



UNIVERSIDADE DE VIGO

DEPARTAMENTO DE ENXEÑERÍA ELÉCTRICA

TESIS

ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE
SISTEMAS EÓLICOS AISLADOS

Autor: Camilo José Carrillo González
Director: José Cidrás Pidre

Vigo, Julio 2001



UNIVERSIDADE DE VIGO

DEPARTAMENTO DE ENXEÑERÍA ELÉCTRICA

ESCOLA TÉCNICA SUPERIOR DE ENXEÑERIOS INDUSTRIAIS E MINAS

LAGOAS MARCOSENDE S/Nº 36200 VIGO (ESPAÑA)

TESIS

**ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE
SISTEMAS EÓLICOS AISLADOS**

PRESENTADA EL 8 DE NOVIEMBRE DE 2001

Autor:

Camilo José Carrillo González correo-e: carrillo@uvigo.es

Director:

José Cidrás Pidre correo-e: jcidras@uvigo.es

Agradecimientos

Deseo expresar mi agradecimiento a todas aquellas personas que con su colaboración han hecho posible la realización de la presente tesis:

Al profesor Dr. José Cidrás Pidre, por su inestimable labor de dirección y revisión.

A los compañeros del grupo de trabajo de *Electrotecnia e Redes Eléctricas* del *Departamento de Enxeñería Eléctrica* de la *Universidade de Vigo* por sus continuos estímulos y sugerencias, ya que todos ellos me ayudaron en algún momento del desarrollo del trabajo.

Al *Instituto Tecnológico de Canarias* por las facilidades proporcionadas para visitar sus instalaciones, y en particular a Roque Calero y Antonio Carta, por la colaboración prestada.

A Jaime González Hernández, profesor del departamento de Ingeniería Eléctrica y Automática de la U.L.P.G.C., por compartir conmigo sus conocimientos, por sus aportaciones y por la ayuda prestada durante las visitas a las instalaciones objeto de esta tesis.

Al CIEMAT, y en especial a Ignacio Cruz, por los conocimientos adquiridos durante el curso realizado en esta institución.

A mis amigos, por su apoyo infatigable y a Conchi, por estar siempre donde yo la necesitaba. Finalmente quiero expresar mi agradecimiento a mi familia, por su comprensión sin límite y ánimo constante.

A Conchi

Índice

1. Objetivos y Desarrollo	1
1.1 Objetivos	1
1.2 Desarrollo	2
2. Sistemas Eólicos Aislados	5
2.1 Introducción	5
2.2 Abastecimiento con Grupos Diesel	5
2.2.1 La problemática económica del petróleo	6
2.2.2 La problemática medioambiental	7
2.3 Las energías renovables	8
2.3.1 Energía Eólica	9
2.3.2 Energía Solar	10
2.3.3 Biomasa	12
2.3.4 Micro y Minihidráulica	13
2.3.5 Geotérmica	14
2.4 Sistemas de Almacenamiento	17
2.4.1 Baterías	19
2.4.2 Volantes de Inercia	20
2.4.3 Acumulación Hidráulica Reversible	23
2.4.4 Producción de Hidrógeno y Celdas de Combustible	24
2.4.5 Bobinas Superconductoras	27
2.5 Sistemas Eólicos Aislados	27
2.5.1 La problemática de los sistemas aislados	27
2.5.2 Configuraciones de sistemas aislados	29
2.5.3 Sistemas Eólicos Aislados	31
3. Tecnologías de Aerogeneradores	3
3.1 Introducción	3
3.2 Un poco de Historia	3
3.3 Clasificación de Aerogeneradores	4
3.4 El Aerogenerador de Eje Horizontal.	1
3.4.1 Turbina Eólica.	6
3.4.2 Sistema Mecánico de Transmisión	47
3.5 Control de Potencia. Pérdida Aerodinámica o Variación del Paso de Pala	52
3.5.1 Control de potencia por variación del paso de pala	5
3.5.2 Control de potencia por pérdida aerodinámica	4
3.6 Control de Velocidad. Velocidad Fija o Variable	55
3.7 Aerogeneradores de Velocidad Constante	57
	5
	9
	6
	0

3.7.1	Generador Asíncrono	60
3.7.2	Aerogeneradores de Dos Velocidades	62
3.7.3	Generadores Asíncronos de Deslizamiento Controlado	63
3.8	Aerogeneradores de Velocidad Variable. Comportamiento	6
		5
3.9	Aerogeneradores de Velocidad Variable. La Máquina Asíncrona Doblemente Alimentada	6
		7
3.9.1	Límites de funcionamiento de la máquina asíncrona doblemente alimentada	69
3.10	Aerogeneradores de Velocidad Variable. La Máquina Síncrona Multipolos	7
		4
3.11	Aerogeneradores de Velocidad Variable. Otras Configuraciones.	7
		7
3.11.1	Generador Asíncrono con un Enlace de Continua	77
3.11.2	Máquina de Reluctancia Variable	78
3.12	Regulación de Aerogeneradores	7
		9
3.12.1	Sistemas de Velocidad Constante	79
3.12.2	Sistemas de Velocidad Variable	81
3.13	Conclusiones	9
		0
4.	El Sistema Eólico-Diesel Asíncrono. Caso de Punta Jandía	91
4.1	Introducción	91
4.2	Descripción de la Instalación	93
4.3	Generador Eólico	95
4.3.1	Turbina Eólica	96
4.3.2	Sistema Mecánico de Transmisión	98
4.3.3	Generador Asíncrono Vestas V27	99
4.3.4	Sistema de Control	100
4.4	Grupos Diesel	103
4.4.1	Generador Síncrono y Volante de Inercia	103
4.4.2	Motor Diesel	104
4.5	Modelo de la red eléctrica aislada	104
4.6	Funcionamiento de la planta	106
4.7	Medidas realizadas.	108
4.7.1	El equipo de medida.	108
4.7.2	Cálculo de valores eficaces, frecuencias y potencias	109
4.7.3	Medidas de consumo del poblado	110
4.7.4	Medidas sobre el volante de inercia.	111
4.7.5	Medidas en las cargas de volcado	111
4.7.6	Conexión del generador eólico.	112
4.7.7	Medidas durante el funcionamiento del sistema	114
4.7.8	Medidas durante el funcionamiento del sistema. Caso inestable	117
4.8	Simulación del Sistema	121
4.9	Modificaciones Propuestas	128
4.9.1	Introducción	128
4.9.2	Propuesta I: Volante de Inercia de Velocidad Variable	129
4.9.3	Propuesta II: Máquina Asíncrona Doblemente Alimentada	133

4.9 Conclusiones	138
5. El Sistema Eólico Aislado Síncrono. Caso de Pozo Izquierdo	141
5.1 Introducción	141
5.2 Descripción del Sistema	142
5.3 Generadores Eólicos	145
5.3.1 Turbina Eólica	147
5.3.2 Generador Síncrono y Convertidor CA/CA	148
5.4 Carga Síncrona	151
5.5 Sistema de Control del Aerogenerador	152
5.5.1 Control de la Frecuencia. Funcionamiento en Régimen Aislado	153
5.5.2 El Regulador Propuesto	155
5.6 Funcionamiento de la planta en régimen aislado	156
5.6.1 Arranque del Sistema	156
5.6.2 Explotación Normal de la Planta	157
5.7 Simulación del Sistema	158
5.7.1 Funcionamiento Conectado a Red	158
5.7.2 Funcionamiento en Isla	163
5.8 Conclusiones	167
6. Propuesta de Sistema Eólico Diesel con Volante de Inercia de Velocidad Variable a través de Transmisión Hidrostática	169
6.1 Introducción	169
6.2 La Transmisión Hidrostática	170
6.2.1 Descripción	170
6.2.2 Modelo del Sistema	172
6.2.3 Servoválvula	176
6.3 El Volante de Inercia de Velocidad Variable con Transmisión Hidrostática	176
6.3.1 Dimensionado de la TH	177
6.3.2 El Regulador de Velocidad	180
6.3.3 Simulación de Volante con la TH	182
6.4 Simulación de un Sistema Eólico Aislado con Almacenamiento en Volante de Inercia y Transmisión Hidrostática	186
6.5 Conclusiones	190
7. Conclusiones y Desarrollos Futuros	193
7.1 Conclusiones	193
7.2 Desarrollos Futuros	195
8. Referencias	197
Apéndice I La Transformada D-Q	I-1
I.1 Introducción	I-1
I.2 Nociones Básicas	I-1
I.3 Notación Compleja	I-5
I.4 Sistemas Trifásicos Equilibrados	I-6
I.5 Elementos pasivos en sistemas estacionarios y coordenadas d-q	I-8

I.5.1 Elementos Resistivos	I-9
I.5.2 Elementos Inductivos	I-10
I.5.3 Elementos Capacitivos	I-11
I.6 Teoría de los Vectores Espaciales	I-13
Apéndice II Valores por unidad	II-1
Apéndice III Las Ecuaciones de la Máquina Asíncrona	III-1
III.1 Ecuaciones Eléctricas en coordenadas a-b-c	III-1
III.2 Ecuaciones Eléctricas en Coordenadas d-q	III-3
III.3 Modelo Simplificado	III-6
III.4 Ecuaciones electromecánicas	III-7
III.5 Estudio de la máquina asíncrona en régimen permanente	III-10
III.6 Control de Velocidad de la Máquina Asíncrona. Control Vectorial	III-12
III.6.1 El principio del control vectorial	III-12
III.6.2 Configuraciones de Control Vectorial	III-14
Apéndice IV La Máquina Asíncrona Doblemente Alimentada	IV-1
IV.1 Introducción	IV-1
IV.2 La Máquina Asíncrona Doblemente Alimentada con Convertidores Conmutados por Red	IV-1
IV.3 La Máquina Asíncrona Doblemente Alimentada con Convertidores Autónomos	IV-6
IV.3.1 Los Ejes d-q en el Caso de la Máquina Doblemente Alimentada Mediante Convertidores Autónomos	IV-7
IV.3.2 Transformación de un sistema trifásico equilibrado	IV-8
IV.3.3 Ecuaciones de la máquina	IV-9
IV.4 El Control Vectorial en la Máquina Síncrona Doblemente Alimentada	IV-14
Apéndice V Las Ecuaciones de la Máquina Síncrona	V-1
V.1 Ecuaciones en Coordenadas d-q	V-1
V.2 El modelo subtransitorio	V-6
V.3 El Regulador de Tensión	V-9
V.4 Modelo de la Máquina Síncrona con un Convertidor CA/CC	V-9
V.4.1 Funcionamiento del rectificador	V-10
V.4.2 Obtención de los Valores de Continua	V-13
V.4.3 Obtención de las Intensidades del Estator	V-16
V.4.4 Ángulo de disparo y conmutación	V-18
V.4.5 Estabilidad del sistema	V-18
V.4.6 Simulación	V-19
V.5 La Máquina Síncrona con un Convertidor CA/CA	V-23
V.5.1 Modelo de la máquina síncrona.	V-24
V.5.2 Filtrado	V-24
V.5.3 El Inversor Autónomo – Convertidor CC/CA	V-26
V.5.4 Simulación	V-28
Apéndice VI Técnicas de Desalación	VI-1

VI.1	Introducción	VI-1
VI.2	Ósmosis Inversa	VI-2
VI.2.1	El Fenómeno de la Ósmosis Inversa	VI-2
VI.2.2	Planta Desaladora basada en Ósmosis Inversa	VI-3
VI.3	Electrodiálisis	VI-4
VI.3.1	El fenómeno de la Electrodiálisis	VI-4
VI.3.2	Planta Desaladora basada en Electrodiálisis	VI-5
VI.4	Compresión de Vapor	VI-6
Apéndice VII Diagramas de Bloques del Simulink		VII-1
VII.1	Instalación de Punta Jandía	VII-2
VII.2	Instalación de Pozo Izquierdo	VII-3
VII.3	Sistema Aislado con Volante de Inercia controlado por Transmisión Hidrostática	VII-4
VII.4	Turbina y Regulador del Aerogenerador V27	VII-5
VII.5	Turbina y Regulador del Aerogenerador E30	VII-6
VII.6	Inversor del Lado de la Red del Aerogenerador E-30.	VII-7
VII.7	Máquina Asíncrona	VII-8
VII.8	Máquina Síncrona	VII-9
VII.9	Máquina Síncrona con Rectificador (Modelo Promediado)	VII-10
VII.10	Transmisión Hidrostática y su Regulador	VII-11
VII.11	Inercia, Motor Diesel y Excitación de la Máquina Síncrona	VII-12
VII.12	Bloque de Memoria, Valores Base y Transformación entre ejes DQ	VII-13

Índice Figuras

Fig. 2.1:	Potencia instalada de Grupos Diesel en EEUU (1996).	6
Fig. 2.2:	Evolución de la cotización del crudo Brent en el mercado de Londres.	7
Fig. 2.3:	Varios tipos de captadores solares.	11
Fig. 2.4:	Potencia eléctrica instalada con energía fotovoltaica.	12
Fig. 2.5:	Esquema de una planta geotérmica para la producción de electricidad.	15
Fig. 2.6:	Producción de mundial de electricidad y calor mediante centrales geotérmicas.	16
Fig. 2.7:	Curva de demanda media para una zona industrial.	17
Fig. 2.8:	Esquema de una batería de Pb-ácido.	19
Fig. 2.9:	Configuraciones con volantes de inercia.	22
Fig. 2.10:	Esquema de un sistema de acumulación hidráulica reversible.	24
Fig. 2.11:	Esquema simplificado de una celda de combustible de hidrógeno-oxígeno.	26
Fig. 2.12:	Elementos principales de un sistema híbrido.	30
Fig. 2.13:	Distribución de la energía eléctrica producida por renovables en islas (datos FED - 2000).	31
Fig. 2.14:	Esquema del sistema eólico de desalación PRODESAL.	31
Fig. 2.15:	Esquema del sistema eólico de desalación SDAWES.	32
Fig. 2.16:	Sistemas Eólico-Solar con almacenamiento en baterías.	32
Fig. 2.17:	Sistema Eólico-diesel con almacenamiento en volante y bus CA.	33
Fig. 2.18:	Sistema Eólico-Diesel con almacenamiento en baterías y bus CC.	33
Fig. 2.18:	Esquema de sistema híbrido para la producción de hidrógeno.	35
Fig. 3.1:	Máquinas de Eje Horizontal (HAWT) frente a Máquinas de Eje Vertical (VAWT - Darrius).	43
Fig. 3.2:	Máquinas a Sotavento y a Barlovento.	44
Fig. 3.3:	Turbinas de 1, 2 y 3 Palas.	44
Fig. 3.4:	Eficiencia de algunos tipos de turbina.	45
Fig. 3.5:	Principales elementos constitutivos de un aerogenerador de eje horizontal.	47
Fig. 3.6:	Comportamiento de un perfil de pala.	48
Fig. 3.7:	Velocidades y fuerzas en un perfil de pala.	49
Fig. 3.8:	Relación entre el coeficiente de potencia, la velocidad específica y el paso de pala.	51
Fig. 3.9:	Coeficiente de potencia (c_p) en función de la velocidad específica (l). Aproximación polinómica, mediante ecuación genérica y datos reales.	52
Fig. 3.10:	Modelo de la transmisión.	53
Fig. 3.11:	Control de potencia mediante cabeceo del rotor.	55
Fig. 3.12 (a y b)	Evolución del paso de pala en una turbina de velocidad fija ante las estrategias de potencia máxima, control por variación del paso de pala y control por entrada en pérdida aerodinámica.	56
Fig. 3.13:	Curvas características de la máquina Made AE30.	58

Fig. 3.14:	Esquema de un aerogenerador de velocidad variable y paso de pala fijo.	59
Fig. 3.15:	Elementos de un aerogenerador de velocidad constante.	61
Fig. 3.16:	Símil mecánico del acoplamiento entre los distintos componentes de un aerogenerador de velocidad constante.	61
Fig. 3.17:	Comportamiento de una aerogenerador con una máquina asíncrona de 2 velocidades	62
Fig. 3.18:	Aerogenerador con máquina asíncrona de deslizamiento controlado por resistencia.	63
Fig. 3.19:	Variación de la velocidad del generador en función de las resistencias rotóricas.	64
Fig. 3.20:	Comportamiento de un aerogenerador con deslizamiento controlado. Curvas a distintas resistencias de rotor desde $1 \cdot R_r$ hasta $10 \cdot R_r$.	64
Fig. 3.21:	Curva de potencia de una aerogenerador de velocidad constante, de dos velocidades y de velocidad variable.	65
Fig. 3.22:	Símil mecánico del acoplamiento entre los distintos componentes de un aerogenerador de velocidad variable.	66
Fig. 3.23:	Aerogenerador con máquina asíncrona doblemente alimentada.	67
Fig. 3.24:	Comportamiento de la turbina a distintos deslizamientos y velocidades de viento (U).	69
Fig. 3.25:	Evolución del sistema a potencia constante ($P_m = 0,8$) y distintas velocidades de viento.	71
Fig. 3.26:	Evolución del sistema a potencia constante ($P_m = 0,9$) y distintas velocidades de viento.	72
Fig. 3.27:	Evolución del sistema de V_r , P_m y U con la estrategia de potencia máxima.	72
Fig. 3.28:	Evolución del sistema de V_r y s con la estrategia de potencia máxima.	73
Fig. 3.29:	Evolución del deslizamiento (s) para distintas velocidades de viento (U), para una máquina de velocidad constante (VC), bajo la estrategia de Potencia Máxima (Max) y bajo la estrategia de Potencia Mecánica Constante ($P_m = 0.5-0.89$).	73
Fig. 3.30:	Evolución de la potencia entregada por el rotor (P_r) y a la red (Pred)	74
Fig. 3.31:	Evolución de los índices de los índices de modulación del inversor conectado al rotor (mI) y a la red (mII).	74
Fig. 3.32:	Esquema del enlace de continua de los aerogeneradores de transmisión directa.	77
Fig. 3.33:	Máquina Asíncrona con un Enlace de Continua.	77
Fig. 3.34:	Máquina Asíncrona autoexcitada con un Enlace de Continua.	78
Fig. 3.35:	Esquema constructivo de una máquina de reluctancia variable.	78
Fig. 3.36:	Curvas a Coeficiente de Potencia.	80
Fig. 3.37:	Regulador de potencia para una turbina de velocidad constante.	81
Fig. 3.38:	Comportamiento del Aerogenerador a Distintas Velocidades de Viento (5-10m/sg).	83
Fig. 3.39:	Comportamiento de las Aerogeneradores sobre la Curva de Máxima Potencia.	84

Fig. 3.40:	Controlador (entrada: velocidad de viento).	84
Fig. 3.41:	Controlador (entrada velocidad del rotor).	84
Fig. 3.42:	Controlador con estimación de par.	85
Fig. 3.43:	Curvas del aerogenerador a velocidad constante ($W_g = \text{nominal}$) y distintos ángulos de pala.	86
Fig. 3.44:	Control del aerogenerador (por encima de la velocidad nominal).	87
Fig. 3.45:	Comportamiento dinámica de la turbina durante la pérdida aerodinámica ante: a) variaciones en la velocidad y b) variaciones en la velocidad del viento	88
Fig. 3.46:	Regulador para el control de potencia para un aerogenerador de velocidad variable y control por pérdida aerodinámica.	89
Fig. 3.47:	Evolución de la Potencia en la estrategia de pérdida aerodinámica simplificada.	89
Fig. 4.1:	Sistema de Eólico-Diesel (derecha) y poblado de Punta Jandía (izquierda).	94
Fig. 4.2:	Esquema del sistema de Punta Jandía.	95
Fig. 4.3:	Diagrama de Bloques del Generador Eólico.	96
Fig. 4.4:	Curvas de potencia reales (líneas) y ajustadas (superficie).	96
Fig. 4.5:	Coefficiente de potencia calculado a partir de los datos del fabricante.	97
Fig. 4.6:	Curva de potencia constante, valores ajustados y reales (gris).	98
Fig. 4.7:	Esquema del generador asíncrono con su arrancador.	99
Fig. 4.8:	Respuesta a un escalón del sistema de control de la pala.	100
Fig. 4.9:	Diagrama de bloques del sistema de control.	101
Fig. 4.10:	Curva de potencia máxima.	102
Fig. 4.11:	Bucle de control de potencia.	102
Fig. 4.12:	Diagrama de bloques del motor diesel.	104
Fig. 4.13:	Modelo de la red eléctrica aislada.	105
Fig. 4.14:	Controlador de la carga de volcado.	106
Fig. 4.15:	Condiciones de explotación en situaciones de poco viento ($<4\text{m/sg}$).	107
Fig. 4.16:	Condiciones de explotación en situaciones de poco viento ($>4\text{m/sg}$).	107
Fig. 4.17:	Condiciones de explotación en situaciones de mucho viento.	108
Fig. 4.18:	Evolución del consumo de potencias activa y reactiva en el poblado.	110
Fig. 4.19:	Medidas realizadas sobre el volante de inercia.	111
Fig. 4.20:	Medidas de intensidad en las cargas de volcado.	112
Fig. 4.21:	Resistencia de volcado con interruptor estático.	112
Fig. 4.22:	Medida de la Intensidad de la fase R durante la conexión del generador eólico.	113
Fig. 4.23:	Forma de onda de la intensidad del generador eólico durante su conexión.	113
Fig. 4.24:	Valores de tensión e intensidad durante la conexión de la batería de condensadores.	114
Fig. 4.25:	Tensión de fase e intensidad de línea para el generador eólico y la carga de volcado.	115

Fig. 4.26:	Potencias activa en las cargas de volcado y generador eólico, y reactiva del generador eólico.	115
Fig. 4.27:	Evolución de la frecuencia.	116
Fig. 4.28:	Análisis espectral de la potencia entregada por el generador.	117
Fig. 4.29:	Medidas de la tensión e intensidad en una fase del generador eólico.	118
Fig. 4.30:	Medida de potencia activa y reactiva entregadas por el generador eólico.	119
Fig. 4.31:	Evolución de la frecuencia.	119
Fig. 4.32:	Análisis espectral de la potencia entregada por el generador.	120
Fig. 4.33:	Desestabilización y desconexión del generador eólico.	120
Fig. 4.34:	Diagrama de bloques para la simulación del sistema de Punta Jandía.	121
Fig. 4.35:	Evolución de la velocidad del viento y del ángulo de pala.	123
Fig. 4.36:	Evolución de la potencia eólica, en los generadores síncronos y en las cargas de volcado.	123
Fig. 4.37:	Evolución de la frecuencia.	124
Fig. 4.38:	Evolución de la tensión, intensidades y potencia reactiva.	125
Fig. 4.39:	Evolución del par y la velocidad en el eje de la turbina y en el eje del generador asíncrono.	125
Fig. 4.40:	Respuesta en frecuencia (diagrama de Bode) de los reguladores PID empleados durante la simulación.	126
Fig. 4.41:	Evolución de la potencia eólica, en los generadores síncronos (diesel) y en las cargas de volcado. Caso Inestable.	126
Fig. 4.42:	Análisis espectral de la potencia entregada por el generador eólico. Casos estable e inestable.	127
Fig. 4.43:	Análisis espectral de la potencia entregada por el generador eólico. Variación de la constante de acoplamiento.	128
Fig. 4.44:	Instalación de Punta Jandía con Volante de Inercia de Velocidad Variable.	129
Fig. 4.45:	Esquema del Control del Volante de Velocidad Variable.	130
Fig. 4.46:	Evolución de la velocidad de viento y del paso de pala.	132
Fig. 4.47:	Evolución de la velocidad del volante y de la frecuencia.	132
Fig. 4.48:	Evolución de la potencia.	133
Fig. 4.49:	Instalación de Punta Jandía con Aerogenerador de Velocidad Variable.	134
Fig. 4.50:	Regulador del Aerogenerador Doblemente Alimentado.	134
Fig. 4.51:	Diagrama de Bloques de la Regulación del Aerogenerador.	135
Fig. 4.52:	Evolución de la velocidad de viento y del paso de pala.	136
Fig. 4.53:	Evolución de la velocidad de giro de la turbina y de la frecuencia.	136
Fig. 4.54:	Evolución de la potencia en el aerogenerador (total y rotórica), en los consumos y en el generador síncrono (volante).	137
Fig. 4.55:	Evolución de la potencia reactiva en el aerogenerador (total y rotórica) y tensión del rotor.	137
Fig. 5.1:	Esquema de la planta de Pozo Izquierdo.	144
Fig. 5.2:	Diagrama de Bloques del Generador Eólico Enercon E-30.	146
Fig. 5.3:	Curvas de Coeficiente de Potencia (cp).	147
Fig. 5.4:	Curvas de Funcionamiento del Aerogenerador Enercon E-30.	148

Fig. 5.5:	Esquema eléctrico del Aerogenerador Enercon E-30.	149
Fig. 5.6:	Esquema Unifilar del Aerogenerador con Controles	150
Fig. 5.7 :	Esquema Eléctrico Simplificado el Aerogenerador.	151
Fig. 5.8:	Función Adicional para el Control de la Frecuencia.	154
Fig. 5.9:	Controlador Propuesto para el Generador E-30.	155
Fig. 5.10:	Estado de la instalación durante el arranque del volante de inercia.	157
Fig. 5.11:	Estado de la instalación durante la explotación normal de la planta.	157
Fig. 5.12:	Esquema Unifilar empleado durante la Simulación del Aerogenerador.	158
Fig. 5.13:	Configuración de la planta conectada a red.	159
Fig. 5.14:	Evolución de la Velocidad del Viento y el Ángulo de Pala.	161
Fig. 5.15:	Evolución el Par en Eje de la Turbina, el Par Electromagnético y la Velocidad de la Turbina.	161
Fig. 5.16:	Evolución de la Tensión e Intensidad del lado de CC y Potencia.	162
Fig. 5.17:	Evolución de la Tensión a la Salida del Inversor, la Tensión de Red, del Índice y Ángulo de Modulación.	162
Fig. 5.18:	Esquema de SIMULINK Empleado durante la Simulación de la Instalación de Pozo Izquierdo.	164
Fig. 5.19:	Evolución de la velocidad del viento y del ángulo de pala.	165
Fig. 5.20:	Evolución de la potencia activa consumida en la carga y entregada por el aerogenerador y carga síncrona.	165
Fig. 5.21:	Evolución de la frecuencia.	166
Fig. 5.22:	Evolución de las tensiones, índice (agregado) y ángulo de modulación.	166
Fig. 5.23:	Evolución del para mecánico y electromecánico en la turbina y de su velocidad.	167
Fig. 6.1:	Principales elementos de una Transmisión Hidrostática (TH).	171
Fig. 6.2:	Diagrama de Bloques de la TH.	172
Fig. 6.3:	Volante de Inercia de Velocidad Variable con Transmisión Hidrostática.	177
Fig. 6.4:	Evolución de la energía en el volante y presión en la TH.	178
Fig. 6.5:	Esquema del Regulador de Velocidad de la TH.	181
Fig. 6.6:	Esquema del Regulador de Velocidad de la TH implantando en SIMULINK.	182
Fig. 6.7:	Esquema para la simulación del Volante de Inercia unido a un Generador Síncrono mediante TH.	183
Fig. 6.8:	Tensión e Intensidad a la Salida del Generador Síncrono.	184
Fig. 6.9:	Par Mecánico y Velocidad en los ejes de la bomba y del motor.	184
Fig. 6.10:	Potencia entregada por el GS, presión en la TH y variación del reglaje (entrada de la servoválvula).	185
Fig. 6.11:	Oscilaciones de presión, par y velocidad originadas por la variación brusca de la carga.	185
Fig. 6.12:	Esquema de un sistema eólico aislado con volante y TH.	186
Fig. 6.13:	Evolución de la tensión y la intensidad.	188
Fig. 6.14:	Evolución de la velocidad de viento y del paso de pala.	188
Fig. 6.15:	Evolución de la velocidad en volante, bomba y generador eólico.	189
Fig. 6.16:	Evolución de la potencia activa en el generador eólico, volante, grupo diésel y cargas de volcado.	189

Fig. 6.17:	Evolución de la presión y el reglaje de la bomba en la TH.	190
Fig. I.1:	Ejes que intervienen en la transformación d-q.	I-2
Fig. I.2:	Relación entre dos sistemas de ejes d-q.	I-4
Fig. I.3:	Notación empleada en la representación compleja.	I-6
Fig. I.4:	Circuito resistivo trifásico y equilibrado.	I-9
Fig. I.5:	Equivalente en coordenadas d-q de un circuito resistivo.	I-10
Fig. I.6:	Circuito inductivo trifásico y equilibrado.	I-11
Fig. I.7:	Equivalente en coordenadas d-q de un circuito inductivo.	I-11
Fig. I.8:	Circuito capacitivo trifásico y equilibrado.	I-12
Fig. I.9:	Equivalente en coordenadas d-q de un circuito capacitivo.	I-12
Fig. III.1:	Situación de los ejes a-b-c en una máquina asíncrona.	III-1
Fig. III.2:	Esquema eléctrico de una máquina asíncrona.	III-1
Fig. III.3:	Ejes empleados en la transformación d-q.	III-5
Fig. III.4:	Modelo Simplificado de la Máquina Asíncrona.	III-7
Fig. III.5:	Representación de la máquina asíncrona en régimen permanente.	III-10
Fig. III.6:	Balance de potencias en la máquina asíncrona.	III-11
Fig. III.7:	Equivalencia de Circuito de la Máquina Asíncrona en Régimen Estacionario.	III-12
Fig. III.8:	Ejes de-qe coincidentes con el flujo del rotor.	III-13
Fig. III.9:	Control Vectorial Directo con Inversor como Fuente de Corriente.	III-15
Fig. III.10:	Control Vectorial Directo con Inversor como Fuente de Tensión.	III-16
Fig. III.11:	Control Vectorial Indirecto con Inversor como Fuente de Tensión	III-16
Fig. III.12:	Esquema del Bloques de Orientación de Campo en el Control Vectorial Indirecto.	III-16
Fig. IV.1:	Sistemas con resistencia o convertidor conmutado por red.	IV-2
Fig. IV.2:	Modos de funcionamiento de la máquina asíncrona.	IV-2
Fig. IV.3:	Máquina Asíncrona con Convertidor Rotórico Conmutado por Red.	IV-3
Fig. IV.4:	Evolución del deslizamiento para el modelo en coordenadas d-q (DQ) y el trifásico (3x).	IV-4
Fig. IV.5:	Evolución del par electromecánico entregado por la máquina.	IV-4
Fig. IV.6:	Evolución del ángulo de la tensión del rotor con respecto a la tensión del estator.	IV-5
Fig. IV.7:	Evolución de las potencias consumidas por el rotor y estator.	IV-5
Fig. IV.8:	Trayectorias sobre la curva Deslizamiento – Par Electromecánico. (DQ: modelo d-q, 3x: modelo trifásico, RP: curva de régimen permanente).	IV-6
Fig. IV.9:	Máquina Asíncrona con Convertidor Autónomo en el Rotor.	IV-6
Fig. IV.10:	Ejes d-q ampliados.	IV-7
Fig. IV.11:	Evolución del deslizamiento para un modelo en coordenadas d-q (DQ) y uno trifásico (3x).	IV-11
Fig. IV.12:	Evolución del par electromecánico entregado por la máquina.	IV-12
Fig. IV.13:	Evolución del ángulo de la tensión del rotor con respecto a la tensión del estator.	IV-12
Fig. IV.14:	Evolución de las potencias consumidas por el rotor y estator.	IV-13
Fig. IV.15:	Trayectorias sobre la curva Ángulo de Vr – Deslizamiento. (DQ: modelo d-q, 3x modelo trifásico, RP: curva de régimen permanente).	IV-13

Fig. IV.16:	Trayectorias sobre la curva Deslizamiento – Par Electromecánico. (DQ: modelo d-q, 3x: modelo trifásico, RP: curva de régimen permanente).	IV-14
Fig. IV.17:	Ejes de- q_e coincidentes con el flujo del estator	IV-15
Fig. IV.18:	Control Vectorial de la Máquina Doblemente Alimentada con Inversor como Fuente de Intensidad	IV-16
Fig. V.1:	Esquema básico de una máquina síncrona de dos polos.	V-1
Fig. V.2:	Esquema eléctrico de una máquina síncrona.	V-2
Fig. V.3:	Circuito Equivalente de la Máquina Síncrona.	V-4
Fig. V.4:	Ejes empleados en la transformación dr-qr.	V-5
Fig. V.5:	Circuito equivalente del modelo subtransitorio.	V-8
Fig. V.6:	Esquema equivalente en notación compleja.	V-8
Fig. V.7:	Diagrama de bloques del sistema de excitación.	V-9
Fig. V.8:	Máquina Síncrona con Rectificador.	V-10
Fig. V.9:	Esquema de un circuito con rectificador.	V-11
Fig. V.10:	Tensiones e intensidades en un rectificador no controlado.	V-12
Fig. V.11:	Tensión de línea eab e intensidad de la línea b (ib).	V-13
Fig. V.12:	Evolución de la intensidad CC durante la conducción de D3 y D2.	V-15
Fig. V.13:	Esquema equivalente de la Máquina Síncrona con Rectificador.	V-15
Fig. V.14:	Diagrama de bloques del modelo la máquina síncrona con convertidor.	V-19
Fig. V.15:	Esquema de un generador Síncrono, con Rectificador y Carga Resistiva.	V-20
Fig. V.16:	Esquema para Simulink de un generador Síncrono, con Rectificador y Carga Resistiva.	V-20
Fig. V.17:	Tensión, Intensidad y Potencia a la salida del Rectificador durante la variación de la carga.	V-21
Fig. V.18:	Par Eléctrico y Mecánico y Velocidad en la Máquina Síncrona durante la variación de la carga.	V-22
Fig. V.19:	Tensión, Intensidad y Potencia a la salida del Rectificador durante la Variación en la Consigna de Velocidad.	V-22
Fig. V.20:	Par Eléctrico y Mecánico y Velocidad en la Máquina Síncrona durante la Variación en la Consigna de Velocidad.	V-23
Fig. V.21 :	Máquina Síncrona con Convertidor CA/CA.	V-24
Fig. V.22:	Esquema equivalente de la Máquina Síncrona con Rectificador e Inversor.	V-24
Fig. V.23:	Ejemplos de Filtros de Continua.	V-25
Fig. V.24:	Dinámica de la actuación del inversor.	V-28
Fig. V.25:	Esquema para Simulink de un generador Síncrono, con Convertidor CA/CA.	V-29
Fig. V.26:	Tensión, Intensidad y Potencia a la salida del Rectificador, Potencia a la salida del Inversor durante la Variación de la Consigna de Potencia.	V-30
Fig. V.27:	Tensión, Intensidad y Parámetros de Modulación en el Inversor durante la Variación de la Consigna de Potencia.	V-30
Fig. V.28:	Par Eléctrico y Mecánico y Velocidad en la Máquina Síncrona durante la Variación de la Consigna de Potencia.	V-31

Fig. V.29:	Tensión, Intensidad y Potencia a la salida del Rectificador, Potencia a la salida del Inversor durante la Variación de la Consigna de Velocidad.	V-31
Fig. V.30:	Tensión, Intensidad y Parámetros de Modulación en el Inversor durante la Variación de la Consigna de Velocidad.	V-32
Fig. V.31:	Par Eléctrico y Mecánico y Velocidad en la Máquina Síncrona durante la Variación de la Consigna de Potencia.	V-32
Fig. VI.1:	El fenómeno de la ósmosis y la ósmosis inversa.	VI-3
Fig. VI.2:	Esquema de una instalación desaladora por OI.	VI-3
Fig. VI.3:	El fenómeno de la electrolisis (izquierda) y de la electrodiálisis (derecha).	VI-5
Fig. VI.4:	Disposición de una unidad de electrodiálisis con múltiples membranas.	VI-5
Fig. VI.5:	Diagrama de bloques de una planta de ED.	VI-6
Fig. VI.6:	Sistema de Compresión de Vapor.	VI-7

Índice Tablas

Tabla 2.1:	Generación bruta de electricidad con energías renovables en España (IDAE - 1998).	9
Tabla 2.2:	Clasificación de los sistemas de almacenamiento según el tiempo de descarga.	19
Tabla 2.3:	Tipos de Celdas de Combustible.	27
Tabla 3.1:	Plantas Offshore en funcionamiento.	40
Tabla 3.2:	Listado de Máquinas Multimegavatio.	42
Tabla 3.3:	Principales configuraciones de aerogeneradores existentes en el mercado.	46
Tabla 3.4:	Aerogeneradores de Transmisión Directa.	75
Tabla 4.1:	Características del Generador Eólico Vestas V-27.	97
Tabla 4.2:	Coefficientes de las curvas de potencia mecánica $P_m(b)$ a velocidad específica l (o viento U) constante.	98
Tabla 4.3:	Características del Generador Asíncrono.	99
Tabla 4.4:	Características de Volante de Inercia.	103
Tabla 4.5:	Principales Parámetros del Volante de Inercia y Máquina Asíncrona.	130
Tabla 5.1:	Características del Aerogenerador ENERCON E-30	145
Tabla 5.2:	Características de la Carga Síncrona.	151
Tabla 6.1:	Comparativa entre una configuración con Volante clásica y una con TH.	179
Tabla 6.2:	Parámetros de la TH + Volante de Inercia.	183
Tabla I.1:	Sistemas de referencia.	I-3
Tabla III.1:	Potencias de la máquina asíncrona en régimen permanente.	III-11
Tabla V.1:	Parámetros de la Simulación.	V-20

1. Objetivos y Desarrollo

1.1 Objetivos

Los sistemas aislados, especialmente aquellos basados en energía eólica, están experimentando un fuerte impulso, sobre todo por la influencia de programas internacionales como los del departamento de energía americano (DOE). Este progreso, paralelo al que experimentan los grandes aerogeneradores o las instalaciones de parques eólicos marinos, tiene su ámbito de aplicación prioritario en las máquinas de pequeña y media potencia. Siendo estas últimas las empleadas en abastecimiento de poblados o desalación de agua de mar, mientras que las primeras tienen su ámbito de aplicación en pequeños consumos como viviendas o bombeo.

