u}_s^d \cdot e^{j\theta_s}) = R_s (\mathbf{i}_s^d \cdot e^{j\theta_s}) + \frac{d}{dt} (\boldsymbol{\psi}_s^d \cdot e^{j\theta_s}). \quad (3.48)$$

Tras desarrollar la parte del flujo estatórico y reordenar los elementos de la ecuación se obtiene la siguiente expresión:

$$\mathbf{u}_s^d = R_s \mathbf{i}_s^d + j \frac{d\theta_s}{dt} \boldsymbol{\psi}_s^d + \frac{d}{dt} \boldsymbol{\psi}_s^d, \quad (3.49)$$

se recuerda que $\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_1$:

$$\mathbf{u}_s^d = R_s \mathbf{i}_s^d + j \omega_1 \boldsymbol{\psi}_s^d + \frac{d}{dt} \boldsymbol{\psi}_s^d. \quad (3.50)$$

En la ecuación (3.50) la variable ω_1 es la velocidad angular relativa entre el eje d y el eje α_s , que en el caso de que la máquina esté conectada a una red trifásica de frecuencia f tiene el valor de:

$$\omega_1 = 2\pi f = \omega_s. \quad (3.51)$$

Se escriben los vectores espaciales de las tensiones, intensidades y flujos magnéticos estatóricos por componentes en el sistema de referencia (d, q) con el eje d como referencia angular:

$$\mathbf{u}_s^d = u_{sd} + j u_{sq} \quad (3.52)$$

$$\mathbf{i}_s^d = i_{sd} + j i_{sq} \quad (3.53)$$

$$\boldsymbol{\psi}_s^d = \psi_{sd} + j \psi_{sq}. \quad (3.54)$$

Se reescribe la ecuación (3.50) en componentes (d, q) :

$$\begin{pmatrix} u_{sd} \\ u_{sq} \end{pmatrix} = R_s \begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{pmatrix} + j\omega_1 \begin{pmatrix} \psi_{sd} \\ \psi_{sq} \end{pmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} \psi_{sd} \\ \psi_{sq} \end{pmatrix}, \quad (3.55)$$

se tiene en cuenta (3.54), entonces $j \cdot (\psi_{sd} + j\psi_{sq}) = -\psi_{sq} + j\psi_{sd}$, por lo que la ecuación (3.55) queda:

$$\begin{pmatrix} u_{sd} \\ u_{sq} \end{pmatrix} = R_s \begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{pmatrix} + \omega_1 \begin{pmatrix} -\psi_{sq} \\ \psi_{sd} \end{pmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} \psi_{sd} \\ \psi_{sq} \end{pmatrix}. \quad (3.56)$$

Según Kundur (1994) el vector espacial del flujo magnético del estator $\boldsymbol{\psi}_s$ se puede definir en coordenadas (d, q) de la siguiente forma:

$$\boldsymbol{\psi}_s^d = L_{ss}\mathbf{i}_s^d + L_m\mathbf{i}_r^d, \quad (3.57)$$

con $L_m = 3/2 \cdot M_{sr}$, siendo M_{sr} la máxima inductancia mutua entre una fase del estator y otra del rotor.

La ecuación (3.57) también se puede definir como, Peña *et al.* (1996a):

$$\left| \boldsymbol{\psi}_s^d \right| = L_m \left| \mathbf{i}_{ms}^d \right|, \quad (3.58)$$

donde $\mathbf{i}_{ms}^d$ es la intensidad estatórica de magnetización, Peña *et al.* (1996a); Tapia *et al.* (2006).

De forma similar a como se ha procedido al desarrollo de las ecuaciones del estator en las coordenadas (d, q) se va a proceder con las del rotor. Para ello se parte de la figura 3.14 donde destaca A_{mgn} que es el eje magnético del devanado A del rotor, el sistema de referencia de dos ejes (α_r, β_r) solidario al rotor y el mismo sistema (d, q) empleado en el caso de las ecuaciones del estator que gira a una velocidad ω_{dq} respecto a la base estática donde se apoya la máquina.

Figura 3.14: Sistema de referencia rotor en la máquina de inducción.

El primer paso es realizar la transformación de las variables eléctricas del rotor al sistema (α_r, β_r) . Al estar el eje α_r alineado con el eje magnético de la fase A entonces se tiene que $\theta_r = 0$ (ver ecuaciones (3.65) y (3.66)). Por lo que tras aplicar la transformación $dq0$ a las tensiones rotóricas (ecuaciones (3.23a), (3.23b) y (3.23c)) y teniendo en cuenta que la parte homopolar es nula:

$$u_{r\alpha_r} = R_r i_{r\alpha_r} + \frac{d}{dt} \psi_{r\alpha_r} \quad (3.59a)$$

$$u_{r\beta_r} = R_r i_{r\beta_r} + \frac{d}{dt} \psi_{r\beta_r}, \quad (3.59b)$$

de forma vectorial:

$$\mathbf{u}_r^{\alpha_r} = R_r \mathbf{i}_r^{\alpha_r} + \frac{d}{dt} \psi_r^{\alpha_r}, \quad (3.60)$$

donde $\mathbf{u}_r^{\alpha_r}$ es el vector espacial de tensiones rotóricas referenciado al sistema (α_r, β_r) tomando el eje α_r como referencia angular. Los vectores espaciales de las tensiones, intensidades y flujos magnéticos rotóricos definidos por componentes en el sistema de referencia (α_r, β_r) quedan:

$$\mathbf{u}_r^{\alpha_r} = u_{r\alpha_r} + j u_{r\beta_r} \quad (3.61)$$

$$\mathbf{i}_r^{\alpha_r} = i_{r\alpha_r} + j i_{r\beta_r} \quad (3.62)$$

$$\psi_r^{\alpha_r} = \psi_{r\alpha_r} + j \psi_{r\beta_r}. \quad (3.63)$$

Los vectores definidos en (3.61), (3.62) y (3.63) se pueden referenciar al sistema (d, q) aplicando un giro de valor θ_r , que según la figura 3.14 es el

ángulo comprendido entre el eje α_r y el eje d :

$$\mathbf{u}_r^{\alpha_r} = \mathbf{u}_r^d \cdot e^{j\theta_r} \quad (3.64a)$$

$$\mathbf{i}_r^{\alpha_r} = \mathbf{i}_r^d \cdot e^{j\theta_r} \quad (3.64b)$$

$$\psi_r^{\alpha_r} = \psi_r^d \cdot e^{j\theta_r}. \quad (3.64c)$$

El ángulo θ_r varía con el tiempo de la siguiente manera:

$$\theta_r = \omega_2 t + \theta_r(t=0), \quad (3.65)$$

donde ω_2 es la velocidad eléctrica relativa entre la del sistema (d, q) , ω_{dq} , y la del rotor, ω_r .

$$\omega_2 = \omega_{dq} - \omega_r. \quad (3.66)$$

En el caso del sistema (α_r, β_r) cuyo eje α_r está alineado con A_{mgn} entonces la ecuación (3.65) queda:

$$\theta_r = 0, \quad (3.67)$$

eso se debe a que el sistema (α_r, β_r) gira solidario al rotor, a velocidad ω_r , por lo que la velocidad relativa al rotor ω_2 es igual a 0 y por otro lado, al estar alineado el eje α_r con el eje magnético de la fase a del rotor entonces $\theta_r(t=0) = 0$.

En el caso de tomar el sistema (d, q) como referencia entonces θ_r se define como:

$$\theta_r = \omega_2 t + \theta_r(t=0), \quad (3.68)$$

por lo que el valor de θ_r depende de la velocidad relativa del sistema (d, q) respecto al rotor y de la posición del eje d referente al eje magnético de la fase A del rotor, A_{mgn} .

Se escribe de forma vectorial las ecuaciones de las tensiones del rotor (3.23a), (3.23b) y (3.23c) tras aplicar la transformada $dq0$ considerando un sistema de referencia (d, q) que gira con una velocidad ω_2 respecto al rotor:

$$\mathbf{u}_r^d = R_r \mathbf{i}_r^d + j\omega_2 \psi_r^d + \frac{d}{dt} \psi_r^d. \quad (3.69)$$

Se observa que (3.69) es similar a la obtenida en el caso del estator (3.56).

Las tensiones, intensidades y flujos magnéticos rotóricos se pueden escribir por componentes (d, q)

$$\mathbf{u}_r^d = u_{rd} + ju_{rq} \quad (3.70)$$

$$\mathbf{i}_r^d = i_{rd} + ji_{rq} \quad (3.71)$$

$$\psi_r^d = \psi_{rd} + j\psi_{rq}. \quad (3.72)$$

Figura 3.15: Circuito equivalente en coordenadas dq de un DFIG.

La ecuación (3.69) se descompone por componentes (d, q) al introducir (3.70), (3.71) y (3.72):

$$\begin{pmatrix} u_{rd} \\ u_{rq} \end{pmatrix} = R_r \begin{pmatrix} i_{rd} \\ i_{rq} \end{pmatrix} + \omega_2 \begin{pmatrix} -\psi_{rq} \\ \psi_{rd} \end{pmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} \psi_{rd} \\ \psi_{rq} \end{pmatrix}. \quad (3.73)$$

Según Kundur (1994) el flujo del rotor ψ_r en el nuevo sistema de referencia (d, q) se define como:

$$\psi_r^d = L_{rr} i_r^d + L_m i_s^d, \quad (3.74)$$

con $L_m = 3/2 \cdot M_{sr}$.

La figura 3.15 muestra el circuito equivalente en coordenadas dq de una máquina DFIG (con los valores del rotor referenciados al estator).

Modelo de quinto orden Si se parte de (3.50), (3.57), (3.69), (3.74), más la ecuación mecánica del eje del generador, (3.10), y además se recuerda que $\omega_1 = \omega_s$, $\omega_2 = \omega_s - \omega_r$ y que $\Omega_G = p \cdot \omega_r$ donde p es el número de pares de polos se tiene:

$$u_s^d = R_s i_s^d + j\omega_s \psi_s^d + \frac{d}{dt} \psi_s^d \quad (3.75a)$$

$$\psi_s^d = L_{ss} i_s^d + L_m i_r^d \quad (3.75b)$$

$$u_r^d = R_r i_r^d + j(\omega_s - \omega_r) \psi_r^d + \frac{d}{dt} \psi_r^d \quad (3.75c)$$

$$\psi_r^d = L_{rr} i_r^d + L_m i_s^d \quad (3.75d)$$

$$p \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{T_M - T_{el}}{J_G}. \quad (3.75e)$$

Se considera modelo de quinto orden ya que tras sustituir (3.75b) en (3.75a) y (3.75d) en (3.75c), se obtiene un sistema de ecuaciones diferenciales de primer orden cuyas variables de estado son: $\psi_{sd}, \psi_{sq}, \psi_{rd}, \psi_{rq}, \omega_r$.

Modelo de tercer orden Se conoce como modelo de tercer orden de una máquina de inducción cuando se asume que el flujo estatórico es prácticamente constante, Kundur (1994) y Krause *et al.* (2002). Esta circunstancia se da en máquinas conectadas a la red. En Akhmatov (2005) se realiza una comparación entre el modelo de quinto orden y el de tercer orden en distintas situaciones, llegando a la conclusión que, en el caso de una falta de red, en el modelo de quinto orden aparecen picos de intensidad que no son representadas por el de tercer orden, hecho que ha de tenerse muy en cuenta si se quiere evaluar el comportamiento de las protecciones ante faltas de red.

El modelo de tercer orden representado por (3.76) se obtiene al despreciar las derivadas del flujo estatórico en (3.75) y las variables de estado son: $\psi_{rd}, \psi_{rq}, \omega_r$.

$$\mathbf{u}_s^d = R_s \mathbf{i}_s^d + j\omega_s \psi_s^d \quad (3.76a)$$

$$\psi_s^d = L_{ss} \mathbf{i}_s^d + L_m \mathbf{i}_r^d \quad (3.76b)$$

$$\mathbf{u}_r^d = R_r \mathbf{i}_r^d + j(\omega_s - \omega_r) \psi_r^d + \frac{d}{dt} \psi_r^d \quad (3.76c)$$

$$\psi_r^d = L_{rr} \mathbf{i}_r^d + L_m \mathbf{i}_s^d \quad (3.76d)$$

$$p \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{T_M - T_{el}}{J_G}. \quad (3.76e)$$

El modelo de quinto orden es capaz de mostrar el comportamiento transitorio de las intensidades y tensiones de la máquina así como del par electromagnético. En el caso del modelo de tercer orden se obtiene un valor medio parecido al de quinto orden pero sin valores transitorios, Ekanayake *et al.* (2003). Estos valores transitorios son importantes a la hora del diseño de los convertidores, Akhmatov (2003a), y de los sistemas de protección de la máquina; ya que si el valor pico de esos transitorios es relativamente elevado respecto al valor medio el sistema de protección de la máquina puede no actuar correctamente. Este nivel de detalle se alcanza a costa de un elevado coste computacional, Ekanayake *et al.* (2003), Akhmatov (2003a). A modo de ilustrar lo comentado anteriormente en la figura 3.16 se visualiza el comportamiento de ambos modelos ante una falta de red, para más información consultar Ledesma (2001) donde se realiza una comparación muy ilustrativa entre ambos modelos.

3.3.1.4. Potencia y par electromagnético

La potencia instantánea p de las fases abc de una línea trifásica se define de la siguiente manera, Schauder y Mehta (1993); Kundur (1994):

$$p = u_a i_a + u_b i_b + u_c i_c. \quad (3.77)$$

Figura 3.16: Ejemplo de comparación de comportamiento entre el modelo de quinto orden y el de tercer orden ante una falta de red, tomada de Ledesma (2001) y modificada.

En caso de que se trabaje con un sistema trifásico, equilibrado y senoidal en régimen estacionario la potencia instantánea es constante y coincide con la potencia activa P , definida como potencia media, Kundur (1994).

$$P = u_a i_a + u_b i_b + u_c i_c. \quad (3.78)$$

Si se aplica la transformada de $dq0$ con las constantes k_d y k_q con un valor igual a $2/3$ y si se considera que la componente homopolar i_0 es nula, consideración correcta en el caso de que no exista neutro o que el sistema sea equilibrado, entonces queda:

$$P = \frac{3}{2}(u_d i_d + u_s i_s). \quad (3.79)$$

Según (3.79), en el caso de la máquina DFIG las potencias activas en el estator y en el rotor vienen dadas por:

$$P_s = \frac{3}{2}(u_{sd} i_{sd} + u_{sq} i_{sq}) \quad (3.80)$$

$$P_r = \frac{3}{2}(u_{rd} i_{rd} + u_{rq} i_{rq}). \quad (3.81)$$

Según Roncero (2004) la potencia reactiva en coordenadas dq se expresa:

$$Q = \frac{3}{2}(u_q i_d - u_d i_q). \quad (3.82)$$

En los casos concretos del estator y del rotor:

$$Q_s = \frac{3}{2}(u_{sq}i_{sd} - u_{sd}i_{sq}) \quad (3.83)$$

$$Q_r = \frac{3}{2}(u_{rq}i_{rd} - u_{rd}i_{rq}). \quad (3.84)$$

Según Kundur (1994) la potencia transferida en el entre-hierro en términos dq es:

$$P_e = \frac{3}{2}(\psi_{rq}i_{rd} - \psi_{rd}i_{rq})\omega_r, \quad (3.85)$$

siendo ω_r la velocidad angular del rotor en rad/s eléctricos. A partir de la ecuación (3.85) el par eléctrico en coordenadas dq se obtiene dividiendo por la velocidad angular mecánica del rotor, que se recuerda se define $\Omega_G = \omega_r/p$ quedando:

$$T_{el} = p\frac{3}{2}(\psi_{rq}i_{rd} - \psi_{rd}i_{rq}), \quad (3.86)$$

donde p , se recuerda, es el número de pares de polos de la máquina. El par eléctrico se puede considerar como el par en el rotor una vez eliminadas las pérdidas eléctricas en el rotor, Kundur (1994). Si en (3.86) se sustituye (3.75b) y (3.75d) expresadas por componentes dq , entonces el par T_{el} se puede definir también como:

$$T_{el} = p\frac{3}{2}L_m(i_{sq}i_{rd} - i_{sd}i_{rq}). \quad (3.87)$$

3.3.2. Modelado del convertidor electrónico

En el caso de que el objetivo de la simulación sea realizar estudios sobre la respuesta de aerogeneradores ante faltas de la red, entonces hay que prestar mucha atención en el modelado del convertidor electrónico, figura 3.2, ya que el comportamiento del aerogenerador viene determinado por el convertidor, Akhmatov (2003a). En realidad son dos convertidores en configuración *back-to-back*, uno conectado al rotor de la máquina mientras que el otro está conectado a la red, figura 3.17, y se suele dimensionar para un 30 % de la potencia nominal de la máquina, Michalke (2008). Esta última característica es la que ha hecho de la configuración DFIG la más empleada a día de hoy en la industria eólica para parques emplazados en tierra firme. El hecho de poder controlar la máquina mediante una electrónica de potencia dimensionada para un tercio de la potencia total permite abaratar el coste total de un aerogenerador. El convertidor del lado del rotor se encarga de fijar las tensiones en el rotor y magnetizar la máquina de forma que puede actuar sobre el par eléctrico y la potencia reactiva de la máquina mientras que el del lado de red se encarga de obtener o suministrar a la red potencia activa

Figura 3.17: Configuración típica de un convertidor empleado en un sistema DFIG.

Figura 3.18: Esquema del convertidor *back-to-back*.

según el punto de funcionamiento de la máquina. El convertidor de lado de red también se puede emplear para inyectar o absorber potencia reactiva, Lund *et al.* (2007).

En función del tipo de estudio a realizar, el modelo del convertidor puede ir desde el nivel de los IGBT's, figura 3.17, para estudios transitorios hasta al nivel de asumir los convertidores como fuentes de tensión controladas por intensidad, figura 3.18. Para ciertos estudios se puede asumir que la tensión del bus de continua se mantiene constante, pero en el caso de que se quiera evaluar la respuesta del aerogenerador ante faltas de red esta hipótesis no es recomendable de asumir. Así, la respuesta del aerogenerador viene determinado por sus convertidores y el bus de continua se ve afectado ante faltas de la red.

La siguiente ecuación describe el comportamiento de la tensión del bus de continua, Petersson (2005).

$$C_{dc}U_{dc}\frac{dU_{dc}}{dt} = -P_{GS} - P_r. \quad (3.88)$$

Figura 3.19: Modelo del filtro de red.

Se despeja la tensión U_{DC}

$$U_{DC} = \sqrt{U_{DC}^2(0) + \frac{2}{C_{DC}} \int_0^t (-P_{GS}(\tau) - P_r(\tau)) d\tau}, \quad (3.89)$$

donde P_r es la potencia del lado del rotor, P_{GS} es la potencia activa del lado de red, C_{DC} es la capacidad del condensador del bus de continua y $U_{DC}(0)$ es la tensión en el bus de continua al inicio, figura 3.18. En esta ecuación se asume la potencia con valor positivo cuando la P_r fluye hacia el rotor y P_{GS} hacia la red.

3.3.2.1. Conexión del convertidor con la red

El convertidor del lado de red se conecta al resto del sistema mediante un filtro RL , Petersson (2005). Las ecuaciones del filtro de red en coordenadas abc son:

$$\begin{pmatrix} u_{fa} \\ u_{fb} \\ u_{fc} \end{pmatrix} = R_f \begin{pmatrix} i_{fa} \\ i_{fb} \\ i_{fc} \end{pmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{fa} \\ i_{fb} \\ i_{fc} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} E_{gfa} \\ E_{gfb} \\ E_{gfc} \end{pmatrix}. \quad (3.90)$$

El circuito equivalente del filtro de red se muestra en la figura 3.19.

Cuya ecuación en forma de vectores espaciales (tomando como referencia α_s) es:

$$\mathbf{u}_f^{\alpha_s} = R_f \mathbf{i}_f^{\alpha_s} + L_f \frac{d}{dt} \mathbf{i}_f^{\alpha_s} + \mathbf{E}_{gf}^{\alpha_s}. \quad (3.91)$$

La ecuación (3.91) reescrita por componentes:

$$\begin{pmatrix} u_{f\alpha_s} \\ u_{f\beta_s} \end{pmatrix} = R_f \begin{pmatrix} i_{f\alpha_s} \\ i_{f\beta_s} \end{pmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{f\alpha_s} \\ i_{f\beta_s} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} E_{gf\alpha_s} \\ E_{gf\beta_s} \end{pmatrix}. \quad (3.92)$$

En el caso de emplear un sistema (d, q) que gire a una velocidad angular ω_{dq} respecto al estator.

$$\mathbf{u}_f^d = R_f \mathbf{i}_f^d + L_f \frac{d}{dt} \mathbf{i}_f^d + j\omega_{dq} L_f \mathbf{i}_f^d + \mathbf{E}_{gf}^d, \quad (3.93)$$

Figura 3.20: Esquema aerogenerador DFIG equipado con *crowbar*.

por componentes:

$$\begin{pmatrix} u_{fd} \\ u_{fq} \end{pmatrix} = R_f \begin{pmatrix} i_{fd} \\ i_{fq} \end{pmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{fd} \\ i_{fq} \end{pmatrix} + \omega_{dq} L_f \begin{pmatrix} -i_{fq} \\ i_{fd} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} E_{gfd} \\ E_{gfq} \end{pmatrix}. \quad (3.94)$$

Normalmente la función de este convertidor es controlar el nivel de tensión del bus de continua y se mantiene neutro respecto a la potencia reactiva, aunque en ocasiones de emergencia puede ser beneficioso que colabore con la potencia reactiva, Akhmatov (2005).

3.3.2.2. Crowbar

Aunque este elemento no forma parte propiamente del convertidor se incluye como subapartado dentro del modelado del convertidor debido a la íntima relación entre ambos componentes.

En el caso de que aparecieran perturbaciones en la red, tales como huecos de tensión, Bollen (2000), se pueden inducir intensidades rotóricas de un valor elevado de forma que puedan poner en peligro la integridad física del generador y del convertidor. Para limitar esas intensidades se emplea una protección denominada *crowbar*, ver figura 3.2. La idea básicamente consiste en disipar el exceso de intensidades rotóricas en una resistencia externa, ya sea de forma pasiva (resistencias) o activa (mediante IGBT's).

La activación de esta protección convierte a la DFIG en una máquina de inducción clásica, por lo que mientras el *crowbar* esté activado el control aplicado desde los convertidores es nulo. Es por ello que su activación ha de ser el menor número de veces y durante el menor tiempo posible, ya que al convertir a la DFIG en una máquina de inducción clásica durante la falta de red puede resultar en un agravamiento de dicha falta de red debido a la ausencia de control. Para más información consultar Seman (2006), donde se evalúa cómo afecta el tipo de *crowbar* ante distintas perturbaciones de la red.

Figura 3.21: Estructura del control realizado sobre un aerogenerador DFIG.

3.4. Control del aerogenerador

Como ya se indicó en la introducción de este capítulo, el desarrollo de la tecnología de la electrónica de potencia ha permitido ampliar la capacidad de producción y actuación de los aerogeneradores actuales. A la hora de diseñar el control se tienen en cuenta dos premisas: producción y protección. La parte de producción es obvia, en velocidades de viento por debajo de la nominal se tratará de extraer la máxima energía del viento y en velocidades superiores a la nominal se ha de limitar por cuestiones de seguridad. Se ha de obtener un compromiso entre maximización de producción y protección de la instalación ya sea eléctrica (protección ante fallos de red como pueden ser los huecos de tensión) y/o mecánica (exceso de velocidad de viento puede provocar daños estructurales).

En el control de la potencia activa se parte de las variables mencionadas en la figura 3.21 para fijar los valores de referencia a emplear en el control. En el caso de la potencia reactiva, la referencia viene fijada por las condiciones de la red o por el operador del sistema. En el caso de las consignas recibidas por el operador del sistema, éstas se refieren al PCC del parque, de forma que ha de tenerse en cuenta el conexionado entre el transformador del aerogenerador y el transformador del parque. Para cumplir con estas consignas el aerogenerador suele inyectar o absorber potencia reactiva por el estator, manteniéndose el convertidor del lado de red neutro en términos de reactiva, Peña *et al.* (1996a). También existen propuestas de esquemas de control en el que dicho convertidor colabora en el apartado de reactiva absorbiendo o inyectando reactiva en algunas situaciones especiales, Hansen *et al.* (2006a);

Figura 3.22: Curvas características de control de un aerogenerador DFIG.

Lund *et al.* (2007).

3.4.1. Curvas características de operación

La curva característica de un aerogenerador es la que determina el punto de trabajo óptimo o estrategia de control mediante una relación entre las variables más importantes del sistema. En el epígrafe 3.2.1 se detalla la obtención de las curvas características de un aerogenerador. En Perdana y Carlson (2007) se realiza una evaluación del comportamiento del aerogenerador equipado con DFIG en función del empleo de una u otra estrategia de control basadas en las curvas características mostradas en la figura 3.22, que se pueden resumir en las siguientes:

- Potencia eléctrica generada *vs.* velocidad de giro del generador.
- Par eléctrico *vs.* velocidad de giro del generador.
- Velocidad de giro del generador *vs.* velocidad del viento incidente.

En la figura 3.23 se representa la potencia mecánica capturada del viento respecto a la velocidad del viento y la curva equivalente de potencia eléctrica respecto a la medida filtrada de la velocidad del generador, Hansen *et al.* (2005). En dichas figuras se representan diversos puntos de trabajo para resaltar los modos de operación del control del aerogenerador. Nótese que hasta que no se alcanza la potencia nominal las estrategias de control van encaminadas a la optimización de la energía extraída del viento, mientras que a partir del punto de trabajo D la potencia capturada ha de limitarse mediante la acción del controlador del lado de rotor (ver apartado 3.4.3.1) y del controlador del ángulo de palas (ver apartado 3.2.1.1). Esta limitación de potencia se realiza para evitar daños estructurales a la máquina debido al exceso de transferencia de energía mecánica del aire hacia las palas.

Figura 3.23: Curvas características de funcionamiento de un aerogenerador DFIG.

La implementación de las curvas de control en el aerogenerador se realiza por parte del fabricante teniendo en cuenta las características del aerogenerador y se introduce en la memoria del controlador en forma de tabla de forma que se accede a ella para obtener los puntos de trabajo óptimo. Para la región de trabajo entre el arranque y la potencia nominal (puntos A y D de la figura 3.23) también se pueden usar las siguientes expresiones, Peña *et al.* (1996a); Ekanayake *et al.* (2003):

$$P_m = K_{opt} \Omega_r^3 \quad (3.95)$$

$$T_m = K_{opt} \Omega_r^2, \quad (3.96)$$

donde P_m es la potencia mecánica capturada, T_m es el par mecánico producido en el eje del rotor debido a la incidencia del viento en las palas, Ω_r es la velocidad angular mecánica del eje del rotor y K_{opt} es una constante.

3.4.2. Sistemas de referencia para el control del convertidor

A la hora de seleccionar el sistema de referencia para obtener las ecuaciones del control del aerogenerador se busca sencillez y robustez. Normalmente el sistema de referencia empleado es el basado en un sistema rotatorio de dos ejes perpendiculares dq , como el descrito en el apartado 3.3.1.3, de forma que la acción de control sobre la potencia activa y reactiva quede en mayor medida desacoplada. Se parte del circuito equivalente del generador, ver figura 3.11, denominado circuito equivalente en T y se escriben las ecuaciones eléctricas referidas al sistema dq . Algunos autores recomiendan emplear el modelo Γ del circuito equivalente para deducir las ecuaciones del control de la máquina, para más información ver Petersson (2005). Además del sistema de referencia en sí, está la alineación de dicho sistema respecto a alguno de los vectores de las variables más relevantes del generador. En Petersson *et*

Figura 3.24: Vectores espaciales del flujo estatórico y de la tensión de red.

al. (2004); Petersson (2005) se describe y se compara dos tipos diferentes de alineación, uno es denominado alineación respecto al flujo del estator y el otro es alineación respecto al flujo de red. Aunque más adelante se explica en detalle, se puede definir brevemente que la alineación respecto al flujo del estator consiste en que el eje d está alineado respecto al vector espacial del flujo estatórico. Por su parte, la alineación respecto al flujo de red el eje q está alineado respecto a la tensión de red E_g que es igual a la tensión del estator (ver figura 3.24).

En el caso de considerar el modelo de tercer orden de la máquina, las resistencias estatóricas son despreciadas, las ecuaciones de control mediante la orientación respecto al flujo de red son las mismas que en el caso del control considerando un sistema de referencia dq con alineación con el flujo estatórico, ver apartado 3.4.4. Para conseguir dicha alineación, se emplea un PLL (*Phase Locked Loop*, lazo de seguimiento de fase), que realiza una estimación a cada instante de la posición del vector del flujo estatórico para poder aplicar la transformada dq con el ángulo correspondiente para mantener alineado el eje d correctamente. Existen muchos desarrollos del modelado de un PLL para su empleo en el control de aerogeneradores, a modo de ejemplo: Lindholm (2004); Akhmatov (2005); Petersson (2005).

3.4.3. Esquemas de control del convertidor

Para facilitar el diseño del control se escriben las ecuaciones de la máquina en un marco de referencia dq , tal y como se describe en el apartado 3.3.1.3 y se suele fijar el sistema de referencia rotatorio dq que se mueva de forma que el eje d esté alineado con el flujo magnético del estator o de la tensión estatórica, ver apartado 3.4.2. En el caso de la alineación del eje q con el flujo estatórico y el eje q en cuadratura, entonces el eje q es empleado para controlar el par y el eje d para controlar la potencia reactiva. De esa manera las ecuaciones del control sobre la potencia activa y reactiva del ae-

rogenerador quedan desacopladas, Peña *et al.* (1996a); Tapia *et al.* (2006); Petersson (2005). Se puede seleccionar otra alineación para el desacoplo del control de la potencia activa y reactiva, por ejemplo en Brekken y Mohan (2007) el eje d está alineado respecto a la tensión estatórica de forma que el eje d es empleado para controlar el par y el eje q para controlar la potencia reactiva. El control vectorial de una máquina de AC permite manejarla como si fuera una máquina de DC. El problema de emplear en las leyes de control las inductancias es que son difíciles de cuantificar, porque su valor varía con la saturación, Lindholm (2004).

Según Peña *et al.* (1996a) es necesario medir los valores de tensiones e intensidades del estator, de intensidades del rotor y también se debe medir la posición del rotor. También hay que aplicar medidas de protección fijando unos valores máximos admisibles por el convertidor. Según Slootweg (2003) a la hora de fijar los límites máximos de intensidades para los convertidores es mejor obtener los valores de dichos límites a partir de la potencia reactiva máxima.

