MONDRAGON UNIBERTSITATEA

GOI ESKOLA POLITEKNIKOA

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

Departamento de Electrónica

Tesis Doctoral

Aportaciones al Control Centralizado de un Parque Eólico

Maider Santos Múgica

Directores

Miguel Ángel Rodríguez Vidal

Ion Etxeberria Otaduy

Mayo de 2007

En los momentos de crisis, sólo la imaginación es más importante que el conocimiento.

Albert Einstein

Dedicatoria

A mi hijo Gorka y a mi amama Brunita.

Agradecimientos

Esta tesis se ha podido acabar gracias a la ayuda de muchas personas, a todas ellas me encantaría agradecerles su ayuda y presencia durante estos largos cuatro años.

A Raul Reyero por darme la oportunidad de disfrutar de una beca de la Fundación Iñaki Goenaga (Gobierno Vasco) para desarrollar la tesis en unas condiciones inmejorables y confiar en mí.

A Agurtzane Aguirre, por su amistad, apoyo y constante sonrisa.

A mis padres y a Jorge por ayudarme en todos los quehaceres de una madre y aguantarme todos y cada uno de los días, lo cual ha posibilitado la redacción de la memoria.

A los compañeros de CIDAE y de la Universidad de Mondragon (Sergio A., Iker G., Gonzalo A., Olatz G, Igor B., Mikel S., Izaskun S., Jonan B., Gaizka A., Gaizka U., Javi P.) por los buenos momentos que me han hecho pasar a la hora del café cuando más falta me hacía sonreír; especialmente a Iñigo por llevarme al chino a reponer fuerzas los largos fines de semanas de Enero, Febrero y Marzo, y a Josu G. por su constante apoyo moral.

Finalmente me gustaría agradecer de una forma especial el trabajo de tres personas, sin las cuales la tesis no seria más que una ilusión, a Miguel R. (artífice y cabecilla de todo esto) por su excelente labor de dirección, dedicación personal y amistad, a Ion E. por su ayuda y consejos en los momentos más difíciles y a Itoitz E. por todo el tiempo que ha dedicado a ayudarnos en la elaboración de la tesis y obtención de los resultados.

A todos, sinceramente muchas gracias.

RESUMEN

La potencia eólica instalada actualmente en España supera los 11.600 MW (14% de la potencia total instalada y un 9% de la demanda de energía eléctrica total en el 2006) con unas perspectivas de conexión de 20.155 MW para el año 2010 [IDAE-05].

Este nivel de penetración de generación no-programable hace necesario el replanteamiento de los procedimientos de explotación de parques eólicos vigentes hasta el momento. Se pretende que éstos contribuyan, en la medida de sus posibilidades, a la operación del sistema, compartiendo las tareas de control básicas con las centrales convencionales. El objetivo principal es preservar los niveles de calidad y fiabilidad de los que goza en la actualidad el sistema eléctrico además de optimizar los recursos energéticos que componen el mismo.

No obstante, la práctica totalidad de las instalaciones eólicas españolas están basadas en máquinas asíncronas (de jaula de ardilla – 20% – o de rotor bobinado doblemente alimentadas – 80%) cuyas prestaciones son muy diferentes a las de las máquinas síncronas empleadas en las centrales convencionales. Por esta razón y debido a las características de la fuente primaria en la que se basan, el viento, es necesario adaptar los sistemas de control y gestión de los parques para que éstos se comporten de una forma similar a la de las centrales convencionales.

En este marco de referencia se desarrolla la presente tesis doctoral, cuyo objetivo principal es la propuesta de una estrategia de control centralizado orientado a parques eólicos basados en aerogeneradores doblemente alimentados, que permita comportarse al conjunto de la instalación como un único dispositivo controlado capaz de responder ante consignas del Operador de Sistema (OS), asemejándose de esta forma al funcionamiento de una central convencional y mejorando su integración en el sistema.

El control centralizado se sitúa en la posición más alta de una jerarquía de controles que se fundamentan los unos sobre los otros, comenzando desde el control local de una única turbina hasta llegar al control centralizado del conjunto de la instalación. Así, el desarrollo de un control centralizado requiere la consideración tanto de las capas inferiores de control como de los modelos de los aerogeneradores que componen el parque. Por consiguiente, en una primera fase se proponen y validan los modelos de los aerogeneradores que compondrán el parque, así como su control a nivel de turbina. Posteriormente, se definen los controles de potencia activa y reactiva a nivel de parque, sobre cuya base se realiza finalmente la propuesta de control centralizado.

Además y con objeto de validar los sistemas de control propuestos y las prestaciones obtenidas con los mismos, se definen una serie de escenarios basados en diferentes normativas de conexión y procedimientos de operación de parques eólicos. Los resultados obtenidos muestran cómo en función no solo de las estrategias de control desarrolladas a nivel de parque sino de los controles empleados a nivel de aeroturbina, el aerogenerador dispone de la capacidad de participar en el control primario de tensión y frecuencia de la red, pudiendo de esta forma contribuir a la operación del sistema en momentos que pueden resultar críticos para el mismo.

ABSTRACT

Nowadays the wind power installed in Spain surpasses the 11,600 MW and it is expected to be up to 20.000MW by 2010. The perspective of implantation of new wind turbines added to the already existing ones make it necessary to modify the way the wind parks are exploited in order to operate as close as possible like conventional power stations.

In this frame of reference is developed the PhD with two main objectives; the first one to develop a centralized control strategy that makes it possible to control the whole park like an single controlled device following the references giving by the SO and the second one is to operate wind farms as conventional parks.

This PhD proposes the simulation models of the devices that conform the wind farm as well as the centralized control strategy to evaluate the impact of the whole facility in the power system.

On the basis of the wind farm grid connection requirements the PhD defines different simulation settings depending on the analyzed studies. First of all the models used to simulate the wind turbine as well as the turbine level controls, are validated; secondly the park level power controls (active and it reactive) and the centralized control itself are defined.

Obtained results show that, depending not only on the wind farm control level strategy but also on the controls developed at wind turbine level, the proposed system is able to participate (to support) in the primary voltage and frequency control, becoming therefore an active actor of the power system control.

ÍNDICE

RESUMEN ix

ABSTRACT xi

ÍNDICE xiii

ÍNDICE DE FIGURAS xx

1 INTRODUCCIÓN A LA TESIS 1

1.1 Motivación de la tesis 3

1.2 Nuevas funcionalidades de los parques eólicos 6

1.2.1 Generación de energía 7

1.2.2 Participación en el balance energético del sistema eléctrico 8

1.2.3 Control de tensión 9

1.2.4 Aporte de la corriente de falta 9

1.3 Tecnologías de aerogeneradores 10

1.3.1 Conceptos generales 10

1.3.2 Tecnologías empleadas en la generación eólica de velocidad fija y velocidad variable 12

1.4 Objetivos de la tesis y marco de trabajo 16

1.5 Organización del documento 18

2 PARTICIPACIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA 21

2.1 Introducción 23

2.2 Análisis de las normativas de conexión de parques eólicos 23

2.2.1 Potencia y control de potencia 25

2.2.2 Rango de frecuencia y control 25

2.2.3 Control de tensión 26

2.2.4 Comportamiento ante faltas 27

2.3 Control de tensión y aporte de potencia reactiva en la red de transporte española 29

2.4 Estabilidad y variaciones de tensión 30

2.4.1 Estabilidad de tensión 31

2.4.2 Variaciones de tensión 34

2.4.2.1 Variación de tensión en el punto de conexión del parque 34

2.4.2.2 Variación de tensión en el punto de conexión del aerogenerador 35
2.4.3 Potencia de cortocircuito y ratio *X/R* 37
2.4.4 Nivel de penetración 39
2.5 Control de tensión 40
2.5.1 Control de tensión en el punto de conexión del parque 41
2.5.2 Control de tensión en el punto de conexión del aerogenerador 41
2.5.3 Control mixto 43
2.6 Control de frecuencia 43
2.6.1 Mediante el control de pitch 44
2.6.2 Mediante el control de la velocidad de rotor 44
2.6.3 Aporte de Inercia 44
2.7 Control centralizado de parque 45
2.7.1 Control centralizado con consignas de P y Q provenientes del OS 46
2.7.2 Control centralizado, actuando contra la red (V y f) 46
2.7.3 Control centralizado, control de nudo (despacho delegado) 48
2.7.4 Control Automático de la Generación (AGC) 49
2.8 Especificaciones y restricciones de funcionamiento de un parque eólico 51
2.8.1 Modos de funcionamiento del control de potencia activa 51
2.8.2 Modos de funcionamiento del control de potencia reactiva 52
2.8.3 Aporte de Inercia 52
2.8.4 Limitaciones de instalación de potencia activa 52
2.8.5 Limitaciones de tensión, potencia reactiva 53
2.8.6 Limitaciones de frecuencia, potencia activa 53
2.8.7 Definición de la jerarquía de control 53
2.9 Conclusiones 55
3 MODELADO DE LOS COMPONENTES DEL PARQUE EÓLICO SELECCIONADO 57
3.1 Introducción 59
3.2 Modelado de un aerogenerador de velocidad fija 61
3.2.1 Sistema aerodinámico 61

3.2.2 Sistema de accionamiento y control de pitch 63
3.2.3 Sistema mecánico 64
3.2.4 La máquina eléctrica 65
3.2.5 Sistema de control del generador de velocidad fija 67
3.3 Modelado del sistema de control y convertidores del aerogenerador de velocidad variable 68
3.3.1 Modelo del generador 69
3.3.2 Modelo de los convertidores 69
3.3.3 Modelo del crowbar 70
3.3.4 Sistema de control de par y potencia reactiva 71
3.3.4.1 Control Vectorial clásico con fuentes de tensión 71
3.3.4.2 Control Vectorial con fuentes de corriente 71
3.3.4.3 Control Vectorial de par electromagnético y potencia reactiva 73
3.3.4.4 Modelo en régimen permanente 73
3.3.5 Estrategia de control de la aeroturbina 74
3.3.5.1 Control Indirecto de Velocidad 75
3.3.5.2 Control Directo de Velocidad 77
3.3.5.3 Comparativa 79
3.4 Dimensionamiento del aerogenerador 80
3.4.1 Características generales 80
3.4.2 Aerogenerador de velocidad fija 82
3.4.3 Aerogenerador de velocidad variable 83
3.5 Modelado del sistema eléctrico del parque y su conexión con la red de transporte 85
3.5.1 Modelado de los transformadores 86
3.5.2 Modelado de las líneas 86
3.5.3 Modelo de la subestación transformadora 86
3.6 Modelos agregados 87
3.7 Escenarios y simulaciones de validación de modelos 89
3.7.1 Simulaciones MATLAB/Simulink 89
3.7.1.1 Selección del modelo de la máquina eléctrica y del sistema mecánico 89

3.7.1.2 Selección del modelo del sistema de control y de los convertidores ... 89
3.7.1.3 Selección del modelo del crowbar ... 89
3.7.2 Simulaciones PSCAD ... 90
3.7.2.1 Modelo de la máquina eléctrica y del sistema mecánico ... 90
3.7.2.2 Modelos agregados y modelo de líneas ... 90
3.7.2.3 Modelo del sistema de control, convertidores y crowbar ... 90
3.7.3 Simulaciones de parque ... 90
3.8 Conclusiones ... 92
4 CONTROL CENTRALIZADO (P/Q) PROPUESTO ... 95
4.1 Introducción ... 97
4.2 Control a nivel de parque ... 98
4.2.1 Introducción ... 98
4.2.2 Control de potencias activa y reactiva ... 99
4.3 Control a nivel de aeroturbina ... 101
4.3.1 Control de potencia activa ... 103
4.3.1.1 Control de potencia ... 105
4.3.1.2 Aporte inercia ... 108
4.3.1.3 Lógica de funcionamiento ... 109
4.3.1.4 Generación de la potencia disponible ... 109
4.3.2 Control de potencia reactiva ... 110
4.3.2.1 Límites de corriente ... 111
4.3.2.2 Relación entre las componentes activa/reactiva de las corrientes ... 113
4.4 Definición de escenarios ... 116
4.5 Conclusiones ... 117
5 CONTROL PRIMARIO APLICADO A PARQUES EÓLICOS ... 119
5.1 Introducción ... 121
5.2 Control Primario de una Central Hidráulica ... 123
5.2.1 Control primario de tensión ... 123
5.2.1.1 Modelo del sistema de control de excitación ... 123

5.2.1.2 Implementación del control primario de tensión 125
5.2.2 Control primario de frecuencia 126
5.2.2.1 Modelo del control de potencia de la turbina 126
5.2.2.2 Implementación del control primario de frecuencia 127
5.2.3 Definición del escenario de simulación 129
5.3 Coordinación / Interacción entre dos centrales convencionales 130
5.3.1 Control primario de tensión 130
5.3.2 Control primario de frecuencia 130
5.3.3 Automatic Generation Control (AGC) 132
5.3.4 Definición del escenario de simulación 133
5.4 Control primario del Parque Eólico 133
5.4.1 Control primario de tensión 135
5.4.2 Control primario de frecuencia 137
5.4.3 Definición del escenario de simulación 138
5.5 Coordinación entre Centrales Convencionales y Parques Eólicos 139
5.5.1 Control primario de tensión 140
5.5.2 Control primario de frecuencia 140
5.5.3 Definición del escenario de simulación 141
5.6 Conclusiones 142
6 RESULTADOS DE SIMULACIÓN 145
6.1 Introducción 147
6.2 Validación de los modelos de máquinas y su control en MATLAB/Simulink 148
6.2.1 Modelo de la máquina eléctrica y del sistema mecánico 148
6.2.1.1 Sistema mecánico de una masa 149
6.2.1.2 Sistema mecánico de dos masas 150
6.2.1.3 Comentarios 151
6.2.2 Modelo del sistema de control con fuentes de tensión 151
6.2.2.1 Respuesta ante un escalón de par 152
6.2.2.2 Respuesta ante un escalón de Q 153
6.2.2.3 Respuesta ante un hueco de tensión 154
6.2.2.4 Comentarios 155

6.2.3 Modelo del sistema de control, convertidores y crowbar 155
6.2.3.1 Comentarios 157
6.2.4 Conclusiones 157
6.3 Validación de modelos de máquina eléctrica en PSCAD 157
6.3.1 Modelo de la máquina eléctrica y del sistema mecánico 158
6.3.1.1 Un aerogenerador 158
6.3.1.2 Dos aerogeneradores con líneas idénticas 158
6.3.1.3 Dos aerogeneradores con líneas diferentes 159
6.3.2 Modelos agregados y modelo de líneas 159
6.3.2.1 Modelo agregado sin líneas 159
6.3.2.2 Modelo agregado de 2 aerogeneradores con líneas idénticas 160
6.3.2.3 Modelo agregado de dos aerogeneradores con líneas diferentes 160
6.3.3 Conclusiones 160
6.4 Control centralizado de P/Q de un Parque Eólico 161
6.4.1 Control centralizado de Q 162
6.4.2 Control centralizado de P 164
6.5 Control primario de la central hidráulica 166
6.6 Interacción entre los controles primarios de dos centrales hidráulicas 168
6.7 Control primario del parque 169
6.7.1 AVC 170
6.7.2 AFC y aporte de inercia 171
6.8 Interacción entre el control primario de la central hidráulica y el parque eólico 172
6.8.1 Aporte de inercia 172
6.9 Conclusiones 174
7 CONCLUSIONES GENERALES 177
7.1 Resumen del trabajo realizado 179
7.2 Conclusiones generales y aportaciones 180
7.3 Perspectivas 181
ANEXO A. ANÁLISIS NORMATIVAS 183

ANEXO B. CONTROL VECTORIAL 209
NOMENCLATURA 257
BIBLIOGRAFÍA 261

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Pérdida de generación de energía eólica (incidente producido a las 22h00 del 4 de noviembre de 2006). 3

Figura 1-2: Demanda de energia y producción eólica el 1 de Marzo de 2005. 4

Figura 1-3: Demanda de energia y producción eólica el 19 de Marzo de 2007. 5

Figura 1-4: Configuraciones eléctricas de aerogeneradores basadas en máquinas asíncronas. 13

Figura 1-5: Configuraciones eléctricas de aerogeneradores basadas en máquinas síncronas. 13

Figura 1-6: Proceso de conversión de la energía mecánica en eléctrica para diferentes máquinas eléctricas. 15

Figura 2-1: Comparación de los rangos de frecuencia y tiempos de funcionamiento.... 26

Figura 2-2: Parque eólico conectado a la red. 30

Figura 2-3: Circuito equivalente del generador la línea y el parque eólico (nudo PQ).. 31

Figura 2-4: Curvas tensión potencia. 33

Figura 2-5: Esquemas monofásicos equivalentes del circuito del parque. 35

Figura 2-6: Ratio X/R. 38

Figura 2-7: Servicio auxiliar de tensión del PO 7.4. 39

Figura 2-8: Característica estática. 40

Figura 2-9: Control de tensión en bornes de la aeroturbina propuesto por Ledesma. Convertidor de red. 41

Figura 2-10: Control de tensión en bornes de la aeroturbina propuesto por Akhmatov. Convertidor de red. 42

Figura 2-11: Control de tensión en bornes de la aeroturbina. Convertidor de rotor..... 42

Figura 2-12: Control de frecuencia delta y caída de tensión. 44

Figura 2-13: Funciones de Control de un generador convencional frente a los aerogeneradores actuales. 46

Figura 2-14: Funciones de Control de los futuros aerogeneradores..... 47

Figura 2-15: Esquema de control de potencias de un parque eólico. 48

Figura 2-16: Gestión de nudo de transporte. 49

Figura 2-17: Funciones de Control de P. (a) Balance Control, (b) Delta Control, (c) Automatic Fequency Control. 51

Figura 2-18: Funciones de Control de Q. (a) Reactive Power Control, (b) Automatic Voltage Control. 52

Figura 2-19: Estructura de control y gestión 53

Figura 2-20: Señales de comunicación entre el OS, el control el control de parque y el control de aeroturbina. 54

Figura 3-1: Modelo del aerogenerador de velocidad fija (a); modelo del aerogenerador de velocidad variable (b). 59

Figura 3-2: Esquema general del aerogenerador de velocidad fija (a); esquema general del aerogenerador de velocidad variable (b)..... 60

Figura 3-3: Sistema de control del pitch..... 63

Figura 3-4: Control de pitch en el aerogenerador de velocidad fija. 63

Figura 3-5: Sistema de dos masas. 64

Figura 3-6: Sistema de una masa. 65

Figura 3-7: Circuito equivalente de la máquina de inducción. 66

Figura 3-8: Modelo del sistema de compensación de potencia reactiva. 67

Figura 3-9: Diagrama de bloques de un aerogenerador de velocidad variable basado en un DFIG. 68

Figura 3-10: Modelo del bus DC para el modelo SCM. 69

Figura 3-11: Esquema eléctrico y esquema equivalente del crowbar. 71

Figura 3-12: Diagrama de control del convertidor de la máquina y del inversor de red. 71

Figura 3-13: Diagrama de control de la máquina y del convertidor de red con fuentes de corriente (modelo máquina completo). 72

Figura 3-14: Control Vectorial de par electromagnético y potencia reactiva..... 73

Figura 3-15: Estrategia de control de la aeroturbina de 4 zonas. 74

Figura 3-16: Control Indirecto de Velocidad ($D_{tm}=D_t+D_m$). 75

Figura 3-17: Control Directo de Velocidad. 77

Figura 3-18: Generación de la consigna de velocidad de giro en el CDV. 78

Figura 3-19: Perfil de la variable C_p aerogenerador de velocidad fija. 82

Figura 3-20: Potencia entregada por el aerogenerador de velocidad fija. 82

Figura 3-21: Perfil de la variable C_p modificada, en función de Lambda. 83

Figura 3-22: Estrategia de control de velocidad empleada..... 84

Figura 3-23: Potencia entreDFIG por la aeroturbina empleada (azul); potencia entreDFIG por la aeroturbina G83 de Gamesa (negro). 85

Figura 3-24: Modelo de una línea..... 86

Figura 3-25: Modelo del sistema de compensación de potencia reactiva SVC..... 87

Figura 3-26: Esquema eléctrico del parque. 90

Figura 4-1: Control de parque: a) control de potencia activa y b) control de potencia reactiva. 98

Figura 4-2: Esquema general control de aeroturbina: a)control del generador y b) control del *pitch*. 102

Figura 4-3: Estrategia de control de potencia activa implementado. 104

Figura 4-4: Curvas de extracción de potencia máxima y *deloaded*. 106

Figura 4-5: Diagrama esquemático del funcionamiento *deloaded*. 106

Figura 4-6: Lazo de control suplementario (T_j) para aporte de inercia. 108

Figura 4-7: Gestión de la consigna de potencia reactiva de la subestación. 110

Figura 4-8: Capacidad límite reactiva del generador eléctrico. Teniendo en cuenta la limitación de corriente del convertidor de rotor. 115

Figura 4-9: Capacidad límite reactiva del convertidor de red. Teniendo en cuenta la limitación de corriente. 115

Figura 4-10: Escenario de simulación para validar el control centralizado de P y Q del parque. 116

Figura 5-1: Diagrama de bloques de una central convencional y estructura de control del control primario. 123

Figura 5-2: Diagrama de bloques del sistema de control de tensión. 124

Figura 5-3: Estructura de control del control primario. 125

Figura 5-4: Estructura de control del control primario de tensión, regulando la tensión en el nudo de conexión. 126

Figura 5-5: Esquema básico del control de potencia de la turbina. 126

Figura 5-6: Esquema del control de velocidad (asociado al control de frecuencia). 128

Figura 5-7: Control de velocidad con característica de estatismo. 128

Figura 5-8: Curva característica potencia frecuencia de un generador síncrono. 129

Figura 5-9: Control primario de una central convencional. 130

Figura 5-10: Interacción del control primario de frecuencia de dos centrales, sin control secundario. 131

Figura 5-11: Interacción de centrales, con control suplementario. 132

Figura 5-12: Coordinación entre centrales convencionales, estructura de simulación. 133

Figura 5-13: Control centralizado de parque con control primario; a) Control de potencia activa; b) Control de potencia reactiva. 134

Figura 5-14: Estrategia de control de tensión mediante la pendiente de característica estática. 136

Figura 5-15: Característica estática con histéresis. 136

Figura 5-16: Estrategia de control de la pendiente de característica estática. 137

Figura 5-17: Característica estática con histéresis. 138

Figura 5-18: Escenario de simulación para validar el control centralizado de *P* y *Q* del parque. 139

Figura 5-19: Coordinación entre una Central Convencional y un Parque Eólico. 139

Figura 5-20: Interacción entre una central hidráulica y el parque eólico. 141

Figura 6-1: Evolución de la tensión, corriente, potencia activa y reactiva de estator con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de una masa. 149

Figura 6-2: Evolución de la velocidad y el par electromagnético con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de una masa. 149

Figura 6-3: Evolución de la tensión, corriente, potencia activa y reactiva de estator con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de dos masas. 150

Figura 6-4: Evolución de la velocidad y el par electromagnético con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de dos masas. 150

Figura 6-5: Evolución de la tensión, corriente, potencia activa y reactiva de estator con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de una masa. 152

Figura 6-6: Evolución de la velocidad y el par electromagnético con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de una masa. 152

Figura 6-7: Evolución de la tensión, corriente, potencia activa y reactiva de estator con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de una masa. 153

Figura 6-8: Evolución de la velocidad y el par electromagnético con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de una masa. 153

Figura 6-9: Evolución de la tensión, corriente, potencia activa y reactiva de estator con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de una masa. 154

Figura 6-10: Evolución de la velocidad y el par electromagnético con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de una masa. 154

Figura 6-11: Evolución de la tensión, corriente, potencia activa y reactiva de estator durante el funcionamiento del crowbar. 156

Figura 6-12: Evolución de la velocidad y el par electromagnético durante el funcionamiento del crowbar. 156

Figura 6-13: Respuesta de un aerogenerador ante un hueco de tensión. 158

Figura 6-14: Respuesta de dos aerogeneradores en el nudo de conexión de ambos con líneas ante un hueco de tensión. 158

Figura 6-15: Respuesta del conjunto de dos aerogeneradores ante un hueco de tensión para líneas diferentes (1 y 0,5 Km izquierda) y (1 y 0,1 Km derecha) 159

Figura 6-16: Respuesta del modelo agregado de dos aerogeneradores ante un hueco de tensión..... 159

Figura 6-17: Respuesta del modelo agregado de dos aerogeneradores con una línea de 1km ante un hueco de tensión. 160

Figura 6-18: Respuesta del modelo agregado de dos aerogeneradores ante un hueco de tensión con línea media (1 y 0,5 km izquierda) y (1 y 0,1 km derecha). 160

Figura 6-19: Escenario de simulación para validar el control centralizado de P y Q del parque. 161

Figura 6-20: Potencia reactiva. Control centralizado de Q. 163

Figura 6-21: Control de potencia reactiva en un aerogenerador. Control centralizado de Q. 163

Figura 6-22: Control centralizado de P..... 164

Figura 6-23: Control a nivel de aerogenerador. Control centralizado de P..... 165

Figura 6-24: Escenario de simulación escogido para analizar el control primario de frecuencia de la central hidráulica..... 166

Figura 6-25: Respuesta control primario de frecuencia implementado en la central convencional..... 167

Figura 6-26: Respuesta en frecuencia variando la pendiente característica del control primario de frecuencia de la central hidráulica. 167

Figura 6-27: Escenario de simulación. Interacción entre dos centrales hidráulico. 168

Figura 6-28: Interacción de los controles primarios de frecuencia de dos centrales convencionales. 169

Figura 6-29: Escenario de simulación para validar el control primario (AVC y AFC) del parque. 169

Figura 6-30: AVC del parque. 170

Figura 6-31: AFC y aporte de inercia del parque. 171

Figura 6-32: Aporte de inercia. Interacción central convencional y parque. 172

Figura 6-33: Potencias y frecuencia los aerogeneradores. Interacción entre la central convencional y el parque. 173

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN A LA TESIS

Este capítulo de introducción desarrolla los conceptos básicos relacionados con las energías alternativas y convencionales, así como el papel que juega la energía eólica en el sistema eléctrico actual.

1.1 Motivación de la tesis

El crecimiento de la generación no programable en nuestro país, propiciado principalmente por el auge espectacular de la energía eólica que contribuye en la actualidad con más de 11.600 MW y con unas perspectivas de conexión de 20.155MW, hace que el estudio propuesto en este proyecto sea de gran interés para el sector eléctrico y energético nacional.

En efecto, este nivel de penetración de generación no-programable hace necesario el replanteamiento de los procedimientos de explotación de parques eólicos vigentes hasta el momento haciendo que éstos contribuyan, en la medida de sus posibilidades, a la operación del sistema y compartan las tareas de control básicas con las centrales convencionales.

El impacto de este tipo de energía en la operación del sistema es más que evidente en la actualidad como lo muestran incidentes recientes acaecidos en el sistema. Los aspectos más críticos que determinan este impacto son (1) la respuesta de los parques ante contingencias del sistema y (2) el carácter no programable de la generación.

Uno de los incidentes más importantes relacionados con la respuesta ante anomalías del suministro es el apagón ocurrido el 4 de noviembre de 2006 y que afectó a diez países europeos. Este incidente se originó en Alemania a raíz de la desconexión de una línea de EON, lo cual provocó un déficit de energía eléctrica que tuvo repercusiones en un gran número de países europeos. En Francia, a fin de restablecer el equilibrio del sistema eléctrico, parte del consumo de electricidad (5.200MW sobre los 56.000 que se consumía en ese momento) fueron de inmediato interrumpidos. En España, la brusca caída de la frecuencia a valores próximos a los 49 Hz, propaDFIG a través de la conexión con Francia, provocó la desconexión de 2.800 MW de generación eólica (Figura 1-1).

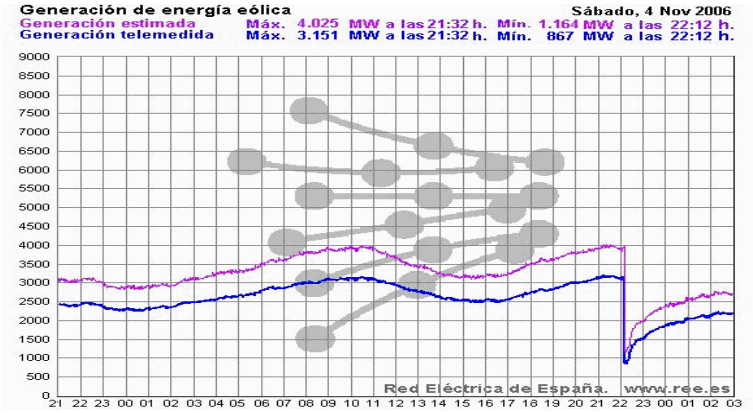


Figura 1-1. Pérdida de generación de energía eólica (incidente producido a las 22h00 del 4 de noviembre de 2006).

Las razones de esta pérdida fueron precisamente las protecciones de los parques eólicos, basadas en la OM de 1985. No obstante, reaccionar ante caídas de frecuencia desconectando la generación eólica es contrario a lo que el sistema necesita, ya que empeora la situación de desequilibrio entre demanda y generación existente, con lo que se incrementan los efectos del corte de suministro. La desconexión se realizó de forma descontrolada por lo que para recuperar la situación, en pocos minutos se recurrió a otro tipo de generación para suplir a la generación eólica no disponible en aquel momento. Este incidente hace evidente la necesidad de adecuación de la reglamentación actual para que la energía eólica participe en la cobertura de la demanda también en momentos críticos como éste.

Otro gran punto problemático de la generación eólica está relacionado con su carácter no programable. La condición de generadores eléctricos obliga a los productores eólicos a integrarse en el Mercado con el fin de mejorar los costes de los desvíos y optimizar la reserva rodante, ante la importante penetración de este tipo de sistemas. No obstante, la producción de energía eólica presenta algunas singularidades, derivadas de su carácter no programable, que obliga a disponer en el sistema de reservas de potencias suficientes en todo momento, procedentes de otras fuentes de energía convencionales, incrementando de esta forma los gastos de operación del sistema. Esta particularidad exige la optimización de las funciones de previsión, monitorización y control de este tipo de generación, a partir de las telemedidas de la producción eólica, de forma que la operación del sistema se pueda realizar en las condiciones adecuadas de seguridad y economía, tal y como ocurre con las centrales del régimen ordinario.

En este contexto, la Asociación Empresarial Eólica (AEE), ha promovido un proyecto de predicción de la producción de energía de parques eólicos, conocido como *Ejercicio de Predicción*. El proyecto ha tenido como principales objetivos evaluar el resultado alcanzable con las herramientas actuales y analizar la incidencia en los errores de los diferentes factores que intervienen en la predicción, fundamentalmente la orografía, los vientos térmicos, los tipos de modelos de predicción, el horizonte temporal sobre el que programar, etc. Sobre un conjunto de siete parques eólicos, diferentes empresas predictoras han realizado una predicción operativa diaria durante un periodo que ha abarcado desde Agosto de 2004 hasta finales de Marzo de 2006. Según el informe final del proyecto [AEE-EP] los resultados del mismo revelan que los modelos estadísticos ofrecen un grado de exactitud suficiente a un coste razonable, sobre todo en el caso de agrupar los siete parques analizados.

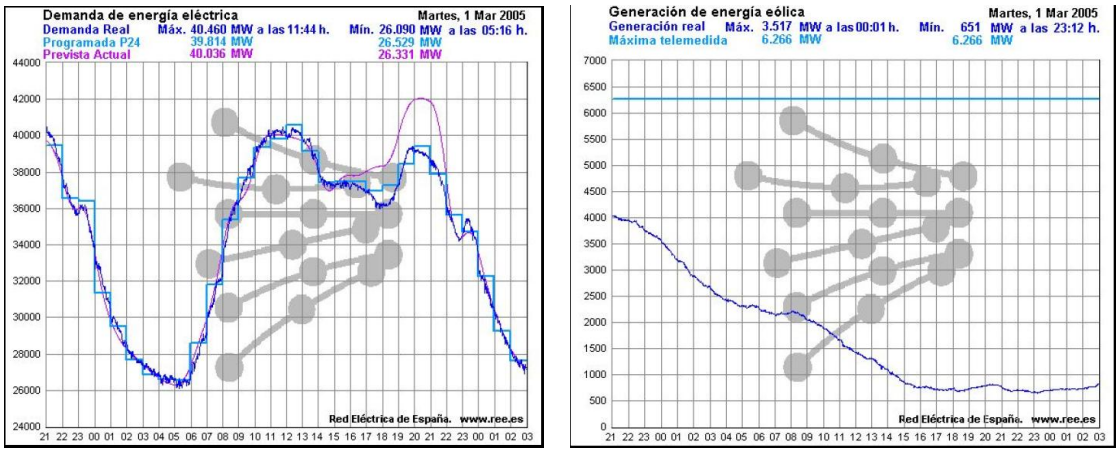


Figura 1-2: Demanda de energía y producción eólica el 1 de Marzo de 2005.

Una adecuada predicción permitiría optimizar la reserva, evitando un sobredimensionamiento excesivo de la misma derivado de los errores de programación. Sin embargo, a la complejidad de la predicción de la producción eólica se le añade su gran variabilidad, pudiéndose alcanzar gradientes de hasta 200-300MW/h (Figura 1-2) que condicionan de forma evidente el funcionamiento de los sistemas de generación convencionales que deben seguir las pautas marcadas por la evolución temporal de la energía eólica.

Por último, cabe destacar que el carácter aleatorio de este tipo de energía hace que su contribución no se ajuste necesariamente a la demanda existente en cada momento. Así pueden producirse casos en los que exista una muy baja generación eólica en momentos de gran demanda y viceversa. Un ejemplo claro del primero de los casos se produjo el 1 de marzo de 2005 (Figura 1-2). Ese día el sistema llego al límite de su capacidad, debido a una ola de frío y la indisponibilidad tanto de una serie de sistemas de generación convencionales como a la disminución del viento cuando más se necesitaba (la producción eólica pasó de 4.000 MW a 700 MW es decir, del 9% al 1,6% del pico de la demanda). En el polo opuesto, se puede destacar el comportamiento de la eólica el día 19 de marzo de 2007, en el que su contribución a lo largo de todo el día fue superior a los 7000MW (Figura 1-3).

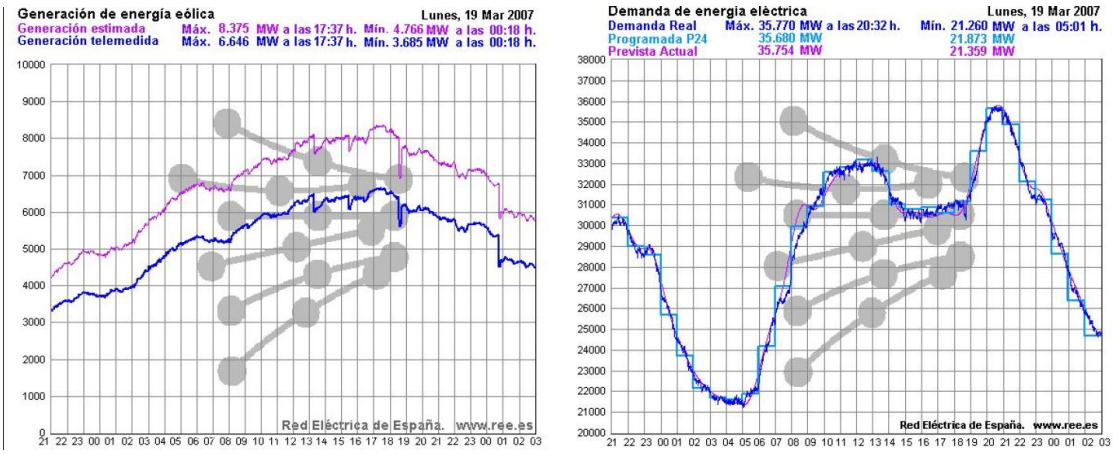


Figura 1-3: Demanda de energía y producción eólica el 19 de Marzo de 2007.

La integración efectiva en el sistema eléctrico de la generación eólica significa mejorar su impacto global en la operación del mismo, y aunque todos los aspectos mencionados a lo largo de esta sección no pueden resolverse completamente, muchos de ellos pueden y deben de ser mejorados si se desean alcanzar los niveles de penetración previstos. Esta mejora debe abordarse desde diversas perspectivas:

- Mejorar el comportamiento de los aerogeneradores ante huecos mediante su diseño adecuado.
- Mejorar los sistemas de predicción para minimizar los desvíos.
- Incorporar funciones de control avanzadas para adaptar la producción de energía de los sistemas eólicos a las necesidades de la red.

Es precisamente en este último apartado en el que se realiza la principal contribución de esta tesis doctoral. Así, en el presente capítulo introductorio se desarrollan los conceptos básicos relacionados con las energías no-gestionables y convencionales, así como el papel que juega la energía eólica en el sistema eléctrico actual.

El apartado 1.2 muestra los conceptos más representativos del funcionamiento del sistema eléctrico y cuáles son las misiones que en un futuro próximo se desea que desarrollen las energías renovables y más en concreto la energía eólica.

En el apartado 1.3 se realiza una breve revisión de las tecnologías de generación eólica presentes en el mercado y las tendencias futuras. Por último se presentan los objetivos principales de la tesis y el marco en el cual se van a desarrollar las investigaciones contenidas en esta memoria, así como la organización de la mimsa.

1.2 Nuevas funcionalidades de los parques eólicos

La principal tarea del *Operador del Sistema Eléctrico* (OS), es adaptar continuamente la cantidad de energía generada a la cantidad de energía que demandan el total de las cargas conectadas más las pérdidas. Esta tarea debe alcanzarse con el menor coste posible y asegurar, al mismo tiempo, la seguridad, disponibilidad y la calidad de onda en tiempo real.

Tradicionalmente la principal incertidumbre a tener en cuenta por el OS ha sido la evaluación de la demanda instantánea, debido a la naturaleza programable de las grandes centrales de generación convencionales. No obstante, la integración masiva de generación no programable, ha impuesto nuevas condiciones a la gestión del sistema de abastecimiento, apareciendo nuevos puntos de incertidumbre y haciendo necesaria la adaptación del modelo clásico de gestión.

En el caso de los aerogeneradores, se utilizan generadores distintos al clásico generador síncrono de polos salientes utilizado en las centrales convencionales, y por lo tanto interactúan de forma diferente con el sistema eléctrico. Así responden de forma diferente a las perturbaciones, como cambios en la tensión y frecuencia en bornes o en la energía primaria (viento) y su capacidad para contribuir al control de la tensión y de la frecuencia de red es menor. Además, algunos aspectos de la interacción entre los aerogeneradores y la red eléctrica son específicos para cada tipo de aeroturbina, siendo la principal diferencia la existencia o no de electrónica de potencia, es decir, turbinas de velocidad variable o fija.

Mientras la contribución de la energía eólica con respecto a la demanda total de energía ha sido baja, el impacto de la misma ha sido relativamente reducido y el comportamiento del sistema no se ha visto afectado de una manera significativa. Sin embargo, a medida que el porcentaje de generación no programable ha ido aumentando, diferentes aspectos del comportamiento del sistema se están viendo afectados, tal y como se ha puesto en evidencia en el apartado anterior.

El balance entre generación y consumo se consigue mediante la adaptación de la generación a la carga, puesto que es complejo involucrar a las cargas en el mismo, ya que la demanda de electricidad es muy inelástica y la carga es muy rígida. Siempre y cuando la potencia generada por las centrales pueda ser controlada, la tarea principal consiste en programar adecuadamente la participación de las mismas en el cubrimiento de la demanda (*dispatch)*.

Una contribución significativa de generación no programable puede resultar problemática, ya que no contribuyen en el mencionado programa de generación (*dispatch*) y además sustituyen a sistemas que sí lo hacen. Si la presencia de generadores no programables es suficientemente reducida, las incertidumbres introducidas en la operación son mínimas y pueden ser fácilmente resueltas por los sistemas de generación convencionales. Sin embargo, si la presencia de estos generadores aumenta y no se modifican las pautas de funcionamiento de los mismos, se complica de forma considerable el funcionamiento del sistema, pudiendo incluso afectar a la estabilidad transitoria del mismo.

Así, el objetivo del presente trabajo es analizar las funciones y tareas que hasta el momento han venido realizándose exclusivamente por centrales convencionales, y que es preciso incorporar al funcionamiento de los parques eólicos para garantizar una integración efectiva de los mismos, sin dañar o degradar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. Estas tareas pueden resumirse en los siguientes 4 aspectos [KLI-02]:

- Generación de energía.
- Participación en el balance energético del sistema eléctrico.
- Control de tensión.
- Aporte de la corriente de falta.

A continuación se van a tratar en detalle cada uno de estos aspectos.

1.2.1 Generación de energía

La función más importante de una central eléctrica es por supuesto la capacidad de generar energía de forma controlada.

La capacidad de controlar la energía está determinada por:

- La región en la cual el generador puede trabajar (zona de funcionamiento).
- Máximo rango de cambios controlados de la energía generada permitido en la zona de funcionamiento.
- Grado de variaciones de energía no controlables.
- Dinámica del generador.

Hasta el momento los sistemas eólicos han sido operados con el único criterio de maximización de la energía generada, para de esta forma optimizar los ingresos generados por los mismos. Los nuevos planteamientos sin embargo se basan en la modificación de estos principios, para poder reducir de esta forma el impacto de los generadores eólicos en la operación del sistema. Así, se plantea la incorporación de funciones de regulación primaria de potencia a los sistemas eólicos, variando la producción de los mismos en función de las necesidades del sistema (reflejadas en la frecuencia del mismo).

Mediante al control de frecuencia se desea dotar al parque de la capacidad de contribuir al control de la misma. Para que el parque tenga la capacidad de participar activamente en la regulación de la frecuencia de la red es necesario que pueda controlar la potencia activa generada en cada instante y en cualquier modo de funcionamiento.

La reducción de la potencia activa generada es muy simple y se puede conseguir mediante una variación del punto de operación del generador. Sin embargo el aumento de la potencia activa de salida tan solo podrá conseguirse si el aerogenerador no trabaja en funcionamiento normal en el punto de generación máxima como se mostró en el capítulo cuatro (Apartado 5.4).

1.2.2 Participación en el balance energético del sistema eléctrico

El balance entre generación y consumo se consigue mediante la adaptación de la generación a la carga. La explotación óptima de los recursos energéticos del sistema hace necesaria la realización de un programa de generación en el que se establece la contribución de los distintos sistemas de generación a la generación total del sistema para satisfacer la demanda prevista en cada uno de los intervalos horarios.

La condición de generadores eléctricos y el incremento de su peso especifico en el sistema obliga a los productores eólicos a incorporarse a este programa de generación, con el fin de mejorar los costes de los desvíos y optimizar la reserva rodante, tal y como se establece en el RD436/2004. Así, a partir del 1 de enero de 2006, a aquellas instalaciones de potencia superior a 10 MW que entreguen su energía eléctrica producida a la empresa distribuidora, se les repercutirá un coste de desvío por cada período de programación en el que la producción real se desvíe más de un 20 % respecto de su previsión de generación. Asimismo, el acceso de los parques eólicos al Mercado, exige el cálculo de las predicciones de producción de los mismos, necesario para poder presentar ofertas de venta.

A pesar de los esfuerzos que se están relazando en el sector eólico como el *Ejercicio de Predicción* de la AEE anteriormente mencionado [AEE-EP], el estado actual de esta tecnología supone que este tipo de producción está provocando desvíos entre ofertas casadas, que son muy superiores al resto de tecnologías de generación eléctrica, obligando con ello a una mayor utilización de los *Servicios Complementarios*, y aumentando por consiguiente los costes globales del sistema.

Es, por lo tanto, necesario seguir investigando en esta materia para mejorar las prestaciones de las herramientas de predicción, con objeto de optimizar la explotación global del sistema.

1.2.3 Control de tensión

El control de tensión es necesario debido a las impedancias de las líneas. Cuando una corriente fluye por una línea, la impedancia de la misma genera una caída de tensión a lo largo de la línea. Por lo tanto, las tensiones no son iguales en todos los puntos de la red haciéndose necesario garantizar que la tensión en cualquier nudo de la red se mantiene dentro de los valores límite, establecidos.

El control primario de tensión de un parque eólico podría actuar de dos formas diferentes (al igual que una central convencional):

- Regulando la tensión en el nudo de conexión.
- Mediante curvas de estatismo en función de las variaciones de tensión sobre el punto nominal con o sin banda muerta.

El control de tensión tendría como objetivo minimizar las variaciones de tensión generadas por el propio parque así como actuar frente a variaciones de tensión producidas en otros puntos de la red.

1.2.4 Aporte de la corriente de falta

Cuando se produce un cortocircuito en la red la corriente de los generadores asíncronos aumenta sustancialmente, debido a que la impedancia se reduce. Una corriente demasiado elevada puede dañar fácilmente los equipos por lo que se debe reducir el valor de la misma en el menor tiempo posible, aislando la falta. Sin embargo, una corriente demasiado elevada indica claramente la existencia de un cortocircuito. Por lo tanto, por un lado la corriente de falta es indeseada, por que puede producir daños en los equipos; pero por otro lado, es esencial, ya que se utiliza como indicador para diferenciar una situación de falta de una situación de funcionamiento normal.

En España los requisitos de respuesta de las instalaciones eólicas frente a faltas esta fijado por el PO 12.3. Así, además de establecerse que en caso de determinados tipos de faltas en el sistema los parques eólicos deberán de mantenerse acoplados al mismo sin sufrir desconexión (lo que se conoce por el *Fault Ride Through Capability*), se limita el consumo de potencia del parque durante la falta, y se establece la obligación por parte del mismo de aportar la máxima intensidad posible (con una determinada proporción entre la corriente activa y la reactiva inyectada). De esta forma se pretende que los parques contribuyan a la corriente de falta en la medida de sus posibilidades y que afecten lo mínimo posible a la estabilidad del sistema.

1.3 Tecnologías de aerogeneradores

1.3.1 Conceptos generales

Conectado a red o aislado

Los aerogeneradores pueden estar conectados a la red eléctrica o funcionar de forma aislada de la misma. Estos últimos sirven para alimentar zonas remotas o sistemas de telecomunicación aislados. Estos aerogeneradores son los más pequeños y no representan más que el 0.1% de la potencia eléctrica generada a partir del viento en el mundo. Así, la mayor parte de los aerogeneradores está conectada a la red eléctrica y es asimismo la tecnología de estas máquinas la que más ha progresado estos últimos años.

Eje horizontal o vertical

Los aerogeneradores pueden ser de eje horizontal o vertical. Actualmente se puede decir que la práctica totalidad de los aerogeneradores construidos son de eje horizontal. Los molinos de eje vertical fueron muy prometedores en los años 80 y principios de los 90, pero su bajo rendimiento aerodinámico y las fuertes fluctuaciones de la potencia eléctrica generada los retiraron del mercado.

Número de palas

El número de palas de los aerogeneradores es variable; cuanto mayor sea éste, mayor será el par de arranque y menor la velocidad de rotación. Los aerogeneradores modernos tienen 1, 2 o 3 palas. Las máquinas de 1 y 2 palas tienen la ventaja de pesar menos, pero producen muchas más fluctuaciones mecánicas; tienen un rendimiento energético menor y producen más ruido en la medida que van más rápidos y provocan un impacto visual mayor. Ello explica el hecho de que el 80% de los fabricantes fabriquen aerogeneradores tripalas.

Control de la potencia mecánica transmitida

Existen dos métodos principales para controlar la potencia mecánica transmitida por la turbina y así limitarla en caso de que la potencia del viento sea demasiado elevada. Por una parte el comportamiento aerodinámico de la turbina puede ser controlado de una forma activa modificando el ángulo de calado de las palas de la turbina, es lo que se conoce como el *pitch-control*, y permite igualmente frenar la turbina si es necesario.

Por otro lado el comportamiento aerodinámico de las palas puede evolucionar de forma pasiva, dependiendo de la velocidad del viento. En efecto, las palas pueden ser diseñadas de forma que a partir de una velocidad determinada las turbulencias provocadas por el perfil de las mismas provoquen un desenganche aerodinámico. Este desenganche depende principalmente del ángulo de calado de las palas. Las palas pueden tener un paso diferente dependiendo de la posición radial en una pala, permitiendo de esta forma que la pérdida aerodinámica se produzca progresivamente, primero cerca del núcleo y después acercándose al extremo de las mismas. Este tipo de control pasivo de la potencia captada por las palas se denomina *stall-control*; los aerogeneradores que lo poseen generalmente llevan un mecanismo de frenado en el extremo de la pala, para que en caso de sobrevelocidad oriente una parte del extremo de la pala, frenando el rotor de forma aerodinámica.

El 60% de las máquinas actuales emplean el control *active-stall* aunque las grandes máquinas emplean cada vez más el control de pitch.

Velocidad fija o variable

La otra gran clasificación de los aerogeneradores se basa en el funcionamiento a *velocidad fija* o a *velocidad variable*. En el pasado por cuestiones de simplicidad, fiabilidad, robustez y costes los aerogeneradores funcionaban exclusivamente a velocidad fija, pero hoy en día cada vez son más los generadores que funcionan a velocidad variable, gracias a los sistemas de electrónica de potencia que incorporan.

La velocidad variable permite:

- Funcionar con un coeficiente de potencia máximo y así optimizar el rendimiento.
- Minimizar las cargas mecánicas en la caja multiplicadora.
- Minimizar las fluctuaciones de la potencia eléctrica ya que la variación de la velocidad del aerogenerador permite amortiguar los cambios súbitos de la velocidad del viento.
- Disminuir el ruido emitido por la turbina sobre todo para velocidades de viento bajas.

Sin embargo presenta varios inconvenientes:

- Se pueden excitar frecuencias propias de los componentes mecánicos del aerogenerador.
- Requiere la utilización de convertidores electrónicos, lo que provoca un aumento del costo del sistema y del mantenimiento.

Existen también sistemas con un número discreto de velocidades de rotación (normalmente 2) obtenidas, ya sea a partir de la instalación de dos generadores de velocidad y potencia diferentes en el eje de potencia, o mediante un sistema de conmutación que permita cambiar el número de polos del generador.

Sistemas onshore y offshore

Se pueden distinguir los aerogeneradores situados en tierra (*onshore*) y *offshore*. En efecto la especificidad de estos lugares hace que la tecnología *onshore* y *offshore* sea diferente y tienda a separarse cada vez más. Así los aerogeneradores para aplicaciones *offshore* tienen rotores más grandes con una torre más pequeña y giran a velocidades más elevadas.

Sistemas de conversión eólica tipo

La conversión de la energía eólica en energía eléctrica está caracterizada por:

- La generación de la potencia en un eje lento (turbina), en velocidades que rondan las 20 rpm.
- La disponibilidad de generadores eléctricos que proporcionan la potencia a velocidades elevadas, normalmente 1500 rpm para máquinas de corriente alterna.

Ello obliga a utilizar una caja multiplicadora para realizar la adaptación de velocidades en los aerogeneradores, resultando de ello las implementaciones comerciales de sistemas de velocidad fija en base a máquinas asíncronas de jaula de ardilla o de velocidad variable en base a máquinas asíncronas de rotor bobinado.

Ciertos fabricantes han diseñado recientemente aerogeneradores con transmisión directa que permiten eliminar el multiplicador (Enercon, JM Torres).

1.3.2 Tecnologías empleadas en la generación eólica de velocidad fija y velocidad variable

Los dos tipos de máquina eléctrica más utilizados en la industria eólica son las máquinas síncronas y las máquinas asíncronas en sus diversas variantes. A continuación se muestran las características más relevantes de ambas.

Generador síncrono

Es el tipo de máquina que es utilizado en la inmensa mayoría de los procedimientos tradicionales de producción de electricidad, particularmente en los de gran potencia (centrales térmicas, hidráulicas o nucleares). Los generadores síncronos utilizados en el dominio eólico (de un rango comprendido entre los 500 kW y los 2 MW) son mucho más caros que los generadores de inducción de la misma potencia.

Además, cuando este tipo de máquina se conecta directamente a la red, su velocidad de rotación es fija y proporcional a la frecuencia de la red. En consecuencia de esta gran rigidez de la conexión generador - red, las fluctuaciones del par transmitido por la turbina se propagan sobre todo el tren de potencia, hasta la potencia eléctrica generada. Es por ello que las máquinas síncronas no son utilizadas en aerogeneradores directamente conectados a la red.

Son utilizadas en cambio cuando son conectadas a la red a través de convertidores de potencia. En esta configuración, la frecuencia de la red y la velocidad de rotación de la máquina están desacopladas. Esta velocidad puede ser variada de forma que se optimiza el rendimiento aerodinámico del generador eólico y se amortiguan las fluctuaciones del par en el tren de potencia.

Ciertas variantes de las máquinas síncronas pueden funcionar a velocidades de rotación débiles y ser directamente acopladas a la turbina. Permiten así eliminar el multiplicador, el elemento presente en la inmensa mayoría de los aerogeneradores y que implica un coste importante de mantenimiento.

Generadores asíncronos

La conexión directa a la red de este tipo de máquinas es mucho más suave gracias al deslizamiento que se produce entre el flujo del estator y la velocidad de rotación del rotor. Ello explica por qué prácticamente todos los generadores eólicos a velocidad fija utilizan máquinas a inducción.

En los años 90, los fabricantes Daneses añadieron la segunda máquina eléctrica o una segunda velocidad (mecanismo de cambio de polo o doble devanado) para poder hacer funcionar el generador eólico a dos velocidades y así aumentar el rendimiento energético de sus aerogeneradores. La introducción de convertidores de potencia entre la máquina y la red permite, como para la máquina síncrona, desacoplar la frecuencia de la red y la velocidad de rotación de la máquina, y así hacer funcionar el aerogenerador a velocidad variable con todas las ventajas citadas anteriormente.

De la misma forma que para las máquinas síncronas, existen diferentes tipos de máquinas asíncronas, que asociadas con diversos convertidores de potencia, funcionan con dominios más o menos amplios de variación de velocidad de rotación. Dos de las desventajas principales de las máquinas de inducción son el consumo de potencia reactiva y la corriente de arranque, pero estos problemas pueden ser resueltos mediante la utilización de elementos de electrónica de potencia.

Configuraciones típicas de aerogeneradores

Las configuraciones ilustradas sobre la Figura 1-4 y la Figura 1-5 representan las topologías más corrientes encontradas en los aerogeneradores y que contemplan ambos tipos de máquinas [Ah 2001]. El término *Convertidor* que aparece en estas figuras se refiere a convertidores electrónicos de potencia.

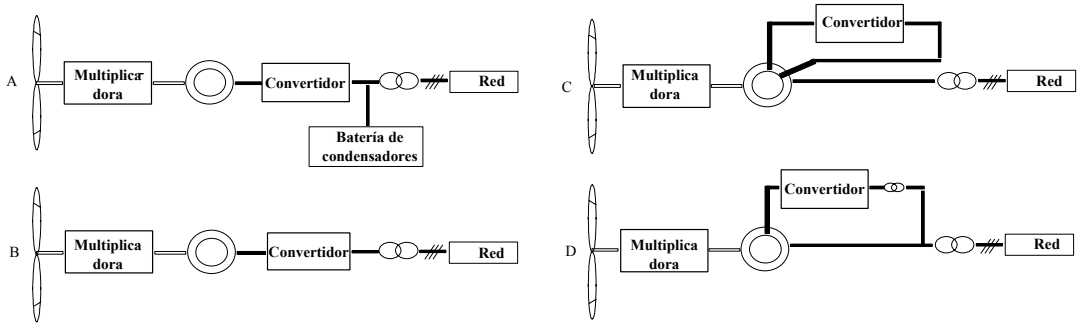


Figura 1-4: Configuraciones eléctricas de aerogeneradores basadas en máquinas asíncronas.

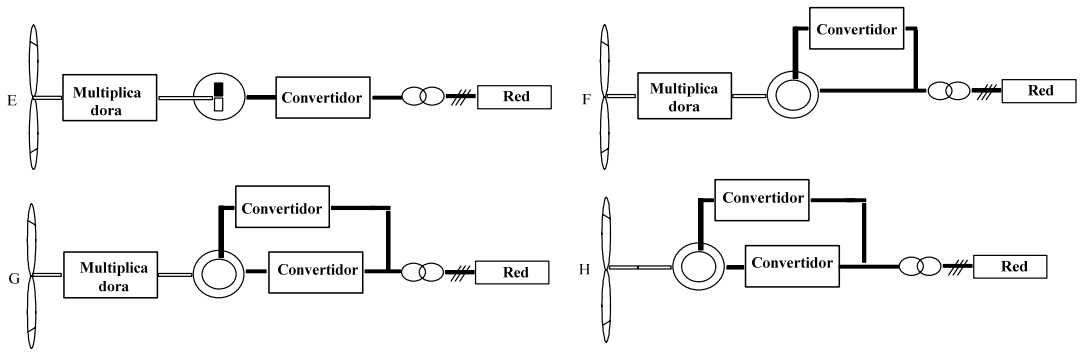


Figura 1-5: Configuraciones eléctricas de aerogeneradores basadas en máquinas síncronas.

A continuación se describen brevemente las diferentes configuraciones:

A. En esta configuración, el generador eólico funciona a velocidad fija, con una máquina asíncrona de jaula de ardilla. Los bancos de condensadores son utilizados para la compensación de la potencia reactiva y los convertidores para un arranque suave (*soft-start*) durante la conexión con la red eléctrica.

B. Los bancos de condensadores y el *soft-starter* son reemplazados por convertidores de frecuencia ya sea de potencia completa o reducida (solamente para compensar la potencia reactiva a velocidades elevadas de viento). La primera configuración tiene la ventaja de poder hacer variar la velocidad de rotación del generador eólico para todas las velocidades del viento

C. Aquí, el generador es asíncrono de rotor devanado. La idea de base es controlar la resistencia del rotor a través de un convertidor de electrónica de potencia y así controlar el deslizamiento de la máquina sobre un dominio de variación de aproximadamente un 10%.

D. Esta configuración contiene un generador asíncrono doblemente alimentado. Un convertidor de frecuencia controla las corrientes en los arrollamientos del rotor. Esto permite controlar la potencia de salida del generador utilizando convertidores dimensionados del 20 al 30 % de la potencia nominal del generador. Asiendo la potencia que atraviesa el convertidor en el caso D menor que el del caso B, los armónicos son netamente más pequeños.

E. En esta configuración se controla la totalidad de la potencia (aplicaciones: barcos de velas, cargadores de baterías de almacenamiento, sistemas híbridos u otras aplicaciones que explotan generadores eólicos de menos de 20 kW).

F. Una máquina sincróna es excitada aquí a través de un rectificador. Inconvenientes: necesidad de un circuito de excitación alimentado con anillos rozantes y estrategia de control más compleja.