El objetivo de la presente tesis es el de proporcionar una serie de herramientas que permitan la simulación y, por lo tanto el análisis y diseño, de diferentes configuraciones eólicas aisladas. De esta forma, se pueden ensayar distintas estrategias de control y, su influencia en el aprovechamiento del recurso y en la calidad de la energía eléctrica obtenida.

Como punto de partida para el análisis, se han empleado dos instalaciones reales, como son las existentes en el Puertito de la Cruz (Fuerteventura) y la experimental sita en Pozo Izquierdo (Gran Canaria) para, posteriormente, plantear alternativas como la de la inclusión de una transmisión hidrostática.

Con el objeto de establecer la validez de los modelos empleados para cada una de las partes de la instalación, se comparan con medidas en aquellos casos en los que se dispongan de ellas, tal y como ocurre en el caso de la instalación de Puertito. Las campañas de medidas forman parte de la presente tesis, y en ellas se han empleado equipos desarrollados en el departamento de Enxeñaría Eléctrica de la Universidad de Vigo.

El comportamiento de la instalación afecta a variables de tipo mecánico y eléctrico, lo que implica involucrar constantes de tiempo muy pequeñas, del orden de milisegundos, y muy grandes, varios minutos. Situación que conlleva una simulación pesada, aliviada en parte el planteamiento en coordenadas d-q para las modelos de máquinas eléctricas y electrónica de potencia. En dichos modelos se tiene en cuenta el hecho de que la red en los sistemas aislados no tiene unos parámetros constantes, como pudieran ser la frecuencia y la tensión,

sino que dichos parámetros se ven afectados por el propio funcionamiento de la planta.

1.2 Desarrollo

En el Capítulo 2 se aborda la problemática de los sistemas aislados, partiendo del abastecimiento con grupos electrógenos para posteriormente revisar las posibilidades que ofrecen las energías alternativas y los distintos sistemas de almacenamiento de la energía eléctrica. Así mismo, se estudian las configuraciones que contemplan la inclusión de las distintas fuentes de energía, resaltando aquellas que incluyen a la energía eólica.

En el Capítulo 3 se presenta el estado actual de la tecnología para los aerogeneradores de media potencia y multimegavatio. Partiendo de una pequeña reseña histórica en la que se justifican las tecnologías actuales, se hace un repaso de las configuraciones de aerogeneradores más extendidas y de aquellas que tiene un futuro más prometedor.

En el Capítulo 4 se realiza el modelado y simulación del sistema real de Puertito de la Cruz en la isla de Fuerteventura. En esta planta, destinada al abastecimiento eléctrico y desalinización, se realizó una campaña de medidas con el fin de caracterizar el comportamiento del sistema. A partir de los datos obtenidos, y, con información del fabricante del aerogenerador, se presenta una simulación del funcionamiento de la planta. Los resultados se comparan con las medidas; y, a partir de ellos, se justifica, por ejemplo, la aparición de fluctuaciones de frecuencia constante en la potencia o la estabilidad en el funcionamiento de la planta. Asimismo se proponen modificaciones en la planta que mejoren su comportamiento.

En el Capítulo 5 se procede al estudio de la planta experimental de Pozo Izquierdo, destinada únicamente a desalación. Es una planta sin otra fuente de energía que la eólica, compuesta por dos aerogeneradores y una carga síncrona del lado de la generación. Los consumos son plantas desalinizadoras de diferentes tipos. En este capítulo contiene, al igual que el anterior, el modelado y simulación de la planta. Los resultados justifican la estrategia de control implantada y presente en la literatura.

En el Capítulo 6 se presenta una variante en la que se emplea una transmisión hidrostática como elemento para la transferencia de la energía entre un volante de inercia y una máquina síncrona. La gran ventaja de este sistema es su simplicidad, ya que se trata de un sistema mecánico, siendo una solución muy adecuada para los sistemas aislados. Además de introducir el

comportamiento de este tipo de transmisiones, en este capítulo, se desarrolla su modelo para su inclusión posterior en una planta eólica. A partir de este modelo, se realizan simulaciones que justifican la utilización de este elemento, especialmente por el notable incremento en la energía útil del volante, y la estabilidad propia de los sistemas hidrostáticos. Sin embargo, también se hace hincapié en la dificultad del control y el comportamiento de tipo oscilatorio ante variaciones en la carga eléctrica.

Finalmente, se comentan las conclusiones obtenidas en este trabajo, así como los trabajos y líneas de desarrollo futuros en los que se pretende seguir para mejorar los resultados alcanzados.

2. Sistemas Eólicos Aislados

2.1 Introducción

A lo largo del mundo existen multitud de comunidades aisladas carentes de energía eléctrica. Por ejemplo, en la India, en 1993, existían unos 120.000 núcleos de población sin electrificar, en el archipiélago de Indonesia alrededor de 60.000 necesitan energía eléctrica, y parece no haber posibilidad de conectarse a la red en los próximos 20 años. Situaciones similares se pueden encontrar en países como China, Australia, ... Según datos del Banco Mundial, en el mundo hay más de 2.000 millones de personas que viven en poblaciones sin electrificar.

No obstante, la necesidad de electrificación no sólo está asociada al subdesarrollo, existen poblaciones aisladas en la que el coste del transporte de la energía eléctrica hace que se contemplen sistemas alternativos de suministro, tal y como ocurre en un gran número de islas [102]. Un claro exponente de esta situación es el de Grecia, en donde, alrededor del 20% de su territorio está repartido en unas 1400 islas que acogen al 10% de la población.

2.2 Abastecimiento con Grupos Diesel

La generación mediante plantas alimentadas con derivados del petróleo, en concreto, aquellas que incluyen uno o varios grupos diesel, forman la alternativa más abundante en el suministro energético para sistemas aislados o como sistema de reserva¹ (ver Fig. 2-1). Las principales ventajas de este tipo de instalaciones son:

- se trata de una tecnología muy conocida
- es un sistema robusto, siempre y cuando se acompañe de un mantenimiento adecuado
- se obtiene una alta disponibilidad de la energía producida de esta forma
- la inversión inicial para este tipo de instalaciones es relativamente baja

En el caso de los sistemas aislados, al propio coste del combustible es necesario añadirle el coste del transporte, ya que puede ser una parte muy importante del coste total de operación. También es necesario tener en cuenta el mantenimiento, ya que, aunque se trata de instalaciones relativamente sencillas

¹ Datos de REPP (Renewable Energy Policy Project)

en cuanto a su diseño y operación, necesitan de un buen mantenimiento (cambios de aceite, filtros,...) si no se desea que disminuya la disponibilidad de la energía.

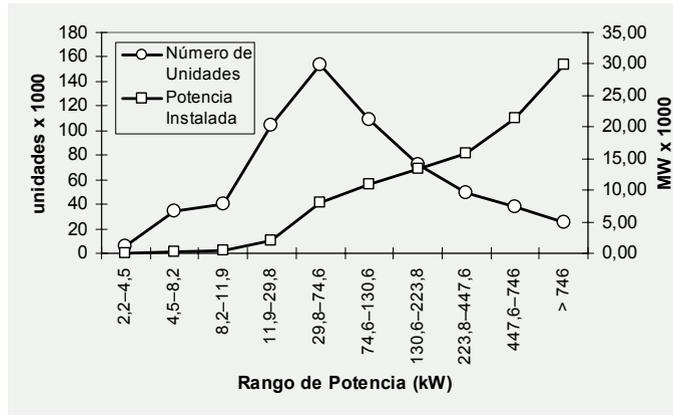


Fig. 2-1: Potencia instalada de Grupos Diesel en EEUU (1996)¹.

Otro factor importante en la operación de los sistemas de suministro basados en grupos diesel es el de la eficiencia, la cual alcanza valores altos si la carga que soportada por la instalación es suficientemente elevada. No obstante, los fabricantes de motores diesel advierten que el hacer funcionar a estos equipos por debajo del 40% de su carga nominal empeora sensiblemente su rendimiento y, en consecuencia, se derrocha combustible. A modo de ejemplo, un motor diesel funcionando en vacío consume entre un 20-30% de su consumo máximo. Debido a que las condiciones de explotación de una comunidad pueden cambiar a lo largo del tiempo, es fácil encontrar instalaciones diesel que sufren un mal dimensionamiento, con la consiguiente ineficiencia en el consumo de combustible.

2.2.1 La problemática económica del petróleo

El principal problema directamente relacionado con la generación eléctrica basada en grupos diesel, o en cualquier otro derivado del petróleo, es el precio del combustible. Éste depende del coste del petróleo, el cual está sujeto a un mercado internacional donde la producción, y por lo tanto los precios, están controlados por la OPEP², cuyos miembros suman más del 70% de las reservas mundiales. Este control ha provocado las recientes crisis del petróleo, donde el precio de referencia del crudo Brent ha pasado de estar por debajo de los 15 \$/barril³ en 1998, a superar los 27 \$/barril durante el año 2000 (ver Fig. 2-2). Estas fuertes subidas en el precio, se ven agravadas por el fortalecimiento del dólar, la moneda por excelencia en el mercado del petróleo, frente al resto de divisas. Sirva como referencia la cotización del Euro, el cual, desde su

² Organización de Países Productores de Petróleo, sus siglas en inglés son OPEC.

³ Precio del crudo Brent en el mercado de Londres (datos de www.ExpansiónDirecto.com)

nacimiento el 1 de enero de 1990, ha pasado de valer 1,17 \$/€ a estar por debajo de los 0,9 \$/€ en los últimos meses.

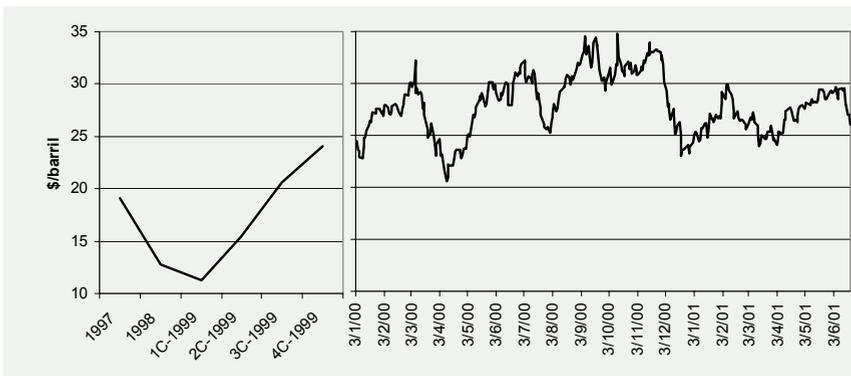


Fig. 2-2: Evolución de la cotización del crudo Brent en el mercado de Londres.

El petróleo es un recurso limitado, así como el resto de combustibles sólidos, y está localizado fundamentalmente en Oriente Medio, aunque es necesario tener en cuenta los yacimientos de América, Rusia y algunos países de África e Indonesia. Según la OPEP⁴, sus actuales reservas serían suficientes para al menos otros 80 años al nivel actual de producción, mientras que las reservas del resto de los países bastarían para otros 20 años. Aunque la búsqueda de nuevos yacimientos podría mejorar estas previsiones, los analistas no se ponen de acuerdo sobre cuando empezará a disminuir la producción. No obstante, estudios recientes sitúan el comienzo de este declive en la primera mitad de este siglo⁵.

2.2.2 La problemática medioambiental

La combustión de los derivados del petróleo o los combustibles sólidos provoca unas emisiones de gases perjudiciales para el medio ambiente, de los que cabe destacar: el dióxido de carbono (CO_2), los óxidos de azufre (SO_x) y los de nitrógeno (NO_x).

En la actualidad cada vez cobra más importancia la lucha contra el cambio climático. Este interés que ha quedado reflejado en acuerdos como el del protocolo de Kyoto firmado en 1997, donde una parte importante de los países industrializados ha alcanzado el compromiso de reducir sus emisiones de CO_2 .

El calentamiento del globo se debe a la intensificación de un fenómeno natural y esencial para la supervivencia en la Tierra: el efecto invernadero. Al retener una parte del calor solar reflejado por la superficie, los gases de efecto invernadero establecen una temperatura media de 15°C al sol, frente a los -18°C que reinarían en su ausencia. Ahora bien, desde la primera revolución industrial, la concentración de gases de efecto invernadero ha aumentado

⁴ Según datos de la OPEP

⁵ Según datos de la International Energy Agency (IEA)

considerablemente. En concreto, la concentración del más importante de estos gases, el CO₂, ha aumentado un 30% desde 1750, donde el consumo de petróleo es el responsable del 50% de estas emisiones en la UE. Esta situación ha provocado, según el IPCC⁶, una aceleración del calentamiento de la Tierra que, desde 1900, ha aumentado un promedio de 0,3 a 0,6°C.

Al efecto anterior hay que añadir que, durante la combustión del diesel o del carbón, se producen emisiones de dióxido de azufre (SO₂) las cuales son las principales responsables de la lluvia ácida. Una vez emitido, el SO₂ pasa a SO₃, anhídrido sulfúrico, por la acción del oxígeno del aire y la acción del sol, el cual, al hidratarse, produce ácido sulfúrico, altamente corrosivo. Los anhídridos de azufre son igualmente agresivos y, en conjunto, es una mezcla que causa daños a personas, plantas y bienes. Sin olvidar la presencia de los óxidos de nitrógeno, NO_x, que se trata de un gas tóxico altamente contaminante y perjudicial para la vegetación.

La combustión del diesel es también responsable de la emisión a la atmósfera de pequeñas partículas que contribuyen apreciablemente a la contaminación en forma de “smog”, y que además están relacionadas con enfermedades como el cáncer. Más difícil de cuantificar es la contaminación del agua debido a los vertidos accidentales del petróleo o sus derivados.

2.3 Las energías renovables

En los últimos años las energías renovables están recibiendo un gran impulso, debido a una mayor conciencia medio-ambiental, a la necesidad de reducir la dependencia de los países productores de petróleo y como alternativa para el abastecimiento eléctrico de países en vías de desarrollo. Esto se traduce en programas de I+D y de implantación de sistemas basados en energías renovables, como por ejemplo: Thermie y Altener en la UE, “Village People Programs” en EE.UU., CAPEL en Brasil, CFE en Méjico, MWP en Indonesia, NPC en Filipinas, ESCOM en Sudáfrica [11]. En España existen varios centros de investigación con proyectos en sistemas aislados como el CIEMAT-DER⁷ y el ITC-CIEA⁸ [45].

En este contexto cabe señalar el concepto de “desarrollo sostenible”, término que se refiere a la capacidad que tiene una determinada comunidad para cubrir sus necesidades actuales, sin comprometer la posibilidad de que las generaciones futuras puedan satisfacer las suyas [97]. Las energías renovables juegan un papel muy importante en este concepto, ya no sólo porque los recursos empleados son ilimitados, sino que además, permiten realizar inversiones ajustadas a las necesidades de cada población.

Por otra parte, situaciones en las que se produce un funcionamiento inadecuado de la red eléctrica, tal y como ha venido ocurriendo en California

⁶ Grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático

⁷ Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas – Intituto de Energías Renovables

⁸ Instituto Tecnológico de Canarias - Centro de Investigación en Energía y Agua

durante el pasado año, provocan que las autoridades locales se vuelvan hacia las energías renovables en busca de la solución para el desabastecimiento eléctrico a través de programas como el californiano “Emerging Renewables Buy-Down Program”.

Hoy en día no se puede pensar en las energías renovables como sustitutas de las tradicionales, ya que, por ejemplo, según el IDAE⁹ en España durante 1998, la generación eléctrica con renovables representa el 20,2% del total, valor que se reduce hasta un 4,5% si no se tiene en cuenta la hidráulica de más de 10 MW (ver Tabla 2-1). No obstante, se han de tener en cuenta los avances tecnológicos obtenidos en cuanto al aprovechamiento energético y la disponibilidad de la energía producida, unido a un abaratamiento de los costes de producción de este tipo de sistemas. En la actualidad, las alternativas de mayor proyección son la energía solar, la energía eólica, los aprovechamientos minihidráulicos, la biomasa y la energía geotérmica.

Tabla 2-1: Generación bruta de electricidad con energías renovables en España (IDAE - 1998).

	GWh
Hidráulica > 10MW	30.753
Minihidráulica < 10MW	5.607
Biomasa	1.139
Residuos Sólidos	586
Eólica	1.437
Solar Fotovoltaica conectada a red	3,8
TOTAL	39.526

2.3.1 Energía Eólica

El viento es un fenómeno presente en todos los lugares del planeta, con mayor o menor intensidad. La energía cinética asociada a estas masas de aire en movimiento es lo que se conoce como energía eólica y es, quizás, la fuente de energía que primero llamó la atención de nuestros ancestros, tras el descubrimiento del fuego. Durante milenios se han empleado los molinos para transformar esta energía en trabajo mecánico, con configuraciones que han ido variando a lo largo de la historia. A finales del siglo XIX, se fabricó el primer molino para la generación eléctrica dando paso a los aerogeneradores. Siendo, esta aplicación, la que hoy en día destaca en el aprovechamiento de la energía eólica.

El mercado actual de aerogeneradores está dominado por las turbinas de eje horizontal de 3 palas, las cuales transfieren su energía mecánica a un generador eléctrico, por lo general, asíncrono con una potencia por debajo del megavatio. A pesar de ser ésta la más abundante, existen aerogeneradores de eje vertical, con distintos números de pala,... Las líneas de investigación actuales se dirigen especialmente hacia los grandes aerogeneradores, aunque cada vez se presta

⁹ Intituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)

más atención al mercado de los de baja potencia, con un gran mercado potencial en países en vías de desarrollo (China, India, ...).

La energía eólica para la generación eléctrica es la energía renovable sobre la que se realizan los mayores esfuerzos de implantación y desarrollo en el ámbito institucional. Esto origina ritmos de crecimiento espectaculares, que en el caso de la UE alcanza un 27% entre el año 1.999 y el 2.000, en el caso de España este porcentaje se sitúa en el 46,1%. Estas cifras sitúan a la UE como líder mundial en este sector con una potencia instalada de 16.622 MW¹³.

2.3.2 Energía Solar

De una forma u otra, el sol es el origen de todas las energías renovables. Pero de forma directa éste nos proporciona varias formas de aprovechamiento energético, que en una primera clasificación se pueden dividir en (ver Fig. 2-3) [97,103]:

- *Solar térmica de baja y media temperatura.* La energía solar mediante el empleo de paneles planos se emplea para el calentamiento de agua, método con el que se obtienen temperaturas de entre 40° y 150°C. Si se desean alcanzar mayores temperaturas es necesario emplear concentradores, como las artesas cilíndricas, mediante los cuales se pueden alcanzar temperaturas de hasta 400°C. El mercado de este tipo de elementos está en pleno auge en Europa, con una tasa de crecimiento del 18% desde 1989¹⁰.
- *Solar Térmica de alta temperatura.* Cuando se desean alcanzar temperaturas superiores a los 400°C es necesario concentrar la radiación solar en un punto. Una de las alternativas es la de un campo de espejos que concentran la luz en receptor central tipo torre, en el que se obtiene vapor de agua para alimentar una turbina convencional. Otra posibilidad es la del empleo de espejos parabólicos que concentran la energía solar en su foco, en donde se dispone de una turbina o un motor de diseño especial, por ejemplo Stirling [87,135]. Es una tecnología que está en desarrollo, con muchas plantas funcionando todavía en fase experimental.
- *Fotovoltaica.* En este caso se obtiene electricidad directamente a partir de la energía solar, para lo que se emplean paneles con placas de Silicio semiconductoras. La energía generada lo es en forma de corriente continua, lo que en la mayor parte de las aplicaciones exige una adaptación al consumo, habitualmente en corriente alterna. La energía fotovoltaica tiene un futuro prometedor aunque sigue siendo una energía cara, no obstante,

¹⁰ Según datos de la International Energy Agency (IEA)

sus costes han disminuido alrededor de un 40% en los últimos 10 años, esperándose una reducción al menos similar en los próximos 10 años. Tiene un gran potencial en las regiones del mundo con un mal acceso a la red eléctrica [34].

- *Arquitectura Bioclimática.* Pretende sentar las bases para poder realizar unos edificios racionalmente contruidos de modo que, con un consumo mínimo de energía convencional, se mantengan constantemente las condiciones de confort. Sus principios están basados en la arquitectura popular de cada región, la cual ha ido acumulando un conocimiento de como hacer más habitables las viviendas de la zona en función de la climatología local. Algunos de sus elementos son: acristalamientos, elementos estructurales destinados a ser masa térmica para el almacenamiento, reflectores para incrementar o disminuir la radiación solar incidente,...

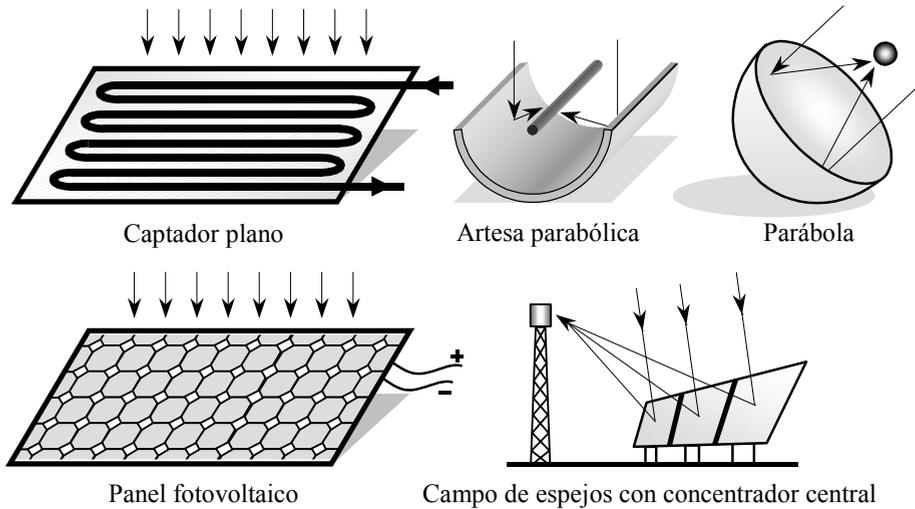
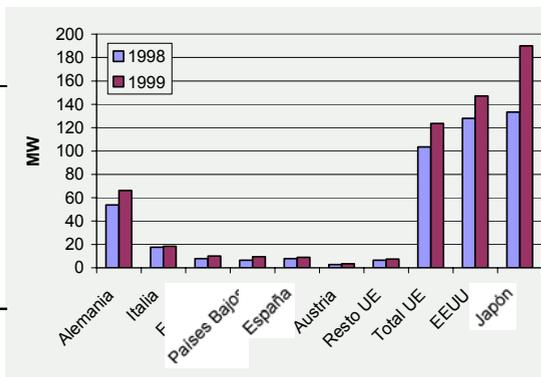


Fig. 2-3: Varios tipos de captadores solares.

A principios de 1999, la superficie instalada en la UE para la energía solar térmica alcanzó la cifra de 8.8 millones de m^2 , lo que supone un incremento del 7,3% con respecto al año anterior. Siendo la aplicación más usual los sistemas de calefacción de agua doméstica mediante colectores planos. La energía fotovoltaica está experimentando un crecimiento espectacular a escala mundial, un 30% de 1998 a 1999¹³ (ver Fig. 2-4).

	1998	1999	crecimiento (%)
Alemania	53,9	66,2	22,8
Italia	17,68	18,5	4,6
Francia	8	10	25
Países Bajos	6,48	9,5	47
España	8	9	12,5
Austria	2,86	3,46	21
Resto UE	6,54	7,42	13,4
Total UE	103,46	123,58	19,4
EEUU	127,9	147	14,9
Japón	133,3	190,0	42,5

Fig. 2-4: Potencia eléctrica instalada con energía fotovoltaica¹³.

2.3.3 Biomasa

El término biomasa abarca toda la materia orgánica que tiene su origen inmediato en un proceso biológico, ya sea vegetal o animal. Se excluyen los productos energéticos fósiles o sus derivados ya que tuvieron un carácter biológico en tiempos remotos.

La biomasa se emplea energéticamente como combustible, lo cual supone emisiones de CO₂, pero estas no contribuyen a incrementar la concentración de gases efecto invernadero en la biosfera ya que este CO₂ ha sido previamente fijado en la fotosíntesis, con lo que no hay emisión neta de CO₂. En cuanto al SO₂, el nivel de contenido en azufre de la biomasa es muy bajo.

Según su procedencia la biomasa se puede dividir en Biomasa Residual y Biomasa Natural. En primer lugar, la *Biomasa Residual*, es aquella materia orgánica que no tiene otra utilización y que resulta de procesos tan diversos como: labores agrícolas, limpieza de bosques, residuos de la industria de la madera, ganadería, ... En esta partida hay que incluir la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, aunque los grupos de ecologistas se oponen a su empleo porque durante su combustión se generan gases y residuos contaminantes. Los residuos forestales o de industrias de la madera pueden emplearse como combustibles directamente o para la fabricación de briquetas de uso en chimeneas o calderas. También pueden mezclarse con residuos urbanos y pasar al proceso de compostaje.

A pesar de las ventajas que tiene el aprovechamiento de la biomasa residual, su producción está limitada. El verdadero interés de la biomasa reside en su producción a gran escala, en cultivos expresamente dedicados a la producción de materia prima para procesos energéticos, es lo que se conoce como *Biomasa Natural*. De esta forma surgen los denominados cultivos energéticos, que son aquellos basados en la producción de plantas de crecimiento rápido para su corta, secado, reducción astillas e incinerado; como pueden ser, plantaciones de chopos, Robinia, Eucalipto o el cardo *Cynara cardunculus*, el cual puede llegar a producir de 20 a 30 toneladas de biomasa por hectárea. Aunque esta forma de cultivo desagrade a un buen número de ecologistas, sus ventajas son evidentes

cuando se aplica en terrenos marginales, ya sea por desertización, abandono de cultivos, suelos pobres,...

Una de las aplicaciones clásicas de la biomasa es la producción de electricidad mediante un sistema caldera-turbina. En este proceso, la biomasa se emplea como material combustible en una caldera con la que se genera vapor, el cual al pasar por una turbina acciona un generador eléctrico. Existen sin embargo otros sistemas de combustión en los que se consigue un mayor rendimiento y un funcionamiento menos nocivo para el medioambiente y el propio sistema de generación, como puede ser el lecho fluido.

Alternativamente a la producción de energía la biomasa se puede emplear para la producción de gases energéticos, los cuales pueden utilizarse en motores diesel o como materia prima en la producción de otros productos (metanol, amoníaco, ...). En la actualidad, los procesos de gasificación avanzada, basados en sistemas de lecho fluidificado, representan la opción con más expectativas [97,103].

Otra de las posibilidades de la biomasa es la de la producción de *biocarburantes* para automoción. Los biocarburantes, básicamente se dividen entre el *biodiesel* (de un 70 a un 80%, procedentes de los aceites orgánicos, del girasol,...) y los alcoholes procedentes de la remolacha, el trigo, el sorgo,... El biodiesel puede emplearse para la sustitución del gasóleo, de hecho, la firma DEUTZ fabrica hoy en día tractores que consumen aceite de colza. El cuanto a los alcoholes, se suelen emplear mezclados con la gasolina en proporciones que van desde el 5 y 10% empleados en EEUU, hasta el 20% alcanzado en algunas mezclas en Brasil. Estas mezclas reciben el nombre de *gasoholes*.

2.3.4 Micro y Minihidráulica

La energía del agua en movimiento se ha empleado durante siglos para el accionamiento de molinos, fraguas, transporte de mercancías,... Sin embargo, fue durante el siglo XIX cuando comenzó su aprovechamiento para la producción de electricidad. De finales de este siglo data la central hidroeléctrica de las Cataratas de Niágara, que supuso toda una revolución tecnológica para la época.

La principal energía renovable, en cuanto a producción de electricidad se refiere, es la hidráulica, especialmente aquellas instalaciones de más de 10 MW (ver Tabla 2-1). El aprovechamiento hidráulico para la producción de electricidad comenzó hace un siglo, desde entonces, a medida que las necesidades eléctricas fueron creciendo lo fue haciendo también el tamaño de estas instalaciones. Con relativa facilidad se encuentran grandes presas que afectan a la totalidad del caudal de un río, creando, de esta forma, embalses artificiales que permiten superar la variabilidad estacional del recurso. No obstante, en muchas de estas instalaciones la generación eléctrica es marginal y el principal motivo de su construcción está en la regulación del caudal en previsión de nefastas inundaciones, o bien, para asegurar el riego durante los períodos de sequía.