3.4.3.1. Convertidor del lado del rotor

Como se indicó en el apartado 2.1, véase figura 2.4, la potencia activa del rotor es absorbida o inyectada a la red en función de la velocidad de giro del generador, Soens *et al.* (2003) y Perdana (2008). Este flujo de potencia en ambos sentidos se realiza a través de los dos convertidores (convertidor del lado del rotor y convertidor del lado de red) mediante la configuración *back-to-back*, que conectan el circuito del rotor a la red, ver figura 3.17.

El convertidor del lado del rotor, apartado 3.3.2, es el encargado de controlar todo lo relacionado con la potencia activa y reactiva del generador. En la figura 3.25 se puede observar un esquema típico de control para la potencia activa y para la potencia reactiva, Michalke (2008). En el caso de la potencia activa, se parte de la consigna de potencia activa de referencia dictada por la curva de funcionamiento del aerogenerador en base a la medición de la velocidad mecánica de giro del generador, Ω_g^{med} . Dicha consigna se emplea para obtener un valor de la componente q de la intensidad rotórica, ese valor se emplea para que el convertidor aplique en el circuito del rotor un nivel de tensión para obtener un valor determinado de par eléctrico. La diferencia entre el par eléctrico y el par mecánico, hace que la velocidad de giro sea la adecuada para el punto de operación en el que se encuentra el aerogenerador, de forma que se genera la potencia activa deseada.

En la figura 3.25 también se puede observar el doble lazo de control para la potencia reactiva. Normalmente, el convertidor del lado del rotor se suele emplear para realizar el control de tensión en el estator mediante la potencia reactiva generada, Anaya-Lara *et al.* (2009), ya que la inyección de potencia reactiva por parte del convertidor se amplifica por la inversa del deslizamiento en el estator.

Figura 3.25: Esquema de control del convertidor del lado de rotor.

Para generar las tensiones rotóricas, el convertidor del lado del rotor hace uso de la energía almacenada en el bus de continua, para velocidades subsíncronas absorbe intensidad de la etapa de continua y para velocidades supersíncronas la inyecta en dicha etapa. Estas variaciones de intensidad provocarían que el nivel de tensión del bus de continua oscilara, pero eso no ocurre debido a la acción del convertidor del lado de red que se ocupa de mantener la tensión constante inyectando o absorbiendo intensidad a través de su conexión a red. En el apartado 3.4.3.2 se detalla en mayor profundidad el esquema de control del convertidor del lado de red.

Como opción, se puede evitar el uso de los controladores PI para obtener las intensidades rotóricas de referencia (marcados en azul en la figura 3.26) y emplear las expresiones analíticas de las leyes de control para obtener los valores de dichas intensidades de referencia, Petersson (2005).

A la hora de implementar los modelos de los convertidores para realizar estudios de estabilidad se suele considerar despreciable la inercia de los IGBT's de los convertidores electrónicos Akhmatov (2003a), ver figura 3.2.

3.4.3.2. Convertidor del lado de red

En el caso del convertidor del lado de red su función es la de mantener constante la tensión del bus de continua U_{DC} , véase apartado 3.3.2, sin importar la dirección del flujo de potencia del rotor y garantizar que el convertidor del lado red trabaja con el factor de potencia de referencia fijado. Esta función se realiza mediante un lazo de control y la intensidad vertida a la red mediante un lazo de control mucho más rápido, véase apartado 3.27. A la hora de diseñar el control se suele emplear la alineación con la tensión de red, i.e., el eje d está alineado con el vector espacial de la tensión de red; Michalke (2008) y Petersson (2005). Las estrategias de control que se suelen aplicar provienen de las desarrolladas para el control de los *STATCOMS*

Figura 3.26: Esquema de control del convertidor del lado de rotor.

Figura 3.27: Esquema control convertidor del lado de red.

(*advanced static VAR compensators*), Schauder y Mehta (1993) y Næss *et al.* (2002).

Para poder alinearse con el vector de la tensión de red se hace necesario un PLL, Akhmatov (2005) y Petersson (2005), cuyo funcionamiento se ha comentado en el apartado 3.4.2. El convertidor del lado de red normalmente no inyecta ni absorbe reactiva, Akhmatov (2003a), aunque se puede forzar a ello si así se desea, Lund *et al.* (2007). Para operar con factor de potencia unidad según el esquema de control que aparece en la figura 3.27, se tendría que fijar la potencia reactiva de referencia a cero, $Q_{conv}^{ref} = 0$.

En Hansen *et al.* (2006a) se contempla el uso del convertidor de red para ayudar en el control de reactiva en situaciones de emergencia. Así, durante la operación normal el convertidor del lado del rotor es el único encargado de controlar la potencia reactiva mientras que en caso de falta, el convertidor del lado de red puede actuar como fuente suplementaria de potencia reactiva para ayudar a mantener el nivel de tensión en bornas del aerogenerador.

Uno de los inconvenientes de emplear el convertidor de red para controlar la reactiva es que, según Lindholm (2004), el generador amplifica la intensidad debido a la relación de espiras y que precisamente uno de los factores limitantes de los inversores son las intensidades.

3.4.3.3. Términos de compensación

Como ya se ha comentado anteriormente, la idea detrás de referir las leyes de control del convertidor respecto a un sistema de dos ejes perpendiculares que giran a una cierta velocidad es tratar de desacoplar el control de la potencia activa y reactiva. Este desacoplamiento no es total, de ahí que el objetivo de este apartado es evaluar el efecto que tiene este pequeño acoplamiento sobre el comportamiento del convertidor. En Cañas-Carretón *et al.* (2011) se recoge todo lo mencionado en este apartado.

Los esquemas de control del convertidor del lado de red mostrados en la figura 3.28 son obtenidos en base a suponer el modelo de tercer orden para el generador y su circuito equivalente en T, la dinámica de los IGBT's del convertidor se desprecia y el convertidor actúa como una fuente de tensión controlada por intensidad. Las componentes dq de la tensión rotórica se escriben como:

$$u_{rd} = u'_{rd} + u_{rd}^{CT} \quad (3.97a)$$

$$u_{rq} = u'_{rq} + u_{rq}^{CT}, \quad (3.97b)$$

donde la componente u'_r corresponde a la salida de los controladores PI cuya entrada es la diferencia entre las intensidades rotóricas medidas y las de referencia. Aunque en el apartado 3.4.4 se desarrollan en detalle las ecuaciones asociadas al control del aerogenerador, a continuación se describe brevemente los esquemas de control de potencia activa y potencia reactiva de la figura 3.28. Para obtener las intensidades rotóricas de referencia i_{rd}^{ref} y i_{rq}^{ref} se emplean las ecuaciones (3.125) y (3.128) cuya obtención es desarrollada en el apartado 3.4.4.3. A partir de la medición de la velocidad ω_r del rotor, se obtiene un valor de referencia para el par eléctrico, T_{el}^{ref} , según la curva característica del aerogenerador (el par eléctrico y la potencia activa están relacionados por la velocidad ω_r , así que el control de uno implica el control del otro). Con el valor de T_{el}^{ref} junto a la ecuación (3.128) se determina i_{rq}^{ref} con la que conseguir el valor de potencia activa fijado. En el caso del control de la potencia reactiva, a partir de la consigna Q_{ref} , de el valor de la tensión estatórica $\bar{u}_s$ y de la ecuación (3.125) se obtiene la intensidad de referencia i_{rd}^{ref} .

La componente u_r^{CT} consiste en los términos de compensación, denominados *Cross Terms*, para desacoplar al máximo el control de activa y reactiva. En Mohan (2001) se habla sobre estos términos de compensación. Algunos autores proponen ignorar estos términos y considerar que la salida del controlador PI es la tensión del rotor, Datta y Ranganathan (1999); Ekanayake

Figura 3.28: Esquemas de control.

et al. (2003); Akhmatov (2005); Kretschmann *et al.* (2006), esto se basa en que el rango del deslizamiento es pequeño y como el flujo estático es prácticamente constante entonces la contribución de los términos de compensación es pequeña. Sin embargo, en otros casos se recomienda tenerlos en cuenta ya que mejoran el comportamiento dinámico y la respuesta de la máquina ante cambios de punto de operación, Peña *et al.* (1996a); Mohan (2003); Holdsworth *et al.* (2003); Tapia *et al.* (2006). En Conroy y Watson (2009). En Xu y Wang (2007) se presenta una propuesta diferente en la que la tensión del rotor es calculada mediante la suma de la salida de los PI más la de los términos de compensación más los términos de intensidad estática.

Los tres casos mostrados en la figura 3.28 se enumeran a continuación:

Caso 1 La tensión del rotor es calculada con los valores obtenidos a la salida del controlador PI más los términos de compensación Peña *et al.* (1996a); Tapia *et al.* (2006), ver figuras 3.28a and 3.28b.

$$u_{rd} = u'_{rd} + u_{rd}^{CT} \quad (3.98a)$$

$$u_{rq} = u'_{rq} + u_{rq}^{CT}. \quad (3.98b)$$

Caso 2 La tensión del rotor es calculada mediante la salida de los controladores PI más los términos de compensación y añadiendo las intensidades

rotóricas Xu y Wang (2007), ver figuras 3.28c and 3.28d.

$$u_{rd} = u'_{rd} + u_{rd}^{CT} + R_r i_{rd} \quad (3.99a)$$

$$u_{rq} = u'_{rq} + u_{rq}^{CT} + R_r i_{rq}. \quad (3.99b)$$

Caso 3 La tensión del rotor viene fijada directamente por la salida de los controladores PI, se desprecian los términos de compensación Ekanayake *et al.* (2003); Kretschmann *et al.* (2006); Ramtharan *et al.* (2007), ver figuras 3.28e and 3.28f.

$$u_{rd} = u'_{rd} \quad (3.100a)$$

$$u_{rq} = u'_{rq}. \quad (3.100b)$$

Se ha evaluado el comportamiento del convertidor en cada uno de estos tres casos en las siguientes situaciones: entrada de viento constante con cambios bruscos en forma de rampa cada 20 segundos (figura 3.29a) y una entrada de viento basado en un perfil más realístico (figura 3.29b) con un valor medio de 8,8 m/s y a los 40 segundos se aplica un hueco trifásico a nivel del estator, (figura 3.30). A diferencia de la mayoría de publicaciones en los que se generan huecos no reales, en este caso el hueco corresponde a uno registrado en un aerogenerador real de 2 MW de potencia. Los parámetros del aerogenerador están disponibles en Pujante-López *et al.* (2009) y son valores típicos de un aerogenerador DFIG de 2 MW. Se considera el modelo de quinto orden para el generador, el modelo de disco actuador para la captura de energía, el modelo de dos masas para el tren de potencia, el control del ángulo de pala no llega a actuar debido al rango de trabajo y la parte del bus de DC junto al convertidor del lado de red se suponen ideales. Esta última suposición se asume con el objetivo de aislar la actuación del convertidor del lado de red y así evaluar mejor su comportamiento. Para la obtención de las leyes de control se ha considerado el circuito equivalente en T del modelo de tercer orden del generador y la alineación del sistema de referencia dq es respecto al flujo estatórico.

A continuación se muestran los resultados obtenidos tras realizar la simulación de cada uno de los escenarios descritos para los casos propuestos, dicha simulación se ha realizado en el software MATLAB. Se muestran las tensiones rotóricas, velocidad de giro del generador y par eléctrico, ya que son las variables más representativas. Junto a la gráfica que muestra el valor de la variable se muestra otra que representa el error relativo porcentual de los distintos casos tomando como referencia el Caso 1. Las figuras 3.31 y 3.32 muestran los resultados con el perfil de viento escalonado. Se observa cómo mientras el par eléctrico está por debajo de 0,4 pu (el equivalente a una velocidad de viento de 9 m/s) la diferencia entre los tres casos es mínima, incrementándose el error del Caso 3 respecto a los otros 2 a partir de ese valor. En la figura 3.33 y 3.34 se muestran los resultados con el perfil de

Figura 3.29: Perfiles de viento.

Figura 3.30: Hueco trifásico.

	Perfil de viento escalonado (120 s simulados)		Perfil de viento realístico (60 s simulados)	
	segundos	diferencia [%]	segundos	diferencia [%]
Caso 1	385	0	196	0
Caso 2	387	+0,5	194	0
Caso 3	361	-6,2	179	-8,7

Tabla 3.1: Coste computacional (diferencias respecto al Caso 1).

viento real y el hueco de tensión trifásico medido. Se observa que los resultados son muy similares en los tres casos. En el caso del error relativo de la componente q de la tensión rotórica, la razón por la que muestra valores superiores al 100 % es porque el valor de dicha intensidad es cero en algunos tramos de la simulación.

En la tabla 3.1 se muestra el coste computacional para los escenarios evaluados de los tres casos propuestos. Se observa cómo el Caso 1 es en torno al 7 % más rápido que los otros dos casos. Este dato es importante ya que en el caso de querer modelar un elevado número de aerogeneradores el ahorro en tiempo de cómputo resultaría significativo.

Como conclusión indicar que para valores de viento tales que el par eléctrico sea inferior a 0,4 pu, el Caso 3 difiere de los otros dos aunque tampoco es una diferencia notable. En el caso del perfil de viento real con el hueco de tensión trifásico, durante el hueco el comportamiento es similar. El hecho de asumir como tensiones del rotor la salida de los convertidores del PI no induce a grandes errores y se puede obtener beneficios respecto al ahorro computacional a la hora de simular un elevado número de aerogeneradores.

3.4.4. Modelado del control con alineación respecto al flujo de red

En este apartado se va a proceder al desarrollo de las ecuaciones que describen el modelo del control vectorial tomando como referencia angular el flujo de red, apartado 3.4.2. Se va a describir las ecuaciones respecto a un sistema de referencia dq cuyo eje d está alineado con el vector espacial del flujo de red, ver figura 3.37. Por último indicar que se trabaja con valores por unidad (ver apartado 3.4.4.1) excepto la velocidad eléctrica base ω_{eb} .

3.4.4.1. Resumen sistema de ecuaciones aerogenerador equipado con un DFIG

En este apartado se muestra de forma resumida las ecuaciones descritas en los apartados anteriores y que describen el comportamiento dinámico de un aerogenerador de eje horizontal tripala equipado con un DFIG. Estas ecuaciones están referenciadas a un sistema de dos ejes ortogonales que gira

(a) Velocidad del generador y error relativo.

(b) Par eléctrico y error relativo.

Figura 3.31: Resultados velocidad generador y par eléctrico, perfil de viento escalonado.

(a) Componente d de la tensión rotórica. (b) Componente q de la tensión rotórica.

Figura 3.32: Resultados tensión rotórica, perfil de viento escalonado.

(a) Velocidad del generador y error relativo.

(b) Par eléctrico y error relativo.

Figura 3.33: Resultados velocidad generador y par eléctrico, perfil de viento simulado.

(a) Componente d de la tensión rotórica. (b) Componente q de la tensión rotórica.

Figura 3.34: Resultados tensión rotórica, perfil de viento simulado.

Figura 3.35: Esquema básico de un aerogenerador DFIG.

Figura 3.36: Circuito equivalente de un aerogenerador considerando DFIG 5º orden.

a una velocidad $\omega_{dq} = \omega_s$ respecto al estator, ver figuras 3.2, 3.13 y 3.14. Las variables del rotor están referenciadas al estator. Por último indicar que a partir de este momento a la hora de escribir cualquier vector espacial referido al eje d del sistema de dos ejes (d, q) , ver 3.3.1.3, se omitirá el superíndice, por ejemplo en el caso de la tensión estática queda de la siguiente forma $\mathbf{u}_s^d = \mathbf{u}_s$.

En el apartado 3.3.1.3, a la hora de definir las variables de estado del modelo del DFIG, se emplearon los flujos estáticos y rotóricos junto a la velocidad de giro. El hecho de emplear los flujos como variables de estado se debe a que su evolución es más lenta que las intensidades y proporciona mayor estabilidad computacional, Richards y Tan (1981) y Iov *et al.* (2004a). En el conjunto de ecuaciones en las que se toma las intensidades como variables de estado aparecen dos derivadas y en el caso de emplear los flujos tan sólo una, lo que implica mayor estabilidad numérica, Krause *et al.* (2002). Otra razón para justificar la elección de los flujos como variables de estado es que permite la inclusión del efecto de la saturación magnética en el modelo del generador, Ishchenko *et al.* (2007), aunque en el modelo desarrollado en esta tesis doctoral no se ha incluido dicho fenómeno.

Se muestra en (3.101) el conjunto de ecuaciones resultante, escribiendo las ecuaciones vectoriales en componentes dq respecto a un sistema de referencia dq que gira a una velocidad $\omega_{dq} = \omega_s$ (por lo que $\omega_1 = \omega_s$ y $\omega_2 = \omega_s - \omega_r$) y se considera que la potencia generada es negativa:

$$u_{sd} = R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} \quad (3.101a)$$

$$u_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} \quad (3.101b)$$

$$u_{rd} = R_r i_{rd} - (\omega_s - \omega_r) \psi_{rq} + \frac{d\psi_{rd}}{dt} \quad (3.101c)$$

$$u_{rq} = R_r i_{rq} + (\omega_s - \omega_r) \psi_{rd} + \frac{d\psi_{rq}}{dt} \quad (3.101d)$$

$$\psi_{sd} = L_{ss} i_{sd} + L_m i_{rd} \quad (3.101e)$$

$$\psi_{sq} = L_{ss} i_{sq} + L_m i_{rq} \quad (3.101f)$$

$$\psi_{rd} = L_{rr} i_{rd} + L_m i_{sd} \quad (3.101g)$$

$$\psi_{rq} = L_{rr} i_{rq} + L_m i_{sq} \quad (3.101h)$$

$$C_{dc} u_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} = -P_f - P_r \quad (3.101i)$$

$$P_r = \frac{3}{2} (u_{rd} i_{rd} + u_{rq} i_{rq}) \quad (3.101j)$$

$$P_f = \frac{3}{2} (u_{fd} i_{fd} + u_{fq} i_{fq}) \quad (3.101k)$$

$$J_M \frac{d\Omega_M}{dt} = T_M - T_G - D_M \Omega_M \quad (3.101l)$$

$$J_G \frac{d\Omega_G}{dt} = T_G - T_{el} - D_G \Omega_G \quad (3.101m)$$

$$\frac{d\theta_{eje}}{dt} = (\Omega_M - \Omega_G) \quad (3.101n)$$

$$T_G = K_s \theta_{eje} - D_s (\Omega_G - \Omega_M) \quad (3.101ñ)$$

$$T_{el} = p \frac{3}{2} (\psi_{rq} i_{rd} - \psi_{rd} i_{rq}). \quad (3.101o)$$

Si se asume la tensión del bus de continua constante, $\frac{u_{dc}}{dt} = 0$, el sistema (3.101) se puede reescribir en un sistema de cinco ecuaciones diferenciales, cuyas variables de estado son ψ_{sd} , ψ_{sq} , ψ_{rd} , ψ_{rq} y Ω_G . Según Akhmatov (2005) para resolver este sistemas de ecuaciones con suficiente precisión se ha de elegir al menos un paso de simulación del orden de una quinta parte del valor de la mitad del periodo de la frecuencia fundamental, por lo que en el caso de un sistema de frecuencia igual a 50 Hz entonces el paso tendría que ser de un valor de 2 ms.

Sistema por unidad En el caso del análisis de sistemas de energía eléctrica se suele emplear el denominado *sistema por unidad*. En Kundur (1994)

se describe en detalle dicho sistema por lo que en esta sección tan sólo se va a proceder a una breve descripción. El empleo de este sistema por unidad consiste en referenciar todas las variables físicas respecto a un valor base, dicho valor base puede ser cualquiera, aunque normalmente se eligen los valores nominales de funcionamiento de la red o de la máquina para así operar con valores en torno a la unidad, Gross y Meliopoulos (1992); Kundur (1994); Akhmatov (2005); Arroyo (2007). Por otro lado, el empleo de dicho sistema mejora la convergencia matemática del análisis a realizar. De forma genérica se tiene:

$$Y^{pu}(pu) = \frac{Y(\text{unidades físicas})}{Y_{base}(\text{unidades físicas})}. \quad (3.102)$$

En el caso de este trabajo se toman los siguientes valores base en función de los valores nominales del aerogenerador:

1. Potencia base, $S_b = S_{nom}$
2. Frecuencia base, $f_b = f_{nom}$
3. Tensión base, $U_b = U_{nom}$
4. Intensidad base, $I_b = \frac{S_{base}}{U_{base}}$
5. Impedancia base, $Z_b = \frac{U_{base}}{I_{base}}$
6. Velocidad eléctrica base, $\omega_{eb} = 2\pi f_{base}$
7. Velocidad mecánica base, $\omega_{mb} = \frac{\omega_{eb}}{\text{pares polos}}$
8. Flujo base, $\psi_{base} = \frac{U_b}{\omega_{eb}}$

Se divide el conjunto de ecuaciones (3.101) por los valores base respectivos, quedando:

$$u_{sd}^{pu} = R_s^{pu} i_{sd}^{pu} - \omega_s^{pu} \psi_{sq}^{pu} + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{d\psi_{sd}^{pu}}{dt} \quad (3.103a)$$

$$u_{sq}^{pu} = R_s^{pu} i_{sq}^{pu} + \omega_s^{pu} \psi_{sd}^{pu} + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{d\psi_{sq}^{pu}}{dt} \quad (3.103b)$$

$$u_{rd}^{pu} = R_r^{pu} i_{rd}^{pu} - (\omega_s^{pu} - \omega_r^{pu}) \psi_{rq}^{pu} + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{d\psi_{rd}^{pu}}{dt} \quad (3.103c)$$

$$u_{rq}^{pu} = R_r^{pu} i_{rq}^{pu} + (\omega_s^{pu} - \omega_r^{pu}) \psi_{rd}^{pu} + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{d\psi_{rq}^{pu}}{dt} \quad (3.103d)$$

$$\psi_{sd}^{pu} = L_{ss}^{pu} i_{sd}^{pu} + L_m^{pu} i_{rd}^{pu} \quad (3.103e)$$

$$\psi_{sq}^{pu} = L_{ss}^{pu} i_{sq}^{pu} + L_m^{pu} i_{rq}^{pu} \quad (3.103f)$$

$$\psi_{rd}^{pu} = L_{rr}^{pu} i_{rd}^{pu} + L_m^{pu} i_{sd}^{pu} \quad (3.103g)$$

$$\psi_{rq}^{pu} = L_{rr}^{pu} i_{rq}^{pu} + L_m^{pu} i_{sq}^{pu} \quad (3.103h)$$

$$C_{dc}^{pu} u_{dc}^{pu} \frac{du_{dc}^{pu}}{dt} = -P_f^{pu} - P_r^{pu} \quad (3.103i)$$

$$P_r^{pu} = u_{rd}^{pu} i_{rd}^{pu} + u_{rq}^{pu} i_{rq}^{pu} \quad (3.103j)$$

$$P_f^{pu} = u_{fd}^{pu} i_{fd}^{pu} + u_{fq}^{pu} i_{fq}^{pu} \quad (3.103k)$$

$$2H_M \frac{d\omega_M^{pu}}{dt} = T_M^{pu} - T_G^{pu} - D_M \cdot \omega_M^{pu} \quad (3.103l)$$

$$2H_G \frac{d\omega_G^{pu}}{dt} = T_G^{pu} - T_{el}^{pu} - D_G \cdot \omega_G^{pu} \quad (3.103m)$$

$$\frac{d\theta_{eje}}{dt} = \omega_{eb} \cdot (\omega_M^{pu} - \omega_G^{pu}) \quad (3.103n)$$

$$T_G^{pu} = K_s \theta_{eje} - D_s (\omega_G^{pu} - \omega_M^{pu}) \quad (3.103ñ)$$

$$T_{el}^{pu} = \psi_{rq}^{pu} i_{rd}^{pu} - \psi_{rd}^{pu} i_{rq}^{pu} \quad (3.103o)$$

A partir de este punto del texto las variables se considerarán por unidad, por lo que se prescinde del uso del superíndice pu excepto la velocidad ω_{eb} que se mantiene expresada en sus unidades naturales. Por ejemplo, para referirse al vector espacial de la tensión del rotor por unidad $\mathbf{u}_r^{pu}$ se escribirá $\mathbf{u}_r$. El conjunto de ecuaciones (3.103), tras dividir por los valores base correspondientes:

$$u_{sd} = R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{d\psi_{sd}}{dt} \quad (3.104a)$$

$$u_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{d\psi_{sq}}{dt} \quad (3.104b)$$

$$u_{rd} = R_r i_{rd} - (\omega_s - \omega_r) \psi_{rq} + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{d\psi_{rd}}{dt} \quad (3.104c)$$

$$u_{rq} = R_r i_{rq} + (\omega_s - \omega_r) \psi_{rd} + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{d\psi_{rq}}{dt} \quad (3.104d)$$

$$\psi_{sd} = L_{ss} i_{sd} + L_m i_{rd} \quad (3.104e)$$

$$\psi_{sq} = L_{ss} i_{sq} + L_m i_{rq} \quad (3.104f)$$

$$\psi_{rd} = L_{rr} i_{rd} + L_m i_{sd} \quad (3.104g)$$

$$\psi_{rq} = L_{rr} i_{rq} + L_m i_{sq} \quad (3.104h)$$

$$C_{dc} u_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} = -P_f - P_r \quad (3.104i)$$

$$P_r = u_{rd} i_{rd} + u_{rq} i_{rq} \quad (3.104j)$$

$$P_f = u_{fd} i_{fd} + u_{fq} i_{fq} \quad (3.104k)$$

$$2H_M \frac{d\omega_M}{dt} = T_M - T_G - D_M \cdot \omega_M \quad (3.104l)$$

Figura 3.37: Vectores espaciales del flujo estático y de la tensión de red.

$$2H_G \frac{d\omega_G}{dt} = T_G - T_{el} - D_G \cdot \omega_r \quad (3.104m)$$

$$\frac{d\theta_{eje}}{dt} = \omega_{eb} \cdot (\omega_M - \omega_r) \quad (3.104n)$$

$$T_G = K_s \theta_{eje} - D_s (\omega_r - \omega_M) \quad (3.104ñ)$$

$$T_{el} = \psi_{rq} i_{rd} - \psi_{rd} i_{rq}. \quad (3.104o)$$

Se resalta que al estar todo expresado por unidad, la velocidad mecánica ω_g por unidad es igual a la velocidad eléctrica ω_r por unidad. Por último indicar que en el caso de emplear el modelo de una masa, ecuación (3.4), su versión en por unidad es:

$$2H_T \frac{d\omega_G}{dt} = T_M - T_{el}, \quad (3.105)$$

siendo $H_T = H_G + H_M$ la suma de las constantes de inercia del generador y del conjunto palas+buje+multiplicadora.

3.4.4.2. Ecuaciones de control

Se va a emplear el modelo de tercer orden de la máquina DFIG (ver apartado 3.3.1.3) y se van a considerar las resistencias estáticas despreciables, consideración asumible para máquinas eléctrica de potencia del orden de 2 MW. Eso significa que la orientación respecto al flujo de red coincide con la orientación respecto al flujo del estator, Petersson (2005). Esta última orientación se obtiene si se fija el sistema de referencia (d, q) de forma que gire a la misma velocidad que el flujo del estator ψ_s y que el eje d esté alineado con el citado flujo, figura 3.38, Peña *et al.* (1996a).

- **Tensiones estáticas** Con la ecuación que define la tensión del estator, (3.50), expresada por unidad, ver apartado 3.4.4.1, si se desprecia

Figura 3.38: Sistema de referencia (d, q) alineado con el flujo del estator.

la resistencia estatórica y se considera el flujo estatórico constante, según Petersson (2005) y Xu y Wang (2007) entonces queda:

$$\mathbf{u}_s = R_s \mathbf{i}_s + j\omega_s \psi_s + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{d}{dt} \psi_s \approx j\omega_s \psi_s \quad (3.106)$$

Según se muestra en la figura 3.37, al estar el eje d alineado con el vector del flujo del estator, la componente ψ_{sq} es igual a cero, por lo que queda:

$$\psi_s = \psi_{sd} + j\psi_{sq} = \psi_{sd}. \quad (3.107)$$

La componente q del flujo del estator es cero, $\psi_{sq} = 0$, ver (3.107):

$$\mathbf{u}_s \approx j\omega_s \psi_{sd}. \quad (3.108)$$

Se descompone $\mathbf{u}_s$ por componentes d y q , (3.56), sobre las que se aplican las hipótesis anteriores:

$$u_{sd} = R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} + \frac{d}{dt} \psi_{sd} \approx 0 \quad (3.109)$$

$$u_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} + \frac{d}{dt} \psi_{sq} \approx \omega_s \psi_{sd}. \quad (3.110)$$

En resumen, mediante las ecuaciones (3.109) y (3.110) las componentes d y q del vector espacial de la tensión estatórica son:

$$u_{sd} \approx 0 \quad (3.111)$$

$$u_{sq} \approx \omega_s \psi_{sd} \quad (3.112)$$

$$\mathbf{u}_s = u_{sd} + j u_{sq} \approx j \omega_s \psi_{sd} \quad (3.113)$$

$$|\mathbf{u}_s| = u_{sq} \approx \omega_s \psi_{sd}. \quad (3.114)$$

El conjugado de un número real es igual a dicho número real, en el caso del flujo estatórico, ecuación (3.107) por lo que se tiene:

$$\psi_s^* = \psi_s = \psi_{sd}. \quad (3.115)$$

- **Tensiones rotóricas** Las componentes de la tensión rotórica por unidad están definidas por las ecuaciones (3.103c) y (3.103d). Para el diseño del control se ha de eliminar las intensidades estatóricas y flujos magnéticos. Como primer paso se emplean las ecuaciones (3.103g), (3.103h) para dejar las tensiones rotóricas en función de las intensidades rotóricas y estatóricas.

$$u_{rd} = R_r i_{rd} - (\omega_s - \omega_r) (L_{rr} i_{rq} + L_m i_{sq}) + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{d(L_{rr} i_{rd} + L_m i_{sd})}{dt} \quad (3.116)$$

$$u_{rq} = R_r i_{rq} + (\omega_s - \omega_r) (L_{rr} i_{rd} + L_m i_{sd}) + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{d(L_{rr} i_{rq} + L_m i_{sq})}{dt}. \quad (3.117)$$

De las ecuaciones (3.103e) y (3.103f) se despejan las componentes de las intensidades estatóricas i_{sd} e i_{sq} . Teniendo en cuenta la alineación del sistema de referencia dq , ecuaciones (3.107) y (3.114):

$$i_{sd} = \frac{\psi_{sd} - L_m i_{rd}}{L_{ss}} = \frac{|\mathbf{u}_s|}{\omega_s L_{ss}} - i_{rd} \frac{L_m}{L_{ss}} \quad (3.118)$$

$$i_{sq} = -\frac{L_m}{L_{ss}} i_{rq}. \quad (3.119)$$

Se aplica (3.118) y (3.119) en (3.116) y (3.117) con lo que queda:

$$u_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{1}{\omega_{eb}} \sigma_L \frac{d}{dt} i_{rd} - (\omega_s - \omega_r) \sigma_L i_{rq} + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{L_m}{L_{ss}} \frac{d|\mathbf{u}_s|}{dt} \quad (3.120)$$

$$u_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{1}{\omega_{eb}} \sigma_L \frac{d}{dt} i_{rq} + (\omega_s - \omega_r) \sigma_L i_{rd} + (\omega_s - \omega_r) \frac{L_m}{L_{ss}} \frac{|\mathbf{u}_s|}{\omega_s}, \quad (3.121)$$

donde $\sigma_L = \left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right)$.