G. Con relación a la configuración precedente, ésta permite un funcionamiento a velocidad variable si el convertidor del lado de red es un convertidor de frecuencia a cuatro cuadrantes.

H. Esta configuración contiene un generador sincrónico multipolar, evitando así la utilización de un multiplicador.

Esquema resumen del proceso de conversión de energía a velocidad variable

La Figura 1-6 resume el proceso de conversión de la energía mecánica en energía eléctrica para las diferentes configuraciones de conversión a velocidad variable. Es importante señalar que existen diferentes topologías de electrónica de potencia y que cada una de las configuraciones analizada tiene diferentes variantes según el tipo de convertidor de potencia utilizado y del control asociado al mismo [Hei 2000], [Ah 2001].

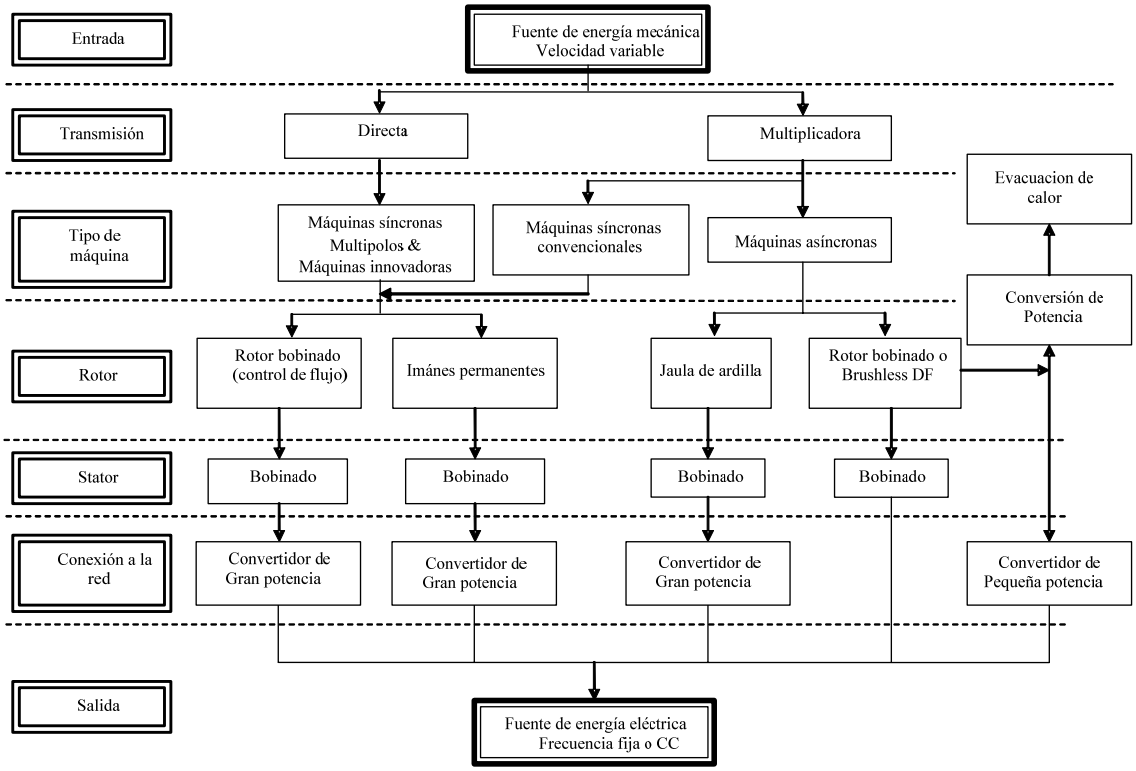


Figura 1-6: Proceso de conversión de la energía mecánica en eléctrica para diferentes máquinas eléctricas.

Perspectivas futuras

Varias variantes de las máquinas síncronas y asíncronas podrían desarrollarse en los años próximos:

- Generadores síncronos a imanes permanentes directamente acoplados a la turbina (Jeumont, Lagerwey, WinWind, Windformer).
- Generadores síncronos con una etapa de multiplicación (GAMESA, MADE).
- Generadores asíncronos doblemente alimentados desde el estator.

Esta última tecnología presenta una ventaja importante sobre los generadores asíncronos doblemente alimentados a rotor devanado, ya que no dispone de anillos rozantes, elemento de las máquinas asíncronas a rotor devanado que requiere de un mantenimiento. No obstante esta tecnología no esta aun suficientemente madura para su utilización comercial.

Aunque en la actualidad no son utilizadas en la industria eólica, otros tipos de máquinas técnicamente tendrían la posibilidad de ser utilizadas particularmente en aerogeneradores de velocidad variable. Las máquinas a corriente continua presentan un margen excelente de variación de la velocidad de rotación, una buena respuesta dinámica y una excelente capacidad de sobrecarga, pero son caras y tienen un gran peso.

Los generadores de reluctancia variable son unas máquinas mecánicamente robustas, tienen un buen rendimiento a todas las velocidades y un margen ancho de variación de la velocidad de rotación y su regulación es simple. Este tipo de máquina podría ser un candidato para futuros generadores eólicos.

1.4 Objetivos de la tesis y marco de trabajo

Aún cuando la tecnología eólica está en disposición de afrontar el reto de incorporarse de forma efectiva al sistema eléctrico nacional contribuyendo a su estabilidad y operación, es inevitable una fase de estudio e investigación de las posibilidades reales de los sistemas de generación no programables, abordando el problema tanto desde una perspectiva realista en los escenarios del sistema eléctrico actual, como marcando claramente las especificaciones que deberán cumplir dichos sistemas en el futuro.

Esta hipótesis de partida permitirá realizar estudios a partir de los cuales se deducirán propuestas concretas relacionadas con el sistema de control centralizado de un conjunto de aerogeneradores de generación eólica que permitirán una mayor contribución de los mismos en la operación del sistema, que es sin duda la finalidad última del estudio propuesto en la presente Tesis Doctoral.

Por lo tanto, el objetivo de este estudio, tiene un carácter eminentemente técnico; no se abordan en el mismo, cuestiones de índole económica.

Así, con el objetivo de *desarrollar el mencionado control centralizado de un parque eólico* se han definido los siguientes tres objetivos principales:

1. Desarrollo de un modelo de aerogenerador de velocidad variable así como de las estrategias de control del mismo necesarias para su integración dentro de un control centralizado de parque.
2. Realización del control de un parque eólico con funcionalidades avanzadas que permita mejorar su integración en el sistema.
3. Análisis de la interacción entre los controles primarios de una central convencional y de un parque eólico.

Para la consecución de los objetivos principales es necesario cumplir con los siguientes objetivos parciales:

- Análisis de las normativas y reglamentaciones (Procedimientos de Operación y Reales Decretos) actuales relacionadas con la conexión y operación de sistemas eólicos tanto a nivel nacional como de diferentes países europeos.
- Especificación del funcionamiento de un parque eólico, a partir de las normativas de conexión y operación, así como de otros aspectos adicionales.
- Modelado de los componentes principales de un parque eólico: aerogeneradores, transformadores, etc.
- Definición de escenarios para la validación de los modelos y de las estrategias de control propuestas.
- Validación mediante simulación de los modelos y controles desarrollados.

Como punto de partida para la realización de las investigaciones se van a considerar los siguientes aspectos.

Tipología de parque eólico a analizar

Los dos tipos de parques con más unidades en funcionamiento en España son los de velocidad fija basados en máquinas asíncronas de jaula de ardilla y los de velocidad variable basados en máquinas asíncronas de rotor bobinado, los cuales son prácticamente los únicos que se instalan en la actualidad.

Nivel de conexión del parque objeto de estudio

La mayoría de los parques que se instalan en España se conectan a la red de transporte, con potencias de cortocircuito elevadas. En el presente estudio se ha considerado un análisis más general, en el cual la red está soportada por centrales convencionales con potencias de cortocircuito variables en el punto de conexión del parque.

Sistema de control considerado

Se parte de una estructura de control descentralizado con varios niveles: Operador Sistema, Control de Parque y Control de Aerogenerador. Para continuar con un análisis del control centralizado de P y de Q del parque y finalizar con un control centralizado de parque funcionando mediante las consignas impuestas por el OS (control primario de tensión y frecuencia).

Herramientas y procedimientos de simulación utilizados

El estudio realizado se ha apoyado en simulaciones detalladas del sistema, siguiéndose el siguiente procedimiento de análisis:

- Descripción matemática de los modelos de dispositivos y sus controles con diferentes niveles de detalle.
- Implementación de los modelos en los software-s de simulación.
- Realización de los diferentes análisis.

En cuanto al tipo de herramienta utilizado, el estudio se ha realizado principalmente con la ayuda de 2 herramientas distintas:

- Un software de propósito general: MATLAB/Simulink.
- Un software de simulación electromagnética ETS (*Electromagnetic Transients Simulations*): PSCAD/EMTDC.

1.5 Organización del documento

Tras de este capítulo de introducción, se presenta un análisis tanto de las normativas actuales de conexión de la generación eólica a las redes de transporte y distribución como de los procedimientos de operación susceptibles de ser aplicados a la generación eólica (en especial el PO 7.4 [PO-074]) con el fin de analizar las problemáticas asociadas al control de tensión y frecuencia. Asimismo se analizan las propuestas actuales de integración de la generación eólica y se especifica el funcionamiento de un parque eólico con funciones avanzadas de integración.

El tercer capítulo trata la selección de un modelo de simulación para los aerogeneradores de velocidad fija (basados en una máquina asíncrona de jaula de ardilla) y velocidad variable (basados en una máquina asíncrona de rotor bobinado). Se definen las estrategias de control básicas para el aerogenerador de velocidad variable y se lleva a cabo el dimensionamiento de los aerogeneradores y el modelado del sistema eléctrico del parque eólico. Por último se establece un modelo agregado y se definen los escenarios y simulaciones para la validación de los modelos y controles seleccionados.

En el cuarto se define y diseña la estrategia de control de P y de Q tanto a nivel de parque como a nivel de aeroturbina. Debido al carácter del control centralizado se definen las señales de comunicación necesarias entre el control a nivel de parque y el control a nivel de aeroturbina. En último lugar se definen los escenarios de simulación que permitan validar las estrategias de control desarrolladas.

En el quinto capítulo se desarrolla un sistema de control primario (tensión / frecuencia) destinado a parques eólicos de velocidad variable basado en máquinas asíncronas doblemente alimentadas. Este control se compara con el implementado habitualmente en sistemas convencionales (programables). El objetivo principal es demostrar la capacidad de participación de este tipo de tecnologías no programables en los servicios complementarios que garantizan el correcto funcionamiento del sistema. Se han tomado como base la teoría y las estrategias de control planteadas en [EXP-L02], [KUN-L94].

Los resultados de simulación de los modelos y sistemas de control descritos en los capítulos anteriores se muestran en el sexto capítulo; así se presentan los resultados de los controles primarios de tensión y de frecuencia con aporte de inercia de la central convencional y de la central eólica.

El capítulo séptimo de la tesis está dedicado a realizar un resumen del trabajo realizado, mostrar las conclusiones finales del trabajo realizado y proponer las perspectivas de trabajo de futuras investigaciones.

Capítulo 2

PARTICIPACIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

En el presente capítulo se lleva a cabo el análisis tanto de las normativas actuales de conexión de la generación eólica a las redes de transporte y distribución como de los procedimientos de operación susceptibles de ser aplicados a la generación eólica, con el fin de analizar las problemáticas asociadas al control de tensión y frecuencia.

Asimismo se analizan las propuestas actuales de integración de la generación eólica y se especifica el funcionamiento de un parque eólico de forma que mejore la integración del mismo en la red.

Por último se realiza la propuesta de integración del parque eólico que se desarrollará en los siguientes capítulos.

2.1 Introducción

La proliferación de sistema de generación eólica y el considerable peso específico que están alcanzando en el mix total de generación instalada, hace necesario el planteamiento de diferentes medidas para mejorar su integración en el sistema eléctrico. El propósito de estas medidas es que la energía eólica contribuya, en la medida de sus posibilidades, a la operación del sistema, es decir, al mantenimiento del balance entre generación y demanda, así como al control de los parámetros principales del sistema: tensión y frecuencia. Hasta el momento todo el peso del control del sistema ha recaído sobre los sistemas de generación convencionales, mientras que los sistemas no-programables han venido actuando como auténticas cargas negativas (sistemas totalmente pasivos desde el punto de vista de la operación del sistema) y que además se desconectan de la red en caso de una contingencia (pudiendo agravar incluso las consecuencias de la misma). No obstante, tal y como se demuestra en esta tesis, los sistemas de generación eólica pueden participar en el control de los parámetros principales del sistema, contribuyendo a tareas como:

- Regulación primaria: Regulación potencia / frecuencia.
- Control de tensión: Gestión de energía reactiva.
- Apoyo a la estabilidad de frecuencia: Respuesta inercial.

Es más, si se pretenden alcanzar los objetivos de instalación eólica marcados por el Gobierno esta contribución pasa para muchos de ser un objetivo deseable a convertirse en un requisito indispensable para poder gestionar adecuadamente un sistema eléctrico con el nivel de generación no-programable que se plantea.

2.2 Análisis de las normativas de conexión de parques eólicos

Sin lugar a dudas, el gran motor y fuente de estímulo para el desarrollo del sector de las energías alternativas es el régimen jurídico y económico que se les aplica. En España este régimen está establecido mediante diferente Leyes y Reales Decretos, que favorecen este tipo de tecnologías (respecto a las convencionales) haciéndolas de esta forma atractivas para los inversores.

En efecto, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico [LEY-54] parte de la diferenciación de un conjunto de instalaciones de producción de energía eléctrica que conforman el denominado «Régimen Especial», las cuales disfrutan de ciertas singularidades jurídicas y económicas frente al resto de instalaciones de producción integrantes del llamado «Régimen Ordinario» (nuclear, térmica, gran hidráulica, etc.). De esta forma, en el régimen especial se engloban los sistemas de producción de alta eficiencia (cogeneración) y los basados en energías renovables, recibiendo un trato más favorable en la legislación debido a sus ventajas desde el punto de vista de la eficiencia y del impacto medioambiental. Este trato de favor se plasma en las políticas retributivas que se les aplica mediante diferentes Reales Decretos. Así, en el RD 2818/1998 [RD-2818] se estableció un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que requieren de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre (sin límite temporal en el caso de instalaciones basadas en energías renovables y de residuos).

Posteriormente en el RD 436/2004 [RD-436], se define un nuevo sistema basado en la libre voluntad del titular de la instalación de régimen especial, que puede optar por vender su producción de energía eléctrica al distribuidor (percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada) o bien por venderla directamente en el mercado (percibiendo en este caso el precio negociado en el mismo, más un incentivo por participar en él y una prima, si la instalación concreta tiene derecho a percibirla).

Además de los aspectos jurídicos y económicos, es necesario definir los aspectos técnicos relacionados con el funcionamiento de las diferentes tecnologías de generación no-convencionales, para garantizar de esta forma los niveles de fiabilidad que se alcanzan en la actualidad en los sistemas eléctricos de los países más desarrollados. Estos requerimientos vienen fijados en las *Normativas Técnicas de Conexión a Red* denominados también como *Grid Codes*, y que son establecidos en general por el Operador del Sistema correspondiente.

En España, existe una norma técnica de conexión, en vigor desde hace más de 20 años, conocida como la Orden Ministerial del 5 de Septiembre de 1985 [OM-85] de aplicación general, así como diferentes Procedimientos de Operación (PO) establecidos por Red Eléctrica de España (REE) para los sistemas conectados a la red de transporte. Se trata de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico español. Recientemente se han desarrollado varios PO-s orientados a instalaciones eólicas, en los que se definen los requisitos de diseño y funcionamiento de este tipo de instalaciones:

- *P.O. 3.7 [PO-37]* Programación de la generación renovable no gestionable (2006).
- *P.O. 12.2 [PO-122]* Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio (2005).
- *P.O. 12.3 [PO-123]* Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas (2006).

De la misma forma, se han desarrollado normativas similares a las españolas en otros países con una elevada penetración de eólica (existente en la actualidad o prevista para el futuro) como por ejemplo Alemania [EON-01], [EON-03], Dinamarca [ELT-00], [ELT-03], o Irlanda [ESB-04], se han desarrollado normativas similares a las españolas. En este apartado se pretende comparar estas normativas entre sí, analizando los requisitos principales establecidos por las mismas en el diseño y funcionamiento de instalaciones eólicas.

Son varios los estudios de este tipo que se pueden encontrar en la literatura; Julija Matevosyan et al. realizan una comparación de las normas internacionales para la conexión de aeroturbinas a la red en [MAT-04], analizan las normas de Dinamarca para sistemas de transporte [ELT-00] y de distribución [ELT-03], de Alemania [EON-01], [EON-03], de Escocia [SPT-02] y de Irlanda [ESB-04]; Clames Jauch et al. analizan cada una de las normas independientemente además de incluir una comparativa ([JAU-04]).

Por lo tanto, se pretende combinar y completar estos estudios, con objeto de definir las especificaciones de funcionamiento de este tipo de instalaciones que servirán de base para la validación de los controles desarrollados en el contexto de esta tesis doctoral.

Los aspectos principales que se considerarán en esta comparativa son:

- Potencia y control de potencia.
- Rango de frecuencia y control.
- Control de tensión.
- Comportamiento ante faltas.

2.2.1 Potencia y control de potencia

La totalidad de las normativas analizadas exigen el control de la producción de potencia, debido a la importancia de éste en el comportamiento transitorio ante faltas (estabilidad transitoria). De esta forma, se establece la derivada con la que los generadores deberán de restablecer la entrega de potencia una vez despejada la falta. Así, se pretenden evitar por un lado las oscilaciones de potencia y por el otro la falta de generación debido a una pendiente insuficiente de la generación.

Los requisitos de control de potencia pueden tener un rango de variación importante y dependen entre otros aspectos de la potencia de cortocircuito del sistema considerado: cuanto menor sea dicha potencia mas exigentes serán esos requisitos.

2.2.2 Rango de frecuencia y control

Los diferentes rangos de frecuencia definidos por las normas consideradas se muestran en la Figura 2-1. Tal y como se puede observar los requisitos referentes a la frecuencia dependen de la duración del desvío, reduciéndose el valor del mismo cuanto mayor sea la duración del evento.

La Figura 2-1 muestra el tiempo que han de permanecer conectados los aerogeneradores a la red en función de la variación de frecuencia (eje de ordenadas), de la caída de tensión (indicada en los recuadros blancos) y de la normativa de cada país.

2.2.3 Control de tensión

Los diferentes equipos conectados a la red están por una parte diseñados para trabajar dentro de un rango de tensión y por otra afectan directamente al valor de ésta. El control de la potencia reactiva está generalmente relacionado con la regulación de tensión.

Las normas definen el tipo de control de tensión que deben tener implementado los aerogeneradores, así como las condiciones de tensión que han ser capaces de soportar (Tabla 2-1).

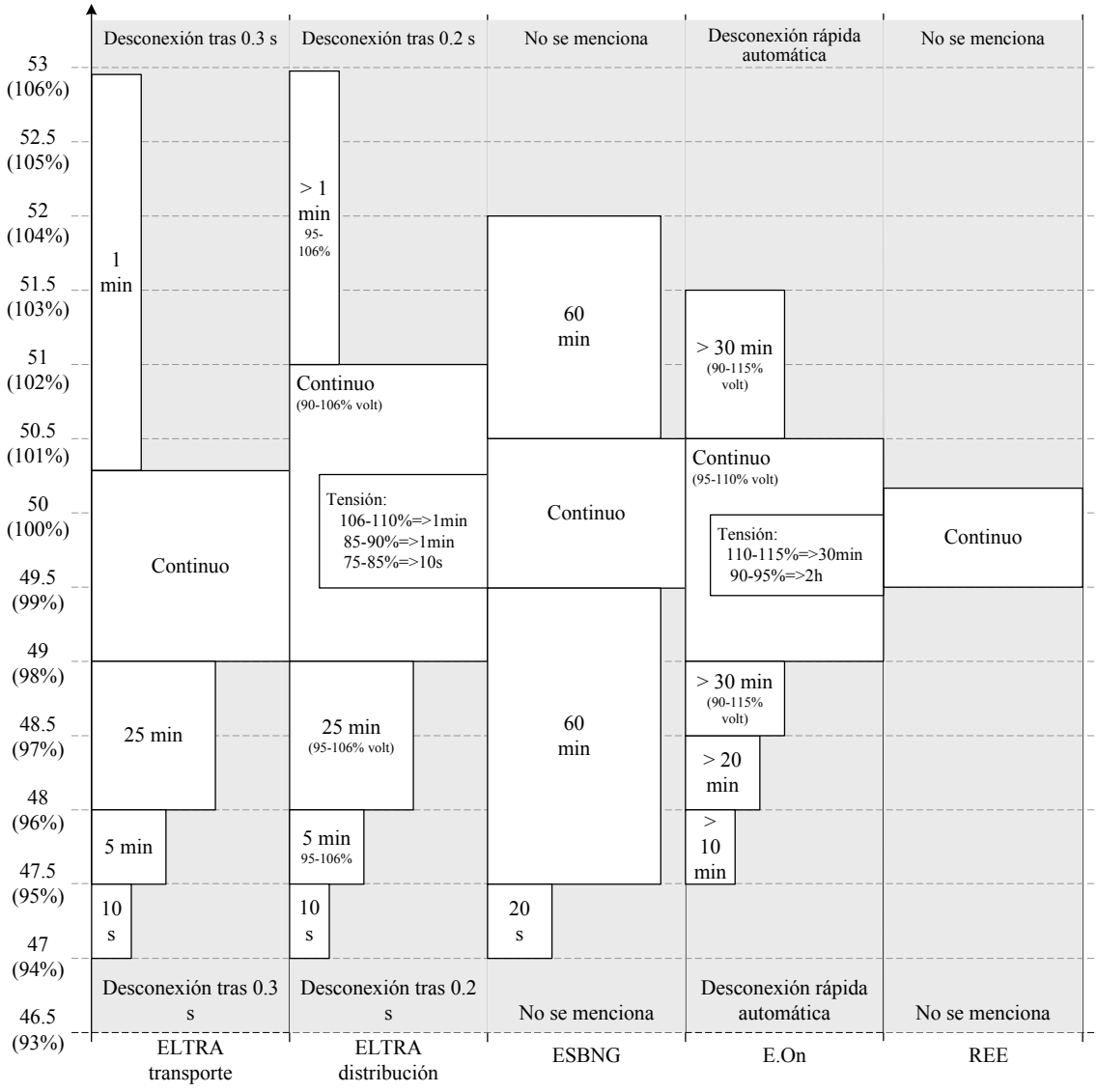


Figura 2-1: Comparación de los rangos de frecuencia y tiempos de funcionamiento.

ELTRA	**Transporte**	Los parques eólicos deben tener suficiente potencia reactiva de compensación para poder ser neutrales en cualquier punto de funcionamiento. *Cambios rápidos de tensión*: en general < 3%. *Fluctuaciones de tensión o flicker*: Pst < 0.30 y Plt < 0.20. *Interferencias telefónicas*: El THFF, no debe superar el 1% en el punto de conexión. *Armónicos*: Dn < 1% y THD < 1.5%. *Interferencia de telecomunicación*: no debe generar ruido en el rango de 40-500 kHz mayor a –35 dB.
	Distribución	Potencia reactiva promedia intercambiada con la red debe ajustarse a una determinada banda. Una aeroturbina debe estar diseña para producir potencia a tensión y frecuencia diferentes de los valores nominales durante unos determinados (Figura A-6). Tensiones y frecuencias anormales no deberán producir una reducción de la producción superior al 15%.
E.On Netz GmbH	**Independiente**	Potencia nominal < 100MW deben poder trabajar desde un FP inductivo de 0.95 a un FP capacitivo de 0.95. Potencia nominal > 100MW el FP está definido gráficamente.
	Gran contribución corriente de falta	No están obligados a trabajar en modo control de tensión en caso de una perturbación en la red
	Pequeña contribución corriente de falta	Si se produce una caída de tensión superior al 10% del valor eficaz de la tensión en bornes del generador se deberá trabajar en modo control de tensión (definido gráficamente)
ESBNG		El parque deberá permanecer conectado continuamente al sistema de transporte en condiciones normales y anormales y en caso de caídas de tensión de hasta un 10%. El parque deberá de tener un sistema de regulación de la tensión continuamente-variable y continuamente-actuando (definido gráficamente).
REE		Las instalaciones deben ser capaces de soportar sin daño ni desconexión unos determinados valores de tensión. Asimismo, las instalaciones que se conecten a la red deberán proveer los requisitos obligatorios de control de tensión equivalentes a los establecidos para las instalaciones de generación proveedoras del servicio complementario de control de tensión de la Red de Transporte. Las instalaciones conectadas a la Red de Distribución recibirán una bonificación en función de su factor de potencia y de la situación de punta, llano o valle del sistema.

Tabla 2-1: Comparación del control de tensión exigido por diferentes normas de conexión.

2.2.4 Comportamiento ante faltas

Las normas definen los tipos de huecos (duración y profundidad en función de la naturaleza del hueco) que deberán de soportar los generadores eólicos sin desconectarse de la red (Tabla 2-2). Además en algunos casos (como en la normativa de REE) se definen las pautas de consumo/generación que deberán de seguir las instalaciones tanto durante la falta como durante la recuperación de la misma (Tabla 2-2).

ELTRA	**Transporte**	Una falta trifásica en una línea o transformador con desconexión definitiva sin esperar reenganche. En el caso de una falta bifásica en una línea arbitraria con reenganche no satisfactorio. Hasta 3 faltas en 2min, y hasta 6 faltas si el retardo entre las faltas es de 5min.
	Distribución	Un cortocircuito trifásico de 100ms. Un cortocircuito bifásico con o sin falta a tierra de 100ms seguido de otro cortocircuito (también de 100ms) 300…500ms después. Un mínimo de dos cortocircuitos bifásicos en 2min. Un mínimo de dos cortocircuitos trifásicos en 2min. Un mínimo de 6 cortocircuitos bifásicos a intervalos de 5min. Un mínimo de 6 cortocircuitos trifásicos a intervalos de 5min. Las sobre-tensiones temporales no deben exceder $1.2 \cdot V_{nom}$.
E.On Netz GmbH	**Gran contribución corriente de falta**	Un cortocircuito trifásico cercano al parque de una duración de 150ms; siempre y cuando la potencia de cortocircuito de la red sea mayor que 6 veces la potencia nominal del parque después de que se despeje la falta. En el caso de cortocircuitos trifásicos lejanos no se permite ni el cambio del sistema auxiliar ni la desconexión preventiva de las aeroturbinas. Efectos dinámicos que se pueden producir tras el despeje de la falta (que puede provocar un aumento de la duración de la misma) no deben producir la desconexión del parque.
	Pequeña contribución corriente de falta	En el caso de un cortocircuito trifásico, cercano al punto de conexión del parque, cuyo perfil de tensión se encuentre por encima de una curva determinada. En el caso de cortocircuitos trifásicos lejanos no se permite la desconexión de las aeroturbinas.
ESBNG		Caídas de tensión en cualquiera de las fases, cuando la tensión del sistema de transporte, no supera una caída del 85% durante una duración no superior a 625ms.
REE		La instalación deberá soportar sin desconexión huecos de tensión trifásicos, bifásicos o monofásicos del 80% en el punto de conexión a red, de 0.5s de duración. Una vez finalizada la falta, el generador deberá alcanzar el 80% del valor de la tensión en 0.5s y en 15s deberá alcanzar el 95%. No es admisible, el consumo de potencia activa durante los periodos de falta y recuperación del sistema, y se deberá suministrar una determinada proporción de reactiva.

Tabla 2-2: Comparación del rango del comportamiento ante faltas exigido por diferentes normas de conexión.

2.3 Control de tensión y aporte de potencia reactiva en la red de transporte española

La gestión de la potencia reactiva y el control de tensión son un asunto clave para la explotación óptima del sistema eléctrico en términos de seguridad y coste [FRI-06]. El sistema eléctrico español es técnica y económicamente gestionado por dos entidades separadas; el Operador del Sistema Eléctrico (REE) y el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL).

OMEL es el encargado del mercado energético a un día vista (*day-ahead*), donde cada hora las pujas (*bids*) de generación y demanda se ajustan. Por otro lado, REE es el encargado de la operación técnica del sistema eléctrico, gestionando para tal propósito los servicios complementarios.

El funcionamiento técnico del sistema eléctrico español está regulado por diferentes Procedimientos de Operación. Los PO-s principales relacionados con el control de tensión son los siguientes:

- *P.O.-1.1* Criterios de funcionamiento y seguridad.
- *P.O.-1.3* Tensiones admisibles nudos red.
- *P.O.-3.2* Resolución de restricciones técnicas.
- *P.O.-7.4* Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte.
- *P.O.-8.3* Control tensiones.

El control de tensión y la gestión de la potencia reactiva se basan en dos mecanismos de mercado:

1. La gestión de restricciones (*constraint management*) es un mecanismo empleado para resolver la congestión y los problemas de baja tensión (*low-voltage*) en el sistema de transporte una vez el mercado a un día vista está definido (*cleared*). Para hacer frente a estas limitaciones REE solicita a los generadores que modifiquen el programa planteado en sus pujas (*submitted bids*). El P.O.-3.2 regula el mecanismo de restricciones gestionado por REE.
2. El servicio complementario de control de tensión se proporciona mediante el establecimiento de unos recursos de VAR, cuyas capacidades de regulación se asignan a través de una subasta anual. El funcionamiento en tiempo real de estos recursos lo gestiona REE. El Procedimiento de Operación P.O.-7.4 regula el servicio complementario de control de tensión. Se establecen dos requisitos en lo referente a la capacidad de generación de potencia reactiva que los sistemas de generación deberán de proporcionar anualmente: por un lado, un requisito de cumplimiento obligatorio por el cual no se entregan primas económicas, y por otro, una capacidad de regulación adicional que los participantes en el mercado pueden ofrecer al precio regulado en la subasta anual.

2.4 Estabilidad y variaciones de tensión

Si las instalaciones eólicas no contribuyen a la regulación de tensión del sistema, el aumento esperado del grado de penetración de las mismas puede generar dificultades para controlar la tensión en algunos nudos del sistema, tanto desde el punto de vista de las desviaciones como de la estabilidad. El control de tensión se realiza en la actualidad mediante grandes centrales convencionales basados en generadores síncronos que controlan la tensión en los distintos nudos de la red mediante el intercambio de potencia reactiva (suministro o consumo).

Los parques eólicos deberán de ser capaces de trabajar de forma similar a las centrales convencionales para minimizar el impacto de su integración masiva en la red mediante su contribución al control de tensión. Las aeroturbinas dotadas de convertidores de potencia ofrecen la posibilidad de controlar la potencia generada por las mismas. Los controladores permiten el control de la potencia activa y reactiva intercambiada entre la aeroturbina y la red, de forma independiente aunque en un rango limitado (en función de la potencia activa proveniente del viento y el dimensionamiento del convertidor).

La Figura 2-2 muestra el esquema de un parque eólico conectado a la red.

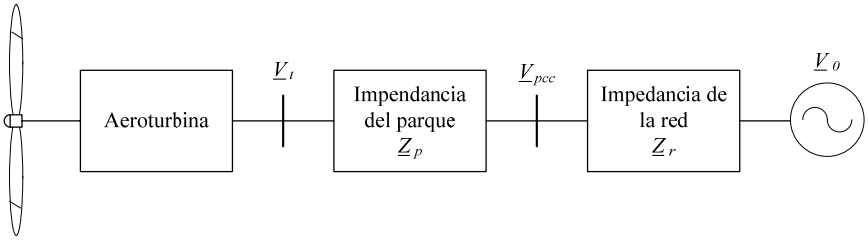


Figura 2-2: Parque eólico conectado a la red.

Como se ha indicado en apartados anteriores, los parques eólicos deben cumplir una serie de restricciones técnicas para poder conectarse al sistema eléctrico. Estas restricciones se refieren fundamentalmente al funcionamiento dentro de unos límites establecidos de carga de las líneas y transformadores de evacuación así como a la tensión en el nudo de conexión, aplicándose tanto en funcionamiento normal como durante perturbaciones en la red.

El cumplimiento de las restricciones en régimen transitorio se asegura mediante el análisis dinámico del parque ante perturbaciones, mediante la ayuda de herramientas de simulaciones dinámicas o electromagnéticas. En lo que se refiere al cumplimiento de los requisitos en régimen permanente, éste se asegura mediante el análisis estático de la red eléctrica realizando un conjunto de flujos de carga del sistema con su correspondiente carga de generación eólica.

En los siguientes apartados se va a tratar los conceptos básicos de:

- Estabilidad de tensión.
- Variaciones de tensión.
- Potencia de cortocircuito y ratio X/R.
- Nivel de penetración.

2.4.1 Estabilidad de tensión

No existe una definición universalmente aceptada en relación al fenómeno de estabilidad de tensión, a pesar del trabajo realizado por varios grupos de trabajo de diferentes organismos en este ámbito. Por ejemplo, desde algunos comités del IEEE [IEE-90] se define la estabilidad de tensión como *la capacidad para mantener la tensión, de forma que cuando la carga aumente su potencia ésta también aumente, haciendo por lo tanto que la tensión y la potencia estén controladas*.

A diferencia del concepto de estabilidad de tensión, la definición del concepto de colapso de tensión es universalmente aceptada. Así, el colapso de tensión ocurre cuando *después de un aumento de la carga o de la inyección de potencia, se produce una disminución progresiva e incontrolable de la tensión* [IEE-90].

Una operación estable del sistema desde el punto de vista de la tensión implica que tras producirse una perturbación, que puede tratarse simplemente de un aumento de la carga o de una variación de la potencia de salida de un conjunto de sistemas de generación no-programables, las tensiones cerca de las cargas sean idénticas o muy próximas a los valores previos a la perturbación [CAR-94].

El colapso de tensión en general es resultado de un incidente relacionado con la inestabilidad de tensión, es decir, con la producción de la potencia máxima entregable por el sistema. En este caso, el mecanismo de restauración de potencia de carga se hace inestable, provocando una reducción de la potencia en lugar del aumento que se desea [IEE-90]. La inestabilidad de tensión puede derivar en un al colapso de tensión, conduciendo al conjunto del sistema eléctrico o una parte del mismo a una situación en la que la tensión se reduce a unos valores mínimos.

El fenómeno de colapso de tensión, puede ilustrarse mediante una simple fórmula basada en cálculos de flujos de cargas. La Figura 2-3 presenta un diagrama unifilar simplificado en el que se presentan las principales magnitudes del sistema que servirá de base para el describir el fenómeno del colapso.

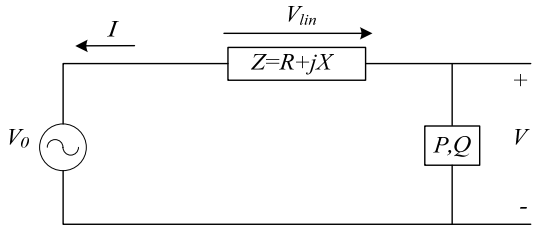


Figura 2-3: Circuito equivalente del generador la línea y el parque eólico (nudo PQ).

El cálculo de los flujos de carga se realiza mediante la resolución de ecuaciones algebraicas obtenidas a partir de un modelo en el cual se incluyen el generador, la línea y el parque eólico en caul se considera como un nudo PQ.

La diferencia de tensión entre los dos nudos de la Figura 2-3 se define según la Ec. 2.1.

$$\underline{V}_{lin} = \underline{V} - \underline{V}_0 = \frac{Z \cdot S^*}{\underline{V}} \qquad \text{Ec. 2.1}$$

Si se define H como el producto entre la impedancia de la línea (Z) y la potencia aparente del sistema eléctrico (S), es decir $H = Z\,S$, y teniendo en consideración que debido al carácter complejo de la impedancia, la variable H adquiere un valor complejo ($H = H_R + jH_I$).

$$\underline{V}_{lin} = \frac{(R \cdot P + X \cdot Q) + j(X \cdot P - R \cdot Q)}{\underline{V}^*} = \frac{H_R + jH_I}{\underline{V}^*} \qquad \text{Ec. 2.2}$$

Si se expresa la tensión $\underline{V}$ como la suma de su parte real e imaginaria $\underline{V} = V_R + jV_I$ y se sustituye en la Ec. 2.2 se obtienen las expresiones siguientes:

$$\underline{V} = \underline{V}_0 + \frac{H_R + jH_I}{\underline{V}^*} \qquad \text{Ec. 2.3}$$

$$V_R^2 + V_I^2 = V_0 \cdot V_R - j \cdot V_0 \cdot V_I + H_R + j \cdot H_I \qquad \text{Ec. 2.4}$$

Despejando la parte real y la parte imaginaria de la Ec. 2.4 se obtienen las expresiones Ec. 2.5 (parte real) y Ec. 2.6 (parte imaginaria).

$$V_R^2 + V_I^2 = V_0 \cdot V_R + H_R \qquad \text{Ec. 2.5}$$

$$0 = -j \cdot V_0 \cdot V_I + j \cdot H_I \Rightarrow V_I = \frac{H_I}{V_0} \qquad \text{Ec. 2.6}$$

Sustituyendo la Ec. 2.6 en la Ec. 2.5 se obtiene una ecuación de segundo orden la cual representa la parte real del valor de la tensión en el nudo PQ (Ec. 2.7).

$$V_R = \frac{1}{2}\left(V_0 \pm \sqrt{V_0^2 - \left(4\frac{H_I^2}{V_0^2} \right) - H_R} \right) \qquad \text{Ec. 2.7}$$

Por último y asumiendo que V_0 es una fuente de tensión infinita es decir $V_0 = 1pu$ y sumando la parte imaginaria de la tensión del nudo, se obtiene la tensión total en el mismo (Ec. 2.8).

$$\underline{V} = \frac{1}{2} \pm \sqrt{\frac{1}{4} - \left(H_I^2 - H_R \right)} + jH_I \qquad \text{Ec. 2.8}$$

Una vez definida la Ec. 2.8 es sencillo delimitar el rango de existencia de la tensión V, siendo éste el siguiente:

$H_I^2 - H_R < -0.25$ no existe solución física posible

$H_I^2 - H_R = -0.25$ la tensión en el nudo se colapsa

$H_I^2 - H_R > -0.25$ múltiples soluciones posibles

Se constata que el análisis de estabilidad de tensión es un proceso complejo y que incluso en un caso simplificado como éste, se deben incluir las características de la carga, de la red y de la tensión en el nudo de envío.

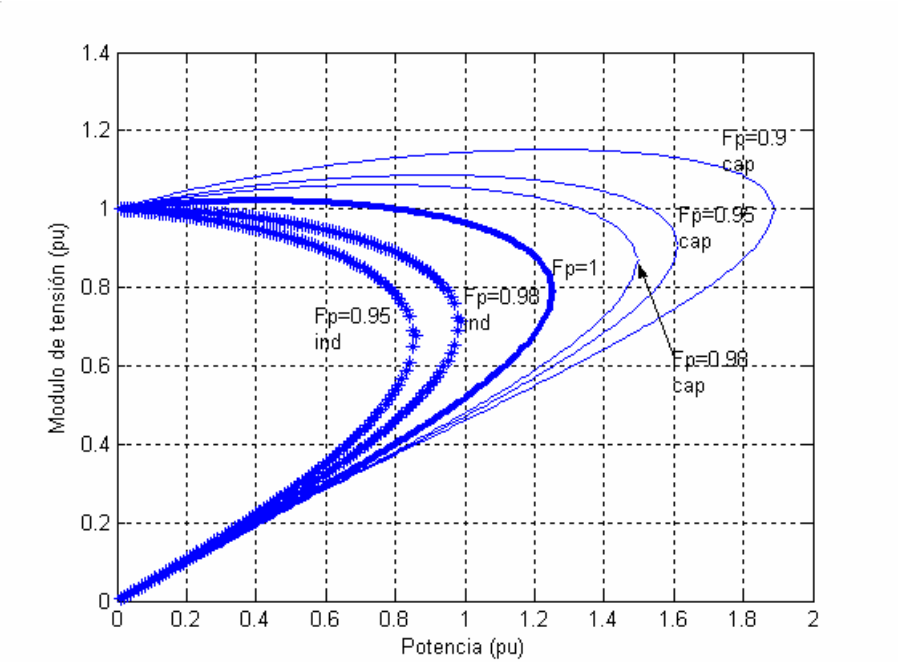


Figura 2-4: Curvas tensión potencia.

La Figura 2-4 muestra la relación existente entre la potencia transferida a un nudo y su tensión. Esta curva representa la característica Tensión/Potencia de un nudo en particular (también denominada *curva de nariz*). El límite de estabilidad de tensión se caracteriza por la tangente vertical en el punto de potencia máxima transferida.

Si se extrapola el problema a un sistema eléctrico más complejo, los factores relevantes que determinan la inestabilidad de tensión son:

- Las impedancias de las redes de transporte y la potencia de cortocircuito del sistema.
- Los límites de control de potencia reactiva/tensión de los generadores [JOH-98].
- Las características de la carga [KAR-92]
- Las características de la compensación de potencia reactiva.
- La acción de los dispositivos de control de tensión como transformadores de tomas variables en carga [LAR-01].

Los reguladores de tensión instalados de forma dispersa en el sistema también influyen directamente sobre la estabilidad de tensión. Así, los transformadores de tomas variables en carga utilizados en las redes de distribución tienden a empeorar los problemas de inestabilidad aumentando el flujo de corriente para restablecer las consignas de tensión fijadas.

Asimismo, los dispositivos de compensación de potencia reactiva cuyo nivel de salida depende de la tensión (condensadores) contribuyen también a la inestabilidad de tensión. Por lo general, la compensación de reactiva se realiza mediante bancos de condensadores. La potencia reactiva suministrada por estos condensadores es función del cuadrado de la tensión y por lo tanto en caso de producirse una disminución de tensión también se reducirá la producción de potencia reactiva local, congestionando aún más las líneas de transporte y reduciéndose los niveles de tensión. De la misma forma, la respuesta de las cargas a cambios de tensión influye también en la estabilidad de tensión.

Finalmente, un gran número de parques eólicos conectados al sistema eléctrico, sin capacidad de participar en el control del mismo, provoca una pérdida de capacidad de control de tensión considerable, ya que estas instalaciones sustituyen a otras centrales convencionales que sí disponen de dicha capacidad. En estas condiciones, una demanda excesiva de potencia reactiva puede derivar en problemas relacionados con la tensión.

2.4.2 Variaciones de tensión

En lo que respecta a las instalaciones eólicas, es necesario distinguir entre la tensión en bornes del aerogenerador y la tensión en el punto de conexión común (PCC). Así en este apartado se analizan las variaciones de tensión tanto en el punto de conexión del parque como en el punto de conexión del aerogenerador.

2.4.2.1 Variación de tensión en el punto de conexión del parque

Considerando el sistema de la Figura 2-3, donde se muestra una fuente de potencia activa y reactiva, una impedancia y las tensiones $\underline{V}$ y $\underline{V_0}$, la corriente $\underline{I}$ puede expresarse mediante la Ec. 2.9.

$$\underline{I} = \frac{P - jQ}{\underline{V}_0^*} \qquad \text{Ec. 2.9}$$

La caída de tensión en la impedancia $\underline{Z}$ se puede calcular según la Ec. 2.10.

$$\Delta\underline{V} = \underline{V} - \underline{V}_0 = \underline{Z}\,\underline{I} = (R + jX)\left(\frac{P - jQ}{\underline{V}_0^*}\right) \qquad \text{Ec. 2.10}$$

El resultado es la expresión Ec. 2.11:

$$\Delta\underline{V} = \left(\frac{RP + XQ}{\underline{V}_0^*}\right) + j\left(\frac{XP - RQ}{\underline{V}_0^*}\right) \qquad \text{Ec. 2.11}$$

Siempre y cuando el ángulo δ entre $\underline{V}$ y $\underline{V_0}$ sea pequeño, el segundo término de la Ec. 2.11 únicamente produce un desfase de tensión. Así la mayor contribución a la caída de tensión viene determinada por el primer término, mientras que el segundo puede despreciarse. De esta forma la variación de tensión se define mediante la Ec. 2.12.

$$\Delta\underline{V} \approx \left(\frac{RP + XQ}{\underline{V}_0^*} \right) \qquad \text{Ec. 2.12}$$

Como la tensión ($\underline{V_0}$), la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q) son conocidas, la diferencia de tensión y por lo tanto $\underline{V}$ pueden ser calculadas de forma sencilla.

Retomando la nomenclatura de tensiones, la tensión $\underline{V}$ se puede definir como la tensión en el punto de conexión del parque $\underline{V_{ppc}}$ resultando la Ec. 2.13.

$$\underline{V}_{pcc} = \underline{V}_0 + \left(\frac{RP + XQ}{\underline{V}_0^*} \right) \qquad \text{Ec. 2.13}$$

$$\underline{V}_{pcc} = \frac{\underline{V}_0 \pm \sqrt{\underline{V}_0 - 4(RP + XQ)}}{2} \qquad \text{Ec. 2.14}$$

2.4.2.2 Variación de tensión en el punto de conexión del aerogenerador

La siguiente figura muestra el esquema equivalente monofásico en unidades físicas y en por unidad del circuito eléctrico que conecta un aerogenerador con el punto de conexión a la red de transporte / distribución del parque eólico. El empleo de las variables por unidad se hace necesario para evitar las transformaciones relacionadas con los transformadores.

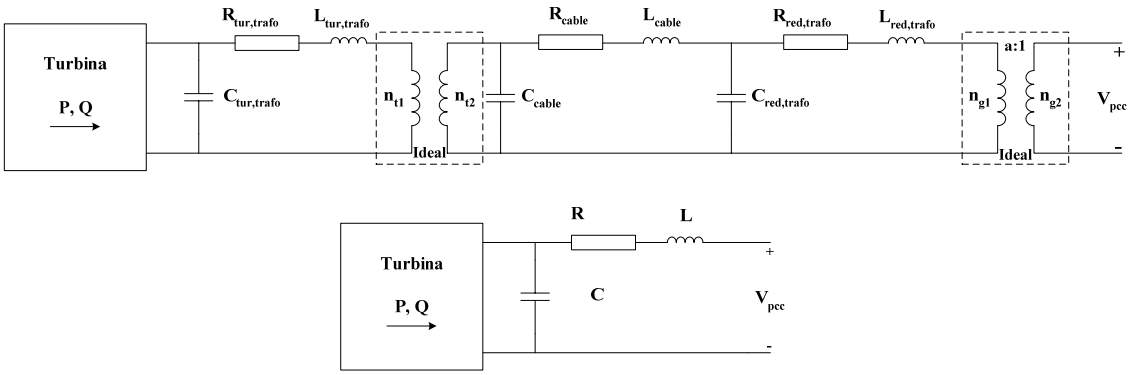


Figura 2-5: Esquemas monofásicos equivalentes del circuito del parque.

Los parámetros equivalentes R L y C se pueden definir como:

$$\begin{aligned} R &= R_{pu} L_{base} \\ L &= L_{pu} L_{base} \\ C &= C_{pu} C_{base} \end{aligned} \qquad \text{Ec. 2.15}$$

Donde:

$$R_{pu} = R_{tur,trafo,pu} + R_{cable,pu} + R_{red,trafo,pu}$$
$$R_{base} = Z_{tur,base}$$
$$L_{pu} = L_{tur,trafo,pu} + L_{cable,pu} + L_{red,trafo,pu}$$
$$L_{base} = \frac{Z_{tur,base}}{\omega_{base}} \qquad \text{Ec. 2.16}$$
$$C_{pu} = C_{tur,trafo,pu} + C_{cable,pu} + C_{red,trafo,pu}$$
$$C_{base} = \frac{1}{\omega_{base} Z_{tur,base}}$$

En este punto cabe hacer dos reflexiones:

- Existe una variación de tensión entre el punto de conexión del parque y el punto de conexión de cada aerogenerador individual.
- Existe un consumo / aporte de energía reactiva en la líneas de distribución internas del parque.

Siguiendo el mismo razonamiento que en el apartado anterior, y sustituyendo la tensión $\underline{V}$ por la tensión de la aeroturbina $\underline{V_t}$ y $\underline{V_0}$ como la tensión en el punto de conexión $\underline{\dot{V}_{ppc}}$ (Ec. 2.13), la tensión en bornes de la turbina resulta:

$$\underline{V}_t = \underline{V}_{pcc} + \left(\frac{RP + XQ}{\underline{V}^*_{pcc}} \right) \qquad \text{Ec. 2.17}$$

Los transformadores y cables subterráneos empleados en el esquema del parque tienen ciertas capacidades, además de las resistencias e inductancias. Las capacidades de los transformadores se pueden despreciar respecto a la de los cables subterráneos. La cantidad de potencia reactiva generada por estas capacidades depende de la tensión por lo que será prácticamente constante. La potencia reactiva (Q) se puede definir como:

$$Q = Q_t + j\omega C_{cable} V_c^2 \qquad \text{Ec. 2.18}$$

Donde

$$V_c \approx \left(\frac{n_{t2}}{n_{t1}} \right) V_t \qquad \text{Ec. 2.19}$$

Esta potencia reactiva no es en general despreciable por lo que es necesario considerarla a la hora de calcular el factor de potencia requerido en el punto de conexión del parque. Asimismo es necesario tener en cuenta las variaciones de tensión que se van a producir entre el punto de conexión del parque y las turbinas ya que puede existir una desviación considerable entre ambas tensiones.

2.4.3 Potencia de cortocircuito y ratio *X/R*

Cuando se inyecta corriente en un nudo concreto de la red se provoca una variación (incremento o decremento) de la tensión en ese punto. La magnitud de esta variación depende de la impedancia de la red; cuando la red tiene una elevada potencia de cortocircuito la variación de tensión provocada es pequeña debido al reducido valor de la impedancia de red. Por el contrario en el caso de una red débil, la impedancia de la red es muy grande por lo que la corriente inyectada puede provocar una variación importante de la tensión.

De la misma forma, si un parque se conecta a una red débil se pueden producir elevadas variaciones de tensión. Un típico caso de conexión a una red débil es la conexión del parque al final de la línea de transporte. Las diferencias ente una red fuerte y débil se pueden explicar con la ayuda de la Figura 2-3.

La potencia aparente de cortocircuito de la red se define como (Ec. 2.20):

$$\underline{S}_{sc} = \underline{V}_{red,nom}\,\underline{I}_{sc}^{*} \qquad \text{Ec. 2.20}$$

Donde la corriente de cortocircuito ($\underline{I}_{sc}$) se define como la corriente que fluye a tensión nominal cuando se produce un cortocircuito trifásico en el punto de conexión. La impedancia de cortocircuito se puede definir mediante la Ec. 2.21.

$$\underline{Z}_{sc} = \frac{\underline{V}_{red,nom}}{\underline{I}_{sc}} \qquad \text{Ec. 2.21}$$

Cuando la tensión de red varía, el parque puede inyectar potencia reactiva a la red para restaurar la tensión. La corriente de compensación necesaria viene determinada por la Ec. 2.22.

$$\underline{I}_{parque,comp} = \frac{\Delta\underline{V}}{\underline{Z}_{sc}} \qquad \text{Ec. 2.22}$$

La potencia aparente de compensación se obtiene según la Ec. 2.23.

$$\underline{S}_{parque,comp} = \Delta\underline{V}\,\underline{I}_{parque,comp}^{*} = \frac{\Delta\underline{V}\,\Delta\underline{V}^{*}}{\underline{Z}_{sc}^{*}} \qquad \text{Ec. 2.23}$$

La relación entre la potencia aparente de compensación y la potencia aparente de cortocircuito nos da la capacidad de control de tensión del parque (Ec. 2.24).

$$\frac{\underline{S}_{parque,comp}}{\underline{S}_{sc}} = \frac{\Delta\underline{V}}{\underline{V}_{nom}} \qquad \text{Ec. 2.24}$$

Las variaciones de tensión producidas por el parque se deben normalmente a variaciones en la potencia activa. Para minimizar las fluctuaciones de tensión se emplea

la potencia reactiva. Por lo tanto, el ratio entre las partes reactiva y resistiva de la impedancia de la red adquiere una gran importancia.

La efectividad del control de tensión mediante el control de potencia reactiva depende directamente del ratio *X/R* de la impedancia de red. En la Figura 2-6 se muestran dos fuentes de tensión interconectadas a través de una impedancia (Z); la fuente de tensión V_1 se puede considerar como el parque, mientras que la impedancia *Z* y la fuente de tensión V_2 representan el equivalente Thevenin de la red. Se considera V_2 constante y como valor de referencia. Mediante el principio de superposición el incremento de tensión de V_1 se puede determinar, cuando una determinada cantidad de corriente reactiva alimenta a la impedancia *Z* (diagrama fasorial de la Figura 2-6).

En el diagrama fasorial de la Figura 2-6 el esquema de la izquierda representa una red con un ratio *X/R* elevado, este diagrama muestra como una inyección de corriente reactiva proporciona una tensión relativamente alta con una reducido desfase con respecto a V_2, por lo tanto la variación de tensión en V_1 es elevada; el esquema de la derecha muestra una red con un ratio *X/R* reducido, en este caso la mayor variación de tensión se produce debido a la resistencia *R*, esta variación de tensión es perpendicular a V_2, por lo que el efecto sobre el incremento del módulo de V_1 es mucho menor que en el caso de una red con un ratio *X/R* elevado.

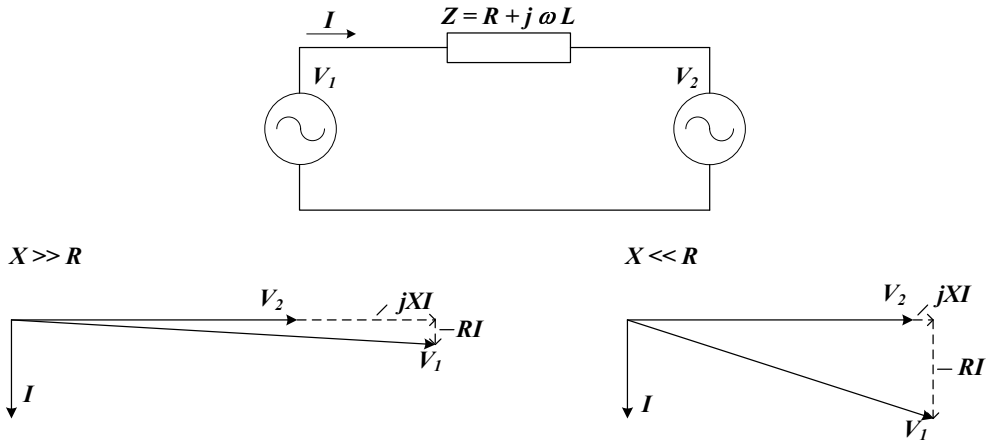


Figura 2-6: Ratio X/R.

Debido a que las líneas aéreas de transporte tienen un ratio *X/*R relativamente elevado (>5) la cantidad de potencia reactiva necesaria para conseguir un cierto incremento de tensión es relativamente baja. Otras líneas, como los cables subterráneos, poseen un ratio *X/R* bastante más bajo, lo que dificulta el control de tensión.

Con un valor pequeño del ratio *X/R* el efecto que la potencia activa generada por el parque tiene sobre la red aumenta mientras que por le contrario disminuye la capacidad de controlar la tensión mediante la potencia reactiva.

2.4.4 Nivel de penetración

Como se ha visto en el apartado anterior la capacidad del parque para el control de tensión depende de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión y del ratio *X/R*. La variación de tensión en el punto de conexión del parque (ΔV) puede recalcularse como una función del nivel de penetración de energía eólica (P/S_{sc}: definido como el ratio entre la potencia activa generada y la potencia de cortocircuito), la fase de la impedancia de red (Ψ_k) y la relación entre la potencia reactiva y activa generada por el parque eólico (Q/P):

$$\Delta V(\%) = (\frac{P}{S_{sc}})(\%) \cdot (\cos\psi_k + \frac{\sin\psi_k}{100} \cdot (\frac{Q}{P})(\%)) \qquad \text{Ec. 2.25}$$

Si la componente resistiva de la red es considerada insignificante (Ψ_k=90º) (valido para la red de transporte) la ecuación anterior puede expresarse como sigue:

$$\Delta V(\%) = (\frac{P}{S_{sc}})(\%) \cdot (\frac{1}{100} \cdot (\frac{Q}{P})(\%)) \qquad \text{Ec. 2.26}$$

Usando esta ecuación es posible calcular el nivel de penetración que sería necesario para que los parques eólicos pudieran asumir el servicio auxiliar de control de tensión de la misma forma que las centrales convencionales.

En España las condiciones de prestación de este servicio vienen fijados por el PO 7.4 [PO-074]. La Figura 2-7 muestra la relación entre la variación de tensión y el ratio entre la potencia activa y reactiva, fijada por dicho PO. En caso de que la tensión sea inferior a 0,95 pu el generador debe ser capaz de proporcionar el +30 % de *Q/P* o el -30 % de *Q/P* (la potencia reactiva absorbida) cuando la tensión sea superior 1,05 pu

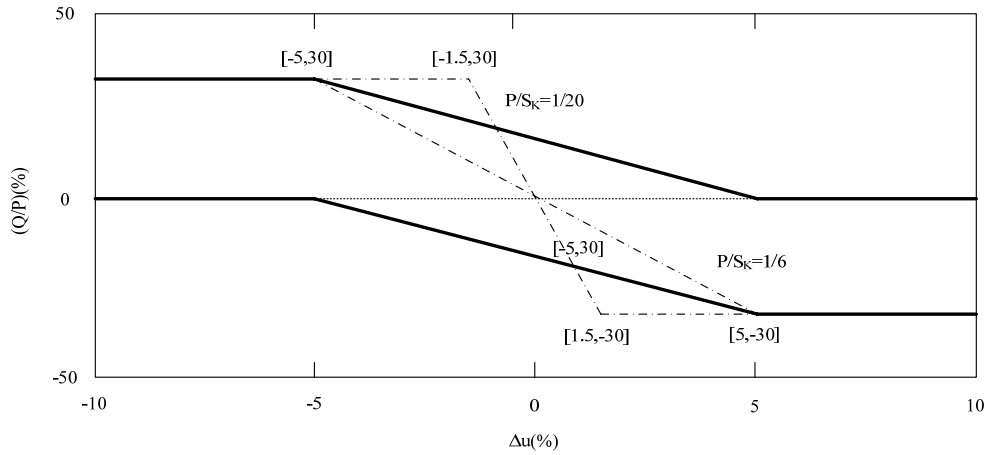


Figura 2-7: Servicio auxiliar de tensión del PO 7.4.

No obstante, la legislación española limita la potencia eólica que se puede conectar a un nudo de transporte al 5 % de la potencia de cortocircuito del mismo, por lo que en estas condiciones los parques solo podrían asumir consignas de tensión de ±1,5 % sobre la tensión nominal de funcionamiento, lo cual es muy restrictivo.