Estas instalaciones necesitan de una gran inversión y, a pesar de estar incluidas dentro de las renovables, no está exentas de importantes problemas medioambientales y sociales. El más grave quizás sea el desplazamiento de poblaciones que supone la construcción de grandes presas, que en los últimos 15 años ha supuesto la reubicación de 40 a 50 millones de personas¹¹. Otros problemas pueden ser la inutilización de tierras fértiles e incluso de problemas de salud por el estancamiento del agua (malaria,...). Estos inconvenientes provocan el rechazo social hacia la creación de nuevas instalaciones a pesar de que sólo se aprovecha un 32% del potencial hidráulico disponible con los medios actuales.

La alternativa a las grandes centrales hidráulicas está en las minihidráulicas¹² (<10 MW) o incluso en las denominadas microhidráulicas (< 1MW). En este tipo de instalaciones se aprovechan todas las ventajas de la energía hidráulica y se reduce el impacto en el entorno al requerir menores instalaciones, pudiéndose incluso aprovechar las existentes para el riego. Básicamente existen tres diseños para estas instalaciones:

- Central fluyente, es la que aprovecha la diferencia de cota entre dos puntos del cauce fluvial. Para ello se deriva una parte del caudal del río para ser turbinado en la central y devuelto al río.
- Central de pie de presa, es la que se beneficia de un salto ya existente y dedicado a otros usos distintos de la generación eléctrica.
- Central de canal hidráulico, es la que utiliza las infraestructuras de regadío o de abastecimiento de aguas para turbinar.

La UE está a la cabeza de la producción mundial de energía eléctrica con minihidráulicas y, en España (según el IDAE), se espera un crecimiento cercano al 50% en la generación eléctrica de este tipo. La energía microhidráulica es especialmente interesante en países en vías de desarrollo, por ejemplo, entre 1975 y 1985 se instalaron en China más de 76.000 instalaciones de este tipo.

2.3.5 Geotérmica

El término geotérmico se refiere al aprovechamiento de energía térmica almacenada en el interior de la tierra. Este calor es conducido hacia zonas cercanas a la superficie terrestre por los flujos de convección y los movimientos de las placas tectónicas. Fue una de las primeras energías renovables empleadas por el hombre, ya que las primeras referencias a su utilización datan de antes del 10.000 ac.

¹¹ Según datos de la "World Dam Commission"

¹² La clasificación entre hidráulica, minihidráulica y microhidráulica depende de los autores, apareciendo en ocasiones el término picohidráulica.

El estado tecnológico actual exige que se den dos condiciones para la explotación de esta energía. La primera es que la zona de elevada temperatura susceptible de ser aprovechada se encuentre a una profundidad asequible. La segunda condición está impuesta por la dificultad actual de extraer el calor de las rocas secas, por ello es necesario que existan formaciones geológicas porosas, capaces de retener agua, de la que sí es factible extraer el calor y transportarlo a la superficie.

En general, hay dos categorías de energía geotérmica, los yacimientos de alta temperatura y los de baja temperatura. Los yacimientos de alta temperatura, de 220°C y más, se encuentran generalmente en zonas volcánicas o cadenas de islas. La elevada temperatura del fluido, generalmente vapor, permite su utilización para la producción de energía eléctrica (ver Fig. 2-5). Los yacimientos de baja temperatura se encuentran diseminados por todo el mundo, siendo su principales aplicaciones la calefacción, agricultura y acuicultura.

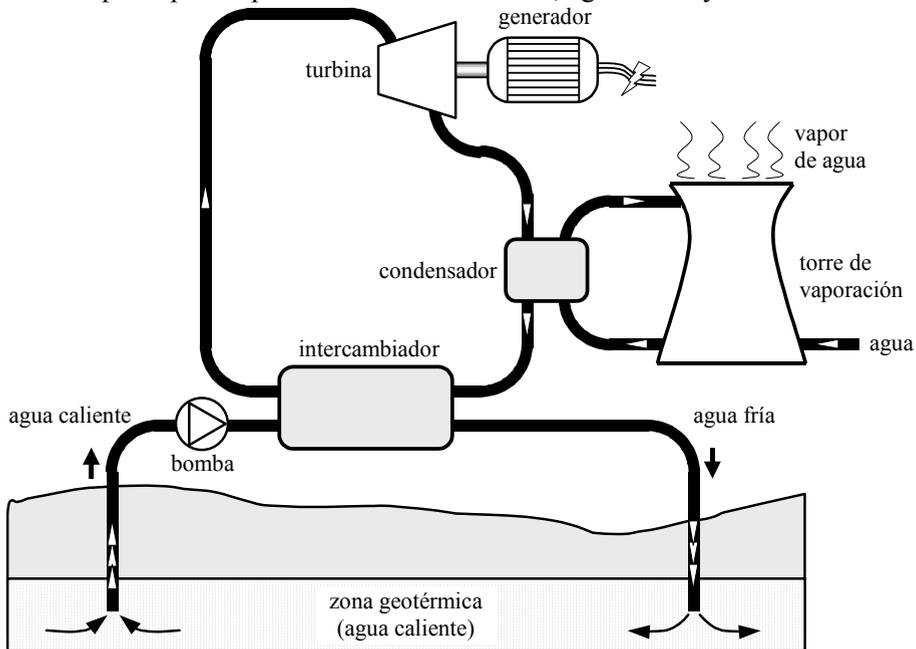


Fig. 2-5: Esquema de una planta geotérmica para la producción de electricidad.

En la explotación geotérmica se extrae el agua de la zona geotérmica y su energía se aprovecha, por lo general, a través de un intercambiador de calor. El fluido del otro lado del intercambiador se puede emplear para generación eléctrica (donde se emplea habitualmente el ciclo binario) y/o para calefacción. Una vez se ha enfriado lo suficiente se devuelve al yacimiento, para así no dañar su situación hidrológica, lo que podría tener resultados impredecibles. Durante el bombeo del agua caliente se pueden expulsar a la atmósfera gases tóxicos como el CO_2 o el H_2S , no obstante, su concentración equivale a un 5% de lo que se emitirían con una planta térmica de la misma potencia.

Los aprovechamientos geotérmicos en el mundo suman una potencia instalada^{13,14} de 8.000 MW para generación eléctrica y unos 12.000 MW para su uso directo en calefacción (ver Fig. 2-6). Esta forma de energía ocupa un lugar muy importante en países en vías de desarrollo. Tal es el caso de Filipinas, donde un 27% de su energía eléctrica proviene de centrales geotérmicas, llegando a alcanzar alguna de ellas una potencia de 700 MW. Sin embargo, el primer productor del mundo es EEUU con una potencia instalada de 2.230 MW.

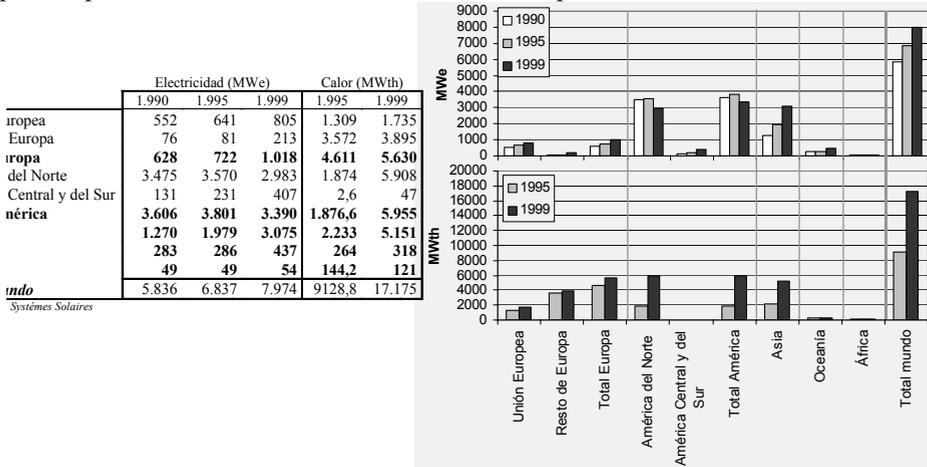


Fig. 2-6: Producción de mundial de electricidad y calor mediante centrales geotérmicas.

La sencillez de la tecnología empleada hace que su campo de aplicación vaya desde la electrificación rural y pequeños sistemas aislados hasta su inclusión en la red eléctrica nacional. De esta forma, se pueden encontrar plantas con potencias desde los 100 kW hasta los 100 MW.

La principal línea de investigación está en la obtención de la energía calorífica de rocas secas a temperaturas elevadas, ya que este tipo de yacimientos se puede encontrar, en cualquier lugar del planeta, a una profundidad de entre 5 y 8 km e, incluso menos, en determinadas zonas. La técnica empleada en la actualidad consiste en inyectar agua fría en las fracturas de esas rocas y extraerla una vez caliente, aunque, hasta la fecha, no existe ninguna planta comercial de estas características.

Dentro de la energía geotérmica se incluyen también las aplicaciones domésticas denominadas “Ground Source Heat Pump System”, en las que se aprovecha la estabilidad térmica de la tierra, que se mantiene entre 7° y 13°C a unos pocos metros de profundidad, para conseguir agua a una temperatura constante ya sea en invierno (como apoyo a la calefacción) o en verano (como apoyo al aire acondicionado).

¹³ Datos del barómetro de energía renovables de la revista “Systèmes Solaires” (2000)

¹⁴ Según datos del Banco Mundial.

2.4 Sistemas de Almacenamiento

En los sistemas de energía eléctrica, los consumos se caracterizan por la llamada curva de demanda, en la que se refleja la potencia requerida en cada instante (Fig. 2-7). Dichas curvas tienen un comportamiento diario, situándose el menor consumo durante la noche, y estacional, con un mayor consumo en invierno debido a la calefacción, menos horas de sol,... a lo que hay que añadirle una importante componente aleatoria. Los sistemas de generación han de ajustarse a esa curva de demanda, lo que origina problemas como:

- Sobredimensionamiento, ya que los sistemas generadores han de estar diseñados para soportar la máxima potencia demandada
- Pérdidas, los momentos en que el consumo es muy grande también lo son las pérdidas en la red de distribución
- Bajo Rendimiento, los sistemas de generación están diseñados para una determinada potencia nominal, fuera de la cual su rendimiento disminuye
- Excesivos Ciclos de Arranque/Parada de los sistemas de reserva
- Disminución de la calidad de la energía eléctrica, ya que, por ejemplo, en el caso de sistemas aislados, debido al elevado tiempo que puede tardar un grupo en arrancar se pueden dar situaciones de baja frecuencia y tensión que resulten inaceptables en la instalación. También son susceptibles de aparecer oscilaciones en la tensión y/o frecuencia provocadas por las variaciones de potencia inherentes a los sistemas de aprovechamiento de las energías renovables

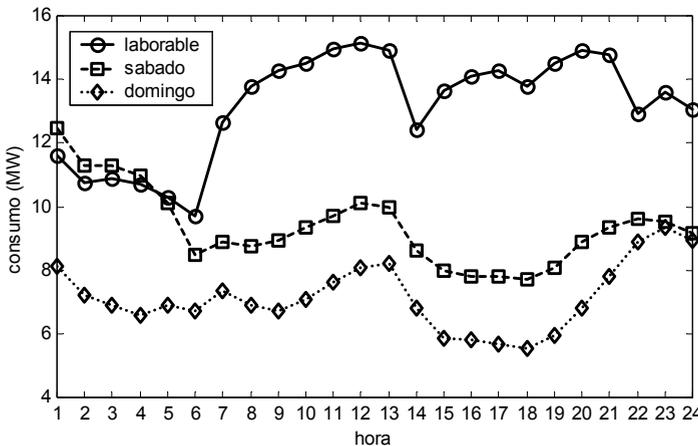


Fig. 2-7: Curva de demanda media para una zona industrial.

La inclusión de energías renovables en el sistema de generación agrava el comportamiento antes descrito, ya que también están sujetas a variaciones, más o menos previsibles, que admiten una clasificación similar a la de los consumos:

- estacionalidad, por ejemplo, en el caso de la energía solar, en verano se tienen más horas de sol y la luminosidad es mayor, mientras que, en el caso de la energía eólica, en las zonas templadas los vientos son generalmente más débiles en verano que en invierno.
- tendencia diaria, que en el caso de la energía solar es evidente y, en la mayor parte de los lugares del planeta, el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche.
- aleatoriedad, como ocurre con el viento en áreas de muchas turbulencias donde las variaciones son del orden del segundo.

En los sistemas en los que la penetración de la energía renovable sea baja, la propia red, donde los sistemas de suministro están basados en energías convencionales, puede absorber las fluctuaciones de la generación. Sin embargo, a medida que la penetración de renovables va aumentando también lo hace la necesidad de incluir algún sistema de almacenamiento que permita ajustar mejor la generación y la demanda.

Los sistemas de almacenamiento de energía consumen energía (almacenan) en los períodos de superávit energético, mientras que el sentido de la energía es el contrario (generan) cuando hay déficit. Hay muchos tipos de sistemas de almacenamiento desde los que se basan en aprovisionamiento de agua caliente para calefacción hasta las bobinas superconductoras, si bien, para su clasificación se puede recurrir a la capacidad de almacenamiento energético t_c . Este término se define como el tiempo durante el cual se puede alimentar a una carga a su potencia nominal (P_{nom}) cuando la energía almacenada es la nominal (E_{nom}), o sea, $t_c = E_{nom}/P_{nom}$. Este tiempo (t_c) permite realizar una clasificación de estos sistemas en función de que sean a muy corto plazo, a corto plazo, a medio plazo y a largo plazo (ver Tabla 2-2) [49,169].

A continuación se describen brevemente los sistemas de almacenamiento con mayor penetración en el mercado (baterías, volantes de inercia y almacenamiento hidráulico reversible) y aquellos con mayor futuro (celdas de combustible y bobinas superconductoras). No se desarrollan los sistemas de almacenamiento como por ejemplo, los de aire comprimido, que han caído en desuso.

Tabla 2-2: Clasificación de los sistemas de almacenamiento según el tiempo de descarga.

Tipo	Aplicación	Tecnología
<i>A muy corto plazo</i> $t_c < 1 \text{ min}$	Cubren el funcionamiento de la carga durante el reducido espacio de tiempo que dura la conexión o sincronización de los sistemas de reserva.	Batería de NiCad Batería de Pb-ácido Volantes de Inercia
<i>A corto plazo</i> $5 < t_c < 60 \text{ min}$	Complementa la generación durante las puntas de consumo o déficit en la generación de corta duración.	Batería de NiCad Batería de Pb-ácido Volantes de Inercia
<i>A medio plazo</i> $2 < t_c < 12 \text{ horas}$	Almacena la energía suficiente como para suavizar el efecto diario de la demanda.	Batería de Pb-ácido Producción de H_2
<i>A largo plazo</i> $1 < t_c < 3 \text{ días}$	Es capaz de alimentar el sistema durante los días en los que el consumo está por encima de la media o almacenar cuando esté por debajo.	Batería de Pb-ácido Hidráulica

2.4.1 Baterías

En las baterías la energía eléctrica se almacena electroquímicamente, siendo esta la forma más extendida de almacenamiento de la energía eléctrica en una gran variedad de aplicaciones [4,77,83,127]. Su rendimiento está típicamente entre el 70% y 80%. Las más empleadas son las de Pb-ácido (ver Fig. 2-8), inventadas por Plante en 1859, siendo sus principales ventajas, su relativamente alta eficiencia, bajo coste y una temperatura de trabajo que va desde los -15° hasta los 40°C . Las desventajas más importantes son su necesidad de mantenimiento, su elevado peso, largos períodos de carga, y su dependencia de la eficiencia con la temperatura. Existen versiones sin mantenimiento de este tipo de batería, sin embargo su coste es mayor.

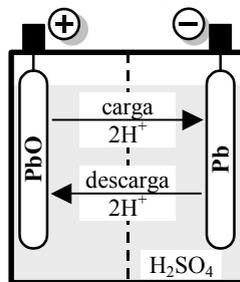


Fig. 2-8: Esquema de una batería de Pb-ácido.

En el mercado existen otras tecnologías que aumentan la capacidad del almacenamiento de las de plomo ácido, como son: Ni-Cd, Ni-hidruro de metal, Li-ion, Li-polímero y Zn-aire. Para instalaciones remotas sería recomendable batería sin mantenimiento, como las de Ni-Cd, si embargo su elevado precio limita su penetración en este mercado.

Las baterías llevan asociados rectificadores y/o inversores ya que al funcionar en CC necesitan estos elementos para poder suministrar energía a las cargas habitualmente en CA. La electrónica de potencia se emplea además para el control de la carga y descarga de las baterías, ya que el realizar este proceso adecuadamente es decisivo para su vida útil. Independientemente del tipo de baterías empleado, este almacenamiento abarca desde el muy corto plazo hasta el medio plazo e incluso el largo plazo (ver Tabla 2-2), o sea, suple la energía del sistema en un período que abarca desde segundos hasta horas.

Su mayor ventaja es la ausencia de elementos mecánicos con el desgaste y mantenimiento que estos llevan asociados.

Los parámetros que más afectan al diseño de una batería son la profundidad de descarga, la temperatura de trabajo, el número de ciclos de carga y descarga, número de celdas en serie, el control de carga y descarga y periodicidad del mantenimiento.

2.4.2 Volantes de Inercia

El almacenamiento en los volantes de inercia se produce en energía cinética sobre una masa en rotación [61,77,83,127]. Este tipo de almacenamiento se ha venido empleando durante siglos, por ejemplo en el torno de alfarero. Los avances tecnológicos que se están produciendo hoy en día en cuanto a los materiales y sistemas de conversión, hacen que se piense en ellos como competidores de las baterías, pasando de ser un sistema de almacenamiento a muy corto plazo a uno de corto o medio plazo. A modo de ejemplo, las especificaciones del volante de potencia nominal de 1kW, suministrado por la casa Beacon Power, afirman que es capaz de alimentar una carga de 500 W durante 4 horas.

El rendimiento del volante de inercia, en cuanto al ciclo de generación y almacenamiento de energía eléctrica puede alcanzar valores del 85%, por encima del rendimiento de las baterías. Sin embargo, este valor disminuye rápidamente a medida que aumenta el tiempo de almacenamiento.

Entre sus ventajas cabe destacar [180]:

- Ciclos de carga y descarga, soportan un elevado número de ciclos de carga y descarga (pueden ser del orden de millones) sin que ello afecte a su funcionamiento.
- Profundidad de descarga, la profundidad de la descarga no perturba su funcionamiento
- Rapidez de Respuesta, su velocidad de carga o descarga que sólo dependen de la capacidad del sistema de conversión mecánico-eléctrico empleado
- Mantenimiento reducido, que se limita prácticamente a la revisión de los cojinetes sobre los que se apoya, siendo fácil encontrar sistemas con una vida útil por encima de los 20 años
- Fácil control de potencia, ya que la energía almacenada se obtiene directamente de la medida de la velocidad

- Alta concentración de energía por unidad de volumen

2.4.2.1 Diseño del volante

Si se supone un volante de inercia de radio r (en m) cuya masa m (en kg) está concentrada en la periferia con un espesor despreciable, la energía almacenada E (en J) se puede poner en función de la velocidad de giro ω (en rad/sg) según la expresión:

$$E = \frac{1}{2} r^2 m \omega^2 \quad (2.1)$$

A la vista de esta expresión, se observa que si se desea aumentar la energía almacenada la velocidad de giro es mucho más importante que la masa. La densidad de energía E_m , definida como la cantidad de energía por kg (J/kg), se obtiene dividiendo la expresión (2.1) por la masa m , o sea:

$$E_m = \frac{1}{2} r^2 \omega^2 \quad (2.2)$$

y la densidad de energía por volumen E_{vol} (en J/m³) se obtiene introduciendo la densidad ρ en la ecuación anterior:

$$E_{vol} = \frac{1}{2} \rho r^2 \omega^2 \quad (2.3)$$

El volante al estar sometido a una rotación soporta tensiones tangenciales y normales, y es precisamente la capacidad para soportarlas lo que establece su límite de funcionamiento. De esta forma, si se conoce la tensión máxima (σ_{max}) que soporta el material del volante se puede obtener la energía cinética máxima por unidad de volumen $E_{vol,max}$ (en J/m³) según la expresión:

$$E_{vol,max} = \frac{1}{2} \sigma_{max} \quad (2.4)$$

donde, la tensión se obtiene de:

$$\sigma = \rho \omega^2 r^2 \quad (2.5)$$

De esta forma, si las dimensiones del volante son conocidas, la máxima energía que se puede almacenar dependerá de la tensión máxima que soporte el material empleado. Como quiera que una de las características importantes para un volante es su peso, combinando las ecuaciones anteriores, se puede obtener la energía cinética máxima almacenada por unidad de masa ($E_{m,max}$):

$$E_{m,max} = \frac{1}{2} \sigma_{max} / \rho \quad (2.6)$$

De donde se deduce que la máxima capacidad de almacenamiento por unidad de masa aumenta cuanto mayor sea la tensión máxima que soporta el material y, en contra de lo que intuitivamente se podría pensar, disminuye con la densidad del material [169].

Las expresiones obtenidas, p.ej. la (2.6), han tenido como partida un disco con su masa concentrada en la periferia. Sin embargo, esta expresión se puede

modificar con otras geometrías del volante, y para evaluar su efecto se introduce el concepto del factor de forma K definido como: $E_{m,max} = K \sigma_{max} / \rho$. De esta forma K valdría la unidad en un disco en el que todo el material estuviese sometido a una tensión constante e igual a la máxima. No obstante, en volantes en los que la masa se concentra en la periferia con un espesor no despreciable se alcanzan valores del orden de 0,4.

En cuanto al material del volante, la tendencia es la de buscar materiales con una densidad reducida y una tensión máxima lo mayor posible, en esta línea está la fibra de vidrio, fibra de vidrio/epoxy, Kevlar/epoxy, fibra de carbón/epoxy,...

2.4.2.2 Configuraciones

Básicamente existen dos tipos de volantes, que se diferencian en la naturaleza de su acoplamiento, en su masa y velocidad.

La configuración más simple es la de baja velocidad con velocidades de rotación típicas de 1000 y 1500 rpm. En ella, el volante está montado en el eje de una máquina síncrona conectada directamente a red. De forma habitual, el conjunto generador y volante tiene acoplado, a través de un embrague, un motor diesel (ver Fig. 2-9) [43,46]. Son volantes con una masa importante, ya que su velocidad de giro es relativamente baja.

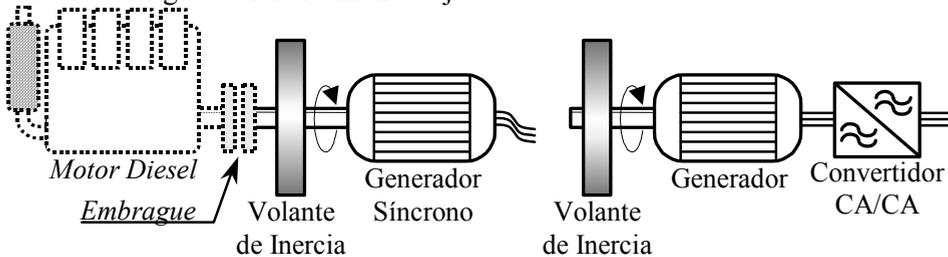


Fig. 2-9: Configuraciones con volantes de inercia.

El generador síncrono actúa como convertidor bidireccional de la energía almacenada en el volante. Así, si en un determinado instante la energía generada supera la demanda, la diferencia se puede almacenar en forma de energía cinética. De la misma forma, si el balance energético es negativo, parte de esa energía se puede entregar al sistema. Esta una de las formas más simples de almacenamiento energético, muy apropiado para potencias elevadas, aunque presenta importantes inconvenientes. Por ejemplo, el flujo energético es posible mediante la variación de velocidad del generador síncrono, o sea, permitiendo fluctuaciones en la frecuencia de la red, la cual sólo es posible en sistemas aislados. Evidentemente, dichas variaciones han de estar limitadas ($\pm 2\%$ de 50Hz), y por ello, sólo está disponible una pequeña parte de la energía cinética almacenada. Es habitual que la energía útil sea, a lo sumo, el equivalente a unos pocos minutos de operación en condiciones nominales del generador síncrono.

En el caso de la existencia de un motor diesel, un inconveniente añadido es el del arranque del propio motor. Se ha de disponer de un equipo capaz de llevar

al volante de inercia a su velocidad nominal en un tiempo razonable. Tampoco se puede despreciar el consumo debido a las pérdidas por rozamiento ya que el elevado peso del volante exige un buen mantenimiento de los cojinetes que lo soportan.

Como ya se ha mencionado la energía depende del cuadrado de la velocidad, por lo que sería interesante emplear volantes de alta velocidad que además pudiesen trabajar en un amplio rango de velocidades. De esta forma, con una masa sensiblemente inferior se obtienen concentraciones muy altas de energía. Estos volantes soportan elevadas fuerzas centrífugas, para ello se estudian el comportamiento de materiales como el composite o el acero laminado, así como su inclusión en carcasas al vacío con cojinetes magnéticos para minimizar las pérdidas [15,42]. Esta configuración necesita de un generador que trabaje a esas velocidades de rotación (30.000 rpm y más), que puede ser síncrono de imanes permanentes, de reluctancia variables, ... Además, para su integración en la red eléctrica necesita de un convertidor CA/CA que permita adaptar la frecuencia de salida del generador (variable) a la de la red (constante) (ver Fig. 2-9).

2.4.3 Acumulación Hidráulica Reversible

La acumulación hidráulica reversible se emplea para almacenar grandes cantidades de energía y se basa en transvasar agua entre dos depósitos a distinta cota (ver Fig. 2-10). De esta forma, cuando la generación supera a la demanda se pueden emplear el excedente energético para bombear agua desde el depósito inferior al superior [83]. En el momento en que se produce la situación contraria, el agua se envía al depósito inferior a través de una turbina, la cual a su vez mueve un generador eléctrico. Comparten muchas de sus características con las de una central hidráulica clásica, siendo una de sus ventajas la rapidez, ya que en unos pocos segundos (entre 4 y 10) se puede empezar a recuperar energía. Es un sistema de almacenamiento a largo plazo con una eficiencia en torno al 80%. Su principal desventaja está en la necesidad de unas condiciones orográficas especiales como ocurre en el caso de las centrales hidráulicas.

La energía almacenada E (en J) depende de la diferencia de cota entre el depósito superior e inferior h (en m), la densidad del agua ρ (kg/m^3) y el volumen de agua almacenado V (m^3), y se ajusta a la expresión:

$$E = \rho V h \quad (2.7)$$

Las plantas de acumulación hidráulica se emplean, generalmente, para almacenar la energía producida por grandes centrales térmicas o nucleares, ya que dichas plantas, necesitan de una potencia constante a su salida para alcanzar rendimientos elevados. Con este tipo de almacenamientos energéticos se consigue suavizar la curva de demanda, y con ello se mejora la eficiencia, además de permitir instalaciones generadoras de menor potencia.

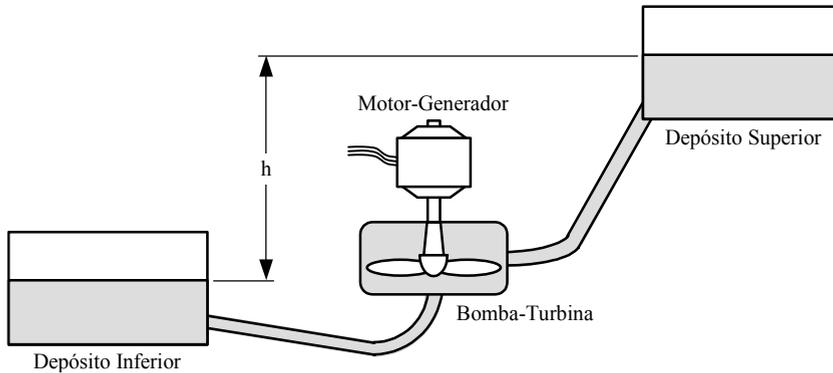


Fig. 2-10: Esquema de un sistema de acumulación hidráulica reversible.

Un nuevo concepto de almacenamiento hidráulico con el depósito inferior bajo tierra está en fase de desarrollo [169]. Este depósito estaría situado bajo tierra utilizando la roca para embalsar el agua. El depósito superior puede crearse artificialmente y necesitaría de un menor volumen que uno convencional, ya que la profundidad del depósito inferior puede ser de 1000 metros o más.

En la UE la potencia instalada de acumulación hidráulica reversible es de 29.675 MW¹³, siendo Italia el país con más capacidad con 6.980 MW instalados, seguida de España con 4.925 MW.

2.4.4 Producción de Hidrógeno y Celdas de Combustible

La utilización del hidrógeno conjuntamente con las celdas de combustible representa una alternativa muy atractiva para utilizar en combinación con las energías renovables [83], ya que así se consigue un proceso completamente limpio, sin emisiones nocivas a la atmósfera. No obstante, es necesario superar los importantes problemas de almacenamiento de hidrógeno así como avanzar en el desarrollo de las propias celdas (electrodos, ...).

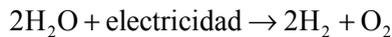
2.4.4.1 El hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más simple y abundante del Universo, y como es un elemento altamente reactivo se encuentra casi exclusivamente formando parte de compuestos como el agua (H_2O) y varios combustibles fósiles (C_xH_y), existiendo como elemento puro en cantidades ínfimas. A pesar de su alta densidad de energía es también muy volátil, lo que conlleva grandes cantidades de volumen por unidad de energía útil, a menos que se comprima, licue o almacene de alguna forma especial.

El hidrógeno es altamente inflamable ya que puede deflagrar en un amplio rango de concentraciones en el aire (un 4-75% frente al 5-15% del metano) con una baja energía de ignición (alrededor del 0,07 veces la del metano). Sin embargo, arde muy rápidamente, sin apenas desprender calor, y, en consecuencia, sin afectar a la mayor parte de los elementos de su alrededor. No

es tóxico y su ingestión no es considerada peligrosa. Su mala imagen se debe, en parte, al accidente del dirigible Hindenburg en 1937, aunque recientemente se ha demostrado que el hidrógeno no fue el responsable de tal catástrofe [169,180].

La producción del hidrógeno se puede realizar por diferentes métodos algunos de los cuales son el reformado con vapor de gas natural (el más empleado), la fotoelectrolisis, la gasificación de biomasa y la fotobiológica. Aunque el método más adecuado para la producción de hidrógeno a partir del excedente de energía eléctrica es el de la electrólisis:



La volatilidad del hidrógeno es responsable de la dificultad de su almacenamiento, uno de los grandes problemas para el despegue de esta tecnología. Las técnicas más empleadas para ello son:

- Gas Comprimido. Se pueden conseguir grandes cantidades de hidrógeno almacenado si este se comprime a presiones de hasta 70 bar. Es la más empleada hoy en día.
- Hidrógeno Líquido. La condensación permite el almacenamiento de grandes cantidades de hidrógeno así como un transporte relativamente sencillo, aunque es necesario mantenerlo a temperaturas por debajo de los -253°C . El resultado es un almacenamiento costoso y que requiere una gran cantidad de energía.
- Hidruros Metálicos o Líquidos y estructuras de carbón. Estos compuesto absorben el hidrógeno y lo devuelven en determinadas condiciones de presión o temperatura. A modo de ejemplo, los hidruros metálicos almacenan un 1-2% de hidrógeno por peso. Estas tecnologías de almacenamiento están todavía en fase de desarrollo y experimentación.

2.4.4.2 Celdas de Combustible

Una vez producido el hidrógeno, por ejemplo mediante electrólisis, y almacenado, por ejemplo como gas comprimido en tanques, el siguiente paso sería el de su utilización como combustible. Básicamente existen dos alternativas, una de ellas sería la combustión directa y la otra en celdas de combustible.

Las celdas de combustible se conocen desde 1839, cuando fueron desarrolladas por W.R. Grove. Si bien, ha sido en los últimos 40 años con su inclusión en la industria espacial, cuando han experimentado un desarrollo apreciable. Aunque el combustible a emplear puede ser de distintos tipos, como el metanol y el metano, son las de hidrógeno-oxígeno (ver Fig. 2-11) las que han atraído el interés de la comunidad científica por las ventajas que aporta el hidrógeno como combustible.

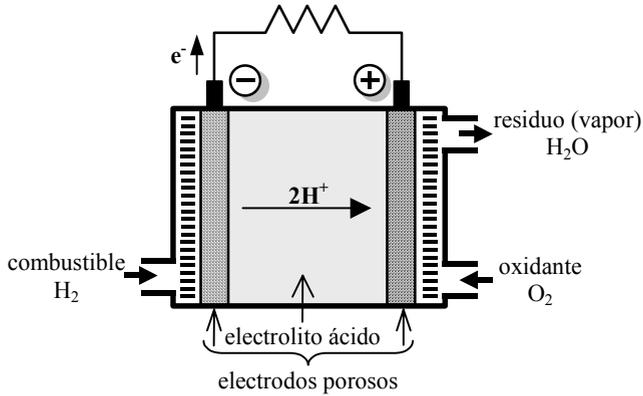


Fig. 2-11: Esquema simplificado de una celda de combustible de hidrógeno-oxígeno.