- **Potencia reactiva** Se reescribe la ecuación que dictamina la producción de reactiva de la máquina por el estator a partir de la ecuación (3.83). Sustituyendo en ella las ecuaciones (3.107), (3.110) y (3.118), teniendo en cuenta que debido a la alineación del eje d respecto al flujo se tiene $u_{sd} \approx 0$ lo que significa que $|\mathbf{u}_s| \approx u_{sq}$ y por otro lado $\psi_s \approx \psi_{sd}$. Como el desarrollo se realiza en variables por unidad habría

que convertir dicha ecuación en por unidad, de ahí que en (3.122) el término $3/2$ no aparezca.

$$Q_s = u_{sq}i_{sd} - u_{sd}i_{sq} \approx u_{sq}i_{sd} \quad (3.122)$$

$$Q_s = |\mathbf{u}_s| \left(\frac{\frac{|\mathbf{u}_s|}{\omega_s} - L_m i_{rd}}{L_{ss}} \right) \quad (3.123)$$

$$Q_s = \frac{|\mathbf{u}_s|^2}{\omega_s L_{ss}} - \frac{|\mathbf{u}_s| L_m i_{rd}}{L_{ss}}. \quad (3.124)$$

Se reordena para despejar i_{rd} :

$$i_{rd} = \frac{|\mathbf{u}_s|}{\omega_s L_m} - \frac{L_{ss}}{L_m |\mathbf{u}_s|} Q_s. \quad (3.125)$$

Como el estator está conectado directamente a la red, los valores de ω_s y u_s están fijados por la red y las inductancias L_{ss} y L_m se asumen de valor constante, por lo que según (3.125) el valor de i_{rd} depende principalmente de Q_s . De esta forma se puede obtener un valor de referencia i_{rd}^{ref} tras fijar una consigna de Q_s .

- **Potencia activa / par eléctrico** Para el caso de la potencia activa (o par eléctrico puesto ambas variables se relacionan por la velocidad de la máquina) se parte de la ecuación (3.87) y se sustituye (3.118) y (3.119).

$$T_{el} = L_m \left(-i_{rq}i_{rd} \frac{L_m}{L_{ss}} - i_{rq} \frac{|\mathbf{u}_s|}{\omega_s L_{ss}} + i_{rq}i_{rd} \frac{L_m}{L_{ss}} \right) \quad (3.126)$$

$$T_{el} = - \frac{L_m}{L_{ss}} \frac{|\mathbf{u}_s|}{\omega_s} i_{rq}. \quad (3.127)$$

Al igual que en el caso de la potencia reactiva, la tensión del estator u_s y la velocidad de sincronismo ω_s vienen fijadas por la red. Por lo tanto, el par T_{el} se puede controlar mediante i_{rq} . Se reordena para obtener la expresión de i_{rq} en función de T_{el} :

$$i_{rq} = - \frac{L_{ss}}{L_m} \frac{\omega_s}{|\mathbf{u}_s|} T_{el}. \quad (3.128)$$

Otra definición del par eléctrico es la indicada en Tapia *et al.* (2006), se puede obtener tras sustituir las ecuaciones (3.58) y (3.114) en la ecuación (3.127):

$$T_{el} = - \frac{L_m^2}{L_{ss}} |\mathbf{i}_{ms}| i_{rq}, \quad (3.129)$$

en (3.129) se puede observar que el par eléctrico T_{el} depende principalmente de la componente de la intensidad rotórica i_{rq} . Esto se debe a que la intensidad $|\mathbf{i}_{ms}|$ se mantiene constante al estar conectado el DFIG a red, que L_m se asume que no varía y que la influencia de la resistencia estatórica es despreciable, Peña *et al.* (1996a).

3.4.4.3. Convertidor del lado de rotor

Se parte del esquema mostrado en la figura 3.26, conocida la velocidad del rotor ω_r pu (recuérdese que la velocidad eléctrica del rotor es igual a la velocidad mecánica del rotor cuando ambas son expresadas por unidad), se emplea una curva característica potencia capturada *vs.* velocidad rotor para obtener el valor P_s^{ref} . Tras obtener ese valor, se divide por la velocidad del rotor para obtener el par mecánico de referencia. Para mantener velocidad constante el par mecánico y el par eléctrico han de ser iguales, por lo que el par eléctrico de referencia ha de ser igual al de referencia mecánico, i.e., $T_{el}^{ref} = T_m^{ref} = P_s^{ref}/\omega_r$. Una vez se conoce el valor de T_{el}^{ref} , se emplea la ecuación (3.128) para obtener el valor de i_{rq}^{ref} . Conocidos los valores de i_{rq}^{ref} y de i_{rd} se aplica un PI para obtener el valor u_{rq}^{comp} al que se le añade los términos de compensación (ver apartado 3.4.3.3) para obtener finalmente u_{rq} .

$$i_{rq}^{ref} = -\frac{L_{ss}}{L_m} \frac{\omega_s}{|\mathbf{u}_s|} T_{el}^{ref} \quad (3.130)$$

$$u_{rq}^{comp} = (\omega_s - \omega_r) \left(\sigma_L i_{rd} + \frac{L_m}{L_{ss}} \frac{|\mathbf{u}_s|}{\omega_s} \right) \quad (3.131)$$

$$u_{rq}^{PI} = K_{pq}^{rs} (i_{rq}^{ref} - i_{rq}) + K_{iq}^{rs} \int_0^t (i_{rq}^{ref} - i_{rq}) dt \quad (3.132)$$

$$u_{rq} = u_{rq}^{PI} + u_{rq}^{comp}. \quad (3.133)$$

Para la parte de potencia reactiva, se fija la consigna de reactiva indicada por el operador o por la máquina y a partir de la ecuación (3.125) se obtiene el valor de i_{rd}^{ref} (se recuerda que se asume que el convertidor del lado de red se mantiene neutro, por lo que toda la reactiva intercambiada por el DFIG con la red se realiza mediante el estator). Se le resta i_{rd} y el resultado se introduce en un PI para obtener u_{rd}^{comp} al que se le añade los términos de compensación para obtener finalmente u_{rd} . Una vez obtenidos los valores (u_{rd}, u_{rq}) se aplica la transformada inversa dq para obtener los valores de las

Figura 3.39: Esquema del lazo de control de las intensidades rotóricas.

tensiones rotóricas (u_A, u_B, u_C).

$$Q_{maq}^{ref} = Q_s^{ref} \quad (3.134)$$

$$i_{rd}^{ref} = \frac{|\mathbf{u}_s|}{\omega_s L_m} - \frac{L_{ss}}{L_m |\mathbf{u}_s|} Q_s^{ref} \quad (3.135)$$

$$u_{rd}^{comp} = -(\omega_s - \omega_r) \sigma L i_{rq} + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{L_m}{L_{ss}} \frac{d|\mathbf{u}_s|}{dt} \quad (3.136)$$

$$u_{rd}^{PI} = K_{pd}^{rs} (i_{rd}^{ref} - i_{rd}) + K_{id}^{rs} \int_0^t (i_{rd}^{ref} - i_{rd}) dt \quad (3.137)$$

$$u_{rd} = u_{rd}^{PI} + u_{rd}^{comp}. \quad (3.138)$$

3.4.4.4. Cálculo constantes de control

Para calcular el valor de las constantes de control K_{pd} , K_{pq} , K_{id} y K_{iq} se pueden emplear diversas técnicas. En el caso de esta tesis doctoral se ha optado por una de las técnicas más sencillas, puesto que la evaluación de las distintas estrategias de control o plantear una nueva no está dentro de los objetivos planteados. Se tiene que las funciones de transferencia de los lazos de control de intensidad son estables con un único polo dominante distinto de cero. Por ello, a la hora de calcular las constantes de control se puede emplear la técnica de posicionamiento de polos. La idea detrás de esta técnica es calcular un controlador PI de forma que se añade un cero a la función de transferencia para cancelar el polo dominante.

Si se asume que las componentes dq de las intensidades rotóricas están desacopladas, para ambas componentes i_{rd} y i_{rq} , se tiene el esquema mostrado en la figura 3.39 tras añadir un controlador PI:

Donde la función de transferencia en lazo abierto del control de intensidad es:

$$G(s) = \frac{k_{pc} \cdot k(s + a_{ic})}{s(s + p)}. \quad (3.139)$$

Si se asigna $a_{ic} = p$:

$$G(s) = \frac{k_{pc} \cdot k}{s}. \quad (3.140)$$

La función de transferencia en lazo cerrado:

$$\frac{G(s)}{1 + G(s)} = \frac{k_{pc} \cdot k}{s + k_{pc} \cdot k}, \quad (3.141)$$

que consiste en un sistema de primer orden, cuyo ancho de banda para este tipo de sistema es:

$$\omega_n = k_{pc} \cdot k \quad (3.142)$$

La relación entre el ancho de banda y el tiempo de subida (10-90 %) para un sistema de primer orden es $\omega_n = \ln 9 / t_r$, Petersson (2005). En este caso, el tiempo de subida es:

$$t_r = \frac{\ln 9}{k_{pc} \cdot k}. \quad (3.143)$$

Por lo tanto, k_{pc} puede ser calculado como:

$$k_{pc} = \frac{\ln 9}{k t_r} (1 + m), \quad (3.144)$$

donde m es el margen de diseño expresado en tanto por ciento %, que garantiza que el tiempo de subida requerido sea el obtenido.

Considerando (3.120) y (3.121), la planta se obtiene:

$$P(s) = \frac{\omega_{eb}/\sigma_L}{R_r \omega_{eb}/\sigma_L + s}. \quad (3.145)$$

Por lo que en base a la figura 3.39 se tiene que $k = \omega_{eb}/\sigma_L$ y $p = R_r \omega_{eb}/\sigma_L$. Se sustituye estos valores en (3.144) para calcular la constante de control k_{pc} :

$$k_{pc} = \frac{\ln 9}{\frac{\omega_{eb}}{\sigma_L} t_r} (1 + m). \quad (3.146)$$

Finalmente, las constantes de control del PI del control de la intensidad rotórica se obtienen de la siguiente manera:

$$K_p = k_{pc} \quad (3.147)$$

$$K_i = k_{pc} \cdot a_{ic}. \quad (3.148)$$

Capítulo 4

Nuevas propuestas de resolución de modelos de aerogeneradores

4.1. Introducción

En este capítulo se desarrolla la propuesta de resolución de un modelo de aerogenerador mediante métodos analíticos. En el apartado 4.2 se realiza una breve introducción de dos métodos de resolución analítica para sistemas de ecuaciones diferenciales de primer orden, ya que la capacidad de resolución de este tipo de sistemas es la base de la metodología propuesta. En el apartado 4.3 se explica cómo construir un modelo de aerogenerador DFIG mediante un modelo de espacio de estados lineal, continuo e invariante en el tiempo. Se desarrollan las expresiones de las ecuaciones que forman parte del modelo de espacio de estado de un aerogenerador DFIG, considerando el modelo del generador de quinto y de tercer orden así como las ecuaciones asociadas al control del convertidor. El modelo basado en espacio de estados se linealiza asumiendo constante la velocidad del generador. El valor de dicha velocidad se actualiza a partir de la resolución de forma analítica de la ecuación diferencial linealizada de la velocidad del generador. En el apartado 4.3.3 se describe el proceso de linealización de la ecuación mecánica del aerogenerador para obtener la expresión analítica de la velocidad de giro del generador.

En último lugar, se presentan los esquemas de los algoritmos propuestos para resolver de forma analítica el modelo de un aerogenerador DFIG. Uno de los algoritmos se basa exclusivamente en la resolución analítica, apartado 4.3.4, y el otro se basa en el empleo combinado de la resolución simbólico-numérica, apartado 4.4, adecuado para estudios en los que aparezcan eventos transitorios como huecos de tensión.

4.2. Métodos de resolución analíticos

La resolución analítica de un sistema de ecuaciones lineales diferenciales de primer orden con coeficientes constantes es la base de la metodología propuesta en esta tesis doctoral. Por ello, en este apartado se introducen brevemente dos métodos de resolución analítica de este tipo de sistemas de ecuaciones diferenciales: el método de *variación de parámetros* y de *matriz exponencial*. En el caso de querer conocer más en profundidad el desarrollo de ambos métodos se recomienda leer Zill y Wright (2009).

4.2.1. Método de *variación de parámetros*

En (4.1) se muestra un sistema lineal no homogéneo con coeficientes constantes de n ecuaciones diferenciales de primer orden:

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} x_1(t) \\ x_2(t) \\ \vdots \\ x_n(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} m_{11} & m_{12} & \cdots & m_{1n} \\ m_{21} & m_{22} & \cdots & m_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ m_{n1} & m_{n2} & \cdots & m_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1(t) \\ x_2(t) \\ \vdots \\ x_n(t) \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} f_1(t) \\ f_2(t) \\ \vdots \\ f_n(t) \end{pmatrix}. \quad (4.1)$$

Si (4.1) se reescribe de forma matricial, queda:

$$\dot{\mathbf{X}}(t) = \mathbf{M} \cdot \mathbf{X}(t) + \mathbf{F}(t), \quad (4.2)$$

donde los coeficientes m_{ij} y las funciones f_i con $i = 1, 2, \dots, n$ son continuos en un mismo intervalo de tiempo $[t_0, t]$. Para simplificar la notación, a partir de este momento cualquier matriz $\mathbf{X}$ se asume que es dependiente del tiempo, por lo que se omite (t) .

La solución de (4.2) está compuesta por la suma de la solución del sistema homogéneo asociado a (4.2), $\mathbf{X}_c$, más una solución particular de (4.2), $\mathbf{X}_p$:

$$\mathbf{X} = \mathbf{X}_c + \mathbf{X}_p. \quad (4.3)$$

El sistema homogéneo asociado a (4.2) se obtiene si en (4.1) se cumple que $f_i(t) = 0$ con $i = 1, 2, \dots, n$, cuya solución es $\mathbf{X} = \mathbf{X}_c$:

$$\dot{\mathbf{X}}_c = \mathbf{M} \cdot \mathbf{X}_c. \quad (4.4)$$

En (4.5) se muestra una de las formas de expresar la solución general del sistema homogéneo (4.4), Zill y Wright (2009):

$$\mathbf{X}_c = \boldsymbol{\phi}(t) \cdot \mathbf{C}. \quad (4.5)$$

Donde $\mathbf{C}$ es un vector columna $n \times 1$ de coeficientes constantes arbitrarios y $\boldsymbol{\phi}(t)$ es una matriz $n \times n$ cuyas columnas están formadas por vectores

solución del sistema homogéneo (4.4) en el intervalo $[t_0, t]$. La matriz $\phi(t)$ es denominada la matriz fundamental del sistema (4.4) en el intervalo $[t_0, t]$, siendo ésta una matriz no singular y cumple que $\dot{\phi}(t) = \mathbf{M} \cdot \phi(t)$.

Una vez se tiene la expresión de la solución del sistema homogéneo, $\mathbf{X}_c$, a continuación se procede a la obtención de una solución particular, $\mathbf{X}_p$, en el intervalo $[t_0, t]$. Según Zill y Wright (2009), dicha solución particular se puede obtener mediante:

$$\mathbf{X}_p = \phi(t) \int_{t_0}^t \phi^{-1}(s) \mathbf{F}(s) \, ds. \quad (4.6)$$

En consecuencia de (4.3) se tiene que $\mathbf{X} = \mathbf{X}_c + \mathbf{X}_p$, por lo que la solución general en un intervalo $[t_0, t]$ del sistema planteado en (4.1) es, Zill y Wright (2009):

$$\mathbf{X} = \phi(t) \mathbf{C} + \phi(t) \int_{t_0}^t \phi^{-1}(s) \mathbf{F}(s) \, ds. \quad (4.7)$$

Donde la matriz $\phi(t)$ en (4.7) es la misma matriz fundamental no singular presente en la ecuación (4.5) y que se construye en base a las soluciones del sistema homogéneo (4.4) asociado al sistema (4.1). Para ello se parte de los autovalores y autovectores de $\mathbf{M}$. La matriz $\mathbf{C}$ se calcula en base a que en $t = t_0$ se tiene que la solución particular $\mathbf{X}_p$ es igual a cero, por lo que queda:

$$\mathbf{X}(t_0) = \phi(t_0) \mathbf{C} + \mathbf{X}_p(t_0) = \phi(t_0) \mathbf{C} \quad (4.8)$$

$$\mathbf{C} = \phi(t_0)^{-1} \mathbf{X}(t_0). \quad (4.9)$$

Si se sustituye (4.9) en (4.7) entonces se tiene que la solución general para el sistema de ecuaciones diferenciales lineales de primer orden con coeficientes constantes en (4.1) durante el intervalo $[t_0, t]$ se escribe como:

$$\mathbf{X} = \phi(t) \phi(t_0)^{-1} \mathbf{X}(t_0) + \phi(t) \int_{t_0}^t \phi^{-1}(s) \mathbf{F}(s) \, ds. \quad (4.10)$$

4.2.2. Método de *matriz exponencial*

Dado el mismo sistema lineal no homogéneo con coeficientes constantes de n ecuaciones diferenciales de primer orden expresado en la ecuación (4.1), se reescribe de la misma forma matricial que en (4.2):

$$\dot{\mathbf{X}}(t) = \mathbf{M} \cdot \mathbf{X}(t) + \mathbf{F}(t), \quad (4.11)$$

donde se había definido $\mathbf{M}$ como una matriz $n \times n$ de componentes constantes. Según Zill y Wright (2009), la solución general de (4.11) en un intervalo $[t_0, t]$ mediante el método de *matriz exponencial* se puede expresar como:

$$\mathbf{X} = e^{\mathbf{M}t} \mathbf{C} + e^{\mathbf{M}t} \int_{t_0}^t e^{-\mathbf{M}s} \mathbf{F}(s) \, ds. \quad (4.12)$$

Por tanto, (4.10) y (4.12) representan dos formas distintas de resolver el sistema lineal no homogéneo con coeficientes constantes presentado en (4.2).

4.3. Resolución analítica basada en linealizaciones locales

En esta sección se desarrolla el planteamiento y resolución de distintos modelos de aerogenerador equipado con DFIG mediante el método analítico de *variación de parámetros*. El método de *matriz exponencial* se descarta debido a problemas numéricos, tal y como se comenta en detalle en el apartado B.1.2 del anexo B. Para poder aplicar el método de *variación de parámetros* hay que reordenar el sistema de ecuaciones en forma de espacio de estados y después linealizar el modelo asumiendo que la velocidad ω_g es constante durante el tiempo de simulación. En primer lugar se muestra el caso de un aerogenerador equipado con un generador DFIG caracterizado mediante el modelo de quinto orden y después se trata el caso con un DFIG de tercer orden. Por último se plantea como obtener la expresión analítica de la velocidad del generador.

4.3.1. Modelo DFIG de quinto orden

En el apartado 3.4.4.1 se resumen las ecuaciones en por unidad que definen el funcionamiento de un aerogenerador equipado con un generador DFIG de quinto orden. Se parte de las citadas ecuaciones para la construcción del modelo de un aerogenerador que tiene las siguientes características:

- Generador DFIG implementado mediante el modelo de quinto orden.
- Se desprecia el convertidor del lado de red, la etapa de continua del convertidor y el transformador.
- Se emplea un sistema de referencia alineado respecto al flujo de red, ver apartado 3.4.2.
- Los componentes de la parte mecánica del aerogenerador se modelan mediante el modelo de una masa, ver apartado 3.2.2.
- La captura de viento se determina mediante el método del disco actuador, ver apartado 3.2.1.
- Ángulo de pala cero.

En (4.13) se muestra de forma vectorial la parte eléctrica del conjunto de ecuaciones (3.104) que, junto a (3.105), describen el comportamiento tanto

eléctrico como mecánico del generador:

$$\mathbf{u}_s = R_s \mathbf{i}_s + j\omega_1 \boldsymbol{\psi}_s + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{d\boldsymbol{\psi}_s}{dt} \quad (4.13a)$$

$$\mathbf{u}_r = R_r \mathbf{i}_r + j\omega_2 \boldsymbol{\psi}_r + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{d\boldsymbol{\psi}_r}{dt} \quad (4.13b)$$

$$\boldsymbol{\psi}_s = L_{ss} \mathbf{i}_s + L_m \mathbf{i}_r \quad (4.13c)$$

$$\boldsymbol{\psi}_r = L_{rr} \mathbf{i}_r + L_m \mathbf{i}_s \quad (4.13d)$$

$$T_{el} = \psi_{rq} i_{rd} - \psi_{rd} i_{rq} \quad (4.13e)$$

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{T_M - T_{el}}{2H_T}. \quad (4.13f)$$

Se recuerda que todas las velocidades ω presentes en el conjunto de ecuaciones (4.13) están expresadas en por unidad excepto la velocidad base eléctrica ω_{eb} , que se expresa en rad/s eléctricos. A continuación se muestran las definiciones de las velocidades involucradas en (4.13):

$$\omega_{eb} = 2\pi f \quad (4.14)$$

$$\omega_1 = \omega_s \quad (4.15)$$

$$\omega_2 = \omega_s - \omega_r = \omega_s - \omega_g, \quad (4.16)$$

donde f es la frecuencia de la red, ω_s es la velocidad de sincronismo, ω_r la velocidad eléctrica de giro del rotor del generador y ω_g la velocidad mecánica de giro del generador. Como consecuencia de estar expresadas las ecuaciones anteriores por unidad, la velocidad eléctrica ω_r por unidad es igual a la velocidad mecánica ω_g por unidad, de ahí la igualdad expresada en (4.16).

Para el control del convertidor del lado del rotor se emplean las ecuaciones desarrolladas en el apartado 3.4.4.3 que describen el esquema mostrado en la figura 3.25. Dicha figura se reproduce a continuación en la figura 4.1 por aclaración.

Como se aprecia en la figura 4.1 y como se recoge en las ecuaciones (4.17) la tensión del rotor u_r es calculada con los valores obtenidos a la salida del controlador PI, u'_r , más los términos de compensación, u_r^{CT} , Peña *et al.* (1996a); Tapia *et al.* (2006). Los efectos de estos términos de compensación son evaluados en el apartado 3.4.3.3.

$$u_{rd} = u'_{rd} + u_{rd}^{CT} \quad (4.17a)$$

$$u_{rq} = u'_{rq} + u_{rq}^{CT}. \quad (4.17b)$$

Las ecuaciones de control se han obtenido considerando despreciable la variación de flujo estático, empleándose un sistema de referencia de dos ejes perpendiculares que gira a la velocidad de sincronismo de la red y cuyo eje horizontal está alineado respecto al flujo de red, ver el apartado 3.4.2

(a) Control del par.

(b) Control de reactiva.

Figura 4.1: Esquemas de control.

donde se comenta en detalle estas condiciones. De esa manera se consigue el desacoplo a la hora de controlar la potencia activa y reactiva de la máquina. La componente i_{rq} está ligada a la potencia activa y la componente i_{rd} a la potencia reactiva. Con estas consideraciones se puede obtener la siguiente expresión de las tensiones del rotor:

$$u_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{\sigma_L}{\omega_{eb}} \frac{d}{dt} i_{rd} - \omega_2 \sigma_L i_{rq} + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{L_m}{L_{ss}} \frac{d}{dt} \frac{|\mathbf{u}_s|}{\omega_1} \quad (4.18a)$$

$$u_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{\sigma_L}{\omega_{eb}} \frac{d}{dt} i_{rq} + \omega_2 \sigma_L i_{rd} + \omega_2 \frac{L_m}{L_{ss}} \frac{|\mathbf{u}_s|}{\omega_1}, \quad (4.18b)$$

donde $\sigma_L = \left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right)$.

Las componentes u'_{rd} y u'_{rq} corresponden con los términos asociados a i_{rd} e i_{rq} en las expresiones (4.18a) y (4.18b) respectivamente:

$$u'_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{\sigma_L}{\omega_{eb}} \frac{d}{dt} i_{rd} \quad (4.19a)$$

$$u'_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{\sigma_L}{\omega_{eb}} \frac{d}{dt} i_{rq}. \quad (4.19b)$$

Para estimar las componentes de la tensión rotórica u'_{rd} y u'_{rq} se emplean las señales de error de las intensidades rotóricas mediante el controlador PI, ver figura 4.1:

$$u'_{rd} = K_{pd}(i_{rd}^{ref} - i_{rd}) + K_{id} \int (i_{rd}^{ref} - i_{rd}) dt \quad (4.20a)$$

$$u'_{rq} = K_{pq}(i_{rq}^{ref} - i_{rq}) + K_{iq} \int (i_{rq}^{ref} - i_{rq}) dt. \quad (4.20b)$$

Los términos de compensación son definidos como los últimos dos términos de las ecuaciones de la tensión rotórica mostradas en (4.18)

$$u_{rd}^{CT} = -\omega_2 \sigma_L i_{rq} + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{L_m}{L_{ss}} \frac{d}{dt} \frac{|\mathbf{u}_s|}{\omega_1} \quad (4.21a)$$

$$u_{rq}^{CT} = \omega_2 \sigma_L i_{rd} + \omega_2 \frac{L_m}{L_{ss}} \frac{|\mathbf{u}_s|}{\omega_1}. \quad (4.21b)$$

Sustituyendo (4.20) y (4.21) en (4.17):

$$u_{rd} = u'_{rd} + \alpha_1 i_{rq} + \alpha_2 \frac{d}{dt} \mathbf{u}_s \quad (4.22a)$$

$$u_{rq} = u'_{rq} + \beta_1 i_{rd} + \beta_2 \mathbf{u}_s. \quad (4.22b)$$

donde

$$\begin{aligned}\alpha_1 &= -\omega_2 \sigma_L \\ \alpha_2 &= \frac{L_m}{L_{ss}} \frac{1}{\omega_1 \omega_{eb}} \\ \beta_1 &= \omega_2 \sigma_L \\ \beta_2 &= \frac{\omega_2}{\omega_1} \frac{L_m}{L_{ss}}.\end{aligned}$$

A partir de (4.13) y (4.22) no se puede construir directamente un sistema de ecuaciones diferenciales de primer orden debido a la presencia de las integrales asociadas al control, (4.20). En Molina-García *et al.* (2011) se aborda esta dificultad derivando todas las expresiones (4.13) y (4.22), de esa forma se eliminan las integrales y se puede construir un sistema clásico de ecuaciones diferenciales de primer orden no singular para ser resuelto de forma analítica. La desventaja de este método es que las expresiones de las soluciones obtenidas al resolver el sistema se han de integrar para obtener las expresiones de las variables que se quieren conocer. Este paso extra de integración conlleva un coste computacional adicional y además puede dar lugar a inestabilidades numéricas.

Para evitar los problemas del método de resolución propuesto en Molina-García *et al.* (2011), se definen unas nuevas variables de valor igual a las integrales relacionadas con el controlador PI:

$$\epsilon_{rd} = \int (i_{rd}^{ref} - i_{rd}) \quad (4.23a)$$

$$\epsilon_{rq} = \int (i_{rq}^{ref} - i_{rq}). \quad (4.23b)$$

A partir de (4.13), (4.22) y (4.23) se puede construir el siguiente sistema de ecuaciones matricial:

$$\mathbf{M} \cdot \dot{\mathbf{X}}(t) = \mathbf{N}(t) \cdot \mathbf{X}(t) + \mathbf{S}(t) \cdot \mathbf{U}(t), \quad (4.24)$$

donde la composición de las matrices $\mathbf{M}$, $\mathbf{N}$ y $\mathbf{S}$ se muestra en (4.31), (4.32) y (4.33) respectivamente. En $\mathbf{N}$ y $\mathbf{S}$ aparece el término ω_g , que en principio depende del tiempo, $\omega_g(t)$, por lo que $\mathbf{N} = \mathbf{N}(t)$ y $\mathbf{S} = \mathbf{S}(t)$, lo que convierte al sistema continuo (4.24) en un sistema continuo y variante en el tiempo. Si se asume $\omega_g = \omega_g(t_{0_j})$ como valor constante y que consiste en el valor de ω_g al principio del intervalo de tiempo de simulación $\tau_j = [t_{0_j}, t_{f_j}]$, entonces $\mathbf{N}$ y $\mathbf{S}$ pasan a ser matrices de coeficientes constantes de forma que el sistema (4.24) se convierte en un sistema continuo e invariante:

$$\mathbf{M} \cdot \dot{\mathbf{X}}(t) = \mathbf{N} \cdot \mathbf{X}(t) + \mathbf{S} \cdot \mathbf{U}(t). \quad (4.25)$$

Las variables de estado $\mathbf{X}(t)$ y el vector de entradas $\mathbf{U}(t)$ en (4.25) son:

$$\mathbf{X}(t) = [\psi_{sd}, \psi_{sq}, \psi_{rd}, \psi_{rq}, \epsilon_{rd}, \epsilon_{rq}]^T \quad (4.26)$$

$$\mathbf{U}(t) = [u_{sd}, u_{sq}, i_{rd}^{ref}, i_{rq}^{ref}]^T. \quad (4.27)$$

Se eligen a los flujos, ψ , como variables de estado porque presentan una evolución temporal más lenta que las intensidades lo que aporta más estabilidad numérica a la hora de resolver el sistema, Iov *et al.* (2004b). Respecto al vector de entradas $\mathbf{U}(t)$, se asume que tanto las tensiones del estator y el perfil de velocidad de viento son conocidos de antemano para todo el tiempo de simulación. Las referencias de las intensidades rotóricas pueden ser obtenidas para cada intervalo de tiempo τ_j aplicando (4.28a) y (4.28b). La consigna de potencia reactiva Q_s^{ref} es fijada con anterioridad y la consigna de par eléctrico T_{el}^{ref} depende de la velocidad ω_g , $T_{el}^{ref} = K_{opt}\omega_g^2$, Peña *et al.* (1996a), ver figura 4.1a.

$$i_{rq}^{ref} = -\frac{L_{ss}}{L_m} \frac{\omega_s}{|\mathbf{u}_s|} T_{el}^{ref} = -\frac{L_{ss}}{L_m} \frac{\omega_s}{|\mathbf{u}_s|} K_{opt}\omega_g^2 \quad (4.28a)$$

$$i_{rd}^{ref} = \frac{|\mathbf{u}_s|}{\omega_s L_m} - \frac{L_{ss}}{L_m |\mathbf{u}_s|} Q_s^{ref}. \quad (4.28b)$$

Los valores numéricos de las entradas $\mathbf{U}(t)$ se expresan en forma polinomial ($u_i(t) = c_0 + c_1 t + c_2 t^2 + \dots + c_k t^k$). Esto es debido a la necesidad de representar la evolución de las entradas en función de t , para poder así construir el sistema expresado en (4.29), ya que $\mathbf{U}(t)$ forma parte de $\mathbf{F}(t)$. Por parte del autor se ha comprobado que el empleo de ajustes polinomiales de un elevado orden, por ejemplo $k > 5$, empeoran la estabilidad numérica de la resolución analítica del sistema (4.25), eleva el tiempo de cómputo y no implica una mejora de los resultados obtenidos. De hecho, a no ser que en el intervalo de tiempo de simulación τ_j exista un transitorio eléctrico (hueco de tensión) o mecánico (variación rápida de la velocidad de viento) basta con ajustar la mayoría de las entradas $u_i(t)$ mediante un polinomio de orden 2, $u_i(t) = c_0 + c_1 t + c_2 t^2$. Siendo $u_i(t)$ las componentes dq de la tensión estatórica y las referencias de las corrientes rotóricas, véase (4.27).