Para alcanzar variaciones de tensión del ±5 % con un intercambio de potencia reactiva (*Q/P*) del ±30 % el nivel de penetración de energía eólica (*P/Sk*) debe ser al menos de 1/6 (16,67%).

2.5 Control de tensión

El control de tensión tiene diferentes objetivos, sin embargo los más importantes son:

- Estabilizar la tensión.
- Minimizar las pérdidas de transporte.
- Evitar superar los límites de tensión máxima y mínima.

En lo que respecta a las instalaciones eólicas, es necesario distinguir entre la tensión en bornes del aerogenerador y la tensión en el punto de conexión común (PCC).

Además, es importante definir las pautas de funcionamiento de la instalación, desde el punto de vista del control de tensión. Una posibilidad es mantener la tensión lo más cercana posible a un valor de consigna, otra posibilidad sería actuar tan solo cuando la tensión supera unos valores determinados.

Si el objetivo es que la aportación de potencia reactiva y control de tensión del parque sea como el de una central convencional; el parque deberá ser capaz de controlar la pendiente de la característica estática (*Q/V*). Este es un tipo de control con realimentación en el cual la potencia reactiva suministrada a la red depende de la tensión. La relación entre la tensión y el suministro de potencia reactiva viene determinada por la característica estática que se muestra en la figura siguiente.

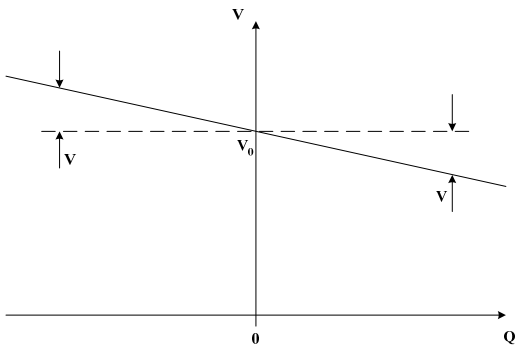


Figura 2-8: Característica estática.

Otra opción es realizar el control de tensión en el parque mediante una consigna de factor de potencia equivalente al error de tensión en los terminales del aerogenerador.

A continuación se van a mostrar las dos estrategias más comúnmente utilizadas, así como los controles asociados a cada una de ellas.

- Control de tensión en el punto de conexión del parque
- Control de tensión en bornes de cada aeroturbina

2.5.1 Control de tensión en el punto de conexión del parque

El objetivo de este control es minimizar las desviaciones de tensión debidas a la potencia variable entregada por el parque eólico.

Este control se puede implementar de dos maneras diferentes:

- *Control centralizado:* en este caso un controlador distribuye las consignas de potencia reactiva a todas las aeroturbinas.
- *Control descentralizado:* en este caso cada aeroturbina tiene su propio controlador. El objetivo para cada aeroturbina será controlar la tensión en el punto de conexión; para tal fin cada aeroturbina deberá determinar la tensión en este punto.

2.5.2 Control de tensión en el punto de conexión del aerogenerador

Una de las formas más sencillas de implementar el control de tensión es permitir que cada aeroturbina controle la tensión en sus propios terminales [PIE-04].

Cada aeroturbina mide la tensión en sus terminales y compara la medida con un valor de referencia, el control de tensión alimenta al control de la potencia reactiva con este error. Se emplea un simple regulador proporcional.

El mayor problema con esta estrategia radica en la diferencia de tensión entre los terminales de las aeroturbinas y el punto de conexión común debido a la presencia de cables y transformadores.

El control de tensión se puede realizar mediante el convertidor de rotor el de red o mediante ambos.

Ledesma [LED-PHD] propone una estructura para el control de tensión mediante el convertidor de red (Figura 2-9).

La limitación de corriente del convertidor limita la capacidad de la aeroturbina de controlar la tensión. La ventaja principal de un aerogenerador doblemente alimentado consiste en que los convertidores empleados requieren una potencia nominal sensiblemente inferior que la potencia nominal de la máquina, por lo tanto si se aumentase el límite de corriente de los convertidores para dotar a los aerogeneradores de mayor capacidad para controlar la tensión, se perdería esta ventaja.

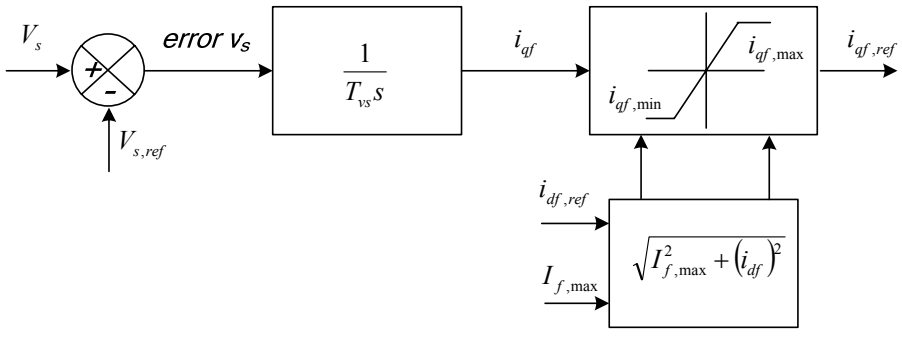


Figura 2-9: Control de tensión en bornes de la aeroturbina propuesto por Ledesma. Convertidor de red.

En [AKH-PHD] a partir del error de tensión se establece el valor de consigna de la potencia reactiva (Figura 2-10).

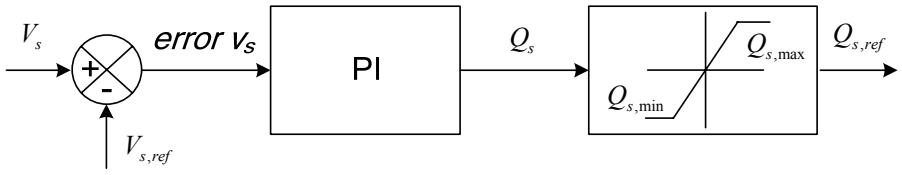


Figura 2-10: Control de tensión en bornes de la aeroturbina propuesto por Akhmatov. Convertidor de red.

Otra opción es controlar la tensión empleando el convertidor del lado de rotor [LED-PHD], [PIE-04]. El aumento de la corriente del lado de rotor (i_{dr}) provoca un incremento de la excitación de la máquina, lo cual contribuye a aumentar la tensión en bornes del generador; el descenso de la corriente i_{dr} provoca la magnetización de la máquina desde la red con el consiguiente consumo de potencia reactiva y descenso de la tensión.

La Figura 2-11 muestra una estructura de control de tensión mediante el convertidor del lado de rotor [SLO-PHD]. El control de tensión expuesto se basa en la Ec. 2.27.

$$Q_s = -\frac{L_m v_t i_{dr}}{L_{s\sigma} + L_m} - \frac{v_t^2}{\omega_s \left(L_{s\sigma} + L_m\right)} \qquad \text{Ec. 2.27}$$

El primer término de la igualdad anterior determina el intercambio de potencia reactiva con la red, intercambio que se puede controlar mediante i_{dr}. El segundo término representa la magnetización del estator.

Si se expresa i_{dr} como la suma de $i_{dr,magn}$ más $i_{dr,gen}$ la corriente necesaria para magnetizar el estator viene definida por la Ec. 2.28.

$$i_{dr,magn} = \frac{v_t}{w_s L_m} \qquad \text{Ec. 2.28}$$

En consecuencia se deduce que la potencia reactiva intercambiada con la red se puede definir según la Ec. 2.29.

$$Q = -\frac{L_m v_t i_{dr,gen}}{L_{s\sigma} + L_m} \qquad \text{Ec. 2.29}$$

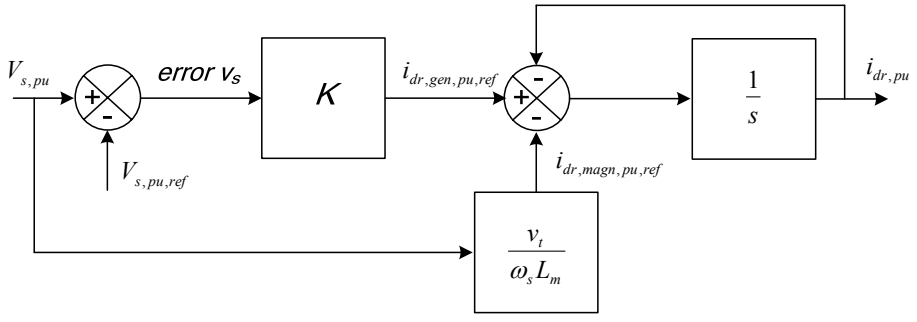


Figura 2-11: Control de tensión en bornes de la aeroturbina. Convertidor de rotor.

2.5.3 Control mixto

Cuando las distancian entre los aerogeneradores y la subestación del parque son elevadas se hace necesario gestionar la tensión en ambos puntos limitando el aporte de potencian reactiva de los generadores que han alcanzado el límite de tensión en sus bornes [AME-02].

2.6 Control de frecuencia

La frecuencia en un sistema de suministro AC está determinada por el balance entre el consumo y la producción de potencia activa (P). Un déficit de potencia produciría un descenso en la velocidad de las máquinas de la red, mientras que un exceso incrementaría dicha velocidad. El control de la red intenta mantener este balance en todo momento, debido a que una compensación incorrecta resultaría en una desviación inaceptable del valor deseado de frecuencia.

En cada país el Operador del Sistema es el encargado del balance de potencias a corto plazo. Los objetivos globales de control de frecuencia se alcanzan en dos escalas de tiempo diferente: control primario y secundario. Un gran parque de generación eólica debería ser capaz de participar en ambas.

Los requisitos impuestos por el control de frecuencia pueden incluir ([PIE-04]):

- Limitación de potencia.
- Limitación de la pendiente de potencia.
- *Balance Control*.
- *Delta Control*.
- Control de frecuencia.

La limitación de potencia y de la pendiente de potencia se requieren si el exceso de potencia generado no se puede exportar a otra área de la red o la generación convencional no puede seguir las variaciones de la generación eólica.

Durante el *Balance Control* (Apartado 1.1) la potencia de las aeroturbinas y del parque están limitadas a un valor constante inferior a la potencia disponible máxima.

En el modo *Delta Control* (Apartado 1.1), el parque no entrega la potencia disponible máxima si no que se aplica un valor fijo de reserva; la producción se limita en un valor de megavatios fijo por debajo de la potencia disponible máxima.

En modo control de frecuencia el parque adaptará su salida de potencia a las condiciones de frecuencia existentes en el sistema: generará menos potencia en el caso en el que la frecuencia aumente y más potencia cuando la frecuencia se reduzca, pudiéndose además establecer una banda tal y como se muestra en la Figura 2-12.

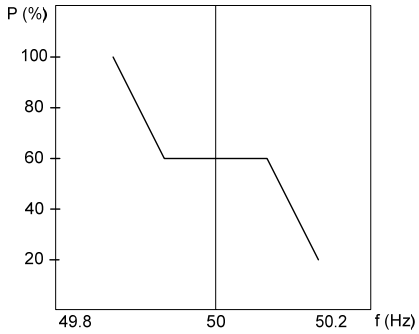


Figura 2-12: Control de frecuencia delta y caída de tensión.

En los generadores DFIG la potencia se puede limitar bien mediante el control de pitch bien mediante el control de velocidad [EKA-03], [GON-05]:

2.6.1 Mediante el control de pitch

En condiciones normales a potencias inferiores a la nominal el ángulo de pitch se mantiene en un valor óptimo (máxima extracción de potencia posible del viento), sin embargo, para dotar al sistema con la respuesta de frecuencia se puede forzar al sistema a trabajar con un ángulo de pitch no óptimo para así disponer de un margen de potencia que permita aumentar la generación de potencia en cualquier instante con el fin de controlar la frecuencia en el punto de conexión.

De esta forma se puede establecer una relación entre las variaciones de frecuencia y el ángulo de pitch [GON-05].

2.6.2 Mediante el control de la velocidad de rotor

Se puede forzar a la máquina a trabajar fuera de su punto óptimo de funcionamiento estableciendo una consigna de velocidad diferente a la óptima y de esta forma obtener el margen de potencia necesario para proporcionar una adecuada respuesta de frecuencia [GON-05] y [ALM-06].

2.6.3 Aporte de Inercia

Aunque los aerogeneradores de velocidad fija no proporcionan apoyo al control de tensión y frecuencia (debido al hecho de que la velocidad del rotor y la frecuencia del sistema se encuentran acopladas a través de la caja multiplicadora) sí que son capaces de proporcionar una cierta respuesta inercial al sistema en funcion tanto de la energía almacenada en el rotor como de la variación de frecuencia producida.

A los aerogeneradores de velocidad variable, a pesar de que son capaces de prestar servicios auxiliares cada vez más eficientes, el desacoplamiento efectivo del rotor de la red impide su contribución en términos de aporte de inercia cuando se producen variaciones en la frecuencia del sistema.

Por lo tanto es evidente que si los sistemas de generación eólica no proporcionan respuesta inercial, su efecto sobre la inercia del sistema será negativo en la medida en que sustituyen sistemas de generación que sí contribuyen en este sentido. De ahí la importancia de tener en cuenta el efecto de la inercia de las aeroturbinas DFIG.

2.7 Control centralizado de parque

Una turbina eólica funciona normalmente en lazo abierto y con el objetivo de obtener la máxima energía del viento con un factor de potencia próximo a la unidad. Así el control de parque no tiene ninguna capacidad de control y simplemente actúa como sistema de monitorización.

El control de un parque puede implementarse de dos modos: centralizado o descentralizado.

Se define como control descentralizado el sistema de control que está basado en parámetros locales de cada aeroturbina, en los parques con un sistema de control descentralizado cada aeroturbina establece independientemente las consignas para sus propios controles. De esta forma, la mayor ventaja del control descentralizado es que no precisa de comunicación entre el sistema de control central y el control individual de cada una de las aeroturbinas.

En el caso del control centralizado existe un sistema de control central encargado de controlar las potencias activa y reactiva inyectadas por el parque. El control central a partir de una consigna relativa al conjunto de la instalación establece las consignas para cada una de las aeroturbinas.

La principal ventaja del control centralizado radica en la posibilidad de entregar al control de cada aeroturbina una consigna diferente, ventaja que resulta especialmente interesante cuando unas aeroturbinas funcionan a velocidades distintas. De esta forma las aeroturbinas que se encuentran entregando menos potencia activa podrán inyectar más potencia reactiva a la red que aquellas que están produciendo la potencia activa nominal.

Cuando se controla la tensión en el punto de conexión mediante el control descentralizado (control individual de la tensión en bornes de cada aeroturbina), se estima el valor aproximado de la tensión en el punto de conexión a partir de parámetros locales por lo que el valor obtenido es una aproximación; cuando se controla la tensión mediante la potencia reactiva inyectada en el propio nudo de conexión el sistema de control no tiene que considerar la perdidas de potencia reactiva en la línea ya que la consigna generada será tal que el error de tensión en el punto de conexión sea nulo (control centralizado) [AME-04].

Dependiendo del sistema de control centralizado de un parque eólico puede funcionar en diferentes modos:

- *Control centralizado:* Actuando con consignas del OS de P y Q.
- *Control centralizado:* Actuando contra la red, control V / f.
- *Control centralizado:* Despacho delegado.
- *Control centralizado:* Controla Automático de la Generación.

En los siguientes apartados se realiza un análisis detallado de las estrategias de integración presentes en la literatura.

2.7.1 Control centralizado con consignas de P y Q provenientes del OS

En este modo de control el parque recibe del Operador del Sistema las consignas de P y de Q y establece las consignas para cada aeroturbina con el fin de garantizar el seguimiento de las mismas.

2.7.2 Control centralizado, actuando contra la red (V y f)

Los generadores convencionales están equipados con un sistema de regulación de velocidad (denominado regulación primaria) que permite seguir las evoluciones rápidas de la carga y de un sistema de regulación secundaria (denominado también control automático de la generación, AGC) que establece un nuevo equilibrio entre generación y carga mediante el ajuste de nuevas consignas de potencia a los generadores del sistema para controlar de esta forma la frecuencia del sistema.

Las referencias que se establecen según consideraciones económicas es el denominado *dispatch* económico, donde el generador con menor coste marginal es el elegido para suministrar el incremento de carga.

Sin embargo, los aerogeneradores que actualmente se encuentran en operación están diseñados para producir la máxima potencia disponible siempre que la velocidad del viento sea inferior a la nominal, y generar la potencia nominal cuando la velocidad del viento sea superior a la nominal.

En la Figura 2-13 se representa un esquema en el que se comparan de forma gráfica las Funciones de Control de un generador convencional y las de un aerogenerador. Se observa claramente que mientras un generador convencional participa en el control de frecuencia y de tensión en la red, en el caso del aerogenerador la iteración con la red no es bidireccional (no existe realimentación).

Esto en el caso de una red fuerte, no supone mayor inconveniente puesto que la propia red se encarga de mantener la frecuencia y la tensión en los valores especificados. Pero en el caso de redes débiles o de una elevada penetración de energía eólica, esta falta de realimentación podría ocasionar grandes variaciones de frecuencia y tensión en el sistema eléctrico.

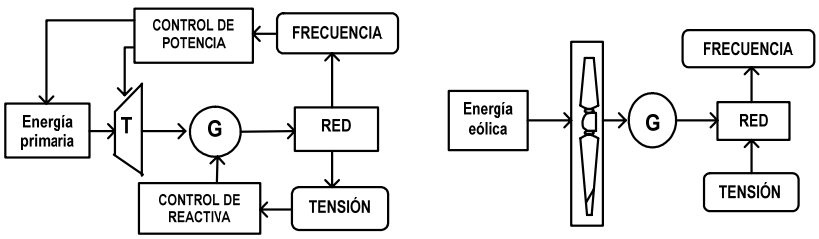


Figura 2-13: Funciones de Control de un generador convencional frente a los aerogeneradores actuales.

En la Figura 2-14 se representa un esquema de regulación de un aerogenerador capaz de interactuar directamente con el sistema. Los modernos aerogeneradores de velocidad variable ofrecen la posibilidad de incorporara este tipo de funciones, aunque en la actualidad aún no las incluyen [AME-02], [AME-L03].

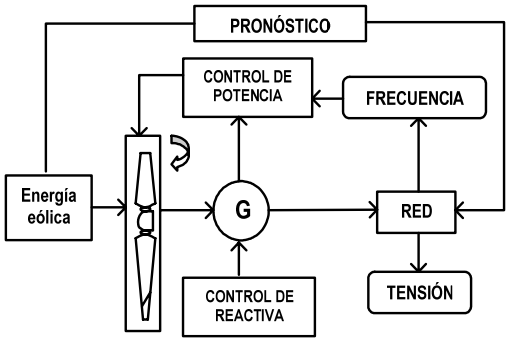


Figura 2-14: Funciones de Control de los futuros aerogeneradores

Los principales motivos por los que estas funciones de control no se implementan en los parques eólicos son dos; por un lado la naturaleza aleatoria del viento y por otro la necesidad de maximizar la captura energética para minimizar el coste de la energía. La desafortunada consecuencia de ello es un estrecho margen de aplicaciones de la generación eólica.

Los actuales parques eólicos sólo pueden conectarse a grandes sistemas interconectados que puedan tolerar inyecciones de potencias independientes con respecto a la demanda.

Los objetivos de este sistema de control pueden alcanzarse si se cumplen las siguientes especificaciones:

- Los aerogeneradores deben operar siempre dentro de sus límites de diseño.
- Las variaciones de la potencia eléctrica debidas a los cambios de la velocidad del viento deben ser optimizadas mediante el control implementado.
- Los aerogeneradores deben participar en la regulación primaria mediante el ajuste de la potencia generada a las nuevas condiciones de carga. La regulación primaria implica la reacción de los aerogeneradores en pocos segundos después del cambio, y antes de que la regulación secundaria ajuste nuevas referencias de potencia para satisfacer la nueva demanda.
- Los aerogeneradores deben participar en la regulación secundaria de potencia, respondiendo a las consignas de un centro de control remoto.
- La naturaleza aleatoria del viento no debería ser un impedimento para la participación de un aerogenerador en la regulación del sistema eléctrico ya que en la actualidad se están desarrollando herramientas de previsión con objeto de posibilitar la programación y el *dispatch* de los parques eólicos.

En la Figura 2-15 se describe un esquema de control automático de la generación en un parque eólico que permite unas prestaciones de control de potencia activa y reactiva similares a las de una central eléctrica convencional. Este sistema de control está basado en una arquitectura jerárquica, compuesta por un control supervisor de la potencia activa y reactiva en la subestación del parque y un control de cada aerogenerador.

El control automático de la generación envía consignas de potencia activa y reactiva a cada uno de los aerogeneradores del parque, de manera que desde el punto de vista de la red el parque se comporte como una única unidad de generación.

El control individual de cada aerogenerador debe atender a las consignas del sistema de control del parque, asegurando con ello que se cumplen las especificaciones de potencia activa y reactiva del mismo.

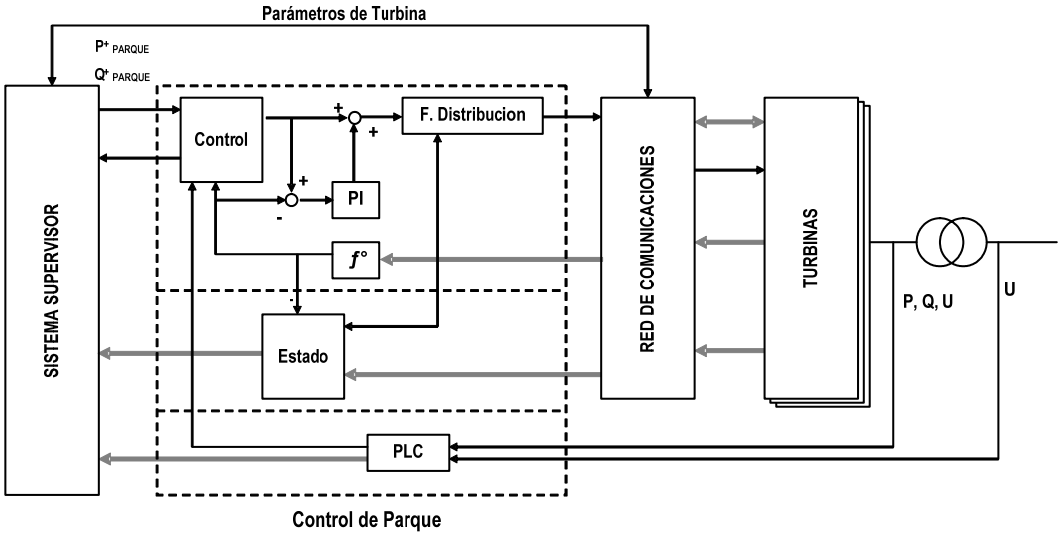


Figura 2-15: Esquema de control de potencias de un parque eólico.

En la actualidad, los parques eólicos españoles están formados por un conjunto de turbinas eólicas trabajando de forma independiente entre ellas. Un porcentaje muy elevado de velocidad variable. Estas nuevas turbinas eólicas de velocidad variable disponen de convertidores electrónicos que permiten un control desacoplado del par en el eje y de la potencia reactiva del generador.

La adición de unos lazos de regulación externos permitirán controlar las potencias activa y reactiva inyectadas por el parque eólico en el sistema eléctrico.

2.7.3 Control centralizado, control de nudo (despacho delegado)

Con el fin de facilitar la gestión de los parques eólicos y el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la confiabilidad y seguridad de la red [AME-04-a]. [REE-06] propone la figura del *Gestor u Operador de Nudo*. El *Gestor u Operador de Nudo* sería la entidad encargada de gestionar los parques eólicos conectados a un mismo nudo de la red de transporte, siendo el interlocutor con la Distribuidora o el Operador del Sistema, para la operación conjunta de todos los parques conectados a un mismo nudo.

Si bien la problemática aborda tanto aspectos técnicos como legales y económicos, el presente trabajo se centra únicamente en los aspectos técnicos. Desde un punto de vista técnico la gestión de nudos plantea los siguientes problemas:

- Las diferentes tecnologías de los parques eólicos conectados a un mismo punto de la red de transporte exigen una gestión diferenciada.
- Es necesario desarrollar Procedimientos de Operación que permitan tener a todos los agentes involucrados. Estos Procedimientos de Operación deben de dar respuesta entre otros temas a: los límites de funcionamiento, la incorporación de sistemas de compensación centralizada, diseño de un sistema de control jerárquico entre el nudo de transporte las instalaciones de generación y los aerogeneradores, etc.

Como ejemplo de control jerárquico se propone una estructura de control con cuatro niveles (Figura 2-16).

- *Nivel 1, Control de Máquina*. Se contemplan los sistemas de control a nivel de los aerogeneradores.
- *Nivel 2, Control de Parque*. Compuesto por el regulador encargado de atender las consignas de potencia activa y reactiva para cada parque. Las consignas de potencia activa y reactiva se generan en el *Nivel 3* (Control de nudo).
- *Nivel 3, Control de Nudo*. Compuesto por el regulador encargado de atender las consignas de potencia activa y reactiva exigidas por el OS. El sistema de control se encarga de repartir eficientemente las consignas de potencia activa y reactiva entre los parques conectados a un mismo nudo de la red de transporte.
- *Nivel 4, Control de Tensión*. Lazo de nivel superior encargado de generar la consigna de la potencia reactiva en función de la consigna de tensión exigida por el OS.

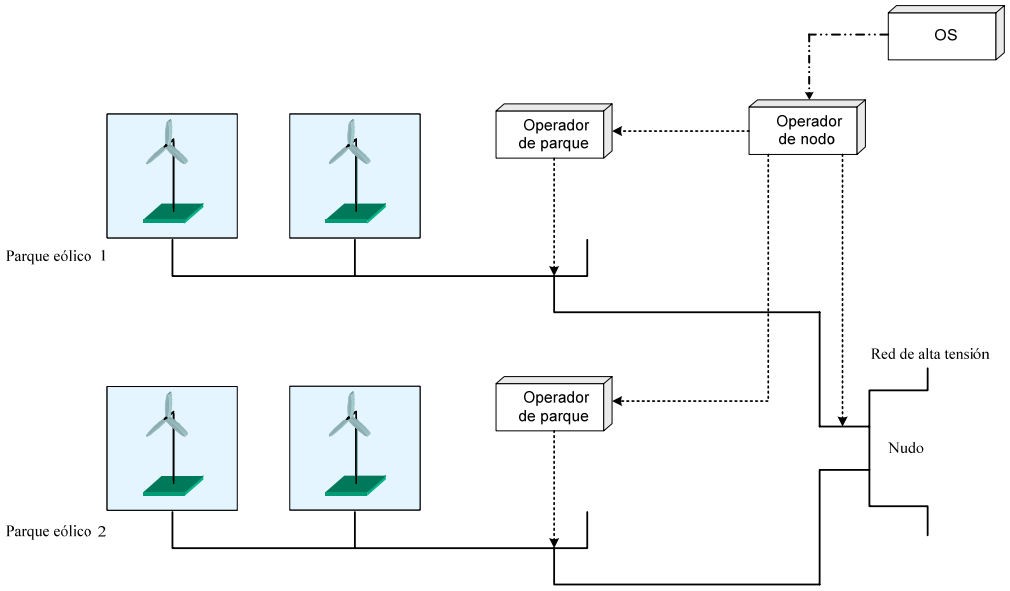


Figura 2-16: Gestión de nudo de transporte.

2.7.4 Control Automático de la Generación (AGC)

El Control Automático de la Generación (AGC) es el nombre que tradicionalmente se ha empleado para identificar un sistema de control con los siguientes objetivos principales:

- Mantener la frecuencia del sistema al valor nominal (i.e. 50Hz).
- Mantener un intercambio adecuado de potencia entre las áreas de control.
- Mantener cada unidad de generación en el modo de funcionamiento más económico.

Un área de control se define como una parte de un sistema interconectado dentro de la cual la carga y la generación han de ser controladas de acuerdo a unas normas predefinidas para así mantener el balance del área dentro de los límites.

El error del área de control (ACE) representa la variación requerida en la generación de potencia del área para restaurar la frecuencia:

$$ACE = -\Delta P_{gen} - \Delta f / R \qquad \text{Ec. 2.30}$$

Donde:

ΔP_{gen} : es la desviación entre la generación instantánea (actual) y la generación solicitada (*scheduled*) dentro del área de control (MW).

Δf : es la desviación de la frecuencia de su valor nominal.

$\Delta f \ 1/R$: es *frequency bias* total para las plantas involucradas.

Se debería evitar que el error del área de control alcanzase valores elevados. La integral del error del área de control debería ser pequeña puesto que las desviaciones en la señal ACE tiene el efecto de producir errores de tiempo en el sistema denominados como *errores inadvertidos de intercambio*.

El AGC puede ser diseñado y puede funcionar de diferentes formas dependiendo de los requisitos del sistema así como de las necesidades del propietario/operador.

La implementación moderna de los esquemas de AGC normalmente consiste en un centro de control central donde la información relativa al sistema es tele medida.

Las acciones de control se determinan mediante un ordenador para luego enviarse a las unidades de generación. Para implementar un sistema de AGC es necesario solicitar la información acerca de:

- La potencia entregada (MW) por cada unidad hidráulica.
- La potencia total entregada por los sistemas eólicos.
- La generación total (MW) calculada (Schedule) para toda la potencia entregada por todas las unidades controladas en el área de control (*balance area*).
- La frecuencia del sistema.

Aplicación a la energía eólica de la AGC

Cuando se implementan grandes parques eólicos se deben tener en cuenta las consideraciones relacionadas con el tratamiento de la generación variable de las aeroturbinas debida a las variaciones del viento. Sin embargo, la generación total del parque es más suave comparada con las variaciones individuales de las aeroturbinas.

Por lo tanto, para efectos del AGC las variaciones de la generación debidas al viento se medirán centralizadas en el PCC. La desviación de la generación debida al viento contribuye al ACE y se distribuye de acuerdo a los factores de participación entre las unidades hidráulicas subordinadas al AGC.

En el sistema de ecuaciones el ACE refleja la generación eólica así como las desviaciones de la generación hidráulica.

$$ACE = -\Delta P_{gen} - \Delta f / R$$

$$\Delta P_{gen} = \Delta P_{hidro,gen} + \Delta P_{wind} \qquad \text{Ec. 2.31}$$

$$\Delta P_{hidro} = \sum \Delta P_{act,hidro} + \sum \Delta P_{sche,hidro}$$

2.8 Especificaciones y restricciones de funcionamiento de un parque eólico.

A lo largo del capítulo se han analizado los aspectos más importantes asociados a la integración de la energía producida por un parque eólico en la red eléctrica.

A partir de estos aspectos se definirán las funcionalidades de control y características que debe tener un parque eólico para lograr su integración efectiva en el sistema eléctrico.

Este apartado servirá para especificar el funcionamiento de diferentes parques eólicos y sentará las bases de los desarrollos a realizar en los siguientes capítulos.

Así se van a tratar los siguientes aspectos:

- Modos de funcionamiento del parque y su implicación en los controles de potencias activa y reactiva.
- Aporte de inercia.
- Limitación de instalación de potencia activa.
- Limites de tensión a respetar y gestión de potencia reactiva.
- Limites de frecuencia a respetar y gestión de potencia activa.

Por último se propondrá la estructura de control centralizado y se definirá su modo de interactuar con el operador de la red.

2.8.1 Modos de funcionamiento del control de potencia activa

En lo que a la potencia activa se refiere la generación de consignas puede estar asociada al control de frecuencia (*Automatic Frequency Control*) o ser la potencia generada por el parque independiente del resto de las variables del sistema (*Balance Control, Delta Control y Power Gradient Limiter*).

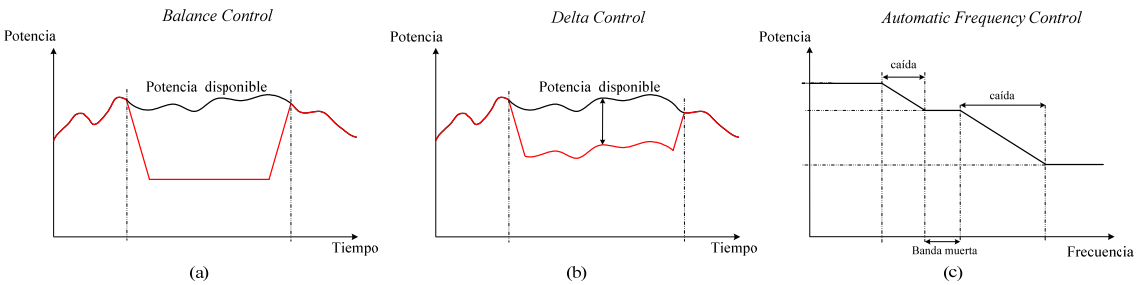


Figura 2-17: Funciones de Control de P. (a) Balance Control, (b) Delta Control, (c) Automatic Fequency Control.

Son cuatro las principales *Funciones de Control de P* ([HAN-05]; [SOR-04] y [PIE-04]) (Figura 2-17).

- *Balance Control:* la producción del parque eólico se ajusta a valores constantes por debajo del nominal.
- *Delta Control:* el parque funciona con cierta capacidad de reserva en relación a la potencia disponible instantánea. La ventaja de este control es que la reserva de potencia está disponible y se puede emplear en el control de frecuencia.
- *Power Gradient Limiter:* establece la velocidad con la cual puede variar la producción de potencia. Este limitador ayuda a mantener el balance entre la producción de los parques eólicos y las centrales convencionales.
- *Automatic Frequency Control:* el parque varía su producción en función de la frecuencia en el PCC.

2.8.2 Modos de funcionamiento del control de potencia reactiva

Por su parte la consigna de la potencia reactiva se puede determinar en función de la tensión en el PCC (*Automatic Voltage Control*) o como un valor independiente (*Reactive Power Control*). Las Funciones de Control de Q principales son las siguientes ([HAN-05], [SOR-04], [PIE-04]):

- *Reactive Power Control:* el parque ha de generar o consumir una cantidad de potencia reactiva dada por el OS.
- *Automatic Voltage Control:* el parque ha de generar o consumir potencia reactiva en función del error de tensión en el PCC.

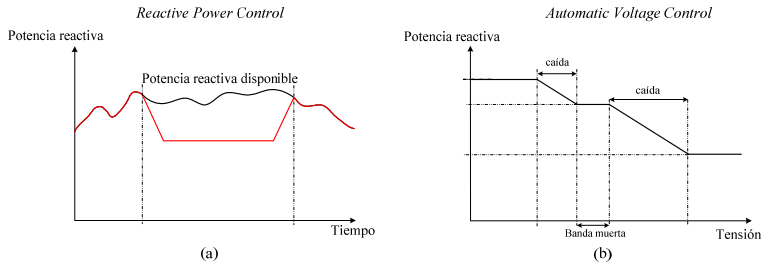


Figura 2-18: Funciones de Control de Q. (a) Reactive Power Control, (b) Automatic Voltage Control.

2.8.3 Aporte de Inercia

Los aerogeneradores de velocidad variable deberán ser capaces de realizar un aporte de inercia del orden de varios segundos como las centrales convencionales.

2.8.4 Limitaciones de instalación de potencia activa

La potencia eólica máxima que se puede conectar a cualquier nodo de la red está actualmente limitada por la normativa española [OM-85], ésta no debe ser superior a un 5% de la potencia de cortocircuito en el PCC antes de instalar el parque.

En caso de solicitar un control de tensión conforme al PO 7.4 [PO-074], ésta limitación debería elevarse a un 16,67%.

2.8.5 Limitaciones de tensión, potencia reactiva

En condiciones normales de operación, la tensión estará comprendida entre 205 y 245kV, valores que el parque deberá soportar sin desconexión.

En lo referente al factor de potencia el parque deberá ser capaz de funcionar desde un factor de potencia inductivo de 0.95 hasta un factor de potencia capacitivo 0.95.

2.8.6 Limitaciones de frecuencia, potencia activa

En lo que al control de potencia se refiere:

- La producción no debe, en ningún caso, superar el 5% de la potencia máxima del parque.
- Debe ser posible limitar la potencia activa entregada en cualquier punto de funcionamiento.
- En el caso de aumentar la potencia activa (por caídas de tensión) el aumento no deberá exceder la pendiente del 10% de la capacidad de conexión a la red por minuto.
- La disminución de producción de potencia activa se realizara con una pendiente de al menos un 10% de la capacidad de conexión a la red por minuto.

En el caso del control de frecuencia las instalaciones deben ser capaces de soportar sin daño ni desconexión variaciones de frecuencia del rango de 49.85-50.15Hz.

Asimismo, las instalaciones deberán ser capaces de participar en la regulación primaria, es decir, de disminuir la producción ante aumentos de frecuencia y de subir la carga siempre y cuando la velocidad del viento sea mayor que la correspondiente a potencia nominal (máximo 5% durante un periodo del orden de minutos, siempre que el viento lo permita).

2.8.7 Definición de la jerarquía de control

La propuesta de trabajo que se va a desarrollar en la presente tesis se basa en la estructura jerárquica de la Figura 2-19:

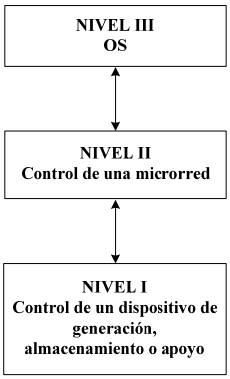


Figura 2-19: Estructura de control y gestión

Nivel I

El nivel más bajo de este sistema jerárquico está relacionado con el control de los elementos de generación que están constituidos habitualmente por convertidores electrónicos, y sistemas aerodinámicos de control de potencia. El diseño de las estrategias de control a este nivel tiene por objetivo optimizar el rendimiento energético de la instalación, aumentar la calidad de la energía eléctrica generada, garantizar la continuidad de suministro en caso de contingencias en la red y atender a las consignas externas de explotación.

Nivel II

El siguiente nivel de control lo constituye la agrupación de un número determinado de elementos de generación, este sería por ejemplo el caso de un parque eólico. Esta agrupación de generadores se conecta a la red en un determinado punto de conexión y es considerada por el sistema como una unidad de generación, como lo puede ser cualquier central convencional. Esto hace que toda la gestión de la operación del sistema, en relación con este tipo de generación se realice a este nivel, lo que implica la necesidad de disponer de un sistema de control que gestione las consignas de explotación que recibe del sistema y las reparta adecuadamente entre todos los elementos de generación disponibles.

Nivel III

Con el objeto de mantener la operación y seguridad del sistema eléctrico el OS precisa, en ciertas ocasiones, realizar un control de producción emitiendo consignas y especificaciones de funcionamiento en determinados nudos de transporte, esto conlleva la transmisión de ciertas instrucciones de funcionamiento a las diferentes unidades de generación que están integradas en el sistema.

El presente trabajo de investigación se centrará en los niveles de control de *Nivel I y II* y deberá ser capaz de atender a las consignas del operador del sistema para controlar el nudo de transporte al cual está conectado.

Para que el control centralizado sea efectivo es necesaria una comunicación entre el parque y cada una de las aeroturbinas (Figura 2-20). Así, mientras cada una de las aeroturbinas informa al parque de la potencia activa y de la potencia reactiva que ésta puede entregar en cada instante, el parque deberá proporcionar a cada una de las aeroturbinas las consignas de potencia activa y reactiva que éstas deberán entregar así como cualquier variación en la frecuencia del sistema.

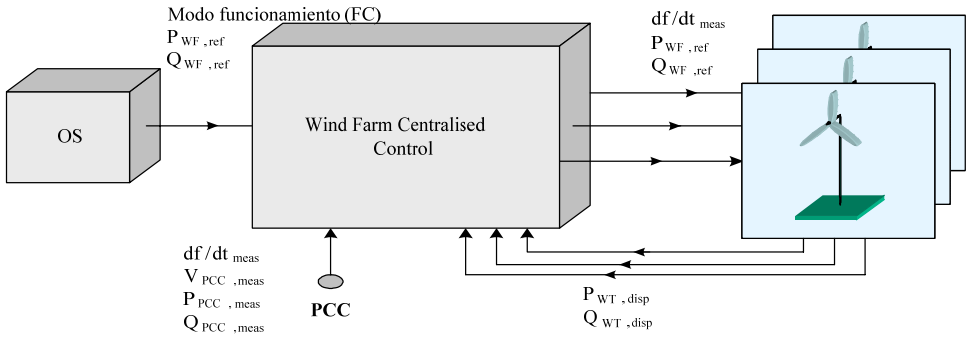


Figura 2-20: Señales de comunicación entre el OS, el control el control de parque y el control de aeroturbina.

2.9 Conclusiones

El en presente capítulo se han mostrado aspectos básicos que rodean la integración de la energía eólica en las redes de distribución y transporte, como las normativas de conexión, estrategias de control de tensión y frecuencia, arquitecturas de control centralizado, etc.

Como conclusión del capítulo se han mostrado las especificaciones de funcionamiento que debe cumplir un parque eólico para lograr un funcionamiento lo más próximo posible al de una central convencional de generación de energía, teniéndose en cuenta para ello las restricciones técnicas y normativas aplicadas a la generación eólica además se ha propuesto una estructura de control jerárquica que permita el control centralizado de un parque eólico.

A modo de resumen se destacan los puntos básicos de la especificación de funcionamiento de un parque eólico:

- Control de potencia activa en el nudo de conexión del parque, y limitación de pendiente de la misma. (Atendiendo a consignas del operador de sistema o en modo autónomo funcionando como control primario de frecuencia).
- Control de potencia reactiva en el nudo de conexión del parque. (Atendiendo a consignas del operador de sistema o en modo autónomo funcionando como control primario de tensión).
- Aporte de inercia.

En los próximos capítulos se analizará la forma de incorporar las funcionalidades avanzadas prescritas en este capítulo, en un parque compuesto de aerogeneradores de tipo DFIG, mejorando de esta forma sus prestaciones desde el punto de vista de su interacción con el sistema eléctrico

Capítulo 3

MODELADO DE LOS COMPONENTES DEL PARQUE EÓLICO

En el presente capítulo se describen los modelos de simulación seleccionados tanto para los aerogeneradores de velocidad fija basados en máquinas asíncronas de jaula de ardilla como para los aerogeneradores de velocidad variable basados en máquinas asíncronas de rotor bobinado.

Se definen las estrategias de control básicas para el aerogenerador de velocidad variable y se lleva a cabo el dimensionamiento de los aerogeneradores y el modelado del sistema eléctrico del parque eólico.

Por último se establece un modelo agregado y se definen los escenarios y simulaciones para la validación de los modelos y controles seleccionados.

3.1 Introducción

En este capítulo se desarrollan los modelos completos de una aeroturbina de velocidad variable basada en un generador asíncrono doblemente alimentado (DFIG) así como de una aeroturbina de velocidad fija basada de un generador asíncrono de jaula de ardilla. Asimismo se propone un modelo completo de parque orientado el análisis del comportamiento de instalaciones de generación eólica desde el punto de vista de caídas de tensión, variaciones de frecuencia, etc.

El hecho de que las aeroturbinas se comportan de forma diferente a los generadores síncronos empleados en las centrales convencionales, hacen necesario el desarrollo de modelos específicos para el análisis del comportamiento de las aeroturbinas conectadas a la red.

Debido a la complejidad del sistema eléctrico y al alto número de aerogeneradores actualmente conectados a la red es necesario desarrollar modelos simplificados especialmente adaptados al tipo de análisis que se pretende analizar.

Con este propósito se desarrollan los modelos aerogeneradores tanto de velocidad fija como de velocidad variable, así como el de las líneas y transformadores que se incluyen en el parque. Además se propondrán las estrategias de control básicas asociadas al aerogenerador de velocidad variable.

La tecnología de la aeroturbina influye de forma determinada en la interacción entre el parque eólico y la red. En el mercado se pueden encontrar diferentes tecnologías, la principal diferencia radica en el hecho de que la aeroturbina sea de velocidad variable o de velocidad fija.

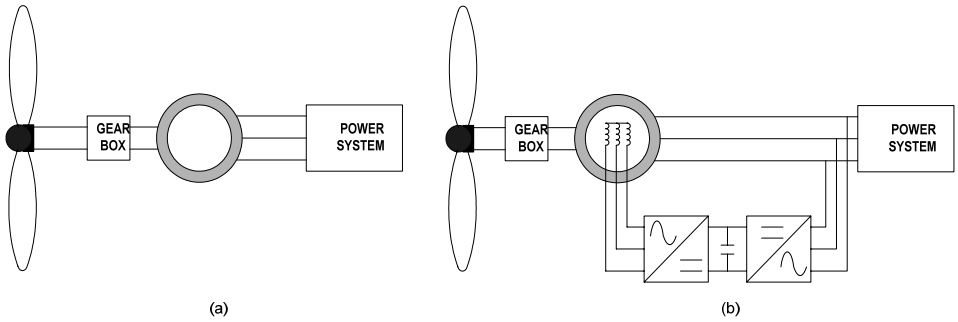


Figura 3-1: Modelo del aerogenerador de velocidad fija (a); modelo del aerogenerador de velocidad variable (b).

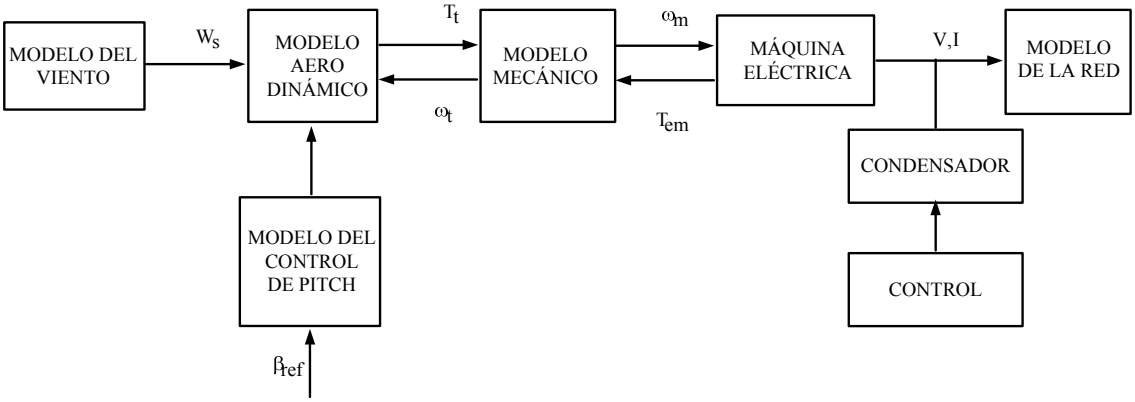
Los aerogeneradores de velocidad fija, basados en máquinas de inducción de jaula de ardilla, necesitan un compensador de energía reactiva, normalmente implementado mediante un banco de condensadores mecánicamente conmutados. Sin embargo, en la actualidad predominan los aerogeneradores de velocidad variable, debido a su mejor rendimiento y a la mayor calidad de la energía generada.

Dentro de los aerogeneradores de velocidad variable los más extendidos son los basados en generadores asíncronos doblemente alimentados; en estos aerogeneradores los convertidores son de potencia nominal inferior a la potencia nominal del aerogenerador, por lo que únicamente tienen que soportar el transito de una fracción de la potencia total [FEI-00].

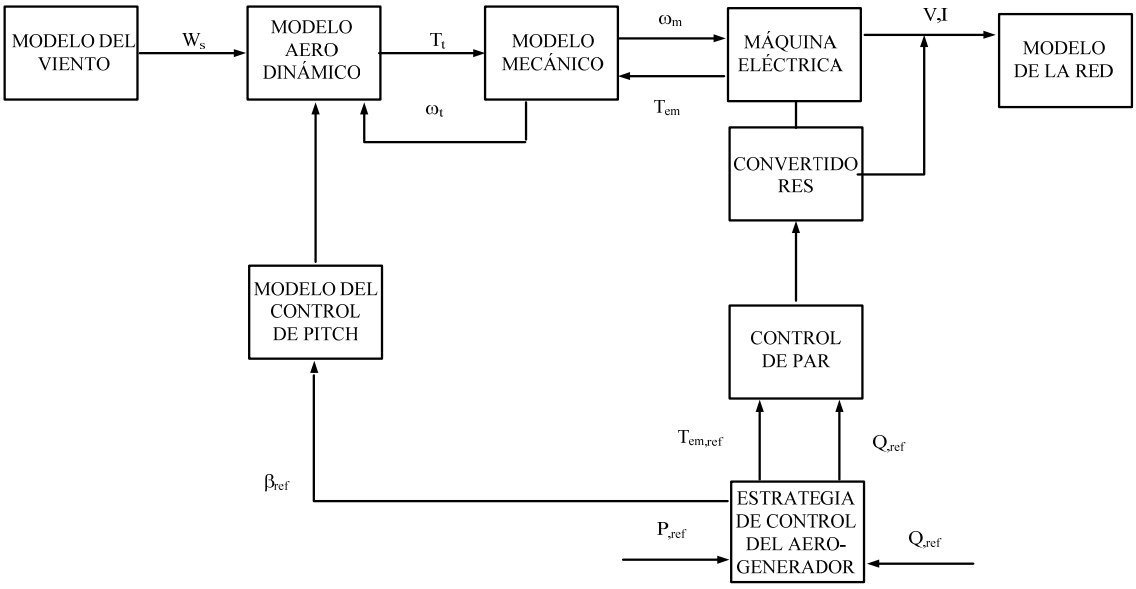
En los próximos apartados se muestran los modelos de un aerogenerador de velocidad fija basado en una máquina asíncrona de jaula de ardilla y de un aerogenerador de velocidad variable basado en un generador asíncrono doblemente alimentado.

En ambos casos el modelo de la aeroturbina propuesto en la literatura [SLO-PHD], [AME-PHD] está compuesto por los siguientes sistemas (Figura 3-2)

- Sistema aerodinámico (modelo del viento y modelo aerodinámico).
- Sistema mecánico.
- Sistema de pitch.
- Modelo de la máquina eléctrica y de la red eléctrica (incluye: condensador / convertidor).
- Sistema de control.



(a) Esquema general del aerogenerador de velocidad fija



(b) Esquema general del aerogenerador de velocidad variable

Figura 3-2: Esquema general del aerogenerador de velocidad fija (a); esquema general del aerogenerador de velocidad variable (b).

Si bien los tres primeros sistemas son prácticamente idénticos en ambos aerogeneradores el sistema de control es totalmente diferente dependiendo de que el aerogenerador sea de velocidad variable o de velocidad fija.

En los aerogeneradores de velocidad fija el generador se conecta a la red directamente razón por la cual la velocidad de giro del mismo es constante y no es posible desarrollar un control asociado a la potencia activa (normalmente el control de potencia se realiza por pérdida aerodinámica) y el control de la potencia reactiva se realiza mediante condensadores mecánicamente conmutados.

3.2 Modelado de un aerogenerador de velocidad fija

En los siguientes sub-apartados se van a desarrollar los modelos de cada uno de los elementos del aerogenerador de velocidad fija, el sistema de control así como el modelo de la parte común a los aerogeneradores de velocidad fija y variable.

Aunque normalmente el aerogenerador de velocidad fija no dispone del control de pitch se ha realizado el modelo del mismo para analizar en este apartado la parte común del modelado de ambos aerogeneradores (sistema aerodinámico, sistema mecánico y sistema de pitch).

3.2.1 Sistema aerodinámico

El sistema aerodinámico es el encargado de obtener el par eléctrico (T_t) que la aeroturbina genera en función de la velocidad de viento (V_v) que incide en las palas. El par generado por la aeroturbina se puede definir mediante la expresión siguiente:

$$T_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot Radio^3 \cdot V_v^2 \cdot C_t \qquad \text{Ec. 3.1}$$

La variable C_t nos informa de la capacidad de absorción del molino en función del viento incidente en las palas (V_p), de la velocidad de giro de la turbina y del radio del molino (Radio); es decir, en función de lambda:

$$\lambda = \frac{Radio \cdot \omega_t}{V_p} \qquad \text{Ec. 3.2}$$

De la misma forma es posible obtener la potencia extraída por la turbina:

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot Radio^3 \cdot V_v^2 \cdot C_p \qquad \text{Ec. 3.3}$$

con $C_p = \lambda\, C_t$

Existen diferentes formas de expresar el coeficiente de potencia C_p en función de λ y del ángulo de calado de las palas (β), en el presente estudio se ha utilizado la expresión analítica (Ec. 3.4) propuesta por [SLO-PHD] con ciertas modificaciones en los coeficientes (k_i) para adaptarla a las características de los aerogeneradores analizados:

$$C_p = k_1\left(\frac{k_2}{\lambda_i} - k_3\beta - k_4\beta^{k_5} - k_6\right)\left(e^{\frac{k_7}{\lambda_i}}\right)$$

Ec. 3.4

$$\lambda_i = \frac{1}{\lambda + k_8}$$

Cuando el control de la potencia se realiza por pérdida aerodinámica se puede simplificar la expresión:

$$C_p = k_1'\left(\frac{k_2'}{\lambda_i} - k_3'\right)\left(e^{\frac{-k_4'}{\lambda_i}}\right)$$

Ec. 3.5

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} + k_5'}$$

La aeroturbina se considera como un filtro pasa bajos para la velocidad del viento, por lo tanto se aplica la expresión siguiente para filtrar los valores del viento obtenidos del anemómetro.

$$H_{F.S} = \frac{\sqrt{2} + b_{F.S}\cdot s}{\left(\sqrt{2} + b_{F.S}\cdot\sqrt{a_{F.S}}\cdot s\right)\left(1 + \frac{b_{F.S}}{\sqrt{a_{F.S}}}\cdot s\right)}$$

Ec. 3.6

Donde [AME-PHD]:

- $a_{F.S}$: se calcula de forma empírica (0.55).
- $b_{F.S}$: relaciona el grado de relación temporal que existe entre dos sucesos separados en el espacio.

3.2.2 Sistema de accionamiento y control de pitch

El sistema de pitch es el encargado de accionar el giro de las palas sobre su eje. Este sistema está dotado de un control, responsable de generar la consigna del ángulo de ataque de las palas (β).

El modelo del accionamiento eléctrico y del sistema mecánico se representa mediante el diagrama de bloques de la Figura 3-3 [AME-PHD], [SLO-PHD], donde se simplifican las dinámicas rápidas asociadas al comportamiento del sistema eléctrico.

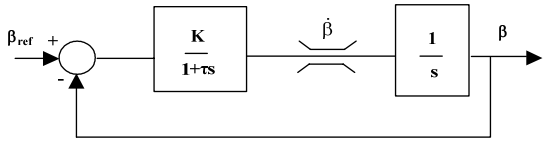


Figura 3-3: Sistema de control del pitch.

Cabe destacar que es necesario limitar la velocidad de giro de las palas para evitar cargas demasiado elevadas en las mismas (esta limitación disminuye la respuesta dinámica del modelo de pitch).

La saturación del regulador es muy importante tanto para el comportamiento dinámico del sistema como para la coordinación con el sistema de control de la aeroturbina en la zona de potencia nominal.

Además de emplear el pitch para limitar la potencia generada por la aeroturbina, se utiliza también para detener el aerogenerador en caso de que la velocidad del viento supere el limite de funcionamiento.

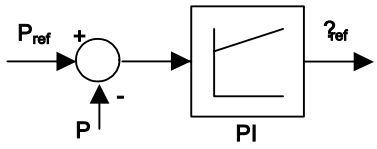


Figura 3-4: Control de pitch en el aerogenerador de velocidad fija.

En el caso de un aerogenerador de velocidad variable el control del ángulo de pitch se utiliza con dos fines diferentes:

- Limitación de la potencia generada
- Limitación de la velocidad máxima

Dependiendo de la estrategia de control de potencia seleccionada, como se comentará en apartados posteriores.

3.2.3 Sistema mecánico

Mediante el sistema mecánico se representa la transmisión del par generado al partir del viento hasta la máquina eléctrica. El sistema mecánico se puede representar mediante diferentes sistemas, los más empleados son el sistema de una masa y el sistema de dos masas.

En el caso de un sistema de dos masas la primera masa corresponde a la turbina mientras que la segunda representa a la máquina eléctrica; ambas masas están conectadas mediante un acoplamiento elástico:

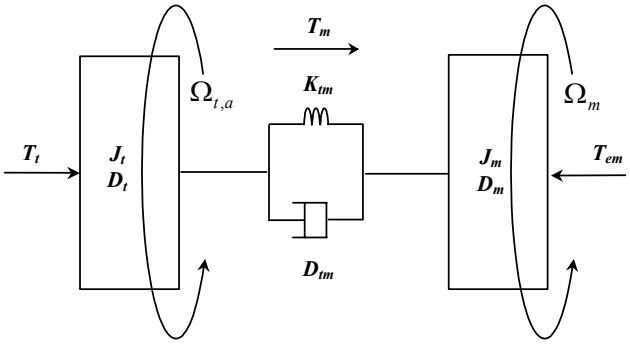


Figura 3-5: Sistema de dos masas.

El sistema de dos masas se puede definir mediante el sistema de ecuaciones Ec. 3.7.

$$\begin{aligned} T_{t,a} &= J_{t,a}\cdot\ddot{\Phi}_{t,a} + D_{t,a}\cdot\dot{\Phi}_{t,a} + D_{tm}\cdot\left(\dot{\Phi}_{t,a}-\dot{\Phi}_m\right)+K_{tm}\cdot\left(\Phi_t-\Phi_m\right) \\ T_{em} &= J_m\cdot\ddot{\Phi}_m + D_m\cdot\dot{\Phi}_m + D_{tm}\cdot\left(\dot{\Phi}_m-\dot{\Phi}_{t,a}\right)+K_{tm}\cdot\left(\Phi_m-\Phi_t\right) \end{aligned} \qquad \text{Ec. 3.7}$$

Donde:

T_t, $T_{t,a}$, T_{em}: son el par de la turbina el eje de baja, el par de la turbina el eje de alta y el par de la máquina.

J_t, $J_{t,a}$, J_m: son las inercias de la turbina en el eje de baja, de la turbina en el eje de alta y de la máquina.

D_t, $D_{t,a}$, D_m: son los coeficientes de amortiguamiento de la turbina en el eje de baja, de la turbina en el eje de alta y de la máquina.

D_{tm}: es el coeficiente de amortiguamiento del acoplamiento mecánico.

K_{tm}: es el coeficiente de elasticidad del acoplamiento mecánico.

Si se simplifica el modelo a dos inercias (J_t y J_m) y al coeficiente de elasticidad (K_{tm}), la función de transferencia que liga la velocidad y el par del generador presenta un polo a la pulsación ω_{01} y un cero a la pulsación ω_{02} (Ec. 3.8), [LEO-L96].

$$\begin{aligned} \omega_{01} &= \sqrt{K_{tm}\frac{J_t+J_m}{J_tJ_m}} \\ \omega_{02} &= \sqrt{\frac{K_{tm}}{J_t}} \end{aligned} \qquad \text{Ec. 3.8}$$

Resaltar que el polo de pulsación ω_{01} provoca oscilaciones de baja frecuencia en la velocidad de la máquina, del orden de 1 a 4 Hz, que suele ser necesario compensar.