El principio de funcionamiento de una celda de combustible es similar al de una batería convencional, genera electricidad a partir de una reacción electroquímica en la que se combinan hidrógeno y oxígeno. Produce energía en forma de calor y electricidad mientras se le provea del combustible, y su único subproducto es el agua.

Básicamente, una celda de combustible consiste en dos electrodos separados por un electrolito, de forma que el oxígeno pasa por uno de los electrodos y el hidrógeno por el otro. Al pasar sobre su electrodo, el hidrógeno se ioniza, con lo que el electrón perdido es captado por un material conductor, y el ión H^+ migra hacia el otro electrodo a través del electrolito. La combinación del ión del hidrógeno con el oxígeno da lugar a la formación de agua (ver Fig. 2-11), siendo la reacción global de la celda: $H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$. En este proceso, la tensión generada es del orden de las décimas de voltio, por lo que las celdas descritas se apilan hasta conseguir una tensión de trabajo adecuada [127,169].

Existen diferentes tipos de pilas que se diferencian fundamentalmente en el electrolito empleado, pudiéndose realizar una clasificación como la mostrada en la Tabla 2-3, de ellas, actualmente comercializadas son las PAFC, PEMFC, y Alcalinas.

Tabla 2-3: Tipos de Celdas de Combustible.

Tipo	Electrolito	Temperatura de Operación	Eficiencia Eléctrica	Comentarios
<i>Alcalinas</i>	Alcalino (KOH)	120-200°C	70%	industria espacial
<i>PAFC</i> <i>Phosphoric Acid</i>	Ácido Fosfórico en matriz de carburo de silicio	150-200°C	40%	comercial
<i>MCFC</i> <i>Molten Carbonate</i>	Mezcla de carbonatos (Si, Na, K) en matriz cerámica	650-700°C	55%	
<i>SOFC</i> <i>Solid Oxide</i>	Sólido no poroso basado en óxidos metálicos	900-1000°C	60%	
<i>PEMFC</i> <i>Proton Exchange Membrane</i>	Membrana hidratada con polímero fluorado	80 -120°C	40%	comercial
<i>DMGC</i> <i>Direct Methanol</i>	Membrana de polímero	70 -110°C	40%	
<i>Regenerativas</i>	-	<100°C	-	reciente

2.4.5 Bobinas Superconductoras

Su principio de funcionamiento es el de almacenar energía en forma de campo magnético en una bobina [127]. Si el conductor que forma la bobina tiene una resistencia muy baja se puede mantener en ella una corriente continua por un tiempo muy elevado, para ello es necesario el empleo de materiales superconductores. Su principal ventaja es el elevado número de ciclos de carga y descarga que puede soportar sin desgaste alguno, además de un tiempo de respuesta muy corto. El intercambio de energía se realiza a través de un convertidor CA/CC que, en régimen permanente, ha de aportar una pequeña tensión de CC a la bobina para compensar las pérdidas en la misma. El elemento más engorroso es el sistema de refrigeración necesario para mantener la superconductividad de los materiales empleados. Hoy en día es un sistema en fase de desarrollo.

2.5 Sistemas Eólicos Aislados

2.5.1 La problemática de los sistemas aislados

Al hablar de sistemas aislados es necesario mencionar aquellas aplicaciones en las que las energías renovables se emplean directamente, tal es el caso de las aplicaciones solares para el calentamiento de agua, los sistemas eólicos de bombeo (molino americano), la producción de agua caliente mediante aguas termales, ... Estas aplicaciones representan los primeros aprovechamientos de energía renovables que aparecen en la historia.

En cuanto a la producción de electricidad se refiere, la opción más empleada en los sistemas aislados es la del abastecimiento mediante grupos diesel, tal y como se ha mencionado anteriormente. No obstante, ya sea por motivos económicos o ecológicos, cada vez más se intenta incluir a las energías renovables en la generación, bien complementado al grupo diesel o sustituyéndolo completamente. De esta forma aparecen configuraciones de sistemas aislados que combinan varias fuentes de energía, son los denominados sistemas híbridos. Los sistemas híbridos nacen de la necesidad de compensar el comportamiento imprevisible ya sea del sol, del viento o de otra renovable. Mediante la combinación de varias fuentes de energía se puede asegurar una mantenibilidad en el suministro eléctrico, aparte de explotar de forma más adecuada los recursos del entorno.

La inclusión de las energías renovables en los sistemas aislados, hace necesario un ajuste entre generación y demanda, ya que ninguna de ellas tiene un comportamiento previsible a corto plazo. Es, por lo tanto, necesario tomar medidas de ajuste tanto del lado de la generación como en el consumo, ya sea para regular el exceso o defecto de energía. Este equilibrio se puede alcanzar mediante la combinación de algunas de las acciones indicadas a continuación [96]:

- Regulación directa de la energía generada, por ejemplo, en un aerogenerador actuando sobre el paso de pala.
- Disipación o absorción de la energía eléctrica eventualmente producida en exceso, por ejemplo, mediante disipación en bancos de resistencias, calefacción, pretratamiento de aguas, ...
- Gestión del consumo mediante priorización o temporización en la desconexión de cargas.
- Gestión óptima de sistemas internos de acumulación y/o apoyo, ya que la instalación puede tener a tal efecto volantes de inercia, baterías, grupos diesel, ...

En cuanto a la gestión del consumo es de especial importancia que el diseño de la instalación permita satisfacer las puntas de consumo de una forma satisfactoria a todos los usuarios. Esto se puede conseguir, por ejemplo, priorizando los consumos, o sea, en el caso de que la energía producida sea insuficiente se desconectan aquellas cargas que no sean críticas, para así asegurar el suministro de las declaradas como prioritarias [61,124,147]. De esta forma, se reduce el pico de consumo en las horas punta y se aumenta el de las horas valle. Esta compensación del consumo contribuye a que los equipos de generación tengan una potencia nominal más baja y sean, por lo tanto, más baratos. La gestión también puede correr a cargo del propio consumidor con la instalación de medidores de energía y sistemas prepago y, de ningún modo, donar la instalación o permitir la disposición gratuita de la energía para así asegurar el éxito de la instalación [60].

El organismo estadounidense NREL¹⁵ propone una metodología para la implantación de sistemas híbridos aislados de la red, según la cual es necesario atender a estos cinco parámetros [78]:

- Estimación del consumo de la comunidad, aunque es algo que en ocasiones es difícil de calcular, repercute de una forma muy clara en la elección de la configuración híbrida y en su dimensionamiento.
- Disponibilidad del recurso renovable, es imprescindible estimar qué recursos es posible explotar de una forma eficiente, a partir de medidas, mapas o estimaciones.
- Coste de los sistemas híbridos frente a otras soluciones, ya que se ha de estimar el coste del combustible en el caso de sistemas con grupos diesel.
- Configuración geográfica de la población que se debe abastecer, ya que, por ejemplo, si está dispersa habría que considerar la posibilidad de sistemas de abastecimientos individuales frente a un sistema centralizado.
- Capacidad y disposición de la comunidad para asumir el coste de la energía, aspecto muy importante, ya que da una medida del grado en que dicha población se involucra en el funcionamiento y mantenimiento de la instalación.

Así mismo, el NREL ha desarrollado una serie de herramientas informáticas que facilitan la labor de diseño y dimensionamiento de un sistema híbrido, estas son ViPOR¹⁶, HOMER¹⁷ y Hybrid2¹⁸.

2.5.2 Configuraciones de sistemas aislados

A la hora de enumerar las configuraciones, se ha de tener en cuenta que pueden estar presentes prácticamente todas las combinaciones entre fuentes de generación, sistemas de almacenamiento y tipos de consumos (ver Fig. 2-12). A su vez, la configuración del sistema quedará determinada por la tecnología particular de cada uno de los elementos incluidos.

Evidentemente, debido al alto número de combinaciones posibles, es muy difícil de abordar un tratamiento generalizado de este tipo de instalaciones, a lo que hay que unir la falta de estandarización o de sistemas comerciales, por lo que las distintas soluciones son el resultado de configuraciones “a medida”.

¹⁵ National Renewable Energy Laboratory (NREL)

¹⁶ Village Power Optimisation Model for Renewables

¹⁷ Hybrid Optimisation Model for Electric Renewables

¹⁸ The hybrid system simulation code

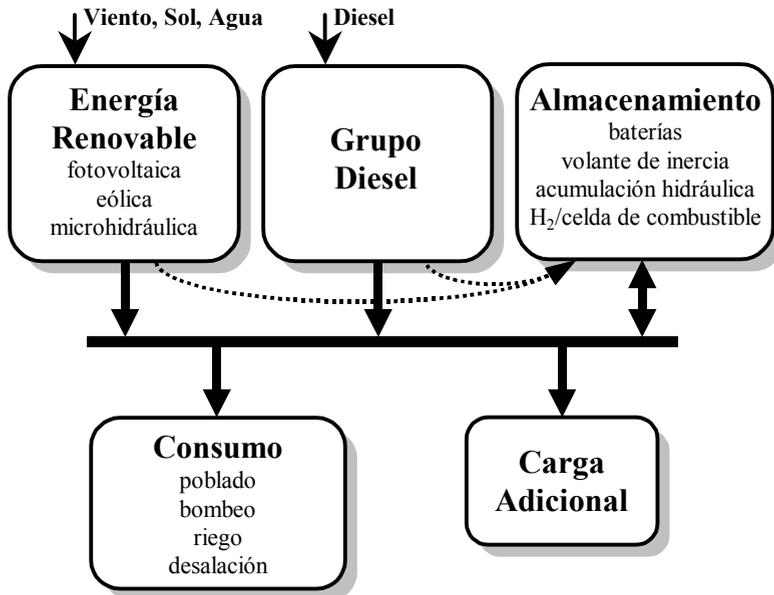


Fig. 2-12: Elementos principales de un sistema híbrido.

Las islas son un referente para el estudio de sistemas aislados, ya sea por ser entidades bien definidas en cuanto a situación, población y economía, o bien, porque su dependencia de unos combustibles sólidos caros las hacen más receptivas a las energías alternativas. La organización danesa *Forum for Energy and Development* (FED) en su informe financiado por entidades europeas¹⁹ realiza un estudio de la penetración de energías renovables en 48 islas distribuidas a lo largo del planeta [98]. Las principales conclusiones de este estudio son (ver Fig. 2-13):

- A lo largo del planeta muy pocas islas han decidido alcanzar una penetración del 100% de las energías renovables, como por ejemplo, Samsøe (Dinamarca).
- Pocas islas tienen una generación importante basada en energías renovables. El 70% de las islas analizadas en el informe producen entre un 0,7% y un 25% de su energía eléctrica mediante energías renovables.
- Las islas con una parte importante de su generación basada en energías limpias se basan, en gran medida, en centrales hidroeléctricas.
- La energía eólica es, con mucho, la energía renovable más empleada para la generación de electricidad.

¹⁹ Informe financiado por la Comisión Europea (programa Synergy), Danish Energy Agency, Danish Council for Sustainable Energy y el propio FED.

Estudios similares se han realizado en países como Australia por el ACRE²⁰, con un gran número de poblaciones sin acceso a la red eléctrica, en donde las soluciones renovables por excelencia son las solares y eólicas, solas o combinadas, en un mercado dominado por los grupos diesel. Aunque la energía mini-hidráulica tiene una importante penetración, su crecimiento es muy inferior al de las otras energías.

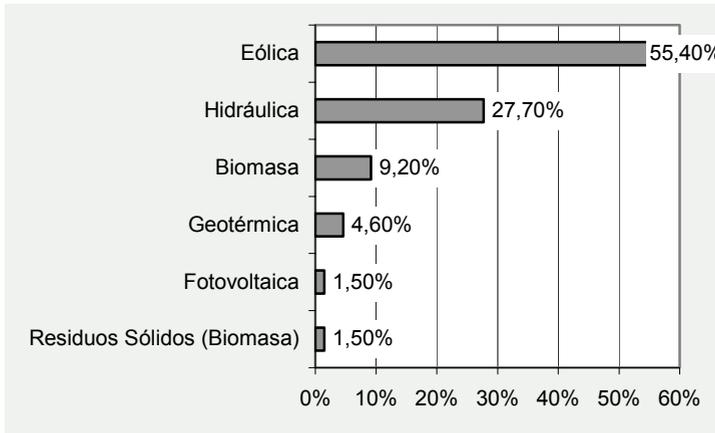


Fig. 2-13: Distribución de la energía eléctrica producida por renovables en islas (datos FED - 2000).

2.5.3 Sistemas Eólicos Aislados

Los sistemas eólicos, apoyados ya sea por grupos diesel o/y energía fotovoltaica, son la principal opción a la hora de suministrar energía a localizaciones remotas [77,127].

La aplicación eólica más simple es aquella constituida por un aerogenerador que alimenta a una carga sin ningún tipo de almacenamiento energético, como la empleada en el sistema de desalación PRODESAL (Fig. 2-14) [51]. Su utilidad queda restringida a aquellas aplicaciones en las que la mantenibilidad energética no es un factor determinante.

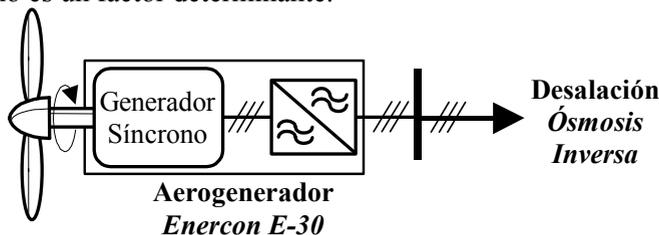


Fig. 2-14: Esquema del sistema eólico de desalación PRODESAL.

Al utilizar un recurso como el viento, suele ser necesaria la inclusión del algún sistema de almacenamiento, por ejemplo un volante de inercia o una batería, que permita suavizar la curva de consumo, así como mejorar el

²⁰ Australian Cooperative Research Centre for Renewable Energy

mantenimiento del abastecimiento [127]. Es la configuración empleada en la instalación de desalación del proyecto SDAWES (ver Fig. 2-15) [7,44,65]. Es también una opción habitual la alimentación de granjas [127]

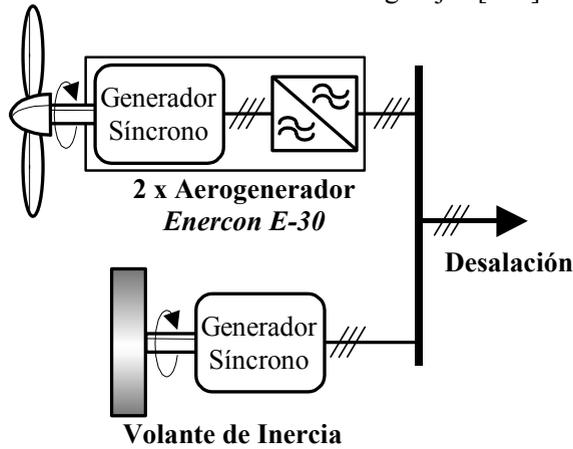


Fig. 2-15: Esquema del sistema eólico de desalación SDAWES.

El aprovechamiento del recurso se puede mejorar si se combinan varias energías renovables. La configuración más común es aquella que incluye sistemas eólicos y fotovoltaicos con almacenamiento en baterías, pudiendo ser la unión entre los distintos elemento en alterna o continua (Fig. 2-16).

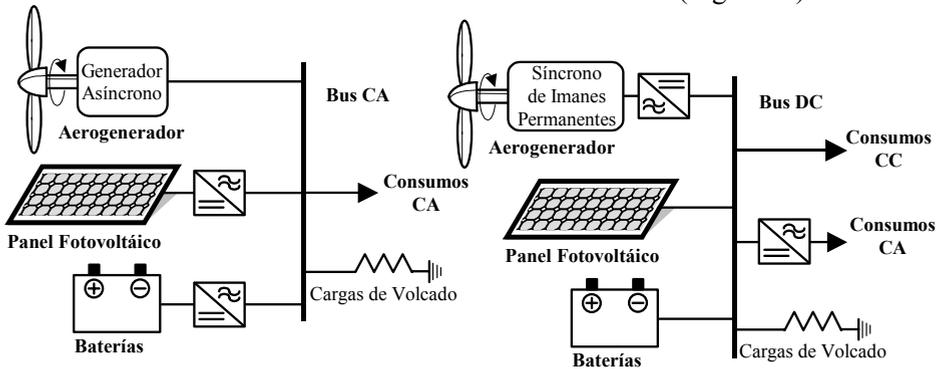


Fig. 2-16: Sistemas Eólico-Solar con almacenamiento en baterías.

Una configuración muy extendida es la que integra un grupo diesel con un aerogenerador eólico con generador asíncrono y almacenamiento por baterías o volante de inercia, donde los distintos elementos se unen en un bus de alterna (ver Fig. 2-17), siendo habitual encontrar cargas de volcado [22,40,77]. También es posible encontrar instalaciones que emplean un bus en CC, aunque generalmente quedan restringidas a aplicaciones de poca potencia (Fig. 2-18) [19,77,122,143].

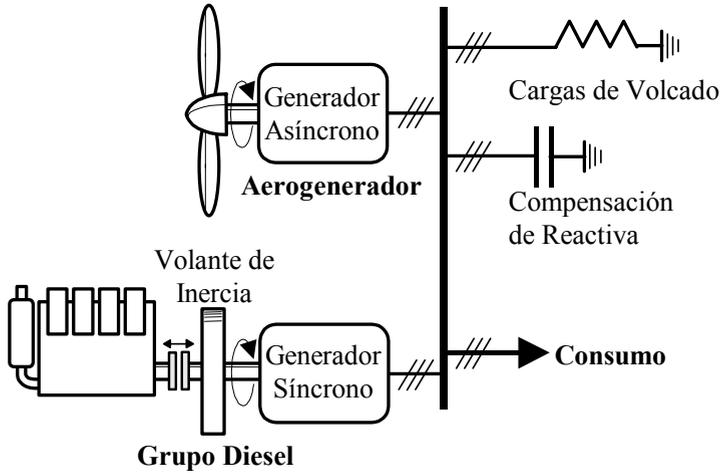


Fig. 2-17: Sistema Eólico-diesel con almacenamiento en volante y bus AC.

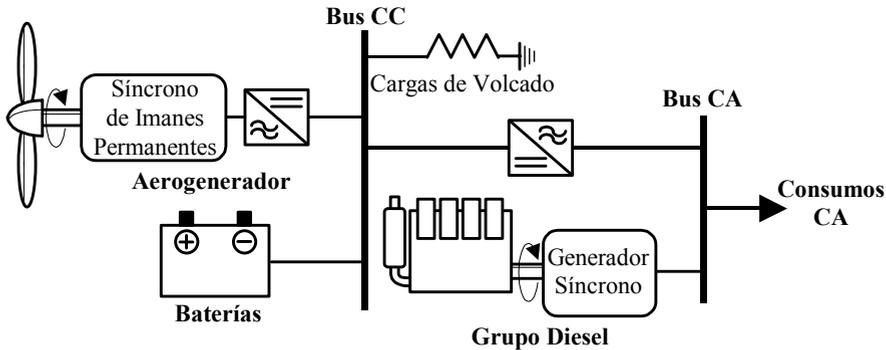


Fig. 2-18: Sistema Eólico-Diesel con almacenamiento en baterías y bus CC.

En los sistemas eólico-diesel, cuando hay viento se reduce el consumo de diesel, hasta el punto que, si el aerogenerador tiene el suficiente tamaño, el grupo diesel puede llegar a desconectarse. El resultado es una disminución de combustible consumido por la instalación, aunque quizás no tanto como el que cabría esperar, ya que es necesario tener en cuenta factores como el nivel de carga del grupo diesel, el tiempo en que está funcionando, el número de arranques y paradas que experimenta,... Se debe evitar que el grupo diesel trabaje por períodos prolongados de tiempo con cargas inferiores al 40% de la nominal (este valor tiene una gran dependencia con la edad del grupo, tipo, ...), ya que en estas condiciones su eficiencia, desde el punto de vista del consumo, es muy baja. Así mismo, un número de paradas y arranques excesivo someten al grupo a una fatiga que irremediablemente acorta su vida útil y aumenta el número de averías [77].

Una mejora en el comportamiento del sistema aislado se puede conseguir mediante el empleo de aerogeneradores con habilidad para controlar la potencia. Ciertas máquinas actuales, como por ejemplo las Enercon E-40, provistas, en este caso, de un generador síncrono multipolo, hacen gala de un control de

potencia que les permite entregar un valor prácticamente constante de la misma, a pesar de las fluctuaciones en la velocidad del viento. Siendo además, capaces de cambiar la referencia de potencia al valor requerido por la instalación. Esta habilidad se consigue a costa de una mayor complejidad técnica y un coste del equipo más elevado. Los beneficios del empleo de tecnologías avanzadas en sistemas aislados (remotos) no son evidentes sino que puede ser preferible una tecnología más robusta y sencilla [60].

Cuando la velocidad del viento hace que la potencia entregada por el aerogenerador sea superior a la consumida es necesario algún método para restablecer el equilibrio antes de que las protecciones de la instalación impongan la desconexión del mismo. En estas circunstancias se suelen emplear las cargas de volcado, en las que se disipa el exceso de energía. La actuación de éstas generalmente está determinada por la detección de algún parámetro que ponga en evidencia la situación de inestabilidad como puede ser un valor muy alto en la frecuencia de las tensiones generadas. Pueden emplearse como cargas de volcado ciertos consumos accesorios a la instalación, como calefacción, desalación de aguas, pretratamiento de aguas salobres,... Su funcionamiento ha de ser suficientemente rápido como para que se tenga tiempo para actuar una vez detectada la situación a corregir, y su control suficientemente fino como para no provocar situaciones oscilatorias. Como posibles cargas de volcado se pueden emplear bancos de resistencias controladas por interruptores estáticos.

Aunque no se ha mencionado, un elemento muy habitual de estas instalaciones es el equipo de compensación de reactiva, que puede ser desde una simple batería de condensadores o estar integrado en la propia electrónica de potencia del aerogenerador. Sea como fuere, su comportamiento puede ser determinante para la atenuación de las fluctuaciones de la tensión.

La diversificación de las fuentes de energía garantiza la continuidad del suministro minimizando el consumo del grupo diesel, así, es habitual encontrar instalaciones que combinan varias fuentes de energías renovables [139]. La más abundante de estas soluciones es la eólico/solar/diesel, aunque se pueden encontrar combinaciones con mini-hidráulicas, biomasa, ... En el informe de Clausen N.E. (2001) se presenta una relación de las instalaciones más significativas instaladas durante el año 2000 y que incluyen aerogeneradores [41], donde destaca la presencia de sistemas eólico/diesel.

Una alternativa con perspectivas muy prometedoras en la utilización de sistemas eólicos para la producción de hidrógeno mediante electrólisis (ver Fig. 2-19). El hidrógeno producido se almacena en tanques a alta presión empleándose a posteriori en instalaciones para combustión directa o para la producción de electricidad mediante celdas de combustible [50].

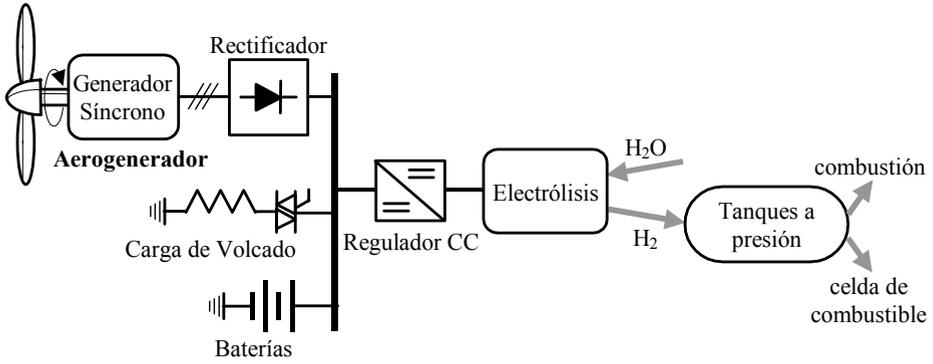


Fig. 2-19: Esquema de sistema híbrido para la producción de hidrógeno.

3. Tecnologías de Aerogeneradores

3.1 Introducción

En la actualidad es cada vez más patente una sensibilidad medio ambiental, lo que unido a la explotación de un recurso limitado como es el petróleo, hace que cobren cada vez más importancia las energías renovables, estando a la cabeza de todas ellas, en cuanto a su implantación e inversión en I+D, la energía eólica. A lo largo de todo el mundo surgen programas de desarrollo para nuevos aerogeneradores, o para incentivar su implantación. Este esfuerzo hace que aparezcan aerogeneradores con una tecnología cada vez más avanzada y de mayores potencias, destacando sobre el resto las inversiones en los parques eólicos marinos.

En este capítulo se muestra el estado tecnológico actual de los aerogeneradores, haciendo hincapié en aquella tecnología más implantada o en la que mayores esfuerzos de investigación se estén realizando, como puede ser el desarrollo de máquinas de imanes permanentes. Antes de esto se relata el cómo se ha llegado al estado actual y las alternativas que han surgido por el camino.

3.2 Un poco de Historia

Las primeras referencias del empleo de molinos de viento, se encuentran en la cultura persa (500-900 dc). Consistían en turbinas de eje vertical, empleadas para bombear agua y moler grano. Sin embargo, existe la idea bastante extendida, aunque no documentada, de que los primeros molinos de viento se emplearon en China hace más de 2000 años (200 aC).

Los molinos llegaron a Europa durante las cruzadas (1096-1191), y su etapa más fructífera abarcó desde los siglos XIV al XIX. Comenzó en Holanda, durante el siglo XIV, donde los molinos de viento se empleaban para el bombeo el agua de sus campos, que normalmente estaban anegados por estar este país por debajo del nivel del mar. Las aplicaciones de estos molinos se fueron extendiendo por el resto de Europa (Alemania, Grecia, Dinamarca,...) a la vez que se diversificaron sus aplicaciones (aserraderos, riego,...).

El desarrollo de los molinos se frena en el siglo XIX con la llegada de las máquinas de vapor. En este siglo, el desarrollo eólico se traslada a los EEUU motivado por el movimiento de los colonos hacia las Grandes Llanuras donde el principal problema era el abastecimiento de agua para sus grandes explotaciones ganaderas [110]. El primer éxito comercial en este sector lo obtuvo D. Halladay cuando, en 1854, construyó una turbina eólica multipala para el bombeo de

agua y cuyo diseño es similar a las máquinas actuales de este tipo, como las del fabricante español J.Bornay¹ [110].

Ya en el siglo XIX, y a finales de los 80, cuando la electricidad comenzaba a ser una fuente de energía viable, el elevado coste que suponía abastecer al medio rural hizo que se buscasen formas de obtener dicha energía del viento. Fue en 1888 cuando se construyó el primer molino empleado para generación eléctrica en Cleveland (EEUU), diseñado por Charles F. Brush. La máquina empleada era de eje horizontal, de 17 m de diámetro y con ella se podían producir hasta 12 kW en corriente continua. Este ingenio estuvo en operación durante 20 años.

En Europa, el pionero de los aerogeneradores fue el metereólogo de origen danés Poul la Cour² (1846-1908), el cual fue además, el primero en aplicar principios aerodinámicos en el diseño de las turbinas. Construyó su primer aerogenerador en 1891 y antes de la I Guerra Mundial en Dinamarca se había generalizado el uso de estas máquinas de 25 kW.

Posteriormente se desarrollaron sistemas para conexión a la red eléctrica, el primero de ellos en Rusia con el generador Balaclava de 100 kW en el mar Caspio. No obstante, el mayor de ellos se construyó en 1941 en la localidad de Vermont (EEUU). Era el aerogenerador Smith-Putman con una potencia de 1,25 MW, de eje horizontal, dos palas, con un diámetro de 53 m. El cual, en 1945 y después de sólo unos cuantos cientos de horas se detuvo debido a la rotura de una de sus palas.

En Europa habría que esperar hasta el final de la II Guerra Mundial, cuando el desabastecimiento de combustibles fósiles disparó el coste de la energía e hizo que se retomase el interés por la energía eólica. El primer hecho importante de este período, fue la construcción por J. Juul, durante 1956-57, del aerogenerador danés Gedser con una potencia de 200 kW, el cual funcionó satisfactoriamente, durante 11 años, y estaba inspirado en la máquina de Paul la Cour [90]. Fue el padre del denominado “concepto danés” creando aerogeneradores sencillos, robustos, duraderos y baratos, haciendo que este tipo de energía fuese competitivo. Otro referente tecnológico era Alemania, en donde se desarrollaron máquinas de eje horizontal eficientes y ligeras, de paso variable y con palas de fibra de vidrio o plástico.

Durante los años 20 en Francia, D.J.M. Darrieus diseñó las turbinas de eje vertical que sentarían las bases para la industria moderna de este tipo de aerogeneradores. El desarrollo posterior de estas máquinas se realizó a partir de los 60 en Canadá y una de sus últimas instalaciones fue una máquina de 4 MW situada en las cercanías de Cap Chat. Existen muy pocas compañías que comercialicen este tipo de aerogeneradores, una de ellas es la *Sustainable Energy Technologies* con sede en Canadá y que fabrica máquinas con una potencia de 250 kW.

¹ Juan y David Bornay, S.R.C. (www.bornay.com) es uno de los principales fabricantes españoles de pequeños aerogeneradores (≤ 12 kW) y aerobombas.

² Datos de la asociación Danesa para la energía eólica.

El desarrollo eólico se detuvo momentáneamente a principios de los 60, cuando los precios del petróleo comenzaron a bajar y la energía eólica dejó de ser competitiva. En 1973, tuvo lugar la “crisis del petróleo”, y los gobiernos volvieron la mirada hacia las energías renovables mediante programas de I+D.

Ese esfuerzo fue manifiesto en EEUU cuyo primer resultado visible fue el aerogenerador MOD 0, de eje horizontal, con un diámetro de pala de 38m, turbina bipala y una potencia de 100 kW. A este proyecto le siguieron otros similares (MOD-0A, MOD-1) hasta llegar a la Boeing MOD 2 en 1981, una máquina bipala de 91 m de diámetro y una potencia de 2.5MW [61,90]. Esta máquina incorporaba características para reducir su peso y coste, incluyendo una torre relativamente flexible y ligera, palas fabricadas en acero con un paso de pala restringido y un buje que permitía un pequeño desplazamiento de las palas fuera de su plano vertical, para así aliviar los esfuerzos que sobre ellas se producían por turbulencias y ráfagas. Durante los años 80 se prosiguió con el desarrollo de estas máquinas bipala multimegavatio en otros países, como Suecia con el modelo WTS3 de 3MW (1982), Reino Unido con una máquina de 3MW, Alemania con el aerogenerador GROWIAN de 3MW, Dinamarca con la TVIND de 2MW,...

Paralelamente al desarrollo de los grandes aerogeneradores, se diseñaron máquinas con potencias por debajo del megavatio, con resultados notables en Dinamarca y Países Bajos en el diseño de máquina con diámetros de rotor entre 10 y 20 m. Durante los años 80 se produjo el “boom” eólico en California. Gracias a una política de ayudas fiscales, entre 1980 y 1986 se instalaron en este estado alrededor de 15000 aerogeneradores, muchos de los cuales estaban fabricados en Europa, principalmente Dinamarca.

En 1985, el gobierno americano suprimió las ayudas a este tipo de instalaciones y el suculento mercado eólico en este país se desvaneció. Esto supuso un fuerte revés al desarrollo de la energía eólica y muchos fabricantes y diseños desaparecieron. En esta época el “diseño danés”, consistente en aerogeneradores tripala, a barlovento y con control por pérdida aerodinámica, se fue optimizando hasta alcanzar potencias de 250 kW, haciendo así a las turbinas más rentables [182]. No obstante, tampoco se deben olvidar los adelantos llevados a cabo en el diseño de grandes máquinas con control por paso de pala. Estos avances dieron el impulso necesario para que el desarrollo eólico saliera del bache.

A partir de 1990 se abrieron nuevos mercados como los de Alemania, India, Reino Unido, Holanda, España y Suecia, en donde el desarrollo de la energía eólica se trata desde un punto de vista medio-ambiental. Esta configuración del mercado hace que sean los fabricantes europeos los que dominan el mercado mundial, con una cuota del 80% en 1997, siendo los generadores de media potencia (<1000 kW) los más abundantes, sobre todo los correspondientes a potencias entre 500 y 700 kW con una potencia instalada de más de 30 MW a lo largo del planeta [182].

Aunque gradualmente aparecen nuevos avances en los sistemas de transmisión directa, en la electrónica y el control asociados a los sistemas de velocidad variable, en los materiales de las palas, quizás sea el desarrollo de las máquinas multimegavatio el área en el que la industria eólica aplica su mayor esfuerzo. No obstante, no se debe dejar de mencionar la investigación en aerogeneradores de otro tipo, por ejemplo, el de traslación desarrollado por la empresa vasca Enerlim Albia, capaz de alcanzar su potencia nominal (300kW) a velocidades de viento bajas (4,2-6 m/sg). Otro ejemplo llamativo es el que presenta la compañía neozelandesa Vortec, la cual propone la inclusión de un difusor alrededor de la turbina para mejorar su rendimiento, de esta forma se evitaría el cuello de botella que supone la fabricación de palas de gran dimensión para los aerogeneradores multimegavatio. Su máquina Vortec V3500 consigue una potencia de 3,5 MW con un rotor de 54 m de diámetro.