Como se ha comentado anteriormente, al considerarse constante el valor de ω_g para cada τ_j hace que el sistema matricial definido en (4.25) sea un sistema lineal e invariante de ecuaciones diferenciales no homogéneo. El método de *variación de parámetros* descrito en el apartado 4.2.1 se emplea para resolver el sistema de ecuaciones linealizado. Este método requiere expresar (4.25) de la siguiente forma:

$$\dot{\mathbf{X}}(t) = \mathbf{A} \cdot \mathbf{X}(t) + \mathbf{F}(t), \quad (4.29)$$

donde $\mathbf{A} = \mathbf{M}^{-1}\mathbf{N}$ y $\mathbf{F}(t) = \mathbf{M}^{-1}\mathbf{S} \cdot \mathbf{U}(t)$. La estructura de $\mathbf{A}$ y $\mathbf{F}(t)$ se muestra en (4.34) y (4.35) y este reordenamiento es factible debido a la existencia de la inversa de $\mathbf{M}$.

La solución analítica de (4.29) a lo largo de un intervalo de tiempo $\tau = [t_0, t]$, donde se asume constante la velocidad mecánica de giro del generador, es dada por la siguiente expresión, donde $\phi(t)$ se recuerda que es la matriz fundamental del sistema de ecuaciones:

$$\mathbf{X}(t) = \phi(t)\phi(t_0)^{-1}\mathbf{X}(t_0) + \phi(t) \int_{t_0}^t \phi^{-1}(s)\mathbf{F}(s)ds. \quad (4.30)$$

Las matrices del sistema representado en (4.29) se muestran a continuación:

$$\mathbf{M} = \begin{pmatrix} \frac{1}{\omega_{eb}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\omega_{eb}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\omega_{eb}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{\omega_{eb}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}. \quad (4.31)$$

$$\mathbf{N} = \begin{pmatrix} \frac{L_r R_s}{L_\sigma} & \omega_s & -\frac{L_m R_s}{L_\sigma} & 0 & 0 & 0 \\ -\omega_s & \frac{L_r R_s}{L_\sigma} & 0 & -\frac{L_m R_s}{L_\sigma} & 0 & 0 \\ -\frac{L_m(K_{pd}+R_r)}{L_\sigma} & \frac{L_m(\omega_s-\omega_g)}{L_\sigma} & \frac{L_s(K_{pd}+R_r)}{L_\sigma} & 0 & K_{id} & 0 \\ -\frac{L_m(\omega_s-\omega_g)}{L_\sigma} & -\frac{L_m(K_{pq}+R_r)}{L_\sigma} & 0 & \frac{L_s(K_{pq}+R_r)}{L_\sigma} & 0 & K_{iq} \\ \frac{L_s}{L_\sigma} & 0 & \frac{L_s}{L_\sigma} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{L_m}{-L_\sigma} & 0 & \frac{L_s}{L_\sigma} & 0 & 0 \end{pmatrix}, \quad (4.32)$$

donde $L_\sigma = L_m^2 - L_r L_s$.

$$\mathbf{S} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & K_{pd} & 0 \\ 0 & \frac{L_m(\omega_s-\omega_g)}{L_s \omega_s} & 0 & K_{pq} \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (4.33)$$

$$\mathbf{A} = \omega_{eb} \begin{pmatrix} \frac{L_r R_s}{L_\sigma} & \omega_s & -\frac{L_m R_s}{L_\sigma} & 0 & 0 & 0 \\ -\omega_s & \frac{L_r R_s}{L_\sigma} & 0 & -\frac{L_m R_s}{L_\sigma} & 0 & 0 \\ -\frac{L_m(K_{pd}+R_r)}{L_\sigma} & \frac{L_m(\omega_s-\omega_g)}{L_\sigma} & \frac{L_s(K_{pd}+R_r)}{L_\sigma} & 0 & K_{id} & 0 \\ -\frac{L_m(\omega_s-\omega_g)}{L_\sigma} & -\frac{L_m(K_{pq}+R_r)}{L_\sigma} & 0 & \frac{L_s(K_{pq}+R_r)}{L_\sigma} & 0 & K_{iq} \\ \frac{L_s}{L_\sigma} & 0 & \frac{L_s}{L_\sigma} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{L_m}{-L_\sigma \omega_{eb}} & 0 & \frac{L_s}{L_\sigma \omega_{eb}} & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (4.34)$$

$$\mathbf{F}(t) = \omega_{eb} \begin{pmatrix} u_1(t) \\ u_2(t) \\ u_3(t)K_{pd} \\ u_4(t)K_{pq} + \frac{L_m u_2(t)(\omega_s - \omega_g)}{L_s \omega_s} \\ u_3(t) \\ u_4(t) \end{pmatrix}, \quad (4.35)$$

donde $u_1(t) = u_{sd}(t)$, $u_2(t) = u_{sq}(t)$, $u_3(t) = i_{rd}^{ref}(t)$ y $u_4(t) = i_{rq}^{ref}(t)$.

4.3.2. Modelo DFIG de tercer orden

En el caso de considerar el modelo de tercer orden para representar el DFIG del aerogenerador, se procede de forma similar al de quinto orden asumiendo las mismas hipótesis pero eliminando las derivadas de los flujos estáticos de las expresiones mostradas en (4.13):

$$\mathbf{u}_s = R_s \mathbf{i}_s + j\omega_s \boldsymbol{\psi}_s \quad (4.36a)$$

$$\mathbf{u}_r = R_r \mathbf{i}_r + j(\omega_s - \omega_g) \boldsymbol{\psi}_r + \frac{1}{\omega_{eb}} \frac{d}{dt} \boldsymbol{\psi}_r. \quad (4.36b)$$

El esquema de control es el mismo que en el caso del DFIG de quinto orden y se realiza el mismo cambio de variables respecto a las integrales asociadas al control PI del convertidor del lado del rotor, (4.23). Por todo lo anterior, se puede reordenar el modelo del aerogenerador de forma matricial:

$$\mathbf{M} \cdot \dot{\mathbf{X}}(t) = \mathbf{N} \cdot \mathbf{X}(t) + \mathbf{S} \cdot \mathbf{U}(t). \quad (4.37)$$

Las variables de estado $\mathbf{X}(t)$ y el vector de entradas $\mathbf{U}(t)$ son:

$$\mathbf{X}(t) = [\psi_{rd}, \psi_{rq}, \epsilon_{rd}, \epsilon_{rq}]^T \quad (4.38)$$

$$\mathbf{U}(t) = [u_{sd}, u_{sq}, i_{rd}^{ref}, i_{rq}^{ref}]^T. \quad (4.39)$$

Se reordena (4.37) para poder aplicar el método de *variación de parámetros*:

$$\dot{\mathbf{X}}(t) = \mathbf{A} \cdot \mathbf{X}(t) + \mathbf{F}(t), \quad (4.40)$$

donde $\mathbf{A} = \mathbf{M}^{-1}\mathbf{N}$ y $\mathbf{F}(t) = \mathbf{M}^{-1}\mathbf{S} \cdot \mathbf{U}(t)$. Se recuerda que este reordenamiento es factible siempre y cuando exista la inversa de $\mathbf{M}$. La composición de las matrices que aparecen en (4.37) y (4.40) se muestra en (4.42), (4.43), (4.44), (4.45) y (4.46).

La solución analítica de (4.40) a lo largo de un intervalo de tiempo $\tau = [t_0, t]$ es dada por la siguiente expresión, Zill y Wright (2009):

$$\mathbf{X}(t) = \phi(t)\phi(t_0)^{-1}\mathbf{X}(t_0) + \phi(t) \int_{t_0}^t \phi^{-1}(s)\mathbf{F}(s)ds. \quad (4.41)$$

Las matrices del sistema (4.40) se definen en este caso como:

$$\mathbf{M} = \begin{pmatrix} \frac{1}{\omega_{eb}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\omega_{eb}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (4.42)$$

$$\mathbf{N} = \begin{pmatrix} N_{1,1} & N_{1,2} & K_{id} & 0 \\ N_{2,1} & N_{2,2} & 0 & K_{iq} \\ N_{3,1} & N_{3,2} & 0 & 0 \\ N_{4,1} & N_{4,2} & 0 & 0 \end{pmatrix}, \quad (4.43)$$

donde $N_{1,1} = N_{2,2}$, $N_{1,2} = (-1) \cdot N_{2,1}$, $N_{3,1} = N_{4,2}$, y $N_{3,2} = (-1) \cdot N_{4,1}$, siendo

$$N_{2,2} = \frac{-L_r L_s \cdot (K_{pd} + R_r) R_s^2 - L_m^2 L_\sigma R_s \omega_g \omega_s + L_\sigma [L_s^2 (K_{pd} + R_r) + L_m^2 R_s] \omega_s^2}{L_s [(L_r R_s)^2 + (L_\sigma \omega_s)^2]}$$

$$N_{2,1} = -\frac{L_m^2 R_s (L_s (K_{pd} + R_r) \omega_s + L_r R_s (-\omega_g + \omega_s))}{L_s [(L_r R_s)^2 + (L_\sigma \omega_s)^2]}$$

$$N_{3,1} = \frac{-L_r R_s^2 + L_s L_\sigma \omega_s^2}{(L_r R_s)^2 + (L_\sigma \omega_s)^2}$$

$$N_{4,1} = -\frac{L_m^2 R_s \cdot \omega_s}{(L_r R_s)^2 + (L_\sigma \omega_s)^2},$$

con $L_\sigma = L_m^2 - L_r L_s$.

$$\mathbf{S} = \begin{pmatrix} S_{1,1} & S_{1,2} & K_{pd} & 0 \\ S_{2,1} & S_{2,2} & 0 & K_{pq} \\ S_{3,1} & S_{3,2} & 1 & 0 \\ S_{4,1} & S_{4,2} & 0 & 1 \end{pmatrix}, \quad (4.44)$$

donde $S_{1,2} = (-1) \cdot S_{2,1}$, $S_{3,1} = S_{4,2}$, $S_{3,2} = (-1) \cdot S_{4,1}$,

$$S_{1,1} = \frac{L_m [L_r L_s (K_{pd} + R_r) R_s + L_\sigma^2 \omega_s (\omega_g - \omega_s)]}{L_s [(L_r R_s)^2 + (L_\sigma \omega_s)^2]}$$

$$S_{2,1} = \frac{L_m L_\sigma [L_s (K_{pq} + R_r) \omega_s + L_r R_s (-\omega_g + \omega_s)]}{L_s [(L_r R_s)^2 + (L_\sigma \omega_s)^2]}$$

$$S_{2,2} = \frac{L_m L_r R_s (L_s (K_{pq} + R_r) \omega_s + L_r R_s (-\omega_g + \omega_s))}{\omega_s L_s [(L_r R_s)^2 + (L_\sigma \omega_s)^2]}$$

$$S_{4,1} = \frac{L_m L_\sigma \omega_s}{(L_r R_s)^2 + (L_\sigma \omega_s)^2}$$

$$S_{4,2} = \frac{L_m L_r R_s}{(L_r R_s)^2 + (L_\sigma \omega_s)^2}.$$

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} A_{1,1} & A_{1,2} & A_{1,3} & 0 \\ A_{2,1} & A_{2,2} & 0 & A_{2,4} \\ A_{3,1} & A_{3,2} & 0 & 0 \\ A_{4,1} & A_{4,2} & 0 & 0 \end{pmatrix}, \quad (4.45)$$

donde $A_{3,1} = A_{4,2}$, $A_{3,2} = (-1) \cdot A_{4,1}$,

$$A_{1,1} = \frac{\omega_{eb} \left(-L_r L_s (K_{pd} + R_r) R_s^2 + L_m^2 (-L_\sigma) R_s \omega_g \omega_s + L_\sigma (L_s^2 (K_{pd} + R_r) + L_m^2 R_s) \omega_s^2 \right)}{L_r^2 L_s R_s^2 + L_s L_\sigma^2 \omega_s^2},$$

$$A_{1,2} = \frac{L_m^2 R_s \omega_{eb} (L_s (K_{pd} + R_r) \omega_s + L_r R_s (-\omega_g + \omega_s))}{L_r^2 L_s R_s^2 + L_s L_\sigma^2 \omega_s^2}$$

$$A_{1,3} = K_{id} \omega_{eb}$$

$$A_{2,1} = -\frac{L_m^2 R_s \omega_{eb} (L_s (K_{pq} + R_r) \omega_s + L_r R_s (-\omega_g + \omega_s))}{L_r^2 L_s R_s^2 + L_s L_\sigma^2 \omega_s^2}$$

$$A_{2,2} = \frac{\omega_{eb} \left(-L_r L_s (K_{pq} + R_r) R_s^2 + L_m^2 (-L_\sigma) R_s \omega_g \omega_s + L_\sigma (L_s^2 (K_{pq} + R_r) + L_m^2 R_s) \omega_s^2 \right)}{L_r^2 L_s R_s^2 + L_s L_\sigma^2 \omega_s^2}$$

$$A_{2,4} = K_{iq} \omega_{eb}$$

$$A_{3,1} = \frac{-L_r R_s^2 + L_s L_\sigma \omega_s^2}{L_r^2 R_s^2 + L_\sigma^2 \omega_s^2}$$

$$A_{3,2} = \frac{L_m^2 R_s \omega_s}{L_r^2 R_s^2 + L_\sigma^2 \omega_s^2}$$

si $K_{pd} = K_{pq}$ y $K_{id} = K_{iq}$ por lo tanto $A_{1,1} = A_{2,2}$, $A_{1,3} = A_{2,4}$ respectivamente.

$$\mathbf{F}(t) = \begin{pmatrix} F_1(t) \\ F_2(t) \\ F_3(t) \\ F_4(t) \end{pmatrix}, \quad (4.46)$$

donde

$$\begin{aligned} F_1(t) &= \frac{\omega_{eb} \left(L_m (-L_\sigma) (K_{pd} L_s u_2(t) + L_s R_r u_2(t) + L_r R_s u_2(t) - L_m^2 u_1(t) \omega_g + L_r L_s u_1(t) \omega_g) \omega_s \right)}{L_r^2 L_s R_s^2 + L_s L_\sigma^2 \omega_s^2} + \\ &+ \frac{\omega_{eb} \left(L_r R_s (u_3(t) K_{pd} L_r L_s R_s + L_m L_s (K_{pd} + R_r) u_1(t) + L_m L_\sigma u_2(t) \omega_g) + L_\sigma^2 (u_3(t) K_{pd} L_s - L_m u_1(t)) \omega_s^2 \right)}{L_r^2 L_s R_s^2 + L_s L_\sigma^2 \omega_s^2} \\ F_2(t) &= \frac{\omega_{eb} \left(L_r R_s (u_4(t) K_{pq} L_r L_s R_s + L_m (K_{pq} L_s u_2(t) + L_s R_r u_2(t) + L_r R_s u_2(t) - L_m^2 u_1(t) \omega_g + L_r L_s u_1(t) \omega_g) \omega_s \right)}{L_r^2 L_s R_s^2 \omega_s + L_s L_\sigma^2 \omega_s^3} + \\ &+ \frac{\omega_{eb} \left(-L_m L_r^2 R_s^2 u_2(t) \omega_g + L_m L_\sigma (L_s (K_{pq} + R_r) + L_r R_s) u_1(t) \omega_s^2 + u_4(t) K_{pq} L_s (L_m^2 - L_r L_s)^2 \omega_s^3 \right)}{L_r^2 L_s R_s^2 \omega_s + L_s L_\sigma^2 \omega_s^3} \\ F_3(t) &= u_3(t) + \frac{-L_m^3 u_2(t) \omega_s + L_m L_r (R_s u_1(t) + L_s u_2(t) \omega_s)}{L_r^2 R_s^2 + L_\sigma^2 \omega_s^2} \\ F_4(t) &= u_4(t) + \frac{L_m L_r R_s u_2(t) + L_m L_\sigma u_1(t) \omega_s}{L_r^2 R_s^2 + L_\sigma^2 \omega_s^2}. \end{aligned}$$

con $u_1(t) = u_{sd}(t)$, $u_2(t) = u_{sq}(t)$, $u_3(t) = i_{rd}^{ref}(t)$ y $u_4(t) = i_{rq}^{ref}(t)$.

4.3.3. Resolución analítica de la ecuación de la velocidad del generador

En los apartados 4.3.1 y 4.3.2 se ha mostrado cómo obtener el modelo de espacio de estados de un aerogenerador equipado con DFIG. El sistema de espacio de estados se linealiza asumiendo la velocidad del generador ω_g constante durante el intervalo de la simulación $\tau = [t_0, t]$, de esa forma, la matriz $\mathbf{A}$ del sistema a resolver, (4.29) o (4.40), se convierte en una matriz de elementos constantes lo que permite aplicar el método de *variación de parámetros* para resolver de forma analítica el modelo.

En el caso de que la simulación conste de más de un intervalo de tiempo, entonces hay que actualizar el valor de la velocidad ω_g para el siguiente tramo considerando los valores de las variables de estado $\mathbf{X}$ obtenidas en el tramo actual y las entradas $\mathbf{U}$.

Para obtener la expresión analítica de ω_g se parte de (3.105), que se reescribe en (4.47), donde se muestra la ecuación por unidad de la velocidad

del aerogenerador para el modelo de una masa, cuya inercia es H_T . Se observa que la velocidad depende de la diferencia entre el par mecánico originado por el viento capturado aplicado al eje del generador (T_M) y el par eléctrico producido (T_{el}) por el generador.

$$\frac{d\omega_g(t)}{dt} = \frac{T_M(t) - T_{el}(t)}{2H_T}. \quad (4.47)$$

El par mecánico se relaciona con la potencia mecánica capturada, P_{mec} , de la siguiente manera (asumiendo que no existen pérdidas por rozamiento en los componentes mecánicos del aerogenerador):

$$T_M = \frac{P_{mec}}{\omega_g}. \quad (4.48)$$

Y P_{mec} se calcula:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho A_r C_p(\lambda, \beta) v^3 \cdot \frac{1}{S_b}, \quad (4.49)$$

donde el coeficiente λ es la velocidad relativa y depende de la velocidad del viento v y de la velocidad de giro Ω_g .

$$\lambda = \Omega_g \frac{r}{v}. \quad (4.50)$$

Pero Ω_g es la velocidad mecánica en rad/s y hay que expresarla en por unidad. Se recuerda que la relación entre la velocidad del generador por unidad ω_g y en valores naturales Ω_g es la siguiente, ver apartado 3.4.4.1:

$$\omega_g = \frac{\Omega_g}{\omega_{mb}} = \frac{\Omega_g}{\frac{\omega_{eb}}{p}}, \quad (4.51)$$

donde se recuerda p es el número de pares de polos del generador. Se despeja Ω_g en (4.51) y se sustituye en (4.50):

$$\lambda = \left(\frac{\omega_{eb}}{p} \omega_g \right) \frac{r}{v}. \quad (4.52)$$

Se sustituye (4.48) y (4.49) en (4.47):

$$\frac{d\omega_g(t)}{dt} = \frac{1}{2H_T} \left(\frac{\frac{1}{2} \rho A_r C_p \left(\lambda(\omega_g(t), v(t)), \beta(t) \right) \cdot v(t)^3 \frac{1}{S_b}}{\omega_g(t)} - T_{el}(t) \right). \quad (4.53)$$

El coeficiente C_p se calcula mediante la ecuación que se emplea en Slootweg *et al.* (2001):

$$C_p \left(\lambda(\omega_g(t), v(t)), \beta(t) \right) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_t} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\frac{-12.5}{\lambda_t}}. \quad (4.54)$$

Siendo λ_t definida como, Slootweg *et al.* (2001):

$$\frac{1}{\lambda_t} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}. \quad (4.55)$$

Se sustituye (4.54) y (4.55) en (4.53):

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{2H_T} \left(\frac{\frac{1}{2}\rho A_r \cdot v^3 \cdot 0.22 \left(\frac{116}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{116 \cdot 0.035}{\beta^3 + 1} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\frac{-12.5}{\lambda + 0.08\beta} + \frac{12.5 \cdot 0.035}{\beta^3 + 1}}}{\frac{\omega_{eb}}{p} \omega_g S_b} - T_{el}(t) \right). \quad (4.56)$$

Se sustituye la definición de la velocidad relativa λ , ecuación (4.50), en la ecuación (4.56):

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{2H_T} \left(\frac{\frac{1}{2}\rho A_r v^3 \cdot 0.22 \left(\frac{116}{\frac{\omega_{eb}}{p} \omega_g \frac{r}{v} + 0.08\beta} - \frac{116 \cdot 0.035}{\beta^3 + 1} - 0.4\beta - 5 \right) \cdot e^{\left(\frac{\omega_{eb}}{p} \omega_g \frac{r}{v} + 0.08\beta + \frac{12.5 \cdot 0.035}{\beta^3 + 1} \right)}}{\frac{\omega_{eb}}{p} \omega_g S_b} - T_{el} \right) \quad (4.57)$$

Se observa en (4.57) que se trata de una expresión no lineal. Se ha escrito ω_g en un tono azul para resaltar este aspecto y así entender la dificultad de obtener una solución analítica de la velocidad del generador sin realizar ningún tipo de manipulación.

Para proceder a la linealización, se parte de la siguiente definición:

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{2H_T} (T_m(\omega_g, t) - T_{el}(t)) = f(\omega_g, t), \quad (4.58)$$

una ecuación diferencial no lineal que puede ser localmente linealizada en un instante t_n de la siguiente forma:

$$\begin{cases} \frac{d\omega_g(t)}{dt} = f(\omega_{g_n}, t_n) + (t - t_n) \left. \frac{\partial f}{\partial t} \right|_{\omega_{g_n}, t_n} + (\omega_g(t) - \omega_{g_n}) \left. \frac{\partial f}{\partial \omega_g} \right|_{\omega_{g_n}, t_n} \\ \omega_{g_n} = \omega_g(t_n) \end{cases} \quad (4.59)$$

Se reordena (4.59):

$$\frac{d\omega_g(t)}{dt} = \omega_{g_n} \left. \frac{\partial f}{\partial \omega_g} \right|_{\omega_{g_n}, t_n} + f(\omega_{g_n}, t_n) + (t - t_n) \left. \frac{\partial f}{\partial t} \right|_{\omega_{g_n}, t_n} - \omega_{g_n} \left. \frac{\partial f}{\partial \omega_g} \right|_{\omega_{g_n}, t_n} \quad (4.60)$$

En (4.60) se asignan los siguientes nombres de variables:

$$\begin{aligned} G(t) &= - \left. \frac{\partial f}{\partial \omega_g} \right|_{\omega_{g_n}, t_n} \\ V(t) &= f(\omega_{g_n}, t_n) + (t - t_n) \left. \frac{\partial f}{\partial t} \right|_{\omega_{g_n}, t_n} - \omega_{g_n} \left. \frac{\partial f}{\partial \omega_g} \right|_{\omega_{g_n}, t_n} \end{aligned} \quad (4.61)$$

Se sustituye (4.61) en (4.60):

$$\begin{cases} \frac{d\omega_g(t)}{dt} + G(t) \cdot \omega_g(t) = V(t) \\ \omega_{g_n} = \omega_g(t_n) \end{cases} \quad (4.62)$$

Según Zill y Wright (2009), la solución de una ecuación diferencial con la misma estructura que presenta (4.62) viene dada por:

$$\omega_g(t) = e^{-\int_{t_n}^t G(t) dt} \cdot \left[\omega_{g_n} + \int_{t_n}^t V(t) dt \cdot e^{\int_{t_n}^t G(t) dt} \right]. \quad (4.63)$$

4.3.4. Proceso detallado para la resolución analítica propuesta

En los apartados 4.3.1 y 4.3.2 se ha mostrado cómo construir el modelo de un aerogenerador DFIG de quinto y tercer orden en espacio de estados. En este paso se asume que la velocidad del generador es constante para poder resolver el sistema de forma analítica, y en el apartado 4.3.3 se ha desarrollado la solución analítica de la ecuación velocidad. En el caso de que el tiempo global de simulación esté dividido en intervalos de tiempo, $\tau = [\tau_1, \dots, \tau_n]$, entonces la resolución analítica del modelo del generador equipado con DFIG se realiza conforme al esquema mostrado en la figura 4.2.

Como se observa en la figura 4.2, se parte de datos iniciales de las entradas, las variables de estado y de la velocidad del generador, se construye el sistema de espacio de estados y se resuelve, Bloque I. Tras obtener $\mathbf{X}$ se calcula la velocidad del generador siguiendo los pasos indicados en el Bloque II. Una vez calculada la velocidad del generador, si quedan más intervalos de tiempo de simulación, se emplean los valores numéricos finales de las variables de estado y de la velocidad del generador en el instante actual como valores iniciales para resolver el modelo en el siguiente intervalo, Bloque III, de modo que las condiciones iniciales del siguiente intervalo sean coherentes con el último conjunto de valores del intervalo anterior.

Se repite el proceso hasta que no haya más intervalos de tiempo, entonces a partir de los resultados obtenidos se calculan las potencias activas y reactivas del generador, la intensidad total generada por el generador y la intensidad generada por el convertidor del lado de red para el tiempo de simulación global τ .

Figura 4.2: Diagrama de la resolución analítica propuesta.

4.4. Resolución híbrida basada en cálculos simbólico-numéricos

El tamaño de los intervalos de tiempo τ_j que conforman el tiempo global de simulación se ajusta a los eventos que se consideran en dicha simulación. En el caso que en la simulación se considere algún evento cuya dinámica sea muy rápida, como puede ser un hueco de tensión, entonces el tamaño de ese intervalo de tiempo será mucho más pequeño que el resto, y el ajuste polinomial de las entradas durante ese intervalo requiere de un orden muy elevado, para representar adecuadamente los transitorios que puedan aparecer. Como se comentó en el apartado 4.3.1, el aumento del orden del polinomio de ajuste de las entradas al modelo puede provocar inestabilidad a la hora de resolver simbólicamente el modelo, y no asegura la obtención de mejores resultados. Además, como el modelo se resuelve simbólicamente en cada tramo τ_j , el tamaño de los tramos se debe de fijar lo más grande posible para minimizar el coste computacional. Sin embargo, la duración de estos eventos transitorios es tal que la resolución analítica y la sustitución de valores de tiempo en las expresiones simbólicas de la solución, no son competitivas en términos de coste computacional respecto a la resolución basada en técnicas típicas de discretización. Esto se puede apreciar en el capítulo 5, donde se muestran los costes computacionales en distintos casos, ante eventos mecánicos como variaciones de viento y perturbaciones de red como son los huecos de tensión. Por lo comentado anteriormente, se propone una solución híbrida basada en cálculos simbólicos-numéricos, ver figura 4.3a. Esta propuesta consiste en emplear el método analítico, figura 4.3b, propuesto en el apartado 4.3 para los tramos τ_j de mayor duración. Para los tramos τ_j de corta duración se emplea el modelo del aerogenerador DFIG implementado en el entorno MATLAB/Simulink. Más detalles sobre este modelo se recogen en el anexo A, que es resuelto mediante un método de integración numérica (también denominado método de discretización de diferencias finitas). Esta propuesta de resolución híbrida se resume en la figura 4.3a, donde se toma como ejemplo el caso de un tiempo global de simulación $\tau = [\tau_1, \tau_2, \tau_3]$ con $\tau_2 \ll \tau_1 \approx \tau_3$.

En el capítulo 5 se analiza y evalúa este método de resolución híbrida, en comparación con el empleo de forma exclusiva de métodos analíticos o de integración numérica para estimar el comportamiento mecánico y eléctrico del aerogenerador durante todo el intervalo de tiempo global de simulación.

(a) Esquema de la solución híbrida propuesta considerando $\tau = [\tau_1, \tau_2, \tau_3]$ con $\tau_2 \ll \tau_1 \approx \tau_3$.

(b) Esquema de la solución analítica propuesta considerando $\tau = [\tau_1, \tau_2, \tau_3]$ con $\tau_1 \approx \tau_2 \approx \tau_3$.

Figura 4.3: Esquemas de resolución híbrida y analítica.

Capítulo 5

Casos de estudio y resultados

5.1. Introducción

En este capítulo se muestran los casos de estudio realizados para evaluar las características de la resolución analítica y la resolución simbólico-numérica propuestas en el capítulo 4. Para ello los resultados obtenidos por parte de los métodos propuestos se comparan respecto a los obtenidos mediante un modelo de aerogenerador implementado en el entorno MATLAB/Simulink, que es resuelto mediante un método de integración numérica y cuya composición es descrita en el anexo A.

Para el conjunto de simulaciones realizadas en este capítulo, los datos de la velocidad de viento son considerados que son medidos a la altura del buje y transformados en un perfil de viento equivalente gracias a la función de transferencia definida en Sørensen *et al.* (2002). El modelo mecánico es por lo tanto basado en considerar la distribución de la velocidad de viento sobre el disco del rotor como un viento equivalente y uniforme.

En todos los casos de estudio se considera un aerogenerador DFIG conectado a una red de potencia infinita, donde el intercambio de potencia reactiva respecto a la red es fijada a cero, $Q_s^{ref} = 0$. Los parámetros más relevantes de dicho aerogenerador se muestran en la tabla 5.1, obtenidos de Michalke (2008).