En el caso de un sistema de una masa se representa el sistema de transmisión como una inercia equivalente a la inercia de la turbina más la de la máquina eléctrica:

$$J_{tot}\ddot{\Phi}_m = T_t - T_{em} - D_{tot}\dot{\Phi}_m \qquad \text{Ec. 3.9}$$

La figura muestra la representación equivalente del sistema:

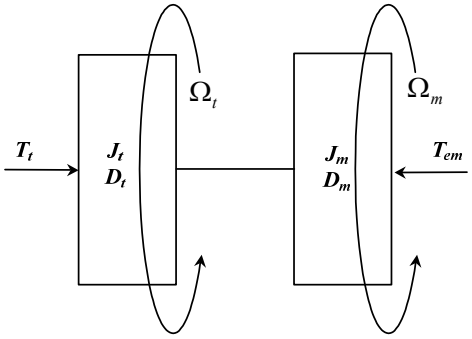


Figura 3-6: Sistema de una masa.

Normalmente del modelo de una masa se ha venido utilizando en las herramientas de simulación de tipo PSDS, aunque en los últimos tiempos se ha mostrado la necesidad de incluir la interacción entre el sistema mecánico y el sistema eléctrico [MAI-04].

3.2.4 La máquina eléctrica

El modelo completo del generador en el eje *dq* es bien conocido y puede encontrarse por ejemplo en [LEO-96]; este modelo considera los transitorios de los flujos de estator y rotor mediante un modelo de cuarto orden.

Las ecuaciones que definen el comportamiento de la máquina según el convenio motor, representadas mediante fasores espaciales, en un sistema de ejes de referencia genérico que gira a ω_s se muestran a continuación:

$$\begin{aligned}
\vec{u}_s &= R_s\vec{i}_s + \frac{d\vec{\psi}_s}{dt} + j\omega_s\vec{\psi}_s \\
\vec{u}_r &= R_r\vec{i}_r + \frac{d\vec{\psi}_r}{dt} + j(\omega_s - \omega_m)\vec{\psi}_r \\
\vec{\psi}_s &= L_s\vec{i}_s + L_h\vec{i}_r \\
\vec{\psi}_r &= L_h\vec{i}_s + L_r\vec{i}_r
\end{aligned} \qquad \text{Ec. 3.10}$$

Donde:

u_{s_r}*:* es la tensión en bornes del estator / rotor.

R_{s_r}*:* es la resistencia de estator / rotor.

i_{s_r}*:* es la corriente de estator / rotor.

ω_{s_m}*:* es la velocidad de sincronismo / rotor.

ψ_{s_r}*:* es el flujo de estator / rotor.

L_{s_r}: es la impedancia de estator / rotor.

L_h: es la impedancia mutua.

Si se desprecian las dinámicas del flujo de estator se obtiene un modelo de segundo orden [KUN-L94], [FEI-02], [NOR-04].

En las herramientas de simulación empleadas para el análisis dinámico de sistemas eléctricos (PSDS) las máquinas de inducción se representan como una fuente de tensión ideal y una impedancia transitoria en cada instante de simulación. En este caso la máquina se comporta como una fuente de corriente ante el modelo de la red ($\vec{v}'$).

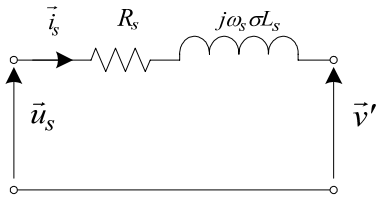


Figura 3-7: Circuito equivalente de la máquina de inducción.

De esta forma, la máquina se puede modelar mediante un conjunto de ecuaciones simplificadas:

$$\begin{aligned}
\vec{u}_s &= R_s\vec{i}_s + j\omega_s\sigma L_s\vec{i}_s + \vec{v}' \\
\vec{v}' &= j\omega_s\frac{L_h}{L_r}\vec{\psi}_r \\
\frac{d\vec{v}'}{dt} &= j\omega_s\frac{L_h}{L_r}\vec{u}_r + j\omega_s\left(\frac{L_h}{L_r}\right)^2 R_r\vec{i}_s - \left(\frac{1}{\tau_r} - j\omega_r\right)\vec{v}'
\end{aligned} \qquad \text{Ec. 3.11}$$

Este modelo se considera suficiente para la realización de modelos de estabilidad transitoria, ya que el flujo de estator tiene una constante de tiempo muy reducida. En los casos en los que sea necesario conocer el valor de pico de la corriente de estator durante un cortocircuito será necesario emplear el modelo de cuarto orden [MAI-06].

En algunos casos las dinámicas de los flujos de estator y rotor se desprecian para agilizar la simulación [AKH-PHD], [SLO-PHD].

El modelo de la máquina se puede representar en este caso mediante las ecuaciones en régimen permanente de la máquina.

$$\begin{aligned}
\vec{u}_s &= R_s\vec{i}_s + j\omega_s\left(L_s\vec{i}_s + L_h\vec{i}_r\right) \\
\vec{u}_r &= \frac{R_r}{s}\vec{i}_r + j\omega_m\left(L_r\vec{i}_r + L_h\vec{i}_s\right)
\end{aligned} \qquad \text{Ec. 3.12}$$

Donde las magnitudes están expresadas en fasores temporales y s es el deslizamiento de la máquina:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} \qquad \text{Ec. 3.13}$$

3.2.5 Sistema de control del generador de velocidad fija

El sistema de control del aerogenerador de velocidad fija está compuesto de 3 elementos:

- Un arrancador estático.
- Un sistema de control de potencia activa (control de pitch) opcional.
- Un sistema de compensación de potencia reactiva.

El arrancador carece de interés en el marco del presente estudio (tan sólo interviene durante el arranque), el segundo sistema ya ha sido tratado en secciones anteriores, así que se centrará el estudio en el sistema de compensación de potencia reactiva.

Debido al carácter principalmente inductivo de los motores asíncronos de jaula de ardilla, de velocidad fija, el factor de potencia de los mismos es bastante pobre.

Normalmente, los fabricantes equipan los aerogeneradores con baterías de condensadores en baja tensión, que mejoran el factor de potencia directamente en bornes de los mismos. Esta compensación suele ser regulada con varias etapas de condensadores que van conectándose o desconectándose secuencialmente en función del grado de carga que tenga el generador en cada momento.

Esta compensación ofrece unos factores de potencia mejorados en bornes de generación de entre 0,97 y 0,99 para cualquier grado de carga.

Por otro lado, al compensar este consumo directamente en bornes de generación, se están limitando las pérdidas que el tránsito de esa potencia produciría en cables y transformadores de la instalación. Hay que hacer notar que al igual que sucede con las pérdidas de vacío de los transforma-dores, la generación capacitiva de los cables de media tensión se produce también aunque el parque esté en vacío (velocidades de viento menores de 4 m/s).

La figura siguiente muestra el diagrama de bloques del modelo de simulación implementado.

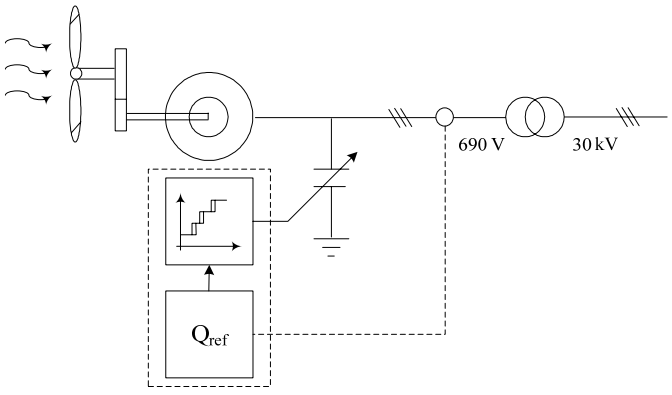


Figura 3-8: Modelo del sistema de compensación de potencia reactiva.

El sistema de compensación de reactiva se ha modelado mediante un condensador discreto de capacidad variable con histéresis evitando de esta forma los efectos de las conmutaciones de los diferentes condensadores.

El valor de la capacidad máxima necesaria puede calcularse de manera aproximada mediante la expresión Ec. 3.14.

$$C_{fase} = \frac{1}{\omega_s^2 L_s} \qquad \text{Ec. 3.14}$$

Donde ω_s es la pulsación de la tensión de estator en rad/seg y L_s es la inductancia del estator de la máquina.

3.3 Modelado del sistema de control y convertidores del aerogenerador de velocidad variable

Una de las principales ventajas del DFIG frente a los aerogeneradores de velocidad fija es la capacidad de los mismos de controlar las potencias activa y reactiva independientemente mediante un sencillo control vectorial.

Si bien, el objetivo de este capítulo no es profundizar en las características y propiedades de los controles vectoriales (estos controles se expondrán detalladamente en el Anexo B) la figura siguiente muestra el diagrama de bloques del sistema de control y los convertidores que se van a analizar en los siguientes apartados.

En el caso de los aerogeneradores de velocidad variable, el rotor del generador se conecta a la red a través de un convertidor *back-to-back*, lo que le permite a la aeroturbina controlar las potencias reactiva y activa generadas en cada instante.

Independientemente del control de los convertidores se ha añadido un dispositivo encargado de proteger el convertidor *back-to-back*, denominado crowbar. El crowbar impide que la tensión del bus alcance valores demasiado elevados cuando se produce un cortocircuito en la red o en el caso en el que el control de rotor pierda el control de las corrientes.

Este dispositivo de protección puede implementarse mediante diferentes estructuras de potencia y controles, no obstante, cuando el objetivo es que la aeroturbina permanezca conectada durante las faltas es necesario implementar un crowbar activo [NOR-04].

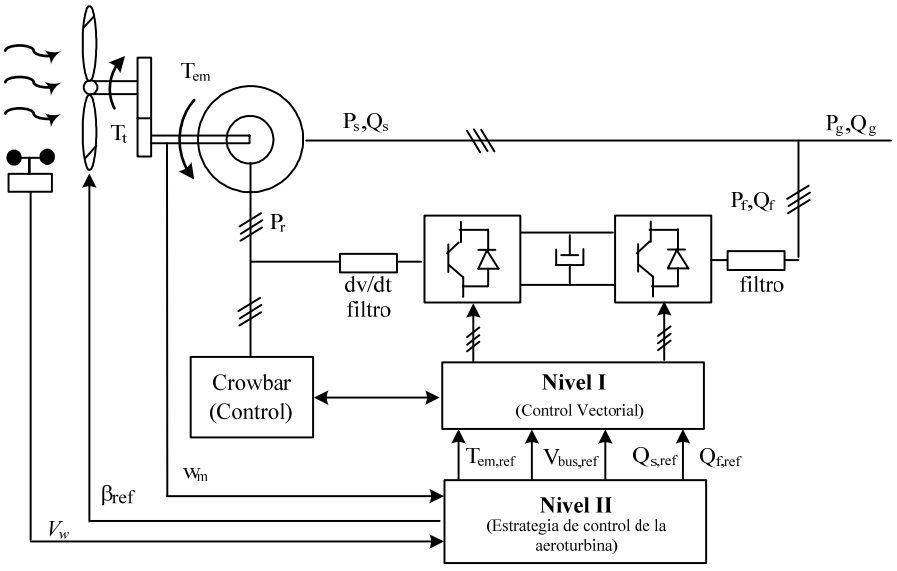


Figura 3-9: Diagrama de bloques de un aerogenerador de velocidad variable basado en un DFIG.

En los siguientes sub-apartados se muestran los modelos propuestos para la simulación de los convertidores y la máquina eléctrica, así como las reducciones propuestas para los mismos.

El apartado concluye con el modelo que se utilizará en los análisis realizados en el contexto de esta tesis.

3.3.1 Modelo del generador

Los modelos propuestos para el generador doblemente alimentado, son los mismos que para la máquina asíncrona en jaula de ardilla, ya mostrados en los apartados anteriores, con la salvedad de la doble alimentación.

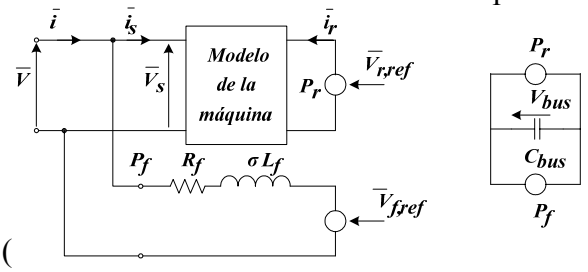
3.3.2 Modelo de los convertidores

Para conectar el circuito del rotor de la máquina eléctrica con la red se emplea un convertidor trifásico AC – AC en configuración *back-to-back,* mientras que el estator se conecta directamente a la red eléctrica. El convertidor debe ser capaz de transferir energía en ambas direcciones, con lo que normalmente se utilizan inversores trifásicos a IGBT-s controlados mediante una modulación por achura de pulso (PWM).

El modelo empleado para representar los convertidores se puede simplificar reemplazando los mismos (modelo del inversor y la modulación PWM o vectorial) por fuentes de tensión ideales controladas mediante las referencias de tensión que establece el control vectorial, modelo denominado *Sinusoidal Converter Model* (SCM).

Despreciándose de esta forma los armónicos de conmutación de alta frecuencia presentes en la tensión de salida del convertidor.

Ambos convertidores (el de red y el de rotor) están unidos mediante un bus de continua, a través del cual se produce el intercambio de potencia



(

Figura 3-10).

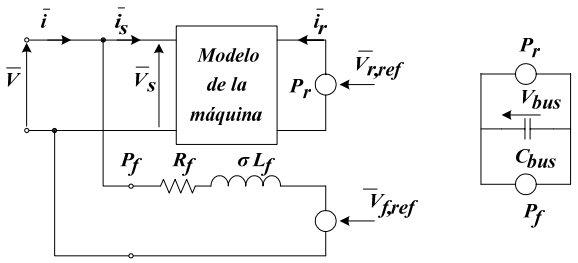


Figura 3-10: Modelo del bus DC para el modelo SCM.

La ecuación diferencial que modela el bus resulta entonces:

$$\frac{dV_{bus}}{dt} = \frac{1}{C_{bus}}\left(\frac{P_r + P_f}{V_{bus}}\right) \qquad \text{Ec. 3.15}$$

Donde:

Vbus: tensión de bus,

Cbus: condensador de bus,

Pr: Potencia del convertidor del lado de rotor,

Pf: Potencia del convertidor del lado de red.

Cabe resaltar que se trata de una ecuación no lineal que necesita la inserción de un retardo para eliminar el lazo algebraico que se produce al simularla.

La principal ventaja que presenta este modelo es la reducción del paso de integración del simulador ya que no es necesario simular los pulsos de conmutación de los semiconductores de potencia ni las dinámicas a ellos asociados.

Como dato a tener en cuanta, para simular un PWM a 2 kHz en necesario un paso de integración del orden de unos 25 microsegundos (20 cálculos por perdido de simulación), mientras que para representar magnitudes senoidales de 50Hz con 1 milisegundo puede ser suficiente.

3.3.3 Modelo del crowbar

El crowbar es un convertidor que cortocircuita el rotor cuando se produce una sobre tensión en el bus DC, normalmente producido por un cortocircuito en la red [NII-04].

El circuito del crowbar consta de un puente de diodos (para rectificar las corrientes de fase), un tiristor (para controlar la disipación de energía) y una resistencia de disipación.

El control del crowbar es independiente del control vectorial y se puede realizar de múltiples formas: pasivo, activo con control todo/nada, activo con control PWM, etc. [GON-05]. Actualmente existe una gran actividad investigadora en el tema debido a las exigencias de comportamiento ante faltas impuestas en las normativas de conexión [NII-04], [NOR-04].

Al igual que para la simulación de los convertidores de rotor y de red, el modelo detallado del sistema de crowbar puede necesitar pasos de integración muy reducidos. De hecho la carga del condensador de bus se produce por conducción de los diodos del inversor de red, una vez inhibido el inversor de rotor por las sobrecorrientes producidas durante el hueco.

Una simulación con ese nivel de detalle sería inviable en el marco de trabajo de esta tesis, una solución que presenta buenos resultados [MAI-04] se muestra en la figura siguiente, donde se puede observar el esquema eléctrico detallado y el esquema equivalente implementado.

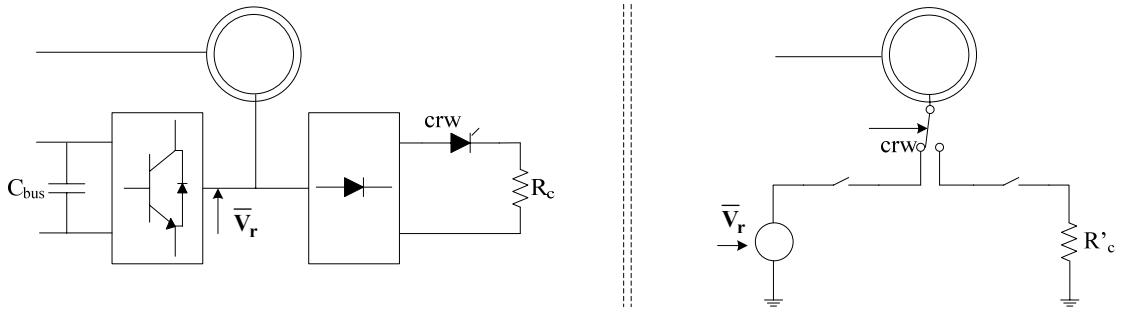


Figura 3-11: Esquema eléctrico y esquema equivalente del crowbar.

3.3.4 Sistema de control de par y potencia reactiva

El sistema de control de menor nivel jerárquico del generador eléctrico está compuesto por los lazos de control de par y de control de la potencia reactiva de estator. Las dos técnicas de control más ampliamente estudiadas han sido los controles vectoriales y los controles directos de potencia.

En el marco de la presente tesis se ha optado por los controles vectoriales, ya que son los de más amplio uso industrial (solo ABB ofrece productos basados en control directo de par o potencia) y además permiten un amplio grado de libertad a la hora de su simplificación.

A continuación se describen los modelos de control vectorial simplificados que se utilizan en esta tesis. Cabe resaltar que el modelo más simplificado sustituye la máquina y su control por un nodo PQ.

3.3.4.1 Control Vectorial clásico con fuentes de tensión

El punto de partida del estudio es el sistema de control completo. La estructura del control vectorial del inversor de la máquina eléctrica y del inversor de red [PEÑ-96] se puede observa en la figura.

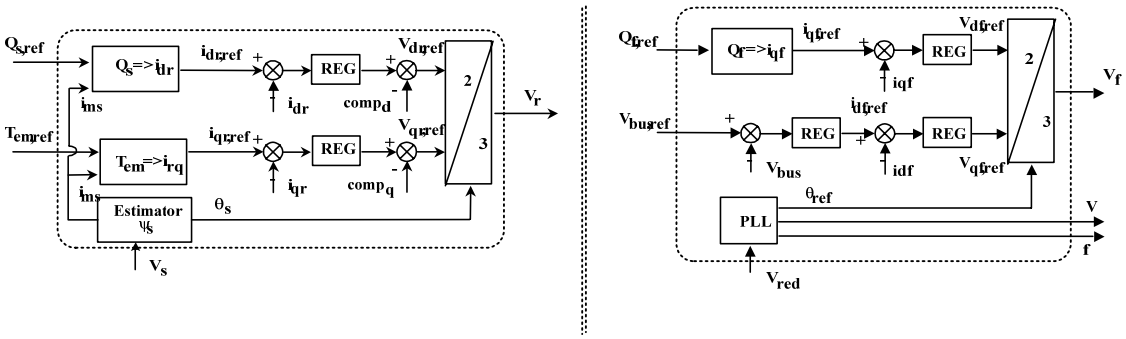


Figura 3-12: Diagrama de control del convertidor de la máquina y del inversor de red.

3.3.4.2 Control Vectorial con fuentes de corriente

El modelo anterior se puede simplificar reemplazando los reguladores de corriente y las fuentes de tensión por fuentes de corriente ideales en ambos controles [ROS-02]; es decir se supone que el conjunto regulador más inversor de tensión es capaz de suministrar la corriente solicitada de forma ideal (con una dinámica muy elevada, sin armónicos de conmutación y sin ningún error estimado). En la figura se muestra el diagrama de control simplificado.

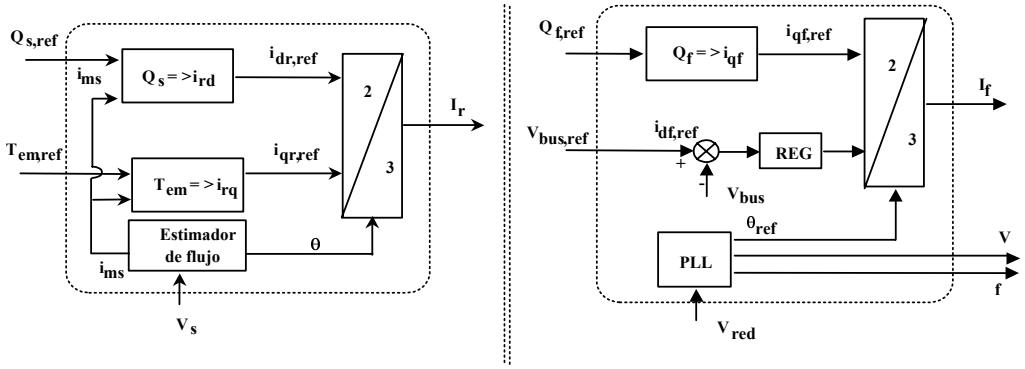


Figura 3-13: Diagrama de control de la máquina y del convertidor de red con fuentes de corriente (modelo máquina completo).

3.3.4.3 Control Vectorial de par electromagnético y potencia reactiva

Con el fin de agilizar las simulaciones es posible simplificar el sistema de control reduciéndolo a dos reguladores de Q y de par electromagnético. Esta estrategia de control es particularmente interesante cuando se emplea el modelo reducido de la máquina (modelo de dos variables de estado) debido a que las corrientes de rotor no son variables de estado o porque se desee simplificar el sistema de control eliminando los lazos de corriente.

Dicha estrategia de control fue propuesta en [NOR-04], donde un regulador de par entrega la tensión de rotor en el eje d y un regulador de potencia reactiva entrega la tensión de rotor en el eje q. en la Figura 3-14 se muestra el diagrama de control.

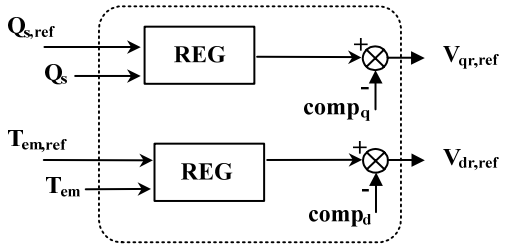


Figura 3-14: Control Vectorial de par electromagnético y potencia reactiva.

3.3.4.4 Modelo en régimen permanente

Se puede obtener un modelo en régimen permanente asociando las ecuaciones del modelo de la máquina con las ecuaciones que modelan el control. En este modelo las corrientes asociadas al control vectorial de la red y del generador se introducen en el modelo de la red mediante fuentes de corriente controladas.

Las expresiones de las corrientes que se inyectan en la red se pueden observar en la ecuaciones siguientes. El eje *D* se encuentra solidario con la tensión de estator, mientras que el eje *d* se encuentra solidario con el flujo de estator.

$$\begin{aligned} i_{D,ref} &= i_{Df,ref} + i_{qs,ref} \\ i_{Q,ref} &= -i_{ds,ref} \end{aligned} \qquad \text{Ec. 3.16}$$

Donde:

$$\begin{aligned} i_{qs,ref} &= \frac{2 \cdot T_{em,ref}}{3 \cdot p \cdot \psi_{ds}} \\ i_{qr,ref} &= -\frac{L_s \cdot 2 \cdot T_{em,ref}}{L_h \cdot 3 \cdot p \cdot \psi_{ds}} \\ i_{ds,ref} &= \frac{u_{ds} \cdot i_{qs,ref} - \left(2 \cdot Q_{s,ref}\right) / 3}{u_{qs}} \\ i_{dr,ref} &= \frac{\psi_{ds} - i_{ds,ref} \cdot L_h}{L_h} \end{aligned} \qquad \text{Ec. 3.17}$$

$$\begin{aligned} i_{Df,ref} &= \frac{L_h \cdot i_{qr}}{L_s}\left(1 - \frac{\omega_m}{\omega_s}\right) \\ i_{Qf,ref} &= 0 \end{aligned}$$

3.3.5 Estrategia de control de la aeroturbina

La estrategia de control de aeroturbina más comúnmente utilizada ([HAR-PHD]) se ilustra en la figura siguiente y consta de 4 zonas:

1. *Zona 1*: Limitación de la velocidad mínima de funcionamiento.
2. *Zona 2*: Seguimiento de la curva de máxima extracción de potencia a velocidad variable en funcionamiento a carga parcial.
3. *Zona 3*: Limitación de la velocidad máxima en funcionamiento a carga parcial.
4. *Zona 4*: Limitación de la velocidad máxima en funcionamiento a potencia nominal.

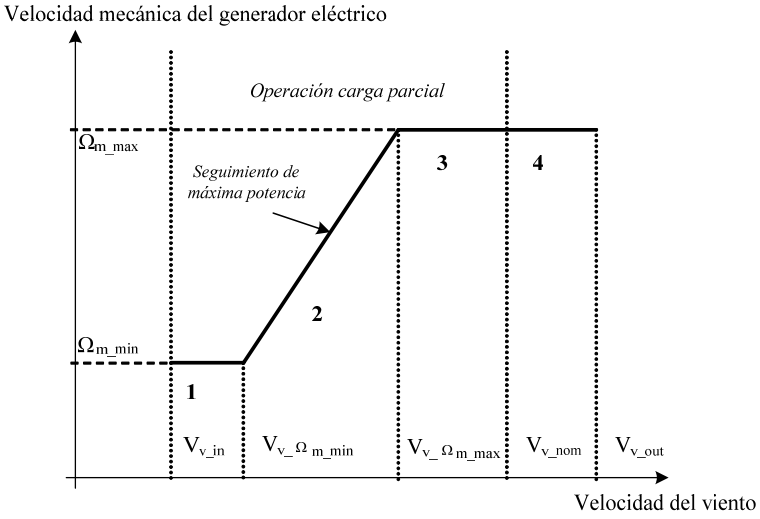


Figura 3-15: Estrategia de control de la aeroturbina de 4 zonas.

El límite de velocidad mínima se explica por el hecho de que hay que evitar que el aerogenerador gire a velocidades de rotación correspondientes a la frecuencia de resonancia de la torre. Esta frecuencia de resonancia es alrededor de 0,5Hz y una velocidad de rotación demasiado pequeña la excitaría. Además, esta limitación también sirve para limitar el deslizamiento de la máquina eléctrica, y por consiguiente la tensión del rotor, y por lo tanto la tensión que debe proporcionar el convertidor de rotor.

La imposición de una velocidad máxima también se explica de una parte por la voluntad de limitar el deslizamiento pero también la potencia máxima que pasa por el rotor y por lo tanto por los convertidores de rotor y de red. Con esta estrategia, la potencia a gestionar por los convertidores será del orden del 25 % de la potencia nominal del generador eléctrico.

Existe otra razón muy importante que explica este umbral: la limitación de los esfuerzos sufridos por las palas. En efecto, una velocidad de rotación demasiado elevada provocaría cargas inerciales insoportables por parte de las palas y del eje de la turbina [LEI-96].

Por consiguiente el generador eólico comienza a funcionar a la velocidad del viento de conexión, a una velocidad de rotación Ω_{t_min}. Cuando la velocidad del viento se vuelve más importante, se alcanza la zona de funcionamiento de rendimiento aerodinámico máximo y nos encontramos pues en la zona 2 de funcionamiento. A medida que la velocidad del viento aumenta, la velocidad de rotación también aumenta hasta la velocidad de rotación máxima Ω_{t_max}.

El generador eólico funciona entonces en la zona 3. Cuando la velocidad de viento alcanza su valor nominal, el generador trabaja entonces a potencia nominal y la potencia mecánica captada para velocidades del viento superiores debe ser regulada a su valor nominal.

La zona 4 corresponde al funcionamiento a plena carga. Aquí, la potencia mecánica puede limitarse bien variando del pitch bien mediante el control del convertidor de rotor (control de par). El par electromagnético es mantenido a su valor nominal y el pitch regula la velocidad nominal o la potencia nominal.

En la zona 2 de funcionamiento el objetivo del control de velocidad es el de seguimiento de la trayectoria de máxima potencia. En la literatura especializada se proponen diferentes métodos para regular la aeroturbina a carga parcial siguiendo el punto de máxima potencia [PEÑ-96], [CAR-96], [AME-PHD].

- *Control Indirecto de Velocidad (CIV).* Consiste en generar la referencia del par eléctrico del generador midiendo la velocidad de giro y compensando las pérdidas de fricción del sistema. La relación que liga el par de la aeroturbina correspondiente al punto de máximo rendimiento de la aeroturbina y la velocidad de giro es una relación cuadrática.

- *Control Directo de Velocidad (CDV)*. Este método consiste en determinar la señal de la velocidad de giro de referencia a partir de la medida de la velocidad del viento o del par mecánico. A partir de la velocidad de giro de referencia se determina la señal de referencia del par eléctrico del generador haciendo uso de un regulador de velocidad.

A continuación se describen en detalle las dos estrategias.

3.3.5.1 Control Indirecto de Velocidad

El aerogenerador es dinámicamente estable en todos los puntos de la curva de rendimiento máximo (zona 2) como se demuestra en [CAM-04].

La Figura 3-16 muestra el diagrama de bloques empleado para implementar el CIV.

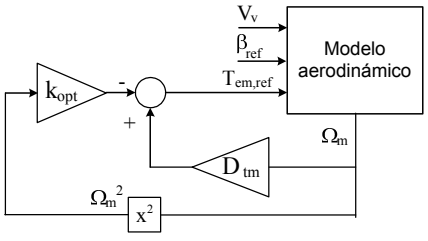


Figura 3-16: Control Indirecto de Velocidad ($D_{tm}=D_t+D_m$).

El funcionamiento se deduce del análisis de las ecuaciones aerodinámica (Ec. 3.18) y mecánica (Ec. 3.21) del aerogenerador sobre los puntos de funcionamiento ligados al C_p máximo ($C_{p,max}$) (Ec. 3.19).

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot Radio^3 \cdot V_v^2 \cdot C_p$$

$$T_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot Radio^3 \cdot V_v^2 \cdot C_t \qquad \text{Ec. 3.18}$$

$$\lambda_{opt} = \frac{R\Omega_t}{V_v} \qquad \text{Ec. 3.19}$$

Con $C_p = C_{p,max}$ y $C_t = C_{t,opt}$ donde:

- $C_{p,max}$: Valor máximo que adquiere la variable C_p, el cual determina la máxima potencia extraíble para una velocidad del viento y un radio dados.
- λ_{opt}: valor de λ para el cual la variable C_p adquiere su valor máximo ($C_{p,max}$)
- C_{t_opt}: valor que toma C_t cuando $C_p = C_{p,max}$.

El par captado por la turbina resulta:

$$T_t = \frac{1}{2}\rho\pi R^3 \frac{R^2\Omega_t^2}{\lambda_{opt}^2}\frac{C_{p,\max}}{\lambda_{opt}}$$

$$T_t = \frac{1}{2}\rho\pi \frac{R^5}{\lambda_{opt}^3} C_{p,\max}\Omega_t^2 = k_{opt_t}\Omega_t^2 \qquad \text{Ec. 3.20}$$

con $k_{opt_t} = \frac{1}{2}\rho\pi \frac{R^5}{\lambda_{opt}^3} C_{p,\max}$

Resultando que en el punto de funcionamiento óptimo el par aerodinámico es proporcional al cuadrado de la velocidad de rotación del aerogenerador.

A partir de las ecuaciones del sistema mecánico expresadas en el eje de alta velocidad (Ec. 3.7) es posible despejar las aceleraciones:

$$\begin{aligned} J_t \cdot \ddot{\Phi}_{t,a} &= T_{t,a} - D_t \cdot \dot{\Phi}_{t,a} - K_{tm}(\Phi_t - \Phi_m) - D_{tm}(\dot{\Phi}_{t,a} - \dot{\Phi}_m) \\ J_m \cdot \ddot{\Phi}_m &= T_{em} - D_m \cdot \dot{\Phi}_m - k_{tm}(\Phi_m - \Phi_t) - D_{tm}(\dot{\Phi}_m - \dot{\Phi}_{t,a}) \end{aligned} \qquad \text{Ec. 3.21}$$

Donde θ_t et θ_m representan respectivamente las posiciones angulares de la inercia de la turbina y de la inercia del generador eléctrico.

Rescribiendo las ecuaciones en régimen permanente:

$$\begin{aligned} 0 &= \frac{T_t}{N} - D_t \cdot \Omega_t \cdot N - K_{tm}(\Phi_t - \Phi_m) \\ 0 &= T_{em} - D_m \cdot \Omega_m - K_{tm}(\Phi_m - \Phi_t) \end{aligned} \qquad \text{Ec. 3.22}$$

con $\Omega_m = N \cdot \Omega_t$

es posible despejar la expresión del par electromagnético del generador en función de la velocidad:

$$T_{em} = -\frac{T_t}{N} + (D_t + D_m)\Omega_m \qquad \text{Ec. 3.23}$$

Reemplazando la expresión de $T_{t,a}$ en la expresión anterior:

$$T_{em} = -\frac{k_{opt_t}}{N}\frac{\Omega_m^2}{N^2} + (D_t + D_m)\Omega_m \qquad \text{Ec. 3.24}$$

que en su forma más simplificada resulta:

$$T_{em} = -k_{opt} \cdot \Omega_m^2 + (D_t + D_m)\Omega_m \qquad \text{Ec. 3.25}$$

con $k_{opt} = \frac{k_{opt_t}}{N^3} = \frac{1}{2}\rho\pi\frac{R^5}{\lambda_{opt}^3 N^3}C_{p_\max}$

Esta última expresión nos conduce al diagrama de bloques de la Figura 3-16, donde el par electromagnético de referencia se genera de manera que la velocidad sigue la curva de rendimiento óptimo.

Uno de los inconvenientes de esta técnica es que k_{opt} depende de parámetros que pueden variar o no ser del todo conocidos, tales como D_t, D_m, ρ, λ_{opt} y C_{p_max}.

La desventaja principal es que la dinámica del sistema en lazo cerrado no compensa la dinámica del sistema mecánico, lo que conlleva a una respuesta relativamente lenta del sistema con respecto a las variaciones del viento.

En efecto $T_{em,ref}$ se obtiene a partir de Ω_m que tiene en cuenta los cambios de Ω_t después de un retardo que depende del comportamiento dinámico del sistema mecánico.

3.3.5.2 Control Directo de Velocidad

Con el fin de mejorar el comportamiento dinámico en el seguimiento de la curva de rendimiento máximo, el control en esta zona se puede realizar mediante un Control Directo de la Velocidad de giro de la máquina eléctrica, como se muestra en la siguiente figura.

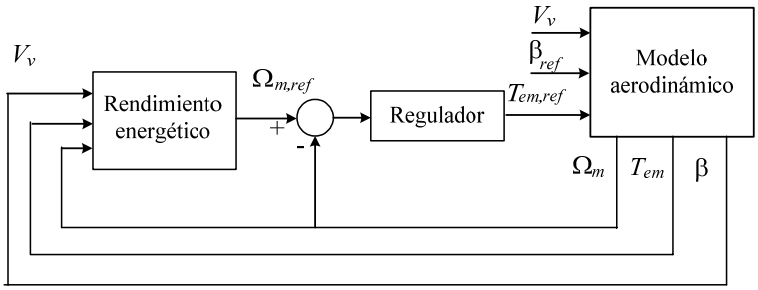
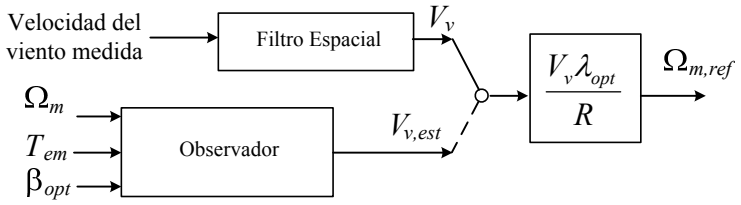


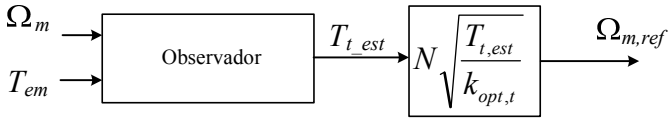
Figura 3-17: Control Directo de Velocidad.

Se trata de utilizar los grados de libertad disponibles para generar la consigna de velocidad de rotación de la máquina eléctrica según el objetivo prioritario en esta zona que es la optimización del rendimiento energético.

El modo más natural de generar la consigna de velocidad de rotación de la máquina eléctrica sería utilizar una medida de la velocidad del viento. Esta medida, filtrada por el Filtro Espacial descrito en el Apartado 3.2.1 podría ser utilizada para generar la velocidad de rotación óptima a partir de la definición de la velocidad específica como muestra la figura siguiente.



a) Medida o estimación de la velocidad del viento



b) Estimacion del par captado por la turbina

Figura 3-18: Generación de la consigna de velocidad de giro en el CDV.

Este método no es físicamente realizable sin embargo. El viento incidente sobre el área barrida por el palas no es homogéneo, es diferente en intensidad y dirección sobre todos los puntos de esta área.

La velocidad del viento que hay que conocer es la velocidad ficticia de viento V_v, apareciendo en las ecuaciones Ec. 3.1y Ec. 3.3 que expresan a partir de una representación de la interacción viento-turbina simplificada, la potencia y el par captados por la turbina.

Este método puede ser utilizado sólo en simulación, donde se tiene acceso a V_v, como referencia con relación a otros métodos. Es la que, teóricamente, debería dar los mejores resultados en simulación en términos de rendimiento energético.

Como la velocidad de viento V_v no puede ser medida una alternativa consiste en estimarla. La estimación de V_v es realizable basándose en el método de estimación de la velocidad específica descrita en la Figura 3-18.

La primera etapa de este método consiste en estimar el par aerodinámico a partir de un observador. Una vez el par conocido, la estimación de la velocidad ficticia de viento V_v es inmediata:

$$\widehat{V_v} = \sqrt{\frac{2\widehat{T_t}}{\rho \pi R^3 C_{t_opt}}} \qquad \text{Ec. 3.26}$$

La consigna de velocidad de rotación de la máquina eléctrica se genera entonces con la expresión Ec. 3.28.

Basta de hecho con considerar el par aerodinámico T_t. La velocidad de rotación de referencia de la máquina puede ser generada directamente a partir de esta estimación. Sobre el punto de funcionamiento óptimo:

$$T_t = k_{opt_t} \cdot \Omega_t^2 \qquad \text{Ec. 3.27}$$

$$\text{con } \Omega_t = \sqrt{\frac{T_t}{k_{opt_t}}}$$

Además en régimen permanente, $\Omega_m = N \cdot \Omega_t$. Así la consigna de velocidad de rotación viene dada por:

$$\Omega_{m,ref} = N\sqrt{\frac{\hat{T}_t}{k_{opt_t}}} \qquad \text{Ec. 3.28}$$

$$\text{con } k_{opt_t} = \frac{1}{2}\rho\pi\frac{R^5}{\lambda_{opt}^3}C_{p_\max}$$

Este método permite controlar Ω_t a través de Ω_m. Una alternativa podría ser generar la referencia de velocidad de rotación de la turbina $\Omega_{t,ref}$ y controlarla comparándola con la velocidad de rotación considerada Ω_{t_est}. La velocidad de rotación de la turbina debe ser estimada en este caso, mientras que la de la máquina es medida.

3.3.5.3 Comparativa

El CIV presenta ciertas ventajas como son su sencillez y que permite la posibilidad de amortiguar las oscilaciones que se pueden producir sobre el par del sistema mecánico de la transmisión al realimentar la velocidad de giro del generador así como las fluctuaciones de la potencia generada en la red [MON-PHD].

La principal desventaja que presenta este método es que tanto K_{opt} como D_{tg} pueden cambiar con las condiciones atmosféricas, de funcionamiento y el envejecimiento de la turbina.

Cuando el objetivo es la incorporación de un control de velocidad asociado a la limitación de potencia en carga parcial en función de las consignas generadas por el control de potencia / frecuencia a nivel de parque, el cual a su vez recibe las consignas del OS, es necesario modificar las estrategias de control mencionadas con anterioridad (CDV y CIV).

En el Capítulo 4 se mostrarán las modificaciones de los algoritmos necesarias para poder trabajar con control de potencia.

3.4 Dimensionamiento del aerogenerador

Son muchos los parámetros a tener en cuenta en lo que al dimensionado de un aerogenerador se refiere.

Para el dimensionado de los modelos con los que se van a desarrollar las simulaciones se han partido de una serie de parámetros comunes, y luego se ha desarrollado los aspectos concretos asociados a cada una de las tecnologías. Resaltar que en ambos casos la potencia entregada por la aeroturbina escogida es de 2MW.

3.4.1 Características generales

La tabla siguiente muestra los elementos esenciales de la placa de características de los generadores eléctricos empleados (donde VF se refiere a los aerogeneradores de velocidad fija y VV a los de velocidad variable):

Parámetros	**Valor**	**Unidades**
Potencia nominal VF	2	MW
Potencia nominal VV	1.75	MW
Potencia Aparente nominal VF	2,3	MVA
Potencia Aparente nominal VV	2	MVA
Par nominal VF	12.732	Nm
Par nominal VV	11.077	Nm
Tensión de base (eficaz de línea)	690	V
Velocidad nominal VF	1520	rpm
Velocidad nominal VV	1500	rpm
Rango de Velocidad VV	900-1900	rpm
Pares de polos	2	--

Tabla 3-1: Parámetros de la placa característica de los generadores.

Los parámetros del esquema equivalente de la máquina eléctrica:

Parámetros del DFIG	**Valor**	**Unidades**
Reactancia mutua X_m	3.95279	pu
Impedancia de fugas de rotor L_{or}	0.092	pu
Impedancia de fugas de estator L_{os}	0.080	pu
Resistencia de rotor R_r	0.02	pu
Resistencia de estator R_s	0.09241	pu

Tabla 3-2: Parámetros del esquema equivalente de la máquina eléctrica.

Los parámetros de los diferentes elementos que componen el sistema mecánico trasladados al eje de alta velocidad.

Parámetros del sistema mecánico	**Valores**	**Unidades**
Inercia del eje de baja $J_{t,a}$	800	Kg m^2
Amortiguamiento del eje de baja $D_{t,a}$	0.1	Nm s/rad
Rigidez del acoplamiento mecánico K_{tm}	12.500	Nm /rad
Amortiguamiento del acoplamiento D_{tm}	130	Nm s/rad
Inercia del eje de alta J_m	90	Kg m^2
Amortiguamiento del eje de alta D_m	0.1	Nm s/rad

Tabla 3-3: Parámetros de los elementos que componen el sistema mecánico (eje de alta velocidad).

En la Tabla 3-4 se muestran los valores de los parámetros que definen la evolución de la variable C_p, dependiendo de si el control de potencia se realiza mediante el pitch o por pérdida aerodinámica.

Parámetros VV (Ec. 3.4)	**Valor**	**Parámetros VF (Ec. 3.5)**	**Valor**
k_1	0.46	k_1'	0.44
k_2	151	k_2'	125
k_3	0.58	k_3'	6.94
k_4	0.002	k_4'	-16.5
k_5	2.14	k_5'	0.002
k_6	9.28		
k_7	-18.4		
k_8	0.002		

Tabla 3-4: Parámetros para definir las ecuaciones de C_p

Por último reseñar que para los desarrollos analíticos se ha considerado una densidad del aire ρ de1.1225 kg/m3.

3.4.2 Aerogenerador de velocidad fija

Para el dimensionado del sistema aerodinámico se ha partido directamente de la expresión Ec. 3.5. En la figura siguiente se muestra el perfil de la variable C_p correspondiente:

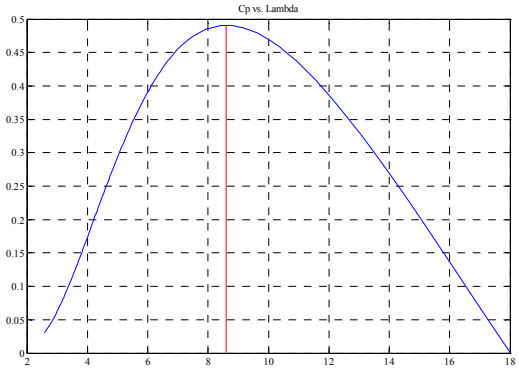


Figura 3-19: Perfil de la variable C_p aerogenerador de velocidad fija.

La curva de potencia se muestra en la Figura 3-20.

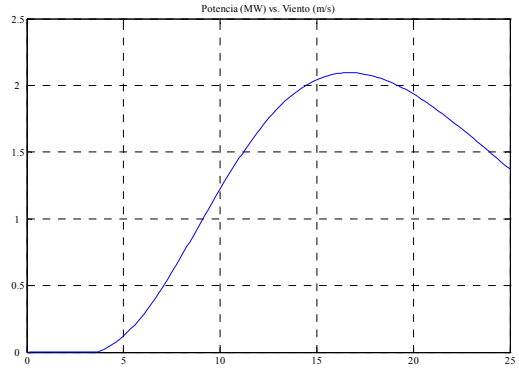


Figura 3-20: Potencia entregada por el aerogenerador de velocidad fija.

En la tabla siguiente se muestran las principales características de la turbina.

Parámetros de la turbina eólica	**Valores**	**Unidades**
Radio	40,5	m
Valor óptimo del ratio de velocidad λ_{opt}	8.6	-
C_{p_max}	0.49	
Velocidad nominal del viento	15	m/seg
Velocidad nominal del rotor	17	rpm
Relación de multiplicación N VF	1:80	--

Tabla 3-5: Parámetros aerodinámicos del aerogenerador de velocidad fija.

3.4.3 Aerogenerador de velocidad variable

A la hora de realizar el dimensionado del aerogenerador de velocidad variable es necesario tener en cuenta diferentes aspectos:

- El comportamiento aerodinámico de la turbina
- La estrategia de control empleada que contempla los rangos de velocidades del viento en los cuales ésta va estar operativa.

Partiendo de la expresión general Ec. 3.4, los parámetros a tener en cuenta a la hora de realizar el dimensionado son $C_{p,max}$ y λ_{opt}. Para poder definir el valor de $C_{p,max}$ y de λ_{opt} es necesario en primer lugar conocer la velocidad del viento a la cual la máquina funciona a potencia, par y velocidad nominal (velocidad nominal del viento), así como la velocidad de conexión y desconexión del viento.

Con el fin de obtener un resultado lo más realista posible se ha modificando la expresión analítica (Ec. 3.4) para adecuarla al aerogenerador de 2MW de Gamesa (G83) [GAM-EOL]. Así la Ec. 3.29 define la ecuación empleada para implementar el comportamiento aerodinámico en simulación.

En la Figura 3-21 se muestra el perfil de la variable C_p correspondiente a la Ec. 3.29.

$$Cp = 0.46\left(\frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 9.28\right)\left(e^{\frac{-18.4}{\lambda_i}}\right) \qquad \text{Ec. 3.29}$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\lambda + 0.02\beta} - \frac{0.003}{\beta^3 + 1}$$

Cabe resaltar que el valor máximo de C_p es 0.45 mientras que λ_{opt} vale 8.6.

La estrategia de control de velocidad empleada se muestra en la Figura 3-22; se trata de la estrategia de control con cuatro zonas de funcionamiento definida anteriormente, con una ligera modificación en la zona 3 para adaptarla al CIV.

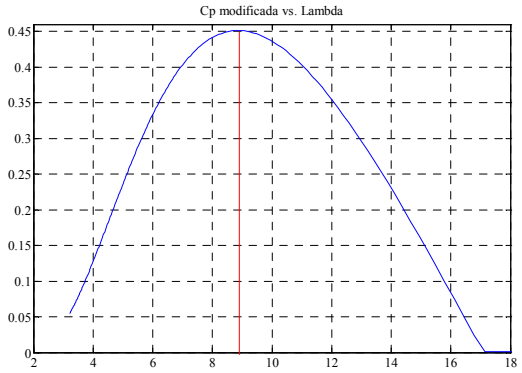


Figura 3-21: Perfil de la variable C_p modificada, en función de Lambda.

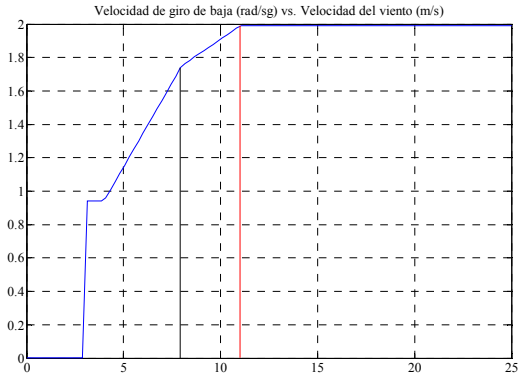


Figura 3-22: Estrategia de control de velocidad empleada.

Las zonas vienen determinadas por la velocidad del viento incidente.

- *Zona 1:* abarca el intervalo desde la velocidad de conexión ($V_{v,con}$) hasta la velocidad mínima ($V_{v,min}$). La turbina trabaja a velocidad fija.
- *Zona 2:* desde la velocidad mínima hasta la velocidad óptima (V_{opt}). La turbina trabaja a velocidad variable con $C_{p,max}$ (y λ_{opt}). La aeroturbina entrega la máxima potencia disponible del viento.
- *Zona 3:* desde la velocidad óptima ($V_{v,opt}$), hasta la velocidad nominal ($V_{v,nom}$). La turbina trabaja a con una pendiente de velocidad muy suave, controlada mediante el par electromagnético, hasta que se alcanza la velocidad y potencia nominal.
- *Zona 4:* desde la velocidad nominal ($V_{v,nom}$) hasta la velocidad de desconexión (V_{des}). La aeroturbina trabaja con una velocidad constante regulada mediante el control de pitch, generando la potencia máxima en todo el intervalo.

Para validar la correcta elección de los parámetros que definen la variable C_p y la estrategia de control escogida, en la figura se presenta la potencia obtenida mediante las ecuaciones Ec. 3.3 y Ec. 3.4 frente a la potencia entregada por la aeroturbina G83 de Gamesa (a partir del catálogo obtenido en [GAM-EOL]).

Si bien para la mayoría de las velocidades del viento ambas potencias tienen valores muy similares, en el caso de la velocidad nominal del viento estas potencias adquieren valores bastante diferentes, esta diferencia puede ser debida a la estrategia de control empleada o al efecto *stall* que se produce cuando la turbina se aleja de los puntos de funcionamiento óptimos (Figura 3-23).

Puesto que el fin de esta comparación es la obtención de un comportamiento similar al de un aerogenerador real y no el ajuste de los parámetros del mismo los parámetros escogidos se pueden considerar válidos.

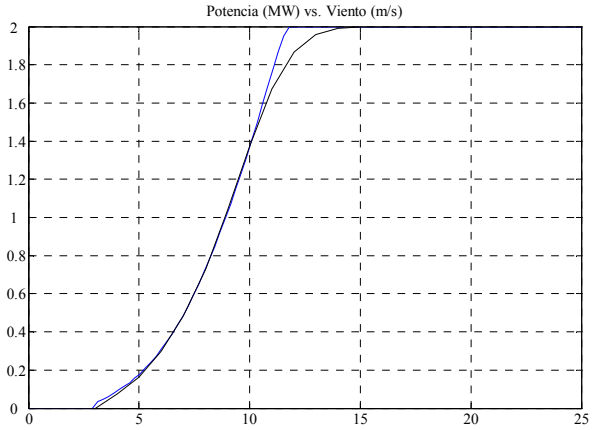


Figura 3-23: Potencia entregada por la aeroturbina empleada (azul); potencia entregada por la aeroturbina G83 de Gamesa (negro).

En la Tabla 3-6 se muestran las principales características de la turbina de velocidad variable.

Parámetros de la turbina eólica	**Valores**	**Unidades**
Radio	40,5	m
Valor óptimo del ratio de velocidad λ_{opt}	8.6	-
C_{p_max}	0.45	-
Velocidad nominal del viento	12	m/s
Relación de multiplicación N VV	1:100	-
Margen de variación de velocidad VV	9-19	rpm

Tabla 3-6: Parámetros aerodinámicos del aerogenerador de velocidad variable.

3.5 Modelado del sistema eléctrico del parque y su conexión con la red de transporte

El sistema eléctrico del parque y de conexión a la red de transporte está compuesto por los siguientes elementos:

- Los transformadores elevadores de tensión presentes en cada aerogenerador.
- Los cables de conexión entre cada aerogenerador y los centros de reparto.
- Los cables de conexión entre los centros de reparto y la subestación transformadora.
- El transformador elevador entre la tensión de distribución del parque (Media Tensión) y la tensión a la cual se conectan los parques, normalmente a la red de transporte (Alta Tensión).
- El sistema de compensación de potencia reactiva situado en la subestación.
- La línea de conexión del parque en alta tensión.

En los siguientes apartados se van a mencionar los aspectos más relevantes de cada uno de ellos.

3.5.1 Modelado de los transformadores

Los transformadores se han modelado, considerando un transformador ideal y las inductancias de fugas asociadas al valor de la potencia de cortocircuito.

3.5.2 Modelado de las líneas

Para representar las líneas internas del parque se emplea el modelo en Π (Figura 3-24), para una sección dada se establecen unos valores de resistencia e impedancia por kilómetro de línea.

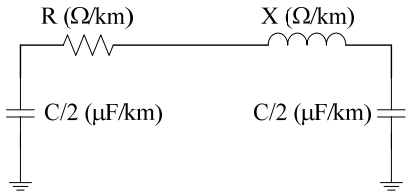


Figura 3-24: Modelo de una línea.

Los parámetros para los modelos equivalentes se calcularán a partir de las características de los cables (Tabla 3-7).

Sección	Rmax a 90ºC	X a 50 Hz	Capacidad	I nom
240mm^2	0.169Ω/Km	0.105Ω/Km	0.453μF/Km	435 A
150mm^2	0.227Ω/Km	0.112Ω/Km	0.368μF/Km	330 A
95mm^2	0.400Ω/Km	0.120Ω/Km	0.256μF/Km	260A

Tabla 3-7: Características de los cables de media tensión.

En el caso de las líneas de alta tensión únicamente se emplean inductancias debido a que el efecto de las resistencias y de los condensadores se puede considerar despreciable.

3.5.3 Modelo de la subestación transformadora

La subestación de interconexión de la red de media tensión del parque eólico con la red de alta tensión de la compañía eléctrica suele ser de tipo mixto intemperie interior, prevista para ampliaciones futuras.

Su composición es la habitual de una subestación de distribución, es decir, cables o embarrados de media tensión, celdas de media tensión, transformador principal de media a alta tensión, embarrado de alta tensión, equipos de medida, cuadros de control (relés de protección) y sistema de servicios auxiliares.

A la hora de modelar el comportamiento del parque eólico se tendrán en cuenta los siguientes elementos:

- El comportamiento del transformador de media tensión a alta tensión MT/AT.
- El comportamiento de los sistemas de compensación de potencia reactiva.

El modelo utilizado para los transformadores ya ha sido tratado en el punto anterior con lo que a continuación se profundizará en los aspectos de compensación de potencia reactiva.

Al igual que para la compensación de un aerogenerador individual, es posible compensar el factor de potencia mediante MSC-s (condensadores con interruptor mecánico). Otra solución más innovadora que produce mejores respuestas son los *Static Var Compensators* (SVC).

Los elementos más característicos de un SVC son los condensadores conmutados por tiristores (TSC) y las bobinas conmutadas (TSR) o controladas (TCR) por tiristores.

Cabe mencionar que la compensación también se puede realizar mediante un STATCOM.

En este caso el compensador de reactiva se ha modelado como un condensador conmutado mediante un regulador PI. De esta forma se desprecian los armónicos que se derivarían de la implementación física de un SVC, teniendo en cuenta la dependencia de la reactiva generada con respecto a la tensión.

La figura siguiente muestra el diagrama de bloques del modelo de simulación implementado.

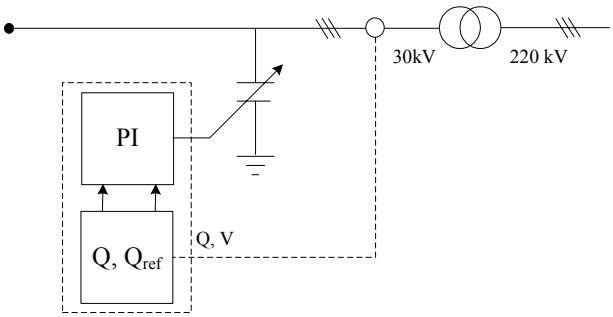


Figura 3-25: Modelo del sistema de compensación de potencia reactiva SVC.

3.6 Modelos agregados

A la hora de analizar el comportamiento de un parque pueden emplearse diferentes grados de complejidad, i.e. puede representarse individualmente cada una de las aeroturbinas que conforman el parque o bien representar el parque mediante una única aeroturbina equivalente.

Dependiendo de la naturaleza del estudio puede resultar necesario representar cada uno de los generadores para de esta forma analizar la contribución de cada uno de ellos independientemente; sin embargo, en muchas ocasiones es suficiente con representar el parque mediante un número reducido de generadores equivalentes, a esta representación se le denomina como *Modelos Agregados* o *Agregación de Aeroturbinas* [LED-01], [SLO-03] o bien como *Modelo Reducido Equivalente* [AKH-PHD].

Para representar varios aerogeneradores mediante un modelo equivalente es necesario que los aerogeneradores sean idénticos, estén conectados en paralelo y el viento incidente sea el mismo. El generador equivalente presenta los mismos parámetros eléctricos por unidad que los generadores a los que sustituye, y una potencia nominal igual a la suma de las potencias nominales de los generadores agrupados, mientras que

en el caso del sistema mecánico son los valores físicos los que no se modifican. La línea de conexión hasta el generador equivalente es el paralelo de las líneas de a cada uno de los generadores agregados [LED-PHD].

La decisión de cuales son las aeroturbinas a agregadas depende de cada caso en particular y de la exactitud requerida en el análisis.

A continuación se van a mostrar las ideas básicas utilizadas para llevar a cabo la agregación de modelos [ATE-05]:

Sistema aerodinámico:

Se conserva la misma característica aerodinámica del aerogenerador, y se multiplica el par de salida por el número de aerogeneradores.