El siguiente gran paso para el desarrollo eólico se espera que sea el de la instalación de parques eólicos en el mar. La primera de estas instalaciones para uso comercial está Vindeby (Dinamarca) y consta de 11 máquinas Bonus de 450 kW alejadas entre 1 y 3 km de la costa, en aguas cuya profundidad oscila entre los 2,5 y 5,1 m (ver Tabla 3-1). En la actualidad los principales fabricantes de aerogeneradores están desarrollando máquinas multimegavatio específicamente para instalaciones marinas (Nordex, Vestas, NEG Micon, Enercon, Tacke). El proyecto más ambicioso corre a cargo de Holanda que espera tener instalados 1250 MW en instalaciones marinas para el año 2020 [157].

Tabla 3-1: Plantas Offshore en funcionamiento³.

Localidad	País	Año	Potencia (MW)	Aerogenerades (nº/fabricante/potencia)
Vindeby	Dinamarca	1991	4,95	11 × Bonus 450 kW
Lely	Holanda	1994	2,0	4 × NedWind 500 kW
Tunø Knob	Dinamarca	1995	5,0	10 × Vestas 500 kW
Dronten	Holanda	1996	11,4	19 × Nordtank 600 kW
Gotland	Suecia	1997	2,75	5 × Wind World 550 kW
Blyth	Reino Unido	2000	3,8	2 × Vestas 2 MW
Middelgrunden	Dinamarca	2001	40	20 × Bonus 2 MW
Uttgrunden	Suecia	2001	10,5	7 × Enron 1,5 MW
<i>Totales</i>			<i>80,4</i>	<i>78</i>

Aunque no se han mencionado, es importante resaltar la creciente atención que diversos programas nacionales prestan al sector de los pequeños aerogeneradores (<30 kW). Son máquinas orientadas al abastecimiento energético en sistemas aislados, sobre todo en países en vías de desarrollo. Sirva

³ Datos del sitio web: www.offshorewindfarms.co.uk mantenido por la Asociación Británica para la Energía Eólica (British Wind Energy Association)

como ejemplo el caso de China, donde en los últimos 20 años se han instalado alrededor de 140.000 de estos equipos, de cuya energía se abastece un tercio de la población de la Mongolia interior que no dispone de conexión a la red eléctrica. Actualmente existen programas de ayuda para la electrificación en países tan diversos como Brasil, México, Indonesia, Filipinas y Sudáfrica. Por otra parte, en el mundo occidental también existen programas de I+D del que cabe destacar el caso de EEUU con el Centro Nacional de Energías Renovables (NREL) por ser el más ambicioso y mejor coordinado.

El impulso eólico está garantizado por las propias resoluciones de la UE que fija como objetivo el alcanzar para el año 2010 un 12% de la generación mediante energías renovables. En cuanto al mercado actual, se puede decir que durante el año 2000 se superó la cantidad de 15.000 MW instalados en energía eólica, y se espera que durante los próximos años se superen los 25.000 MW⁴. Un mercado en el que España ocupa el segundo lugar en el mundo, en cuanto a nuevas instalaciones (775 MW) y el tercero en cuanto a potencia instalada (2.250 MW) por debajo de Alemania (6.110 MW) y EEUU (2.550 MW).

3.3 Clasificación de Aerogeneradores

La clasificación de los aerogeneradores, se puede realizar desde varios puntos de vista, una primera aproximación al problema se puede hacer desde el punto de vista de la potencia eléctrica que pueden generar, según lo cual se clasifican en [182]:

- Pequeños Aerogeneradores. Son considerados en este grupo los aerogeneradores cuya potencia está por debajo de los 30 kW. Los principales fabricantes de estos equipos están en EEUU (Bergey, Atlantic Orient,...) y tienen una cuota del mercado mundial de aproximadamente el 30%⁵.
- Aerogeneradores de Tamaño Medio. Es el sector más desarrollado y extendido, en donde se engloban la mayor parte de las instalaciones conectadas a red. Su potencia está entre 30 y 600 kW. En este tipo de máquinas son los fabricantes europeos los que dominan el mercado (NEG MICON, VESTAS, ENERCON, GAMESA, MADE,...)
- Máquinas Multimégavatio. Son máquinas con una potencia por encima del megavatio, representan lo último en tecnología. Los principales fabricantes de aerogeneradores disponen en el mercado de máquinas de este tipo (ver Tabla 3-2).

⁴ Datos del barómetro de energías renovables de la revista "Systèmes Solaires" (2000)

⁵ Datos de la Asociación Americana de Energía Eólica

Tabla 3-2: Listado de Máquinas Multimegavatio.

<i>Fabricante</i>	<i>Modelo</i>	<i>Potencia MW</i>	<i>H*/D** m</i>	<i>Tecnología*** V/C/A/G</i>	<i>Observaciones</i>
<i>Nordex</i>	N80	2.5	80/80	VV/CP/V/DA	
<i>Nordex</i>	N60	1.3	69/60	2V/PA/F/MA	
<i>Bonus</i>	1.3MW	1.3	68/62	2V/PA/V/MA	CombiStall
<i>Tacke/Enron</i>	TW 2.0	2.0	77/70.5	VV/CP/V/DA	
<i>Vestas</i>	V80	2.0	100/80	VV/CP/V/DA	OptiTip/OptiSpeed
<i>Vestas</i>	V66	1.65	78/66	2V/CP/V/DA	OptiTip/OptiSlip
<i>Enron</i>	1.5MW	1.5	85/77	VV/CP/V/DA	
<i>Enercon</i>	E66	1.5	98/66	VV/CP/V/SM	
<i>Made/Endesa</i>	AE-61	1.3	58.5/61	2V/PA/F/MA	
<i>Nordic</i>	1000	1.0	60/54	1V/PA/F/MA	2 Palas/Desliz. Variable
<i>Mitsubishi</i>	MWT-1000	1.0	60/56	2V/CP/V/MA	

* H=Altura, se ha escogido la máxima del fabricante.

** D= Diámetro del rotor de la turbina

*** En el apartado de tecnología se dan cuatro características:

V: Velocidad, que puede ser de velocidad fija (1V), dos velocidades (2) o velocidad variable (VV)

C: Control de potencia, que puede ser por pérdida aerodinámica (PA) o por control de paso de pala (CP)

A: El paso de pala, que puede ser fijo (F) o variable (V)

G: Es el tipo de generador, que puede ser asíncrono (MA), doblemente alimentado (DA) o generador síncrono multipolo de transmisión directa (SM).

Desde el punto de vista del diseño, los aerogeneradores se pueden clasificar según los criterios:

- Eje Horizontal o Eje Vertical. El eje sobre el que van las palas puede estar horizontal (HAWT⁶) o vertical (VAWT⁷), las máquinas del primer tipo son las más extendidas, mientras que las del segundo tipo quedan reducidas a prototipos (Darrieus, ...) o a máquinas pequeñas (ver Fig. 3-1). Las ventajas de las VAWT son que la torre no tiene que soportar el peso del generador y caja multiplicadora, y que no es necesario un sistema de orientación [61]. A medida que se aumenta su tamaño los esfuerzos adicionales que deben soportar las VAWT son sólo debidos al peso de las palas y, por lo tanto unidireccionales, lo que facilita el diseño. No ocurre así en las HAWT, donde el peso de las palas crea distintos momentos de torsión que hacen más complejo el diseño de la estructura. Estas ventajas iniciales de la VAWT quedan contrarrestadas por la enorme complejidad que supone tener que desmontar la turbina para reparar los cojinetes de la

⁶ Horizontal Axis Wind Turbine

⁷ Vertical Axis Wind Turbine

mismas, sometidos a un gran desgaste debido a que todo el peso de la turbina está sobre ellos. Además la geometría de las palas en los VAWT es más compleja cuando se quiere introducir un control de potencia a elevadas velocidades de viento [61]. La mayor parte de las VAWT están basadas en la máquina de Darrieus (1927) de la que existen variantes como el “Giromill” o el “Cycloturbine” [90]. Un modelo distinto de los anteriores es el Savonius, consistente en un cilindro dividido en dos mitades distribuidas de forma helicoidal o en S.

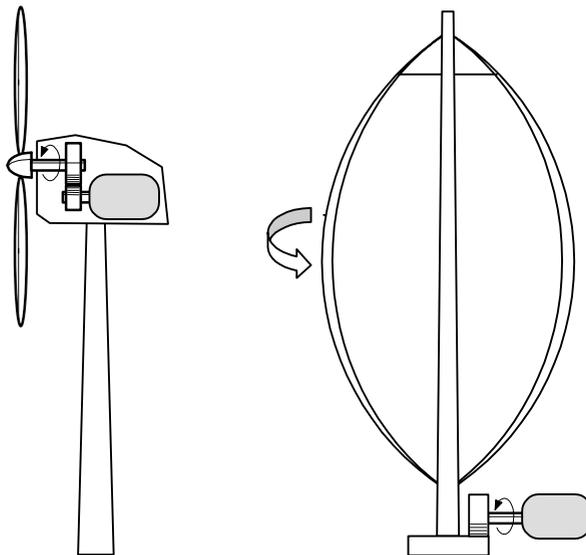


Fig. 3-1: Máquinas de Eje Horizontal (HAWT) frente a Máquinas de Eje Vertical (VAWT - Darrieus).

- A Sotavento o a Barlovento. El conjunto formado por la góndola y la turbina puede estar a favor del viento (sotavento), que es su posición natural, o en contra (barlovento) siendo esta última opción la de empleo más generalizado (ver Fig. 3-2). La máquina a sotavento tiene como ventaja la de no necesitar un mecanismo de orientación, ya que tanto el rotor como la góndola tienen un diseño que permite seguir la dirección del viento, aunque, por otra parte, su comportamiento se ve afectado por las turbulencias que crea la torre. A este tipo de máquinas pertenece el prototipo MOD-0A.

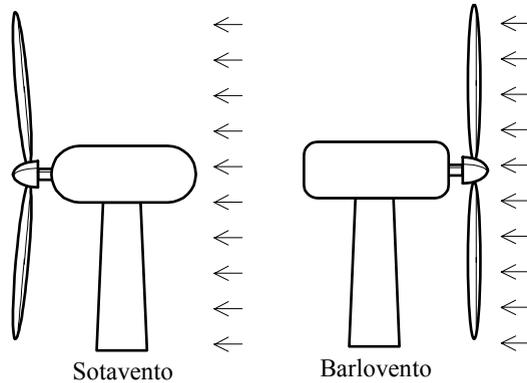


Fig. 3-2: Máquinas a Sotavento y a Barlovento.

- N° de Palas. En las máquinas de media y gran potencia es casi un estándar la utilización de turbinas tripala, a pesar que los primeros prototipos de las máquinas multimegavatio eran bipala e incluso monopala (ver Fig. 3-3). Algunos de los pocos fabricantes dispuestos a fabricar máquinas bipala son las compañías *The Wind Turbine Company* y *Nordic Wind Power*. Los rotores con una o dos palas giran a mayor velocidad que los tripala y tienen a su favor un ahorro en el coste de la turbina, así como en la instalación. En su contra tiene una mayor complejidad en el diseño, ya que su rotor ha de ser basculante para evitar las oscilaciones producidas por el paso de las palas por delante de la torre. En los pequeños aerogeneradores, aunque el número de modelos tripalas supera ampliamente al resto, es habitual encontrar diseños con 2, 4, 5 y 6 palas e incluso más como ocurre con el molino de viento americano (Fig. 3-4) [10].

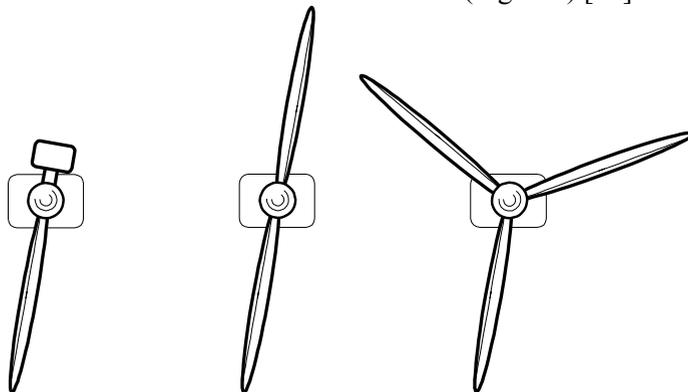


Fig. 3-3: Turbinas de 1, 2 y 3 Palas.

En las máquinas de media y gran potencia el predominio de las HAWT de rotor tripala a barlovento es prácticamente absoluto. Las principales diferencias

entre ellas están, principalmente, en las opciones escogidas para el control de la potencia extraída del viento. Según esto las máquinas se caracterizan por:

- Control por Variación del Paso de Pala o por Pérdida Aerodinámica. Una de las posibilidades para modificar la potencia que se puede obtener en el eje de la turbina es la de actuar directamente sobre las palas, ya sea haciendo entrar a esta en pérdida aerodinámica, o bien, variando el paso de las palas de la turbina. Ambas soluciones no son excluyentes, por ejemplo, en el sistema *CombiStall* de Bonus.
- Velocidad Fija frente a Velocidad Variable. En función de que la variación de la velocidad de la turbina sea prácticamente constante o con variaciones inferiores al 10% se considerará de velocidad constante, y si se permiten variaciones superiores se dirá que es de velocidad variable. Las máquinas que pueden trabajar a dos velocidades prácticamente constantes se consideran como una solución intermedia.

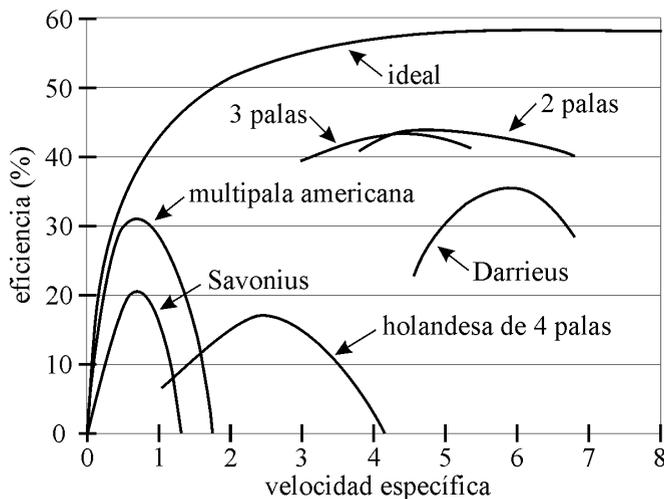


Fig. 3-4: Eficiencia de algunos tipos de turbina.

La revisión tecnológica presentada en este capítulo se centrará en las distintas configuraciones que se obtienen con las características mencionadas, cubriendo con ellas la amplia mayoría de los modelos para generadores de media potencia y máquinas multimegavatio. En este sentido, las configuraciones más habituales en el mercado para estas máquinas pueden verse en la Tabla 3-3 [84]. El control de potencia por pérdida aerodinámica, o por regulación del paso de pala están presentes en prácticamente todas las configuraciones de aerogeneradores.

Tabla 3-3: Principales configuraciones de aerogeneradores existentes en el mercado.

Velocidad	Paso de Pala	Control Potencia	Generador	Conexión a Red	Fabricante
Constante	Fijo	Pérd. aerodinámica	Asíncrono	Directa	Made, Micon
Constante	Variable	Paso de Pala	Asíncrono	Directa	Vestas
2 vel.	Fijo	Pérd. aerodinámica	Asíncrono con dos devanados	Directa	Bonus, Made, Nordex, Micon
2 vel.	Variable	Paso de Pala	Asíncrono con dos devanados	Directa	Mitsubishi
2 vel.	Variable	Pérd. aerodinámica	Asíncrono con dos devanados	Directa	Dutch Pacific, Bonus
Variación 10%	Variable	Paso de Pala	Asíncrono con resistencias en rotor	Directa	Vestas, Lagerwey
Variación 10%	Fijo	Pérd. aerodinámica	Asíncrono con resistencias en rotor	Directa	Nordic (bipala)
Variación 10%+2 vel.	Variable	Paso de Pala	Asíncrono con resist. en rotor y asíncrono aux.	Directa	Vestas
Variación $\pm 30\%$	Variable	Paso de Pala	Asíncrono doblemente alimentado	Directa e Inversor	Dewind, Vestas, Enron, Nordex, Gamesa
Variación 50%	Fijo	Pérd. aerodinámica	Síncrono multipolos	Inversor	Northern Power Systems
Variación 50%	Variable	Paso de Pala	Síncrono multipolos	Inversor	Enercon
Variación 50%	Variable	Paso de Pala	Asíncrono	Inversor	Lagerwey

3.4 El Aerogenerador de Eje Horizontal

Los principales elementos constitutivos de un aerogenerador de eje horizontal pueden verse en Fig. 3-5. De ellos, los directamente asociados con el aprovechamiento de la energía eólica constituyen las siguientes partes:

- Turbina Eólica, está constituida por el conjunto de elementos que transforman la energía eólica en energía mecánica para entregarla en el eje de baja velocidad. Sus elementos más importantes son las palas.
- Tren de Transmisión, es el conjunto de elementos que se encargan de transmitir la energía desde el eje de baja velocidad hasta el de alta velocidad, siendo sus componentes más relevantes la caja multiplicadora y el acoplamiento flexible entre ésta y el generador. Los denominados sistemas de transmisión directa son los que tienen un tren de transmisión más sencillo, donde se elimina la caja multiplicadora.

- Generador Eléctrico, su misión es la de transformar en energía eléctrica la energía mecánica extraída desde el eje de alta velocidad. En su configuración más sencilla es un generador asíncrono, aunque cada más aerogeneradores incluyen generadores síncronos con convertidores o generadores asíncrono doblemente alimentados.

A continuación se describe el comportamiento y modelo de la turbina eólica y del tren de transmisión. El modelo del generador no se aborda en este apartado ya que existen múltiples configuraciones que se deben analizar en cada caso.

3.4.1 Turbina Eólica

La turbina eólica es el elemento captador de energía en un aerogenerador y está constituido por las palas, unidas en el buje, en donde una parte de la energía del viento se transforma en energía de rotación. El fenómeno físico asociado es que la corriente de aire (viento) pasa a través del rotor lamiendo la superficie de las palas, donde las resultantes de presión y de viscosidad del fluido dan lugar a unas fuerzas denominadas fuerzas aerodinámicas.

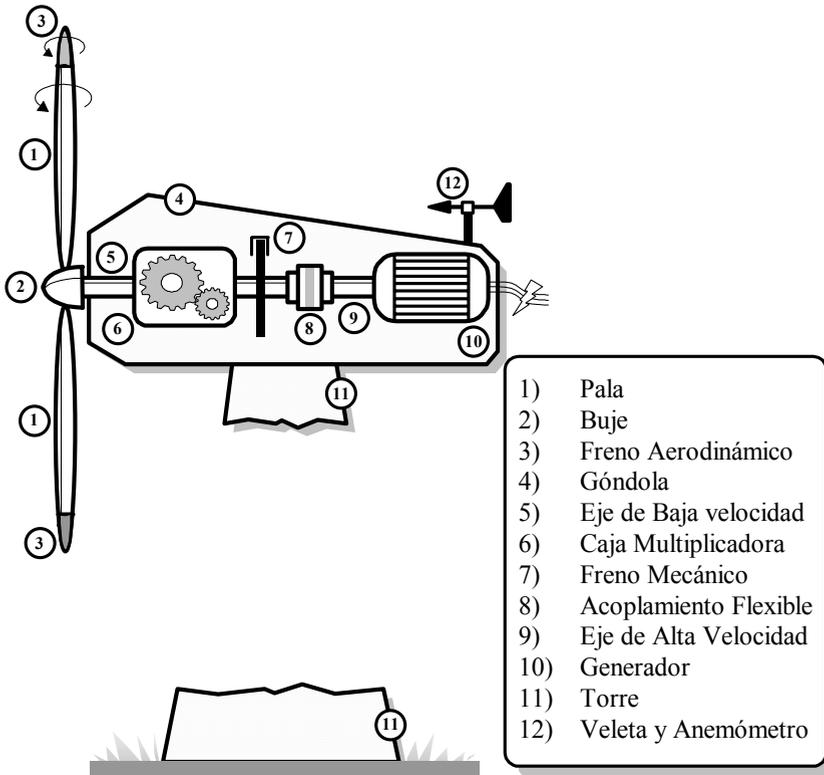


Fig. 3-5: Principales elementos constitutivos de un aerogenerador de eje horizontal.

El principio de funcionamiento de una turbina eólica es similar al de un avión. El aire incidente sobre las palas se divide en dos corrientes (ver Fig. 3-6); una que circula por la parte superior del perfil y otra por la parte inferior, de forma que, las velocidades de las corrientes de aire por ambas caras son distintas y, en consecuencia, la presión existente en ellas [61,90,154]. En la parte superior de la pala (ver Fig. 3-6) la velocidad es mayor y, por lo tanto, hay una depresión, mientras que por la parte inferior la velocidad es menor, y, entonces, hay una sobrepresión. Esta diferencia de presión entre las dos caras del perfil tiene como resultado la aparición de la denominada *fuerza de sustentación* F_s (ver Fig. 3-7) que es la componente perpendicular a la velocidad del viento relativa U_r al movimiento de la pala y, por ejemplo, en los aviones es la fuerza que les permite mantenerse en el aire. A la fuerza de sustentación F_s se le suma, en la misma dirección de U_r , una componente de resistencia aerodinámica F_r , de forma que, la resultante de estas dos fuerzas se puede descomponer en una fuerza tangencial F_t y una normal F_e . La componente tangencial F_t actúa en el sentido del movimiento de las palas, siendo responsable de la aparición del par motor en el eje de la turbina. Por otra parte, la componente normal F_e o fuerza de empuje no realiza ningún trabajo y debe soportarla la torre del aerogenerador.

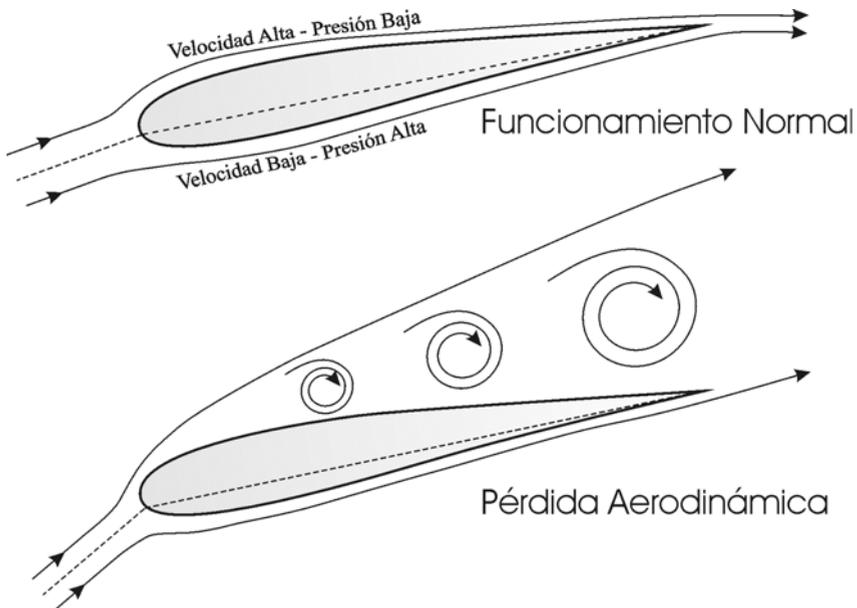


Fig. 3-6: Comportamiento de un perfil de pala.

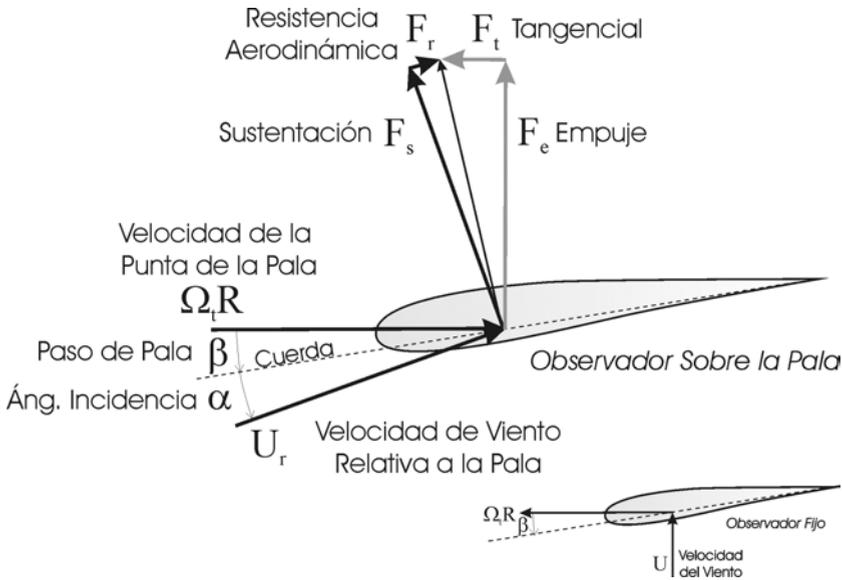


Fig. 3-7: Velocidades y fuerzas en un perfil de pala.

En el comportamiento aerodinámico de la pala existe un fenómeno interesante que es conocido como pérdida de sustentación o pérdida aerodinámica. Para entenderlo se va a suponer que la pala no puede girar sobre su eje (ver Fig. 3-6) y que aumenta la velocidad de viento. Llega un momento en que el ángulo de incidencia α , definido como el que forma la pala con la velocidad del viento relativa U_r , aumenta demasiado de forma que se producen turbulencias en la zona de baja presión del perfil. Esto provoca la pérdida de sustentación, y por lo tanto, de la fuerza que provoca el giro de la pala, con lo que el par ya no aumenta de la forma esperada. La pérdida de sustentación se produce cuando el viento incide sobre la pala con un ángulo (α en Fig. 3-7) superior a un determinado valor (típicamente entre 10 y 16°), de forma aproximada, se puede afirmar que dicho ángulo aumenta con la propia velocidad del viento (U) y disminuye con la velocidad del rotor (Ω_r) y el paso de pala (β), definido como el ángulo que forma la cuerda del perfil con el plano del rotor.

De una forma más general, las fuerza y pares mencionados en el anterior párrafo tienen como resultado una potencia en el eje del aerogenerador. Como referencia se puede tomar la potencia asociada a una determinada masa de aire, cuya expresión [61]:

$$P_{U,\max} = \frac{1}{2} \rho A U^3 \quad (3.1)$$

donde:

- $P_{U,\max}$ es la potencia en W asociada a una masa de aire y, por lo tanto, la máxima que se puede extraer de ella
- U es la velocidad de la masa de aire en m/sg
- ρ es la densidad del aire en kg/m^3

- A es el área en m^2 que atraviesa el flujo de aire considerado que, en el caso de una turbina, es el área de barrido de las palas

Una turbina nunca es capaz de captar toda la potencia asociada a una masa de aire que la atraviesa. A la relación adimensional que hay entre la potencia captada (P_U) y la asociada al viento sin perturbar ($P_{U,max}$) se le denomina coeficiente de potencia (c_p), definido como:

$$c_p = \frac{P_U}{P_{U,max}} = \frac{P_U}{\frac{1}{2}\rho AU^3} \quad (3.2)$$

Según esta definición está claro que el valor del coeficiente de potencia será siempre inferior a la unidad. De hecho existe el denominado límite de Betz, el cual da un valor teórico máximo de $16/27$ ($\approx 59\%$) para las turbinas de eje horizontal. Sin embargo, aunque este valor ha sido calculado en condiciones ideales e inalcanzables en la realidad, es una referencia muy válida. De hecho, en las máquinas de potencias del orden de Megavatio se obtienen coeficientes de potencia cercanos al 50%.

El coeficiente de potencia depende de las condiciones de funcionamiento de la máquina y de sus características constructivas. En cuanto a las primeras, dejando a un lado parámetros como el número de Reynolds, se puede decir que es función del ángulo o paso de pala (ver β en Fig. 3-7) y de la velocidad específica (λ). Este último parámetro expresa la relación existente entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento incidente, por lo tanto su expresión es:

$$\lambda = \Omega_t R / U \quad (3.3)$$

donde R es el radio del rotor de la turbina y Ω_t su velocidad de giro.

La relación entre el coeficiente de potencia (c_p) y la velocidad específica (λ) es una relación no lineal, así como la del coeficiente de potencia con el paso de pala (β) [116,141,167,186]. Una muestra de este comportamiento puede verse en la Fig. 3-8 [92].

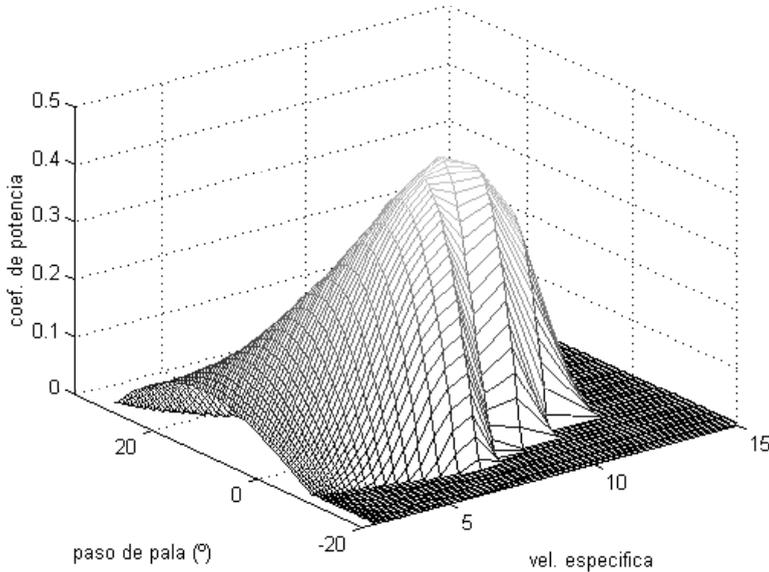


Fig. 3-8: Relación entre el coeficiente de potencia, la velocidad específica y el paso de pala.

Existen numerosos autores que proponen expresiones que relacionan el coeficiente de potencia (c_p) con la velocidad específica (λ) y el paso de pala (β) [116,141,167,186]. Por otra parte, también es habitual que si se disponen de datos del fabricante se empleen curvas que se ajusten a las dadas por el fabricante, ya sea por métodos de mínimos cuadrados o cualquier otro método de ajuste. A modo de ejemplo, en la Fig. 3-9 se muestra la curva de coeficiente de potencias para un aerogenerador MADE AE-30 del que se disponen de datos del fabricante. Dicha curva se ha aproximado empleando la técnica de mínimos cuadrados con la que se obtienen los coeficientes (b_k) del polinomio de grado 10 [55]:

$$c_p(\lambda) = \sum_{k=1}^{10} b_k \lambda^k \quad (3.4)$$

Los resultados obtenidos mediante la aproximación polinómica son mejores, sin embargo, tiene el inconveniente de que la expresión resultante (3.4) no es de ámbito general.

En el caso de las máquinas de paso de pala variable, la aproximación de la curva es más compleja, ya que ahora, el coeficiente de potencia depende también del paso de pala (Fig. 3-8). Una de las posibilidades es la de ajustar una familia de curvas del coeficiente de potencia en las que sólo varíe uno de los parámetros, o sea, se ajustan las curvas a λ constante o a β constante [141].

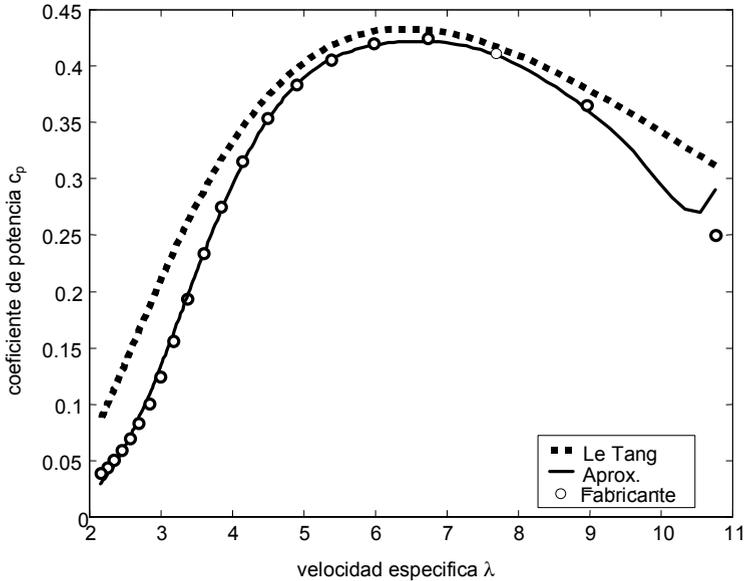


Fig. 3-9: Coeficiente de potencia (c_p) en función de la velocidad específica (λ). Aproximación polinómica, mediante ecuación genérica y datos reales.