En el apartado 5.2 se realiza una breve discusión sobre el software empleado en los pasos de la resolución que involucra cálculos simbólicos. A continuación, en el apartado 5.3, se muestran los casos de estudio considerando el modelo DFIG de tercer orden ante variaciones de viento. Por último, en el apartado 5.4 se presentan los casos de estudio en el que se considera el modelo de quinto orden del DFIG ante variaciones de viento y huecos de tensión. En todos los casos de estudio se realiza una comparación de la resolución analítica (a partir de ahora se denominará ALL, *Analytic ad-hoc Local Linearization*), respecto a la resolución mediante un método de inte-

Parámetros DFIG [pu]	
Resistencia estator	$R_s = 0,0130$
Inductancia dispersión de estator	$L_{ls} = 0,1050$
Resistencia rotor	$R_r = 0,0094$
Inductancia dispersión rotor	$L_{lr} = 0,1110$
Inductancia magnetización	$L_m = 3,3400$
Valores mecánicos	
Constante inercia agregada	$H_T = 4,510 [s]$
Velocidad mecánica nominal	$\Omega_g = 1686 [rpm]$
Pares de polos	$p = 2$
Valores base	
Potencia base	$S_b = 2 \cdot 10^6 [W]$
Tensión base	$U_b = 563,383 [V]$
Intensidad base	$I_b = \frac{2}{3}(S_b/U_b) [A]$
Frecuencia base	$f_b = 50 [Hz]$
Velocidad eléctrica base	$\omega_{eb} = 2\pi f_b [rad/s]$
Velocidad mecánica base	$\omega_{mb} = \omega_{eb}/p [rad/s]$
Inductancia base	$L_b = \frac{U_b}{I_b \omega_{eb}} [H]$
Flujo base	$\psi_b = U_b/\omega_{eb} [Wb]$

Tabla 5.1: Parámetros del aerogenerador DFIG de 2 MW.

gración numérica (discretizado, a partir de ahora se referirá a él como FDD, *Finite-Difference Discretization*). En cada uno de los casos se muestra la evolución del coste computacional variando el paso de integración y el número de aerogeneradores considerados en la simulación.

5.2. Consideraciones sobre el software de simulación

Las simulaciones de sistemas eléctricos de potencia se realizan mediante programas informáticos. Existen programas diseñados en exclusiva para tal menester: la *suite* de programas de Siemens PTI denominado PSS, ETAP de Operation Technology, ERACS de ERA Technology Ltd, PowerFactory de DlgSILENT, PowerWorld Simulator de PowerWorld Corporation y PSCADTM/EMTDCTM de Manitoba HVDC Research Centre se pueden considerar los más destacados. Todos tienen en común que son software propietario aunque permiten la creación de modelos y componentes por parte del usuario. Existen otros programas de carácter genérico de amplio uso en el ámbito científico, académico e industrial como es el caso de MATLAB. Este software provee de total flexibilidad a la hora de crear los distintos elementos y métodos de resolución de los modelos y que además tiene disponible una herramienta denominada SimPowerSystems que funciona bajo la plataforma MATLAB/Simulink. La opción de MATLAB o MATLAB/Simulink es

adecuada para esos casos que por diversas razones se necesita de una gran libertad a la hora de modelar los elementos del sistema a estudiar, o si se quiere realizar algún tipo de evaluación distinto al típico flujo de cargas o estudio de estabilidad. Por último destacar la presencia de ATP, software basado en EMTPTM y que se puede adquirir sin coste alguno por parte del usuario, caso contrario al de PSCADTM, EMTP-RV o MATLAB por ejemplo, con el único requisito de no lucrarse económicamente con el desarrollo del programa. En Ferrer Gallardo (2004) se evalúa de forma resumida las características de PSS[®]E, DIgSILENT PowerFactory y MATLAB.

Como se ha comentado anteriormente, en este capítulo se comparan los resultados obtenidos al resolver el modelo de un aerogenerador equipado con DFIG, compuesto por ecuaciones diferenciales no lineales, mediante técnicas analíticas (ALL) y técnicas discretizadas (FDD). Para las simulaciones FDD se ha optado por un método ampliamente empleado en software comercial, es el método de Euler modificado o también conocido como método de Heun, Perdana (2008). En el apartado 2.4 se muestra la estructura de este método. El entorno MATLAB/Simulink, MathWorks[®] (2012), se ha elegido para implementar el modelo del aerogenerador descrito en el anexo A. La razón de emplear MATLAB/Simulink se debe a que está presente en un amplio número de organizaciones industriales, académicas y de investigación, además que es muy útil en varias disciplinas de la ingeniería.

No obstante, y a pesar de los buenos resultados obtenidos con este software con las técnicas FDD, el coste computacional a la hora de resolver analíticamente el modelo es realmente excesivo, incluso presentando un comportamiento aleatorio en ciertos pasos relacionados con las operaciones simbólicas. Para resolver estos inconvenientes, el paquete de software Mathematica, Wolfram (2012), es seleccionado para resolver los pasos que requieren operaciones simbólicas, ver bloque I y II de la figura 4.2. Los costes computacionales asociados a la resolución de las operaciones simbólicas con Mathematica en vez de emplear MATLAB son considerablemente menores pero la evaluación numérica de las expresiones simbólicas obtenidas son más lentas en Mathematica que en MATLAB. Este comportamiento de ambos paquetes sugiere aprovechar los puntos fuertes de ambos para resolver el modelo del aerogenerador. Oficialmente no existe soporte por parte de las empresas desarrolladoras de MATLAB y Mathematica para el intercambio entre ambos paquetes de expresiones simbólicas. En el caso de Mathematica, existe un conjunto de funciones y procedimientos que conforman la API *MathLink*, que permite una comunicación a alto nivel entre Mathematica y programas externos. Tras realizar una serie de pruebas se ha comprobado que la configuración necesaria para hacer funcionar de forma conjunta MATLAB y Mathematica para resolver el modelo del aerogenerador es muy complicada y no se ha conseguido obtener resultados satisfactorios.

Como consecuencia, un procedimiento interno para intercambiar expre-

siones numéricas y simbólicas entre MATLAB y Mathematica (y vice-versa) ha sido desarrollado desde cero por parte del autor. Este procedimiento consiste en guardar en formato de texto las expresiones simbólicas que se quieran transmitir de un software a otro, se aplica un cambio de caracteres en el archivo de texto creado que adapta la expresión simbólica del software origen a la forma simbólica que el software destino es capaz de evaluar. Se carga en el espacio de trabajo del software destino el contenido del archivo de texto modificado y de esa forma ya se puede manipular la expresión simbólica del software origen en el software destino. Este método resulta de fácil y rápida aplicación, no es necesario configurar ni instalar paquetes extras respecto a la configuración básica de la instalación de ambos programas. Por esas características, este método es el que se aplica para la comunicación bidireccional de expresiones simbólicas entre Mathematica y MATLAB.

El *script* de resolución del modelo está realizado en un archivo .m de MATLAB, ver figura 5.1, donde en el espacio de trabajo de MATLAB se cargan las entradas al modelo, los parámetros de la máquina y del control, se construyen las matrices y coeficientes de los sistemas de ecuaciones a resolver. En primer lugar se realiza la simulación del modelo de MATLAB/Simulink mediante la orden *sim* que permite en el entorno de MATLAB simular un modelo de Simulink sin necesidad de abrir el modelo y en segundo lugar se realiza la simulación del modelo implementado en Mathematica mediante el uso de la función *unix* de MATLAB, que permite ejecutar comandos UNIX en la consola de comandos del sistema desde la consola de comandos de MATLAB y retornar su resultado dentro del espacio de trabajo de MATLAB. Este flujo de trabajo es posible debido a la característica de poder simular modelos Simulink en la consola de comandos de MATLAB así como de poder ejecutar en la consola de comandos del sistema *scripts* de Mathematica. Otra de las ventajas que aportan estas características, es que facilita la simulación remota pues sólo se requiere abrir la consola de comandos del sistema del ordenador remoto para lanzar las simulaciones (por lo que se prescinde de la interfaz gráfica para la conexión, minimizando el consumo de CPU, memoria y recursos de red).

5.3. Caso de estudio 1: Simulaciones ante cambios de viento

En este caso de estudio se emplea el modelo del aerogenerador equipado con DFIG, con el generador representado mediante el modelo de tercer orden, comentado en el apartado 4.3.2. Se emplean dos tipos de perfiles de viento, uno de ellos generado por ordenador (casos 1.1 y 1.2) y otro real obtenido a partir de las medidas realizadas a la altura del buje de un aerogenerador de 2 MW en un parque eólico español (casos 1.3 y 1.4). Se comparan los resultados obtenidos mediante el método ALL y el método FDD. En concreto,

Figura 5.1: Diagrama del *script* implementado en MATLAB para evaluar los casos de estudio.

el método FDD consiste en el método de integración numérica Heun, véase el apartado 2.4, y la razón de elegir ese método de discretización se debe a que es usado en paquetes de software de sistemas eléctricos como PSS®E, ampliamente empleado en el sector eléctrico, Perdana (2008).

Como ha sido previamente comentado en el apartado 4.3.1, las entradas $\mathbf{U}(t)$ y la velocidad de viento debe ser conocidas *a priori* para el tiempo global de simulación. Estos valores numéricos han sido ajustados a través de un polinomio de segundo orden ($u(t) = c_0 + c_1t + c_2t^2$), lo cual da resultados adecuados para los propósitos de esta simulación. Además, el empleo de polinomios de orden mayor ($k > 2$) debería ser evitado, ya que su cálculo es más complejo e involucra un mayor tiempo de cómputo. Como ha sido previamente descrito, la velocidad del generador ω_g es asumida constante a lo largo de cada intervalo de tiempo τ_j , $\omega_{g0_j} = \omega_g(t_{0_j})$. Estos valores se actualizan cuando la ecuación de la velocidad es resuelta y una expresión analítica para ω_g es obtenida, $\forall t \in [t_{0_j}, t_{f_j}]$. En el anexo B se muestran ejemplos numéricos de las expresiones de las matrices y ecuaciones involucradas en este caso de estudio.

5.3.1. Caso 1.1: Evolución monótona de viento (I)

Para el caso 1.1 la función de la velocidad del viento tiene una evolución monótona con el tiempo, de hecho, el perfil de viento ha sido simulado sin considerar ningún tipo de comportamiento realístico o estocástico. El tiempo global de simulación considerado es $\tau = 60$ s y sólo se considera un intervalo de linealización $\tau = \tau_j = 60$ con $j = 1$. En la figura 5.2a se compara el perfil de viento de entrada para la solución FDD y el perfil empleado para la resolución ALL. Ambas entradas tienen prácticamente el mismo valor, ya que el perfil de viento considerado es ideal y sin variaciones bruscas. Las referencias i_{rq}^{ref} y los valores obtenidos de i_{rq} obtenidos tras la simulación se muestran en la figura 5.2b. La referencia analítica i_{rq}^{ref} es constante debido al hecho de considerar la velocidad del generador ω_g constante a lo largo del intervalo de tiempo τ . En consecuencia, la velocidad del generador obtenida de la resolución de la ecuación de movimiento linealizada presenta una máxima desviación respecto al modelo FDD alrededor del 8 % al final del tiempo de simulación. La figura 5.3 muestra los valores de las componentes dq de las intensidades del estator y del rotor obtenidas mediante el método ALL y el FDD. Como el valor de referencia de la potencia reactiva se mantiene constante a lo largo del tiempo global de simulación, las componentes d de las intensidades del estator y del rotor coinciden casi perfectamente. En referencia a la componente q de las intensidades, asociada al control de la potencia activa, presenta una diferencia máxima en torno al 8 %. Finalmente, la figura 5.4b muestra los resultados tras resolver la ecuación mecánica, ver (4.47). La evolución del par eléctrico está representado en la figura 5.4a, donde la máxima diferencia entre ambas soluciones es similar a la la compo-

Figura 5.2: Caso 1.1 ($\tau = 60$ s). Figura 5.3: Caso 1.1 ($\tau = 60$ s), máx. diferencia FDD *vs.* ALL $\leq 8\%$.

nente q de las intensidades, como era de esperar por la relación entre el par eléctrico y la componente q de las intensidades, ver (3.129).

5.3.2. Caso 1.2: Evolución monótona de viento (II)

Este caso de estudio presenta características similares respecto al anterior, pero en este caso el tiempo global de simulación ha sido dividido en cuatro intervalos de tiempo de diferentes tamaños: $\tau = [10, 18, 18, 14]$ s. El perfil de viento de entrada y los valores de i_{rq} (tanto como valores de referencia como simulados) son mostrados en la figura 5.5. Se puede observar en la figura 5.5b, que i_{rq}^{ref} se mantiene a un valor constante en cada intervalo de tiempo τ_j y es actualizado en el siguiente intervalo de tiempo, acorde con la evolución de la i_{rq}^{ref} deseada. Este ejemplo presenta mejores resultados que el anterior (diferencias entre el método FDD y el método ALL por debajo del 3%), como se puede observar en la figura 5.6 donde ambos métodos, FDD y

Figura 5.4: Caso 1.1 ($\tau = 60$ s), máx. diferencia FDD *vs.* ALL ≤ 8 %.

Figura 5.5: Caso 1.2: perfil de viento simulado y resultados de i_{rq} para ($\tau = [10, 18, 18, 14]$ s).

la solución propuesta son comparados a la hora de calcular las componentes dq de las intensidades del estator y del rotor. A partir de la solución analítica de las intensidades obtenida en cada τ_j , la ecuación linealizada de la velocidad es resuelta y se obtiene una expresión analítica para la velocidad del generador $\omega_g(t)$, en cada intervalo de tiempo τ_j . La figura 5.7 muestra la evolución del par eléctrico y de la velocidad del generador, se observa que las diferencias respecto a los valores FDD han disminuido respecto al caso 1.1, ver apartado 5.3.5. Este aumento de precisión se realiza a costa de un aumento del coste computacional, ver apartado 5.3.6. La velocidad presenta una evolución continua, ya que las condiciones en cada intervalo de tiempo τ_j son consistentes ($\omega_g(t_{f_{j-1}}) = \omega_g(t_{0_j})$), como se describió en el apartado 4.3.4.

Figura 5.6: Caso 1.2: perfil de viento simulado para $(\tau = [10, 18, 18, 14])$. Figura 5.7: Caso 1.2: perfil de viento simulado $(\tau = [10, 18, 18, 14])$.

Figura 5.8: Caso 1.3: viento real y i_{rq} ($\tau = [10, 18, 18, 14]$ s).

5.3.3. Caso 1.3: Evolución real de perfil de viento (I)

El tercer caso de estudio se ha realizado empleando un perfil de viento registrado en un parque eólico ubicado en España. La figura 5.8 muestra los datos de viento así como los valores de i_{rq}^{ref} y de i_{rq} obtenidos mediante la técnica FDD y la solución propuesta. Para esta última solución, el tiempo global de simulación ha sido dividido en cuatro intervalos, $\tau_j = [10, 18, 18, 14]$ s, $j = 1, 2, 3, 4$, en el que ω_g se asume constante en cada intervalo y se actualiza su valor. La figura 5.9 muestra las intensidades del estator y rotor obtenidas por ambas técnicas. Al igual que antes, para cada intervalo de tiempo τ_j y de acuerdo a las expresiones analíticas de las intensidades, la ecuación linealizada de la velocidad es resuelta y la velocidad $\omega_g(t)$ es obtenida como solución. La figura 5.10 compara los resultados y evalúa la idoneidad de la solución propuesta en comparación con las técnicas FDD. En el apartado 5.3.5 se muestra numéricamente las diferencias entre FDD y ALL para las principales variables.

5.3.4. Caso 1.4: Evolución real de perfil de viento (II)

El caso estudio 1.4 es muy similar al caso 1.3 excepto por el número de intervalos de tiempo. Se ha incrementado de cuatro a diez tramos de 6 segundos cada uno $\tau_j = 6$ s, $j = 1, \dots, 10$. En la figura 5.11 es presentado el perfil de la velocidad de viento y los valores de referencia i_{rq}^{ref} . En la figura 5.12 se representa la evolución eléctrica y mecánica para el caso 1.4.

5.3.5. Diferencias método FDD vs. método ALL

En la tabla 5.2 se resume las máximas diferencias y las diferencias cuadráticas medias (*Root Mean Square Differences*, RMSD) entre los valores

Figura 5.9: Caso 1.3: viento real ($\tau = [10, 18, 18, 14]$). i_{sd} , i_{sq} , i_{rd} y i_{rq} . Figura 5.10: Caso 1.3: viento real ($\tau = [10, 18, 18, 14]$). T_e y ω_g . Figura 5.11: Caso 1.4: viento real y valores i_{rq} ($\tau = [6, 6, \dots, 6] = 60$ s).

Figura 5.12: Caso 1.4: viento real ($\tau = [6, 6, \dots, 6] = 60$ s). i_{sd} , i_{sq} , i_{rd} y i_{rq} .

Figura 5.13: Caso 1.4: viento real ($\tau = [6, 6, \dots, 6] = 60$ s). T_e y ω_g .

	Caso 1.1		Caso 1.2		Caso 1.3		Caso 1.4	
Var.	Máx. Dif.	RMSD	Máx. Dif.	RMSD	Máx. Dif.	RMSD	Máx. Dif.	RMSD
i_{sd}	10^{-4}	10^{-5}	8×10^{-4}	10^{-5}	6×10^{-5}	10^{-5}	10^{-4}	3×10^{-5}
i_{sq}	0,0328	0,0225	0,0104	0,0040	0,0177	0,0103	0,0278	0,0093
i_{rd}	1×10^{-7}	10^{-9}	8×10^{-4}	10^{-6}	3×10^{-5}	5×10^{-9}	3×10^{-8}	5×10^{-9}
i_{rq}	0,0339	0,0232	0,0107	0,0041	0,0183	0,0106	0,0287	0,0096
ω_g	0,0724	0,0354	0,0041	0,0025	0,0256	0,0109	0,0250	0,0046
T_{el}	0,0332	0,0227	0,0105	0,0040	0,0179	0,0104	0,0287	0,0094

Tabla 5.2: Diferencias máximas y cuadráticas medias entre FDD y ALL, expresadas en pu.

FDD y los obtenidos por la resolución ALL para todos los casos relacionados con el caso 1 (simulaciones ante cambios de viento). Al comparar los resultados del caso 1.3 y del caso 1.4, (recuérdese que en ambos casos se emplea el mismo perfil de viento real y se considera el mismo tiempo global de simulación pero dividido en diferente número de intervalos temporales, 3 para el caso 1.3 y 10 y para el caso 1.4), se puede deducir que el incrementar el número de intervalos de tiempo en los que se divide el tiempo global de simulación implica un menor valor medio de las diferencias entre FDD y la solución propuesta. Sin embargo, la máxima diferencia depende mucho del perfil de velocidad de viento, debido a que ω_g es considerado constante a lo largo de cada intervalo de tiempo y actualizado al final de cada τ_j .

5.3.6. Coste computacional

Al respecto de los costes computacionales y las ventajas de la solución propuesta, se ha variado el número de aerogeneradores, el paso de integración y el número de tramos del caso de estudio 1.3 y 1.4 para evaluar su idoneidad. La tabla 5.3 compara los costes computacionales para el caso de estudio 1.3, pero sólo se considera un único intervalo de tiempo, ($\tau = 60$). Como se puede observar, la técnica FDD y la solución ALL propuesta han sido implementadas y evaluadas bajo dos valores diferentes de pasos de integración ($\Delta t = 10^{-2}$ y $\Delta t = 10^{-3}$) y cinco grupos de tamaño distinto de aerogeneradores, [1, 10, 20, 40, 80]. Con el objetivo de ofrecer un estudio adecuado de los costes computacionales, la solución ALL ha sido dividida en dos tiempos computacionales: el que se necesita par la resolución analítica del sistema de ecuaciones diferencias (Analítico Simbólico, A.S.) y el coste computacional necesario para evaluar numéricamente esas funciones analíticas (Analítico Simbólico Evaluación, A.S.E.). De los resultados mostrados en la tabla 5.3, se puede deducir que el coste computacional de la técnica FDD muestra una elevada dependencia del tamaño de paso de integración seleccionado y del número de aerogeneradores a simular. Sin embargo, la solución analítica y su evaluación numérica presentan unas demandas computacionales mucho

Paso Int.	$\Delta t = 10^{-2}$ s			$\Delta t = 10^{-3}$ s		
Aerogeneradores	A.S.	A.S.E.	FDD	A.S.	A.S.E.	FDD
1	0,56	0,03	0,78	0,39	0,04	1,88
10	1,22	0,17	1,96	1,24	0,25	18,07
20	2,14	0,33	3,64	2,16	0,51	35,07
40	4,06	0,82	6,53	4,22	1,31	62,52
80	7,62	1,47	13,49	8,27	2,56	118,67

Tabla 5.3: Coste computacional (seg.) — Caso 1.3 con $\tau = 60$ s.

menores. La diferencia de coste computacional entre ambos métodos de resolución se acentúa cuando el valor típico de paso de integración de 10^{-3} es empleado en la simulación.

De una forma similar a los resultados previos, la tabla 5.4 compara el coste computacional para el caso 1.3. El tiempo global de simulación es dividido en cuatro intervalos ($\tau = [10, 18, 18, 14]s$) donde la linealización local es resuelta según lo explicado en el apartado 4.3. Para $\Delta t = 10^{-2}$, el método FDD presenta menor coste computacional que el método ALL para los conjuntos de aerogeneradores simulados. Si un menor número de intervalos de tiempo es permitido, incrementando la máxima diferencia permitida, la solución del método ALL sería competitiva. En ese caso, el tiempo de simulación podría ser dividido en dos intervalos de tiempo en vez de los cuatro intervalos, y en consecuencia el coste computacional para la solución propuesta requeriría alrededor del 50 % del mostrado para cuatro tramos. Sin embargo, para $\Delta t = 10^{-3}$ s los requerimientos de coste computacional para la solución propuesta son considerablemente menores que para el método FDD. En la tabla 5.5 se muestra los costes computacionales para el caso de estudio 1.4, donde el número de intervalos de tiempo ha sido incrementado hasta diez. En comparación con el caso de estudio 1.3, ver tabla 5.4, el incremento de coste computacional de la solución analítica no implica una mejora significativa sobre las simulaciones previas con τ_j , $j = 1, \dots, 4$, ver tabla 5.2. Por lo tanto, el método ALL propuesto resulta ser una alternativa y adecuada solución para simular simultáneamente un número relevante de aerogeneradores, considerando los perfiles de viento incidentes en cada uno de ellos.

En las figuras 5.14, 5.15, 5.16, 5.17 y 5.18 se muestran los costes computacionales por tramos de los casos evaluados en este apartado.

Las simulaciones se han llevado a cabo en un ordenador equipado con un procesador Intel Core i7-2600 con una velocidad nominal de 3,4 GHz y equipado con 17,4 GB de RAM bajo el sistema operativo Ubuntu 10.04 basado en x86-64 GNU/Linux.

Paso Int. Aerogeneradores	$\Delta t = 10^{-2}$ s			$\Delta t = 10^{-3}$ s		
	A.S.	A.S.E.	FDD	A.S.	A.S.E.	FDD
1	1,69	0,12	0,92	1,38	0,13	2,01
10	4,19	0,92	1,87	4,21	1,02	18,91
20	7,95	1,82	4,09	8,09	1,98	33,73
40	14,37	4,17	8,36	14,50	4,65	62,46
80	26,95	8,34	18,78	27,79	9,50	123,53

Tabla 5.4: Coste computacional (seg.) — Caso 1.3 con $\tau = [10, 18, 18, 14]$ s.

Paso Int. Aerogeneradores	$\Delta t = 10^{-2}$ s			$\Delta t = 10^{-3}$ s		
	A.S.	A.S.E.	FDD	A.S.	A.S.E.	FDD
1	3,88	0,30	1,25	3,72	0,31	2,43
10	10,28	2,30	3,68	10,29	2,41	19,57
20	19,48	4,48	7,37	19,70	4,67	38,95
40	34,78	10,45	13,96	35,04	10,88	71,16
80	65,97	20,66	30,75	66,39	21,74	136,42

Tabla 5.5: Coste computacional (seg.) — Caso 1.4 con $\tau = [6, \dots, 6]$ s. Figura 5.14: Caso 1.3 asumiendo $\tau = 60$ s: Costes computacionales variando número de aerogeneradores y Δt .

Figura 5.15: Caso 1.3: Costes computacionales variando número de aerogeneradores y $\Delta t = 10^{-2}$.

Figura 5.16: Caso 1.3: Costes computacionales variando número de aerogeneradores y $\Delta t = 10^{-3}$.

Figura 5.17: Caso 1.4: Costes computacionales variando número de aerogeneradores y $\Delta t = 10^{-2}$.

Figura 5.18: Caso 1.4: Costes computacionales variando número de aerogeneradores y $\Delta t = 10^{-3}$.

Figura 5.19: Esquema de la solución híbrida propuesta considerando $\tau = [\tau_1, \tau_2, \tau_3]$ con $\tau_2 \ll \tau_1 \approx \tau_3$

5.4. Caso de estudio 2: Respuesta dinámica ante huecos de tensión

En este caso de estudio se considera el mismo modelo de aerogenerador empleado en el caso 1 excepto que para representar el generador se emplea el modelo de quinto orden. Del mismo modo se mantiene el hecho de que el aerogenerador está conectado a un red fuerte y que la consigna de potencia reactiva se mantiene constante a un valor de cero. Se emplea un perfil de viento real y dos huecos de tensión registrados en los terminales del estator de un aerogenerador de 2 MW se emplean como parte de las entradas al modelo. Para más información sobre huecos de tensión en los terminales de un aerogenerador consultar Gómez-Lázaro *et al.* (2009), publicación derivada del trabajo realizado en Cañas-Carretón (2009).

El objetivo de este caso de estudio es evaluar la propuesta de resolución simbólica-numérica descrita en el apartado 4.4, que se basa en emplear soluciones analíticas (ALL) y discretizadas (FDD) de forma coordinada. La figura 4.3a se reproduce de nuevo en la figura 5.19 para facilitar el seguimiento del apartado. A partir de ahora se referirá a este método como el método híbrido (HIB). Al igual que en el caso 1, se emplea MATLAB/Simulink para resolver de forma discretizada el modelo del aerogenerador descrito en el anexo A y el software Mathematica para resolver los pasos que requieren operaciones simbólicas.

De la misma forma que en el caso de estudio 1, los datos de la velocidad de viento se asumen que están medidos a la altura del buje y son transformados en un perfil de viento equivalente gracias a la función de transferencia definida en Sørensen *et al.* (2002). El modelo aerodinámico es el que considera que el viento incide de forma uniforme y con un valor equivalente sobre el disco del rotor del aerogenerador, mientras que el modelo mecánico consiste en el modelo de una masa descrito en el apartado 3.2.2.

Figura 5.20: Caso 2.1: perfil de tensiones del estator.

5.4.1. Caso 2.1: Estudio de hueco de tensión asimétrico

Para el caso 2.1 se emplean las tensiones de estator que se representan en la figura 5.20 y el perfil de viento que se muestra en la figura 5.22. Ambas variables se emplean como entradas al modelo.

El caso 2.1 tiene un tiempo de simulación global $\tau \approx 30$ s y es dividido en tres intervalos de tiempo de linealización con diferentes tamaños: $\tau = [14, 32, 0, 19, 18, 99]$ s. El segundo intervalo de tiempo es cuando aparece el hueco de tensión, que se puede apreciar en valores instantáneos en la figura 5.20a y en valores RMS en la figura 5.20b. En las figuras 5.21a y 5.21b se muestran las intensidades del estator y del rotor obtenidas del modelo FDD y de la solución híbrida. Se puede observar cómo los valores del método HIB concuerdan satisfactoriamente con los valores FDD, incluso en el transitorio provocado por el hueco. Para el caso de ω_g la diferencia entre el valor HIB y el valor FDD no es muy grande, ver figura 5.22. En el apartado 5.4.3 se muestra y comenta los valores numéricos de las diferencias máximas y medias entre FDD e HIB, tabla 5.6.

En la figura 5.23a se muestran las tensiones rotóricas u_{rd} y u_{rq} obtenidas por el método FDD y el método híbrido, se observa que durante el transitorio los valores FDD presentan unos valores pico mayores que los HIB, a diferencia de las intensidades de estator e intensidad cuyos valores entre ambos métodos coincidían, figura 5.21b. Esto se debe a que las tensiones rotóricas son calculadas una vez obtenidos los valores de las intensidades, mediante las expresiones definidas en (3.120) y (3.121) que contienen derivadas de las intensidades, ver apartado 3.4.4.2. La presencia de las derivadas provoca esa diferencia de valores durante el transitorio. En la figura 5.23b se dibujan la potencia activa del aerogenerador P_m y la potencia reactiva Q_m .

Figura 5.21: Caso 2.1: Intensidades estator y rotor comparación FDD *vs.* HIB.

Figura 5.22: Caso 2.1: velocidad del viento y velocidad del generador ω_g .

5.4.2. Caso 2.2: Estudio de hueco de tensión multietapa

Para el caso 2.2, el perfil de tensiones del estator que se emplea está representado en las figuras 5.24a y 5.24b. Se observa que es un hueco de tensión trifásico cuya profundidad y duración es mayor que el empleado en el caso 2.1, además presenta distintas etapas siendo un hueco simétrico durante el primer tercio de duración y el resto del tiempo un hueco asimétrico. En este caso el tiempo global es $\tau \approx 30$ segundos, y ha sido dividido en los siguientes tres subintervalos de tiempo: $\tau = [14, 83, 0, 62, 15, 47]$. Al igual que en el caso 2.1, los valores numéricos relacionados con las intensidades en el estator y el rotor concuerdan aceptablemente entre los valores obtenidos por el método HIB y el método FDD (ver Figs. 5.25a y 5.25b) y lo mismo ocurre para los valores de ω_g (ver la figura 5.26). En el caso de haber empleado exclusivamente el método ALL en este caso, se tendría que haber ajustado por polinomios las componentes dq de las tensiones estáticas durante el hueco, lo que hubiera requerido de un polinomio de elevado orden (en torno a 7) para poder representar adecuadamente el perfil de tensiones. Pero como ya se indicó en el apartado 4.3.1, el empleo de polinomios de elevado orden para representar las entradas al modelo analítico conlleva un mayor coste computacional y riesgo de inestabilidad numérica, sin que suponga una mejora notable de resultados.

Figura 5.23: Caso 2.1: u_{rd} , u_{rq} , P_m y Q_m , FDD vs. HIB.

Figura 5.24: Caso 2.2: perfil de tensiones del estator.

Figura 5.25: Caso 2.2 Intensidades del estator y del rotor.

Figura 5.26: Caso 2.2: velocidad del viento y velocidad del generador ω_g .

5.4.3. Diferencias método FDD *vs.* método híbrido (HIB)

En la tabla 5.6 se muestran las diferencias máximas y la diferencia cuadrática media, RMSD, entre los valores obtenidos por el método híbrido y el método FDD de las variables más importantes citadas anteriormente para los casos de estudio 2.1 y 2.2. Se puede observar que las diferencias son mínimas y son asumibles considerando el ahorro en coste computacional obtenido, ver apartado 5.4.4.