Sistema mecánico:

Se multiplican las inercias, los coeficientes de rozamiento viscosos y el coeficiente de elasticidad del eje por el número de aerogeneradores, guardando los polos y ceros del sistema mecánico.

Transformadores y líneas:

En el caso del transformador se mantienen los valores por unidad (pu) de las resistencias, e inductancias del, y se la potencia de base multiplica por el número de aerogeneradores.

Para el caso de las líneas, se multiplican los valores de R, L y C de una línea de longitud media por el número de aerogeneradores.

Generador eléctrico y Sistema de control:

Para el caso del generador eléctrico, se procede igual que con el transformador

Si se realiza el sistema de control por unidad, basta con modificar la potencia de base del sistema conservando el nivel de tensión.

3.7 Escenarios y simulaciones de validación de modelos

En el presenta apartado se van a describir las simulaciones que se han realizado para verificar y validar los modelos empleados de los diferentes elementos presentes en un parque eólico. Los resultados de dichas simulaciones se mostrarán en el capítulo 6.

A continuación se describen los escenarios de simulación y los resultados obtenidos.

3.7.1 Simulaciones MATLAB/Simulink

3.7.1.1 Selección del modelo de la máquina eléctrica y del sistema mecánico

Objetivo: analizar el comportamiento transitorio de la asociación máquina eléctrica y sistema mecánico, que básicamente se corresponden con los elementos básicos de un aerogenerador de velocidad fija con generador de inducción, con el fin de seleccionar el modelo de la máquina eléctrica y del sistema mecánico apropiados para el estudio realizado en la presente tesis.

Se propone someter al sistema a un hueco de tensión, con el fin de analizar:

- El comportamiento eléctrico, asociado a evolución de las potencias activa y reactiva consumidas por el estator de la máquina y la corriente de estator;
- El comportamiento mecánico asociado a la evolución de la velocidad de la máquina eléctrica y al par electromagnético.

3.7.1.2 Selección del modelo del sistema de control y de los convertidores

Objetivo: analizar el comportamiento de los aerogeneradores de velocidad variable basados en un generador asíncrono de rotor bobinado, con el fin de seleccionar el del modelo del sistema de control y de los convertidores apropiados para el estudio realizado en la presente tesis.

Se propone realizar las siguientes simulaciones con el modelo mecánico de una masa:

- Máquina eléctrica con cuatro variables de estado y control vectorial completo con lazos de corriente en d-q.
- Máquina eléctrica dos variables de estado y control vectorial de par y potencia reactiva.
- Máquina eléctrica en régimen permanente y control vectorial completo con lazos de corriente en d-q.

3.7.1.3 Selección del modelo del crowbar

Objetivo: analizar el comportamiento del crowbar durante un hueco de tensión con el fin de seleccionar el modelo más apropiado para el estudio realizado en la presente tesis.

Se proponen dos escenarios de simulación:

- Sistema completo con modelo de diodos
- Modelo del convertidor con fuentes de tensión.

3.7.2 Simulaciones PSCAD

Introducción al concepto de análisis de circuitos de PSCAD y a las simulaciones de tipo electromagnético

3.7.2.1 Modelo de la máquina eléctrica y del sistema mecánico

A la hora de traspasar los modelos a PSCAD se ha optado por utilizar el modelo propuesto por el software (se trata de un modelo con cuatro variables de estado) y comparar los resultados con un modelo mecánico de una o dos masas.

3.7.2.2 Modelos agregados y modelo de líneas

A la hora de validar los modelos agregados se proponen los siguientes escenarios de simulación:

- Comparación de dos aerogeneradores (de 1 pu de potencia) conectados en paralelo a un nudo de potencia infinita con uno de 2 pu.
- Comparación de dos aerogeneradores (de 1 pu de potencia) conectados en paralelo a un nudo de potencia infinita con uno de 2 pu incluyendo las líneas a los dos aerogeneradores

3.7.2.3 Modelo del sistema de control, convertidores y crowbar

Se ha trasladado el sistema completo con fuentes de tensión y se ha comparado con las simulaciones de MATLAB/Simulink.

3.7.3 Simulaciones de parque

El parque que se va a analizar es un parque compuesto por tres aerogeneradores basados en máquinas doblemente alimentadas, conectados a través de líneas de media tensión (30kV) entre sí.

La subestación es la encargada de conectar el parque con la línea de alta tensión (220kV) a través de un transformador.

La Figura 3-26 muestra el esquema eléctrico completo del parque analizado.

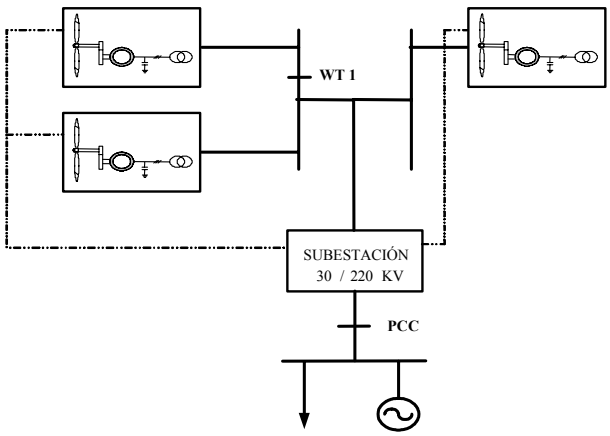


Figura 3-26: Esquema eléctrico del parque.

Las líneas de unión de los aerogeneradores con la línea de media tensión están formadas por cables de aluminio RHZ-1 118/30 KV de 95mm^2, las líneas de unión entre aerogeneradores y entre centros de reparto se realizan con cable de 150mm^2 y de 240mm^2 para la unión hasta la subestación transformadora.

Para el proceso de validación de los modelos se ha optado por un modelo muy simple de la red eléctrica, compuesto por una fuente ideal de tensión y una impedancia de cortocircuito.

En posteriores estudios de validación de los controles propuestos a nivel de parque se utilizarán modelos más elaborados

Como ya se ha comentado el valor de las impedancias de las líneas de alta tensión se ha obtenido para que la potencia del parque sea del 5% de la potencia de cortocircuito del PCC.

3.8 Conclusiones

En el presente capítulo se han analizado el estado del arte del modelado y control de los aerogeneradores de velocidad fija y variable basados en máquinas asíncronas de jaula de ardilla y de rotor bobinado.

Se han revisado los modelos de los diferentes componentes con diferentes grados de complejidad y se han propuesto escenarios para validar el comportamiento de cada uno de ellos.

Desde el punto de vista del control del generador eléctrico, se han analizado las estrategias de control asociadas a la máquina eléctrica, al convertidor de red y al crowbar.

En cuanto a la estrategia de control de la turbina se ha propuesto una estrategia de control que permita controlar la velocidad y la potencia en régimen normal de operación de forma adaptada a los modos de funcionamiento a desarrollar en capítulos posteriores.

A continuación se han parametrizado dos aerogeneradores uno de velocidad fija y otro de velocidad variable de 2MW de potencia.

Desde el punto de vista del sistema eléctrico del parque se han modelado las líneas y los transformadores y se ha propuesta una estructura de parque para los desarrollos siguientes. A continuación se han analizado las propuestas de modelos agregados presentes en la literatura.

Centrándonos en el modelado y control del aerogenerador de velocidad variable se proponen las siguientes consideraciones:

- Modelo aerodinámico a partir de curvas $C_p\,(\lambda,\beta)$.
- Modelo mecánico de dos masas.
- Modelo de la máquina eléctrica con cuatro variables de estado.
- Modelo de los convertidores.
- Sistema de control de par del DFIG.
- Modelo individual.

Cabe resaltar que los modelos de los aerogeneradores de velocidad fija han sido el punto de partida para el desarrollo de los aerogeneradores de velocidad variable dado los numerosos puntos en común y la extensa literatura existente sobre el modelado de los mismos.

Capítulo 4

CONTROL CENTRALIZADO (P/Q) PROPUESTO

En el presente capítulo se define y diseña la estrategia de control de P y de Q tanto a nivel de parque como a nivel de aeroturbina. Debido al carácter del control centralizado se definen las señales de comunicación necesarias entre el control a nivel de parque y el control a nivel de aeroturbina

En último lugar se definen los escenarios de simulación que permitan validar las estrategias de control desarrolladas.

4.1 Introducción

El presente capítulo está dedicado al desarrollo de un control centralizado de potencia activa y reactiva para un parque eólico basado en aerogeneradores de velocidad variable.

El principal objetivo del control de parque es la regulación de las potencias activa y reactiva inyectadas en la red en el punto de conexión (P_{PCC}). Las consignas de potencia activa y reactiva se establecen en función de las exigencias del Operador del Sistema (*Funciones de Control de P* y *Funciones de Control de Q* expuestas en el Capítulo 2).

El control de P/Q en un parque eólico se puede desarrollar a nivel de cada aerogenerador (control descentralizado) o mediante un control global a nivel de parque (control centralizado) que establece el funcionamiento de cada una de las aeroturbinas; tal y como se ha descrito en el Apartado 2.7.

La elección en el presente trabajo de investigación ha sido el desarrollo de un control centralizado, más acorde con la idea de la tesis orientada hacia la central de generación eólica o *Wind Power Plant* con funcionalidades similares a las de una central convencional y vista desde la red eléctrica como una única unidad de generación.

Por otro la estrategia de control de frecuencia debe ser implementada a nivel de parque para evitar que en el caso de implementarlo en cada aeroturbina el control central del parque pueda neutralizar los controles individuales de cada una de las aeroturbinas [SOR-04], [HAN-05]. En este capítulo únicamente se analizan las funciones de control independientes del control primario de tensión y frecuencia, que serán analizadas en el Capítulo 5 dedicado íntegramente al control primario, es decir, las consignas de P y Q las establece el OS, en lugar de determinarse en el propio parque, en función de las condiciones de red.

Otro aspecto a tener en cuenta en lo que a las variaciones de frecuencia se refiere es la respuesta inercial de los aerogeneradores. Así la solución adoptada ha consistido en dotar a cada aerogenerador individual de esta funcionalidad ya que se implementándola en forma de consigna de par.

Para hacer posible el control centralizado del parque es necesario desarrollar las estrategias de control de las potencias activa y reactiva, a nivel de parque y a nivel de aeroturbina. Mientras el control a nivel de parque se encarga de establecer las consignas de potencias reactiva y activa, el control a nivel de aeroturbina es el encargado de asegurar que se alcanzan las consignas exigidas por el control central del parque.

Para asegurar un correcto funcionamiento de ambos controles es necesario establecer una comunicación entre la subestación (en el que se localiza el control central) y cada una de las aeroturbinas. En el presente trabajo de investigación se considerará que las comunicaciones son lo suficientemente rápidas como para no influenciar las tareas de regulación.

Así, en este capítulo se va a desarrollar en primer lugar la estrategia de control a nivel de parque, para continuar con las estrategias de control a nivel de aerogenerador. Para finalizar el capítulo se definirán los escenarios de simulación necesarios para la validación de las estrategias de control desarrolladas.

4.2 Control a nivel de parque

4.2.1 Introducción

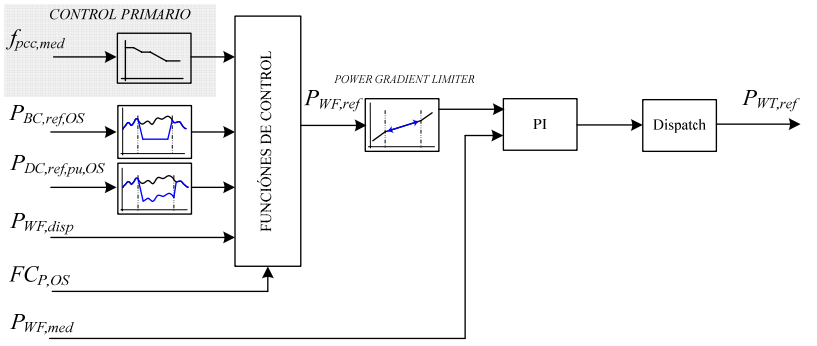
Como se ha mencionado en el apartado anterior, el objetivo del control de parque es la regulación de las potencias activa y reactiva inyectadas en el punto de conexión (P_{PCC}).

Para ello se ha optado por una estructura de control jerárquica en la cual el sistema de control de nivel de parque va a demandar a cada uno de los aerogeneradores del parque su aportación de potencias activa y reactiva siguiendo un criterio dado.

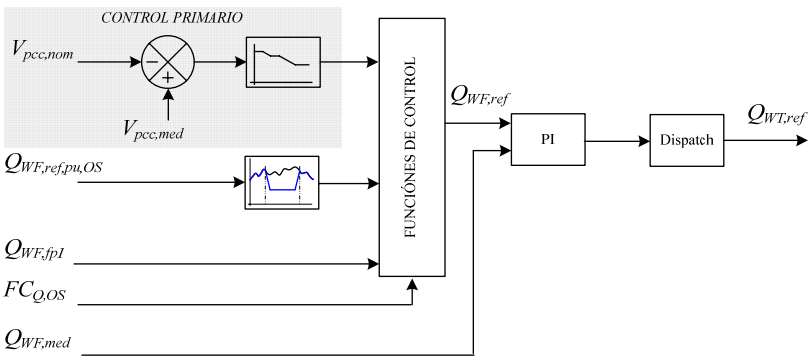
Así el sistema de control del parque está compuesto por dos cadenas de control bien diferenciadas:

- Control de potencia activa compuesto por los siguientes elementos: Control primario de frecuencia (AFC), evaluación de las funciones de control, limitación de rampa de potencia de referencia y regulador de la potencia activa.
- Control de potencia reactiva compuesto por los siguientes elementos: Control primario de tensión (AVC), evaluación de las funciones de control y regulador de la potencia activa.

Los reguladores de tipo PI son necesarios ya que existe un consumo de potencia activa y reactiva ente los aerogeneradores y la subestación debido a las líneas, transformadores, etc. y a pesar de que el sistema de control disponga de la información de las potencias inyectada por cada aerogenerador es muy difícil estimar los consumos de las líneas, con lo que el regulador ajustará las potencias. La Figura 4-1 muestra la estructura de control propuesta y el flujo de señales entre los diferentes subsistemas:



a) Control de potencia activa



b) Control de potencia reactiva

Figura 4-1: Control de parque: a) control de potencia activa y b) control de potencia reactiva.

El OS puede requerir al parque otras *Funciones de Control* (Apartado 2) diferentes al control de frecuencia o bien hacerle funcionar entregando en cada momento la máxima potencia disponible ($P_{WF,disp}$).

En el caso del *Balance Control* y *Delta Control* ambas funciones exigen al parque a producir una potencia activa inferior a la máxima disponible ($P_{WF,disp}$), la disminución de la potencia generada vendrá determinada por el OS; En el caso del *Balance Control* el OS establecerá una cantidad constante de generación ($P_{BC,ref,OS}$) mientras que en el caso del *Delta Control* el OS determinará una cantidad de potencia activa de reserva ($P_{DC,ref,OS}$).

El parque además de funcionar en modo *Automatic Voltage Control* tiene que poder funcionar en el modo *Reactive Power Control*. En este caso el OS establece la cantidad de potencia reactiva que el parque tiene que intercambiar con la red independientemente de la tensión en el PCC ($Q_{WF,ref,OS}$). En el caso en el que el OS no establezca consigna alguna el parque funcionará a factor de potencia unitario ($Q_{WF,fp1}$).

La principal diferencia entre el control centralizado y el descentralizado es la necesidad del primero de intercambiar señales entre el control a nivel de parque (subestación) y el control a nivel de aeroturbina.

La Tabla 4-1 siguiente muestra las señales que el control centralizado desarrollado necesita intercambiar con cada uno de los aerogeneradores, así como las señales que el Operador de Sistema (o en su defecto el Operador de Nudo) tiene que entregar al control de parque.

OS=> Control de Parque	**Control de parque => Control de aeroturbina**	**Control de aeroturbina => Control de parque**
Funciones de Control deP	Potencia activa de referencia ($P_{WT,ref}$ (pu))	Potencia activa disponible ($P_{WT,disp}$ (pu))
Funciones de Control deQ	Potencia reactiva de referencia ($Q_{WT,ref}$ (pu))	Potencia reactiva disponible ($Q_{WT,disp}$ (pu))

Tabla 4-1: Señales de comunicación.

4.2.2 Control de potencias activa y reactiva

Para garantizar que las potencias activa y reactiva entregadas por el parque se corresponden con los valores de consigna exigidos por el OS (u Operador de Nudo) se han añadido dos reguladores PI a la salida de las *Funciones de Control de P y de Q*, que determinan las potencias activa y reactiva que deben generar los aerogeneradores.

Una vez definida la potencia activa que ha de inyectar el parque en el PCC ($P_{WF,ref}$) es necesario tratar esta referencia de potencia activa a nivel de parque para transformarla en consignas de potencia activa para cada una de la aeroturbinas ($P_{WT,ref}$).

De esta forma en [MAI-04] se establecen las consignas de P en valores por unidad independientemente de la potencia disponible de cada aeroturbina en cada instante.

Sin embargo en [HAN-05] emplean el bloque denominado *Dispatch Function* en el cual se incluye la estrategia encargada de generar las consignas de potencia activa a nivel de aeroturbina ($P_{ref}^{WT_i}$) a partir de la consigna de potencia activa a nivel de parque (P_{ref}^{WF}). La

distribución de la potencia activa se realiza en función de la potencia activa disponible de cada una de las aeroturbinas.

$$P_{ref}^{WT_i} = \frac{P_{disp}^{WT_i}}{P_{disp}^{WF}} P_{ref}^{WF} \qquad \text{Ec. 4.1}$$

donde:

$$P_{disp}^{WF} = \sum_{i=1}^{n} P_{disp}^{WT_i} \qquad \text{Ec. 4.2}$$

Por último se ha incluido el bloque encargado de limitar la velocidad de variación de la producción (*Power Gradient Limiter*).

Al igual que en el caso de la potencia activa, una vez definida la potencia reactiva que ha de inyectar el parque en el PCC es necesario tratar esta referencia de potencia reactiva a nivel de parque para transformarla en consignas de potencia reactiva para cada una de la aeroturbinas.

Mientras que en [MAI-06] las consignas de Q se establecen en valores por unidad independientemente de la potencia disponible de cada aeroturbina en cada instante; Hansen, A. et al. proponen en [HAN-05] la incorporación de un bloque denominado como *Dispatch Function* en el cual se incluye la estrategia encargada de generar las consignas de potencia reactiva a nivel de aeroturbina ($Q_{ref}^{WT_i}$) a partir de la consigna de potencia reactiva a nivel de parque (Q_{ref}^{WF}). La distribución de la potencia reactiva se realiza en función de la potencia reactiva disponible de cada una de las aeroturbinas:

$$Q_{ref}^{WT_i} = \frac{Q_{disp}^{WT_i}}{Q_{disp}^{WF}} Q_{ref}^{WF} \qquad \text{Ec. 4.3}$$

donde:

$$Q_{disp}^{WF} = \sum_{i=1}^{n} Q_{disp}^{WT_i} \qquad \text{Ec. 4.4}$$

Otra propuesta consiste en distribuir las consignas a cada aerogenerador de una forma optimizada a partir de un algoritmo de optimización que optimiza las perdidas del conjunto de aerogeneradores del parque [ALM-06].

En el presente trabajo se ha empleado la distribución de la potencia activa propuesta por [HAN-05], ya que permite conocer en todo momento la capacidad efectiva de generación del parque.

4.3 Control a nivel de aeroturbina

Las estrategias de control a nivel de aeroturbina expuestas en este apartado están relacionadas con el tratamiento que hace el control de la aeroturbina de las consignas de las potencias (activa y reactiva) entregadas por el control de parque.

El primer aspecto importante a tener en cuenta es el requerimiento de funcionar con potencias activas de referencia inferiores a la nominal para un viento incidente dado. Este modo de funcionamiento (denominado *deloaded*), es necesario para poder seguir las consignas del control de parque o para realizar las funciones de control primario de frecuencia.

Cabe resaltar que sobre un punto de funcionamiento dado P_0 el aerogenerador deberá ser capaz de controlar la potencia en régimen permanente en una banda $\pm\Delta P$ (en % sobre la potencia disponible P_{disp}) sobre la potencia de referencia P_{ref}.

Normalmente la banda superior coincidirá con la potencia disponible, resultando el siguiente rango de funcionamiento:

$$\begin{aligned} P_{opt} &= P_{disp} \\ P_0 &= (1-\frac{\Delta P}{100})P_{disp} \\ P_{\min} &= (1-2\frac{\Delta P}{100})P_{disp} \end{aligned} \qquad \text{Ec. 4.5}$$

Un valor típicamente utilizado para ΔP es del 10%. Este porcentaje puede ser variable en función de la capacidad de aporte al control primario que se desee.

Además no hay que perder de vista que el funcionamiento *deloaded* disminuye el rendimiento del aerogenerador y por lo tanto va en detrimento del rendimiento económico del mismo.

Otro aspecto relacionado con el control de la potencia activa del aerogenerador es el dotar al mismo del aporte de inercia tal y como lo hacen las centrales convencionales.

Por último reseñar que no todas las funcionalidades son compatibles entre sí y que será necesario dotar al sistema de una lógica de funcionamiento que permita conmutar entre los diferentes modos de funcionamiento.

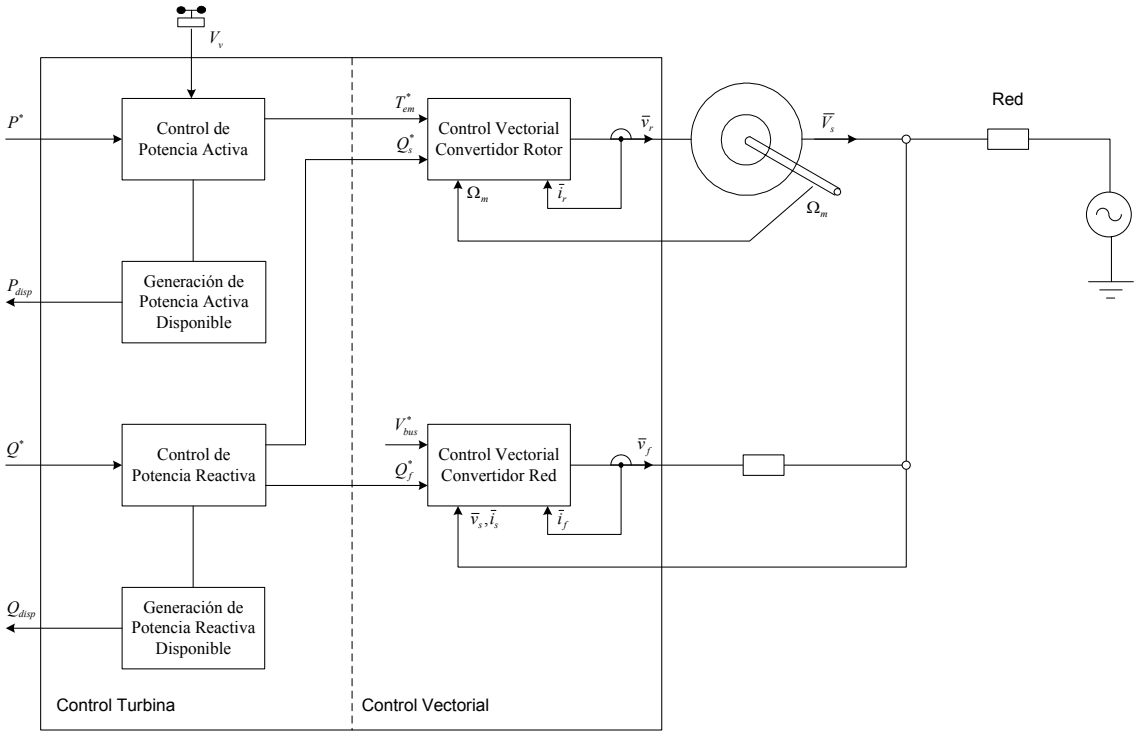
En cuanto al control de la potencia reactiva es necesario señalar que el principal reto consiste en gestionar la capacidad de los inversores de red y de rotor para dotar a la aeroturbina de la máxima capacidad de aporte de potencia reactiva.

La Figura 4-2 muestra el diagrama de bloques general del sistema de control del aerogenerador en el cual se han incorporado las funcionalidades de control.

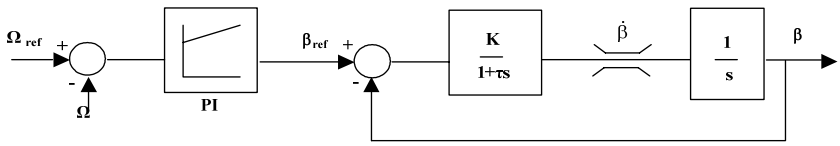
En la Figura 4-2 se pueden apreciar los siguientes bloques funcionales:

- Los controles vectoriales del convertidor de rotor y red, ya expuestos en el capítulo 3 y desarrollados en detalle en el anexo de control vectorial (Anexo B).
- El control de la potencia activa de la turbina con el generador de potencia disponible para un viento dado.
- El control-gestión de la potencia reactiva y el generador de la potencia reactiva disponible.
- El control de velocidad de la aeroturbina, asociado al control de pitch.

Que se van a desarrollar los en los siguientes sub-apartados.



a) Control del aerogenerador



b) Control del pitch

Figura 4-2: Esquema general control de aeroturbina: a) control del generador y b) control del *pitch*.

4.3.1 Control de potencia activa

La estrategia de control de potencia de la aeroturbina debe de responder a dos modos de funcionamiento:

- Extracción de la máxima potencia disponible, siguiendo las diferentes zonas de funcionamiento definidas en la estrategia básica (capítulo 3).
- Seguimiento de una consigna de potencia inferior a la potencia máxima disponible, funcionamiento *deloaded.*

Ambos pudiendo ser complementados con el efecto del aporte de inercia.

En los aerogeneradores de velocidad variable basados en DFIG la potencia generada a carga parcial se puede limitar / controlar mediante dos técnicas:

- *Funcionamiento a velocidad fija y control / limitación de potencia mediante el control de pitch:* con esta estrategia es posible modificar el rendimiento aerodinámico y por lo tanto la potencia extraída [GON-05] y [SOR-04]. Con esta técnica normalmente se trabaja a la velocidad mecánica óptima-de diseño para un viento dado y se regula la potencia mediante el control del ángulo de pitch mediante un regulador de tipo PI con ganancias programables en función de la velocidad.
- *Funcionamiento a velocidad variable y control / limitación de potencia mediante el control del par electromagnético:* mediante una variación de velocidad es posible modificar el rendimiento aerodinámico en la zona de velocidad variable haciendo que λ difiera del λ_{opt} [EKA-03], [GON-05], [SOR-04] y [HAN-05]. Esta técnica hace que la turbina se acelere hasta buscar un punto de funcionamiento donde el par aerodinámico se iguale al de consigna, de forma que para retomar el punto óptimo de funcionamiento se cuenta con la energía cinética almacenada en la turbina.
- *Utilizando estrategias mixtas* [ALM-06] es posible llegar a una optimización del punto de funcionamiento.

En el presente estudio se ha empleado el control de par para controlar la generación de potencia mientras que el pitch se ha utilizado para limitar la velocidad de giro de la máquina eléctrica.

A la hora de obtener una velocidad variable en la aeroturbina es posible utilizar un regulador de velocidad (asociado a un CDV) o realizar un control en lazo abierto (asociado a un CIV). El control de potencia asociado a un control de velocidad en lazo cerrado es más complejo, ya que se varía una magnitud secundaria como es la velocidad (que a su vez influencia λ) para obtener la potencia deseada pudiendo provocar oscilaciones de potencia [MAI-06].

En este trabajo el control de potencia implementado ha sido asociado al Control Indirecto de Velocidad el cual, a partir de la velocidad de giro de la aeroturbina establece el valor óptimo del par electromecánico en la zona de velocidad variable.

Como ya se ha comentado es el convertidor de rotor el encargado de asegurar que se cumple con la consigna de par electromagnético establecida por el CIV. Esta estrategia es valida para el caso en el que se desee generar la máxima potencia disponible, sin embargo, este puede no ser el objetivo principal.

Cuando el objetivo del control de parque es limitar o disminuir la generación de potencia es necesario añadir un lazo de control suplementario al CIV (en forma de par T_{CP}), este lazo se muestra del recuadro verde en la Figura 4-3.

De la misma forma si se quiere dotar a la aeroturbina de cierta respuesta inercial (asociada al control de frecuencia, T_j) es necesario añadir otro lazo de control suplementario proporcional a la variación de la frecuencia del sistema [EKA-04], este lazo se muestra dentro del recuadro azul en la Figura 4-3.

El par electromagnético total de referencia resulta entonces:

$$T_{em,ref} = -T_{CIV} + T_{CP} + T_J \qquad \text{Ec. 4.6}$$

Donde:

- *Par de control de velocidad (T_{CIV})*: par asociado al control de velocidad, es decir, a la zona de funcionamiento.
- *Par de aporte de inercia (T_J)*: par asociado al efecto transitorio de la inercia frente a una variación en la frecuencia del sistema.
- *Par de control de potencia (T_{CP})*: par asociado al control de potencia activa, cuyo valor depende del error entre la potencia activa generada y la potencia activa deseada (determinada por el control a nivel de parque).

Resultando una potencia instantánea de referencia (o generada):

$$P_{elc,ref} = (-T_{CIV} + T_{CP} + T_J) \cdot \Omega_m$$
$$P_{elc,ref} = P_{CIV} + P_{CP} + P_J \qquad \text{Ec. 4.7}$$

Por último se ha añadido un bloque de gestión de los diferentes modos de funcionamiento.

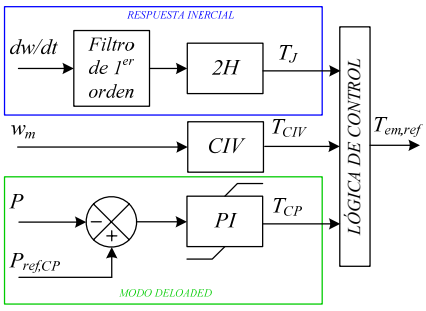


Figura 4-3: Estrategia de control de potencia activa implementado.

En los siguientes sub-apartados se van a detallar los modos de funcionamiento asociados al control de potencia y la respuesta inercial del aerogenerador así como el funcionamiento de la lógica de activación.

4.3.1.1 Control de potencia

Con la estrategia de control de potencia seleccionada se pueden producir tres situaciones:

1. Para un viento correspondiente a las zonas 2 y 3 de la estrategia de control, el incremento de velocidad necesario para que la potencia mecánica extraída del viento por la turbina se iguale con la potencia de referencia está dentro del rango de velocidad variable de la turbina.
   En este caso la potencia eléctrica generada se controla mediante el par electromagnético y la potencia mecánica extraída del viento se ve modificada variando λ fuera de su zona óptima.

2. Para un viento superior al nominal correspondiente a la zona 4 de la estrategia de control el par electromagnético se ajusta mediante el regulador de potencia para que la potencia eléctrica generada se iguale a la de referencia mientras que la potencia mecánica extraída del viento se limita mediante el ángulo de picth β, limitando a su vez la velocidad de la turbina a su valor máximo.

3. Idem que en el primer caso, pero la turbina alcanza la velocidad nominal ya que por pérdida aerodinámica no es posible disminuir la potencia extraída hasta el valor de referencia.
   En este caso el par electromagnético resulta del cociente entre la potencia de referencia y la velocidad nominal de la turbina y la potencia mecánica extraída del viento se limita mediante el ángulo de picth β; limitando a su vez la velocidad de la turbina a su valor máximo.

El objetivo de este sub-apartado es mostrar el funcionamiento del control de potencia y determinar el punto de funcionamiento en las diferentes situaciones. Las tres situaciones definidas se pueden englobar en dos modos de funcionamiento a) Zona de velocidad variable (1 y 2) b) Zona de limitación de velocidad (3).

a) Zona de velocidad variable:

En el tercer capítulo se demostró como el par captado por la turbina en los puntos de funcionamiento ligados al C_p máximo (zona 2 de funcionamiento) resultaba:

$$T_t = k_{opt_t}\Omega_t^2$$

$$k_{opt_t} = \frac{1}{2}\rho\pi\frac{R^5}{\lambda_{opt}^3}C_{p_\max} \qquad \text{Ec. 4.8}$$

Si expresamos ahora la potencia extraída del viento:

$$P_t = \Omega_t T_t = k_{opt_t}\Omega_t^3 \qquad \text{Ec. 4.9}$$

Que expresada en función de la velocidad del generador Ω_m y de la relación de multiplicación N resulta:

$$P_t = N k_{opt_t}\Omega_m^3 \qquad \text{Ec. 4.10}$$

Sin embargo, hemos visto que es necesario poder incrementar o disminuir la potencia extraída de la turbina para un viento dado funcionado en el modo *deloaded*. La potencia activa de referencia estará situada en el rango expresado en las ecuaciones siguientes:

$$P_{opt} = P_{disp}$$
$$P_{\min} = (1 - 2\frac{\Delta P}{100})P_{disp} \qquad \text{Ec. 4.11}$$

La Figura 4-4 muestra las curvas de potencia máxima extraíble del viento y la curva de potencia extrayendo un 20% menos de la potencia disponible (ΔP=10%).

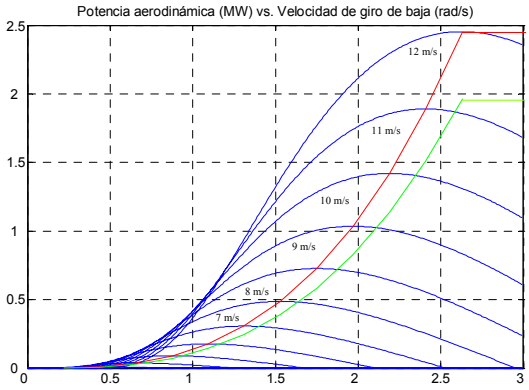


Figura 4-4: Curvas de extracción de potencia máxima y *deloaded*.

Es posible utilizar una recta (Figura 4.5) para relacionar la variación de potencia extraída con la variación de velocidad de la turbina.

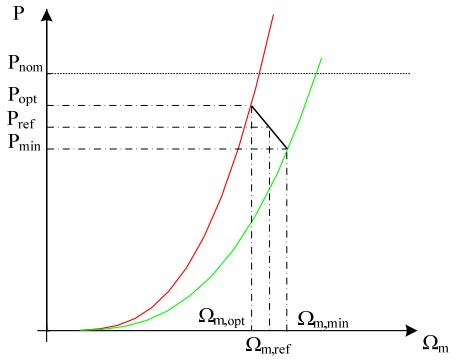


Figura 4-5: Diagrama esquemático del funcionamiento *deloaded*.

$$P_{ref} = P_{\min} + \frac{P_{opt} - P_{\min}}{\Omega_{m\min} - \Omega_{mopt}}(\Omega_{m\min} - \Omega_m) \qquad \text{Ec. 4.12}$$

Donde:

- $\Omega_{m\ opt}$ expresa la velocidad óptima de funcionamiento a la cual se obtiene la potencia máxima extraíble en régimen normal de funcionamiento P_{opt} o P_{disp}.
- $\Omega_{m\ min}$ expresa la velocidad a la cual se obtiene la potencia mínima P_{min}.
- Ω_m la velocidad a la cual se obtiene la potencia de referencia P_{ref}.

Si definimos la potencia mínima y el coeficiente de *deload*, k_{del}, como:

$$P_{\min} = k_{del} P_{dip} \qquad \text{Ec. 4.13}$$

Con

$$k_{del} = \left(1 - 2\frac{\Delta P}{100}\right) \qquad \text{Ec. 4.14}$$

A partir de la expresión de la potencia (Ec. 3.3) es posible obtener las potencias de referencia, óptima y mínima:

$$\begin{aligned} P_{opt} &= N \cdot k_{opt_t} \Omega_{mopt}^3 \\ P_{ref} &= N \cdot k_{ref_t} \Omega_{m}^3 \\ P_{\min} &= N \cdot k_{\min_t} \Omega_{m\min}^3 \end{aligned} \qquad \text{Ec. 4.15}$$

La relación entre las velocidades óptima y mínima (Ec. 4.16) resulta de las expresiones Ec. 4.13 y Ec. 4.15.

$$\Omega_{m\min} = \sqrt[3]{\left(k_{del}\frac{k_{opt_t}}{k_{\min_t}}\right)}\,\Omega_{mopt} = k_{\Omega}\Omega_{mopt} \qquad \text{Ec. 4.16}$$

Sustituyendo las ecuaciones Ec. 4.13 y Ec. 4.16 en la Ec. 4.12 se obtiene la Ec. 4.17.

$$P_{ref} = P_{opt}\left[\frac{k_{del}(\Omega_m - \Omega_{mopt}) + k_{\Omega}\Omega_{mopt} - \Omega_m}{\Omega_{mopt}\left(k_{\Omega} - 1\right)}\right] \qquad \text{Ec. 4.17}$$

Donde se puede apreciar como la potencia de referencia depende principalmente de la velocidad mecánica y la variación frente a la potencia óptima depende mayoritariamente de la diferencia de velocidades entre la velocidad de referencia y la real.

b)- Zona de limitación de velocidad

En este caso el par electromagnético resulta del cociente entre la potencia de referencia y la velocidad nominal de la turbina.

$$T_{ref} = \frac{P_{ref}}{\Omega_{mnom}} \qquad \text{Ec. 4.18}$$

La potencia mecánica extraída del viento se limita mediante el ángulo de calado de las palas (β); limitando a su vez la velocidad de la turbina a su valor máximo.

4.3.1.2 Aporte inercia

El sistema de control de las aeroturbinas con DFIG funciona aplicando un par controlado al rotor de acuerdo con la curva par – velocidad del rotor preestablecida. Esta acción de control está desacoplada de la frecuencia del sistema y por lo tanto no hay contribución a la inercia del sistema.

Cuando se encuentran en operación un gran número de aerogeneradores DFIG, el momento angular del sistema se ve reducido cuando algunas plantas convencionales no se encuentran en funcionamiento. Por lo tanto es muy importante restaurar el efecto de la inercia de las aeroturbinas DFIG.

Esto se puede realizar añadiendo un lazo suplementario [EKA-03].

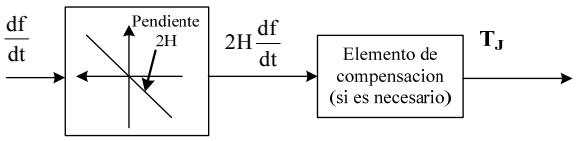


Figura 4-6: Lazo de control suplementario (T_j) para aporte de inercia.

El bloque *elemento de compensación* puede adquirir bien el valor 1 (sin compensación) o bien un valor de la forma definida por la expresión Ec. 4.19 (se obtendría un efecto inercia similar al de una máquina síncrona).

$$\frac{k}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \qquad \text{Ec. 4.19}$$

La capacidad de aporte de potencia de una turbina de velocidad variable se puede expresar a partir de la derivada de la energía cinética almacenada para una velocidad dada de la turbina:

$$P_J = \frac{dE_J}{dt} = J_{eq}\Omega_m \frac{d\Omega_m}{dt} \qquad \text{Ec. 4.20}$$

Donde E_J es la energía almacenada en la inercia total del sistema (J_{eq}=Jt+Jm). A partir de la expresión anterior es posible evaluar la potencia disponible para el aporte de inercia en caso en que la turbina pasase de la velocidad máxima ($\Omega_{m\ max}$) a la velocidad mínima ($\Omega_{m\ min}$).

Un caso sencillo es aquel en el que se mantiene la potencia constante durante toda la deceleración que se produce en un tiempo t_{dec}. Así es posible calcular la variación de energía cinética mediante la expresión siguiente:

$$\Delta E_J = \frac{1}{2} J_{eq} (\Omega^2{}_{m,\max} - \Omega^2{}_{m,\min}) \qquad \text{Ec. 4.21}$$

y la potencia equivalente:

$$P_J = \frac{\Delta E_J}{t_{dec}} \qquad \text{Ec. 4.22}$$

Para el caso del aerogenerador de 2MW resulta una energía almacenada de aproximadamente 12,75MJ que supondrían 1,25MW entregados de forma constante durante 10 segundos (Tabla 3-1).

Cabe resaltar por último que normalmente la potencia disponible provendrá tanto del par aerodinámico como de la energía cinética almacenada y que una correcta gestión de dichas energías a nivel de un parque eólico puede ser de un valor inestimable para el control primario de frecuencia.

4.3.1.3 Lógica de funcionamiento

El correcto funcionamiento del aerogenerador depende en gran medida de la generación de la consigna de par, por lo tanto es muy importante establecer una lógica de control de los pares que pueden influir en el par electromagnético de referencia.

Dependiendo del modo de funcionamiento (*Funciones de Control de P y Q*) el par electromagnético se define como un sumatorio de diferentes pares de consigna, asociados a diferentes acciones de control.

Como ya se ha mencionado el par de referencia depende tanto del punto de funcionamiento (zona 1, 2, 3 o 4) como de las consignas que el control del aerogenerador recibe del control de parque. Este comportamiento se define según la Ec. 4.23.

$$T_{em,ref} = T_{CV} + T_J + T_{CP} \qquad \text{Ec. 4.23}$$

Así el par T_{CV} se define a partir de la estrategia de control de velocidad empleada (Figura 3-22) en función de la velocidad del viento incidente; el par asociado al efecto de la inercia (T_J) se define en función de la frecuencia en el PCC. Mientras que estos dos pares se encuentran siempre activos, es decir siempre participan en la Ec. 4.23 el par asociado al control de potencia activa (T_{CP}) está activo o no en función de las exigencias de las funciones de control (Apartado 2.7)

Es el bloque *Lógica de Control de Pares* (Figura 4-3), el que establece el par de referencia para el aerogenerador en función de la velocidad del viento, la frecuencia del sistema y las consignas generadas por el control a nivel de parque.

4.3.1.4 Generación de la potencia disponible

Una de las señales que el control de aeroturbina ha de enviar al control de parque es la potencia activa disponible. Puesto que el control de parque genera las consignas de potencia activa en función de la potencia activa disponible de cada aerogenerador (*dispatch function*), la generación de esta señal es de especial interés.

El caso más crítico será cuando el control de parque solicite al aerogenerador que entregue la máxima potencia disponible (bien por estar funcionando en el modo de máxima generación de potencia bien por tener que generar la máxima potencia disponible debido a una variación de frecuencia en la red).

Si debido a un error el control de parque recibe un valor de potencia activa disponible superior al real, el aerogenerador puede no ser capaz de generar la potencia activa solicitada por el control de parque por lo que se desaceleraría.

En caso contrario (si la potencia enviada es menor a la real), el aerogenerador se encontraría entregando menos potencia de la disponible y su rendimiento descendería.

En el presente trabajo la potencia activa disponible se ha calculado a partir de la velocidad del viento medida y teniendo en cuenta el rendimiento mecánico y eléctrico del sistema.

En lo que a la potencia reactiva disponible se refiere ésta se ha calculado a partir de la potencia aparente en función de la potencia activa disponible.

4.3.2 Control de potencia reactiva

El control de potencia reactiva se refiere, éste se puede realizar a través del convertidor de rotor, del convertidor de red o mediante ambos convertidores. En el presente trabajo se ha optado por el empleo de ambos convertidores para el control de la potencia reactiva, debido que de esta forma se dispone de una mayor cantidad de potencia reactiva intercambiable. Ambos convertidores se han modelado mediante fuentes de tensión.

Sin embargo, el empleo de ambos convertidores para el control de tensión exige un control coordinado entre el convertidor de rotor y el convertidor de red [AKH-03-a], [AKH-03-b].

Será el control de cada aerogenerador el encargado de distribuir la potencia reactiva exigida desde el control centralizado entre ambos convertidores (Figura 4-7).

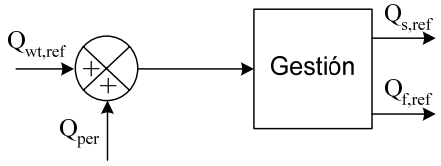


Figura 4-7: Gestión de la consigna de potencia reactiva de la subestación.

El método de coordinación entre ambos convertidores empleado en este trabajo sigue las siguientes premisas:

- Solicitar en un primer momento toda la energía reactiva exigida por el parque al convertidor de rotor.
- Si el convertidor no puede entregar suficiente energía reactiva emplear el convertidor de red para garantizar que se cumpla con las exigencias del control central.

A partir de las consignas de potencia reactiva (Q_s y Q_f) los convertidores de rotor y de red generarán las corrientes de consignas necesarias para cumplir con las exigencias de potencia reactiva (Ec. 4.24).

El aumento de la corriente del lado de rotor (i_{dr}) provoca un incremento de la excitación de la máquina, lo cual contribuye a aumentar la tensión en bornes del generador; el descenso de la corriente i_{dr} provoca la magnetización de la máquina desde la red con el consiguiente consumo de potencia reactiva y descenso de la tensión.

En el caso del convertidor de red el intercambio de la potencia reactiva se controla mediante la componente en cuadratura de la corriente (i_{Qf}).

$$i_{dr,ref} = i_{ms} - \frac{Q_s}{\frac{3}{2}\omega_s \frac{L_h^{\,2}}{L_s} i_{ms}}$$

$$i_{Qf,ref} = -\frac{Q_f}{\frac{3}{2}|V_s|}$$

Ec. 4.24

Hay que tener en cuenta que la potencia reactiva que se puede intercambiar con la red está condicionada por la limitación de corriente de los convertidores.

Para determinar la capacidad de intercambiar potencia reactiva con la red es necesario tener en cuenta dos conceptos, por un lado los límites de corriente reactiva y por otro el reparto de la corriente entre las componentes activa y reactiva.

Las limitaciones de las corrientes de los convertidores de rotor y de red se han analizado para cada uno de los casos independientemente. En ambos casos se han obtenido las corrientes necesarias para garantizar el control de la propia máquina asíncrona. A partir de estos valores se ha establecido la potencia reactiva máxima que puede intercambiar el aerogenerador con la red.

Para evitar exceder los límites de potencia aparente de las aeroturbinas es muy importante que exista una lógica encargada de establecer la máxima potencia reactiva que una aeroturbina puede entregar en función de la potencia que dicha aeroturbina está generando. Es decir, la máxima cantidad de potencia reactiva que pueden proporcionar los convertidores en cada instante depende directamente de la potencia activa generada por la aeroturbinas en ese mismo instante [LED-PHD] ya que el factor límite es la corriente máxima para la cual están dimensionados los convertidores y la máquina eléctrica.

4.3.2.1 Límites de corriente

Para obtener los límites de corriente de los convertidores hay que tener en cuenta las necesidades de control de la máquina. Por un lado la necesidad de controlar la velocidad de la máquina y el control de tensión determinan la limitación de la corriente del convertidor de rotor, por otro el control de la tensión de bus establece el límite de la corriente del convertidor de red.

Convertidor de rotor

Para determinar las limitaciones de la corriente de rotor se considerarán las siguientes especificaciones:

- El generador eléctrico trabajará en el rango de factor de potencia desde 0.95 inductivo hasta 0.95 capacitivo (Anexo A).
- En el cálculo de las limitaciones se considerará el peor de los casos para la generación de par, es decir cuando la máquina se encuentra funcionando a par nominal.

Si expresamos las corrientes de rotor, en ejes de referencia solidarios al flujo de estator, en función de la potencia reactiva que se entrega desde el estator y del par electromagnético se obtiene:

$$i_{dr} = i_{ms} - \frac{Q_s}{\frac{3}{2}\frac{L_h^2}{L_s}\omega_s i_{ms}}$$

$$i_{qr} = \frac{-T_{em}}{\frac{3}{2}\frac{L_h^2}{L_s} p i_{ms}} \qquad \text{Ec. 4.25}$$

$$\left|\overline{ir}\right| = \sqrt{\left(i_{dr}^2 + i_{qr}^2\right)}$$

Se han analizado tres casos diferentes con factor de potencia unitario, factor de potencia 0.95 inductivo y factor de potencia 0.95 capacitivo; en los tres supuestos el par adquiere su valor nominal mientras que el valor de la potencia reactiva varía en función del caso analizado; la potencia reactiva para un factor de potencia de 0.95 inductivo es igual a $Q_{s_0.95}$ mientras que en el caso de un factor de potencia de 0.95 capacitivo adquiere el valor de $-Q_{s_0.95}$, cuando el objetivo sea mantener un factor de potencia unitario la potencia reactiva deberá tener un valor nulo (Tabla 4-2).

Tem,nom	11077 (N/m)
Qs_0.95	600 (kVAR)

Tabla 4-2: Valor del par nominal de la máquina y de la potencia reactiva para un factor de potencia 0.95 inductivo.

Si sustituimos los valores de la Tabla 4-2 en la Ec. 4.25 obtenemos el valor límite de $\left|\overline{i_r}\right|$ para cada uno de los casos (Tabla 4-3).

Factor de potencia	**Valor límite de la corriente (pu)**
0.95 inductivo	1.02
1	1.15
0.95 capacitivo	1.39

Tabla 4-3: Límite de corriente de rotor (pu) para diferentes factores de potencia.

Tal y como se puede observar en la tabla, el caso más restrictivo es el del factor de potencia 0.95 capacitivo, por lo tanto el convertidor de rotor deberá estar dimensionado como mínimo para trabajar en régimen permanente con una corriente de 1.4pu.

Convertidor de red

En el caso del convertidor de red el objetivo que debe cumplir es el de mantener la tensión de bus en un valor constante e igual a su valor nominal. Para ello deberá establecer una potencia activa según la Ec. 4.26.

$$Pf = \frac{-T_{em,nom}\,\omega_r}{p} \qquad \text{Ec. 4.26}$$

Si sustituimos el valor del par nominal (Tabla 4-2) en la Ec. 4.26 obtenemos el valor nominal de la potencia. El valor de la componente de corriente en cuadratura (i_{Qf}) en ejes solidarios a la tensión de red se define como:

$$i_{Qf} = \frac{2}{3}\frac{Pf}{V} \qquad \text{Ec. 4.27}$$

Sustituyendo la Ec. 4.27 en la Ec. 4.26 se obtiene el valor límite de i_{Qf} (Tabla 4-4).

Valor límite de la corriente (pu)
0.2

Tabla 4-4: Límite de corriente del convertidor de red (pu).

Para dotar al sistema de mayor capacidad de control de tensión y así poder aportar corriente reactiva a la red se considerará un valor límite de corriente en el caso del convertidor de red de 0.4 pu.

4.3.2.2 Relación entre las componentes activa/reactiva de las corrientes

Se analiza por un lado la potencia reactiva intercambiada entre el estator y la red y por otro la potencia reactiva intercambiada entre el convertidor de red y la propia red.

$$\begin{aligned} Q &= Q_s + Q_f \\ P &= P_s + P_f \end{aligned} \qquad \text{Ec. 4.28}$$

Potencias activa y reactiva de estator

Para analizar la máxima potencia reactiva que se puede inyectar desde el estator es necesario analizar tanto la máxima potencia que puede entregar la máquina respetando las limitación de la corriente de estator (Q_{s_is}) como la máxima potencia que puede entregar la máquina respetando las limitaciónes de la corriente de rotor (Q_{s_ir}). A su vez, es necesario analizar en cada caso la potencia activa generada.

Si expresamos las ecuaciones de potencia activa y reactiva de la máquina, en ejes de referencia solidarios al flujo de estator (ejes *dq*), en función de las corrientes de estator obtenemos:

$$\begin{aligned} Q_{s_is} &= \left(\frac{3}{2}\right) L_h\, \omega_s\, i_{ms}\, i_{ds} \\ P_{s_is} &= \left(\frac{3}{2}\right) p\, L_h\, i_{ms}\, i_{qs} \end{aligned} \qquad \text{Ec. 4.29}$$

En condiciones nominales de tensión tanto ω_s como i_{ms} permanecen constantes, de manera que si definimos:

$$\begin{aligned} K_{Qs_is} &= \left(\frac{3}{2}\right) L_h\, \omega_s\, i_{ms} \\ K_{Ps_is} &= \left(\frac{3}{2}\right) p\, L_h\, i_{ms} \end{aligned} \qquad \text{Ec. 4.30}$$

Obtenemos los valores nominales de i_{ds} e i_{qs} (Ec. 4.31) en función de la potencia reactiva y activa entregada por el estator.

$$i_{ds} = \frac{Q_{s_is}}{K_{Qs_is}}$$
$$i_{qs} = \frac{P_{s_is}}{K_{Ps_is}} \qquad \text{Ec. 4.31}$$

Este mismo análisis se puede hacer para la potencia de estator en función de la corriente de rotor.

Así las ecuaciones de potencia activa y reactiva entregadas por el estator se pueden definir como:

$$Q_{s_ir} = \left(\frac{3}{2}\right)\frac{L_h^2}{L_s}\omega_s\, i_{ms}\left(i_{ms} - i_{dr}\right)$$
$$P_{s_ir} = -\left(\frac{3}{2}\right)\omega_s\,\frac{L_h^2}{L_s} i_{ms}\, i_{qr} \qquad \text{Ec. 4.32}$$

En condiciones nominales de tensión tanto ω_s como i_{ms} permanecen constantes, de manera que si definimos:

$$K_{Qs_ir} = \left(\frac{3}{2}\right)\frac{L_h^2}{L_s}\omega_s\, i_{ms}$$
$$K_{Ps_ir} = -\left(\frac{3}{2}\right)\frac{L_h^2}{L_s}\, p\,\omega_s\, i_{ms} \qquad \text{Ec. 4.33}$$

Se obtienen los valores nominales de i_{dr} e i_{qr} (Ec. 4.34) en función de la potencia reactiva y activa entregada por el estator.

$$i_{dr} = \frac{K_{Qr_ir}\, i_{ms} - Q_{s_ir}}{K_{Qr_ir}}$$
$$i_{qr} = \frac{P_{s_ir}}{K_{Qr_ir}} \qquad \text{Ec. 4.34}$$

En la Figura 4-8 se muestran dos gráficas para las potencias activa y reactiva de estator, por un lado teniendo en cuenta las limitaciones de la corriente de estator y por otro teniendo en cuenta las limitaciones de la corriente de rotor (Ec. 4.35).

$$\left|\overline{i_s}\right| = \sqrt{\left(i_{ds}^2 + i_{qs}^2\right)}$$
$$\left|\overline{i_r}\right| = \sqrt{\left(i_{dr}^2 + i_{qr}^2\right)} \qquad \text{Ec. 4.35}$$

El área sombreada de la Figura 4-8 se corresponde a la máxima potencia reactiva que puede entregar el generador eléctrico en función de la potencia activa producida, incluyendo las limitaciones establecidas por las corrientes de estator (azul) y las corrientes de rotor (rojo).

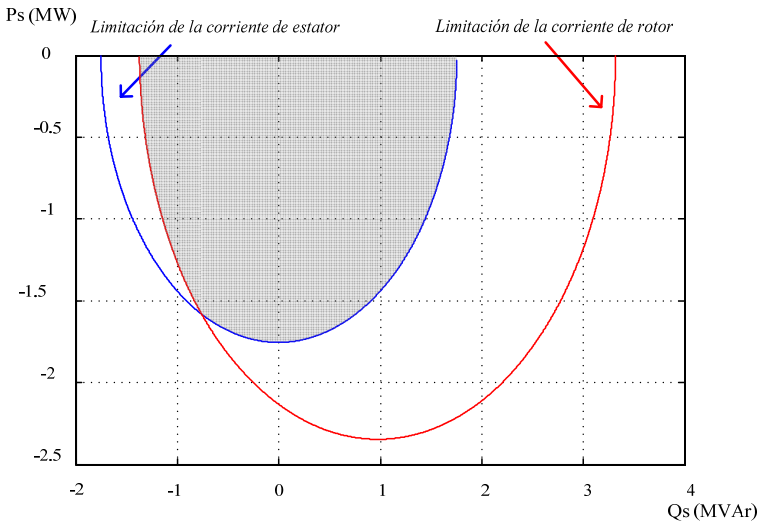


Figura 4-8: Capacidad límite reactiva del generador eléctrico. Teniendo en cuenta la limitación de corriente del convertidor de rotor.

Potencias activa y reactiva del convertidor de red

En el caso de la potencia reactiva entregada por el convertidor de red, la única limitación que hay que tener en cuenta es la limitación de la corriente del propio convertidor de red.

En la Figura 4-9 se muestra la máxima potencia reactiva que puede entregar el convertidor de red en función de la potencia activa teniendo en cuenta la limitación de corriente calculada.

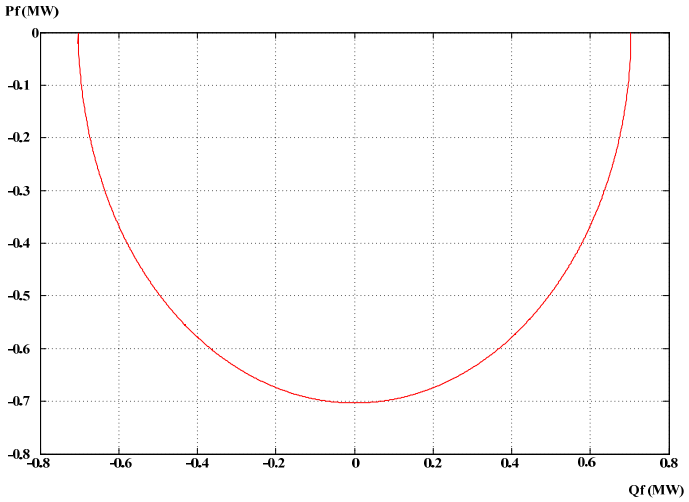


Figura 4-9: Capacidad límite reactiva del convertidor de red. Teniendo en cuenta la limitación de corriente.

4.4 Definición de escenarios

Con el fin de validar mediante simulación el comportamiento del control de potencia activa y reactiva propuesto en este apartado se plantean un escenario de simulación adaptado y una serie de ensayos a realizar.

Tal y como se muestra en la Figura 4-10 el parque propuesto para la validación del control consta de tres aerogeneradores conectados a una red ideal a través de la subestación. Se opta por emplear una red ideal debido a que el interés se centra en validar y verificar el control centralizado del parque, es decir, de verificar la capacidad del parque de generar la potencia activa y reactiva deseada en cada instante y no de analizar la interacción entre los controles desarrollados y la red.

Se han escogido tres aerogeneradores por tratarse de un número significativo para evaluar las funciones de *dispatch* y comunicación entre los diferentes niveles de control y ofrece agilidad suficiente a la hora de realizar las simulaciones

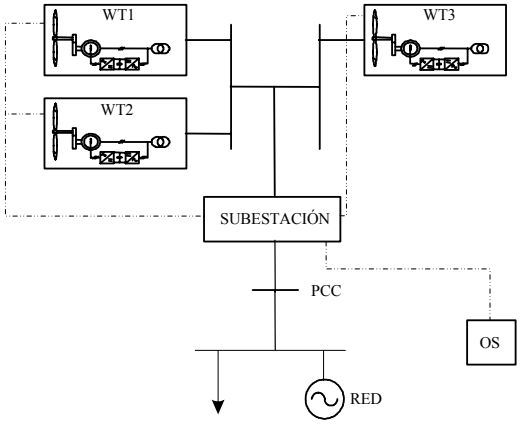


Figura 4-10: Escenario de simulación para validar el control centralizado de P y Q del parque.