3.4.2 Sistema Mecánico de Transmisión

El sistema de transmisión tiene como misión transmitir el par de la turbina (eje de baja velocidad) al eje del generador (eje de alta velocidad). El acoplamiento entre ambas partes se realiza a través de una caja reductora y, para protegerla de puntas de par, dicha unión se realiza con acoplamientos flexibles. Aunque en un estudio muy detallado se tendrían en cuenta todos los acoplamientos (palas-buje, ...), en un análisis menos exhaustivo, como el que aquí se presenta, sólo se considerará aquella parte de la transmisión más flexible, que es la del acoplamiento con el generador (eje de alta velocidad).

La transmisión entre el eje de la turbina y el del generador se comporta, de forma simplificada, como la unión flexible ente dos masas que giran a distintas velocidad con un determinado rozamiento (ver Fig. 3-10) [72,116,186,189]. Las ecuaciones que modelan el comportamiento de la transmisión son:

□ En el eje de la turbina:

$$T_t - T_c = J_t \frac{d\Omega_t}{dt} + D_t \Omega_t \quad (3.5)$$

donde:

- T_t es el par transmitido por la turbina en N·m
- T_c es el par transmitido a la caja reductora desde la turbina en N·m
- Ω_t es la velocidad del eje de la turbina (baja velocidad) en rad/sg

- J_t y D_t son, respectivamente, el momento de inercia de la turbina en $\text{Kg}\cdot\text{m}^2$ y su coeficiente de rozamiento en $\text{Kg}\cdot\text{m}^2/\text{sg}$.

□ En la caja reductora:

$$\begin{aligned} T_k &= T_c/n \\ \Omega_c &= n\Omega_t \end{aligned} \quad (3.6)$$

donde:

- n es el factor de reducción de velocidad
- T_k es el par transmitido al acoplamiento flexible desde la caja reductora
- Ω_c es la velocidad a la salida de la caja reductora (alta velocidad)

□ En el acoplamiento flexible:

$$\frac{dT_k}{dt} = k_g (\Omega_c - \Omega_g) \quad (3.7)$$

donde k_g es la constante de acoplamiento en $\text{Kg}\cdot\text{m}^2/\text{sg}^2$.

□ En el eje del generador:

$$T_k - T_g = J_g \frac{d\Omega_g}{dt} + D_g \Omega_g \quad (3.8)$$

donde:

- T_g es el par transmitido al generador en $\text{N}\cdot\text{m}$
- Ω_g es la velocidad del generador en rad/sg
- J_g y D_g son, respectivamente, el momento de inercia del generador eléctrico en $\text{kg}\cdot\text{m}^2$ y su coeficiente de rozamiento en $\text{Kg}\cdot\text{m}^2/\text{sg}$.

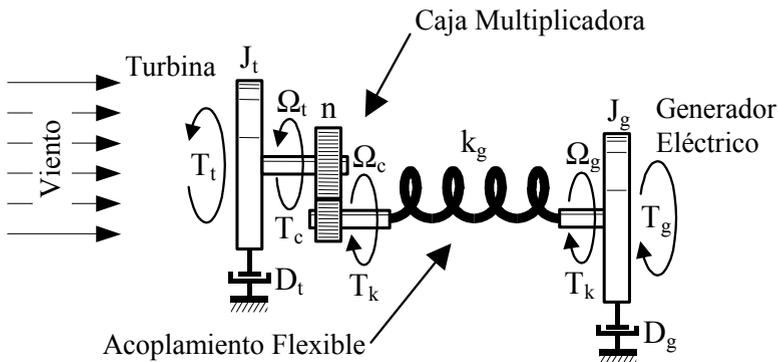


Fig. 3-10: Modelo de la transmisión.

Mediante la utilización de los valores por unidad (ver Apéndice II) se pueden simplificar las ecuaciones anteriores, ya que las ecuaciones de la caja reductora se transforman en igualdades, por lo tanto:

$$T_t - T_k = \frac{1}{2} H_t \frac{d\Omega_t}{dt} + D_t \Omega_t \quad \text{pu} \quad (3.9)$$

$$\frac{dT_k}{dt} = k_g (\Omega_t - \Omega_g) \quad \text{pu} \quad (3.10)$$

$$T_k - T_g = \frac{1}{2} H_g \frac{d\Omega_g}{dt} + D_g \Omega_g \quad (3.11)$$

donde H_t y H_g son, respectivamente, las constantes de inercia en sg de la turbina y el generador, definidas como:

$$H_t = \frac{1}{2} \frac{J_t \omega_{\text{base}}^2}{S_{\text{base}}} \quad H_g = \frac{1}{2} \frac{J_g \omega_{\text{base}}^2}{S_{\text{base}}} \quad (3.12)$$

siendo ω_{base} la velocidad base en rad/sg y S_{base} la potencia base en VA.

La transmisión puede ser la responsable de la aparición de oscilaciones mecánicas de baja frecuencia, oscilaciones que se pueden presentar en la potencia [14,72,186]. La constante del acoplamiento k_g tiene una gran influencia en la frecuencia de dichas oscilaciones.

3.5 Control de Potencia. Pérdida Aerodinámica o Variación del Paso de Pala

En esta apartado se describen los dos métodos principales de controlar la potencia capturada por una turbina eólica, la pérdida aerodinámica y la variación del paso de pala. Estas técnicas son las empleadas en los generadores de media y gran potencia. Sin embargo, existen otros métodos, empleados sobre todo en los pequeños aerogeneradores, como por ejemplo el implantado en máquinas fabricadas por Bornay consistente en el cabeceo (Fig. 3-11) del rotor cuando la velocidad del viento alcanza un determinado valor.

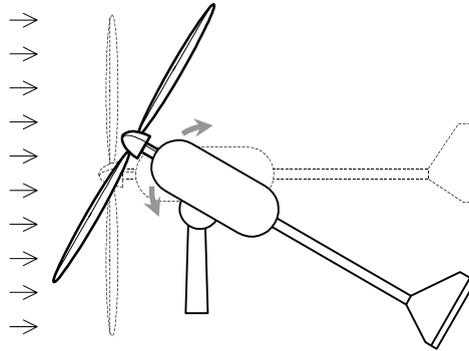


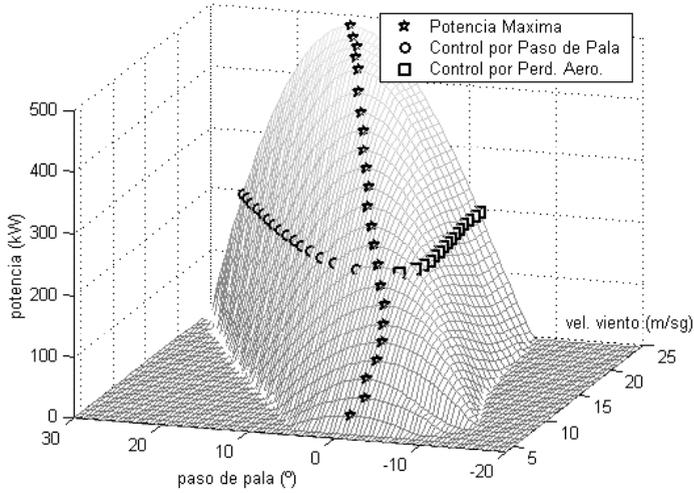
Fig. 3-11: Control de potencia mediante cabeceo del rotor.

3.5.1 Control de potencia por variación del paso de pala

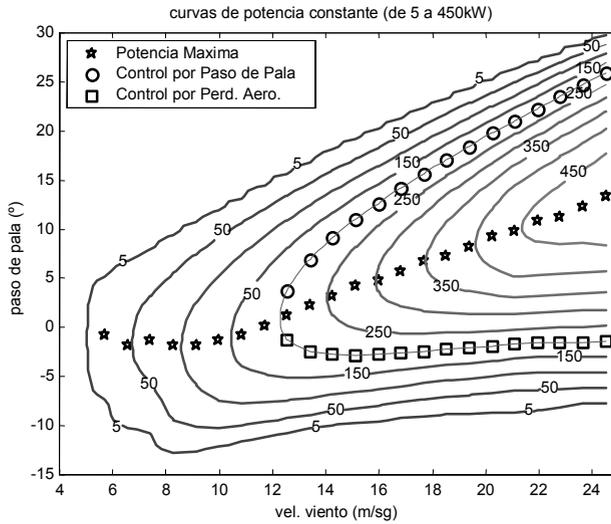
La actuación sobre el paso de pala produce una alteración del coeficiente de potencia, y por ello varía la energía extraída por la turbina del viento. Este comportamiento se puede emplear para el control de la potencia en el eje de la turbina y, en consecuencia, la potencia entregada por el aerogenerador. En general, al aumentar el paso de pala disminuyen todas las fuerzas aerodinámicas y, por consiguiente, la tangencial F_t , responsable del movimiento de la turbina, y la de empuje F_e (ver Fig. 3-7), con lo que se reducen las sollicitaciones mecánicas sobre el aerogenerador.

En este caso, el control de potencia se realiza actuando sobre el paso de pala, de forma que, por debajo de la velocidad de viento nominal, se ajusta el comportamiento de la turbina para extraer del viento la máxima potencia posible y, por encima de la velocidad de viento nominal, el ajuste se realiza para mantener constante la potencia entregada por el aerogenerador. Un ejemplo de este comportamiento se puede ver en Fig. 3-12, que representa el caso más sencillo en el que el aerogenerador funciona a velocidad constante y con paso de pala variable. En dicha figura se muestra un aerogenerador con una velocidad de viento nominal de 12 m/sg, por lo tanto, a partir de ella la estrategia de máxima potencia se abandona para conseguir una potencia constante e igual a la nominal.

Durante la estrategia de máxima potencia, el paso de pala tiene variaciones de apenas unos grados, e incluso puede ajustarse a un valor constante. Por el contrario, al superar la velocidad de viento nominal, el paso de pala varía constantemente para conseguir una potencia de salida prácticamente constante, lo que implica importantes variaciones en el mismo. En estas circunstancias, la habilidad del sistema de control depende en gran medida de la dinámica y precisión del actuador de la pala cuya velocidad de respuesta está limitada con el fin de evitar fuertes cargas sobre las palas. A pesar de ello, se pueden conseguir buenos resultados en lo referente al control de la potencia.



a.



b.

Fig. 3-12 a y b: Evolución del paso de pala en una turbina de velocidad fija ante las estrategias de potencia máxima, control por variación del paso de pala y control por entrada en pérdida aerodinámica.

La bondad del sistema de control también se mide por la capacidad para responder a las variaciones bruscas del viento, una gestión inadecuada de dichas perturbaciones podría provocar importantes sollicitaciones mecánicas en el aerogenerador, ya que la disminución del empuje no es tan evidente, así como la aparición de oscilaciones en la potencia eléctrica entregada (flicker). Una vez más, este método de control se revela como una alternativa adecuada para alcanzar este objetivo.

El sistema de control por variación del paso de pala supone la existencia de un mecanismo de control complejo y preciso, y por ello caro, que se comporte de forma adecuada en todo su intervalo de actuación.

El control por paso de pala necesita de un regulador, que dependerá de si el sistema es de velocidad fija o variable. La principal diferencia entre ambas opciones es la necesidad o no de una electrónica de potencia para la conexión a la red. Las configuraciones de velocidad variable necesitan de un convertidor, ya sea CA/CA o CC/CA, para la inyección de la energía a la red eléctrica [7,44,65]. Esto incluye un parámetro a mayores, aparte del paso de pala, en el regulador, que es la actuación sobre el propio convertidor. Ello hace que en los sistemas de velocidad variable el diseño del regulador sea del tipo MIMO (Multiple Input Multiple Output), con entradas que pueden ser la potencia entregada a la red, la velocidad de rotación de la turbina, la velocidad de viento,... Mientras que las salidas son el paso de pala y el parámetro de control del convertidor, generalmente la potencia. El problema se simplifica en el caso de sistema de velocidad constante, ya que la actuación es únicamente sobre el paso de pala [40,44,45].

3.5.2 Control de potencia por pérdida aerodinámica

Una alternativa al control por cambio de paso de pala es el que se basa en el fenómeno de la pérdida aerodinámica o pérdida de sustentación. Un ejemplo del comportamiento aerodinámico de este tipo de turbinas es el mostrado en la Fig. 3-13. Para este tipo de control, el diseño del perfil de la pala es tal que, a partir de una velocidad de viento se produce la pérdida aerodinámica, y la potencia de salida deja de aumentar con la velocidad. Las palas están diseñadas para que el fenómeno de la entrada en pérdida se produzca de forma gradual, de forma que, comienza en el encastre de las palas y, a medida que aumenta la velocidad de viento, se va extendiendo hacia la punta.

Siguiendo con el ejemplo de la Fig. 3-13, a medida que aumenta la velocidad del viento (disminuye la velocidad específica) aumenta el coeficiente de potencia, y con ello la potencia entregada por la turbina. Sin embargo esta tendencia tiene un máximo que es el correspondiente al punto **A** de la gráfica. Cuando la velocidad de viento sigue aumentando disminuye el coeficiente de potencia, aunque en un primer momento sin llegar a contrarrestar la dependencia entre la potencia y la velocidad de viento al cubo (3.2). Una vez que se alcanza la potencia máxima (en el punto **B**) la pérdida aerodinámica es ya suficientemente importante como para invertir la tendencia de la potencia. No obstante, dicha variación de potencia se puede volver a hacer positiva, debido a la presencia en (3.2) del término cúbico mencionado, hasta que se produce la desconexión del aerogenerador para su protección.

Las ventajas de este control son evidentemente económicas, al eliminar la parte del control de pala. Sin embargo, esta solución no está exenta de inconvenientes, como puede ser las oscilaciones de tipo mecánico que aparecen sobre la turbina cuando ésta entra en pérdida, y un control de potencia no tan preciso como en el caso anterior.

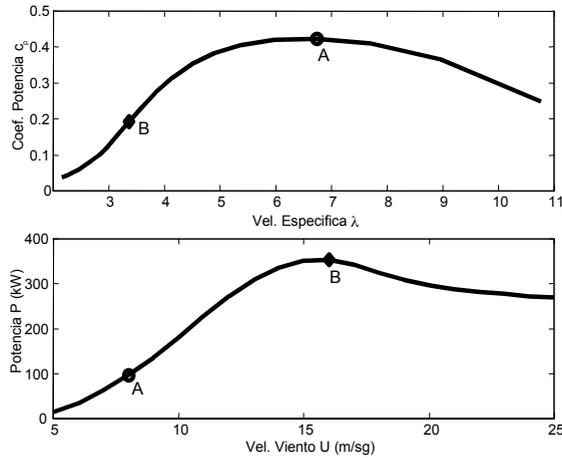


Fig. 3-13: Curvas características de la máquina Made AE30.

Aunque para explicar el control por pérdida aerodinámica se ha escogido la máquina de velocidad constante y paso de pala fijo, también se puede emplear en los casos en los que la velocidad sea variable o en el que la turbina tenga la capacidad de cambiar el paso de sus palas (ver Tabla 3-3). En este último caso el control se denomina *pérdida aerodinámica activa*. Algunos fabricantes incluyen este método de control en sus máquinas bajo denominaciones como *Active Stall Regulating ASR* (Dutch Pacific), *Active Stall Control ASC* (TurboWind), *CombiStall* (Bonus), ... El principio de funcionamiento de estas máquinas se basa en que, una vez superada la velocidad de viento nominal, el paso de pala disminuye desde su valor óptimo (generalmente cercano a 0°) hacia valores ligeramente por encima de -5° . De esta forma, se fuerza la entrada en pérdida aerodinámica de las palas. Con ello se consigue:

- Un control más preciso que en el caso de control pasivo por pérdida aerodinámica, el cual suele presentar una reducción de la potencia de salida para velocidades de viento por encima de la nominal (ver Fig. 3-13). Este fenómeno se corrige con la actuación sobre el paso de pala (ver Fig. 3-12), con lo que dicha potencia de salida se mantiene constante y en su valor nominal
- El margen de variación del paso de pala es inferior al del control por variación de paso de pala (ver Fig. 3-12), por ello, el actuador necesario es más sencillo y barato

A velocidades de viento inferiores a la nominal, el comportamiento de las turbinas con control mediante variación del paso de pala o por pérdida aerodinámica activa es idéntico.

En el caso del control por pérdida aerodinámica es interesante considerar la combinación con la velocidad variable como alternativa viable, aunque de momento con poca implantación entre los grandes fabricantes [104]. Si bien es cierto que se puede actuar sobre el paso de pala para forzar y controlar la

entrada en pérdida como se ha visto en el apartado anterior, los sistemas de velocidad variable añaden la posibilidad de forzar este estado mediante la variación de la velocidad específica. Este tipo de generadores lleva asociada una electrónica de potencia (Fig. 3-14) que permite el control de la potencia entregada por el generador, tal y como se verá en los siguientes apartados.



Fig. 3-14: Esquema de un aerogenerador de velocidad variable y paso de pala fijo.

3.6 Control de Velocidad. Velocidad Fija o Variable

El comportamiento de la turbina en cuanto a su velocidad de rotación está directamente relacionado con la topología empleada para transformar la energía mecánica procedente del viento en energía eléctrica, que es el fin último de los aerogeneradores. La forma que en que dicha velocidad pueda variar es decisiva en cuanto al aprovechamiento del recurso eólico, el impacto del aerogenerador sobre la red eléctrica y las solicitaciones mecánicas a las que se ve sometido. Las configuraciones (ver Tabla 3-3 pág. 46) en este sentido son:

- Velocidad Constante (<2%). En las máquinas de velocidad constante la configuración más empleada es la de un motor asíncrono directamente conectado a la red eléctrica. La principal ventaja de esta configuración es su sencillez, sobre todo, si se combina con el método de control por pérdida aerodinámica. Una variante muy extendida es la de la emplear un generador asíncrono con dos devanados (dos pares de polos).
- Velocidad Prácticamente Constante (<10%). La velocidad es un problema en cuanto a los esfuerzos mecánicos que pueden aparecer cuando hay variaciones bruscas de viento (ráfagas). Una de las opciones empleadas por los fabricantes de aerogeneradores consiste en emplear generadores asíncronos con resistencias en el rotor, de forma que permita mayores variaciones en su deslizamiento (de hasta el 10%).
- Velocidad Variable. La velocidad variable es la alternativa que teóricamente supera los inconvenientes de las configuraciones anteriores, aunque a costa de una mayor complejidad. Las configuraciones con mayor presencia en el mercado se pueden

dividir en dos grupos: los generadores asíncronos doblemente alimentados y los generadores síncronos conectados a red mediante un enlace de continua, siendo las variaciones de velocidad obtenidas en ambos casos similares. En la segunda opción se encuentran los sistemas de transmisión directa, en los que se emplea una máquina síncrona multipolos y eliminando de esta forma la caja multiplicadora.

Evidentemente, la combinatoria da un mayor número de posibles configuraciones, sin embargo en la presente tesis sólo se analizarán aquellas configuraciones más implantadas en los aerogeneradores de media potencia y multimegavatio (ver Tabla 3-2 y Tabla 3-3), o bien, aquellas de mayor proyección.

3.7 Aerogeneradores de Velocidad Constante

Los aerogeneradores de velocidad constante fueron los detonantes del despegue comercial de la energía eólica durante los años 80. Especialmente los diseñados bajo el denominado “concepto danés”, que incluía un rotor controlado por pérdida aerodinámica y paso de pala fijo.

En esta categoría de velocidad constante están aquellas cuyos generadores conectados directamente a red, y sus variantes son:

- Generador Asíncrono.
- Generador Asíncrono con dos Velocidades.
- Generador Asíncrono de Deslizamiento Controlado.

A continuación se verá con un poco más de detalle cada una de ellas.

3.7.1 Generador Asíncrono

La alternativa más simple para los aerogeneradores de velocidad constante es aquella en que el generador eléctrico empleado es de tipo asíncrono con rotor en jaula de ardilla. Y aunque se suelen denominar de velocidad constante, admiten variaciones inferiores al 2% con respecto a su velocidad nominal o síncrona [63]. En los aerogeneradores se suelen emplear motores asíncronos con deslizamiento elevados para disminuir la rigidez entre el acoplamiento de la turbina y la red.

Los generadores empleados tienen un número de polos que típicamente está entre 4 y 8, que equivale a velocidades de giro nominales entre 1500 y 750 rpm. Esto hace necesario una caja multiplicadora para adaptar las velocidades del generador a las de la turbina (típicamente entre 10 y 35 rpm). La conexión del generador a la red se realiza a través de un arrancador electrónico, a cuya salida está la batería de condensadores necesaria para la compensación de reactiva (ver Fig. 3-15).

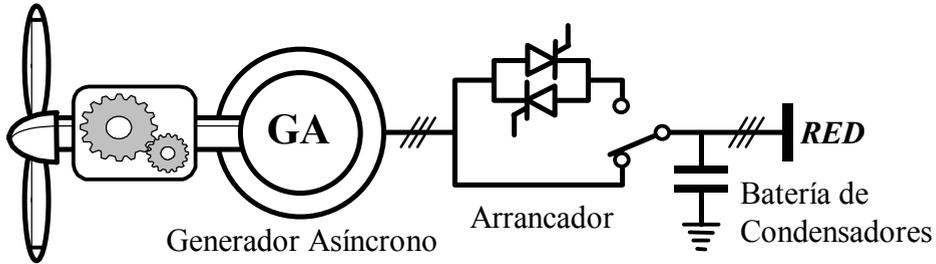


Fig. 3-15: Elementos de un aerogenerador de velocidad constante.

Al permitirse pequeñas variaciones de velocidad aparece un modo vibracional de torsión en el que la turbina oscila en contra del eje del generador, ya que al ser este de velocidad prácticamente constante su acoplamiento con la red es mayor que con el de la turbina (ver Fig. 3-16) [71,72,132]. La frecuencia natural de estas oscilaciones depende casi por completo de la inercia de la turbina y de la rigidez del acoplamiento mecánico entre ella y el generador, incluyendo la caja multiplicadora. Su valor típicamente está entre 0,1 Hz y 1 Hz y se pueden excitar por variaciones bruscas de la velocidad de viento, o turbulencias, transmitiéndose a la red eléctrica en forma de oscilaciones de potencia [132,173]. En las máquinas de paso variable este comportamiento se puede corregir actuando sobre las palas, aunque, de todas formas, la inercia de las palas impide la obtención de buenas velocidades de respuesta. Otra forma de atenuar esas oscilaciones es permitiendo mayores deslizamientos en el generador, así se reducen también las sollicitaciones sobre el sistema mecánico, ya que se consigue un acoplamiento más flexible entre la red y el generador. Sin embargo, el aumento del deslizamiento en una máquina síncrona lleva a mayores pérdidas y con ello problemas de refrigeración. Por ello, es habitual encontrar acoplamientos flexibles entre la salida de alta velocidad de la caja multiplicadora y el generador en los sistemas de velocidad constante.

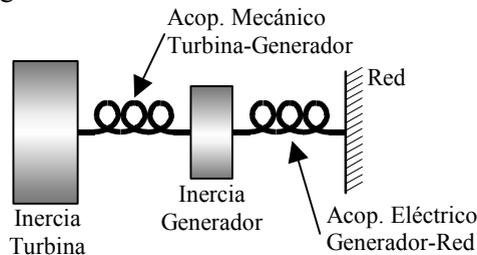


Fig. 3-16: Símil mecánico del acoplamiento entre los distintos componentes de un aerogenerador de velocidad constante.

En cuanto a la producción de energía se puede decir que estas máquinas están optimizadas para una velocidad de viento. Esto quiere decir que, a otras velocidades el coeficiente de potencia no será el óptimo, aunque la turbina dispone de control sobre el paso de pala.

3.7.2 Aerogeneradores de Dos Velocidades

Una variante muy extendida para la configuración del apartado anterior es la de inclusión de un generador asíncrono con dos devanados, o sea, con un número variable de pares de polos. Entre los fabricantes es la configuración con más diseños en el mercado [63], donde la máquina asíncrona puede trabajar típicamente con 6 polos (1000 rpm) para las velocidades de viento bajas y con 4 polos (1500 rpm) para velocidades de viento mayores. De esta forma se consigue un aprovechamiento del recurso ya que se rebaja la velocidad de viento para la conexión, y se consigue trabajar con el generador de menor potencia y velocidad óptimo a velocidades medias de viento (en torno a los 7 m/sg).

A modo de ejemplo, se ha escogido la turbina de paso de pala constante cuyo comportamiento se define en la Fig. 3-13 y se le ha supuesto la conexión de un generador asíncrono de 4 y 6 polos. Como se puede observar en la Fig. 3-17, con la inclusión de la máquina de baja velocidad aumenta la extracción de energía a velocidades de viento bajas (< 7m/sg) adelantando la conexión de la turbina a poco más de 3 m/sg.

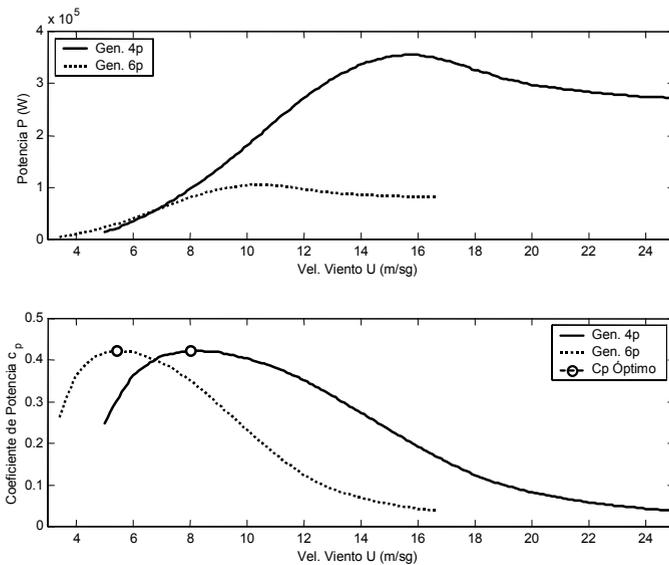


Fig. 3-17: Comportamiento de una aerogenerador con una máquina asíncrona de 2 velocidades

3.7.3 Generadores Asíncronos de Deslizamiento Controlado

Aunque las máquinas de dos velocidades tienen un comportamiento, desde el punto de vista energético, superior al de las máquinas de velocidad constante, siguen teniendo los mismos problemas de sollicitaciones mecánicas a las que se ve sometido el sistema cuando se producen, por ejemplo, ráfagas de viento,

turbulencia,.... Algunos fabricantes (ver Tabla 3-3) han elegido para sus aerogeneradores máquinas con rotor bobinado, lo que les permite incluir resistencias en el rotor y de esta forma poder actuar sobre la velocidad (deslizamiento) en la que trabaja el generador (ver Fig. 3-18). Las resistencias se montan directamente sobre el rotor y se controlan mediante convertidores electrónicos. Las señales de control de este elemento se pueden transmitir mediante una conexión óptica, como en el caso del sistema OptiSlip de Vestas, lo que evitaría la presencia de anillos rozantes para este propósito (ver Fig. 3-19).

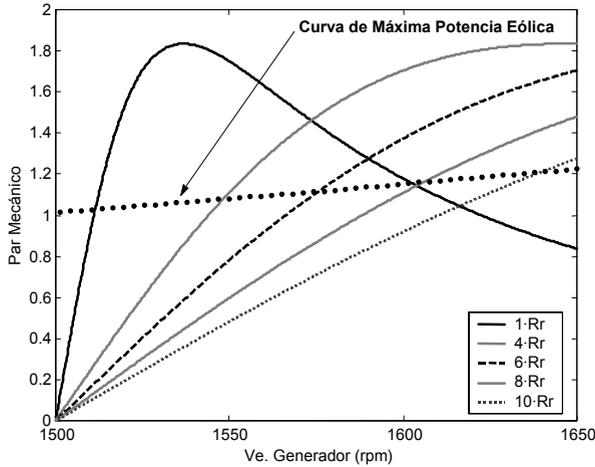


Fig. 3-18: Variación de la velocidad del generador en función de las resistencias rotóricas.

Las variaciones de velocidad obtenidas con esta configuración van desde prácticamente la velocidad de sincronismo (rotor cortocircuitado) hasta un 10% de la velocidad nominal cuando la resistencia del rotor es máxima. El funcionamiento es el que sigue, cuando hay una variación rápida de viento se permite la aceleración de la turbina mediante el aumento de la resistencia del rotor del generador. De esta forma la energía que debería soportar la estructura queda almacenada en energía de rotación. Evidentemente, parte de ese exceso energético se disipa en las resistencias rotóricas, lo que conlleva unas necesidades de refrigeración importantes, siendo este el motivo por el que no se permiten mayores variaciones de velocidad. La relación que hay, entre las potencias disipada y mecánica viene dada por la expresión [161]:

$$P_d = \frac{s}{1-s} P_m \quad (3.13)$$

donde:

- P_d es la potencia disipada en rotor y estátor
- P_m es la potencia mecánica en el eje del generador
- s es el deslizamiento ($s < 0$)

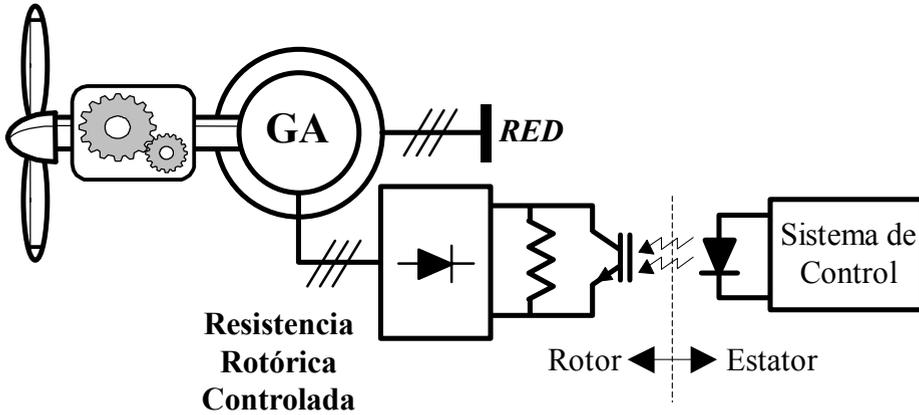


Fig. 3-19: Aerogenerador con máquina asíncrona de deslizamiento controlado por resistencia.

En la Fig. 3-20, se puede ver la dependencia existente entre la potencia entregada por la turbina, la velocidad de giro del generador, y la potencia disipada en el rotor con la velocidad del viento y la resistencia del rotor.

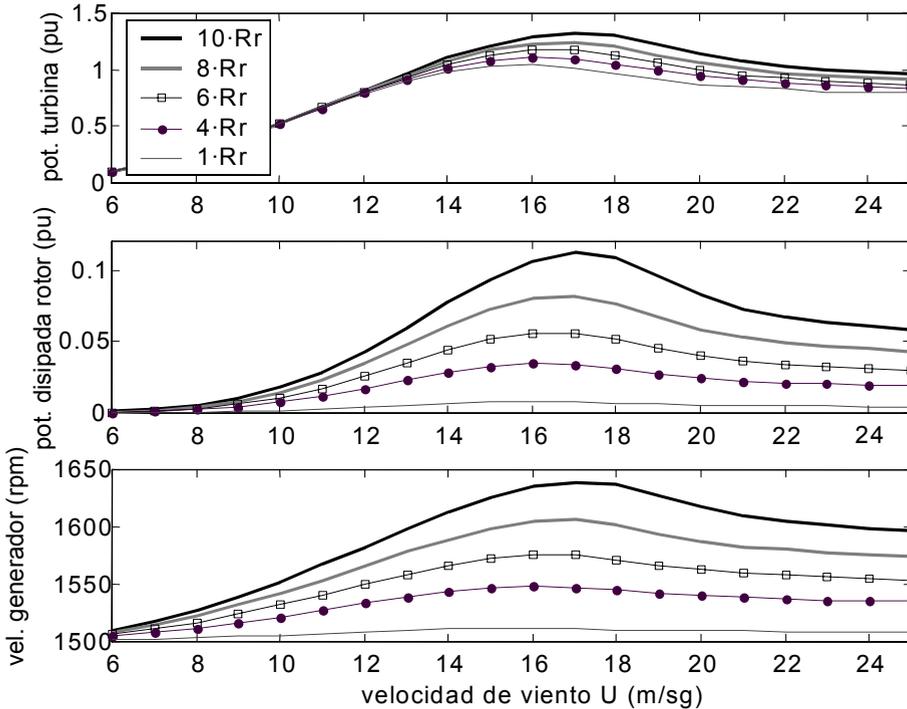


Fig. 3-20: Comportamiento de un aerogenerador con deslizamiento controlado. Curvas a distintas resistencias de rotor desde $1 \cdot R_r$ hasta $10 \cdot R_r$.

El comportamiento de esta configuración en régimen permanente coincide con el de las configuraciones de los dos apartados anteriores dependiendo de si la máquina asíncrona empleada tiene una o dos velocidades.