	Caso 2.1		Caso 2.2	
Var.	Máx. Dif.	RMSD	Máx. Dif.	RMSD
i_{sd}	0,0018	0,0002	0,0715	0,0020
i_{sq}	0,0277	0,0164	0,1427	0,0186
i_{rd}	0,0015	0,0002	0,0733	0,0020
i_{rq}	0,0286	0,0169	0,1489	0,0192
ω_g	0,0652	0,0260	0,0291	0,0134

Tabla 5.6: Diferencias máximas y cuadráticas medias entre FDD y el método HIB, expresadas en pu.

(a) Tensiones rotóricas.

(b) Potencia activa y reactiva del aerog.

Figura 5.27: Caso 2.2: u_{rd} , u_{rq} , P_m y Q_m , FDD vs. HIB.

5.4.4. Coste computacional

Para evaluar los costes computacionales del método híbrido simbólico-numérico, se ha aplicado la resolución del modelo de los casos 2.1 y 2.2 mediante FDD y el método híbrido para un conjunto de 1, 10, 20, 40, 80 y 160 aerogeneradores.

En las figuras 5.28, 5.29 y 5.30 se muestran los costes computacionales para cada intervalo de tiempo τ_j para el caso 2.1 y el caso 2.2 considerando 40, 80 y 160 aerogeneradores y dos pasos de integración Δt distintos. Se indican los costes computacionales en el caso de emplear exclusivamente el método ALL, el método FDD y el método HIB. Este último se basa en emplear el analítico para los tramos τ_1 y τ_3 y el método FDD para el tramo τ_2 donde aparece el hueco de tensión. Del mismo modo que en el caso 1, para evaluar apropiadamente los requerimientos del coste computacional, la solución analítica (ALL) ha sido dividida en dos costes computacionales: la resolución analítica de las linealizaciones locales del sistema de ecuaciones diferenciales (Analítico Simbólico, AS) y el coste computacional requerido para evaluar numéricamente las funciones analíticas obtenidas (Analítica Simbólico Evaluación, ASE); FDD representa el modelo del aerogenerador por bloques y resuelto mediante el método Heun o Euler modificado.

De los resultados que se muestran en las figuras 5.28, 5.29 y 5.30 se puede deducir que el método FDD depende altamente del valor del Δt y del número de aerogeneradores considerados. El método ALL presenta un coste computacional competitivo en intervalos de tiempo grandes, τ_1 y τ_3 . La parte AS no es dependiente del Δt y del tamaño del intervalo de tiempo, sin embargo depende de la complejidad de los polinomios que definen las entradas $\mathbf{U}$ del modelo. Se puede observar en las figuras 5.28, 5.29 y 5.30 que el coste computacional de AS para τ_1 es menor que para τ_2 (en τ_2 es cuando el hueco de tensión tiene lugar). También, el coste computacional de ASE muestra una dependencia de la complejidad de la estructura de $\mathbf{U}$ y además, al igual que el método FDD, el método ASE presenta una dependencia del tamaño de la longitud del intervalo de tiempo τ_j y del Δt .

Considerando que el método HIB consiste en emplear el método ALL para los intervalos de tiempo mayores de 5 segundos y el método FDD para los pequeños intervalos, en la figura 5.31 se ven reflejados los costes computacionales globales para ambos casos 2.1 y 2.2 variando el número de aerogeneradores y del paso temporal. Se puede apreciar que el método híbrido es considerablemente menor consumidor de recursos de tiempo de la CPU que el método analítico y el método FDD.

Considerando los resultados de las diferencias entre el método FDD y el método HIB mostrados en la tabla 5.6 y los costes computacionales en la figura 5.31, el método HIB se muestra adecuado para simular más de 100 aerogeneradores considerando en cada uno de ellos un perfil de viento incidente y un valor de las tensiones en bornas de cada generador, obteniendo una pre-

Figura 5.28: Costes comp. por intervalos temporales, 40 aerogeneradores.

Figura 5.29: Costes comp. por intervalos temporales, 80 aerogeneradores.

Figura 5.30: Costes comp. por intervalos temporales, 160 aerogeneradores.

Figura 5.31: Costes computacionales globales para el caso 2.1 y caso 2.2 variando el número de aerogeneradores y el paso de tiempo Δt en segundos considerado.

cisión adecuada en los resultados de las variables eléctricas y mecánicas a calcular. Al no aplicarse técnica alguna de agregación, se evita la pérdida de información sobre lo que ocurre en cada uno de los aerogeneradores del parque o de los parques, recuérdese que la agregación aporta resultados sobre el comportamiento del parque en su conjunto y no de los aerogeneradores en particular.

Para realizar las simulaciones se ha empleado el mismo ordenador que para las simulaciones asociadas al caso 1: un ordenador equipado con un procesador Intel Core i7-2600 con una velocidad nominal de 3,4 GHz y equipado con 17,4 GB de RAM bajo el sistema operativo Ubuntu 10.04 basado en x86-64 GNU/Linux.

Capítulo 6

Conclusiones, aportaciones y trabajos futuros

6.1. Conclusiones

El aumento considerable de la energía eólica en los sistemas eléctricos actuales conlleva que la tarea de modelar y simular aerogeneradores considerando distintos escenarios resulte primordial para la correcta operación de los sistemas eléctricos. En general puede afirmarse que la simulación del modelo detallado de estos sistemas cuando el número de aerogeneradores es elevado requiere de un coste computacional muy alto. Para disminuir ese coste se aplican técnicas de agregación que permiten obtener valores a nivel de parque eólico, omitiendo la simulación de las variables particulares de cada aerogenerador. En ambos casos, tanto el modelo detallado o el modelo simplificado, el problema es resuelto a través de métodos de integración numérica habitualmente presentes en los programas informáticos de simulación más conocidos.

Por ello en esta tesis doctoral se han abordado los siguientes puntos:

- Propuesta de técnicas de resolución analíticas aproximada basadas en linealización *ad-hoc* y soluciones para disminuir el coste computacional, sin tener que recurrir a técnicas de agregación ni a modelos equivalentes de parque.
- Evaluación de los métodos propuestos ante casos reales de variaciones de viento y perturbaciones eléctricas, en comparación con los métodos de integración numérica tradicionales.

La figura 6.1 resume de forma esquemática la metodología empleada en los estudios realizados en esta tesis doctoral.

Figura 6.1: Esquema de la metodología empleada.

6.1.1. Programas informáticos de simulación

Tras una evaluación de los programas informáticos de simulación, se seleccionó MATLAB debido a su uso en la industria y el mundo académico, además de que puede ser ejecutado en distintos sistemas operativos. Permite crear desde cero cualquier parte del modelo de un aerogenerador y permite ejecutar *scripts* de la consola de comando del sistema dentro de su entorno de trabajo. La principal desventaja de MATLAB es que presenta un cierto comportamiento aleatorio respecto al tiempo de cómputo en algunos pasos asociados al cálculo simbólico del método de resolución propuesto, por lo que se decidió optar por Mathematica. Este software es reconocido por su potente motor de matemática simbólica, de hecho las operaciones simbólicas en las que MATLAB presenta problemas son resueltas por Mathematica de forma más rápida y eficaz. Sin embargo, la evaluación numérica de las expresiones simbólicas por parte de Mathematica requiere de mayor tiempo de cómputo que en MATLAB. Debido al comportamiento de ambos programas se decidió implementar un *script* que permitiera aprovechar lo mejor de cada uno. Así, el coste computacional del método analítico completo se consigue

reducir respecto al uso individual de cada programa. Tras comprobar la ausencia de soporte oficial para la interacción de expresiones simbólicas entre MATLAB y Mathematica, se decidió crear un método sencillo y rápido para la comunicación entre ambos programas.

El cálculo simbólico a nivel de software está en constante desarrollo, por lo que es de esperar que en un futuro los costes computacionales de la resolución analítica disminuyan. Del mismo modo, ese desarrollo podría evitar el uso de dos programas informáticos distintos, disminuyendo así la complejidad de la implementación de los métodos propuestos en esta tesis doctoral.

6.1.2. Estudios por variaciones de perfil de viento

En el apartado 5.3 se evalúa la solución analítica aproximada incluyendo una etapa de linealización *ad-hoc* para analizar variaciones de velocidad de viento. Uno de los perfiles ha sido generado por ordenador y el otro ha sido obtenido a partir de mediciones reales. Respecto al modelo del aerogenerador, se emplea el modelo de disco actuador para calcular la potencia capturada del viento, el tren de potencia es representado mediante el modelo de una masa, tan sólo se considera el convertidor del lado del generador y para representar el generador se emplea el modelo DFIG de tercer orden. Esa elección del modelo de generador se debe a que las variaciones de viento son del orden de segundos y no es necesario un modelo más detallado. En los dos casos en los que se emplea perfil de viento real, se ha evaluado el coste computacional considerando dos pasos de integración, $\Delta t = 10^{-2}$ y $\Delta t = 10^{-3}$, y variando el número de aerogeneradores del modelo de 1 a 80.

Las principales conclusiones obtenidas en cuanto a estudios de perfiles de viento se comentan seguidamente:

- De los dos métodos implementados para la resolución analítica del sistema linealizado: *variación de parámetros* y *matriz exponencial*, tan sólo el primero logra obtener una solución analítica coherente. El método *matriz exponencial* provoca un error en el programa informático sin obtener resultado alguno.
- Los resultados del método analítico (tras linealizar el modelo del aerogenerador) respecto a los obtenidos mediante el método FDD (al resolver el modelo de bloques de MATLAB/Simulink) no presentan diferencias significativas. Esta comparación permite validar la precisión de los resultados del método propuesto. De todos los casos evaluados, la diferencia máxima no sobrepasa el 0,034 pu (1,5 %) para las intensidades estatísticas y rotóricas, y la diferencia en el caso de la velocidad de giro no supera el 0,073 pu (7,5 %). Estos valores son los asociados para el caso en el que sólo se considera un tramo temporal, en el caso de dividir en varios tramos el tiempo de simulación, esos porcentajes no

superan el 1 % para las intensidades estatóricas y rotóricas y el 2,2 % en el caso de la velocidad de giro del generador.

- El hecho de aumentar el número de intervalos de tiempo en el que se divide el tiempo global de simulación no implica necesariamente un aumento de la precisión en los resultados obtenidos con el método analítico. Para los casos evaluados, se obtienen unos resultados precisos con un coste de computación global competitivo. El tamaño óptimo de intervalo de tiempo se sitúa entre 10 y 18 segundos para los casos analizados. En el caso de emplear otros perfiles de viento, podría variar este intervalo.
- El coste computacional asociado al método analítico no muestra una elevada dependencia del tamaño del paso de tiempo Δt , para los casos $\Delta t = 10^{-2}$ s y $\Delta t = 10^{-3}$ s. El coste asociado a las operaciones simbólicas se mantiene casi constante en ambos pasos, con variaciones despreciables. El coste asociado a la evaluación numérica de las expresiones muestra un ligero aumento al emplear $\Delta t = 10^{-3}$ s respecto $\Delta t = 10^{-2}$ s. En el caso del método FDD, la dependencia respecto al tamaño de Δt es muy elevada, tal y como era de esperar.
- El método de resolución analítica se muestra competitivo, en términos de coste computacional, para un paso de tiempo $\Delta t = 10^{-2}$ s en el caso de considerar un intervalo temporal de simulación de 60 s. Además, conforme se aumenta el número de aerogeneradores el método analítico aumenta su eficiencia computacional respecto al método FDD. En el resto de casos, en los que se considera un tamaño de intervalo temporal de simulación menor, el método de resolución analítica presenta costes computacionales más elevados que el método FDD, independientemente del número de aerogeneradores simulados. Esto se debe principalmente al coste asociado a las operaciones simbólicas. Sin embargo, para $\Delta t = 10^{-3}$ el método analítico presenta menores costes computacionales en todos los casos evaluados, incluso con un número de aerogeneradores reducido. Por ejemplo, en el caso 1.3 donde se emplea perfil de viento real y cuatro intervalos temporales con el tamaño apropiado, la reducción de coste computacional alcanza en torno al 70 % respecto al mostrado por el método FDD cuando se simulan 10 o más aerogeneradores.

6.1.3. Estudios ante presencia de perturbaciones eléctricas

En el apartado 5.4 se evalúa la respuesta del modelo del aerogenerador DFIG ante perturbaciones eléctricas. En concreto se realizan dos casos de estudio, en los que se emplean dos huecos de tensión reales registrados a

nivel del estator de un aerogenerador de 2 MW y se aplica un método híbrido de resolución. Este método se basa en el empleo coordinado del método analítico y de integración numérica para la resolución del modelo de aerogenerador ante perturbaciones como son los huecos de tensión, por eso se le denomina método híbrido. Se utiliza el mismo modelo de aerogenerador empleado en el apartado 5.3 excepto a la hora de representar el generador, en este caso se emplea el modelo de quinto orden. Al evaluarse eventos transitorios, se recomienda emplear un modelo detallado que al menos considere las variaciones de flujo estatístico. En ambos casos de estudio, se evalúa el coste computacional variando el valor del paso de integración, $\Delta t = 10^{-3}$ y $\Delta t = 10^{-4}$, y del número de aerogeneradores, de 1 a 160.

Las principales conclusiones de estos estudios son:

- Las diferencias de los resultados obtenidos mediante el método híbrido respecto a los obtenidos mediante el método FDD no son significativos. En los dos casos evaluados, la diferencia media no sobrepasa el 0,02 pu tanto para las intensidades estatísticas y rotóricas (1,2 %) como para la velocidad de giro (1,7 %). Respecto a la diferencia máxima, en ambos casos de estudio su valor no supera 0,15 pu para todas las variables citadas anteriormente (11 % para el caso de las intensidades y el 5 % para el caso de la velocidad de giro). Estos valores máximos ocurren durante el transitorio del hueco, en concreto a la salida del hueco donde resulta altamente complicado que ambos métodos ofrezcan resultados muy parecidos, siendo esta diferencia porcentual en puntos concretos.
- Al resolver analíticamente el modelo durante un intervalo de tiempo en el que aparece un hueco de tensión, se recomiendan polinomios de un orden >5 para poder representar adecuadamente las entradas al modelo linealizado. Este aumento del orden de los polinomios de entrada propicia que el sistema a resolver sea algo más complejo y requiera de un mayor coste computacional tanto en los pasos involucrados en el cálculo simbólico como en la evaluación numérica. También puede verse afectada la estabilidad del sistema a resolver, aunque no se han detectado problemas de estabilidad.
- El emplear la resolución analítica para tramos de tamaño similar a la duración de huecos de tensión, desde milisegundos a 5 segundos, penaliza el coste computacional global de este método. De ahí que se haya propuesto el empleo del modelo híbrido aprovechando las ventajas que ofrece la resolución analítica aproximada y el método basado en FDD.
- El coste computacional asociado al método híbrido respecto al del método FDD es mucho menor conforme se aumenta el número de aerogeneradores y el paso de tiempo Δt . Lo que indica que el método híbrido

es una alternativa atractiva a los métodos tradicionales de resolución de modelos que contienen un elevado número de aerogeneradores.

- El modelo híbrido permite simular un elevado número de aerogeneradores sometidos a huecos de tensión.

6.2. Aportaciones

Las principales aportaciones novedosas y originales de la presente tesis doctoral se pueden resumir en las siguientes líneas:

- Propuesta de un método de resolución analítico y de linealización *ad-hoc* para resolver modelos de aerogeneradores equipados con un generador doblemente alimentado (DFIG), ante eventos como variaciones de velocidad de viento.
- Propuesta de un método de resolución híbrido, basado en la aplicación coordinada del método de resolución analítico y el método basado en FDD, para resolver modelos de aerogeneradores DFIG ante perturbaciones eléctricas aprovechando las ventajas de cada método.
- Evaluación de la idoneidad de resolver analíticamente el modelo de un aerogenerador equipado con DFIG, para su uso en modelos de parques eólicos, en términos de coste computacional y precisión en los resultados obtenidos.
- Desarrollo de un método simple y eficaz para el intercambio recíproco de expresiones simbólicas entre MATLAB y Mathematica, que permite la aplicación de una resolución simbólica-numérica.

En línea con el trabajo desarrollado se ha realizado la siguiente publicación, en revista internacional indexada en el *Journal Citation Report* (con un Factor de Impacto de 1,718 en 2012):

- M. Cañas-Carretón, A. Molina-García, E. Gómez-Lázaro, S. Amat-Plata, "An ad-hoc analytical solution based on local linearisations for DFIG wind turbine electro-mechanical simulations", 2013, aceptado para su publicación en *IET Renewable Power Generation*.

Además, en relación al trabajo llevado a cabo en el estudio de presencia de huecos de tensión, se ha realizado un artículo que a día de hoy está en proceso de evaluación donde se analizan las bondades del método híbrido.

Por último, se muestran las contribuciones a congresos:

- A. Molina-García, I. Muñoz-Benavente, M. Cañas-Carretón, S. Amat-Plata, E. Gómez-Lázaro, J.A. Fuentes-Moreno, "Evaluation of an analytical solution approach to model doubly-fed induction generator", *17th Power Systems Computation Conference, PSCC 2011*, Estocolmo, Suecia, 2011.
- M. Cañas-Carretón, A. Molina-García, E. Gómez-Lázaro, J. A. Fuentes-Moreno, A. Viguera-Rodríguez, "Rotor-side control schemes for DFIG wind turbines: Comparison of approaches", *Scientific Proceedings. European Wind Energy Conference & Exhibition 2011*, European Wind Energy Association, Bruselas (Bélgica), 2011, pp. 352–355.
- A. J. Pujante-López, M. Cañas-Carretón, A. Molina-García, E. Gómez-Lázaro, J. A. Fuentes-Moreno, A. Viguera-Rodríguez, "Comparison of doubly-fed induction generator dynamic models using simulation tools for wind turbine transient studies", *Scientific Proceedings. European Wind Energy Conference & Exhibition 2011*, European Wind Energy Association, Bruselas (Bélgica), 2011, pp. 369–371.

6.3. Trabajos futuros

En virtud de las conclusiones obtenidas en esta tesis doctoral, se sugieren las siguiente líneas de trabajos futuros:

- Incluir el transformador, el control del ángulo de pala y el convertidor de lado de red en el modelo del aerogenerador DFIG a resolver por el método analítico e híbrido.
- Aplicar la resolución analítica e híbrida para el caso del aerogenerador de tipología *full converter* equipado con un generador síncrono de imanes permanentes.
- Representar mediante un único sistema de espacio de estados el conjunto de aerogeneradores que conforman un parque eólico así como sus elementos internos (líneas y transformadores) y resolver dicho sistema mediante la resolución analítica e híbrida.
- Comparar el método de linealización aplicado en esta tesis doctoral con el método de linealización analítica (también llamado diferenciación simbólica), basado en la computación analítica de los Jacobianos del sistema a linealizar.

Parte I

Anexos

Anexo A

Modelo de un aerogenerador DFIG implementado en MATLAB/Simulink

En este anexo se muestran los bloques que conforman los modelos de aerogenerador equipado con DFIG de quinto y tercer orden que se han empleado en este trabajo. Estos modelos se han implementado en la plataforma MATLAB/Simulink, en base a las modelos descritos en el capítulo 3 y a lo comentado en Iov *et al.* (2004a) y Akhmatov (2005). Ambos modelos de aerogenerador son idénticos excepto en el bloque que representa el generador DFIG, en función de que se quiera simular el de tercer o quinto orden así se empleará un bloque u otro.

Figura A.1: Esquema básico de un aerogenerador DFIG.

Figura A.2: Esquema modelo aerogenerador DFIG.

Figura A.3: Esquema modelo generador DFIG de quinto orden.

Figura A.4: Esquema modelo generador DFIG de tercer orden.

Figura A.5: Esquema modelo RSC.

Figura A.6: Esquema control potencia reactiva (Q-control).

(a) Esquema control de potencia activa (P-control).

(b) Curva óptima de control.

(c) Cálculo referencia i_{rq}^{ref} .

Figura A.7: Esquema control potencia activa RSC (P-control).

(a) Esquema modelo aerodinámico.

(b) Esquema modelo mecánico.

Figura A.8: Esquemas modelos aerodinámico y mecánico.

Anexo B

Ejemplos resolución analítica aerogenerador DFIG

B.1. DFIG quinto orden

En este anexo se muestran ejemplos numéricos de las matrices asociadas al método de resolución analítico para el caso del aerogenerador equipado DFIG, con el generador representado con el modelo de quinto orden. Tras seguir los pasos indicados en el diagrama del algoritmo empleado en la resolución analítica, ver figura 4.3b en el apartado 4.3.4, se tiene el siguiente sistema de ecuaciones diferenciales de primer orden a resolver:

$$\dot{\mathbf{X}}(t) = \mathbf{A} \cdot \mathbf{X}(t) + \mathbf{F}(t) \quad (\text{B.1})$$

$$\mathbf{A} = \omega_{eb} \begin{pmatrix} \frac{L_r R_s}{L_\sigma} & \omega_s & -\frac{L_m R_s}{L_\sigma} & 0 & 0 & 0 \\ -\omega_s & \frac{L_r R_s}{L_\sigma} & 0 & -\frac{L_m R_s}{L_\sigma} & 0 & 0 \\ -\frac{L_m(K_{pd}+R_r)}{L_\sigma} & \frac{L_m(\omega_s-\omega_g)}{L_\sigma} & \frac{L_s(K_{pd}+R_r)}{L_\sigma} & 0 & K_{id} & 0 \\ -\frac{L_m(\omega_s-\omega_g)}{L_\sigma} & -\frac{L_m(K_{pq}+R_r)}{L_\sigma} & 0 & \frac{L_s(K_{pq}+R_r)}{L_\sigma} & 0 & K_{iq} \\ \frac{L_m}{-L_\sigma \omega_{eb}} & 0 & \frac{L_s}{L_\sigma \omega_{eb}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{L_m}{-L_\sigma \omega_{eb}} & 0 & \frac{L_s}{L_\sigma \omega_{eb}} & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (\text{B.2})$$

$$\mathbf{F}(t) = \omega_{eb} \begin{pmatrix} u_1(t) \\ u_2(t) \\ u_3(t) K_{pd} \\ u_4(t) K_{pq} + \frac{L_m u_2(t)(\omega_s-\omega_g)}{L_s \omega_s} \\ u_3(t) \\ u_4(t) \end{pmatrix} \quad (\text{B.3})$$

donde $u_i(t)$ con $i = 1, 2, 3, 4$ son los elementos del vector entradas $\mathbf{U}(t)$

$$\mathbf{U}(t) = \begin{pmatrix} u_{sd} \\ u_{sq} \\ i_{rd}^{ref} \\ i_{rq}^{ref} \end{pmatrix} \quad (\text{B.4})$$

las variables de estado son:

$$\mathbf{X}(t) = \begin{pmatrix} \psi_{sd} \\ \psi_{sq} \\ \psi_{rd} \\ \psi_{rq} \\ \epsilon_{rd} \\ \epsilon_{rq} \end{pmatrix} \quad (\text{B.5})$$

Las matrices (B.2) y (B.4) tienen los siguientes valores numéricos asociados al segundo intervalo temporal del primer caso de estudio descrito en el apartado 5.4.1:

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} -19.226 & 314.16 & 18.607 & 0 & 0 & 0 \\ -314.16 & -19.226 & 0 & 18.607 & 0 & 0 \\ 2569.8 & 44.072 & -2650.5 & 0 & 7786.3 & 0 \\ -44.072 & 5738.7 & 0 & -5919.1 & 0 & 7786.3 \\ 4.556 & 0 & -4.6993 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 4.556 & 0 & -4.6993 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

$$\mathbf{U} = \begin{pmatrix} 0 \\ 400.03*t^4 - 279.35*t^3 + 72.708*t^2 - 6.4264*t + 0.9989 \\ 119.77*t^4 - 83.637*t^3 + 21.769*t^2 - 1.9241*t + 0.29907 \\ -72.196*t^4 + 85.05*t^3 - 27.033*t^2 + 2.5473*t + 0.33765 \end{pmatrix}$$

Se recuerda que

$$\mathbf{A} = \mathbf{M}^{-1} \mathbf{N} \quad (\text{B.6})$$

$$\mathbf{F}(t) = \mathbf{M}^{-1} \mathbf{S} \cdot \mathbf{U}(t) \quad (\text{B.7})$$

Los valores numéricos de (B.3), $\mathbf{F}(t)$, son:

$$\mathbf{F} = \begin{pmatrix} 0 \\ 125699.0*t^4 - 87759.0*t^3 + 22842.0*t^2 - 2018.9*t + 313.81 \\ 67200.0*t^4 - 46927.0*t^3 + 12214.0*t^2 - 1079.6*t + 167.8 \\ -73094.0*t^4 + 94565.0*t^3 - 30766.0*t^2 + 2917.7*t + 468.33 \\ 119.77*t^4 - 83.637*t^3 + 21.769*t^2 - 1.9241*t + 0.29907 \\ -72.196*t^4 + 85.05*t^3 - 27.033*t^2 + 2.5473*t + 0.33765 \end{pmatrix}$$

B.1.1. Resolución mediante variación de parámetros

La solución de este sistema mediante el método de variación de parámetros en un intervalo $[t_0, t]$ viene dado por, ecuación (4.10):

$$X = \phi(t)\phi(t_0)^{-1}X(t_0) + \phi(t) \int_{t_0}^t \phi^{-1}(s)F(s) \, ds \quad (\text{B.8})$$

La matriz fundamental ϕ se calcula en base a los autovalores y autovectores de la matriz A , véase el apartado 4.2.1. Para el caso de estudio anterior el valor numérico de ϕ , que es una matriz 6×6 , es:

```

PHI( ,1 3) =

[      0 00016707/exp(5931 0*t),      0 0069625/exp(2654 6*t),      (1/exp(t*(1 2597 - 312 85*i)))*(0 50754*i - 0 000082534)]
[      -0 0031386/exp(5931 0*t),      0 00082046/exp(2654 6*t),      -0 50834*(1/exp(t*(1 2597 - 312 85*i)))]
[      -0 000088238/exp(5931 0*t),      -0 99997/exp(2654 6*t),      (1/exp(t*(1 2597 - 312 85*i)))*(0 48866*i + 0 049327)]
[      0 99999/exp(5931 0*t),      0 0013506/exp(2654 6*t),      (1/exp(t*(1 2597 - 312 85*i)))*(0 022255*i - 0 49222)]
[      -(1 9825*10^(-7))/exp(5931 0*t),      -0 0017821/exp(2654 6*t),      (1/exp(t*(1 2597 - 312 85*i)))*(0 00074192*i + 0 000054215)]
[      0 00079473/exp(5931 0*t),      (9 828*10^(-7))/exp(2654 6*t),      (1/exp(t*(1 2597 - 312 85*i)))*(0 000010846*i - 0 00033425)]

PHI( ,4 6) =

[      (1/exp(t*(312 85*i + 1 2597)))*(-0 50754*i - 0 000082534),      0 0022696/exp(13 863*t),      0 047075/exp(6 1854*t)]
[      -0 50834*(1/exp(t*(312 85*i + 1 2597))),      0 055947/exp(13 863*t),      -0 00074469/exp(6 1854*t)]
[      (1/exp(t*(312 85*i + 1 2597)))*(0 049327 - 0 48866*i),      -0 94395/exp(13 863*t),      0 045564/exp(6 1854*t)]
[      (1/exp(t*(312 85*i + 1 2597)))*(-0 022255*i - 0 49222),      0 054442/exp(13 863*t),      0 79429/exp(6 1854*t)]
[      (1/exp(t*(312 85*i + 1 2597)))*(0 000054215 - 0 00074192*i),      -0 32072/exp(13 863*t),      -0 000057943/exp(6 1854*t)]
[      (1/exp(t*(312 85*i + 1 2597)))*(-0 000010846*i - 0 00033425),      0 000067666/exp(13 863*t),      0 604/exp(6 1854*t)]

```

La inversa de ϕ es otra matriz de 6×6

```

inv_PHI( ,1 2) =

[      0 00016707/exp(5931 0*t),      0 0069625/exp(2654 6*t)]
[      -0 0031386/exp(5931 0*t),      0 00082046/exp(2654 6*t)]
[      -0 000088238/exp(5931 0*t),      -0 99997/exp(2654 6*t)]
[      0 99999/exp(5931 0*t),      0 0013506/exp(2654 6*t)]
[      -(1 9825*10^(-7))/exp(5931 0*t),      -0 0017821/exp(2654 6*t)]
[      0 00079473/exp(5931 0*t),      (9 828*10^(-7))/exp(2654 6*t)]

inv_PHI( ,3 4) =

[      (1/exp(t*(1 2597 - 312 85*i)))*(0 50754*i - 0 000082534),      (1/exp(t*(312 85*i + 1 2597)))*(-0 50754*i - 0 000082534)]
[      -0 50834*(1/exp(t*(1 2597 - 312 85*i))),      -0 50834*(1/exp(t*(312 85*i + 1 2597)))]
[      (1/exp(t*(1 2597 - 312 85*i)))*(0 48866*i + 0 049327),      (1/exp(t*(312 85*i + 1 2597)))*(0 049327 - 0 48866*i)]
[      (1/exp(t*(1 2597 - 312 85*i)))*(0 022255*i - 0 49222),      (1/exp(t*(312 85*i + 1 2597)))*(-0 022255*i - 0 49222)]
[      (1/exp(t*(1 2597 - 312 85*i)))*(0 00074192*i + 0 000054215),      (1/exp(t*(312 85*i + 1 2597)))*(0 000054215 - 0 00074192*i)]
[      (1/exp(t*(1 2597 - 312 85*i)))*(0 000010846*i - 0 00033425),      (1/exp(t*(312 85*i + 1 2597)))*(-0 000010846*i - 0 00033425)]

inv_PHI( ,5 6) =

[      0 0022696/exp(13 863*t),      0 047075/exp(6 1854*t)]
[      0 055947/exp(13 863*t),      -0 00074469/exp(6 1854*t)]
[      -0 94395/exp(13 863*t),      0 045564/exp(6 1854*t)]
[      0 054442/exp(13 863*t),      0 79429/exp(6 1854*t)]
[      -0 32072/exp(13 863*t),      -0 000057943/exp(6 1854*t)]
[      0 000067666/exp(13 863*t),      0 604/exp(6 1854*t)]