Se plantean dos ensayos uno para analizar las *Funciones de Control de P* y otro para analizar las *Funciones de Control de Q*.

En ambos casos se llevará a cabo una única simulación durante la cual se modifican la consigna de P y de Q respectivamente dependiendo de la *Función de Control* seleccionada.

Los resultados obtenidos se muestran y analizan en el Capítulo 6.

4.5 Conclusiones

En el presente capítulo se ha desarrollado propuesto sistema de control centralizado de potencias activa y reactiva intercambiadas por un parque eólico de velocidad variable basado en máquinas doblemente alimentadas con la red eléctrica.

Para el desarrollo del sistema de control se han desarrollado dos niveles de control:

1. Control a nivel de parque.
2. Control a nivel de aeroturbina, donde se ha desarrollado una estrategia de control novedosa donde se integra un control de potencia mediante la gestión activa del par electromagnético combinado con la aportación del par de inercia.

Asimismo se plantea un escenario de simulación y una serie de ensayos que se han de llevar a cabo para la validación de la estrategia de control de P y Q implementada.

Por último mencionar que este capítulo sienta las bases necesarias para poder desarrollar los controles primarios de tensión y de frecuencia, que se analizarán en el Capítulo 5.

Capítulo 5

CONTROL PRIMARIO APLICADO A PARQUES EÓLICOS

En el presente capítulo se desarrolla un sistema de control primario (tensión / frecuencia) destinado a parques eólicos de velocidad variable basado en máquinas asíncronas doblemente alimentadas. Este control se compara con el implementado habitualmente en sistemas convencionales (programables).

El objetivo principal es demostrar la capacidad de participación de este tipo de tecnologías no programables en los servicios complementarios que garantizan el correcto funcionamiento del sistema. Se han tomado como base la teoría y las estrategias de control planteadas en [EXP-L02], [KUN-L94].

5.1 Introducción

La operación del sistema comprende las actividades necesarias para garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación entre la producción y el consumo, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles en aplicación de la normativa vigente.

Dado que la energía eléctrica no es almacenable, es necesario que exista un equilibrio constante entre la demanda y la generación, lo que obliga a realizar previsiones de demanda y mantener márgenes de generación suficientes para hacer frente a posibles contingencias o cambios del consumo con respecto a las previsiones. De esta forma, los Servicios Complementarios son la herramienta principal del Operador del Sistema para asegurar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas.

El objetivo básico de estos servicios es, satisfaciendo la demanda de energía instantánea, controlar las magnitudes principales del sistema dentro de sus valores admisibles: tanto la frecuencia del sistema (global) como las tensiones en los diferentes nudos de la red (local). En efecto, los valores de las tensiones y de la frecuencia del sistema eléctrico están ligados a los flujos de potencia reactiva y activa en las líneas, respectivamente. Así, los posibles desequilibrios entre la generación y la demanda de energía reactiva producen desequilibrios locales en las tensiones del sistema (interacción Q-V), mientras que los desequilibrios en la potencia activa se traducen en variaciones en la frecuencia (interacción P-f).

Por consiguiente los sistemas de generación convencionales pueden incorporar hasta 4 tipos de servicios complementarios (procedimientos de operación de REE), los tres primeros relacionados con la regulación de frecuencia (primaria, secundaria y terciaria) y el cuarto con el control de tensión:

- *Regulación primaria:* Tiene por objeto la corrección automática de los desequilibrios instantáneos que se producen entre la generación y el consumo. Se aporta mediante la variación de potencia de los generadores de forma inmediata y autónoma por actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas como respuesta a las variaciones de frecuencia. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 0 hasta los 30 segundos. Es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido de forma explícita.

- *Regulación secundaria:* Tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda corrigiendo las desviaciones involuntarias que se producen en la operación en tiempo real del intercambio con el sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programados. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. La regulación secundaria es aportada por los generadores, cuyas ofertas son seleccionadas mediante los correspondientes mecanismos competitivos.

- *Regulación terciaria:* Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. Es aportada mediante la actuación manual de subida o bajada de potencia de las centrales de generación o de bombeo que la oferten al menor precio. La reserva terciaria se define como la variación máxima de potencia del programa de generación que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas. La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter obligatorio y retribuido a través del correspondiente mercado de operación.

- *Control de tensión:* El control de tensión consiste en el conjunto de actuaciones sobre los recursos de generación y absorción de potencia reactiva (generadores, reactancias, condensadores) y otros elementos de control de tensión, como transformadores con cambiador de tomas, orientadas a mantener las tensiones en los nudos red de transporte dentro de los márgenes especificados para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad del suministro eléctrico. Se exige una prestación mínima no remunerada a partir de la cual se podrá ofertar posibles recursos adicionales disponibles que excedan los requisitos mínimos obligatorios.

En el presente capítulo y siguiendo con la terminología de la bibliografía se adoptará la terminología de control primario de frecuencia y control primario de tensión.

Cabe destacar que el control primario se define a nivel de planta o control local, el secundario se aplica a áreas o regiones de control y el terciario a nivel de todo el sistema (se integran todas las variables y mecanismos).

La posibilidad de prestar estos servicios depende la capacidad de los sistemas de generación de variar su salida de potencia en función de las necesidades de la red. Esto requiere que los generadores tengan cierto margen de variación (positivo y negativo) tanto de su potencia activa de salida (en el caso de los servicios relacionados con el control de frecuencia) como de potencia reactiva (en el caso del control de tensión).

En general los sistemas convencionales están basados en fuentes primarias programables y generadores síncronos lo que posibilita la prestación de estos servicios de forma además desacoplada. No obstante, los parques eólicos además de ser no programables están en general basados en máquinas asíncronas, por lo que requieren de algunas consideraciones para poder contribuir a la prestación de servicios complementarios. Aún así, y debido a la gran penetración de este tipo de instalaciones en diversos países como España, esta participación sería más que deseable ya que contribuiría a la estabilidad del sistema y a una integración más efectiva de los mismos.

En cualquier caso, es necesario que el conjunto de sistemas de generación que participen en la prestación de servicios complementarios (sean programables o no) se coordinen entre sí para, de esta forma contribuir al control de los parámetros principales en función de sus posibilidades, haciendo entre todos que éstos se encuentren dentro del rango de sus valores admisibles.

Así, en este capítulo se analizarán en primer lugar las técnicas de control aplicadas a sistemas de generación convencionales y que les permite la prestación de servicios de regulación primaria. A continuación se estudiará la coordinación entre los controles primarios de sistemas de generación convencionales, tomando como ejemplo un caso ilustrativo de este tipo de funcionamiento.

Posteriormente se propondrá una estrategia de control adaptada a parques eólicos de velocidad variable que permita a éstos prestar servicios de regulación primaria, finalizando el capítulo mostrando un ejemplo en el que se muestra la efectividad de las estrategias planteadas y su coordinación con los sistemas de generación convencionales.

5.2 Control Primario de una Central Hidráulica

En este apartado se muestra el modelado del sistema de control y los controles primarios implementados para el caso de una central hidráulica.

Este control consta de dos partes bien diferenciadas, (1) el control primario de frecuencia y (2) el control primario de tensión.

El generador síncrono en el que se basan la práctica totalidad de sistemas de generación convencionales permite la realización de ambos controles, variándose la potencia activa de salida mediante el control de la fuente primaria de energía y la potencia reactiva mediante el control de la tensión de excitación.

Los elementos principales que componen un sistema de generación convencional se muestran en la figura siguiente:

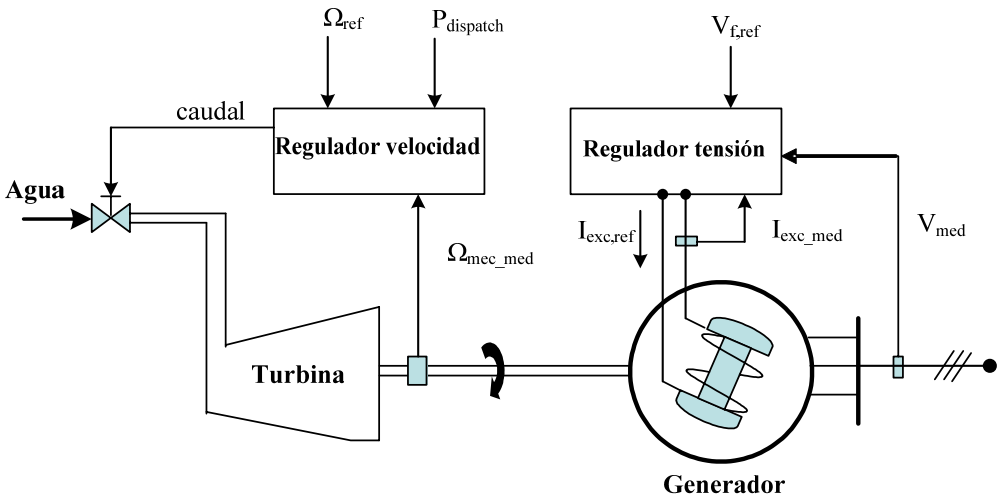


Figura 5-1: Diagrama de bloques de una central convencional y estructura de control del control primario.

5.2.1 Control primario de tensión

A menudo este control se denomina AVR (*Automatic Voltage Regulator*), el generador que mantiene la tensión en un determinado nudo lo hace en general mediante inyección de potencia reactiva y con información local, es decir, sin *visión* del área en la que está y sin *visión* del sistema en su conjunto.

5.2.1.1 Modelo del sistema de control de excitación

A continuación se va a modelar de una forma simple el comportamiento del sistema de excitación de una central convencional que nos permitirá posteriormente realizar las simulaciones del mismo.

La Figura 5-2 muestra el diagrama de bloques del sistema de control de la tensión de excitación.

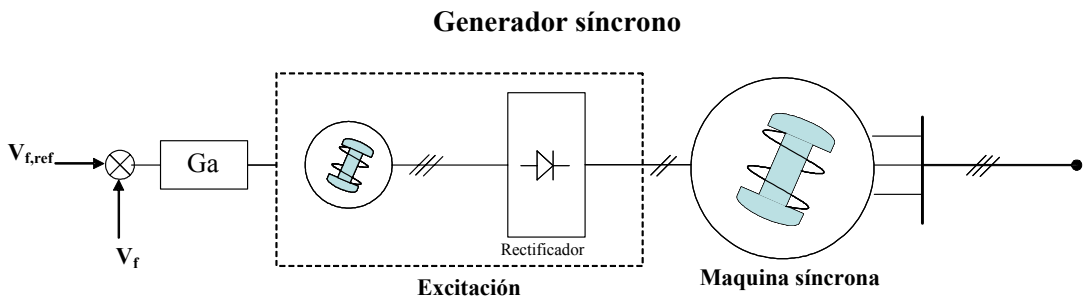


Figura 5-2: Diagrama de bloques del sistema de control de tensión.

Mediante la Ec. 5.1 se define el error (e) entre el módulo de la tensión fase-neutro (V_f) y la tensión de referencia (V_{fref}).

$$e = V_{fref} - V_f \qquad \text{Ec. 5.1}$$

Si esta misma expresión la ponemos en incrementos:

$$\Delta e = \Delta V_{fref} - \Delta V_f \qquad \text{Ec. 5.2}$$

La tensión de entrada al sistema de excitación (V_R) viene determinada por la Ec. 5.3, donde K_a es una constante proporcional.

$$\Delta V_R = K_a \Delta e \qquad \text{Ec. 5.3}$$

Esta relación permite obtener la función de transferencia ($G_a(s)$) que relaciona el error de tensión ($e(s)$) con la tensión de entrada de excitación ($V_R(s)$).

$$G_a = \frac{\Delta V_R(s)}{\Delta e(s)} = K_a \qquad \text{Ec. 5.4}$$

En la práctica esta función de transferencia tiene un retraso que se puede modelar mediante una constante de tiempo T_a, quedando la expresión final de la función de transferencia de la siguiente forma (Ec. 5.5):

$$G_a = \frac{\Delta V_R(s)}{\Delta e(s)} = \frac{K_a}{1 + sT_a} \qquad \text{Ec. 5.5}$$

El circuito de excitación de la máquina excitatriz, puede modelarse mediante un circuito de primer orden que responde a la expresión Ec. 5.6.

$$\Delta V_R = R_e \Delta I_e + L_e \frac{d}{dt}(\Delta I_e) \qquad \text{Ec. 5.6}$$

Donde

V_R, I_e: Tensión y corriente de excitación respectivamente.

R_e, L_e: Resistencia e inductancia del circuito de excitación respectivamente.

La excitatriz se encuentra acoplada a un rectificador cuya tensión de salida (V_f) está relacionada linealmente (K_1) con la corriente de excitación de la excitatriz (I_e); esta tensión es la finalmente aplicada al circuito de excitación del generador (Ec. 5.7).

$$\Delta V_f = K_1 \Delta I_e \qquad \text{Ec. 5.7}$$

Si combinamos las expresiones Ec. 5.6 y Ec. 5.7 obtenemos (Ec. 5.8) la función de transferencia del circuito de excitación del generador ($G_e(s)$).

$$G_e(s) = \frac{\Delta V_f}{\Delta V_R} = \frac{K_e}{1 + sT_e} \qquad \text{Ec. 5.8}$$

Donde:

$$K_e = \frac{K_1}{R_e}$$
$$T_e = \frac{L_e}{R_e} \qquad \text{Ec. 5.9}$$

En la Figura 5-3 se puede observar el modelo simplificado del control primario de tensión.

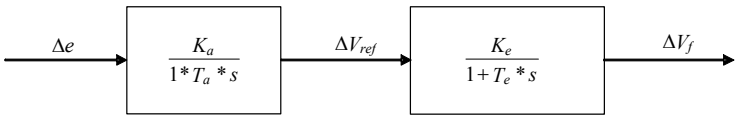


Figura 5-3: Estructura de control del control primario.

Los tiempos de respuesta típicos de estos controles están por debajo de los 2 segundos.

5.2.1.2 Implementación del control primario de tensión

A la hora de desarrollar el control primario de tensión se ha optado por desarrollar dos técnicas:

1. Controlar mediante un regulador PI la tensión en bornes del generador.
2. Implementar una curva de estatismo *Q (V)*.

La primera será de gran utilidad cuando el generador ejerza de soporte de una red fijando la tensión en un nudo de la misma. La segunda es típicamente utilizada para que los controles primarios interactúen como indica el procedimiento PO.7.4.

En el primer caso el control de la tensión en el PCC se realiza mediante la regulación de la tensión de excitatriz (V_R) en función de la tensión de fase-neutro de referencia (V_{fref}), la tensión medida (V_f) y la corriente de excitación (I_e).

Con el fin de obtener un sistema de control más estable se ha optado por realizar una regulación con dos lazos de control uno de corriente (el lazo interno) y otro de tensión (lazo externo); en ambos casos se han empleado reguladores PI (proporcional integral).

La Figura 5-4 muestra la estructura de control planteada para el control primario de tensión. Ambos lazos se han configurado para que la estabilización de la tensión en bornes del alternador se obtenga en un tiempo de alrededor de 2 segundos que se corresponde con los tiempos de respuesta típicos de una central convencional.

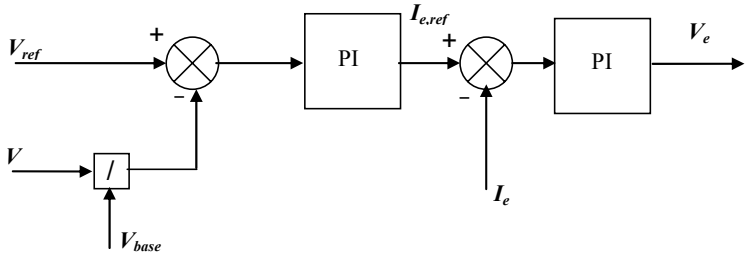


Figura 5-4: Estructura de control del control primario de tensión, regulando la tensión en el nudo de conexión.

En el segundo caso se ha implementado un regulador PI, que controla la potencia reactiva de referencia sustituyendo al control de tensión y la curva de estatismo.

5.2.2 Control primario de frecuencia

El control primario de frecuencia tiene un objetivo doble, mantener constante la velocidad de giro del generador (puesto que la velocidad de giro del generador está directamente relacionada con la frecuencia del sistema) y modificar a voluntad la potencia generada por el mismo (el nivel de participación de un generador es proporcional a su potencia nominal).

5.2.2.1 Modelo del control de potencia de la turbina

Un modelo de control primario de frecuencia, requiere considerar la respuesta de todos los elementos o subsistemas que intervienen (Figura 5-5):

- *Sistema mecánico turbina-generador*;
- *Sistema eléctrico*: formado por los devanados y conexión del generador;
- *Sistema de control*: específicamente implementado para la regulación de la velocidad de la máquina y para el control de la potencia generada por la máquina.

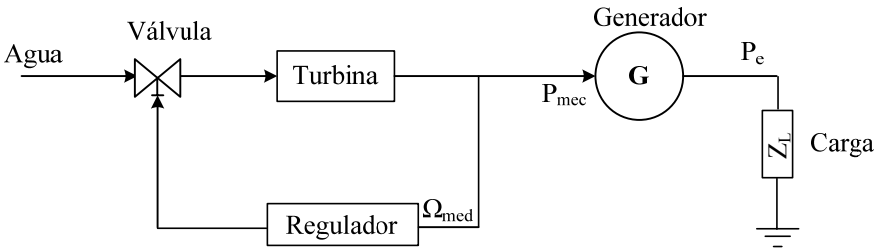


Figura 5-5: Esquema básico del control de potencia de la turbina.

La respuesta del sistema mecánico permite obtener el incremento en la potencia mecánica (ΔP_{mec}) que la turbina trasmite por el eje común al generador, como resultado de un incremento en el paso de la válvula de admisión, expresado en función de la potencia de entrada ΔP_{val} .La función de transferencia que relaciona ΔP_{mec} con ΔP_{val} viene definida por la Ec. 5.10.

$$G_t(s) = \frac{\Delta P_{mec}}{\Delta P_{val}} \qquad \text{Ec. 5.10}$$

La respuesta de las turbinas hidráulicas depende del tipo de turbina (Pelton, Francis o Kaplan) aunque, esencialmente, tienen todas la misma forma, caracterizada por la función de transferencia que se muestra en Ec. 5.11.

$$G_t(s) = \frac{1 - 2sT_w}{1 + sT_w} \qquad \text{Ec. 5.11}$$

Donde la diferencia ente unas y otras se expresa mediante la constante de tiempo:

$$T_w = 0.25 - 2.5\ seg. \qquad \text{Ec. 5.12}$$

La actuación sobre la posición de la válvula de entrada a la turbina (ΔP_{val}) no se realiza normalmente de forma directa, sino a través de un amplificador (ΔP_{ah}). La forma en que actúa este amplificador es tal que siempre que la señal de entrada sea positiva (negativa) se produce un incremento (decremento) de la admisión a la turbina, proporcional a la entrada y al tiempo en que está presente. La señal de entrada a la turbina es, por tanto, proporcional a ΔP_{ah} . La expresión Ec. 5.13 define la función de transferencia del amplificador.

$$G_h(s) = \frac{\Delta P_{val}}{\Delta P_{ah}} = \frac{K_h}{s} \qquad \text{Ec. 5.13}$$

5.2.2.2 Implementación del control primario de frecuencia

El control primario implementado está específicamente diseñado con el fin de actuar sobre la entrada del amplificador (ΔP_{ah}) para modificar la admisión de la turbina. Las variaciones de velocidad son resultado de perturbaciones normales durante el funcionamiento del generador; la variación de potencia, por su parte, depende de las consignas de otro controlador o de un criterio de producción de una potencia determinada.

El control de la velocidad (frecuencia) se puede llevar a cabo mediante la utilización de un control integral con una estructura similar a la de la Figura 5-6, donde $G_h(s)$ se corresponde con la función de transferencia del amplificador hidráulico anteriormente mencionado.

Se puede observar en el diagrama de la Figura 5-6, que siempre que la velocidad de la máquina (ω) sea inferior a la velocidad de referencia (ω_{ref}) se produce un error negativo, lo que implica una entrada positiva al integrador y, por tanto un aumento progresiva de la entrada al amplificador hidráulico (y después del retardo correspondiente, de la potencia de entrada a la turbina) hasta que el error en velocidad alcanza un valor nulo.

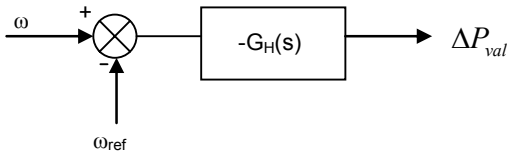


Figura 5-6: Esquema del control de velocidad (asociado al control de frecuencia).

El control anterior (Figura 5-6), no tiene aplicación práctica puesto que el generador tendería a regular la velocidad aún a costa de suministrar una potencia excesiva y además, en el caso de haber dos o más generadores estos competirían entre sí para regular la velocidad, provocando un control inestable.

Con el fin de evitar este problema, es necesario renunciar al mantenimiento de la velocidad (frecuencia) constante y, además, incorporar una consigna (ΔP_{ref}) que sirva como referencia al generador.

En general se emplean técnicas basadas en curvas de estatismo para implementar este principio. El diagrama de bloques correspondiente a este control es el que se muestra en la Figura 5-7.

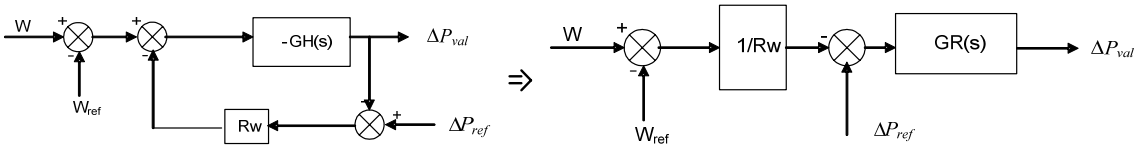


Figura 5-7: Control de velocidad con característica de estatismo.

Donde:

$$G_R(s) = \frac{1}{1 + s * T_R} \qquad \text{Ec. 5.14}$$

$$T_R = \frac{1}{K_h * R_w} \qquad \text{Ec. 5.15}$$

La constante R_w se expresa en rad/segMW o más usualmente en Hz/MW denominado entonces R. En la Figura 5-8 se puede ver la característica frecuencia potencia en un generador síncrono.

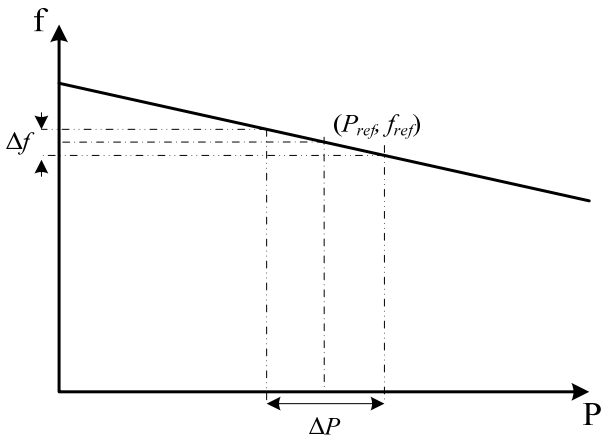


Figura 5-8: Curva característica potencia frecuencia de un generador síncrono.

El diagrama anterior se resume mediante la Ec. 5.16, ecuación que muestra el incremento de potencia que se produce frente a una variación de frecuencia de la máquina. A mayor valor de *1/R* mayor es la pendiente y más influencia tienen las variaciones de frecuencia en las variaciones de potencia.

$$\Delta P = \frac{\Delta f}{R} \qquad \text{Ec. 5.16}$$

La Ec. 5.17 muestra (una vez alcanzado el régimen permanente) el incremento que sufre la potencia entreDFIG por el generador.

$$\Delta P_{val}(0) = \Delta P_{mec}(0) = \Delta P_g(0) = (\Delta P_{ref} - \frac{\Delta \omega}{R_\omega}) \qquad \text{Ec. 5.17}$$

El término $\frac{\Delta \omega}{R_\omega}$ es el incremento de potencia con el que el generador contribuye al mantenimiento de la frecuencia.

5.2.3 Definición del escenario de simulación

Con el fin de validar y verificar el correcto funcionamiento del control primario implementado (tensión y frecuencia) se propone un escenario de simulación (Figura 5-12) que consta de una única central convencional

En base al escenario de simulación definido se plantean los siguientes ensayos:

1. *Conexión de cargas puramente inductivas y capacitivas:* con el fin de obtener una variación en la potencia reactiva entregada por la central convencional (asociado al control de tensión).

2. *Conexión de cargas resistivas:* Mediante la conexión y desconexión de las cargas se pretenden conseguir diferentes variaciones de potencia y en consecuencia diferentes variaciones de frecuencia.

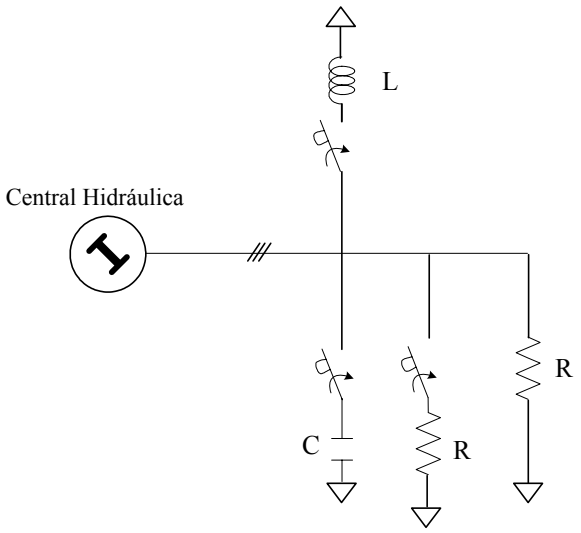


Figura 5-9: Control primario de una central convencional.

5.3 Coordinación / Interacción entre dos centrales convencionales

En este apartado se analiza detalladamente la coordinación entre dos centrales convencionales en lo que al control primario de tensión y frecuencia se refiere.

5.3.1 Control primario de tensión

Tal y como se ha comentado el control primario de tensión puede actuar de dos formas diferentes:

- Encargándose de mantener la tensión en un determinado nudo con información local, sin visión del área en la que está y sin visión del sistema en su conjunto.
- Imponiendo una curva de estatismo *Q (V)*.

En el momento en que una central se conecta a una red en la que ya existen otras centrales convencionales el primer modo de funcionamiento es inviable ya que el OS debería determinar con toda exactitud el flujo de cargas de toda la red a la hora de despachar las tensiones de referencia.

Así el funcionamiento normal es el segundo, y es el determinado por el procedimiento PO 7.4.

5.3.2 Control primario de frecuencia

En la interacción de dos centrales convencionales o dos áreas de potencias diferentes, existen dos posibles implementaciones o actuaciones:

- Control primario.
- *Automatic Generation Control* (AGC).

Ambas comparten un mismo objetivo que es el de mantener la frecuencia del punto común entre unos rangos determinados. La segunda estrategia añade un control suplementario al control primario de frecuencia que permitirá eliminar el error de frecuencia.

En la figura siguiente se muestra un esquema de la interacción de dos centrales mediante control primario de frecuencia.

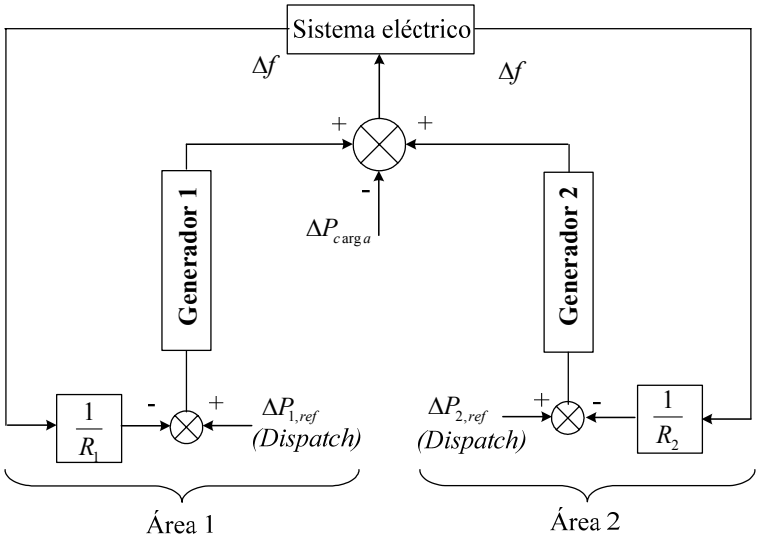


Figura 5-10: Interacción del control primario de frecuencia de dos centrales, sin control secundario.

El objetivo del control primario de frecuencia es el de estabilizar la frecuencia del sistema eléctrico en un tiempo determinado frente a una variación de potencia. La Ec. 5.18 muestra el aporte de potencia de un generador dado (ΔP) frente a una variación de frecuencia (Δf).

$$\frac{1}{R} = \frac{\Delta P}{\Delta f} \qquad \text{Ec. 5.18}$$

Tal y como se puede observar en la Ec. 5.19 frente a una variación de frecuencia dada, dos generadores diferentes tienen un aporte de potencia distinto, en función de la relación potencia-frecuencia (R) de cada uno de ellos.

$$\Delta f = \frac{\Delta P_1}{\frac{1}{R_1}} = \frac{\Delta P_2}{\frac{1}{R_2}} \qquad \text{Ec. 5.19}$$

Siendo esto así la relación MW/Hz es inversamente proporcional, es decir:

si $P_2 = XP_1$ donde X es la relación de potencias (X >1)

$$\frac{1}{R_1} = X\frac{1}{R_2}$$

siendo R_1=R_2 y

$$si \rightarrow \frac{1}{R_1} = R_1' \quad si \rightarrow \frac{1}{R_2} = R_2'$$

Entonces:

$$R_1' = XR_2' \qquad \text{Ec. 5.20}$$

De esta forma, se obtiene un sistema de múltiples áreas, en el que cada área tiene un aporte de potencia determinado para una misma variación de frecuencia.

Es muy importante tener en cuenta que mediante esta estrategia las centrales no pretenden mantener la frecuencia en el nudo al que se conectan a 50Hz sino responder a la variación de la frecuencia del sistema con una variación de potencia determinada (proporcional a la potencia nominal de cada una de las centrales).

Para conseguir anular el error de frecuencia es necesario incluir el control secundario de frecuencia.

5.3.3 Automatic Generation Control (AGC)

Una vez detallada la estrategia de control de interacción de centrales utilizando únicamente el control primario, pasaremos a ver el control utilizando un control suplementario denominado *Automatic Generation Control* (AGC).

En la figura 21 se puede ver el diagrama de bloques utilizado en la interacción de centrales con control suplementario.

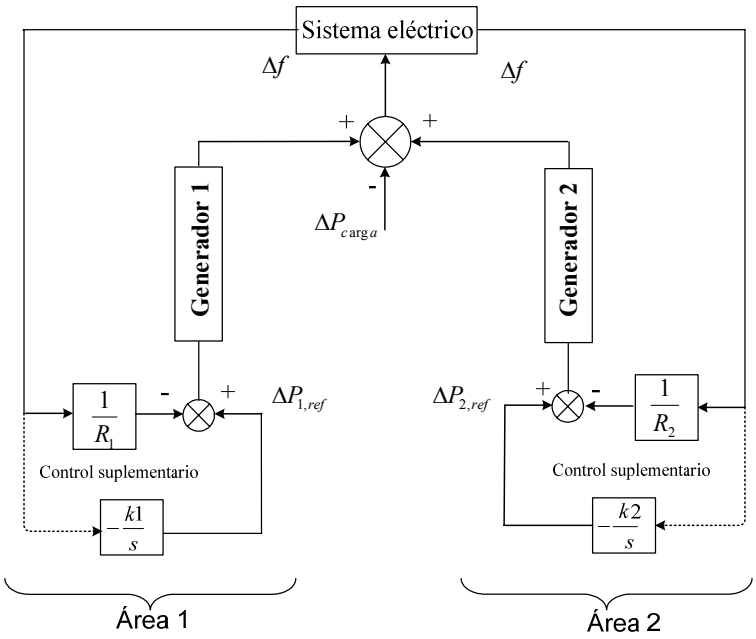


Figura 5-11: Interacción de centrales, con control suplementario.

Este control es llamado también control secundario frecuencia-potencia y tiene como objetivo conducir el error en la frecuencia a cero. La forma más sencilla de conseguir esto es introduciendo una señal, ΔP_{ref}, al generador proporcional a la integral del error en frecuencia y cambiada de signo (Ec. 5.21).

$$\Delta P_{ref} = -k_1 \int \Delta f(t) dt \qquad \text{Ec. 5.21}$$

Si se pasa la Ec. 5.21 al dominio de Laplace se obtiene la expresión Ec. 5.22:

$$\Delta P_{ref}(s) = -\frac{k_1}{s}\Delta f(s) \qquad \text{Ec. 5.22}$$

Donde el valor de la constante k_1 (Hz/MW) indica la rapidez con la que disminuye el error de la frecuencia.

Como ya se mostró en el Apartado 2 algunas de las propuestas de AGC ya se han realizado en el contexto de la integración de generación hidráulica y eólica [GJE-03].

5.3.4 Definición del escenario de simulación

Con el fin de validar y verificar el correcto funcionamiento del control primario (tensión y frecuencia) implementado se propone un escenario de simulación (Figura 5-12) que consta de dos centrales convencionales, es decir de dos áreas de potencia diferentes.

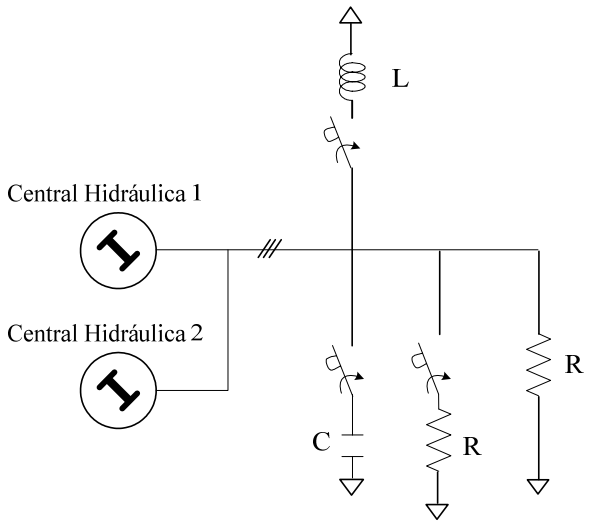


Figura 5-12: Coordinación entre centrales convencionales, estructura de simulación.

Para la validación de los controles implementados y el análisis de la coordinación de las dos centrales planteadas, se han de realizar ligeros cambios en una de las rampas de actuación del control de una de las centrales.

De la expresión Ec. 5.20 suponiendo una relación de potencias *X* de 3, si *R1'* vale por ejemplo 30 entonces *R2'* resultará 10 puesto que la diferencia de potencias es también de 3.

5.4 Control primario del Parque Eólico

Para minimizar el impacto de la generación eólica en la operación del sistema y garantizar su integración efectiva es necesario que la energía eólica esté dotada de la capacidad de participar en el control primario en lo que a tensión y frecuencia se refiere.

En este apartado se van a desarrollar los controles primarios de tensión y de frecuencia para un parque eólico dotado con un control centralizado. Cabe reseñar que los controles propuestos son igualmente válidos la para implementación en un único aerogenerador.

El punto de partida para el desarrollo del control primario es el control centralizado de las potencias activa y reactiva y los controles de potencia activa y reactiva a nivel de aerogenerador desarrollados en el Capítulo 4.

La figura muestra en sombreado el control primario integrado dentro de la estructura de control centralizado de parque:

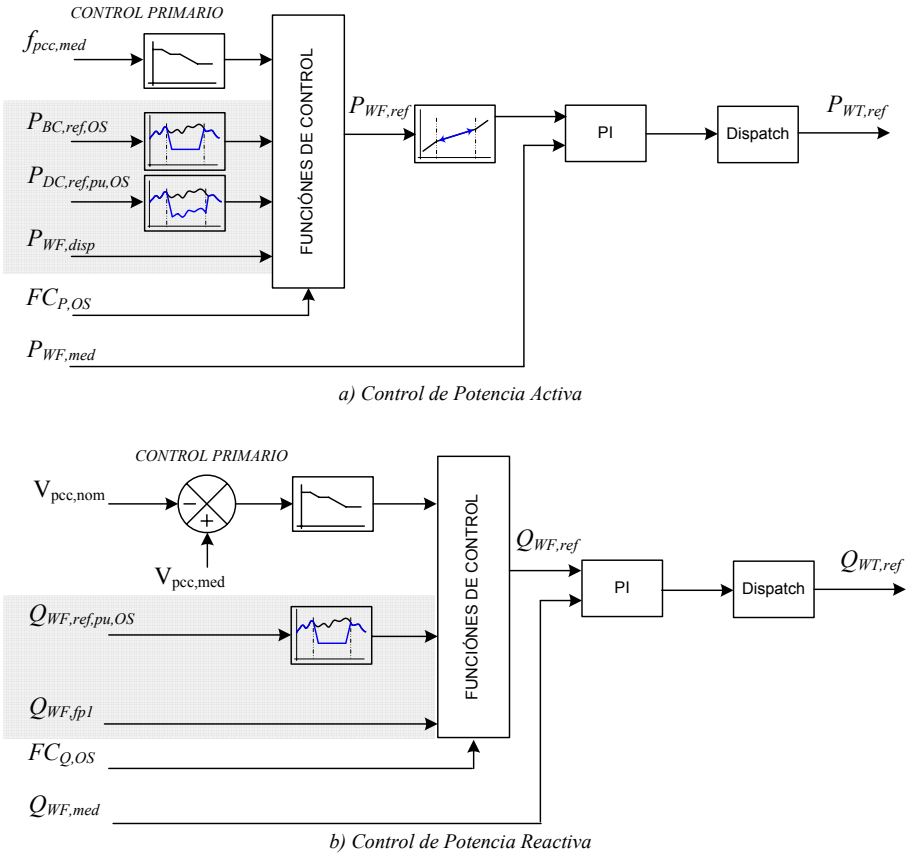


Figura 5-13: Control centralizado de parque con control primario; a) Control de potencia activa; b) Control de potencia reactiva.

En este modo de funcionamiento el operador del sistema mediante las señales $FC_{P,OS}$ y $FC_{Q,OS}$ (*Funciones de Control de P y de Q*, Apartado 2.8), seleccionará las funciones de control AFC y AVC, que proporcionarán a los reguladores las potencias activas y reactivas de consigna.

Antes de pasar al desarrollo de los controles primarios, se van a analizar las principales propuestas de control existentes en la bibliografía.

Aunque en el anexo de normativas (Anexo A) se recogen en detalle las diferentes propuestas se resumen a continuación los aspectos más importantes.

- Control primario de tensión:
  - REE ofrece bonificaciones por factor de potencia en función del tramo horario y no exige un control de tensión.
  - El procedimiento PO 7.4 podría ser aplicable a los parques eólicos en el caso de aumentar el nivel de penetración en un futuro.
  - EON y ESB requieren que los aerogeneradores funcionen con un control de tensión siguiendo una pendiente estática.
- Control primario de potencia:
  - REE solo exige limitación de potencia en situaciones excepcionales.
  - ELTRA propone una curva de estatismo.
  - Ningún operador normaliza el aporte de inercia.

En la bibliografía se presentan deferentes estrategias basadas en curvas de estatismo con o sin banda muerta, que se implementan ya sea de forma centralizada o individual [PIE-04], así como estrategias para implementar el aporte de inercia [EKA-04], [LAL-05]:

- *Control primario de tensión:*
  - Control PI de la tensión en bornes [GON-05].
  - Curvas de estatismo.
- *Control primario de potencia:*
  - Limitación de potencia.
  - Curvas de estatismo.
  - Aporte de inercia.

A continuación se van a desarrollar las propuestas para la regulación primaria tanto de tensión como de frecuencia para el caso de las tecnologías de generación eólica consideradas en este capítulo.

5.4.1 Control primario de tensión

El control primario de tensión de un parque eólico podría actuar de dos formas diferentes (al igual que una central convencional):

- Regulando la tensión en el nudo de conexión, esta forma de operar solo es posible con niveles de penetración superiores al 5% de la potencia de cortocircuito para un factor de potencia de 0,95.
- Mediante curvas de estatismo en función de las variaciones de tensión sobre el punto nominal con o sin banda muerta.

El control de tensión propuesto tiene como objetivo minimizar las variaciones de tensión generadas por el propio parque así como actuar frente a variaciones de tensión producidas en otros puntos de la red. Con este fin se ha empleado la estrategia denominada C*ontrol mediante la curva de estatismo* a la cual se le ha añadido una banda de histéresis para que no actúe en el rango de tensiones en el cual el sistema debe operar con normalidad. Mediante esta estrategia de control se consigue garantizar una adecuada interacción entre el control del parque eólico y el sistema eléctrico.

La Figura 5-14 muestra el diagrama de bloques empleado para representar la estrategia de control.

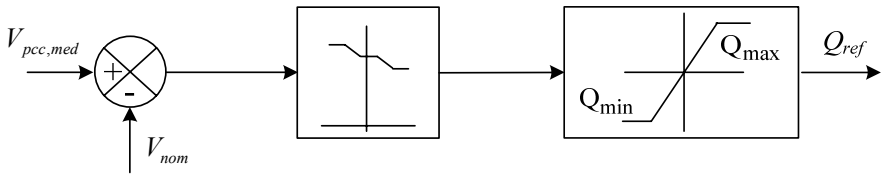


Figura 5-14: Estrategia de control de tensión mediante la pendiente de característica estática.

Debido a que el control de tensión seleccionado (Figura 5-14) emplea el valor de la tensión en el punto de conexión común ($V_{PCC,med}$) para establecer la consigna de la potencia reactiva (Q_{ref}), no será necesario tener en cuenta la existencia de líneas y transformadores entre la subestación y los aerogeneradores.

No obstante hay que tener en cuenta que el efecto de la aeroturbina sobre el control de tensión es limitado, debido a la limitación de la potencia reactiva sobre todo en funcionamiento con factor de potencia mínimo de 0,95.

En situaciones de carga parcial la capacidad de potencia reactiva de los aerogeneradores es muy superior al 30% de la potencia nominal como se demostró en el capítulo 4 y la aportación al control de tensión muy superior.

La figura muestra en detalle la característica estática propuesta, en la que se fija una banda muerta del ±5% en la cual el control no actúa (se trata de la banda de actuación de las centrales convencionales) y otra banda de ±5% en la cual la aportación de potencia reactiva se realiza mediante una pendiente prefijada.

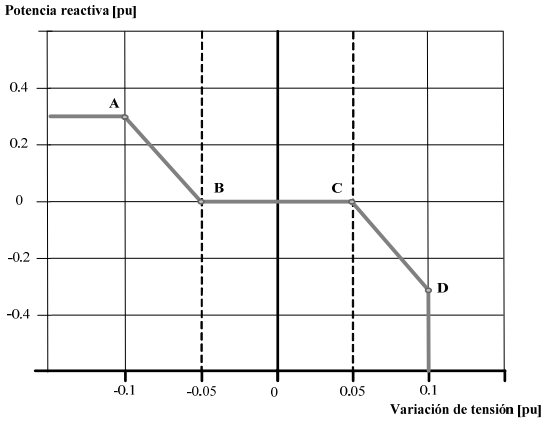


Figura 5-15: Característica estática con histéresis.

El control primario de tensión del parque no pretende mantener el valor de la tensión en el PCC a 1pu sino actuar frente a las variaciones en la tensión modificando el intercambio de potencia reactiva.

La Tabla 5-1 muestra una propuesta de control. Los valores de la tabla se corresponden con una curva de estatismo de pendiente 6 (*R*) con una banda muerta equivalente a un error de tensión de ±5%.

Puntos	ΔV (pu)	Q (pu)
A	-0.1	0.3
B	-0.05	0
	0	0
C	0.05	0
D	0.1	-0.3

Tabla 5-1: Valores principales de la curva característica Q/V.

5.4.2 Control primario de frecuencia

Mediante al control de frecuencia se desea dotar al parque de la capacidad de contribuir al control de esta magnitud del sistema. Para que el parque tenga la capacidad de participar activamente en la regulación de la frecuencia de la red es necesario que pueda controlar la potencia activa generada en cada instante y en cualquier modo de funcionamiento.

La reducción de la potencia activa generada es muy simple y se puede conseguir mediante una variación del punto de operación del generador. Sin embargo, el aumento de la potencia activa de salida tan solo podrá conseguirse si el aerogenerador no trabaja en funcionamiento normal en el punto de generación (máxima como se mostró en el Capítulo 4).

La Figura 5-14 muestra el diagrama de bloques empleado para representar la estrategia de control.

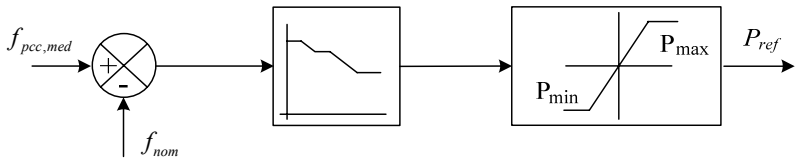


Figura 5-16: Estrategia de control de la pendiente de característica estática.

Al igual que para el control de tensión, la generación eólica presenta una variación limitada de la potencia suministrada, como se expresó en al Capítulo 4. La Figura 5-17 muestra en detalle la característica estática propuesta.

Tal y como se puede observar en la Tabla 5-2 el control primario de frecuencia implementado no se encarga de restablecer la frecuencia a su valor nominal (50Hz) sino de actuar frente a variaciones en la frecuencia del sistema modificando la producción de potencia activa.

Punto	f (Hz)	P (pu)
A	49.5	1
B	49.85	0.9
-	50	0.9
C	50.15	0.9
D	50.5	03

Tabla 5-2: Valores principales de la curva característica P/f.

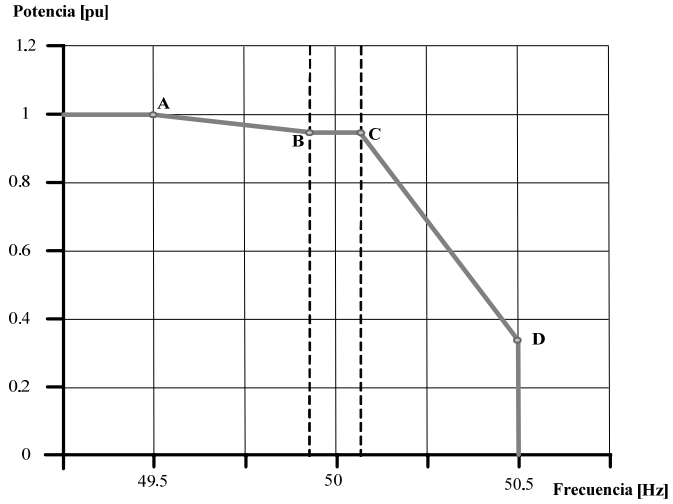


Figura 5-17: Característica estática con histéresis.

Cabe resaltar que en funcionamiento normal el parque proporciona el 90% de la potencia disponible para un viento dado.

5.4.3 Definición del escenario de simulación

Para evaluar el comportamiento de los controles primarios propuestos, se propone el escenario de simulación de la figura siguiente, en el cual el parque se ve enfrentado a una red ideal compuesta por una fuente de tensión alterna controlada en amplitud y frecuencia y una impedancia que representa la potencia de cortocircuito.

De esta forma, se somete al parque a variaciones de tensión y frecuencia y se verifican las curvas de estatismo.

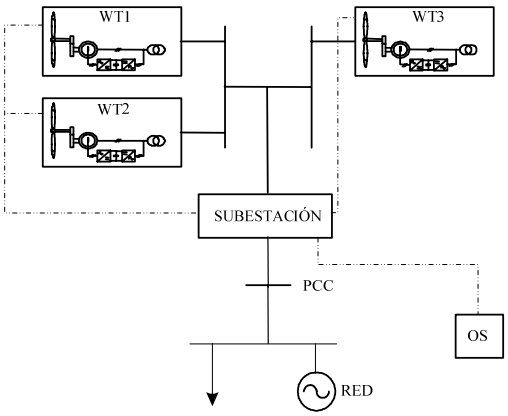


Figura 5-18: Escenario de simulación para validar el control centralizado de *P* y *Q* del parque.

5.5 Coordinación entre Centrales Convencionales y Parques Eólicos

En la figura siguiente se pueden observar los dos tipos de centrales, eólica y convencional conectadas a una misma red eléctrica y gestionados por un único operador.

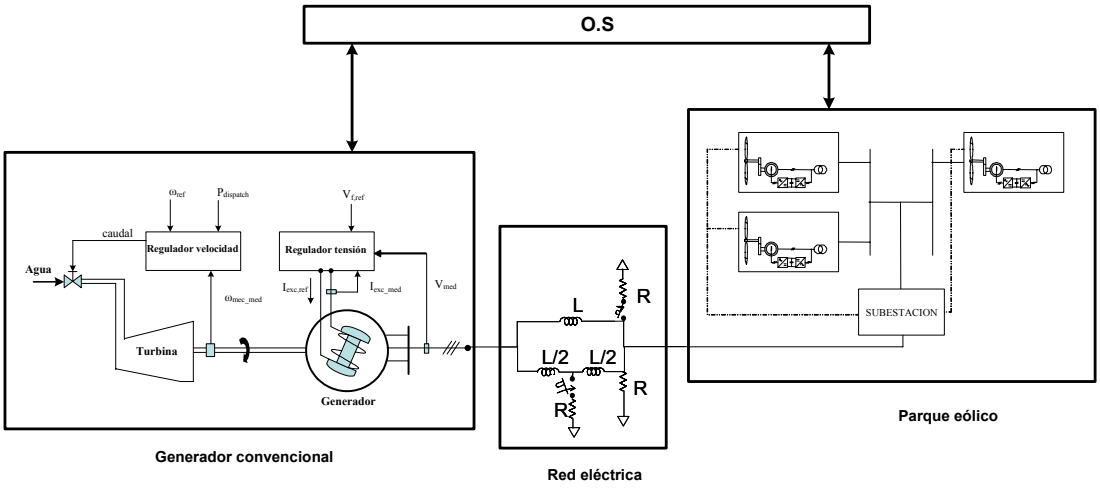


Figura 5-19: Coordinación entre una Central Convencional y un Parque Eólico.

El objetivo de este apartado es definir las pautas de actuación que permitan una correcta coordinación entre ambas tecnologías así como definir un escenario de simulación que permita analizar la interacción entre los controles primarios (tensión y frecuencia) de ambas centrales.

Con este fin en primer lugar se analiza la interacción de los controles primarios de tensión y frecuencia para continuar con la definición de escenario propiamente dicho.

5.5.1 Control primario de tensión

La coordinación entre los controles de tensión de varias centrales (sean estas convencionales o parques eólicos) es tarea del control secundario de tensión [FRI-06], y por tanto no forma parte del ámbito de estudio propuesto en esta tesis, aunque sí se estudiará la incorporación de las funciones de control primario de tensión analizadas en el capítulo anterior.

5.5.2 Control primario de frecuencia

La regulación de frecuencia se realiza en la actualidad mediante las centrales convencionales, las cuales están especialmente adaptadas para esta labor por dos razones:

- Su respuesta frente a solicitaciones en el cambio de la potencia generada es rápida.
- No suelen tener más restricciones de rampa que las impuestas por el valor de potencia máxima que se puede generar.

La participación de los parques eólicos en tareas de control de frecuencia supone una complicación adicional para la operación del sistema, puesto que estas tecnologías de generación presentan características dinámicas y de inercia diferentes a las de las centrales convencionales.

Esta participación debe realizarse de forma coordinada con las centrales convencionales, y por lo tanto es necesario predeterminar el grado de participación de cada una de las tecnologías en la corrección de frecuencia en su área, en función de sus características y de su disponibilidad de potencia.

Así desde el punto de vista de las implementaciones de los controles primarios de frecuencia se hacen las siguientes propuestas:

Funcionamiento en régimen permanente de frecuencia:

Uno de los mayores inconvenientes de las centrales eólicas es que la potencia disponible está estrechamente ligada con el viento existente en cada uno de los instantes. Por lo tanto, tiene que ser posible la modificación de la curva de estatismo de las centrales hidráulicas en función de la potencia disponible a cada instante, con el objeto de aprovechar al máximo la potencia eólica disponible y mantener una misma variación de frecuencia en el punto de conexión del área.

Funcionamiento en régimen transitorio de frecuencia:

Se debe dejar que las centrales eólicas aporten toda la potencia disponible en el instante en el que se produzca el transitorio de frecuencia, aliviando de esta forma el trabajo de las centrales hidráulicas, es decir, para que a una misma variación de carga (variación de frecuencia) en el punto de conexión, la variación de potencia de la central convencional sea menor.

5.5.3 Definición del escenario de simulación

La Figura 5-20 presente el escenario de simulación propuesto para el análisis de la coordinación entre el control primario de una central hidráulica y el de un parque eólico.

Para poder obtener resultados acerca del aporte real de frecuencia del parque dotado de respuesta inercial se plantea un único ensayo común para el caso del parque con aporte de inercia y el parque sin aporte de inercia.

De esta forma se analizarán los resultados obtenidos frente a una variación de carga en el sistema.

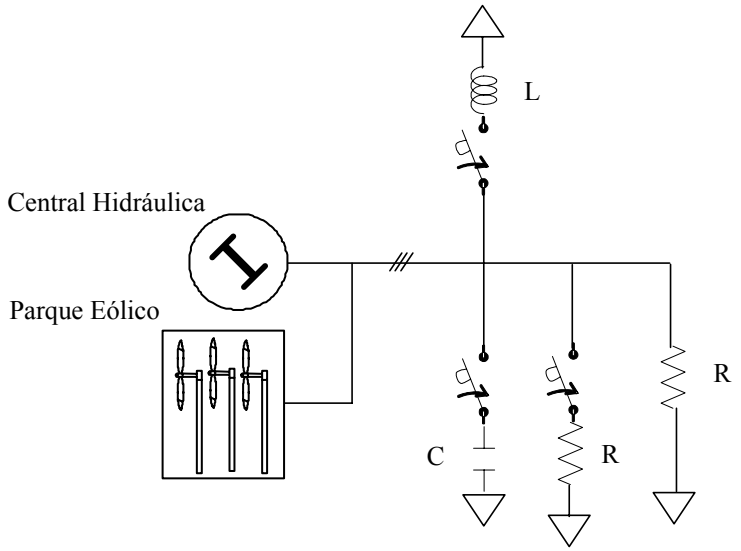


Figura 5-20: Interacción entre una central hidráulica y el parque eólico.

5.6 Conclusiones

Durante el desarrollo del presente capítulo se han analizado los controles primarios de tensión y de frecuencia de una central convencional y de una central de generación eólica, asimilando el funcionamiento de una central de generación eólica al de un parque dotado de los servicios auxiliares.

Para ello se han desarrollado los modelos del sistema de control de una central convencional y sus controles primarios y se ha analizado su comportamiento, tanto de forma aislada como interactuando con otra central convencional.

A continuación se ha desarrollado el control primario de una central de generación eólica y se ha analizado su comportamiento de forma aislada e interactuando con una central convencional.

Así se ha realizado una nueva propuesta de integración de las centrales de generación eólicas basada en un control primario con características adaptadas a este tipo de generación.

Por último cabe resaltar la novedad de los escenarios presentados para la validación de los sistemas de control y su gran utilidad debido a los fenómenos que permiten analizar.

Capítulo 6

RESULTADOS DE SIMULACIÓN

En el presente capítulo se presentan y analizan los resultados de simulación de los modelos y sistemas de control propuestos en los capítulos anteriores.

6.1 Introducción

En el presente capítulo se presentan los resultados de las simulaciones descritas en los capítulos anteriores, empleando los modelos de controles y escenarios propuestos.

La primera cuestión que se plantea a la hora de realizar los análisis propuestos es la herramienta de simulación que se empleará. Existen tres opciones principales:

1. *Software de propósito general:* MATLAB/Simulink (por ejemplo).
2. *Software de simulación electromagnética ETS (Electromagnetic Transients Simulations):* PSCAD/EMTDC (por ejemplo).
3. *Software de simulación dinámico PSDS (Power System Dynamic Symulations):* PSS (por ejemplo).

Los criterios principales en los que se ha basado la selección de la herramienta son:

- Las herramientas de propósito general no están adaptadas para la descripción de grandes sistemas eléctricos (*SimPowerSystem* de Simulink) y los algoritmos de integración son lentos.
- A la hora de describir la red eléctrica a la cual se conectan los dispositivos o los parques eólicos, las herramientas específicas tipo ETS y PSDS están mejor adaptadas.
- La principal diferencia entre las herramientas de tipo ETS y PSDS consiste en el modo de analizar el comportamiento de las líneas de conexión, los modelos de los dispositivos de generación y compensación pueden ser los mismos en el caso de emplearse modelos simplificados.

Así se ha seleccionado la herramienta PSCAD/EMTDC ya que permite por un lado validar los modelos de detalle de los dispositivos y por otro introducir modelos simplificados dependiendo de los análisis-estudios que se deseen realizar.

La metodología que se ha seguido ha sido la siguiente:

- Validación y elección de modelos en MATLAB/Simulink, dada su facilidad de manejo.
- Implementación de los modelos definitivos en PSCAD/EMTDC, para su posterior integración con los modelos de red eléctrica.

A continuación se van a mostrar los resultados de simulación correspondientes a los escenarios descritos en los Capítulos 3, 4 y 5.

6.2 Validación de los modelos de máquinas y su control en MATLAB/Simulink

En este apartado se van a mostrar los resultados de simulación obtenidos con los modelos de máquinas y su control mediante la herramienta MATLAB/Simulink. Estos resultados han permitido determinar el nivel de detalle necesario de los modelos para la realización los estudios considerados en el presente trabajo de investigación.

Las simulaciones están orientadas al análisis transitorio de los modelos de los siguientes elementos:

- El sistema mecánico.
- La máquina eléctrica.
- Los convertidores: inversores de rotor y red y crowbar.
- Sistemas de control asociados.

Para estas primeras simulaciones se ha utilizado un modelo muy simple de la red eléctrica, compuesto por una fuente ideal de tensión de amplitud controlada.

6.2.1 Modelo de la máquina eléctrica y del sistema mecánico

Estas simulaciones han permitido analizar el comportamiento transitorio de la asociación máquina eléctrica y sistema mecánico, que básicamente se corresponden con los elementos básicos de un aerogenerador de velocidad fija con generador de inducción.