3.8 Aerogeneradores de Velocidad Variable. Comportamiento

A la vista de las curvas del coeficiente de potencia de una determinada turbina (por ejemplo Fig. 3-13) resulta claro que su valor óptimo se alcanza a una determinada velocidad específica. Como quiera que uno de los objetivos de un aerogenerador es el de extraer del viento, sea cual sea su velocidad, la máxima potencia posible, sería de desear ajustar el funcionamiento de la turbina para que trabaje precisamente en ese óptimo. La única forma de conseguirlo es mediante la variación de la velocidad de giro de la turbina y, de esta forma, mantener constante la velocidad específica. Evidentemente, este óptimo ha de abandonarse una vez alcanzada la potencia nominal del aerogenerador, ya que a partir de ese instante interesa mantener constante la potencia entregada en unos valores que no resulten perjudiciales para el generador. En la Fig. 3-21 se puede ver como serían las curvas de potencia y de coeficiente de potencia de un generador de velocidad variable comparado con uno de velocidad fija y otro de dos velocidades. Se observa que, en los sistemas de velocidad variable, la potencia producida es mayor para cualquier velocidad de viento, una media de entre el 10 y el 15% con respecto al de velocidad constante. Adelantándose además la velocidad de viento necesaria para la conexión del aerogenerador.

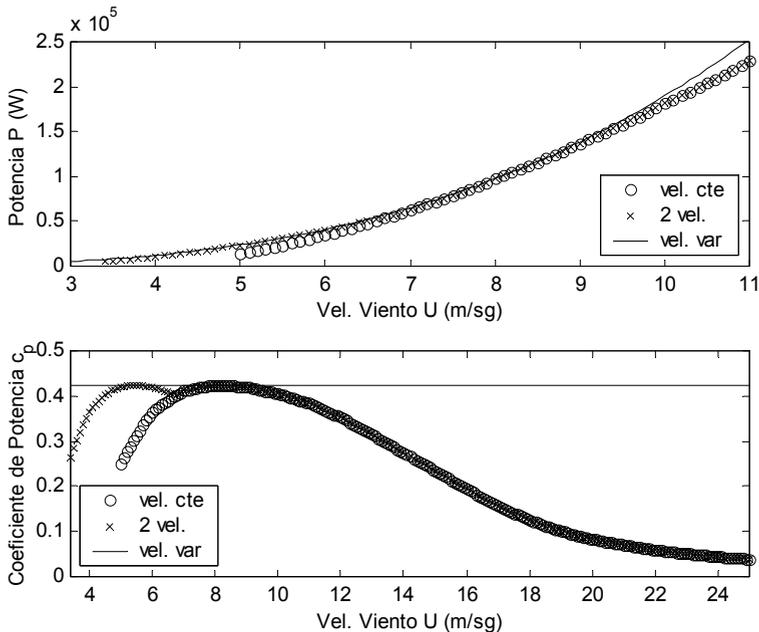


Fig. 3-21: Curva de potencia de un aerogenerador de velocidad constante, de dos velocidades y de velocidad variable.

Los generadores en las máquinas eólicas de velocidad variable tienen asociada una electrónica de potencia importante, que sirve de enlace entre la salida del generador (de frecuencia variable) y la red. Y es precisamente esta electrónica la que permite el funcionamiento a velocidad variable de la turbina,

además de mejorar la calidad de la energía eléctrica ya que permite el control de potencia activa y reactiva entregadas a la red.

La variación de velocidad trae consigo otra ventaja, que es la de poder reducir las fatigas mecánicas a la que se ve sometido el generador debido a ráfagas, turbulencias, ...; ya que los incrementos de energía se pueden almacenar en forma de energía cinética en la propia turbina [155]. La combinación del sistema de control por paso de pala con velocidad variable reduce las oscilaciones de potencia debidas a variaciones de viento a un 2-5% de la potencia nominal [26]. Si la estrategia empleada es la de control por pérdida aerodinámica dichas variaciones quedan confinadas a un 20%. A modo de referencia, un sistema de velocidad constante presenta oscilaciones de potencia del 30 al 60%.

Como ya se ha comentado, en las turbinas de velocidad constante el modo de vibración más importante es el de la turbina frente al generador. Sin embargo, en los sistemas de velocidad variable el acoplamiento entre el generador y la red no es tan “rígido” (ver Fig. 3-16 y Fig. 3-22), lo que hace que el modo de vibración sea ahora del generador frente a la turbina de mucha más inercia que aquel. De esta forma desaparece la necesidad del acoplamiento flexible presente en los sistemas de velocidad constante ya que este modo de oscilación es menos crítico. Existen, sin embargo otros modos de vibración que han de tenerse en cuenta, ya que la variación de velocidad puede excitar alguno de ellos con el consiguiente riesgo de fatiga [72,71,132].

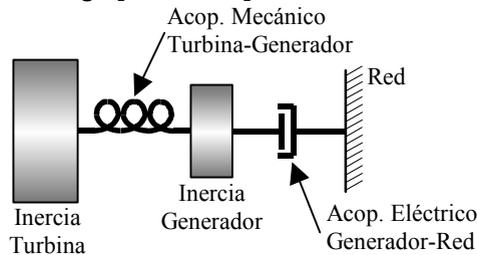


Fig. 3-22: Símil mecánico del acoplamiento entre los distintos componentes de un aerogenerador de velocidad variable.

En cuanto a la producción de energía cabe decir que están relacionado varios aspectos del aerogenerador, como su curva de potencia, el régimen de vientos del emplazamiento, la estrategia de control empleada,... Los diferencias existentes en la literatura acerca del incremento de producción energético de los sistemas de velocidad variable frente a los de velocidad constante que tienen asociado los sistemas de velocidad variable son amplias. Algunos autores, como en [Carlson, 1996], afirman que este incremento no es relevante [26]. No obstante en [Milborrow 2000] se realiza un estudio de las distintas alternativas de los aerogeneradores a partir de los datos de fabricantes, a partir del cual, se afirma que con medias anuales de viento de 6 m/sg el incremento de energía para los sistemas de dos velocidades es de más del 15%, mientras que en los de velocidad variable está por encima de 10% [107]. Las diferencias entre las

distintas alternativas se recortan a medida que la velocidad media aumenta. Si atendemos a [Zinger 1997], el incremento de energía que aportan los sistemas de velocidad variable puede alcanzar hasta un 50% con una media de viento de 12 m/sg [193]. En [Hoffmann 2000] se realiza un estudio de todas las alternativas de aerogeneradores más relevantes: sistemas de velocidad constante, dos velocidades y velocidad variable todos ellos combinados con el control por paso de pala o por pérdida aerodinámica; teniéndose en cuenta parámetros como: la velocidad media del viento, severidad de las turbulencias y velocidad específica de diseño, y se pone de manifiesto que el resultado obtenido, para el incremento de producción, depende en gran medida de esos últimos parámetros [75].

3.9 Aerogeneradores de Velocidad Variable. La Máquina Asíncrona Doblemente Alimentada

Los sistemas eólicos de velocidad variable tienen entre sus configuraciones más extendidas la que comprende un generador asíncrono de rotor bobinado con un convertidor CA/CA conectado a él, mientras que el estátor está directamente conectado a la red, que es lo que se viene llamando Generador Asíncrono Doblemente Alimentado (GADA) (ver Apéndice IV). En sus primeras aplicaciones se emplearon configuraciones de tipo Kramer o Scherbius que utilizan un enlace de continua con convertidores de conmutación por red [118,144,156,177]. Sin embargo, el desarrollo en semiconductores (Mosfet, IGBT,...) permite el empleo de convertidores de conmutación forzada para potencias y frecuencias cada vez mayores. La inclusión de estos equipos (ver Fig. 3-23) aporta una gran flexibilidad ya que es posible el control de la potencia activa, de la potencia reactiva y de la velocidad por encima y debajo de la velocidad síncrona del generador [52,130,131,142,159,168].

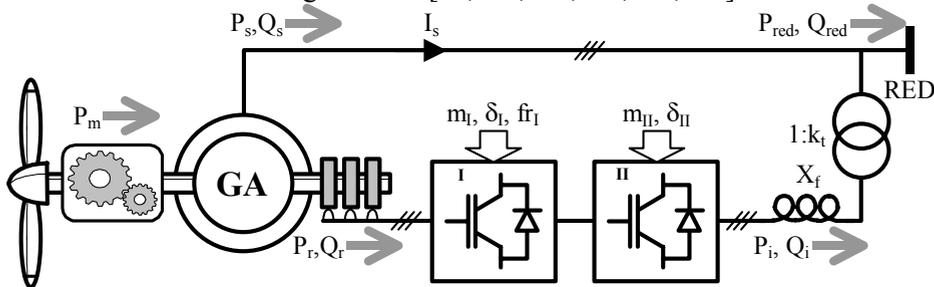


Fig. 3-23: Aerogenerador con máquina asíncrona doblemente alimentada.

Tanto el inversor del lado del rotor, como el del lado del estátor se suponen PWM. Hay, no obstante, una diferencia fundamental entre ambos inversores, ya que el que está conectado a la red debe funcionar como fuente de corriente y, por lo tanto, la frecuencia de las intensidades que genera está fijada por las preexistentes en el punto de conexión. Por otra parte, en el inversor del lado del

rotor, el funcionamiento como fuente de corriente no está impuesto y la frecuencia de las corrientes o tensiones que produce es la que determina la velocidad de giro del generador en régimen permanente. O sea,

$$\Omega_g = \frac{2\pi}{p}(f_r + f_i) \quad (3.14)$$

donde:

- f_r es la frecuencia síncrona en Hz, típicamente 50Hz
- f_i es la frecuencia en Hz de las corrientes del rotor y su signo indica si dichas corrientes forman un sistema trifásico de secuencia inversa (+) o directa (-).
- p es el número de pares de polos
- Ω_g es la velocidad de giro en el eje del generador en rad/sg.

La principal ventaja de esta configuración está en el dimensionado de la electrónica de potencia, ya que su tamaño depende del valor máximo del deslizamiento (s_{max}). Modificando (3.13), se puede obtener la relación entre la potencia nominal del estátor del generador ($P_{n,s}$) y la potencia nominal del rotor ($P_{n,r}$), siendo esta última la que fija la potencia nominal de la electrónica de potencia. De esta forma, la relación entre las potencias nominales se obtiene de la expresión: $P_{n,r} = |s_{max}| P_{n,s}$. Por lo que, aunque teóricamente la variación de velocidad puede ser del $\pm 100\%$ ($|s_{max}| = 1$) de la velocidad síncrona, este valor se reduce típicamente un rango de $\pm 30\%$, de esta forma la potencia nominal de los convertidores tiene un valor cercano a 1/3 de la potencia nominal del generador.

Una ventaja adicional de este tipo de configuraciones es que se puede controlar el flujo de potencia entre el rotor y estátor de la máquina de forma que se le puede hacer trabajar en su punto de máximo rendimiento. La principal desventaja de esta configuración es la necesidad de emplear anillos rozantes en el rotor para la conexión de la electrónica de potencia.

Una variante para eliminar el problema de los anillos rozantes, es la de emplear máquinas doblemente alimentadas sin escobillas [12,76,159,190]. La patente de este sistema data de 1907, y de forma muy resumida, consiste en dos máquinas asíncronas de rotor bobinado unidas por lo que serían sus anillos rozantes y montadas sobre el mismo eje. De esta forma se eliminan las escobillas, conectándose el estátor de una de las máquinas a la red y el otro al convertidor CA/CA. Este tipo de sistemas sólo está implantando en prototipos.

3.9.1 Límites de funcionamiento de la máquina asíncrona doblemente alimentada

En este apartado se estudiarán el funcionamiento en régimen permanente de un aerogenerador basado en una máquina asíncrona doblemente alimentada, y

con una turbina con control por pérdida aerodinámica [36] (ver Fig. 3-13). Para ello se establecen los siguientes límites de funcionamiento:

- *GENERADOR*. Se exige que en todo momento los valores eficaces de las intensidades rotóricas y estáticas no superen a su valor nominal. En p.u. esto se expresa como: $|\bar{I}_s| < 1$ e $|\bar{I}_r| < 1$
- *TURBINA*. Los valores de la velocidad específica (λ), han de estar entre los indicados por el fabricante de la misma, y su potencia mecánica (P_m) no puede superar los valores nominales.
- *ENLACE*. No se pueden superar los valores nominales de los inversores, y los índices de modulación (m_I , m_{II}) han de ser menores que la unidad.

3.9.1.1 Modelo en Régimen Permanente

La curva del coeficiente de potencia de la turbina es la de la Fig. 3-13 y se ha aproximado empleando métodos de mínimos cuadrados mediante un polinomio de orden 10 para facilitar la simulación con lo que se obtienen las curvas de la Fig. 3-24 [55].

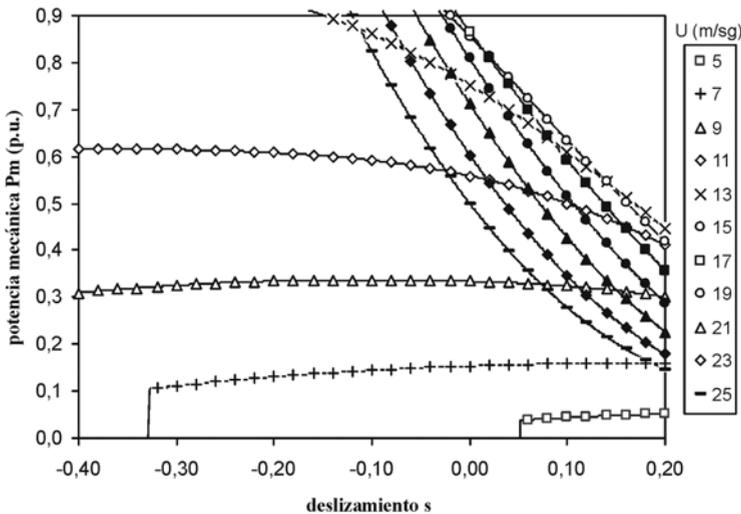


Fig. 3-24: Comportamiento de la turbina a distintos deslizamientos y velocidades de viento (U).

Las ecuaciones de la máquina asíncrona en régimen permanente están en el Apéndice III.

Para el enlace de continua se emplean las expresiones mostradas en el Apéndice V. De esta forma, para el inversor I, encargado de adaptar la tensión del rotor a la del enlace de continua, se emplean las expresiones:

$$m_I = \frac{\sqrt{2}V_r}{V_{dc}}; \quad \delta_I = \theta_r \tag{3.15}$$

donde:

- V_r y V_{dc} son el valor eficaz de la tensión del rotor y el valor medio de la tensión del lado de continua, respectivamente
- θ_r es el ángulo del fasor de tensión de rotor con respecto a la tensión del estátor
- m_I, δ_I son el índice y el ángulo de modulación introducidos por el rectificador PWM conectado al rotor

El inversor II está encargado de regular las potencias reactivas (Q_i) y activa (P_i) entregadas a la red. Además, con la ayuda de una adecuada elección de la relación de transformación $k_t:1$ se consigue mantener constante la tensión en el enlace de continua (V_{dc}). Para conseguir esto, los parámetros de funcionamiento del inversor son:

$$m_{II} = \frac{\sqrt{2}k_t V_s}{V_{dc}} \sqrt{\frac{X_f P_i}{k_t^2 V_s^2} + \left(1 + \frac{X_f Q_i}{k_t^2 V_s^2}\right)}; \quad \text{tg}\delta_{II} = \frac{X P_i}{k_t^2 V_s^2} \frac{1}{1 + X_f Q_i / k_t^2 V_s^2} \quad (3.16)$$

donde:

- m_{II}, δ_{II} son el índice y el ángulo de modulación introducidos por el inversor II PWM conectado a la red
- X_f es la reactancia del filtrado a la salida del inversor II.

Si se desprecian las pérdidas en el convertidor, la potencia activa a la salida del inversor (P_i) ha de ser igual a la de salida del rotor (P_r), y por lo tanto:

$$P_{red} = P_i + P_s = P_r + P_s \quad (3.17)$$

donde P_s es la potencia entregada por el estátor y P_{red} es la potencia total entregada a la red.

En este caso se ha fijado el valor de la potencia reactiva entregada por el inversor (Q_i) igual a cero, con el fin de minimizar el tamaño del inversor ($Q_i=0$)

3.9.1.2 Estrategias de Control

Una vez modelado cada uno de los elementos del sistema objeto de estudio se simulará el sistema siguiendo básicamente dos estrategias:

- Potencia Constante. Actúa sobre los inversores de forma que a la salida del sistema la potencia entregada por este se mantenga constante a pesar de las posibles variaciones de viento. En esta estrategia se consigue mayor estabilidad en la red eléctrica y que la turbina se vea sometida a menores esfuerzos mecánicos.
- Potencia Máxima. En esta caso la actuación se orienta a obtener del viento, la máxima potencia posible.

Ambas estrategias no son excluyentes, pueden coexistir siempre y cuando la constante de tiempo de la primera sea inferior a la de la segunda.

3.9.1.3 Resultados

En esta apartado se muestran los resultados de las simulaciones realizadas, así como el comportamiento de los parámetros de control (m_I , δ_I , m_{II} y δ_{II}) ante distintas condiciones de viento. Es importante resaltar que lo que se busca es la evolución de las variables de control para alcanzar un determinado estado, que depende de la estrategia escogida. Por ejemplo, a continuación se representan (ver Fig. 3-25 y Fig. 3-26) los valores de viento a los que es posible obtener una determinada potencia mecánica.

En los resultados mostrados aparecen unas denominadas curvas límite que representan aquellos estados no alcanzables por superar alguna de las restricciones descritas en el apartado anterior. A estas hay que sumarle aquellas situaciones en la que la curva del generador doblemente alimentado y la de la turbina no tienen ningún punto en común.

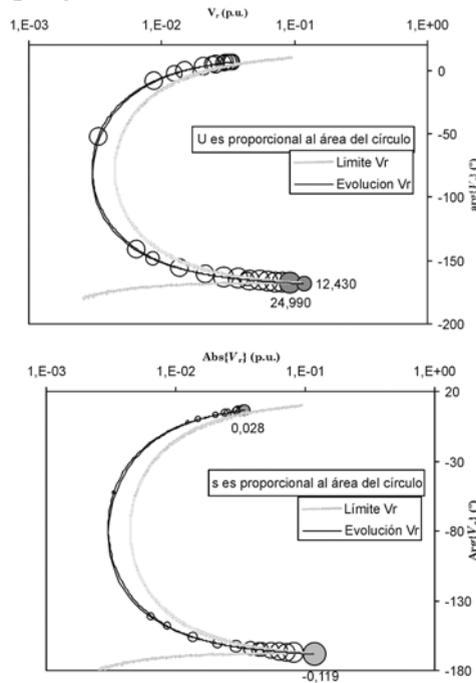


Fig. 3-25: Evolución del sistema a potencia constante ($P_m = 0,8$) y distintas velocidades de viento.

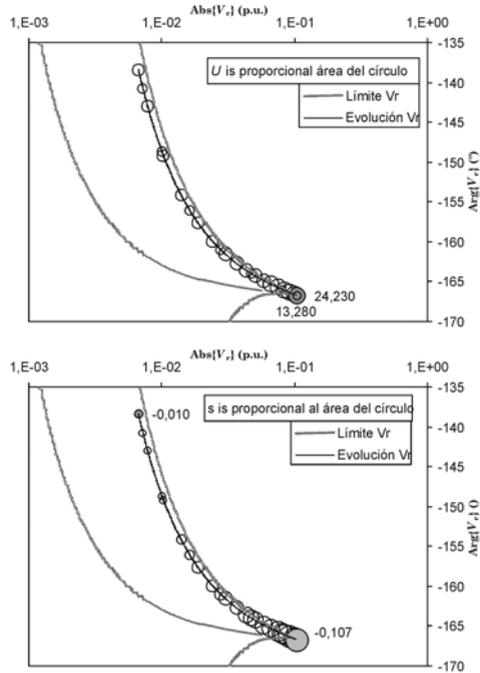


Fig. 3-26: Evolución del sistema a potencia constante ($P_m = 0,9$) y distintas velocidades de viento.

Los resultados obtenidos con la estrategia de Potencia Máxima se pueden ver en Fig. 3-27 y Fig. 3-28.

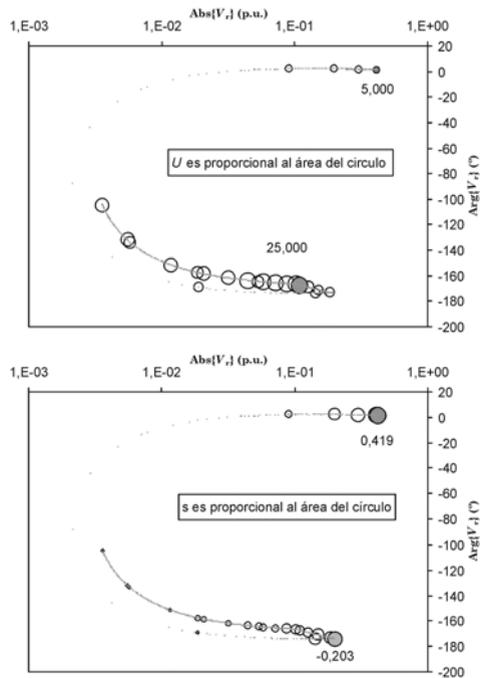


Fig. 3-27: Evolución del sistema de Vr, Pm y U con la estrategia de potencia máxima.

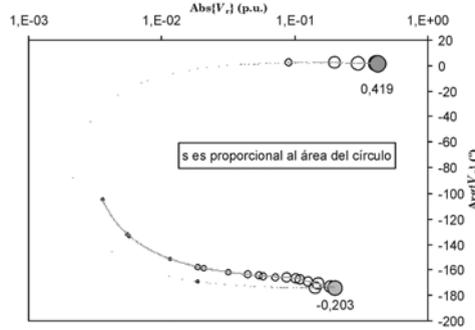


Fig. 3-28: Evolución del sistema de Vr y s con la estrategia de potencia máxima.

En la Fig. 3-29 se muestra el comportamiento del deslizamiento para ambas estrategias (potencia máxima y potencia constante) comparándolo con un aerogenerador de velocidad constante. El estado del sistema queda perfectamente definido cuando se conoce, además de la tensión del estátor, velocidad del viento y la potencia mecánica, el deslizamiento (s). Esto es lo que se puede ver en la Fig. 3-29. Los resultados de la simulación indican que el margen de velocidades obtenido es relativamente reducido, lo que se ajusta a la utilización de la Máquina Doblemente Alimentada para la regulación de velocidad.

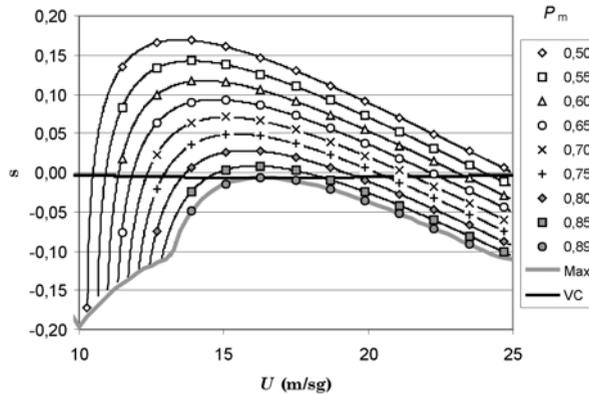


Fig. 3-29: Evolución del deslizamiento (s) para distintas velocidades de viento (U), para una máquina de velocidad constante (VC), bajo la estrategia de Potencia Máxima (Max) y bajo la estrategia de Potencia Mecánica Constante ($P_m = 0.5-0.89$).

Tal y como se puede apreciar en Fig. 3-30, dada una potencia mecánica (P_m) los valores de salida a la red (P_{red}), una vez sumadas las potencias del inversor y del estátor, son prácticamente iguales a los primeros. Por otra parte la potencia que maneja el rotor está lejos de la nominal ($P_r < 0,12$) lo cual da una idea de cual debe ser el dimensionamiento de la electrónica de potencia. Por último, también se incluyen los valores de los índices de modulación necesarios para alcanzar tales estados, ya sea en la estrategia de potencia máxima o potencia constante.

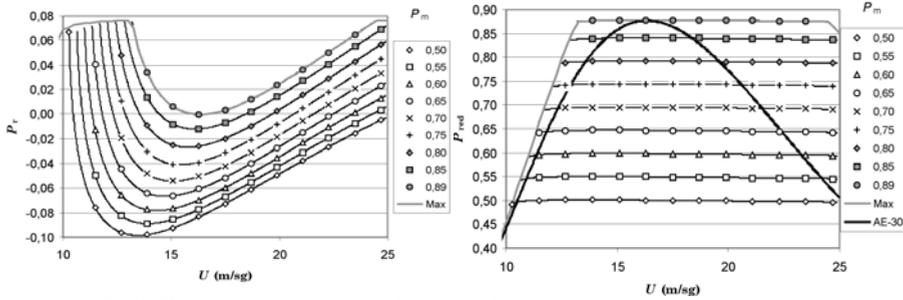


Fig. 3-30: Evolución de la potencia entregada por el rotor (P_r) y a la red (P_{red})

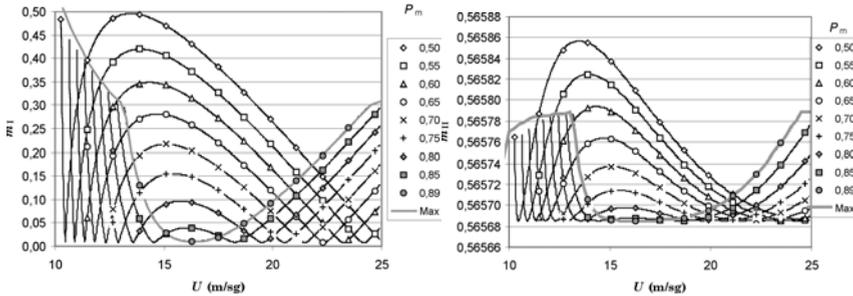


Fig. 3-31: Evolución de los índices de modulación del inversor conectado al rotor (m_I) y a la red (m_{II}).

3.10 Aerogeneradores de Velocidad Variable. La Máquina Síncrona Multipolos

Dentro de las configuraciones de velocidad variable se encuentran los sistemas de transmisión directa (ver Tabla 3-4), cuya configuración básica consiste en una máquina síncrona multipolos conectada a red a través de un enlace de continua. La característica diferenciadora de estos sistemas y que les da la denominación de “transmisión directa” es la eliminación de la caja multiplicadora, y con ella sus desventajas más relevantes [67]:

- En este elemento se suele perder entre un 2% y un 5% de la potencia transmitida, dependiendo de la relación de reducción, de la potencia nominal y del tipo.
- En los grandes aerogeneradores es necesario limitar la velocidad de giro de la turbina para que en la punta de pala no se alcancen velocidades excesivas [80]. Esto significa aumentar la relación de multiplicación, y por lo tanto, las pérdidas.
- Las cajas reductoras precisan de un programa de mantenimiento, que comprende cambio de aceite, El coste anual de mantenimiento de las máquinas con multiplicador representa el 1% del valor de venta del aerogenerador, frente al 0,6% de las máquinas de transmisión directa [16]. El coste anual de reparación es también mayor, un 1,5% frente a un 1%. Los multiplicadores son, además, el principal motivo para la parada,

ya sea por avería o mantenimiento, de un aerogenerador, por ejemplo, en Alemania y durante el último cuarto del año 1999, el 13% de las horas de parada están relacionadas con este elemento [179].

- Condiciona el diseño de la góndola, ya que los ejes del generador, la caja multiplicadora y la turbina han de estar perfectamente alineados y montados sobre una bancada firme.

Tabla 3-4: Aerogeneradores de Transmisión Directa.

Fabricante/Modelo	Diámetro	Potencia	Prototipo	Operación
	Rotor [m]	[kW]		
Enercon E-12	12	30	1996	± 5
Enercon E-30	30	200–280	1994	± 310
Enercon E-40	40.3–44	500/600	1992	± 2300
Enercon E-58	58	850/1000	1999	± 31
Enercon E-66	66	1500/1800	1995	± 500
Genesys 600	45.9	600	1997	1
Heidelberg HM 30*		30		1
Heidelberg HM 300**		300		5
H-E 800	N/A	800	2000 (plan)	0
H-E 2400	70–80	2400	N/A	0
Jeumont J48/750	48	750	1999	1
Lagerwey 50/750	50.5	750	1996	± 70
Lagerwey 70/1500	70	1500	2001	0
Lagerwey 70/2000	70	2000	2001	0
Neptun 600	45.5	600	1996	1
ABB/WindFormer	6	300	2000	
ScanWind	90	3000	N/A	0
Vensys 62	62	1200	2002 (plan)	0

*Eje vertical

** Eje vertical, todas las turbinas han sido desmanteladas

Fuente: Renewable Energy World en www.jxj.com/magsandj/rew/index.html

El núcleo de los aerogeneradores de transmisión directa es el Generador Síncrono Multipolos (GSM). La necesidad de generar corrientes de entre 10 Hz y 30 Hz a partir de las reducidas velocidades de giro de la turbina, hace que sea necesario incluir un número elevado de polos en el generador. Un generador asíncrono convencional tiene una caja multiplicadora con una relación entre 1:50 y 1:80, ello quiere decir que un GSM ha de producir un par entre 50 y 80 veces mayor que el de aquel. En una aproximación inicial se podría pensar que está máquina sería similar a una máquina convencional convenientemente escalada para producir el par estimado [67]. Sin embargo, esto llevaría generadores demasiado pesados, con pérdidas elevadas, ... Es en esta dirección hacia donde se dirigen los esfuerzos en el desarrollo de este tipo de máquinas: reduciendo el número de polos y trabajando a frecuencias inferiores a la de red, minimizando el paso polar, ...

En la actualidad el único fabricante que ha apostado de una forma clara por los aerogeneradores de transmisión directa es la firma alemana Enercon, la cual, en 1998, tenía instalados 334 MW en todo el mundo, frente a los 608 MW de NEG Micon [9]. Sus aerogeneradores poseen un GSM con excitación eléctrica, o sea, con polos bobinados. El espacio necesario para los devanados inductores impide la reducción excesiva del paso polar y, por lo tanto, las máquinas de este tipo son voluminosas, pesadas (incluso más que una máquina convencional con su caja multiplicadora), y con unas pérdidas considerables (un 5% [67]) a su potencia nominal. Como quiera que estas pérdidas disminuyen con la potencia, la eficiencia media de los sistemas de transmisión directa es superior al de los equipos convencionales [26].

Existen numerosos estudios que encaminan sus esfuerzos hacia las máquinas de imanes permanentes. Aunque su presencia en el mercado de los pequeños aerogeneradores es ya un hecho, en las máquinas de media potencia son pocos los fabricantes que disponen de modelos comerciales, como el Jeumont J48, o prototipos, por ejemplo, el WindFormer de ABB [178]. La principal ventaja de los GSM de imanes permanentes, es que al no necesitar un bobinado para el inductor, su paso polar es más pequeño y se reduce el tamaño de la máquina, las pérdidas en el hierro disminuyen, las pérdidas en el cobre son un 50% menores, ... Sin dejar de mencionar la simplificación en la electrónica de potencia al eliminar los circuitos de excitación. Todo esto hace de él un generador más eficiente que la máquina asíncrona convencional [68,80,183].

A las desventajas ya mencionadas, de peso, tamaño y pérdidas para un GSM, hay que añadirle la necesidad de un convertidor CA/CA que permita el intercambio de energía entre la salida del generador de frecuencia variable y la red de frecuencia fija, y que además ha de estar dimensionado para al menos la potencia nominal del generador. Se ha de tener en cuenta que la electrónica fue el segundo motivo de parada de los aerogeneradores en Alemania durante el último cuarto de 1999 [179].

Del lado de la red la elección de un inversor autoconmutado no tiene discusión, ya que de esta forma se puede controlar la energía reactiva a la vez que se consigue una calidad de onda muy elevada, a pesar de tener mayores pérdidas y complejidad que un inversor conmutado por red.

En el lado del GSM la opción más evidente es la del rectificador de diodos, ya que es la más sencilla, la que tiene menores pérdidas y con un consumo moderado de reactiva. Tiene el inconveniente de que su tensión de salida no está controlada, sobre todo en el caso de máquinas de imanes permanentes [119]. Este comportamiento puede afectar especialmente al funcionamiento del inversor, por ello diferentes autores proponen la inclusión de un convertidor CC/CC en el lado de continua (Fig. 3-32) que permita mantener constante la tensión a la entrada del inversor [166,184].

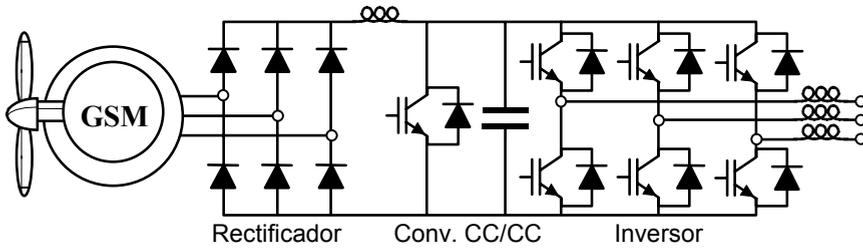


Fig. 3-32: Esquema del enlace de continua de los aerogeneradores de transmisión directa.