```

El vector de la solución, $\mathbf{X}(t)$ es:

$$\begin{aligned}
 & [(2 \cdot 8 \cdot 10^{-5}) / \exp(6 \cdot 2 \cdot \text{conj}(t)) - 0.042 / \exp(14 \cdot 0 \cdot \text{conj}(t)) + (4 \cdot 5 \cdot 10^{-6}) / \exp(5 \cdot 9 \cdot 10^{-3} \cdot \text{conj}(t)) + (8 \cdot 1 \cdot 10^{-4}) / \exp(2 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot \text{conj}(t)) + \\
 & (1 / \exp(\text{conj}(t) \cdot (1 \cdot 3 - 311 \cdot 0 \cdot i))) \cdot (4 \cdot 8 \cdot 10^{-3} - 2 \cdot 9 \cdot 10^{-3} \cdot i) + \\
 & (1 / \exp(\text{conj}(t) \cdot (311 \cdot 0 \cdot i + 1 \cdot 3))) \cdot (2 \cdot 9 \cdot 10^{-3} \cdot i + 4 \cdot 8 \cdot 10^{-3}) - 0.26 \cdot (\text{conj}(t) - 0.25 + 0.084 \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) - 0.25 - 0.084 \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) - 2 \cdot 2) \cdot (\text{conj}(t) + 0.84 + 2 \cdot 3 \cdot 10^{-18} \cdot i)] \\
 \\
 & [- (1 \cdot 5 \cdot 10^{-4}) / \exp(14 \cdot 0 \cdot \text{conj}(t)) - (7 \cdot 3 \cdot 10^{-3}) / \exp(6 \cdot 2 \cdot \text{conj}(t)) - 0.017 / \exp(5 \cdot 9 \cdot 10^{-3} \cdot \text{conj}(t)) - (4 \cdot 0 \cdot 10^{-7}) / \exp(2 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot \text{conj}(t)) + \\
 & (1 / \exp(\text{conj}(t) \cdot (1 \cdot 3 - 311 \cdot 0 \cdot i))) \cdot (2 \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot i + 2 \cdot 9 \cdot 10^{-3}) + \\
 & (1 / \exp(\text{conj}(t) \cdot (311 \cdot 0 \cdot i + 1 \cdot 3))) \cdot (2 \cdot 9 \cdot 10^{-3} - 2 \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot i) + 70 \cdot 0 \cdot (\text{conj}(t) - 0.25 + 0.17 \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) - 0.25 - 0.17 \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) - 0.74 - 9 \cdot 5 \cdot 10^{-17} \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) + 0.07 + 6 \cdot 4 \cdot 10^{-18} \cdot i)] \\
 \\
 & [0.043 / \exp(14 \cdot 0 \cdot \text{conj}(t)) - (7 \cdot 2 \cdot 10^{-7}) / \exp(6 \cdot 2 \cdot \text{conj}(t)) - (4 \cdot 4 \cdot 10^{-6}) / \exp(5 \cdot 9 \cdot 10^{-3} \cdot \text{conj}(t)) - (8 \cdot 4 \cdot 10^{-4}) / \exp(2 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot \text{conj}(t)) + \\
 & (1 / \exp(\text{conj}(t) \cdot (1 \cdot 3 - 311 \cdot 0 \cdot i))) \cdot (-4 \cdot 9 \cdot 10^{-5} \cdot i - 4 \cdot 7 \cdot 10^{-3}) + \\
 & (1 / \exp(\text{conj}(t) \cdot (311 \cdot 0 \cdot i + 1 \cdot 3))) \cdot (4 \cdot 9 \cdot 10^{-5} \cdot i - 4 \cdot 7 \cdot 10^{-3}) + 122 \cdot 0 \cdot (\text{conj}(t) - 0.34 + 0.18 \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) - 0.013 + 0.12 \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) - 0.013 - 0.12 \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) - 0.34 - 0.18 \cdot i)] \\
 \\
 & [(7 \cdot 5 \cdot 10^{-3}) / \exp(6 \cdot 2 \cdot \text{conj}(t)) - (9 \cdot 1 \cdot 10^{-6}) / \exp(14 \cdot 0 \cdot \text{conj}(t)) + 0.018 / \exp(5 \cdot 9 \cdot 10^{-3} \cdot \text{conj}(t)) + (4 \cdot 6 \cdot 10^{-7}) / \exp(2 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot \text{conj}(t)) + \\
 & (1 / \exp(\text{conj}(t) \cdot (1 \cdot 3 - 311 \cdot 0 \cdot i))) \cdot (1 \cdot 1 \cdot 10^{-4} - 2 \cdot 1 \cdot 10^{-3} \cdot i) + \\
 & (1 / \exp(\text{conj}(t) \cdot (311 \cdot 0 \cdot i + 1 \cdot 3))) \cdot (2 \cdot 1 \cdot 10^{-3} \cdot i + 1 \cdot 1 \cdot 10^{-4}) - 72 \cdot 0 \cdot (\text{conj}(t) - 0.25 + 0.17 \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) - 0.75 + 1 \cdot 2 \cdot 10^{-17} \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) - 0.25 - 0.17 \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) + 0.068 + 5 \cdot 9 \cdot 10^{-18} \cdot i)] \\
 \\
 & [(3 \cdot 1 \cdot 10^{-3}) / \exp(14 \cdot 0 \cdot \text{conj}(t)) - (1 \cdot 2 \cdot 10^{-7}) / \exp(6 \cdot 2 \cdot \text{conj}(t)) - (7 \cdot 4 \cdot 10^{-10}) / \exp(5 \cdot 9 \cdot 10^{-3} \cdot \text{conj}(t)) - (3 \cdot 1 \cdot 10^{-7}) / \exp(2 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot \text{conj}(t)) + \\
 & (1 / \exp(\text{conj}(t) \cdot (1 \cdot 3 - 311 \cdot 0 \cdot i))) \cdot (9 \cdot 6 \cdot 10^{-8} - 1 \cdot 5 \cdot 10^{-5} \cdot i) + \\
 & (1 / \exp(\text{conj}(t) \cdot (311 \cdot 0 \cdot i + 1 \cdot 3))) \cdot (1 \cdot 5 \cdot 10^{-5} \cdot i + 9 \cdot 6 \cdot 10^{-8}) + 0.045 \cdot (\text{conj}(t) + 3 \cdot 8 + 1 \cdot 6 \cdot 10^{-19} \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) - 0.28 + 0.13 \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) - 0.19 - 9 \cdot 4 \cdot 10^{-17} \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) - 0.28 - 0.13 \cdot i)] \\
 \\
 & [(1 \cdot 2 \cdot 10^{-3}) / \exp(6 \cdot 2 \cdot \text{conj}(t)) - (6 \cdot 6 \cdot 10^{-7}) / \exp(14 \cdot 0 \cdot \text{conj}(t)) + (3 \cdot 0 \cdot 10^{-6}) / \exp(5 \cdot 9 \cdot 10^{-3} \cdot \text{conj}(t)) + (1 \cdot 7 \cdot 10^{-10}) / \exp(2 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot \text{conj}(t)) + \\
 & (1 / \exp(\text{conj}(t) \cdot (1 \cdot 3 - 311 \cdot 0 \cdot i))) \cdot (3 \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot i + 6 \cdot 7 \cdot 10^{-6}) + \\
 & (1 / \exp(\text{conj}(t) \cdot (311 \cdot 0 \cdot i + 1 \cdot 3))) \cdot (6 \cdot 7 \cdot 10^{-6} - 3 \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot i) - 0.033 \cdot (\text{conj}(t) - 0.21 + 0.28 \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) - 0.85 + 8 \cdot 3 \cdot 10^{-18} \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) - 0.31 + 5 \cdot 6 \cdot 10^{-17} \cdot i) \cdot (\text{conj}(t) - 0.21 - 0.28 \cdot i)]
 \end{aligned}$$

En el caso de la velocidad del generador, como ejemplo se muestra a continuación la expresión asociada al primer intervalo temporal del caso de estudio descrito en el apartado 5.3.2:

$$\omega_g(t) = \frac{(0.002 \exp(0.119t+2.018) \cdot (0.119t-1.0) + (0.913 \exp(0.415t)) / (\exp(0.094t) \exp(0.202t)) + 0.010)}{\exp(0.119t)}$$

B.1.2. Resolución mediante matriz exponencial

La solución general del sistema (B.1) mediante el método de la matriz exponencial para un intervalo $[t_0, t]$:

$$X = e^{At}C + e^{At} \int_{t_0}^t e^{-As} F(s) \, ds$$

En el caso que $t_0 = 0$ entonces la matriz $C = X(0)$.

El caso de estudio no se puede resolver en MATLAB, ya que al calcular el término e^{At} se obtiene un error:

```
>> expm(A*t)
```

```
Warning: found roots of the minimal polynomial that cannot  
be determined in terms of radicals [linalg::jordanForm]
```

```
ans =
```

```
FAIL
```

Donde *expm* es una función de MATLAB para calcular la matriz exponencial, es decir, la exponente de cada uno de los elementos de una matriz. Se ha implementado un ejemplo del libro Zill y Wright (2009) y se ha comprobado que *expm* funciona correctamente para ese caso.

Anexo C

Ecuaciones discretizadas del control de un aerogenerador DFIG

C.1. Vectores espaciales y transformada $dq0$

Se introduce brevemente los conceptos de vector espacial y de la transformada $dq0$ que han sido ampliamente empleados en este documento.

C.1.1. Vector espacial

En la teoría de circuitos eléctricos de intensidad alterna se emplean los fasores para representar variables eléctricas puramente senoidales en el tiempo como la tensión y la intensidad, Kundur (1994). Un vector espacial es un vector que representa la notación compleja de una distribución espacial senoidal, Mohan (2001). Sean x_a, x_b, x_c variables senoidales de un sistema trifásico, pues este vector espacial se puede definir respecto a un sistema de referencia abc del sistema trifásico de la siguiente forma (para una descripción más detallada consultar Mohan (2001)):

$$\mathbf{x}_{abc}^a(t) = \mathbf{x}_a^a(t) + \mathbf{x}_b^a(t) + \mathbf{x}_c^a(t) = x_a(t)e^{j0} + x_b(t)e^{j2\pi/3} + x_c(t)e^{j4\pi/3} \quad (\text{C.1})$$

El superíndice " a " en los vectores indica que se ha tomado como referencia angular el eje a y en el caso del vector espacial $\mathbf{x}_{abc}^a$ el subíndice " abc " indica que dicho vector es el resultado de la suma de los vectores de las tres componentes a, b y c .

C.1.2. Transformada $dq0$

En el apartado C.1.1 se ha mostrado como construir un vector espacial a partir de las componentes abc . Esta es una de las opciones puesto que un vector espacial, como cualquier otro vector, se puede definir en distintos sistemas de referencia. En el caso de sistemas de energía eléctrica se suele emplear un sistema de referencia que gira a la velocidad angular síncrona ω_s , Kundur (1994).

La transformada $dq0$ consiste en referir las componentes abc de un vector espacial cualquiera a un sistema ortogonal de tres ejes $(d, q, 0)$ que gira a una velocidad

ω cualquiera, Mohan (2001). La ecuación (C.2) es la expresión general de la transformada $dq0$ para cualquier instante de tiempo t :

$$\begin{bmatrix} x_d(t) \\ x_q(t) \\ x_0(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} k_d \\ k_q \\ k_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos(\theta_{dq0}(t)) & \cos(\theta_{dq0}(t) - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_{dq0}(t) + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_{dq0}(t)) & -\sin(\theta_{dq0}(t) - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_{dq0}(t) + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a(t) \\ x_b(t) \\ x_c(t) \end{bmatrix} \quad (C.2)$$

Donde θ_{dq0} es el ángulo comprendido entre el eje magnético de la fase a y el eje d .

C.2. Discretización de ecuaciones de control

En este anexo se muestran las ecuaciones del control descrito en el apartado 3.4.4 y que han sido implementadas en MATLAB para realizar los casos de estudio del apartado 3.4.3.3, para poder evaluar el efecto de los términos de compensación, véase figura 3.28.

Se define una diferencia finita Δt y a continuación se indican las ecuaciones que definen las tensiones instantáneas por fase del estator:

$$u_{sa}(k\Delta t) = \sqrt{2}u_{ef}\sin(2\pi f_s \cdot k\Delta t) \quad (C.3)$$

$$u_{sb}(k\Delta t) = \sqrt{2}u_{ef}\sin(2\pi f_s \cdot k\Delta t - \frac{2\pi}{3}) \quad (C.4)$$

$$u_{sc}(k\Delta t) = \sqrt{2}u_{ef}\sin(2\pi f_s \cdot k\Delta t + \frac{2\pi}{3}) \quad (C.5)$$

Se aplica la transformada de Park, Kundur (1994), para obtener el vector espacial $\mathbf{u}_s$ en las coordenadas del sistema dq que gira a una velocidad $\omega_1 = \omega_s = 2\pi f_s$. Por lo que las tensiones en el estator queda:

$$\mathbf{u}_s(k\Delta t) = R_s \cdot \mathbf{i}_s(k\Delta t) + j \cdot \omega_s \psi_s(k\Delta t) + \frac{d}{dt} \psi_s(k\Delta t) \quad (C.6)$$

Se aplican las hipótesis del apartado 3.4: alineación del sistema dq respecto al flujo de red, la resistencia estática y variaciones del flujo estáticos se desprecian; por lo que (C.6) queda:

$$\mathbf{u}_s(k\Delta t) = u_{sd}(k\Delta t) + j u_{sq}(k\Delta t) \approx j \omega_s \psi_{sd}(k\Delta t) \quad (C.7)$$

Las tensiones en el rotor no se pueden medir, así que se calculan de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} u_{rd}(k\Delta t) = R_r i_{rd}(k\Delta t) - (2\pi f_s - p\Omega(k\Delta t)) \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) i_{rq}(k\Delta t) + \\ + \frac{L_m}{L_s} \frac{1}{2\pi f_s} \frac{d}{dt} u_s(k\Delta t) + \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) \frac{d}{dt} i_{rd}(k\Delta t) \end{aligned} \quad (C.8)$$

$$\begin{aligned} u_{rq}(k\Delta t) = R_r i_{rq}(k\Delta t) - (2\pi f_s - p\Omega(k\Delta t)) \frac{L_m}{L_s} \frac{1}{2\pi f_s} u_s(k\Delta t) - \\ - (2\pi f_s - p\Omega(k\Delta t)) \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) i_{rd}(k\Delta t) + \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) \frac{d}{dt} i_{rq}(k\Delta t) \end{aligned} \quad (C.9)$$

Donde se tiene que:

$$\frac{d}{dt}i_{rd}(k\Delta t) = \frac{i_{rd}(k\Delta t + \Delta t) - i_{rd}(k\Delta t)}{\Delta t} \quad (C.10)$$

$$\frac{d}{dt}i_{rq}(k\Delta t) = \frac{i_{rq}(k\Delta t + \Delta t) - i_{rq}(k\Delta t)}{\Delta t} \quad (C.11)$$

Se sustituye en (C.8) y en (C.9) las ecuaciones (C.10) y (C.11). Entonces queda un sistema de dos ecuaciones con cuatro incógnitas $u_{rd}(k\Delta t)$, $u_{rq}(k\Delta t)$, $i_{rd}(k\Delta t + \Delta t)$ e $i_{rq}(k\Delta t + \Delta t)$. En principio no se puede resolver, pero como se aplica un control PI para determinar los valores de $u_{rd}(k\Delta t)$ y $u_{rq}(k\Delta t)$ entonces se puede resolver el sistema. También se tiene en cuenta que la tensión estatórica es constante y la variación de flujo es nula. Una vez conocidos los valores de las tensiones rotóricas entonces el citado sistema pasa de cuatro a dos incógnitas por lo que ya se puede despejar los valores de $i_{rd}(k\Delta t + \Delta t)$ e $i_{rq}(k\Delta t + \Delta t)$ del siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned} u_{rd}(k\Delta t) \approx R_r i_{rd}(k\Delta t) - (2\pi f_s - p\Omega(k\Delta t)) \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) i_{rq}(k\Delta t) + \\ + \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) \left(\frac{i_{rd}(k\Delta t + \Delta t) - i_{rd}(k\Delta t)}{\Delta t} \right) \end{aligned} \quad (C.12)$$

$$\begin{aligned} u_{rq}(k\Delta t) \approx R_r i_{rq}(k\Delta t) + (2\pi f_s - p\Omega(k\Delta t)) \left[\frac{L_m}{L_s} \frac{1}{2\pi f_s} u_s + \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) i_{rd}(k\Delta t) \right] + \\ + \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) \left(\frac{i_{rq}(k\Delta t + \Delta t) - i_{rq}(k\Delta t)}{\Delta t} \right) \end{aligned} \quad (C.13)$$

Tras calcular las corrientes rotóricas, ahora se discretiza la ecuación mecánica del aerogenerador:

$$T_{viento}(k\Delta t) + T_e(k\Delta t) = J \cdot \frac{\Omega(k\Delta t + \Delta t) - \Omega(k\Delta t)}{\Delta t} \quad (C.14)$$

La única incógnita es $\Omega(k\Delta t + \Delta t)$, ya que $T_{viento}(k\Delta t)$ se obtiene de la curva característica *Par – Velocidad viento* de la máquina, $\Omega(k\Delta t)$ es conocida, J es una constante también conocida y $T_e(k\Delta t)$ se obtiene de la discretización de $T_{el} = -\frac{L_m}{L_{ss}} \frac{|\mathbf{u}_s|}{\omega_s} i_{rq}$:

$$T_e(k\Delta t) = -\frac{3}{2} \frac{L_m}{L_s} \frac{u_s}{2\pi f_s} i_{rq}(k\Delta t) \quad (C.15)$$

Por último, tan sólo queda calcular las intensidades estatóricas, ecuaciones (3.118) y (3.119):

$$i_{sd}(k\Delta t) = \frac{\psi_s - L_m i_{rd}(k\Delta t)}{L_s} \quad (C.16)$$

$$i_{sq}(k\Delta t) = -\frac{L_m}{L_s} i_{rq}(k\Delta t) \quad (C.17)$$

Una vez calculado todo, se pasa al instante $(k\Delta t + \Delta t)$. En resumen, en el instante $(k\Delta t)$ se mide la velocidad del viento $v(k\Delta t)$ y una consigna de reactiva $Q_{ref}(k\Delta t)$. A partir de lo anterior, suponiendo que la tensión estática $\mathbf{u}_s$ es conocida se obtienen unas intensidades rotóricas de referencia $i_{rd_{ref}}(k\Delta t)$ e $i_{rq_{ref}}(k\Delta t)$ respectivamente. Con las dos intensidades anteriores, con la medición de $i_{rd}(k\Delta t)$, $i_{rq}(k\Delta t)$ y $\Omega(k\Delta t)$ y el empleo de unos controladores PI se obtienen las tensiones rotóricas $u_{rd}(k\Delta t)$ y $u_{rq}(k\Delta t)$ y las intensidades estáticas $i_{sd}(k\Delta t + \Delta t)$ e $i_{sq}(k\Delta t + \Delta t)$. Con ellas se calculan para el instante siguiente $(k\Delta t + \Delta t)$ las intensidades rotóricas, $i_{rd_{ref}}(k\Delta t + \Delta t)$ e $i_{rq_{ref}}(k\Delta t + \Delta t)$. Por último, con $i_{rq}(k\Delta t)$ se obtiene el par eléctrico $T_e(k\Delta t)$ y de v aplicando la curva característica de la máquina se obtiene el par mecánico $T_{viento}(k\Delta t)$; con ambos pares, la constante de inercia J y $\Omega(k\Delta t)$ se obtiene la velocidad angular en el instante siguiente $\Omega(k\Delta t + \Delta t)$.

Bibliografía

*Y así, del mucho leer y del poco dormir,
se le secó el cerebro de manera que vino
a perder el juicio.*

Miguel de Cervantes Saavedra

- ABBEY, C. y JOOS, G. Effect of low voltage ride through (lvrt) characteristic on voltage stability. En *Power Engineering Society General Meeting*, páginas 1901–1907. 2005.
- ACKERMAN, T., editor. *Wind Power in Power Systems*. John Wiley & Sons, Ltd., West Sussex PO19 8SQ, England, 1 edición, 2005.
- AEE. Asociación Empresarial Eólica. <http://www.aeeolica.org>, 2013.
- AGUGLIA, D., VIAROUGE, P., WAMKEUE, R. y CROS, J. Analytical determination of steady-state converter control laws for wind turbines equipped with doubly fed induction generators. *IET Renewable Power Generation*, vol. 2(1), páginas 16–25, 2007.
- AKHMATOV, V. *Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*. Tesis Doctoral, Technical University of Denmark, 2003a.
- AKHMATOV, V. Variable-speed wind turbines with doubly-fed induction generators; part iii: Model with the back-to-back converters. *Wind Engineering*, vol. 27(2), páginas 79–91, 2003b.
- AKHMATOV, V. An aggregated model of a large wind farm with variable-speed wind turbines equipped with doubly-fed induction generators. *Wind Engineering*, vol. 28(4), páginas 479–488, 2004.
- AKHMATOV, V. *Induction Generators for Wind Power*. Multi-Science Publishing, 2005.
- AKHMATOV, V. y KNUDSEN, H. Modelling of windmill induction generators in dynamic simulation programs. En *Electric Power Engineering, 1999. PowerTech Budapest 99. International Conference on*, página 108. 1999.

- AKHMATOV, V. y KNUDSEN, H. An aggregate model of a grid-connected, large-scale, offshore wind farm for power stability investigations—importance of windmill mechanical system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 24(9), páginas 709–717, 2002.
- AL-JOWDER, F. A. R. Influence of modeling pitch angle controller on transient behaviour of fixed-speed wind farm. En *Proc. IEEE GCC Conf. and Exhibition (GCC)*, páginas 166–169. 2011.
- AMORA, M. A. B. y BEZERRA, U. H. Assessment of the effects of wind farms connected in a power system. En *Proc. IEEE Porto Power Tech*, vol. 4. 2001.
- ANAYA-LARA, O., JENKINS, N., EKANAYAKE, J., CARTWRIGHT, P. y HUGHES, M. *Wind Energy Generation: Modelling and Control*. Wiley, 2009.
- ANDERSON, P. M. y BOSE, A. Stability simulation of wind turbine systems. *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-102(12), páginas 3791–3795, 1983.
- ARROYO, J. M. *Capítulo 2. El sistema por unidad*. E.T.S.I.I. de Ciudad Real UCLM, 2007.
- BABU, B. y K.B.MOHANTY. Doubly-fed induction generator for variable speed wind energy conversion systems-modeling & simulation. *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, vol. 2, páginas 141–147, 2010.
- BABYPRIYA, B. y ANITA, R. Modelling, simulation and analysis doubly fed induction generator for wind turbines. *Journal of Electrical Engineering*, vol. 60(2), páginas 79 – 85, 2009.
- BAGGU, M. M. *Advanced control techniques for doubly fed induction generator - based wind turbine converters to improve low voltage ride-through during system imbalances*. Tesis Doctoral, Missouri University of Science and Technology, 2009.
- BARROS, L., MOTA, W. y MOURA, D. Matrix method to linearization and state space representation of power systems containing doubly fed induction machines operating as wind generators. En *Transmission Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES*, páginas 1 –6. 2006.
- BAYEGAN, M. A vision of the future grid. *IEEE Power Engineering Review*, vol. 21(12), 2001.
- BOLLEN, M. *Understanding power quality Voltage sags and interruptions*. IEEE Press, New York, 2000.

- BOLLEN, M. H. J., OLGUIN, G. y MARTINS, M. Voltage dips at the terminals of wind power installations. *Wind Energy*, vol. 8, páginas 307–318, 2005.
- BOSSANYI, E. A., HASSAN, G. y LTD, P. Wind turbine control for load reduction. *Wind Energy*, vol. 6, páginas 229–244, 2003.
- BREKKEN, T. K. A. y MOHAN, N. Control of a doubly fed induction wind generator under unbalanced grid voltage conditions. *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, páginas 129–135, 2007.
- BRERETON, D. S., LEWIS, D. G. y YOUNG, C. C. Representation of induction-motor loads during power-system stability studies. *Part III Power Apparatus and Systems Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 76(3), páginas 451–460, 1957.
- BROCHU, J., LAROSE, C. y GAGNON, R. Generic equivalent collector system parameters for large wind power plants. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 26(2), páginas 542–549, 2011. ISSN 0885-8969.
- BURGOS, J., ARNALTE, S., RODRÍGUEZ-AMENEDO, J. y CANALES, M. Optimización del rendimiento de un generador asíncrono de doble alimentación en sistemas de generación eólica de velocidad variable. En *7 Jornadas Hispano Lusas de Ingeniería Eléctrica*, vol. 1. Madrid, 2001.
- CADIRCI, I. y ERMIS, M. Double-output induction generator operating at subsynchronous and supersynchronous speeds: steady-state performance optimisation and wind-energy recovery. *IEE Proceedings B Electric Power Applications*, vol. 139(5), páginas 429–442, 1992.
- CARTWRIGHT, P., HOLDSWORTH, L., EKANAYAKE, J. B. y JENKINS, N. Co-ordinated voltage control strategy for a doubly-fed induction generator (DFIG)-based wind farm. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 151(4), páginas 495–502, 2004.
- DE CASTRO, C., MEDIAVILLA, M., MIGUEL, L. J. y FRECHOSO, F. Global wind power potential: Physical and technological limits. *Energy Policy*, vol. 39(10), páginas 6677 – 6682, 2011. ISSN 0301-4215. <ce:title>Sustainability of biofuels</ce:title>.
- CAÑAS-CARRETÓN, M. *Monitorización y caracterización de huecos de tensión en parques eólicos a nivel de subestación y aerogenerador*. Proyecto Fin de Carrera, Universidad Politécnica de Cartagena, 2009.
- CAÑAS-CARRETÓN, M., MOLINA-GARCÍA, A., GÓMEZ-LÁZARO, E., FUENTES-MORENO, J. A. y VIGUERAS-RODRÍGUEZ, A. Rotor-side control schemes for DFIG wind turbines: Comparison of approaches. En

- Scientific Proceedings. European Wind Energy Conference & Exhibition 2011*, páginas 352–355. European Wind Energy Association, Brussels (Belgium), 2011.
- CHOWDHURY, M. A., HOSSEINZADEH, N., BILLAH, M. M. y HAQUE, S. A. Dynamic DFIG wind farm model with an aggregation technique. En *Proc. Int Electrical and Computer Engineering (ICECE) Conf*, páginas 330–333. 2010.
- COMECH, M. P., MARTÍN, S., MUR, J., FRANCO, I. y GARCÍA-GRACIA, M. Modeling of squirrel cage turbine for voltage dips studies. Sixth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farm, 2006.
- CONROY, J. y WATSON, R. Aggregate modelling of wind farms containing full-converter wind turbine generators with permanent magnet synchronous machines: transient stability studies. *IET Renewable Power Generation*, vol. 3(1), páginas 39–52, 2009.
- DA COSTA, J. P., PINHEIRO, H., DEGNER, T. y ARNOLD, G. Robust controller for DFIGs of grid-connected wind turbines. *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58(9), páginas 4023–4038, 2011.
- DATTA, R. y RANGANATHAN, V. Decoupled control of active and reactive power for a grid-connected doubly-fed wound rotor induction machine without position sensors. En *Industry Applications Conference, 1999. Thirty-Fourth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 1999 IEEE*, vol. 4, páginas 2623 –2630 vol.4. 1999.
- DE TOMMASI, L., GIBESCU, M. y BRAND, A. J. A dynamic aggregate model for the simulation of short term power fluctuations. En *In proceedings of ICCS 2010 - International Conference on Computational Science*, vol. 1 de *Procedia Computer Science*, páginas 269–278. Amsterdam, Netherlands, 2010. ISSN 1877-0509.
- DOMMEL, H. W. Digital computer solution of electromagnetic transients in single and multiphase networks. *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. 88(4), páginas 388 – 399, 1969.
- DUGAN, R. C. y McDERMOTT, T. E. Distributed generation. *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 8(2), páginas 19–25, 2002.
- DWIA. Danish Wind Industry Association. <http://www.windpower.org>, 2013.
- EIRGRID. Eirgrid. <http://www.eirgrid.com/>, 2012.

- EKANAYAKE, J., HOLDSWORTH, L. y JENKINS, N. Comparison of 5th order and 3rd order machine models for doubly fed induction generator (DFIG) wind turbines. *Electric Power Systems Research*, vol. 67, páginas 207–215, 2003.
- ELFRAKT SYSTEM y ELTRA. Wind turbines connected to grids with voltages above 100 kV: Technical regulation for the properties and the regulation of wind turbines. Informe técnico, registered with the Danish Energy Authority, 2004.
- ELLIS, A., KAZACHKOV, Y., MULJADI, E., POURBEIK, P. y SÁNCHEZ-GASCA, J. Description and technical specifications for generic WTG models – a status report. *IEEE Power Systems Conference and Exposition (PSCE)*, páginas 1–8, 2011a.
- ELLIS, A., MULJADI, E., SANCHEZ-GASCA, J. y KAZACHKOV, Y. Generic models for simulation of wind power plants in bulk system planning studies. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, páginas 1 – 8, 2011b.
- EWEA. European Wind Energy Association. <http://www.ewea.org>, 2013.
- FEIJÓO, A., CIDRÁS, J. y CARRILLO, C. A third order model for the doubly-fed induction machine. *Electric Power Systems Research*, vol. 56, páginas 121–127, 2000.
- FEIJÓO, A. E. *Influencia de los parques eólicos en la seguridad estacionaria y calidad de onda de redes eléctricas de gran dimensión*. Tesis Doctoral, Universidade de Vigo. Dpt. de Enxeñería Eléctrica, Vigo, Spain, 1998.
- FEIJÓO, A. E. y CIDRÁS, J. Modeling of wind farms in the load flow analysis. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15(1), páginas 110–115, 2000.
- FEIJÓO, A. E., CIDRÁS, J. y DORNELAS, J. L. G. Wind speed simulation in wind farms for steady-state security assessment of electrical power systems. *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 14(4), páginas 1582–1588, 1999.
- FERNÁNDEZ, L. M., JURADO, F. y SAENZ, J. R. Aggregated dynamic model for wind farms with doubly fed induction generator wind turbines. *Renewable Energy*, vol. 33, páginas 129–240, 2008.
- FERNÁNDEZ, L. *Modelo Multimáquina de Aerogeneradores en Parques Eólicos*. Tesis Doctoral, Universidad de Cádiz, Algeciras, Cádiz, Spain, 2004.
- FERNÁNDEZ, L., GARCÍA, C., SAENZ, J. y JURADO, F. Equivalent models of wind farms by using aggregated wind turbines and equivalent winds. *Energy Conversion and Management*, vol. 50(3), páginas 691 – 704, 2009. ISSN 0196-8904.