Las simulaciones realizadas han sido una combinación de tres modelos de máquina eléctrica y dos modelos mecánicos:

- Máquina eléctrica con cuatro variables de estado, dos variables de estado y modelo en régimen permanente.
- Modelo mecánico de una masa y modelo de dos masas.

Los análisis han consistido en someter al sistema a un hueco de tensión, analizando:

- *El comportamiento eléctrico:* asociado a evolución de las potencias activa y reactiva consumidas por el estator de la máquina y la corriente de estator;
- *El comportamiento mecánico:* asociado a la evolución de la velocidad de la máquina eléctrica y al par electromagnético.

A continuación se detallan los resultados obtenidos.

6.2.1.1 Sistema mecánico de una masa

La figura siguiente muestra la evolución de las magnitudes eléctricas del estator cuando se produce un hueco del 80%.

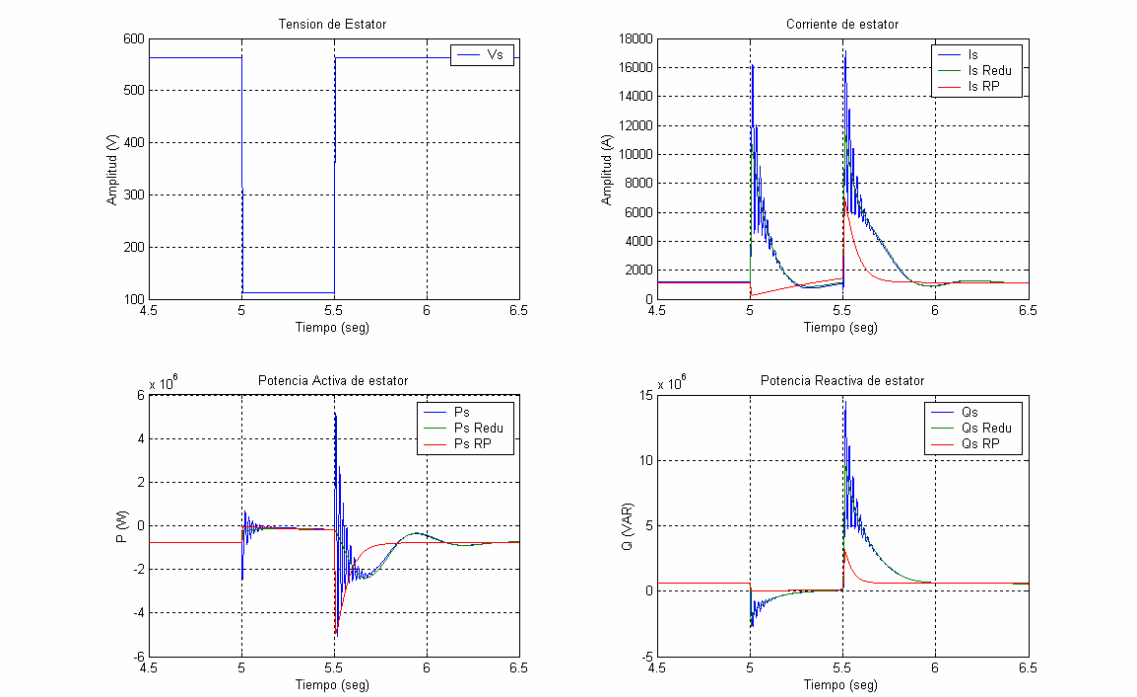


Figura 6-1: Evolución de la tensión, corriente, potencia activa y reactiva de estator con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de una masa.

A continuación se muestra la evolución de las magnitudes mecánicas.

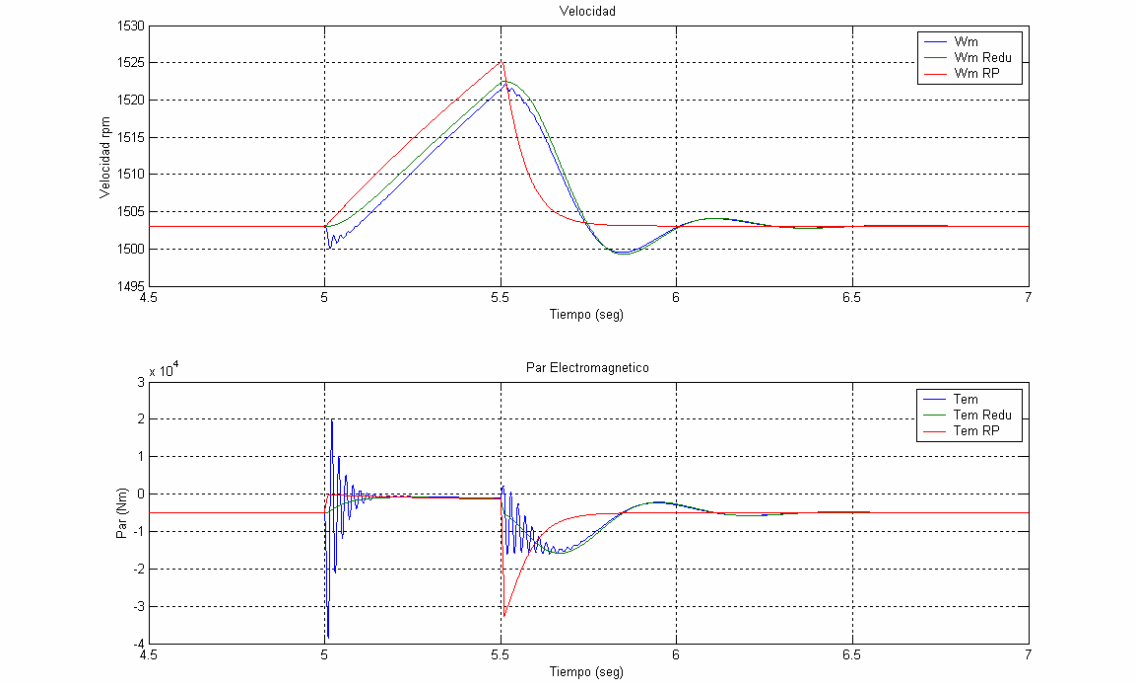


Figura 6-2: Evolución de la velocidad y el par electromagnético con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de una masa.

6.2.1.2 Sistema mecánico de dos masas

La figura siguiente muestra la evolución de las magnitudes eléctricas del estator cuando se produce un hueco del 80%.

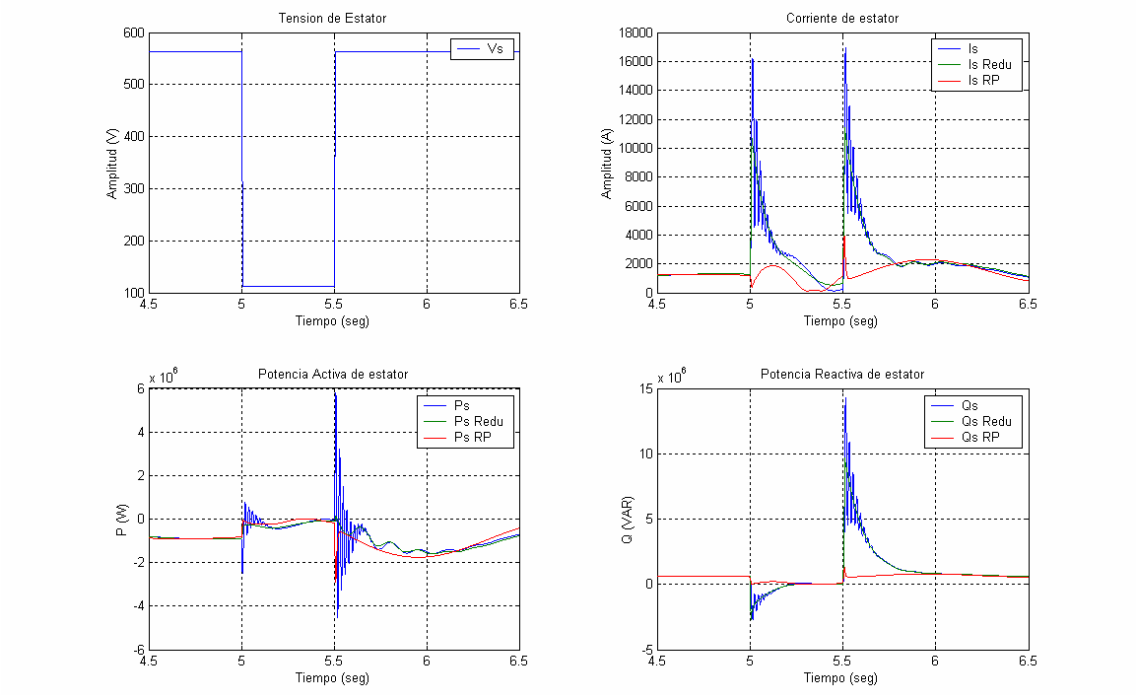


Figura 6-3: Evolución de la tensión, corriente, potencia activa y reactiva de estator con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de dos masas.

A continuación se muestra la evolución de las magnitudes mecánicas.

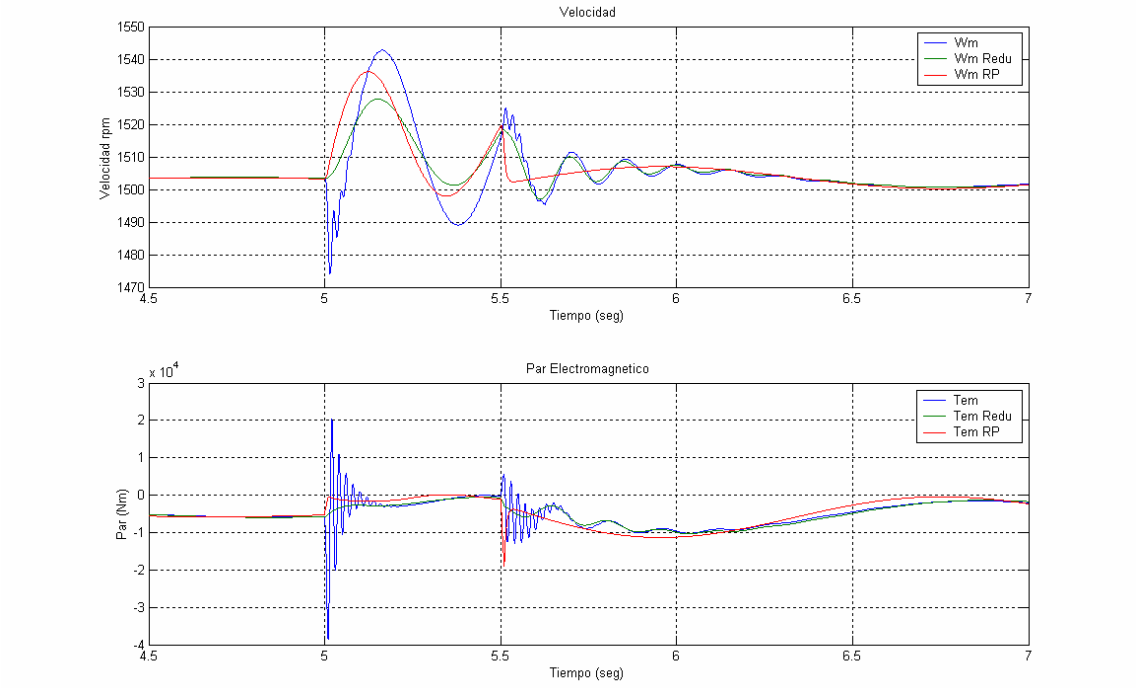


Figura 6-4: Evolución de la velocidad y el par electromagnético con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de dos masas.

6.2.1.3 Comentarios

En cuanto al comportamiento eléctrico del sistema

- Como muestra la bibliografía desde el punto de vista de las magnitudes del estator, la mayor diferencia entre los modelos de 2 y 4 variables de estado es la oscilación de 50Hz debida al mal amortiguamiento de flujo de estator de los autovalores de la máquina. Ello lleva también a que los picos de corriente, potencia activa y reactiva desaparezcan durante todo el transitorio del flujo que dura 0,5 segundos.
- El modelo en régimen permanente como era de esperar únicamente representa correctamente el comportamiento del sistema una vez desaparecida la perturbación.

En cuanto al comportamiento mecánico del sistema

- Se aprecia claramente la oscilación de 2Hz en la velocidad de la máquina asociada a la frecuencia de resonancia del sistema mecánico, debido a la consideración de un modelo de dos masas. Esta oscilación se refleja también en las magnitudes eléctricas.
- Se aprecia una diferencia importante en el deslizamiento de los tres modelos simulados.
- Al igual que con las potencias el modelo completo contempla las oscilaciones de 50Hz en el par y el pico en el mismo, mientras que el modelo de dos variables de estado lo filtra.

6.2.2 Modelo del sistema de control con fuentes de tensión

Para analizar el comportamiento de los aerogeneradores de velocidad variable basados en un generador asíncrono de rotor bobinado, se ha añadido a los modelos anteriores el control del generador y la alimentación de los devanados de rotor.

Estas simulaciones se han realizado con el modelo mecánico de una masa y la velocidad ha sido controlada mediante un regulador externo, ya que tienen por objetivo el análisis del comportamiento eléctrico del sistema.

Las simulaciones realizadas han sido:

- Máquina eléctrica con cuatro variables de estado y control vectorial completo con lazos de corriente en *dq*.
- Máquina eléctrica de dos variables de estado y control vectorial de par y potencia reactiva.
- Máquina eléctrica en régimen permanente y control vectorial completo con lazos de corriente en *dq*.

6.2.2.1 Respuesta ante un escalón de par

La figura siguiente muestra la evolución de las magnitudes eléctricas del estator cuando se produce un escalón en la consigna del par.

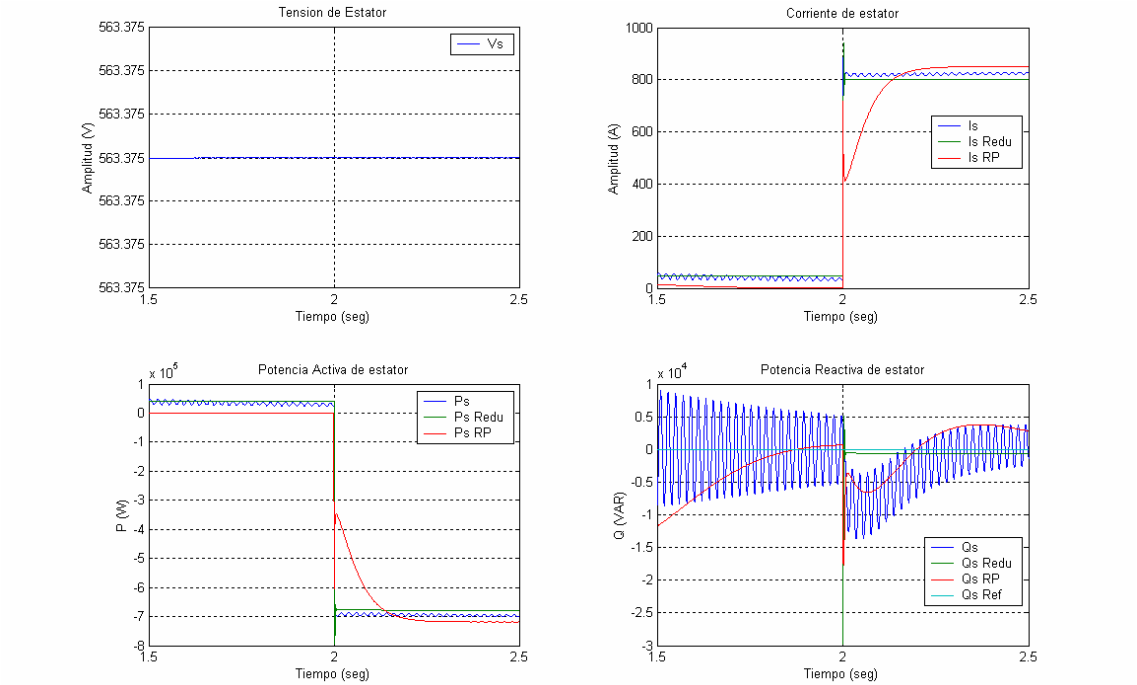


Figura 6-5: Evolución de la tensión, corriente, potencia activa y reactiva de estator con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de una masa.

A continuación se muestra la evolución de las magnitudes mecánicas.

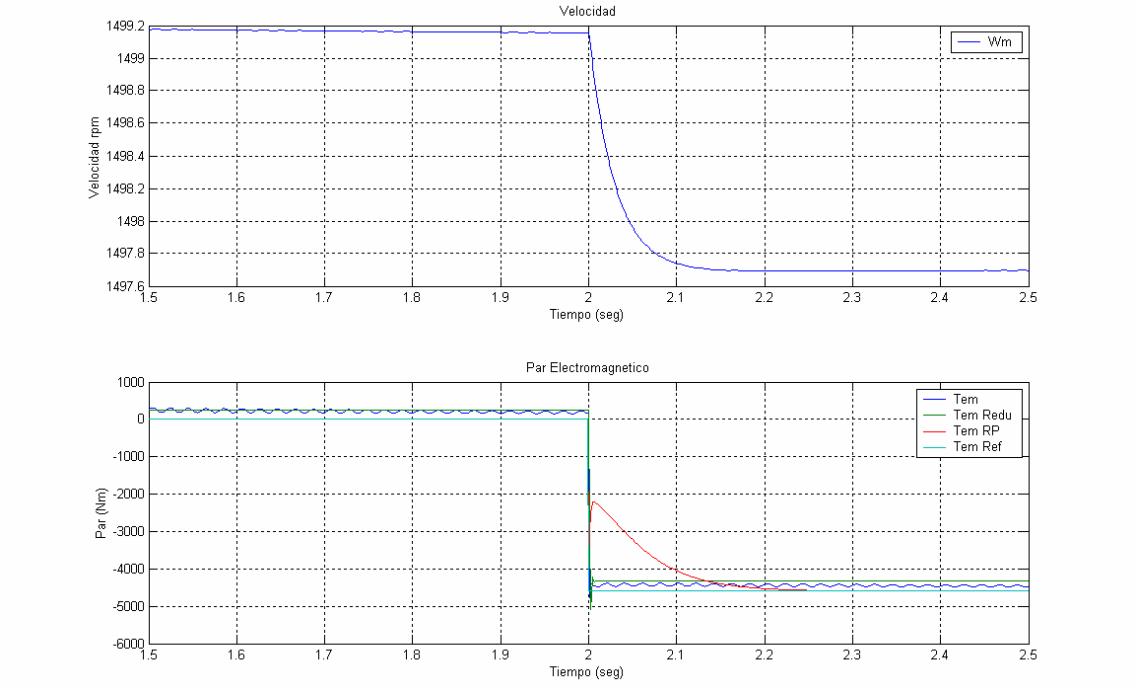


Figura 6-6: Evolución de la velocidad y el par electromagnético con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de una masa.

6.2.2.2 Respuesta ante un escalón de Q

La figura siguiente muestra la evolución de las magnitudes eléctricas del estator cuando se produce un escalón en la consigna de la potencia reactiva.

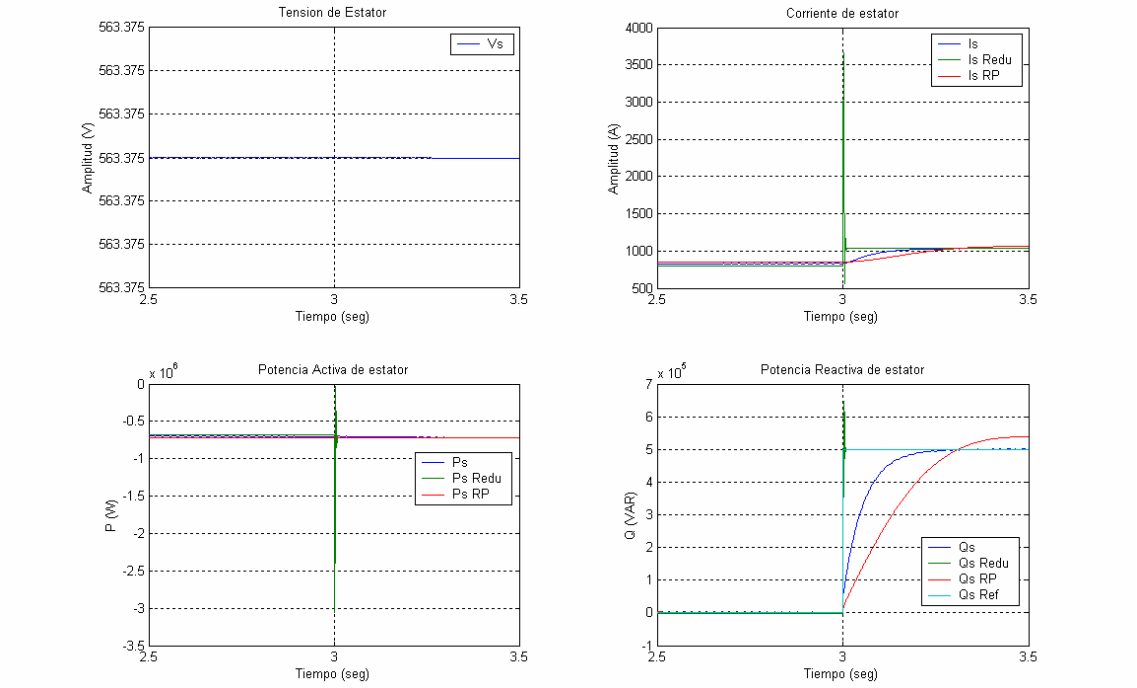


Figura 6-7: Evolución de la tensión, corriente, potencia activa y reactiva de estator con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de una masa.

A continuación se muestra la evolución de las magnitudes mecánicas.

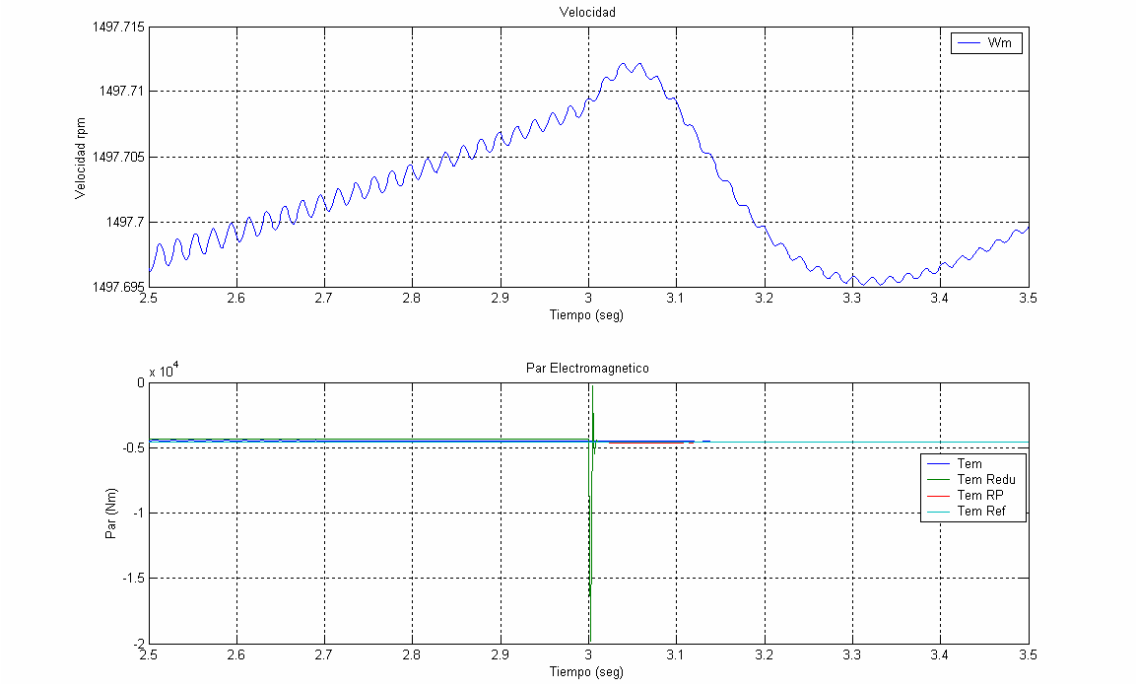


Figura 6-8: Evolución de la velocidad y el par electromagnético con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de una masa.

6.2.2.3 Respuesta ante un hueco de tensión

La figura siguiente muestra la evolución de las magnitudes eléctricas del estator cuando se produce un hueco del 10%.

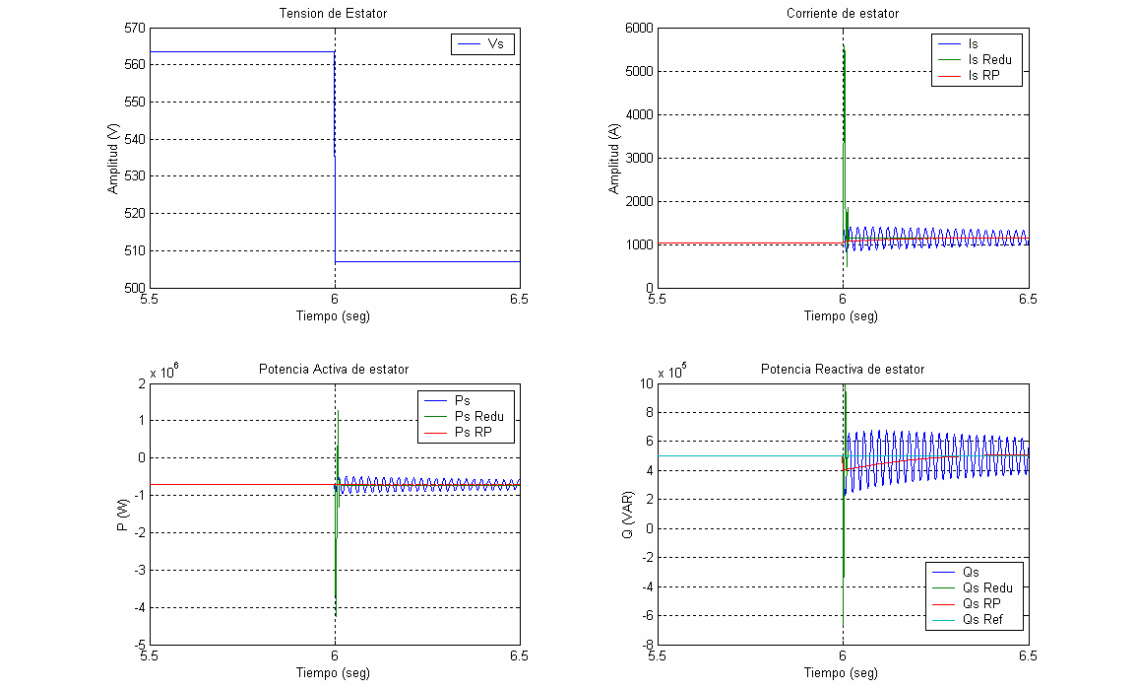


Figura 6-9: Evolución de la tensión, corriente, potencia activa y reactiva de estator con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de una masa.

A continuación se muestra la evolución de las magnitudes mecánicas.

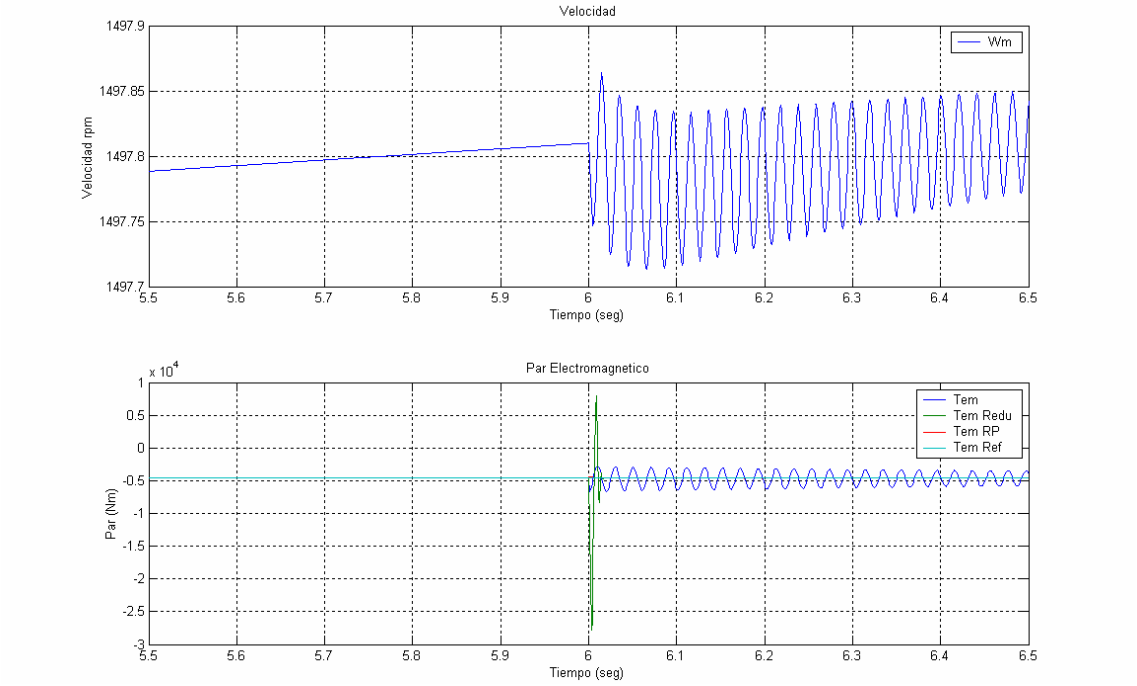


Figura 6-10: Evolución de la velocidad y el par electromagnético con tres modelos de máquina eléctrica y sistema mecánico de una masa.

6.2.2.4 Comentarios

Del resultado de las simulaciones se pueden resaltar los siguientes aspectos del comportamiento eléctrico:

- El modelo completo de la máquina eléctrica se comporta de la forma prevista, con las dinámicas correspondientes a los ajustes de los reguladores.
- El modelo reducido con dos variables de estado provoca grandes transitorios en las magnitudes de estator por el hecho de filtrar de forma menos eficaz los transitorios creados por las tensiones de rotor.
- El modelo en régimen permanente presenta las dinámicas asociadas a los reguladores.

En cuanto al ajuste de los reguladores de la estrategia de control, conviene resaltar los siguientes aspectos:

- El ajuste de los reguladores del sistema completo es sencillo siguiendo técnicas como el IMC (*Internal Model Contro*l) u otros [PET-05].
- El modelo reducido con los controles de P y Q, presenta ciertas dificultades para la sintonía de los reguladores siendo muy complicado el obtener respuestas parecidas a las del sistema completo.
- El modelo en régimen permanente necesita de un reajuste de todos los reguladores para obtener un comportamiento similar al del sistema completo.

6.2.3 Modelo del sistema de control, convertidores y crowbar

El punto de partida de estas simulaciones ha sido un modelo completo del aerogenerador implementado en Simulink con la ayuda de la librería *SimPowerSystem* en el cual se modela el comportamiento de los inversores de red y de rotor y el convertidor del crowbar incluyendo en todos ellos el comportamiento de los diodos.

A continuación se han sustituido los convertidores de red y de rotor por fuentes de tensión y un modelo del bus y se han comparado las simulaciones. La figura muestra los resultados obtenidos para ambos modelos cuando se produce una caída de tensión del 80% en la red.

En cuanto la tensión del bus alcanza el valor límite (1300V) se activa el crowbar lo que evita que la tensión siga creciendo. El crowbar funciona durante 100mseg., tras este periodo de tiempo el contactor principal se abre y la aeroturbina se desconecta. Una vez el crowbar se activa el sistema debe ser reinicializado.

Tal y como se pude apreciar en los resultados las corrientes de la red y del crowbar adquieren valores muy elevados así como el par electromagnético. La tensión del bus, sin embargo, no alcanza valores superiores al valor límite.

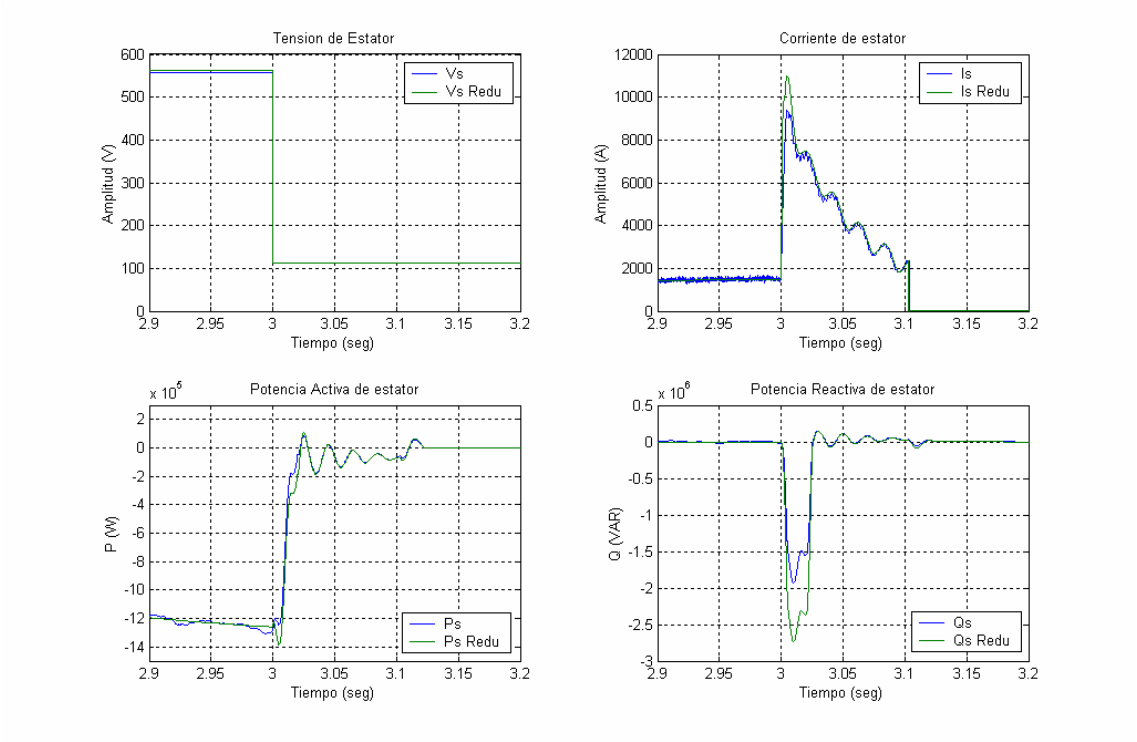


Figura 6-11: Evolución de la tensión, corriente, potencia activa y reactiva de estator durante el funcionamiento del crowbar.

A continuación se muestra la evolución de las magnitudes mecánicas y del bus.

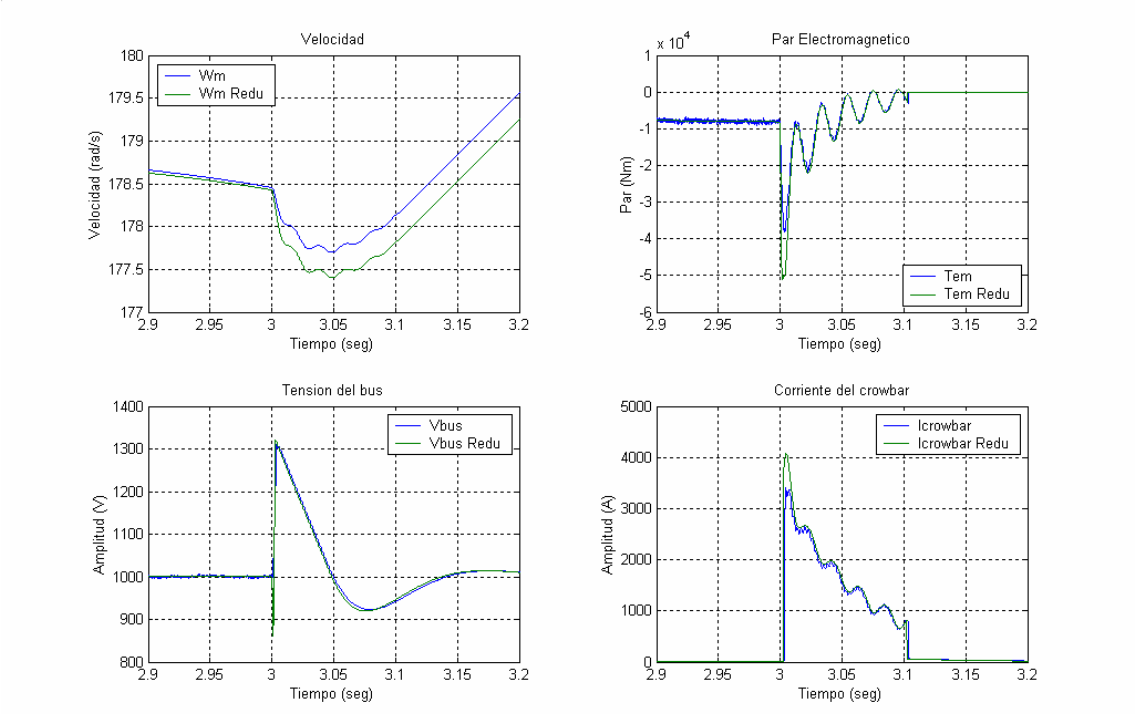


Figura 6-12: Evolución de la velocidad y el par electromagnético durante el funcionamiento del crowbar.

6.2.3.1 Comentarios

Del resultado de las simulaciones se pueden resaltar los siguientes aspectos del comportamiento eléctrico:

- Ambos modelos se comportan de forma idéntica excepto en el primer transitorio, asociado a la conducción de los diodos del inversor de rotor.
- El funcionamiento del crowbar simplificado y del modelo del bus representa muy fielmente el comportamiento.

6.2.4 Conclusiones

Del conjunto de simulaciones se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Un modelo de la máquina eléctrica con cuatro variables de estado es necesario para representar el comportamiento de la máquina de rotor bobinado y su control vectorial asociado. Los modelos simplificados de máquina y control dan lugar a comportamientos eléctricos y mecánicos alejados de la realidad durante el régimen transitorio.
- Los convertidores de red y de rotor modelados con fuentes de tensión controladas y el convertidor de crowbar por un interruptor ideal y una resistencia, proporcionan resultados dinámicos muy similares a los del sistema completo incluso en situaciones críticas como es la respuesta a un hueco de tensión.
- El sistema mecánico de una masa no representa correctamente los transitorios de velocidad, la variación de velocidad queda reducida a la mitad en el caso de una masa. Este es un aspecto muy crítico a la hora de analizar la estabilidad de la máquina ya que supone una gran diferencia en el deslizamiento de la misma.

6.3 Validación de modelos de máquina eléctrica en PSCAD

A la hora de implementar los modelos en PSCAD/EMTDC se ha optado por utilizar el modelo de máquina eléctrica incluido en sus librerías (se trata de un modelo con cuatro variables de estado) y validar los resultados con un modelo mecánico de dos masas mediante su comparación con los resultados obtenidos en simulación.

Asimismo se pretende analizar la validez de los modelos agregados mediante las siguientes comparaciones:

- Dos aerogeneradores en paralelo vs. un modelo agregado.
- Dos aerogeneradores en paralelo con líneas idénticas vs. un modelo agregado.
- Dos aerogeneradores en paralelo con líneas de diferente longitud vs. un modelo agregado.

El comportamiento del sistema se ha analizado ante un hueco de tensión del 80% con una duración de 0,5 segundos.

6.3.1 Modelo de la máquina eléctrica y del sistema mecánico

6.3.1.1 Un aerogenerador

A continuación se muestra la evolución de las magnitudes mecánicas del sistema (velocidad de la turbina, velocidad de la máquina eléctrica, par de la turbina y par electromagnético) y de las magnitudes eléctricas (tensión, corriente, potencia activa y reactiva).

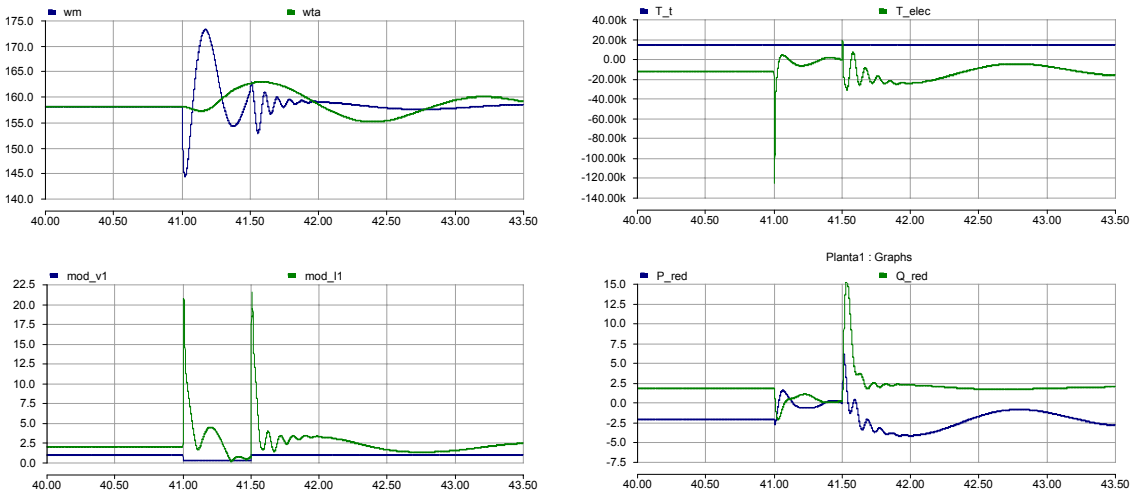


Figura 6-13: Respuesta de un aerogenerador ante un hueco de tensión.

Los resultados son idénticos a los obtenidos en MATLAB/Simulink, como era de esperar y se aprecia claramente la frecuencia de oscilación de prácticamente 2Hz en la velocidad del generador eléctrico.

6.3.1.2 Dos aerogeneradores con líneas idénticas

A continuación se muestra la evolución de las magnitudes eléctricas (tensión, corriente, potencia activa y reactiva) en el nudo de conexión de las dos turbinas, a las cuales se han añadido las líneas de un kilómetro de longitud con cable de 95 mm^2 de sección.

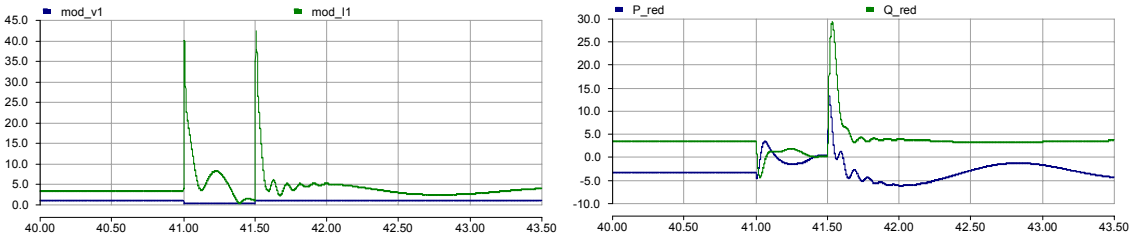


Figura 6-14: Respuesta de dos aerogeneradores en el nudo de conexión de ambos con líneas ante un hueco de tensión.

Las líneas realizan un pequeño filtrado de la tensión en bornes de los aerogeneradores limitando los picos de corriente y potencia en el nudo.

6.3.1.3 Dos aerogeneradores con líneas diferentes

A continuación se muestran los resultados en el punto de conexión cuándo las líneas de ambos aerogeneradores tienen longitud diferente.

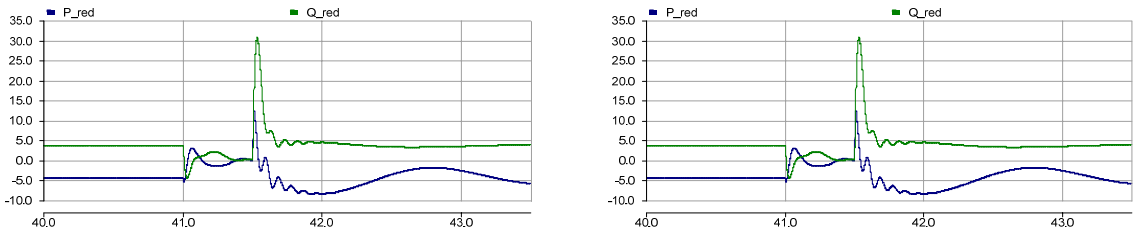


Figura 6-15: Respuesta del conjunto de dos aerogeneradores ante un hueco de tensión para líneas diferentes (1 y 0,5 Km izquierda) y (1 y 0,1 Km derecha).

Se puede apreciar como los resultados en el nudo de conexión son similares.

6.3.2 Modelos agregados y modelo de líneas

Con objeto de validar los modelos agregados se han desarrollado los siguientes escenarios de simulación:

- Se han comparado dos aerogeneradores (de 1pu de potencia) conectados en paralelo a un nudo de potencia infinita con un modelo agregado de 2pu.
- Se han comparado las simulaciones anteriores de dos aerogeneradores con líneas con los resultados obtenidos con un modelo agregado.

6.3.2.1 Modelo agregado sin líneas

La figura muestra la evolución de las velocidades y de las potencias activa y reactiva.

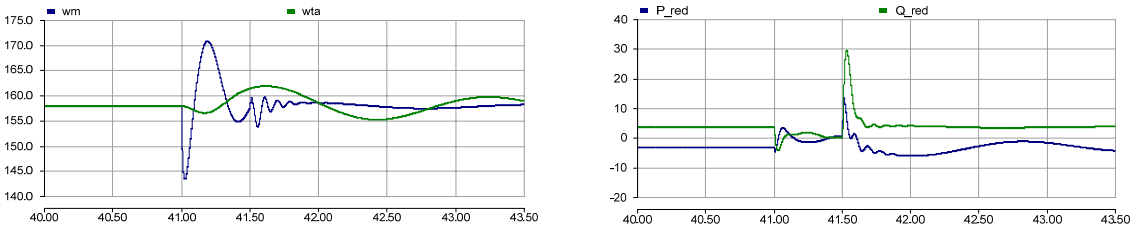


Figura 6-16: Respuesta del modelo agregado de dos aerogeneradores ante un hueco de tensión.

Dado que no hay líneas desde el punto de vista del generador la velocidad mecánica y el par electromagnético conservan sus valores en por unidad y la potencia en el nudo de conexión se multiplica por dos. Así como era de esperar los resultados son idénticos a los de la Figura 6-13.

6.3.2.2 Modelo agregado de 2 aerogeneradores con líneas idénticas

La línea es de un kilómetro con cable de 95 mm^2 de sección (valor medio de las dos líneas). La figura muestra la evolución de las velocidades y de las potencias activa y reactiva.

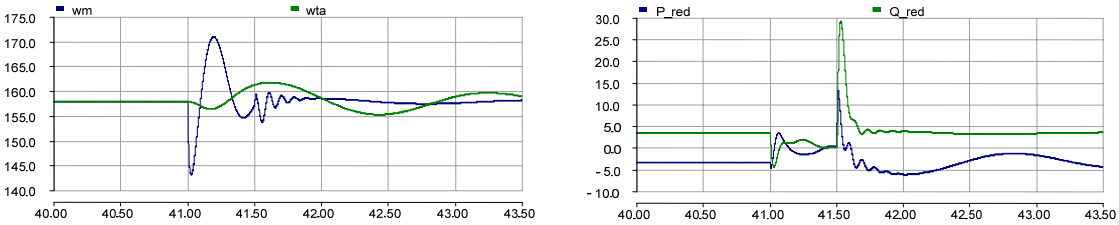


Figura 6-17: Respuesta del modelo agregado de dos aerogeneradores con una línea de 1km ante un hueco de tensión.

6.3.2.3 Modelo agregado de dos aerogeneradores con líneas diferentes

Si se consideran aerogeneradores con líneas diferentes el modelo agregado contempla una línea media. La figura muestra las evoluciones de la potencia activa y reactiva.

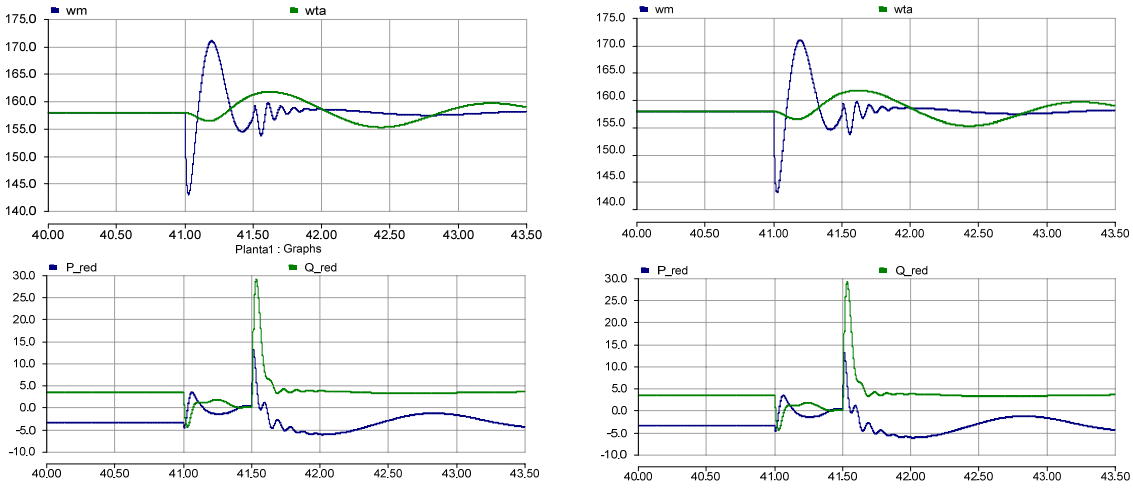


Figura 6-18: Respuesta del modelo agregado de dos aerogeneradores ante un hueco de tensión con línea media (1 y 0,5 km izquierda) y (1 y 0,1 km derecha).

Comparando con los resultados de la Figura 6-15 se puede apreciar como la amplitud de la potencia activa es ligeramente distinta.

6.3.3 Conclusiones

Del resultado de las simulaciones se pueden resaltar los siguientes aspectos del comportamiento eléctrico:

- El comportamiento de los modelos de PSCAD es prácticamente idéntico al de MATLAB/Simulink como era de esperar.
- El modelo agregado de la máquina eléctrica y del sistema mecánico se comporta como un conjunto de aerogeneradores en paralelo.
- Al añadir las líneas el modelo medio de las mismas hace que el resultado del modelo agregado difiera ligeramente del resultado original.

Del conjunto de simulaciones se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Se ha validado el modelo del aerogenerador de velocidad fija en PSCAD.
- La media aritmética para las líneas en el caso de los modelos agregados difiere a nivel de nudo de conexión del resultado del conjunto.

6.4 Control centralizado de P/Q de un Parque Eólico

En el presente apartado se analiza el control centralizado de P y de Q desarrollado en el Capítulo 4 sometiéndolo a diferentes eventos de red.

Tal y como se muestra en la Figura 6-19 el parque simulado consta de tres aerogeneradores conectados a una red ideal mediante la subestación.

Los aerogeneradores funcionan a diferentes velocidades del viento; el aerogenerador uno tiene un viento de 7.5s (zona 2), el aerogenerador dos un viento de 8.5s (zona 3) y el tres un viento de 9.5s (zona 3).

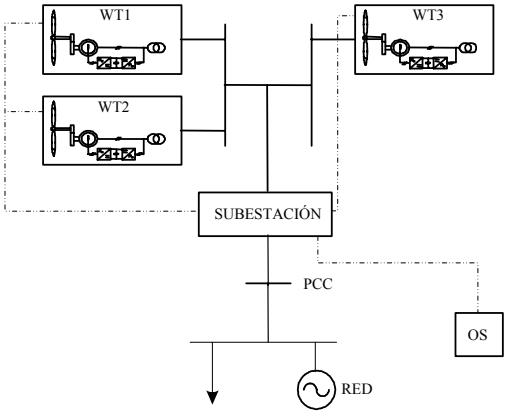


Figura 6-19: Escenario de simulación para validar el control centralizado de P y Q del parque.

Con el fin de comprobar el correcto funcionamiento del control centralizado de P y Q se propone (Apartado 4.4) analizar el comportamiento tanto del control a nivel de parque como a nivel de aeroturbina frente a una variación en el modo de funcionamiento (*Funciones de Control de P*) del aerogenerador.

Se plantean dos ensayos, uno para analizar las *Funciones de Control de P* y otro para analizar las *Funciones de Control de Q*. En ambos casos se lleva a cabo una única simulación durante la cual se modifica la consigna de P y de Q respectivamente dependiendo de la *Función de Control* seleccionada.

En el caso del control de Q durante la simulación se modifica la consigna de potencia reactiva de cada uno de los aerogeneradores dependiendo del modo de funcionamiento (Apartado 2.7).

En la Tabla 6-1 se muestra los instantes de activación y desactivación, en segundos, de cada uno de los modos de funcionamiento y el valor de consigna de Q_{WF}, en pu, que se establece en cada caso.

Modo de funcionamiento	Activación (seg)	Desactivación (seg)	Valor de Q_{WF} (pu)
Factor de Potencia Unitario	0	25	0
Consigna del OS	25	125	0.05
Automatic Voltage Control (AVC)	125	300	0

Tabla 6-1: Valores de consigna del control centralizado de Q.

El comportamiento del AVC se analizará en el Apartado 6.7 puesto que no se representan variaciones de tensión significativas (funcionamiento en la banda muerta Apartado 5.4).

En el caso del control de P durante la simulación se modifica la consigna de potencia activa de cada uno de los aerogeneradores dependiendo del modo de funcionamiento; en los instantes y con los valores de referencia que se muestran en la Tabla 6-2.

Modo de funcionamiento	Activación	Desactivación	Valor de P (pu)
Máxima Producción	0	150	P disponible
Balance Control	150	200	0.875
Delta Control	200	250	0.125
Automatic Frequency Control	250	300	0.9 de la disponible
Máxima Producción	300	350	P disponible

Tabla 6-2: Valores de consigna del control centralizado de P.

Para validar la correcta recuperación de la velocidad de los aerogeneradores una vez validados los diferentes modos de funcionamiento se vuelve al modo de máxima producción.

El comportamiento del AFC se analizará en el Apartado 6.7 en este estudio se establecerá una consigna de potencia activa constante de 0.9pu puesto que no se representan variaciones de frecuencia (Apartado 5.4).

6.4.1 Control centralizado de Q

La Figura 6-20 presenta los resultados de las potencias reactivas, disponible ($Q_{WT,disp}$), de referencia ($Q_{WT,ref}$) y generada (Q_{WT}), para cada uno de los aerogeneradores así como las potencias reactivas en el PCC ($Q_{WF,disp}$, $Q_{WF,ref}$, Q_{WF}) para el caso del control centralizado de Q. Los resultados obtenidos muestran la capacidad del parque de generar la potencia reactiva necesaria en función de las exigencias del OS (en este trabajo el control automático de tensión no se considera control centralizado de Q, sino control primario de tensión).

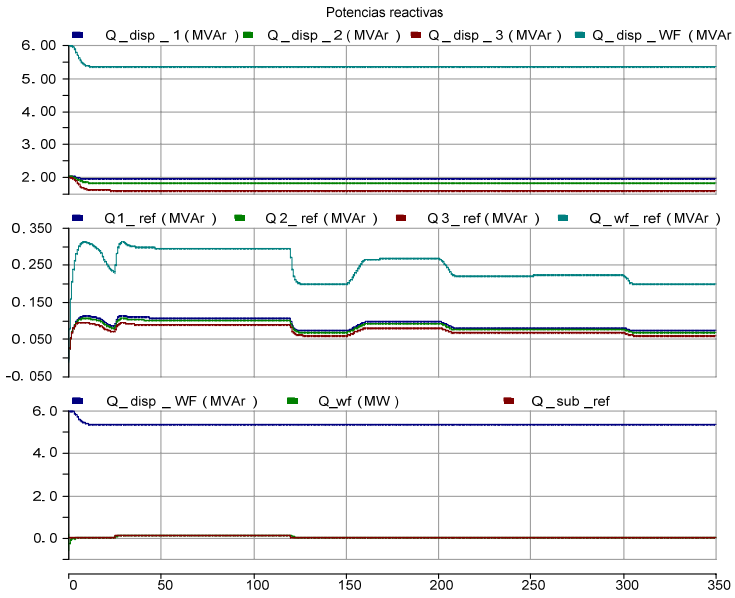


Figura 6-20: Potencia reactiva. Control centralizado de Q.

En la Figura 6-21 se muestra en detalle el control de potencia reactiva en el aerogenerador 1; en la primera gráfica se puede observar la potencia reactiva del aerogenerador necesaria para garantizar que la potencia reactiva en el PCC cumpla las condiciones descritas por el control de parque (Tabla 6-1). Debido al carácter capacitivo de las líneas, el aerogenerador tiene que consumir potencia reactiva para garantizar que la potencia reactiva en el PCC sea nula.

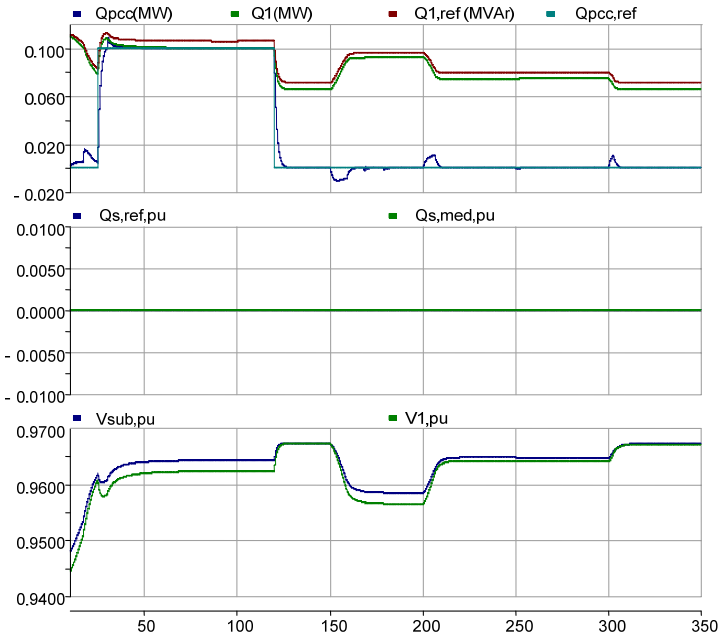


Figura 6-21: Control de potencia reactiva en un aerogenerador. Control centralizado de Q.

6.4.2 Control centralizado de P

La Figura 6-22 muestra la evolución de las potencias activas, disponible ($P_{WT,disp}$), de referencia ($P_{WT,ref}$) y generada (P_{WT}), para cada uno de los aerogeneradores así como las potencias activas en el PCC ($P_{WF,disp}$, $P_{WF,ref}$, P_{WF}). Tal y como se puede observar mientras que en el caso del aerogenerador uno la potencia generada coincide con la potencia de consigna en el caso de los aerogeneradores dos y tres aparece un error de potencia (t=175s); este error es debido a la sintonía del control de pitch (se muestra para resaltar la importancia de una correcta sintonía del pitch).