- FERNÁNDEZ, L. M., SAENZ, J. R. y JURADO, F. Dynamic models of wind farms with fixed speed wind turbines. *Renewable Energy*, vol. 31(8), páginas 1203 – 1230, 2006. ISSN 0960-1481.
- FERRER GALLARDO, F. *Análisis de la viabilidad de conexión de parques eólicos a la red eléctrica*. Proyecto Fin de Carrera, Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, Spain, 2004.
- FORCE, W. R. E. M. T. WECC wind power plant dynamic modeling guide. Informe técnico, WECC, 2010.
- GARCIA-GRACIA, M., COMECH, M. P., SALLAN, J. y LLOMBART, A. Modelling wind farms for grid disturbance studies. *Renewable Energy*, vol. 33, páginas 2109–2121, 2008.
- GJENGEDAL, T. Large-scale wind power farms as power plants. *Wind Energy*, vol. 8, páginas 361–373, 2005.
- GOMEZ, S. A. y AMENEDO, J. L. R. Grid synchronisation of doubly fed induction generators using direct torque control. En *Proc. IEEE 2002 28th Annual Conf IECON 02 [Industrial Electronics Society of the]*, vol. 4, páginas 3338–3343. 2002.
- GONZÁLEZ, C. J. C. *Análisis y Simulación de Sistemas Eólicos Aislados*. Tesis Doctoral, Departamento Enxeñería Eléctrica, Universidad de Vigo, Vigo, Spain, 2001.
- GONZÁLEZ, M., ROUCO, L., DÍAZ, M. A., RUÍZ, J. D. y THODEN, F. P. Estabilidad, aerogeneradores, generadores asíncronos, turbinas eólica, protecciones. En *Actas de las 5ª Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*. Salamanca (Spain), 1997.
- GROSS, C. A. y MELIPOULOS, S. P. Per-unit scaling in electric power systems. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, páginas 702–708, 1992.
- GWEC. Global wind statistics 2012. Informe técnico, Global Wind Energy Council, 2013.
- GÓMEZ-LÁZARO, E., FUENTES, J. A., MOLINA-GARCÍA, A. y CAÑAS, M. Characterization and visualization of voltage dips in wind power installations. *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 24(4), páginas 2071–2078, 2009.
- GÓMEZ-LÁZARO, E., FUENTES-MORENO, J. A., MOLINA-GARCÍA, A., RUZ, F. y JIMÉNEZ-BUENDÍA, F. Field tests of wind turbines submitted to real voltage dips under the new Spanish grid code requirements. *Wind Energy*, vol. 10, páginas 483–495, 2007.

- HANSEN, A. y MICHALKE, G. Multi-pole permanent magnet synchronous generator wind turbines' grid support capability in uninterrupted operation during grid faults. *Renewable Power Generation, IET*, vol. 3(3), páginas 333–348, 2009. ISSN 1752-1416.
- HANSEN, A., SØRENSEN, P., IOV, F. y BLAABJERG, F. Initialisation of grid-connected wind turbine models in power-system simulations. *Wind Engineering*, vol. 27(1), páginas 21–38, 2003a.
- HANSEN, A. D., JAUCH, C., SØRENSEN, P., IOV, F. y BLAABJERG, F. Dynamic wind turbine models in power system simulation tool digsilent. risø-r-1400(en). Informe técnico, Risø-DTU National Laboratory, 2003b.
- HANSEN, A. D. y MICHALKE, G. Fault ride-through capability of DFIG wind turbines. *Renewable Energy*, vol. 32(9), páginas 1594–1610, 2007a.
- HANSEN, A. D. y MICHALKE, G. Voltage grid support of DFIG wind turbines during grid faults. En *European Wind Energy Conference and Exhibition*. Milan, Italy, 2007b.
- HANSEN, A. D., MICHALKE, G., SØRENSEN, P., LUND, T. y IOV, F. Co-ordinated voltage control of DFIG wind turbines in uninterrupted operation during grid faults. *Wind Energy*, vol. 10, páginas 51–68, 2006a.
- HANSEN, A. D., SØRENSEN, P., IOV, F. y BLAABJERG, F. Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators. *Renewable Energy*, vol. 31(7), páginas 935–951, 2006b.
- HANSEN, L. H., HELLE, L., BLAABJERG, F., RITCHIE, E., MUNK-NIELSEN, S., BINDNER, H., SØRENSEN, P. y BAK-JENSEN, B. Conceptual survey of generators and power electronics for wind turbines. risø-r-1205(en). Informe técnico, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 2001.
- HANSEN, M. H., HANSEN, A., LARSEN, T. J. y ØYE, S. Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine, risø-r-1500(en). Informe técnico, Risø-DTU, 2005.
- HANSEN, M. O. L. *Aerodynamics of wind turbines*. Earthscan Publications, 2008.
- HINRICHSEN, E. N. Controls for variable pitch wind turbine generators. *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-103(4), páginas 886–892, 1984.
- HOFFMAN, J. D. *Numerical Methods for Engineers and Scientists*. CRC Press, second edición, 2001. ISBN-13: 978-0824704438.
- HOLDSWORTH, L., WU, X. G., EKANAYAKE, J. B. y JENKINS, N. Comparison of fixed speed and doubly-fed induction wind turbines during power

- system disturbances. *IEEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150(3), páginas 343–352, 2003.
- IEAWA21. Dynamic models of wind farms for power system studies. status by iea wind r&d annex 21. En *European Wind Energy Conference and Exhibition (London)*. International Energy Agency working group IEA Wind Annex 21, 2004. J.O. Tande and E. Muljadi and O. Carlson and J. Pierik and A. Estanqueiro and P. Sørensen and M. O'Malley and A. Mullane and O. Anaya-Lara and B. Lemstrom.
- IEAWA21. Iea wind annex 21 dynamic models of wind farms for power studies. Informe técnico, International Energy Agency working group IEA Wind Annex 21, 2007. John Olav G Tande and Jarle Eek, Eduard Muljadi and Ola Carlson and Jan Pierik and Johan Morren and Ana Estanqueiro and Poul Sørensen and Mark O'Malley and Alan Mullane and Olimpo Anaya-Lara and Bettina Lemstrom and Sanna Uski-Joutsenvuo.
- IOV, F., HANSEN, A., SORENSSEN, P. y BLAABJERG, F. Wind turbine blockset in matlab/simulink. Informe técnico, Risoe Institute-DTU and Allborg University, 2004a.
- IOV, F., HANSEN, A. D., SØRENSEN, P. y BLAABJERG, F. Simulation platform to model, optimize and design wind turbines. Informe técnico, Aalborg University and Risø National Laboratory, Aalborg, Denmark, 2004b.
- ISHCHENKO, A., MYRZIK, J. y KLING, W. Linearization of dynamic model of squirrel-cage induction generator wind turbine. En *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, páginas 1–8. 2007. ISSN 1932-5517.
- JENKINS, N. Embedded generation. *Power Engineering Journal*, vol. 9(3), páginas 145–150, 1995.
- JIA-BING, H., YI-KANG, H. y HENG, N. Enhanced control of DFIG-used back-to-back pwm vsc under unbalanced grid voltage conditions. *Journal of Zhejiang University SCIENCE A*, vol. 8, páginas 1330–1339, 2007.
- JIMÉNEZ, F., GÓMEZ-LÁZARO, E., FUENTES, J. A., MOLINA-GARCÍA, A. y VIGUERAS-RODRÍGUEZ, A. Validation of a DFIG wind turbine model and wind farm verification following the Spanish grid code. *Wind Energy*, vol. 15(4), páginas 645–659, 2012. ISSN 1095-4244.
- JIMÉNEZ, F., GÓMEZ-LÁZARO, E., FUENTES, J. A., MOLINA-GARCÍA, A. y VIGUERAS-RODRÍGUEZ, A. Validation of a DFIG wind turbine model submitted to two-phase voltage dips following the Spanish grid code. *Renewable Energy*, vol. 57, páginas 27–34, 2013a. ISSN 0960-1481.

- JIMÉNEZ, F., VIGUERAS-RODRÍGUEZ, A., GÓMEZ-LÁZARO, E., FUENTES, J. A. y MOLINA-GARCÍA, A. Validation of a mechanical model for fault ride-through: Application to a Gamesa G52 commercial wind turbine. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 28(3), páginas 707–715, 2013b. ISSN 0885-8969.
- KARINIOTAKIS, G. N. y STAVRAKAKIS, G. S. A general simulation algorithm for the accurate assessment of isolated diesel-wind turbines systems interaction. part ii: Implementation of the algorithm and case-studies with induction generators. *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 10(3), páginas 584–590, 1995.
- KIM, H.-W., KIM, S.-S. y KO, H.-S. Modeling and control of pmsg-based variable-speed wind turbine. *Electric Power Systems Research*, vol. 80(1), páginas 46 – 52, 2010. ISSN 0378-7796.
- KLIMA, J., CHOMAT, M. y SCHREIER, L. Analytical closed-form investigation of pwm inverter induction motor drive performance under dc bus voltage pulsation. *IET Electric Power Applications*, vol. 2(6), páginas 341–352, 2008.
- KRAUSE, P. C., WASYNCHUK, O. y SUDHOFF, S. D. *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*. Wiley-IEEE Press, 2 edición, 2002. ISBN-13: 978-0471143260.
- KRETSCHMANN, J., WREDE, H., MUELLER-ENGELHARDT, S. y ERLICH, I. Enhanced reduced order model of wind turbines with DFIG for power system stability studies. En *Proc. IEEE Int. Power and Energy Conf. PECon '06*, páginas 303–311. 2006.
- KULKA, A. *Pitch and Torque Control of Variable Speed Wind Turbines*. Proyecto Fin de Carrera, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2004.
- KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.
- KUNDUR, P., PASERBA, J., AJJARAPU, V., ANDERSSON, G., BOSE, A., CANIZARES, C., HATZIARGYRIOU, N., HILL, D., STANKOVIC, A., TAYLOR, C., VAN CUTSEM, T. y VITTAL, V. Definition and classification of power system stability iee/cigre joint task force on stability terms and definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, páginas 1387–1401, 2004.
- LEDESMA, P. *Análisis Dinámico de Sistemas Eléctricos con Generación Eólica*. Tesis Doctoral, Universidad Carlos III de Madrid, 2001.
- LEDESMA, P. y USAOLA, J. Minimum voltage protections in variable speed wind farms. En *Proc. IEEE Porto Power Tech*, vol. 4. 2001.

- LEDESMA, P. y USAOLA, J. Contribution of variable-speed wind turbines to voltage control. *Wind Engineering*, vol. 26(6), páginas 347–358, 2002.
- LEDESMA, P. y USAOLA, J. Effect of neglecting stator transients in doubly fed induction generators models. *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 19(2), páginas 459–461, 2004.
- LEDESMA, P. y USAOLA, J. Doubly fed induction generator model for transient stability analysis. *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 20, páginas 388–397, 2005.
- LEI, Y., MULLANE, A., LIGHTBODY, G. y YACAMINI, R. Modeling of the wind turbine with a doubly fed induction generator for grid integration studies. *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21(1), páginas 257–264, 2006.
- LERCH, E. y RUHLE, O. Dynamic simulation of DFIGs for wind power plants. En *Power Engineering Conference, 2005. IPEC 2005. The 7th International*, páginas 1 –98. 2005.
- LI, H. y CHEN, Z. Overview of different wind generator systems and their comparisons. *IET Renewable Power Generation*, vol. 2(2), páginas 123–138, 2008.
- LI, S., LIU, Z. y JIA, Y. Dynamic aggregation of doubly-fed induction generators (DFIGs) for stability analysis of wind power systems. En *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting*, páginas 1–6. 2011.
- LINDHOLM, M. *Doubly Fed Drives for Variable Speed Wind Turbines. A 40kW laboratory setup*. Tesis Doctoral, Technical University of Denmark, Lyngby, Denmark, 2004.
- LUBOSNY, Z. *Wind Turbine Operation in Electric Power Systems. Advanced modeling*. Springer-Verlag, Berlin, Germany,, 2003.
- LUNA, A., LIMA, F., SANTOS, D., RODRIGUEZ, P., WATANABE, E. y ARNALTES, S. Simplified modeling of a dfig for transient studies in wind power applications. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 58(1), páginas 9 –20, 2011. ISSN 0278-0046.
- LUND, T., SOERENSEN, P. y EEK, J. Reactive power capability of a wind turbine with doubly fed induction generator. *Wind Energy*, vol. 10, páginas 379–394, 2007.
- MARKO, S., DARUL'A, I. y VLCEK, S. Development of wind farm models for power systems studies. *Journal of Electrical Engineering*, vol. 56, páginas 165–168, 2005.

- MARVIK, J. I., BJØRGUM, T., NÆSS1, B. I., UNDELAND, T. M. y GJENGEDAL, T. Control of a wind turbine with a doubly fed induction generator after transient failures. En *Nordic workshop on power and industrial electronics*. Trondheim, Norway, 2004.
- MATA DUMENJÓ, M., SÁNCHEZ NAVARRO, J., CASADEVALL BENET, V., GIL CEPEDA, J. y GARCÍA CABALLERO, L. Simplified model of DFIG. *10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Farms*, 2011.
- MATEVOSYAN, J., MARTINEZ VILLANUEVA, S., DJOKIC, S. Z., ACOSTA, J. L., MAT ZALI, S., RESENDE, F. O. y MILANOVIC, J. V. Aggregated models of wind-based generation and active distribution network cells for power system studies - literature overview. En *Proc. IEEE Trondheim PowerTech*, páginas 1–8. 2011.
- MATHWORKS®. *MATLAB® & Simulink®*. MathWorks®, 2012. , accessed Dec. 2012.
- MCG. Wind Funding and M&A. Informe técnico, Mercom Capital Group, 2012.
- MELÍCIO, R., MENDES, V. y CATALÃO, J. Comparative study of power converter topologies and control strategies for the harmonic performance of variable-speed wind turbine generator systems. *Energy*, vol. 36(1), páginas 520 – 529, 2011.
- MENG, Z. J. y XUE, F. An investigation of the equivalent wind method for the aggregation of DFIG wind turbines. En *Proc. Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conf. (APPEEC)*, páginas 1–6. 2010.
- MICHALKE, G. *Variable Speed Wind Turbines - Modelling, Control and Impact on Power Systems*. Tesis Doctoral, Risoe-DTU Wind Energy Department, 2008.
- MICHALKE, G., HANSEN, A. D. y HARTKOPF, T. Control of a wind park with doubly fed induction generators in support of power system stability in case of grid faults. En *Conference Proceedings (Online) p. 8, Brussels, EWEA, 2007*. 2007a.
- MICHALKE, G., HANSEN, A. D. y HARTKOPF, T. Control strategy of a variable speed wind turbine with multipole permanent magnet synchronous generator. En *EWEA*. 2007b.
- MICHALKE, G., HANSEN, A. D. y HARTKOPF, T. Dynamic behaviour of a DFIG wind turbine subjected to power system faults. En *2007 European Wind Energy Conference and Exhibition*. 2007c.

- MILLER, N. W., PRICE, W. W. y SÁNCHEZ-GASCA, J. J. Dynamic modeling of ge 1.5 and 3.6 wind turbine-generators. Informe técnico, GE Power Systems Energy Consulting, Schenectady, NY, 2003.
- MOHAN, N. *Advanced Electric Drives. Analysis, Control and Modeling using Simulink*. Mnpere, 2001.
- MOHAN, N. *Electric Drives an Integrative Approach*. MNPHERE, 2003.
- MOLINA-GARCÍA, A., MUÑOZ BENAVENTE, I., CAÑAS CARRETÓN, M., AMAT-PLATA, S., GÓMEZ-LÁZARO, E. y FUENTES, J.-A. Evaluation of an analytical solution approach to model doubly-fed induction generator. En *17th Power Systems Computation Conference, PSCC 2011*, páginas -. Stockholm, Sweden, 2011.
- MORREN, J., PIERIK, J. T. G., DE HAAN, S. W. H. y BOZELIE, J. Grid interaction of offshore wind farms. part 1. models for dynamic simulation. *Wind Energy*, vol. 8, páginas 265–278, 2005a.
- MORREN, J., PIERIK, J. T. G., DE HAAN, S. W. H. y BOZELIE, J. Grid interaction of offshore wind farms. part 2. case study simulations. *Wind Energy*, vol. 8, páginas 279–293, 2005b.
- MUGICA, M. S., URKIOLA, A. M., VIDAL, M. R. y REDONDO, R. R. Comparison of dynamic models for wind turbine grid integration studies. En *EWECE 04*. 2004.
- MULJADI, E. y PARSONS, B. Comparing single and multiple turbine representations in a wind farm simulation. En *European Wind Energy Conference*. 2006.
- MULJADI, E., WAN, Y., BUTTERFIELD, C. y PARSONS, B. A study of a wind farm power system. En *21st American Society of Mechanical Engineers Wind Energy Symposium*. National Renewable Energy Laboratory, Reno, Nevada, 2002.
- MULLER, S., DEICKE, M. y DE DONCKER, R. W. Adjustable speed generators for wind turbines based on doubly-fed induction machines and 4-quadrant igbt converters linked to the rotor. En *Proc. Conf Industry Applications Conf. Record of the 2000 IEEE*, páginas 2249–2254. 2000.
- NERC. Standard models for variable generation. Informe técnico, North American Electric Reliability Corporation, 116-390 Village Blvd., Princeton, NJ 08540, 2010.
- NOZARI, F., KANKAM, M. D. y PRICE, W. W. Aggregation of induction motors for transient stability load modeling. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 2(4), páginas 1096 –1103, 1987. ISSN 0885-8950.

- NÆSS, B. I., UNDELAND, T. M. y GJENGEDAL, T. Methods for reduction of voltage unbalance in weak grids connected to wind plants. En *IEEE/Cigre Workshop Wind Power and the Impacts on Power Systems*. Oslo, 2002.
- OTTERSTEN, R. *Vector Control of a Double-Sided PWM Converter and Induction Machine Drive*. Proyecto Fin de Carrera, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2000.
- PEÑA, R., CLARE, J. y ASHER, G. Doubly fed induction generator using back-to-back pwm converters and its application to variable-speed wind-energy generation. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, vol. 143(3), páginas 231–241, 1996a. ISSN 1350-2352.
- PEÑA, R., CLARE, J. y ASHER, G. A doubly fed induction generator using back-to-back pwm converters supplying an isolated load from a variable speed wind turbine. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, vol. 143(5), páginas 380–387, 1996b. ISSN 1350-2352.
- PERDANA, A. *Dynamic Models of Wind Turbines. A Contribution towards the Establishment of Standardized Models of Wind Turbines for Power System Stability Studies*. Tesis Doctoral, Division of Electric Power Engineering, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2008.
- PERDANA, A. y CARLSON, O. Comparison of control schemes of wind turbines. En *Nordic Wind Power Conference Proceedings*. Risoe-DTU (Roskilde, Denmark), 2007.
- PERDANA, A., USKI, S., CARLSON, O. y LEMSTROM, B. Comparison of an aggregated model of a wind farm consisting of fixed-speed wind turbines with field measurements. *Wind Energy*, vol. 11, páginas 13 – 27, 2008.
- PETERSSON, A. *Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines*. Tesis Doctoral, Chalmers University of Technology, 2005.
- PETERSSON, A., HARNEFORS, L. y THIRINGER, T. Comparison between stator-flux and grid-flux-oriented rotor current control of doubly-fed induction generators. En *Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference*. Aachen Germany, 2004.
- PETERSSON, A., HARNEFORS, L. y THIRINGER, T. Evaluation of current control methods for wind turbines using doubly-fed induction machines. *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 20, páginas 227 – 235, 2005a.

- PETERSSON, A., HARNEFORS, L., THIRINGER, T. y PETRU, T. Modeling and experimental verification of grid interaction of a DFIG wind turbine. *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 20, páginas 878 – 886, 2005b.
- PETERSSON, A., LUNDBERG, S. y THIRINGER, T. A DFIG wind turbine ride-through system. influence on the energy production. *Wind Energy*, vol. 8, páginas 251–263, 2005c.
- POITIERS, F., BOUAOUICHE, T. y MACHMOUM, M. Advanced control of a doubly-fed induction generator for wind energy conversion. *Electric Power Systems Research*, vol. 79(7), páginas 1085 – 1096, 2009. ISSN 0378-7796.
- POTAMIANAKIS, E. y VOURNAS, C. Aggregation of wind farms in distribution networks. En *Proceedings of European Wind Energy Conference and Exhibition 03*. Madrid, Spain, 2003.
- POWELL, F. E. *Windmills and Wind Motors: How to Build and Run Them*. Spon & Chamberlain, 1910. ISBN-13: 978-1603220415.
- POWER, H. M. A simulation model for wind turbines. *Applied Energy*, vol. 6(5), páginas 395 – 399, 1980. ISSN 0306-2619.
- POWER, H. M. Analytical solution of a simulation model for wind turbines. *Applied Energy*, vol. 9(4), páginas 311 – 316, 1981. ISSN 0306-2619.
- PUJANTE-LÓPEZ, A. J., FUENTES-MORENO, J. A., GÓMEZ-LÁZARO, E., VIGUERAS-RODRÍGUEZ, A. y MOLINA-GARCÍA, A. Performance comparison of a 2 MW DFIG wind turbine model under wind speed variations. En *European Wind Energy Conference and Exhibition (EWEC09)*, página 8. Marseille (France), 2009.
- PÖLLER, M. Doubly-fed induction machine models for stability assesment of wind-farms. En *Proceedings of the IEEE Power-Tech Conference*. Bologna, Italy, 2003.
- PÖLLER, M. y ACHILLES, S. Aggregated wind park models for analyzing power system dynamics. En *4th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*. Billund, Denmark, 2003. Online: <http://www.digsilent.de/Consulting/Publications/WindParkModeling.pdf>.
- GENG QIAO, J., XIANG LU, Z. y MIN, Y. A novel dynamic equivalente method for grid-connected wind farm. *Journal of Zhejiang University SCIENCE A*, vol. 9(4), páginas 558–563, 2008.
- RAHIM, A. H. M. A. y HABIBALLAH, I. O. DFIG rotor voltage control for system dynamic performance enhancement. *Electric Power Systems Research*, vol. 81(2), páginas 503–509, 2011. ISSN 0378-7796.

- RAMTHARAN, G., EKANAYAKE, J. B. y JENKINS, N. Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines. *IET Renewable Power Generation*, vol. 1(1), páginas 3–9, 2007.
- REE. *P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas*. Red Eléctrica de España, 2006.
- RICHARDS, G. G. y TAN, O. T. Simplified models for induction machine transients under balanced and unbalanced conditions. *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. I(1), páginas 15–21, 1981.
- RODRIGUEZ, J. M., FERNANDEZ, J. L., BEATO, D., ITURBE, R., USAOLA, J., LEDESMA, P. y WILHELMI, J. R. Incidence on power system dynamics of high penetration of fixed speed and doubly fed wind energy systems: study of the spanish case. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17(4), páginas 1089–1095, 2002.
- RODRIGUEZ-AMENEDO, J. L., ARNALTE, S. y BURGOS, J. C. Automatic generation control of a wind farm with variable speed wind turbines. *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 17(2), páginas 279–284, 2002.
- RODRÍGUEZ, J. L., BURGOS, J. C. y ARNALTE, S., editores. *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. Rueda, 2003.
- RONCERO, P. *Avances en el Control de Generadores Eólicos y su Conexión a Red mediante Convertidores Electrónicos de Potencia*. Tesis Doctoral, Universidad de Castilla-La Mancha, 2004.
- ROSAS, P. *Dynamic Influences of Wind Power on the Power System*. Tesis Doctoral, Technical University of Denmark, 2003.
- SADA, F. J. *Aggregate Model of Large Wind Parks for Power System Studies*. Proyecto Fin de Carrera, Kungliga Tekniska Högskolan (KTH), Stockholm (Sweden), 2011.
- SAENZ, J. R., TAPIA, G., OSTOLAZA, X., TAPIA, A., CRIADO, R. y BERA-SATEGUI, J. L. Simulation of a wind farm performance under wind speed changes. En *Proc. Part 1: Contributions Electricity Distribution CIRED. 16th Int. Conf. and Exhibition (IEE Conf. Publ No. 482)*, vol. 4. 2001.
- SALLES, M. B. C., HAMEYER, K., CARDOSO, J. R., GRILO, A. P. y RAHMANN, C. Crowbar system in doubly fed induction wind generators. *Energies*, vol. 3, páginas 738 – 753, 2010.
- SALMAN, S. K. y TEO, A. L. Windmill modeling consideration and factors influencing the stability of a grid-connected wind power-based embedded generator. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, páginas 793–802, 2003.

- SCHAUDER, C. y MEHTA, H. Vector analysis and control of advanced static var compensators. *IEEE Proceedings-C*, vol. 140(4), páginas 299–306, 1993.
- SEMAN, S. *Transient performance analysis of wind-power induction generators*. Tesis Doctoral, Helsinki University of Technology, Espoo, Finland, 2006.
- SHAFIU, A., ANAYA-LARA, O., BATHURST, G. y JENKINS, N. Aggregated wind turbine models for power system dynamic studies. *Wind Engineering*, vol. 30(3), páginas 171–186, 2006.
- SKOLTHANARAT, S. *The Modeling and Control of a Wind Farm and Grid Interconnection in a Multi-machine System*. Tesis Doctoral, Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg, Virginia, EEUU, 2009.
- SLOOTWEG, J. G. *Wind Power. Modelling and Impact on Power Systems Dynamics*. Tesis Doctoral, Delft University of Technology, 2003.
- SLOOTWEG, J. G. y KLING, W. L. Aggregated modelling of wind parks in power system dynamics simulations. En *Proc. IEEE Bologna Power Tech*, vol. 3. 2003.
- SLOOTWEG, J. G. y KLING, W. L. Modelling wind turbines for power system dynamics simulations: an overview. *Wind Engineering*, vol. 28(1), páginas 7–26, 2004.
- SLOOTWEG, J. G., POLINDER, H. y KLING, W. L. Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator. En *Proc. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 1, páginas 644–649. 2001.
- SLOOTWEG, J. G., POLINDER, H. y KLING, W. L. Representing wind turbine electrical generating systems in fundamental frequency simulations. *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 18(4), páginas 516–524, 2003.
- SOENS, J., DE BRABANDERE, K., DRIESEN, J. y BELMANS, R. Doubly fed induction machine: Operating regions and dynamic simulation. En *10th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*, páginas 1–10. Toulouse, 2003.
- SØRENSEN, P., HANSEN, A. D. y CARVALHO-ROSAS, P. E. Wind models for simulation of power fluctuations from wind farms. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 90, páginas 1381–1402, 2002.
- SØRENSEN, P., HANSEN, A. D., JANOSI, L., BECH, J. y BAK-JENSEN, B. Simulation of interaction between wind farm and power system. risø-r-1281(en). Informe técnico, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 2001.

- STAVRAKAKIS, G. S. y KARINIOTAKIS, G. N. A general simulation algorithm for the accurate assessment of isolated diesel-wind turbines systems interaction. i. a general multimachine power system model. *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 10(3), páginas 577–583, 1995.
- SØRENSEN, P., HANSEN, A. D., IOV, F., BLAABJERG, F. y DONOVAN, M. H. Wind farm models and control strategies. risø-r-1464(en). Informe técnico, Risø National Laboratory and Allborg University and Energy E2, Roskilde (Denmark), 2005.
- TABESH, A. y IRAVANI, R. Transients behavior of a fixed-speed grid-connected wind farm. En *Proceedings of International Conference on Power Systems Transients (IPST'05)*. Montreal, Canada, 2005.
- TAPIA, A., TAPIA, G., OSTOLAZA, J. X., SAENZ, J. R., CRIADO, R. y BERASATEGUI, J. L. Reactive power control of a wind farm made up with doubly fed induction generators. i. En *Proc. IEEE Porto Power Tech*, vol. 4. 2001.
- TAPIA, G., SANTAMARIA, G., TELLERIA, M. y SUSPERREGUI, A. Methodology for smooth connection of doubly fed induction generators to the grid. *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24(4), páginas 959–971, 2009.
- TAPIA, G., TAPIA, A. y OSTOLAZA, J. X. Two alternative modeling approaches for the evaluation of wind farm active and reactive power performances. *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21(4), páginas 909–920, 2006. ISSN 0885-8969.
- THIRINGER, T. y PETERSSON, A. Control of a variable-speed pitch-regulated wind turbine. Informe técnico, Chalmers University of Technology, 2005.
- THOMSEN, S. C. *Wind turbine control & model predictive control for uncertain systems*. Tesis Doctoral, Technical University of Denmark, Kongens Lyngby, Denmark, 2010.
- TRINADHA, K., KUMAR, A. y SANDHU, K. S. Wind driven induction generator study with static and dynamic loads. *International Journal of Energy Science*, vol. 1(3), páginas 151–161, 2011.
- TRUDNOWSKI, D. J., GENTILE, A., KHAN, J. M. y PETRITZ, E. M. Fixed-speed wind-generator and wind-park modeling for transient stability studies. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19(4), páginas 1911–1917, 2004.
- TSILI, M. y PAPATHANASSIOU, S. A review of grid code technical requirements for wind farms. *IET Renewable Power Generation*, vol. 3(3), páginas 308–332, 2009.

- TSIREKIS, C. D., TSEKOURAS, G. J., HATZIARGYRIOU, N. D. y PAPADIAS, B. C. Investigation of switching transient effects on power systems including wind farms. En *Proc. IEEE Porto Power Tech*, vol. 4. 2001.
- ULLAH, N. R. *Grid Reinforcing Wind Generation*. Proyecto Fin de Carrera, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2006.
- VÁZQUEZ, C. A. G. *Modelos equivalentes de parques eólicos con aerogeneradores diferentes*. Tesis Doctoral, Universidad de Cádiz, Algeciras, 2008. Directores: José Ramón Saenz Ruiz y Luís Fernández Ramírez.
- WAIDE, P. y BRUNNER, C. U. Energy-efficiency policy opportunities for electric motor-driven systems. Informe técnico, International Energy Agency, 2011. Energy Efficiency Series.
- WASYN CZUK, O., MAN, D. T. y SULLIVAN, J. P. Dynamic behavior of a class of wind turbine generators during random wind fluctuations. *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. -(6), páginas 47–48, 1981.
- WOLFRAM. *Mathematica*®. Wolfram, 2012. , accessed Dec. 2012.
- XU, L. y WANG, Y. Dynamic modeling and control of DFIG-based wind turbines under unbalanced network conditions. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22(1), páginas 314–323, 2007. ISSN 1558-0679.
- YANG, L., YANG, G. Y., XU, Z., DONG, Z. Y., WONG, K. P. y MA, X. Optimal controller design of a doubly-fed induction generator wind turbine system for small signal stability enhancement. *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 4(5), páginas 579–597, 2010.
- YANG, Y. y ZHA, X. Aggregating wind farm with DFIG in power system online analysis. En *Proc. IEEE 6th Int. Power Electronics and Motion Control Conf. IPEMC '09*, páginas 2233–2237. 2009.
- ZHANG, Y. y ULA, S. Comparison and evaluation of three main types of wind turbines. En *Proc. T&D Transmission and Distribution Conf. and Exposition IEEE/PES*, páginas 1–6. 2008.
- ZHOU, H. Q., SONG, Z. P., WANG, J. P. y XUE, Y. A review on dynamic equivalent methods for large scale wind farms. En *Proc. Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conf. (APPEEC)*, páginas 1–7. 2011.
- ZILL, D. G. y WRIGHT, W. S. *Advanced Engineering Mathematics*. Jones and Bartlett publishers, 4th edición, 2009. 978-0763779665.