En base a los resultados de la Figura 6-22 se puede afirmar que el control centralizado de P funciona correctamente puesto que las potencias generadas coinciden con las potencias de referencia, es decir, el parque tiene la capacidad de operar en los distintos modos de funcionamiento exigidos por el OS (en este trabajo el control automático de frecuencia no se considera control centralizado de P, sino control primario de frecuencia).

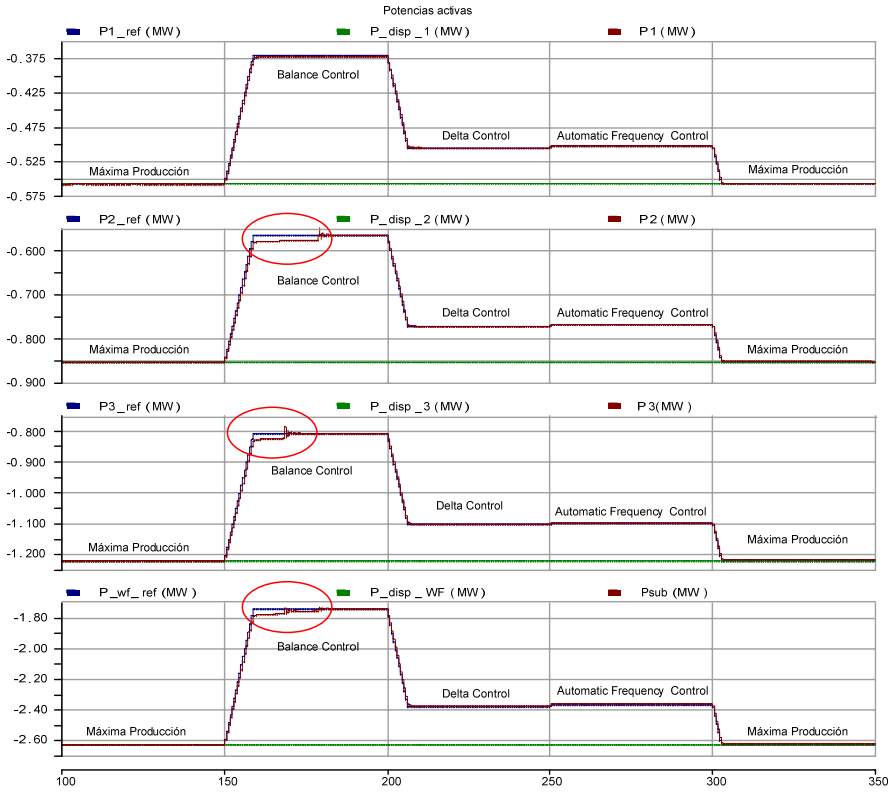


Figura 6-22: Control centralizado de P.

En la Figura 6-23 se aprecia la evolución de las velocidades de cada uno de los aerogeneradores (Ω_{WT}) así como de los pares electromagnéticos medidos ($T_{emWT,pu}$) y de referencia ($T_{emWT,ref,pu}$) para los aerogeneradores 1 y 2. Los resultados confirman el correcto funcionamiento del control de potencia implementado (Apartado 4.3).

La diferencia entre las tres velocidades de giro ($\Omega_{WT,pu}$) es debido al hecho de que cada una de las aeroturbinas funciona a una velocidad de viento distinta, así el aerogenerador 1 (V_v=*7.5*m/s) se encuentra en la zona 2 mientras el aerogenerador 2 (V_v=*8.5*m/s) y el aerogenerador 3 (V_v=*9.5*m/s) lo hacen en la zona 3.

De esta forma en el caso del aerogenerador 1 el incremento de velocidad necesario para que la potencia mecánica extraída del viento por la turbina se iguale con la potencia de referencia está dentro del rango de velocidad variable de la turbina, por lo tanto, la potencia eléctrica generada se controla mediante el par electromagnético y la potencia mecánica extraída del viento se ve modifica variando λ fuera de su zona óptima.

Sin embargo, para los aerogeneradores 2 y 3 la turbina alcanza la velocidad nominal ya que por pérdida aerodinámica no es posible disminuir la potencia extraída hasta el valor de referencia. En este caso el par electromagnético resulta del cociente entre la potencia de referencia y la velocidad nominal de la turbina y la potencia mecánica extraída del viento se limita mediante el ángulo de pitch (β); limitando a su vez la velocidad de la turbina a su valor máximo.

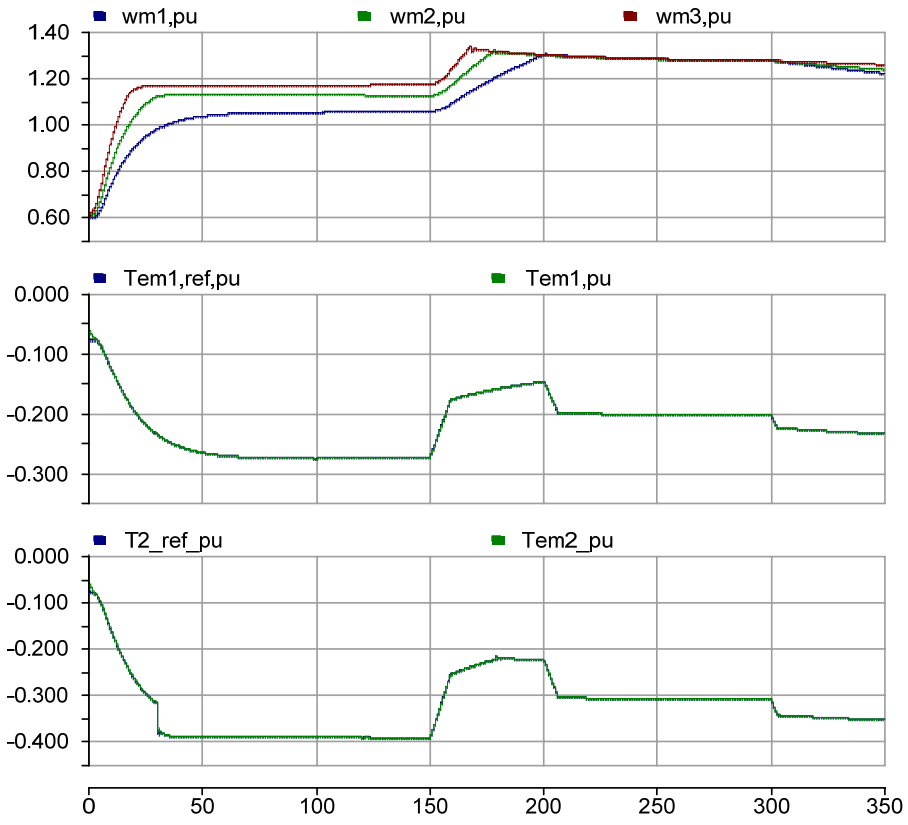


Figura 6-23: Control a nivel de aerogenerador. Control centralizado de P.

6.5 Control primario de la central hidráulica

La Figura 6-27 muestra el escenario de simulación escogido para analizar el control primario de frecuencia de una central convencional.

Con este fin se han realizado dos ensayos de variaciones de carga puramente resistivas; en el instante $t_1=20$s se ha conectado una carga de 5MW y en el t_2=45s otra carga de 2MW. La central se encuentra permanentemente alimentando a una carga resistiva de 1MW.

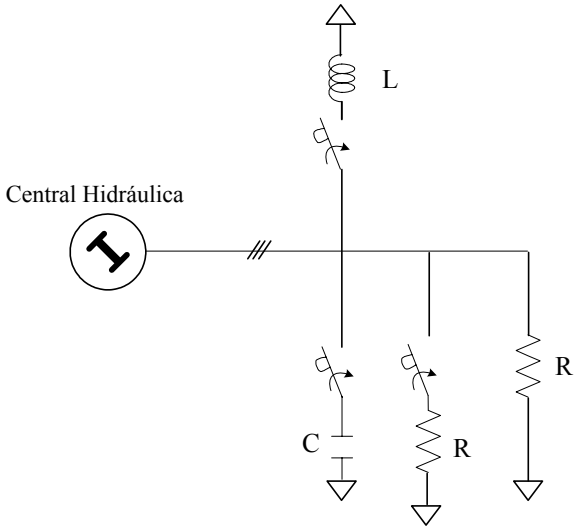


Figura 6-24: Escenario de simulación escogido para analizar el control primario de frecuencia de la central hidráulica.

Para la simulación se ha considerado una central hidráulica de 40MW cuyos parámetros se muestran en la Tabla 6-3

Parámetros	**Valor**	**Unidad**
Tensión de fase eficaz	127.01	kV
Corriente de línea eficaz	0.10497	kA
Constante de inercia	4	s
X_d	1.014	pu
X_d'	0.314	pu
X_d''	0.28	pu
Resistencia de armadura	0.0051	pu
Pendiente de estatismo (R)	10	MW/Hz

Tabla 6-3: Parámetros de la central hidráulica de 40MW.

La Figura 6-25 (P(MW), f(Hz)) presenta los resultados obtenidos para los supuestos descritos. En base a los resultados de las potencias activas se puede observar que la central tiene la capacidad de:

- Aportar la potencia activa necesaria en ambos casos (ΔP_1 y ΔP_2),
- La variación de frecuencia producida (Δf_i) es proporcional a la variación de las cargas
- La central tras un régimen transitorio tiene la capacidad de restablecer la frecuencia.

Los resultados muestran por lo tanto el correcto funcionamiento del control primario de frecuencia implementado en la central convencional.

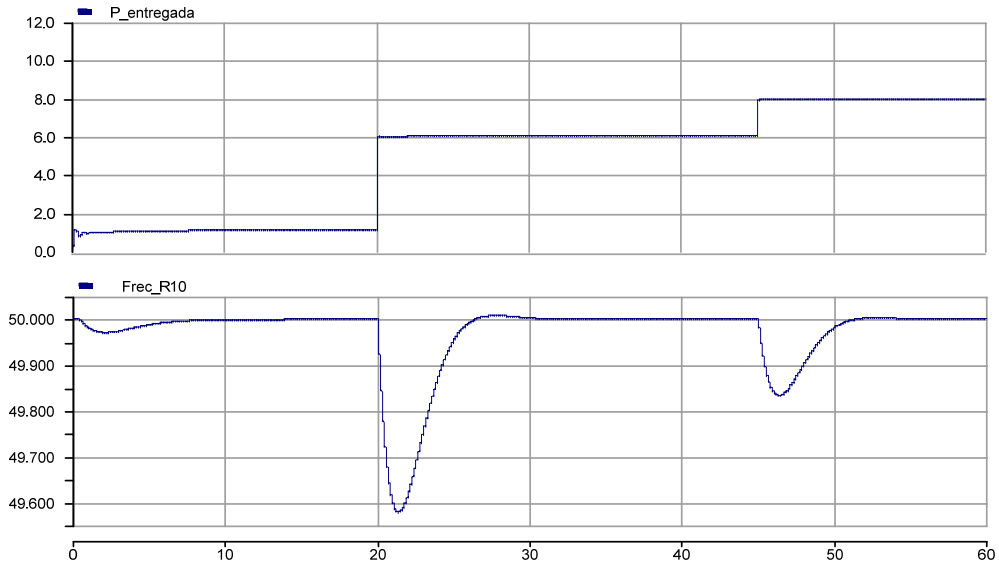


Figura 6-25: Respuesta control primario de frecuencia implementado en la central convencional.

Por último la Figura 6-26 muestra como variando el valor de la pendiente de la característica de estatismo la respuesta en frecuencia se ve modificada significativamente.

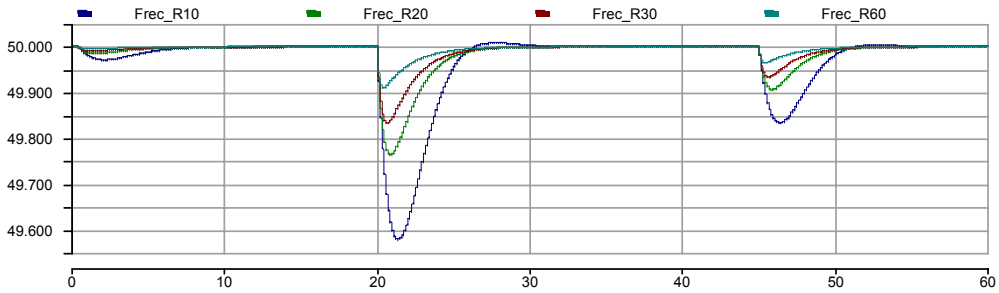


Figura 6-26: Respuesta en frecuencia variando la pendiente característica del control primario de frecuencia de la central hidráulica.

6.6 Interacción entre los controles primarios de dos centrales hidráulicas

La Figura 6-27 muestra el escenario de simulación escogido para analizar la interacción entre los controles primarios de frecuencia de dos centrales convencionales.

Con este fin se han realizado dos ensayos de variaciones de carga puramente resistivas; en el instante $t_1=20$s se ha conectado una carga de 5MW y en el $t_2=45$s otra carga de 2MW. Las centrales se encuentran permanentemente alimentando a una carga resistiva de 1MW.

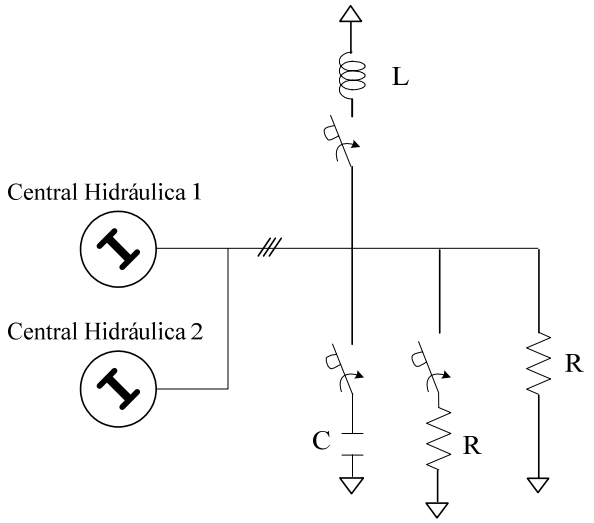


Figura 6-27: Escenario de simulación. Interacción entre dos centrales hidráulico.

Y por lo tanto las centrales tienen una relación de 1 a 2 en lo que a potencia activa se refiere, esta misma relación ha de mantenerse en la pendiente de la característica de estatismo; para la simulación se ha escogido:

- R_1 (MW/Hz) = 10
- R_2 (MW/Hz) = 20

La Figura 6-28 presenta los resultados obtenidos para los supuestos descritos. En base a los resultados de las potencias activas se obtienen las siguientes conclusiones:

- El aporte de potencia en ambos casos ($\Delta P_{1,fi}$ y $\Delta P_{1,fi}$) es proporcional a la variación de frecuencia producida (Δf_i),
- El aporte de potencia es proporcional a la potencia de cada una de las centrales, y por lo tanto a las pendientes de la característica de estatismo (R_1 y R_2).

Así para el caso de conexión de una carga de 5MW (Δf_1=0.169), mientras que la central de 20MW realiza un aporte de potencia de 1.66MW la central de 40MW aporta 3.34. Cuando se conecta la carga de 2MW (Δf_1=0.068), la central de 20MW realiza un aporte de 0.64MW y el aporte de la central de 40MW es de 1.36MW.

En ambos casos el aporte de potencia asociado a las variaciones de la frecuencia de la red mantienen la relación de 1 a 2, anteriormente mencionada.

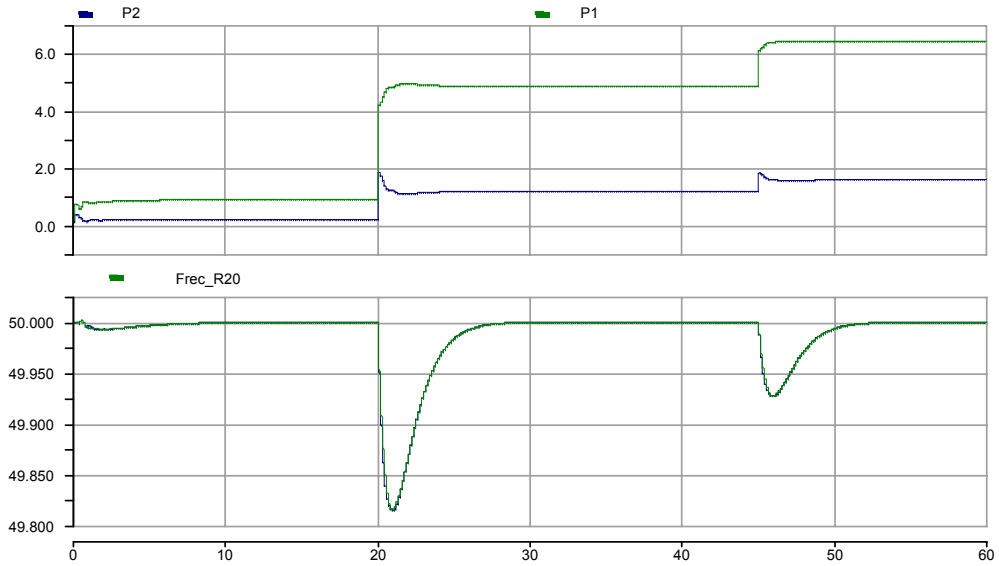


Figura 6-28: Interacción de los controles primarios de frecuencia de dos centrales convencionales.

6.7 Control primario del parque

Para la evaluación de los algoritmos asociados al control primario de tensión y frecuencia se propone un escenario (Figura 6-29) compuesto por un parque eólico dotado con un control centralizado y su correspondiente control primario, conectado a una red soportada por un nudo ideal, con capacidad de variar la tensión y la frecuencia.

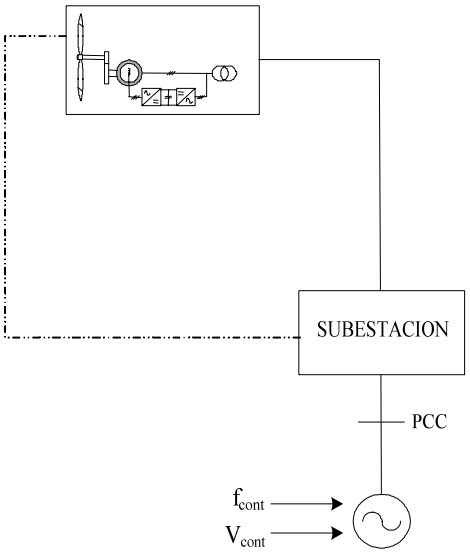


Figura 6-29: Escenario de simulación para validar el control primario (AVC y AFC) del parque.

Los resultados del AVC se obtienen introduciendo un escalón de tensión a la fuente (caída trifásica del 10% durante 0.5s) mientras que en el caso del AFC se fuerza un escalón de frecuencia (caída de 0.025Hz durante 0.5s).

6.7.1 AVC

En la Figura 6-30 se presentan las tensiones (tensión en el PCC, $V_{PCC,pu}$, tensión en el aerogenerador 1, $V_{1,pu}$, y tensión en el nudo ideal $V_{NUDO,pu}$) obtenidas cuando se fuerza una caída de tensión trifásica de un 10% en el nudo ideal; se puede apreciar como el AVC genera una consigna de potencia reactiva ($Q_{PCC,ref,pu}$) en función del error en la tensión en el PCC, consigna que el parque sigue con la consecuente subida de tensión en el PCC. El aerogenerador se encuentra funcionando con una velocidad del viento de 7.5m/s (zona 2).

Cabe mencionar que el valor de la potencia reactiva de referencia ($Q_{PCC,ref,pu}$) se obtiene a partir de la tensión en el PCC y no en el punto en el que se ha producido la falta.

Por último se aprecia como el efecto de la caída de tensión sobre la velocidad de giro ($\Omega_{m,pu}$), la potencia activa ($P_{PCC,pu}$) y el par ($T_{em,pu}$) es mucho menor que sobre la potencia reactiva ($Q_{PCC,pu}$).

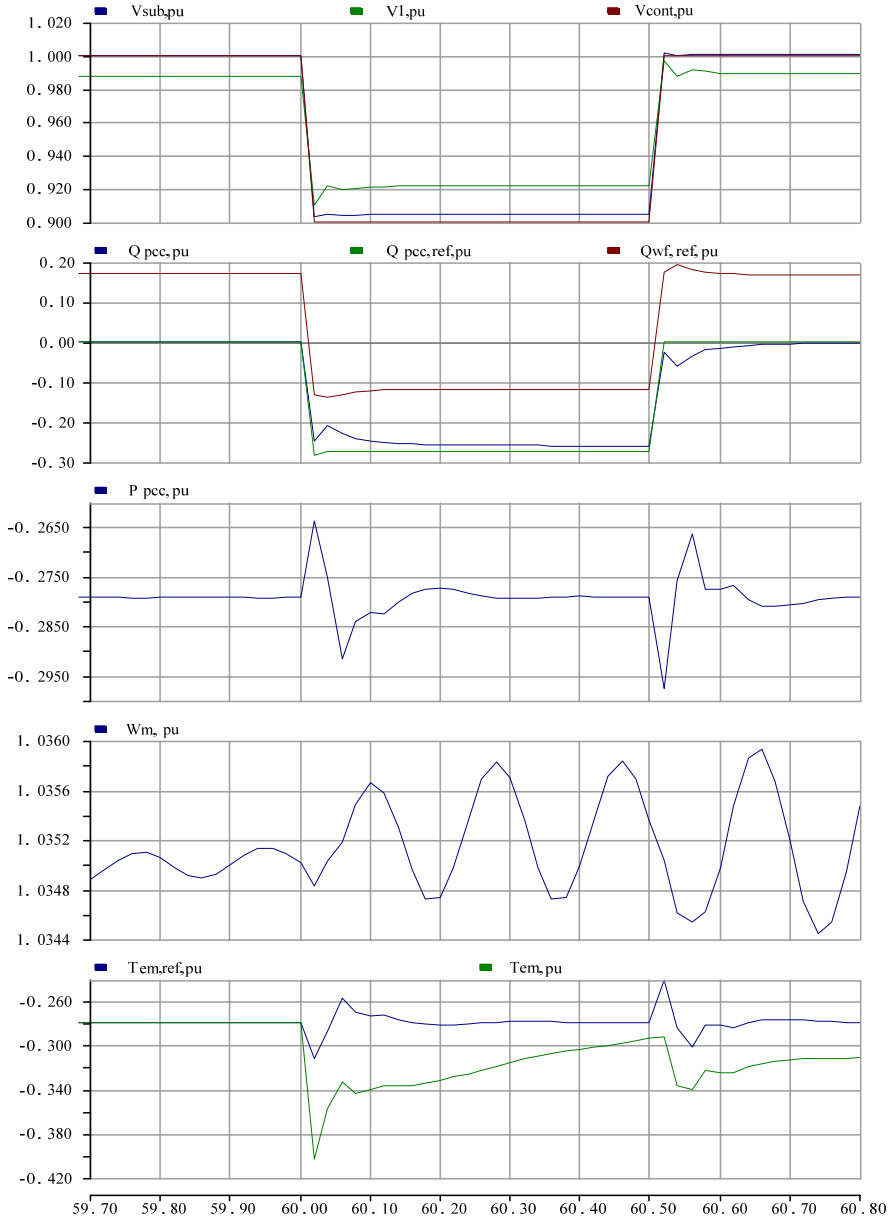


Figura 6-30: AVC del parque.

Si bien los resultados muestran el correcto funcionamiento del AVC en lo que a la generación de consignas y aumento de tensión se refiere (un 2.5% en el aerogenerador y un 0.8% en el PCC), los resultados no son concluyentes puesto que la caída de tensión se ha emulado mediante una fuente de tensión controlada en amplitud y frecuencia (fuente de tensión ideal).

6.7.2 AFC y aporte de inercia

En la Figura 6-31 se presentan la frecuencia del sistema (f_{medida}) cuando se fuerza una caída de frecuencia 0.025 Hz; se puede apreciar como el AFC provoca una variación de la potencia ($P_{PCC,pu}$) activa en función del error en la frecuencia en el PCC, esta variación de la potencia activa producida genera consecuente una variación de la frecuencia en el PCC. El aerogenerador se encuentra funcionando con una velocidad del viento de 7.5m/s (zona 2).

Mediante esta simulación no se pretende modificar la frecuencia (la red ideal no lo permitiría) sino verificar el correcto funcionamiento del control de frecuencia implementado; es decir verificar que frente a una variación en la frecuencia del sistema el control de frecuencia del parque modifica la consigna de potencia activa del parque.

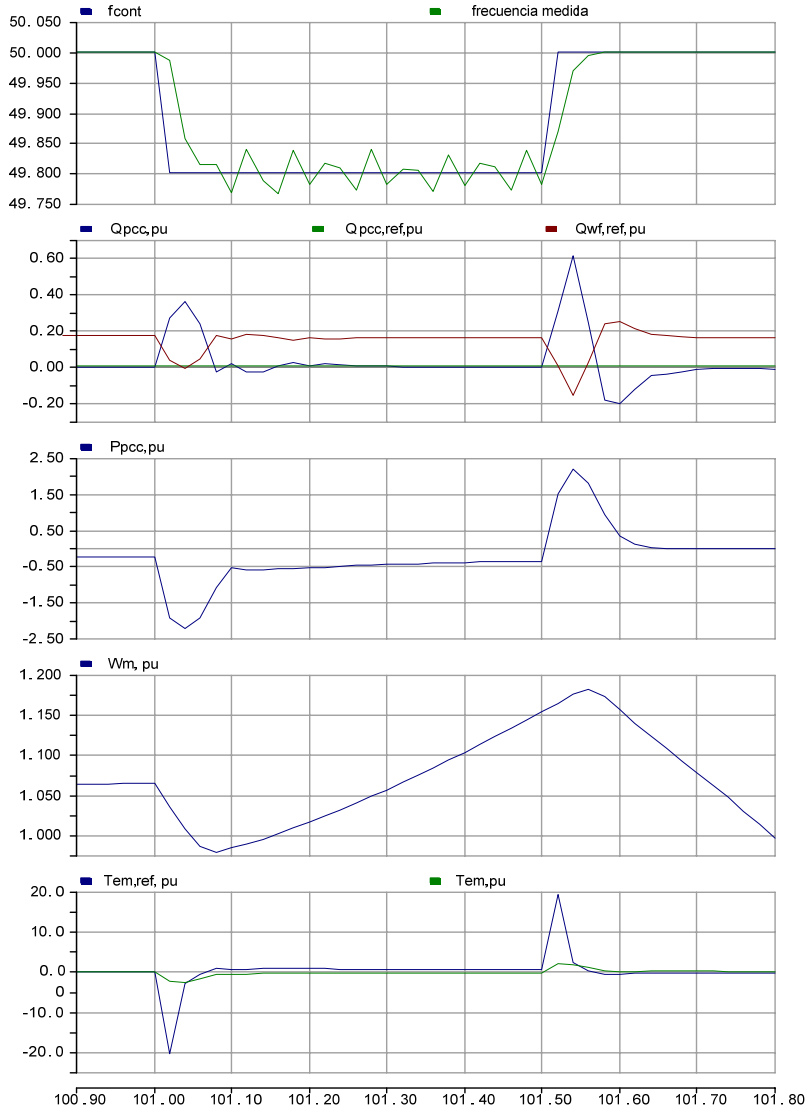


Figura 6-31: AFC y aporte de inercia del parque.

Si se observa el par se puede apreciar el aporte de inercia en forma de pico en el momento en el que se produce tanto la caída como el aumento en la frecuencia. Esta variación de par se traduce en unos picos en la velocidad de giro de la aeroturbina.

En base a los resultados se puede afirmar que el efecto del aporte de inercia tiene una gran importancia, por lo que para garantizar una integración efectiva de la energía eólica es imprescindible incorporar no solo un adecuado AFC sino un mecanismo (control) capaz de emular la respuesta inercial de la máquina.

6.8 Interacción entre el control primario de la central hidráulica y el parque eólico

Debida a la gran importancia que tiene la inercia del sistema en la estabilidad del mismo en este apartado se muestran los resultados de simulación obtenidos cuando se produce una variación de frecuencia asociada a una variación de una carga resistiva de 1MW en el sistema de la Figura 5-20 conectada en el instante t=150s. La central hidráulica tiene una potencia de 40MW (mismos parámetros que en el caso anterior) mientras que el parque consta de tres aerogeneradores de 2MW cada uno. En el caso de los aerogeneradores la velocidad incidente en los mismos es diferente ($V_{v,1}$=7.5m/s, $V_{v,2}$=8.5m/s y $V_{v,3}$=9.5m/s) por lo que girarán a diferentes velocidades y las potencias activas generadas serán distintas para cada uno de los tres.

6.8.1 Aporte de inercia

En la Figura 6-32 se comparan la respuesta de la central hidráulica sola con los resultados obtenidos cuando le apoya el parque eólico. Así se aprecia claramente el aporte instantáneo que tiene el par de inercia en la potencia entregada, ayudando de esta forma a la central convencional en el control primario de frecuencia. Las variaciones de frecuencia disminuyen en el punto de conexión. De una bajada a 49.30Hz pasamos a 49.40Hz lo cual supone una mejora del 0.24%.

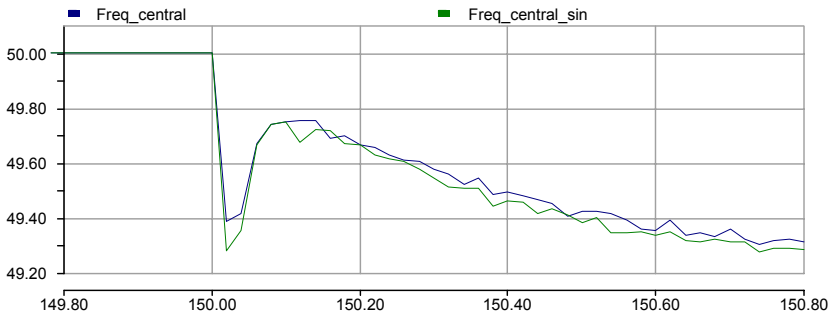


Figura 6-32: Aporte de inercia. Interacción central convencional y parque.

La Figura 6-33 incluye los resultados de las potencias activas del parque, los pares electromagnéticos y las velocidades de giro de los aerogeneradores en los dos casos analizados. Se puede apreciar cómo el aporte de potencia a nivel de parque experimenta un aumento del 0.7pu (siendo la potencia de un aerogenerador la potencia de base) asociado al modelo de aporte de inercia implementado. Las velocidades de giro y los pares verifican que los aerogeneradores no se inestabilizan tras el evento en la red.

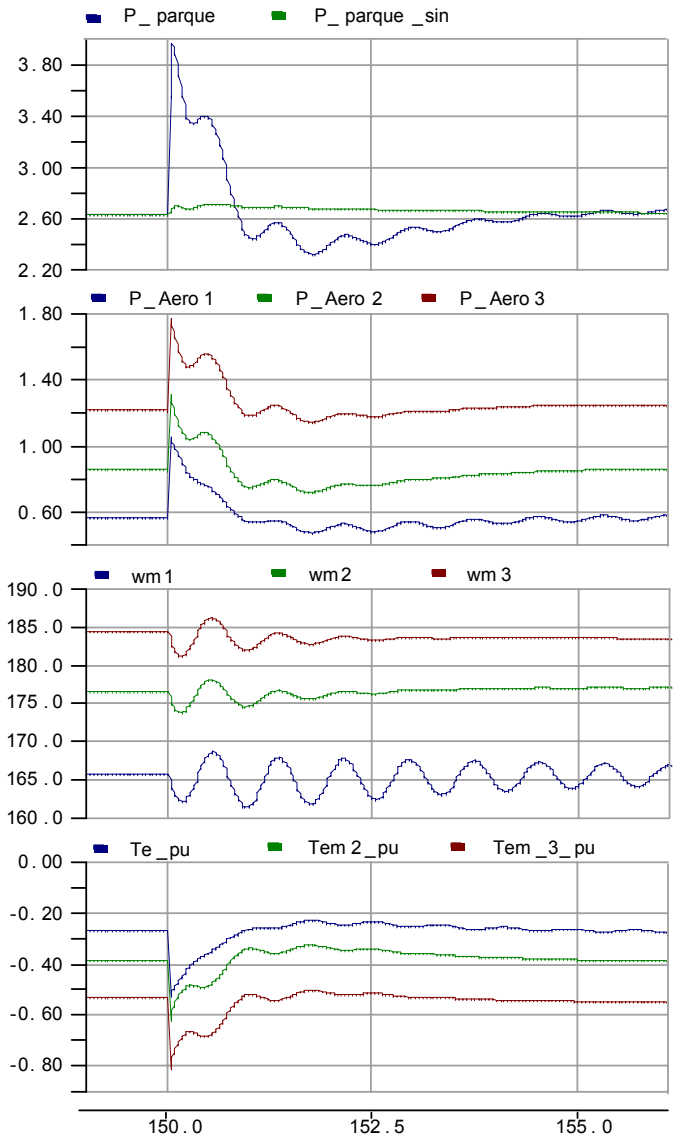


Figura 6-33: Potencias y frecuencia los aerogeneradores. Interacción entre la central convencional y el parque.

6.9 Conclusiones

Las simulaciones asociadas a las propuestas del Capítulo 3 han permitido analizar el comportamiento de la asociación máquina eléctrica y sistema mecánico, que básicamente se corresponden con los elementos básicos de un aerogenerador de velocidad fija con generador de inducción.

Las simulaciones realizadas han sido una combinación de tres modelos de máquina eléctrica y dos modelos mecánicos:

- Modelo mecánico de una masa y modelo de dos masas.
- Máquina eléctrica con cuatro variables de estado, dos variables de estado y modelo en régimen permanente.

De los resultados asociados a las propuestas del Capítulo 4 de simulación cabe destacar:

- El correcto funcionamiento de las diferentes funcionalidades: delta y balance control y seguimiento de consigna.
- Aporte de inercia plenamente funcional.

De los análisis realizados en base a las propuestas del Capítulo 5 se pueden establecer las siguientes conclusiones:

- El control primario de tensión puede actuar de igual forma que una central convencional siguiendo el PO 7.4 con una curva de estatismo sin histéresis, o como es el caso de la propuesta realizada con un estatismo que permita apoyar a las centrales convencionales.
- El control primario de frecuencia es perfectamente factible para un parque eólico de velocidad variable, siempre que este funcione a un porcentaje de la potencia disponible, típicamente al 90%.
- El aporte de inercia de un parque eólico es muy superior al de una central convencional, y es posible utilizarlo para otras funcionalidades.

A la hora de valorar los resultados de simulación obtenidos y a modo de resumen reseñar las siguientes:

- Se han validado los modelos del aerogenerador de velocidad variable y sus sistemas de control.
- Se ha mostrado el correcto funcionamiento de los controles primarios de una central convencional.
- Se ha mostrado la validez del control centralizado de parque propuesto.
- Se han mostrado los resultados de la coordinación entre la central convencional y la central eólica.

Si bien las conclusiones de cada uno de los apartados se han resumido en los capítulos correspondientes, conviene hacer en este punto algunas reseñas sobre las herramientas de simulación utilizadas.

En cuanto a la herramienta MATLAB/Simulink:

Ventajas:

- Se trata de una herramienta madura y de fácil manejo.
- Posibilita la programación en C de los controles.
- Representación eléctrica en *SimPowerSystem*.
- Facilidad en la duplicidad de modelos.

Inconvenientes:

- Representación eléctrica en *SimPowerSystem*, lenta con problemas de convergencia
- Dificultad para el modelado de grandes sistemas.

En cuanto a la herramienta PSCAD/EMTDC:

Ventajas:

- Adaptada al modelado de redes, cargas, generadores etc.

Inconvenientes:

- Herramienta poco madura.
- Dificultad en la duplicidad de modelos.
- No adaptada al desarrollo de sistemas de control.
- Las simulaciones de sistemas de media dimensión como es nuestro caso, con tres aerogeneradores y una central convencional rondan la hora de tiempo de simulación.

Capítulo 7

CONCLUSIONES

El capítulo final de la tesis está dedicado a realizar un resumen del trabajo realizado, mostrar las conclusiones finales y proponer las perspectivas de trabajo para futuras investigaciones.

7.1 Resumen del trabajo realizado

Los trabajos desarrollados en la presente tesis han estado orientados hacia el logro de los objetivos principales mostrados en el Capítulo 1. Así se han desarrollado los siguientes aspectos:

- Propuesta de un modelo de aerogenerador y de los algoritmos de control del mismo, para lo cual se han llevado a cabo los siguientes estudios:
  - Análisis de las normativas de conexión a red y de los procedimientos de operación de la red eléctrica, y propuesta de las especificaciones de funcionamiento de un aerogenerador.
  - Análisis de los modelos de los aerogeneradores de velocidad fija y variable orientados al análisis del comportamiento de los aerogeneradores desde el punto de vista de la red eléctrica así como el desarrollo de las estrategias de control asociadas a los mismos, y propuesta de un modelo de aerogenerador.
  - Validación del modelo propuesto mediante simulaciones realizadas en herramientas de software especializadas en el análisis de redes (PSCAD) y MATLAB/Simulink.
- Diseño de un control centralizado a nivel de parque eólico que permita al mismo participar en los dos servicios sistemas más importantes: El control primario de tensión y el control primario de frecuencia con el aporte de inercia. Para lo cual se han realizado los siguientes desarrollos:
  - Al igual que para el objetivo anterior del análisis de las normativas se ha realizado una propuesta de las especificaciones de funcionamiento del parque eólico.
  - A partir de las especificaciones de funcionamiento se ha realizado una propuesta de control jerárquico a nivel de parque: i) control centralizado de P y Q; ii) control primario de tensión y frecuencia.
  - Se han definido los escenarios de simulación que han permitido validar dichas propuestas de control.
  - Se ha realizado la validación de las funcionalidades del parque eólico mediante simulaciones realizadas en PSCAD.
- Al objeto de analizar la interacción entre los controles primarios de la central hidráulica y un parque eólico se han realizado los siguientes trabajos:
  - Modelado de una central convencional de tipo hidráulico y desarrollo de sus controles primarios de tensión y frecuencia.
  - Comparación del comportamiento de una central hidráulica y un parque eólico dotado del control primario desarrollado.
  - Análisis de la interacción de la central hidráulica y el parque eólico propuestos.

Permitiendo en su conjunto una mejor comprensión de la interacción entre un parque eólico o central de generación eólica y la red eléctrica.

7.2 Conclusiones generales y aportaciones

A partir de las propuestas y de los análisis realizados en el presente trabajo de investigación se obtienen las siguientes conclusiones:

- Los parques eólicos basados en aerogeneradores de velocidad variable pueden y deben funcionar proporcionando los servicios sistema de control primario de tensión y de frecuencia.
- Los parques eólicos pueden operar recibiendo consignas del operador sistema.
- La electrónica de potencia y el control aportan una serie de funcionalidades hasta hace poco tiempo impensables para un sistema de generación eólica.

Concretando las conclusiones anteriores en la presente tesis se han realizado las siguientes aportaciones:

- A la especificación del funcionamiento de los aerogeneradores y de los parques:
  - Propuesta y validación de un control primario de frecuencia con aporte de inercia y control de tensión.
- Al modelado:
  - Una jerarquía de modelos y una clarificación de los comportamientos del conjunto máquina eléctrica y su control.
- Al control del aerogenerador:
  - Control dinámico de potencia por pérdida aerodinámica en base al par electromagnético coordinado con la limitación de velocidad mediante el control de pitch.
  - Lógica de control de la consigna de par que hace posible funcionar en los modos de funcionamiento normal (siguiendo la curva de potencia nominal), control de potencia (balance y delta control) y aporte de inercia.
- Al control centralizado de parque:
  - Las diversas propuestas para el control primario de frecuencia y tensión basadas en curvas de estatismo con y sin histéresis.
  - Una novedosa propuesta para la interacción entre una central eólica y una convencional basada en la distinción de los comportamientos en régimen permanente y transitorio de frecuencia.
- A la metodología de análisis y definición de escenarios:
  - Se ha propuesto una serie de escenarios y de ensayos para validar las estrategias de control y especificaciones desarrolladas.

7.3 Perspectivas

Aunque se han analizado las dos funcionalidades más importantes (aportación al control de tensión y frecuencia) de cara al operador sistema, existen otras como son la estabilización de las fluctuaciones de potencia que deben ser desarrolladas.

De los análisis del Capítulo 4 se deduce que un parque eólico presenta dos características muy interesantes:

- Por un lado las elevadas inercias de las turbinas representan una energía cinética almacenada en el parque es del orden de 15 a 20 veces superior al de una central convencional que podría ser utilizada durante las contingencias de la red eléctrica, resaltar que la energía cinética almacenada en un parque de 50MW equivale a una potencia de más de 30MW durante 10 segundos.
- Por otro lado aunque a plena carga la capacidad de potencia reactiva está limitada a ±0.3 pu (correspondiente aun factor de potencia de ±0,95), durante el funcionamiento a carga parcial la disponibilidad de potencia reactiva es muy superior, pudiendo ser utilizada por el operador del sistema a otro efectos.

Las reflexiones anteriores pueden dar lugar a la especificación de dos nuevos modos de funcionamiento de los de los parques:

- *Flywheel:* En este modo de funcionamiento se gestionaría la energía cinética disponible de forma controlada, durante por ejemplo una caída de la frecuencia de red.
- *Statcom:* En operación normal se gestionaría la potencia reactiva disponible atendiendo a consignas del operador sistema.

Durante el presente trabajo de investigación se han tratado sobre todo los controles adaptados a redes fuertes principalmente inductivas en las que los controles de tensión basados en la gestión de la potencia reactiva son muy efectivos.

Si se desea analizar la integración de la generación eólica (u otra generación distribuida) en la red de distribución, se hace necesario el desarrollo de nuevos controles de tensión que posean las siguientes características:

- Adaptados a la redes de distribución en las cuales un mero control de potencia reactiva no es suficiente para regular la tensión.
- Adaptados a la coordinación entre diferentes fuentes de generación distribuida.

ANEXO A. ANÁLISIS NORMATIVAS

ANEXO B. CONTROL VECTORIAL

NOMENCLATURA

Símbolos

β	Ángulo de ataque (pitch)
ψ	Flujo magnético
ρ	Densidad del aire
λ	Ratio de velocidad
ω	Velocidad angular eléctrica
α	Aceleración
Φ_m	Posición angular
ω_s	Velocidad de síncronismo
|variable|	Modulo de la variable
$a_{F.S.}$, $b_{F.S.}$	Variables experimentales del "filtro espacial"
C	Capacidad del condensador
C_p, C_t	Variables aerodinámicas
D_{tm}, K_{tm}	Variables del acoplamiento elástico
f	Frecuencia
fp	Factor de potencia
H	Constante de inercia
i	Corriente instantánea
I	Corriente en régimen permanente
J	Inercia
K	Rigidez
L	Inductancia
N	Relación de multiplicación
p	Pares de polos
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
R	Resistencia
Radio	Radio del rotor de la aeroturbina
S	Potencia aparente

T_{em}	Par electromagnético
u	Tensión instantánea
V	Tensión en regimen permanenete
V_v	Velocidad del viento
X	Reactancia
x'_d	Reactancia transitoria

Subíndices (solos o en combinación)

−	Fasor
bus	Componente del bus
d, q	Eje de referencia solidario al flujo de estator (d)
D, Q	Eje de referencia solidario a la tensión de estator (D)
f	Componente del convertidor de red
h	Mutuo
m	Componente de la máquina (del eje de alta)
nom	Valor nominal
o	Componente de fugas
opt	Valor óptimo
pu	Medidas Por Unidad
r	Componente de rotor
ref	Valor de referencia
rms	Valor Eficaz
s	Componente de estator
t	Componente de la aeroturbina (del eje de baja)
tm	Componente del acoplamiento mecánico

Superíndices (solos o en combinación)

−	Fasor espacial
‘	Valor equivalente
*	Valor conjugado

Acrónimos

AGC	Control Automático de Generación (Automatic Generation Control)

CR	Centro de Reparto
DVR	Restaurador Dinámico de Tensión (Dynamic Voltage Restorer)
ESBNG	ESB National Grid
DFIG	Generador Asíncrono Doblemente Alimentado
GCR	Condiciones de Conexión a la Red (Grid Connection Requirements)
GD	Generación Distribuida
IEC	Comisión Internacional Electrotécnica (International Electrotechnical Commission)
OS	Operador del Sistema Eléctrico
PCC	Punto de Conexión Común
REE	Red Eléctrica Española
SCADA	Control Supervisor y Adquisición de Datos (Supervisory Control And Data Acquisition)
SCM	Modelo Sinusoidal del Convertidor (Sinusoidal Converter Model)
STATCOM	Compensador Estático de Potencia Reactiva, basado en el inversor (Static Compensator)
SVC	Compensador Estático de Potencia Reactiva, basado en elementos pasivos conmutados (Static VAr Compensator)
UCTE	Union for Co-ordination of Transmission of Electricity
WT	Aeroturbina (Wind Turbine)

BIBLIOGRAFÍA

[AEE-EP] AEE. *Ejercicio de Predicción,* subvencionado por el programa PROFIT del Ministerio de Educación y Ciencia. Agosto 2004 – Marzo 2006.

[AEG-04] AEGE. *Evolución de la demanda de energía eléctrica en la España peninsular, resumen de situación de las energías renovables y análisis de la oferta de energía eólica*; Abril 2004.

[AKH-PHD] V. Akhmatov. *Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power*; PhD Thesis 2003, Electric Power Engineering, Ørsted-DTU, Technical University of Denmark.

[ALM-06] De Almeida, R. Castronuovo, E. and J. Peças Lopes. *Optimum Generation Control in Wind Parks When Carrying Out System Operador Request*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21. Nº 2. May 2006.

[AME-02] J. L. Rodríguez Amenedo, S. Arnalte Gómez, J. C. Burgos. *Automatic Generation Control of a Wind Farm With Variable Speed Wind Turbines*; IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 17, no 2, pp. 279-284, June 2002.

[AME-04] J. L. Rodríguez Amenedo, S. Arnalte Gómez. *Gestión de parques eólicos conectados a la red de transporte (I)*; Energia nº 177, Marzo/Abril 2004 pp. 107-112.

[AME-L03] J. L. Rodríguez Amenedo, J. C. Burgos Díaz, S. Arnalte Gómez. *Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica*; Editorial Rueda S.L. Madrid 2003.

[AME-PHD] J. L. Rodríguez Amenedo. *Análisis dinámico y diseño del sistema de control de aeroturbinas de velocidad variable con generador asíncrono de doble alimentación*; Tesis Doctoral 2000, Universidad Carlos III de Madrid.

[ATE-05] M. Aten, J. Martinez, P.J. Cartwright. *Fault Recovery of a Wind farm with Fixed-Speed Induction Generators using a STATCOM*. Wind Engineering, Vol. 29, No. 4, 2005.

[BOR-95] P. BORNARD, M. PAVARD. *Réseaux d'interconnexion et transport: réglage et fonctionnement, Techniques de l'ingénieur D 4090, traité Génie Electrique*.

[CAR-94] Carson W. Taylor. *Power System Voltage Stability*, EPRI Power Engineering Series, McGraw Hill, 1994.

[CAR-96] Cardenas-Dobson R. *Control of Wind Turbines Using a Switched Reluctance Generator*, Thèse Doctorale à l'Université de Nottingham, 1996.

[CHE-01] Z.Chen, E.Spooner. *Grid Power Quality with Variable Speed Wind Turbines*; IEEE Transactions on Energy Conversion; vol.16, no 2, June 2001.

[CID-02] Jose Cidras,Member, Camilo Jose Carrillo. *Synchronization of Asynchronous Wind Turbines; IEEE Transactions on Power System*s, vol. 17, no 4, 2002.

[EEK-06] J. Eek, K. Uhlen. T. Gjengedal. "Wind Power Contribution to Primary FrequencyResponse in the Nordel Power System". NORDIC WIND POWER CONFERENCE, 22-23 MAY, 2006, ESPOO, FINLAND.

[EKA-03] Ekanayake J.B., Holdsworth L. and Jenkins N., *Control of DFIG Wind Turbines*; IEE Power Engineer, Vol. 17, Issue 1, February 2003, pp28-32.

[EKA-04] Janaka Ekanayake and Nick Jenkins. *Comparison of the Response of Doubly Fed and Fixed-Speed Induction Generator Wind Turbines to Changes in Network Frequenc*y. IEE Transactions on Energy Conversion, vol. 19, no. 4, December 2004

[ELT-00] ELTRA Transmission System Planning. *Specifications for Connecting Wind Farms to the Transmission Network.* April 2000

[ELT-03] ELTRA Transmission System Planning. *Wind turbines connected to grids with voltages below100kV*. June 2003.

[EON-01] E.ON Netz Gmbh. *Supplementary Requirements to Grid Connection Regulations for Wind Energy Converters;* December 2001.

[EON-03] E.ON Netz Gmbh. *Grid Code, high and extra high voltage*; August 2003.

[ESB-04] ESB National Grid. *Wind Farm Power Station Grid Code Provisions*; Ireland July 2004.

[EXP-L02] Antonio Gómez Expósito et all. *Análisis y operacion de sistemas de energía electrica*; McGraw-Hill / Interamericana de España, 2002. ISBN: 84-481-3592-X

[FEI-00] A. Feijóo, J. Cidras, C. Carrillo. *A third order model for the doubly-fed induction machine*; Electric Power Systems Research, vol. 56, 2000, pp. 121-127.

[FRI-06] Pablo Frías, Tomas Gómez, David Soler. *Voltage Control and Reactive Power Support in the Spanish Transmission Network*. IEEE MELECON 2006,May 16-19, Benalmádena (Málaga), Spain

[GAL-02] D. Galván, G. Luengo, S. Tomanovic, R. Portales, E. Llorente. *Análisis de Generación Eólica en Sistemas Eléctricos de Potencia*. ENERGIA, 2002.

[GAM-EOL] www.gamesa.es

[GAR-HAS] Andrew Garrad. *Developments in wind turbine technology and energy forecasting for high wind penetration.* Large Scale Integration of Wind Energy. EWEA Policy conference, 7 - 8 November 2006, Brussels.

[GJE-03] Gjengedal, T. *System control of a large scale wind power by use of automatic generation control*. Quality of security of electric power delivery systems, 2003. CIGRE/PES.

[GON-05] G. Abad, M. Rodríguez, G. Almandoz, M. Santos. *Experimental validation of algorithms to integrate a variable speed wind-turbine in the electrical grid*; IASTED Conference, 15-17 June, Spain.

[HAN-05] Anca D. Hansen, Poul Sørensen, Florin Iov, Frede Blaabjerg. *Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators*. Renewable Energy xx (2005) 1–17. www.elsevier.com/locate/renene .

[HAR-PHD] Haritza Camblong Ruiz. *Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs a vitesse variable*. Thèse 2003, L'école nationale supérieure d'arts et métiers.

[IDAE-05] IDAE. *Plan de energías renovables en España*. Resumen. 2005-2010

[IEC-21] International Electrotechnical Commission. *Wind turbine generator system. Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*.

[IEE-90] System dynamic performance subcommittee of the Power system engineering committee of the Power Engineering Society, *Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical tools, and industry experience*, IEEE 90TH0358-2-PWR, Piscataway, NJ, USA, 1990.

[JAU-04] Clemens Jauch, POUM sorensen, Birgitte Bak-Jensen. *Internacional Review of Gris Connection Requirements for Wind Turbines*; Nordic Wind Power Conference, 1-2 March, 2004.

[JOH-98] Johansson, S., *Long-term Voltage Stability in Power Systems - Alleviating the Impact of Generator Current Limiters*. Technical Report No. 335, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden. 1998.

[KAN-02] F. D. Kanellos, N. D. Hatziargyriou. *The Effect of Variable-Speed Wind Turbines on the Operation of Weak Distribution Networks*; IEEE Transactions on energy Conversion, vol. 17, no. 4, December 2002.

[KAR-92] Karlsson, D. *Voltage stability simulations using detailed models based on field measurements*. Technical Report No. 230, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 1992.

[KLI-02] W.L. Kling, J.G. Slootweg. *Wind Turbines as Power Plants*; IEEE/Cigré Workshop on Wind Power and the Impacts on Power Systems, Oslo, June 2002

[KUN-L94] P. Kundur. *Power System Stability and Control*; McGraw-Hill, 1994.

[LAR-01] Mats Larsson, *Coordinated Voltage Control in Electric Power Systems*, Ph.D. thesis, Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund Institute of Technology, Lund, Sweden, 2001. www.iea.lth.se/publications/point/Theses/pdf_files/LTH-IEA-1025.pdf

[LED-02] Pablo Ledesma, Julio Usaola. *Contribution of Variable-speed Wind Turbines to Voltage Control*; Wind Engineering, Vol. 26 nº 6, pp 347-358, Reino Unido.

[LEI-96] Leithead W.E., Leith D.J., Hardan F., Markou H.. *Direct Regulation of Large Speed Excursions for Variable Speed Wind Turbines*, European Wind Energy Conference Proceedings, Nice, 1996.

[LEO-L96] W. Leonhard. *Control of Electrical Drives*; Springer, 1996.

[LEY-54] *Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico.*

[MAI-04] M. Santos Múgica, M. A. Rodriguez Vidal, A. Milo Urkiola, R. Reyero Redondo. *Comparison of dynamic models for wind turbine grid integration studies*; EWEC'04, November 2004, London.

[MAI-05] M. Santos Múgica, M. A. Rodriguez Vidal, I. Errasti Salaberri, A. Milo Urkiola. *Dynamic simulations of wind parks under voltage dips and short circuits*; IASTED'05, June 2005, Spain.

[MAI-06] Maider Santos, Miguel Rodriguez, Itoitz Errasti. *Centralised control of a wind far based on DFIG variable speed wind turbines*. EWEC'06. Atenas, Marzo 2006.

[MAT-04] Julija Matevosyan, Thomas Ackermann, Sigrid Bolik and Lennart Söder. *Comparison of Internacional Regulations for Connection of Wind Turbines to the Network*; Nordic Wind Power Conference, 1-2 March, 2004.

[MOH-00] Hadiza Mohammed, Chika O.Nwankpa. *Stochastic Analysis and Simulation of Grid-Connected Wind Energy Conversión Syste*m; IEEE Transactions on Energy Conversión, vol. 15, no 1, March 2000.

[MON-PHD] Mónica Chinchilla. *Control de un sistema de generación eólica de velocidad variable con generador síncrono multipolar de imanes permanentes acoplado a red*; Tesis Doctoral 2003, Universidad Carlos III de Madrid.

[MUL-01] Eduard Muljadi, Herbert L.Hess, KimThomas. *Zero Sequence Method for Energy Recovery from a Variable-Speed Wind Turbine Generator*; IEEE Transactions on Energy Conversión; vol. 16, no 1, 2001.

[NII-04] I. Niiranen, *Voltage dip ride through of a Doubly-fed generator equipped with an active crowbar*, Nordic Wind Power Conference, Chalmers University of Technology, 2004.

[NOR-04] I. Norheim, K. Uhlen, J.O. tande, T. Toftevaag, M. Pàlsson. *Doubly fed induction generator model for power system simulation tools, Nordic Wind Power Conference*; Chalmers University of Technology, 2004.

[OM-85] Orden Ministerial del 5 de Septiembre de 1985. *Normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000kVA y centrales de autogeneración eléctrica.*

[PAL-02] Magni P.Palson; Trond Toftevaag, Kjetil Uhlen, John Olav Tande. *Large Scale Wind Power Integration and Voltage Stability Limits in Regional Networks*; Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, 2002.

[PEÑ-96] R. Peña, JC. Clare, GM. Asher, *Doubly fed induction generator using back to back PWM converters and its application to variable speed wind energy generation.* IEE Proc. Electr. Power Appl. 1996; vol 143, no 3, pp 231-241.

[PER-06] A. Perdana, S. Uski, O. Carlson, B. Lemstrom. *Validation of Aggregate Model of Wind Farm with Fixed-speed Wind Turbines against Measurement*. NORDIC WIND POWER CONFERENCE, 22-23 MAY, 2006, ESPOO, FINLAND.

[PET-05] Andreas Peterson. *Análisis, modeling and control of doubly fed induction generators for wind turbines*. PhD. 2005. Chalmers University of Technology

[PIE-04] J.T.G. Pierik, J. Morren, E.J. Wiggelinkhuizen, S.W.H. de Haan, T.G. van Engelen, J. Bozelie. *Electrical and Control Aspects of Offshore Wind Farms II (Erao II). Volume 1: Dynamics models of wind farms*; ECN Wind Energy, June 2004, ECN-C—04-050.

[PO-014] REE Procedimiento de Operación 1.4. *Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema*; Julio 1998.

[PO-071] REE Procedimiento de Operación 7.1. *Servicio complementario de regulación primaria*; Agosto 1998.

[PO-074] REE Procedimiento de Operación 7.4. *Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte*; Marzo 2000.

[PO-122] REE. *Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio*; Marzo 2005.

[PO-123] REE. *Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones de producción de régimen especial*; Borrador Julio 2004.

[RD-2818] *Real Decreto 2818/1998, de 23 de Diciembre*, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

[RD-436] *Real Decreto436/2004, de 12 de Marzo*, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

[REE-06] Red Eléctrica Española. *Especificaciones funcionales del sistema de control del parque eólico para el control de potencia directo desde el CECRE*. Marzo 2006

[ROS-02] H.O. Rostoen, T.M. Underland, T. Gjengedal. *Doubly-fed induction generator in a wind turbine*; IEEE/CIGRE Workshop on wind Power and the Impacts on Power Systems, Oslo, Norway, 2002.

[SLO-PHD] J. G. Slootweg. *Wind power modelling and generator power system dynamics*; PhD Thesis 2003, Technical University of Delft.

[SOR-04] Poul Sørensen, Anca D. Hansen, Kenneth Thomsen, Henrik Madsen, Henrik Aa. Nielsen, Niels K. Poulsen, Florin Iov, Frede Blaabjerg, Bernd K. Okkels. *Simulation and optimisation of wind farm controllers*.

[SPT-02] Scottish and Southern Energy plc. *Guidance note for the connection of wind farms*; Issue No. 2.1.4 2002 (Draft).

[TAM-01] Junji Tamura, Tetsuya Yamazaki, Masahiro Ueno, Yoshiharu Matsumura, Shin-ichi Kimono. *Transient Stability Simulation of Power System Including Wind Generator by PSCAD/EMTDC*; IEEE Porto Power Tech Conference, Septembre, Porto, Portugal 2001.

[UCT-04] UCTE. *Wind power in the UCTE interconnected system*; November 2004.

Cuando soplan los vientos del cambio, unos construyen muros para protegerse, otros molinos para aprovecharlos.

Proverbio Chino