3.11 Aerogeneradores de Velocidad Variable. Otras Configuraciones

3.11.1 Generador Asíncrono con un Enlace de Continua

El empleo de un generador asíncrono con rotor en jaula de ardilla tiene importantes ventajas basadas sobre todo en su robustez. En los sistemas de velocidad variable es necesario emplear un convertidor CA/CA, por ejemplo un enlace de CC, que permita su conexión a red [52,101,121]. La topología de este convertidor queda condicionada por el aporte de reactiva necesario para el funcionamiento de la máquina asíncrona, esto implica que el rectificador del lado del generador sea autoconmutado para que pueda aportar la reactiva necesaria. Esta configuración se podría implantar con un rectificador PWM y un inversor de las mismas características, sin embargo esto supone una elevada complejidad en la electrónica de potencia, además de unas pérdidas energéticas considerables, que hacen que esta no sea una opción elegida entre los principales fabricantes de aerogeneradores.

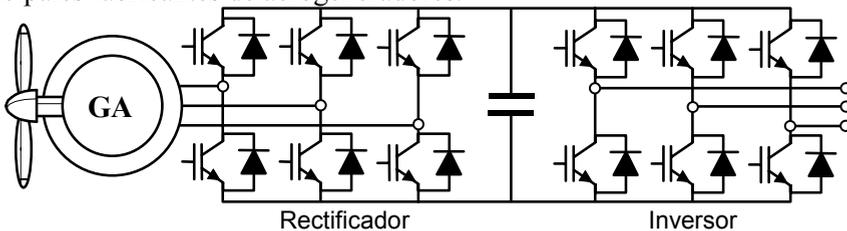


Fig. 3-33: Máquina Asíncrona con un Enlace de Continua.

La construcción de máquinas asíncronas multipolos tiene inconvenientes añadidos a los que aparecen en máquinas similares de tipo síncrono, ya que, por ejemplo, el elevado par electromagnético necesario en este tipo de máquinas conlleva una corriente de magnetización importante lo que reduce el factor de potencia de la máquina de forma considerable [47]. Otra alternativa de diseño sería la de una máquina asíncrona de flujo axial con un funcionamiento basado en un motor lineal [183].

Para reducir la complejidad de la electrónica de potencia del esquema anterior, se puede emplear una máquina asíncrona autoexcitada conectada a un rectificador conmutado por red. La dificultad de este sistema está ahora del lado

de control, para mantener en unos márgenes adecuados la tensión de salida del generador, especialmente en regímenes de velocidades elevadas de viento [39,112,137].

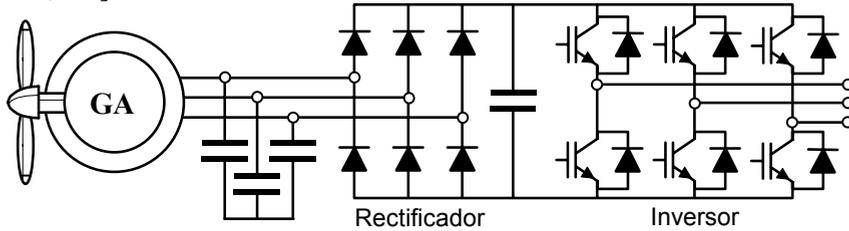


Fig. 3-34: Máquina Asíncrona autoexcitada con un Enlace de Continua.

3.11.2 Máquina de Reluctancia Variable

Una máquina de reluctancia variable es un máquina con distinto número de polos salientes en rotor y estátor. Básicamente su funcionamiento consiste en ir alternando los polos que se excitan en el estátor, para que al intentarse alinear el rotor (principio de mínima reluctancia) se produzca un movimiento de rotación (ver Fig. 3-35) [24,31].

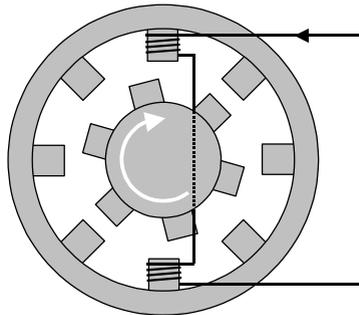


Fig. 3-35: Esquema constructivo de una máquina de reluctancia variable.

Las máquinas de reluctancia variable compiten en robustez y sencillez con las máquinas asíncronas en jaula de ardilla. Sus ventajas son [2,24,47]:

- El rotor es simple y fácil de construir
- El devanado del estátor es sencillo
- Las pérdidas se producen especialmente en el estátor, que es más fácil de refrigerar
- Permite grandes variaciones de velocidad con una eficiencia elevada
- El control y la electrónica de potencia necesaria son relativamente sencillos

Todas esas ventajas son especialmente importantes en aerogeneradores, sin embargo, las expectativas de este tipo de máquinas no se están cumpliendo en la actualidad, ya que no hay ningún modelo comercial que las incluya. Existen

prototipos en los que se emplean estas máquinas para volantes de inercias de alta velocidad [42].

3.12 Regulación de Aerogeneradores

Los aerogeneradores requieren de un sistema de regulación, puesto que, la potencia que entregan provienen de una masa de aire en movimiento que no es controlable. La regulación se alcanza controlando la energía extraída por el rotor, ya sea en la propia turbina y/o en el sistema de generación.

Es necesario que el regulador se encargue de aliviar las acciones mecánicas bruscas que puedan darse en el aerogenerador, ya sean debidas a variaciones de la velocidad del viento, de las cargas, actuaciones sobre el sistema, ... para así mejorar la vida útil del mismo. También es necesario alcanzar una calidad alta en la energía eléctrica producida, esto se traduce en suavizar las variaciones de la potencia inyectada, lo que contribuirá a conseguir una tensión estable. Además, en los sistemas aislados y siguiendo con la calidad eléctrica, hay que tener en cuenta que el sistema de control del aerogenerador se ha de encargar de mantener la frecuencia dentro de unos márgenes preestablecidos. En un sistema aislado, la potencia entregada ha de ser la adecuada para mantener un funcionamiento estable [124].

A modo de resumen, se puede afirmar que los objetivos del sistema de control desde el punto de vista del aerogenerador son [92]:

- Aliviar las cargas transitorias que puedan afectar a la turbina
- Regular y suavizar la potencia generada
- Evitar las posibles frecuencias naturales de la turbina, especialmente aquellas relacionadas con el tren de transmisión.
- Maximizar la energía capturada
- Asegurar una calidad en el suministro

La regulación puede ser pasiva como ocurre en la turbina con entrada en pérdida aerodinámica, donde la regulación se consigue a través del propio diseño de la turbina. No obstante, si se desea un control más exacto y que acarree menores problemas estructurales se recurre a una regulación activa, ya sea mediante variación de velocidad, modificación del paso de pala o la que se denomina pérdida aerodinámica activa.

3.12.1 Sistemas de Velocidad Constante

En los sistemas de velocidad constante, en los cuales la salida del generador está directamente conectada a red, la única variable de control es el paso de pala. Es habitual hacer una distinción entre el funcionamiento del sistema por encima y por debajo de una velocidad de viento nominal, siendo distintas las estrategias en cada uno de estos casos:

- *Potencia de salida inferior a la de referencia.* En este caso el regulador varía el paso de pala en función de la velocidad del viento o potencia para obtener la máxima potencia posible en cada instante. Esto se realiza siguiendo la curva de coeficiente de potencia máximo $c_{p,max}$ de la turbina (ver Curva de Máx. c_p en Fig. 3-36). El margen de variación del paso de pala resultante es reducido, de unos pocos grados (ver Fig. 3-12).
- *Potencia de salida alcanza a la de referencia.* El ángulo de pala se ajusta para conseguir que se mantengan la potencia y velocidad nominales.

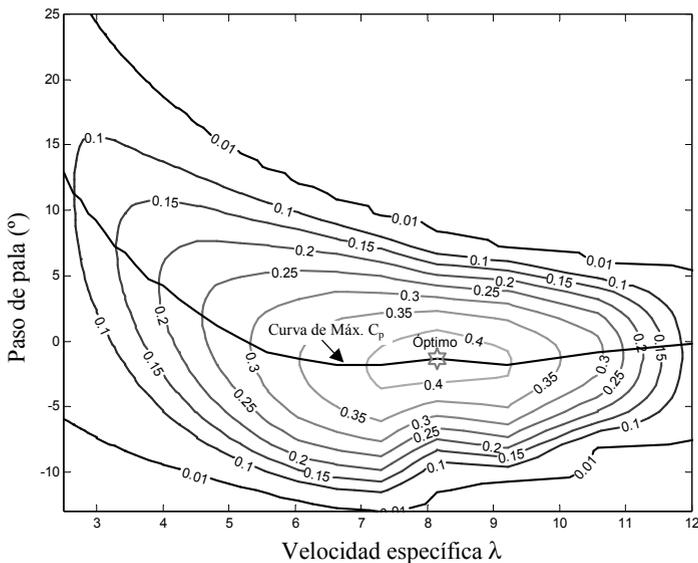


Fig. 3-36: Curvas a Coeficiente de Potencia.

La dinámica del regulador empleado es de especial importancia cuando se supera la velocidad nominal de viento, ya que entonces el regulador del paso de pala ha de ser lo suficientemente rápido como para ajustar rápidamente la potencia de salida del aerogenerador, aliviar las cargas estructurales debido a ráfagas,... Por otra parte, la velocidad de actuación está limitada por factores como son la gran inercia de las palas y las características del propio actuador, generalmente hidráulico. A todo esto se ha de añadir, que el regulador debe estar diseñado para no excitar la frecuencia natural del tren de transmisión, ya que esto originaría importantes esfuerzos estructurales. A pesar de todos estos requisitos, un sencillo regulador PI, como el mostrado en Fig. 3-37, se puede emplear en estas configuraciones con resultados aceptables [48,116,186]. En este regulador, el paso de pala mínimo es el que se emplea para velocidades de viento bajas y es, por lo tanto, el ángulo de coeficiente de potencia máximo, que, para afinar el control, se puede corregir en función de la velocidad del

viento. Evidentemente son posibles otros tipos de reguladores como control adaptativo o control óptimo.

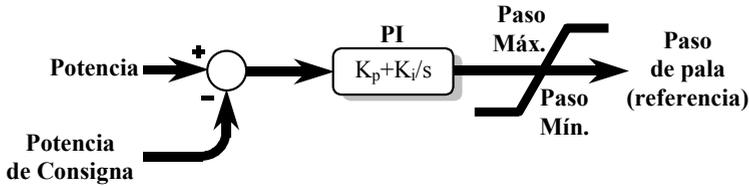


Fig. 3-37: Regulador de potencia para una turbina de velocidad constante.

3.12.2 Sistemas de Velocidad Variable

Al igual, que en el caso anterior, en el funcionamiento de una turbina de velocidad variable se pueden distinguir dos situaciones:

- La primera de ellas corresponde a velocidades de viento inferiores a la nominal, que es cuando a la salida del generador la potencia se mantiene por debajo de su valor nominal. En estas circunstancias, se pretende, en general, que la potencia extraída sea la máxima posible, de forma que el Coeficiente de Potencia, c_p , tenga su valor máximo $c_{p,opt}$ (ver Óptimo en Fig. 3-36).
- La segunda situación de trabajo, correspondería al margen de velocidades por encima de la velocidad nominal hasta el instante de desconexión. La estrategia en estas circunstancias es la de mantener constantes la velocidad del rotor de la turbina así como la potencia entregada (o el par eléctrico).

3.12.2.1 Por Debajo de la Velocidad de Viento Nominal.

Los aerogeneradores tienen una velocidad de viento denominada nominal que, en el caso de los aerogeneradores de velocidad variable, se corresponde al momento en que la potencia de salida alcanza a su vez su valor nominal o límite. La estrategia a seguir en esta situación es la de tratar de extraer del viento la mayor cantidad posible de energía. Para la consecución de este objetivo, el aerogenerador debe trabajar en el punto de coeficiente de potencia óptimo ($c_{p,opt}$), el cual se obtiene para un determinado paso de pala (β_{opt}) y velocidad específica (λ_{opt}), tal y como se puede ver en el denominado punto Óptimo de la Fig. 3-36. En estas condiciones la velocidad de la turbina aumenta linealmente con la velocidad de viento, y la potencia de forma exponencial, según las expresiones:

$$\Omega = U \frac{\lambda_{opt}}{R} = k_{\Omega} U \quad (3.18)$$

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A c_{p,opt} U^3 = k_p U^3 \quad (3.19)$$

donde:

- U es la velocidad de viento en m/sg
- R es la longitud de las palas en m
- Ω_g es la velocidad de la turbina y generador rad/sg
- $c_{p,opt}$, λ_{opt} son, respectivamente, el coeficiente de potencia y la velocidad específicas óptimas, donde la potencia extraída es la máxima posible para cualquier velocidad de viento
- P_t es la potencia aerodinámica extraída del viento por la turbina en W
- k_p , k_Ω son, respectivamente, las constantes que relacionan la velocidad del viento con la potencia y la velocidad de la turbina, para que la turbina esté extrayendo en todo instante la máxima energía posible

Es estas circunstancias el paso de pala se mantiene constante y a su valor más adecuado (β_{opt}), y la actuación es la que se realiza sobre la electrónica de potencia con el fin de variar la velocidad y ajustar la potencia entregada a su máximo valor posible.

En la Fig. 3-38 pueden verse las curvas que deben seguir la velocidad del rotor y la potencia y la velocidad del rotor y el par mecánico para un funcionamiento óptimo del aerogenerador. Estas curvas se comparan con las de la turbina fuera de esas condiciones óptimas para distintas velocidades de viento y con el paso de pala fijado en el valor óptimo.

En estas condiciones se fija el valor del paso de pala a su óptimo, y se mantiene constante mientras el aerogenerador esté por debajo de su velocidad nominal. A partir de este instante el sistema se comporta como si sólo tuviese una variable controlable, que es la potencia entregada por la electrónica de potencia a la red. Para tener una idea de cómo influye dicha actuación sobre el sistema se emplea la ecuación dinámica:

$$T_t - T_g = J \frac{d\Omega_g}{dt} - D\Omega_g \quad (3.20)$$

donde T_t es el par aerodinámico entregado por la turbina, T_g es el par electromagnético demandado por el generador síncrono, J es la inercia del generador eléctrico más la turbina, y Ω_g es la velocidad de la turbina y generador (no hay caja multiplicadora). El par electromagnético se puede poner en función de la potencia o par electromagnético entregada a la red mediante la relación:

$$T_g = T_i + h(\Omega_g, \dots) \quad (3.21)$$

donde T_i representa el par eléctrico entregado a la red y $h(\Omega_g, \dots)$ representa las pérdidas entre el eje de la turbina y la inyección a red.

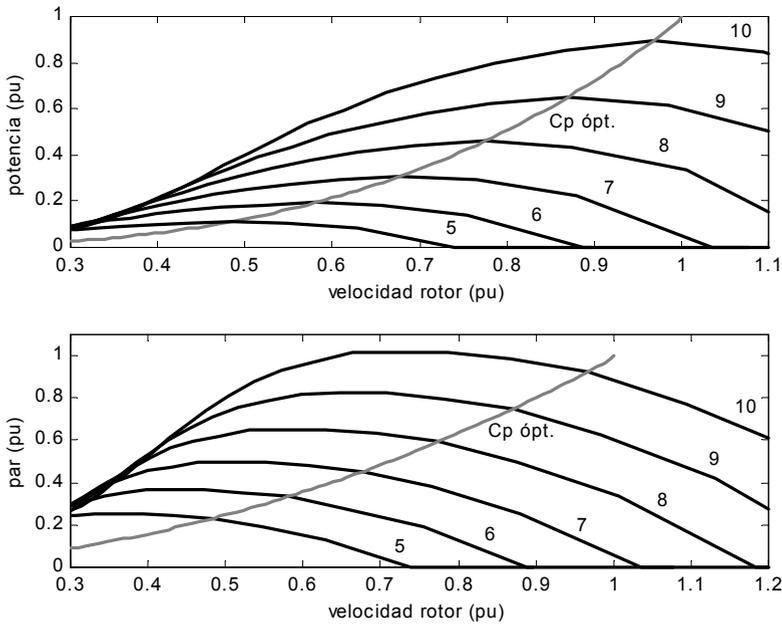


Fig. 3-38: Comportamiento del Aerogenerador a Distintas Velocidades de Viento (5-10m/sg).

Cuando el aerogenerador funciona sobre la curva de máxima potencia, su funcionamiento es estable. Por ejemplo, en la Fig. 3-39 se ha representado el comportamiento de la turbina cuando experimenta una variación de velocidad (derecha) o cuando experimenta una variación de viento (izquierda). Si se supone que al generador se le hace seguir la curva denominada como $c_{p,opt}$, y la turbina está funcionando en el punto II, entonces $T_{III} > T_{gII}$ y la velocidad aumenta desde Ω_{II} hasta llegar al Ω_I . Similar razonamiento se puede emplear si se parte del punto III. Cuando lo que se produce es una variación de viento (ver Fig. 3-39 derecha), por ejemplo si estando el aerogenerador trabajando en el punto I se produce un aumento de viento de U_1 a U_2 , la turbina eólica pasa a estar en II (el generador sigue en I), y de nuevo se produce la situación de que el par motor es mayor al resistente, y el aerogenerador pasa a funcionar en III. Análogamente se puede analizar cuando, estando la máquina en III, se produce una disminución de viento.

En una primera aproximación se podría pensar en un controlador sencillo que, a partir de la velocidad del viento fijase el paso de pala, el cual se mantiene mientras no se supere la velocidad nominal, y que diese la consigna de par (T_i), o potencia (P_i), para los convertidores electrónicos (ver Fig. 3-40) a partir de la velocidad del viento [91].

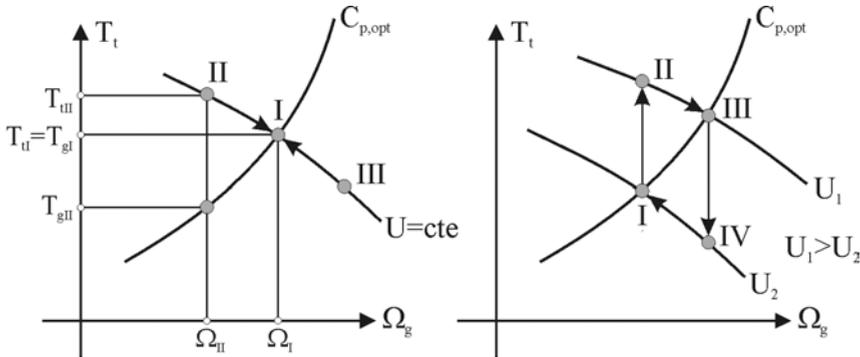


Fig. 3-39: Comportamiento de las Aerogeneradores sobre la Curva de Máxima Potencia.

Sin embargo, esta solución no es la más adecuada ya que la velocidad del viento es un parámetro que es difícil medir con exactitud, debido a que, por motivos económicos, los anemómetros se colocan sobre la propia góndola del aerogenerador y sus mediciones están afectadas por las perturbaciones provocadas por la turbina. Existen, no obstante, reguladores que pueden trabajar a partir de estimaciones de la velocidad del viento [120].

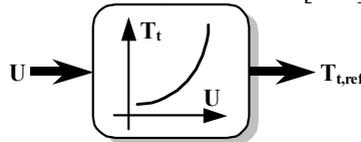


Fig. 3-40: Controlador (entrada: velocidad de viento).

Combinando las ecuaciones (3.18) y (3.19) se obtiene la expresión representada en Fig. 3-38:

$$T_t = \frac{P_t}{\Omega_g} = \frac{1}{2} \rho A \frac{C_{p,opt}}{\lambda_{opt}^3} \Omega_g^2 = k_T \Omega_g^2 \quad (3.22)$$

donde T_t es el par aerodinámico y k_T es la constante que relaciona a la velocidad de la turbina con el par. Algunos autores proponen el empleo de esta expresión para el control de la turbina (ver Fig. 3-41) por debajo de la velocidad de viento, o potencia, nominal [70,91,92,111,134].

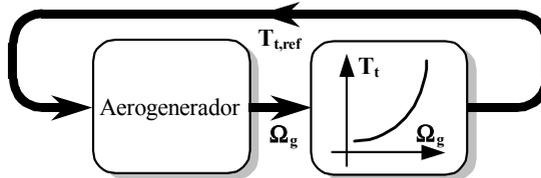


Fig. 3-41: Controlador (entrada velocidad del rotor).

Tanto en Fig. 3-40 como Fig. 3-41 se ha supuesto que la actuación sea el par aerodinámico (T_t), sin embargo, resulta evidente que esa no puede ser la variable de control. La variable de salida del controlador implantado ha de ser la potencia, o el par electromagnético, entregada a la red. Si no se tienen en cuenta las pérdidas, se puede considerar que se actúa sobre el par electromagnético del

generador, ver T_g en (3.20), haciéndole que siga la curva definida por (3.22). El principal inconveniente de esta estrategia es la elevada constante de tiempo resultante para la planta que puede ser del orden de varios segundos [92,134].

Para obtener una respuesta más adecuada se puede emplear un estimador para el cálculo del par aerodinámico, de forma que la entrada al regulador sea la diferencia entre el par aerodinámico estimado y la referencia [120]. Según esto, el regulador propuesto es el que se puede ver en Fig. 3-42. No obstante, aunque al emplear el par aerodinámico como referencia se consigue maximizar la energía extraída del viento, esto puede tener efectos negativos sobre el comportamiento dinámico del sistema debido, por ejemplo, a la aparición de ráfagas de viento. Una posible solución a este problema se obtiene empleando como entradas al sistema de control el par aerodinámico y el par electromagnético del generador.

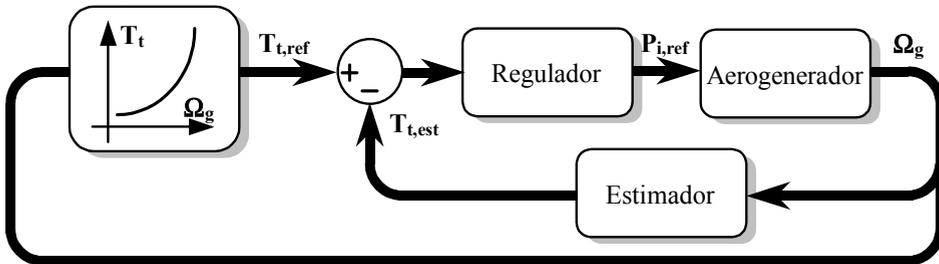


Fig. 3-42: Controlador con estimación de par.

Existen múltiples variaciones a este esquema de control que contemplan elegir como referencia la velocidad en vez del par, ... [48,120]. Sin embargo el esquema de la Fig. 3-42 tiene un comportamiento aceptable con una adecuada elección del regulador que puede ser un sencillo PI.

En los sistemas de velocidad variable se ha de prestar especial atención en no excitar ninguna de las frecuencias naturales del sistema (torre, tren de arrastre, ...). Es necesario un proceso de identificación de las mismas para poder modificar el regulador cuando, durante el funcionamiento del aerogenerador, se tenga el riesgo de excitar alguna de ellas. Una de las posibilidades sería hacer que en la cercanía de dichas frecuencia la velocidad de la turbina variase rápidamente hasta alcanzar una velocidad menos crítica.

3.12.2.2 Por Encima de la Velocidad de Viento Nominal y Control por Paso de Pala

Cuando el viento supera la velocidad nominal, la potencia generada tiende también a superar su valor nominal, ello hace necesario un cambio de estrategia, ya que ahora los objetivos son los de mantener constante la potencia, la velocidad y conseguir un comportamiento dinámico satisfactorio ante las

variaciones de viento o carga. Para conseguirlo es necesario actuar simultáneamente sobre el paso de pala y la electrónica de potencia.

Desde un punto de vista dinámico, debido a la inercia de las palas, resulta difícil actuar sobre la velocidad del generador de una forma adecuada mediante la variación de la potencia entregada a la red. Ya que se actuaría a través de una ecuación (3.20) cuya constante de tiempo está dominada por la inercia del generador más la turbina. Sin embargo, la actuación sobre el paso de pala, relativamente rápida, tiene unas constantes de tiempo sensiblemente inferiores, lo que lleva a emplear este parámetro para el control de la velocidad, fundamentalmente.

El control de potencia se realiza mediante convertidores electrónicos, por lo que su constante de tiempo, desde un punto de vista mecánico, puede considerarse nula.

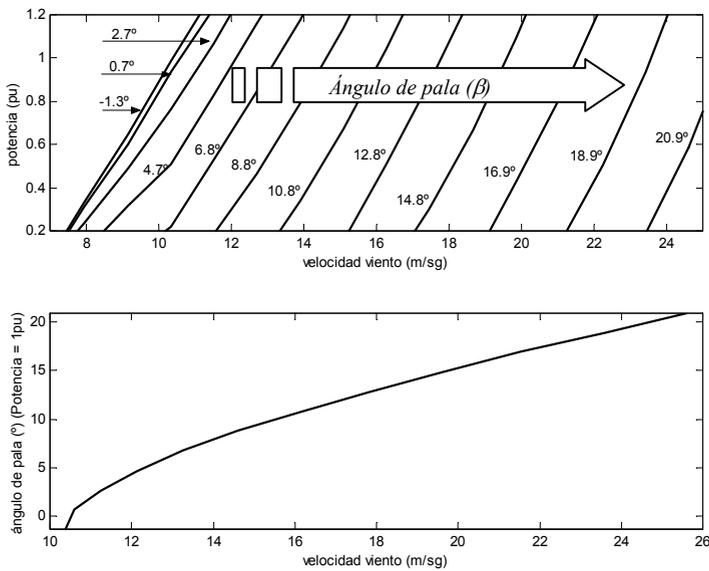


Fig. 3-43: Curvas del aerogenerador a velocidad constante ($\Omega_g = \text{nominal}$) y distintos ángulos de pala.

En la Fig. 3-43 (superior) puede verse una familia de curvas, a velocidad constante, de las que se obtiene la potencia para distintos ángulos de pala y velocidades de viento. De ellas es fácil obtener cuál es la evolución que ha de tener el paso de pala para que, a velocidad constante, se obtenga la potencia nominal en el eje de la turbina (Fig. 3-43 inferior).

La estrategia en régimen permanente queda, según lo visto, definida como las acciones necesarias para mantener constante la velocidad de la turbina y la potencia (par) del aerogenerador; actuando sobre el paso de pala para mantener la velocidad, y sobre los convertidores electrónicos para el control de la potencia. Según esto un posible esquema para el regulador es el que se puede ver en Fig. 3-44.

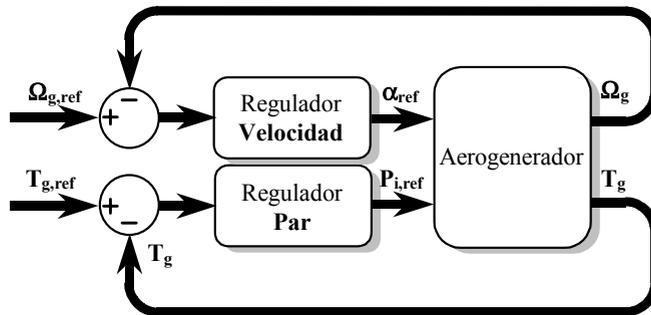


Fig. 3-44: Control del aerogenerador (por encima de la velocidad nominal).

En cuanto al comportamiento dinámico, el control debe evitar que aparezcan transitorios elevados de par o de velocidad que puedan afectar a los sistemas mecánicos. O sea, en cuanto al control de velocidad, el sistema debe ser capaz de mantener la velocidad dentro de un estrecho margen, por ejemplo un 15%, aun ante ráfagas de viento [93]. Ya que si se supera la velocidad máxima de la máquina el sistema se puede desconectar de red, además de la consiguiente fatiga estructural a la que se le somete, existiendo el riesgo añadido de excitar alguna de las frecuencias naturales de sistema. Las variaciones del lado de la carga eléctrica son menos críticas, ya que la respuesta de la electrónica de potencia tiene una constante de tiempo muy baja.

En el esquema de la Fig. 3-44, las actuaciones sobre el paso de pala y sobre la potencia, están totalmente desacopladas, sin embargo, en el bucle de control de velocidad se puede incluir alguna acción correctora sobre la potencia inyectada con el fin de mejorar la respuesta dinámica del conjunto [27,91].

3.12.2.3 *Por Encima de la Velocidad de Viento Nominal y Control por Pérdida Aerodinámica*

El comportamiento de la turbina en la zona de pérdida aerodinámica es inestable, como se verá a continuación, donde, a modo de ejemplo se ha escogido la estrategia de potencia constante a la salida del generador [91]. Tomando como punto de partida el marcado como "I" en la Fig. 3-45a, o sea, donde la turbina gira con una velocidad Ω_t , el generador entrega una potencia correspondiente a $T_{gt} \cdot \Omega_t = P$, y el par aerodinámico (en este punto igual al eléctrico, por la propia definición del equilibrio) vale T_{it} . El generador se hace trabajar a potencia constante gracias a la electrónica de potencia. Si por el motivo que fuese, la turbina aumentase su velocidad Ω_t hasta funcionar en el punto "II". La diferencia entre el par aerodinámico (T_{itII}) y el eléctrico (T_{gII}) se acentúa ($T_{itII} > T_{gII}$) y la turbina, lejos de disminuir su velocidad la aumenta por encima de Ω_{II} . Situación, que de mantenerse, provocaría la desconexión del aerogenerador. Un comportamiento análogo se observa cuando se produce una disminución de la velocidad (I a III).

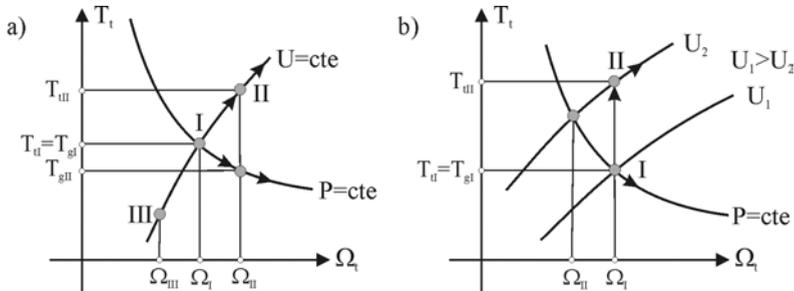


Fig. 3-45: Comportamiento dinámico de la turbina durante la pérdida aerodinámica ante: a) variaciones en la velocidad y b) variaciones en la velocidad del viento.

En la Fig. 3-45b se evalúa el comportamiento en pérdida aerodinámica ante variaciones de viento. Igual que el caso anterior se parte de la situación marcada como “I” en la gráfica. En el caso de que se produzca un aumento de la velocidad de viento (de U_1 a U_2) la turbina pasa a funcionar al punto II, lo que contribuye nuevamente al aumento de velocidad originándose nuevamente una situación inestable.

Este comportamiento pone de manifiesto la importancia de la elección de un regulador adecuado en este tipo de turbinas, ya que de él depende conseguir un comportamiento estable del aerogenerador en la zona de pérdida aerodinámica. Una posible alternativa es la del empleo de un regulador como el de la Fig. 3-46 [91,92,117]. El funcionamiento de este esquema se basa en la estimación del par aerodinámico $T_{t,est}$ de forma que la potencia entregada por el generador $P_{i,ref}$ se ajusta para conseguir que la potencia aerodinámica se mantenga constante y en su valor nominal P_{nom} . Dicho de otra forma, se hace que la referencia para el par aerodinámico $T_{t,ref}$ se ajuste a la expresión: $T_{t,ref} = P_{nom} / \Omega_t$. Con el esquema propuesto se logra que, por encima de la velocidad nominal y una vez alcanzado el régimen permanente, la potencia entregada por el generador se mantenga constante e igual a su valor nominal (P_{nom}). Como consecuencia de la actuación del regulador, cuando se supera la velocidad nominal de viento, la potencia demandada por el generador aumenta de forma que la velocidad de la turbina disminuye y con ello se fuerze la entrada en pérdida aerodinámica.

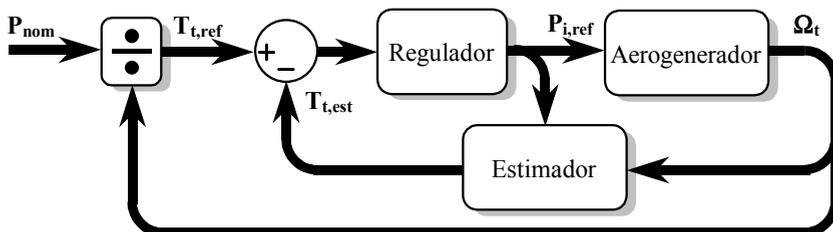


Fig. 3-46: Regulador para el control de potencia para un aerogenerador de velocidad variable y control por pérdida aerodinámica.

También se puede utilizar un regulador no-lineal para el control del aerogenerador, donde también se emplea la estimación del par aerodinámico, sin embargo, se incluyen dos bucles de control en donde la entrada a uno de ellos es el error en la velocidad del rotor y en el otro es el error del par aerodinámico estimado [185]. Con este esquema se evita la conmutación del sistema de control cuando se cruza la velocidad de viento nominal y se mejora la estabilidad en regímenes altos de viento.

Se pueden emplear estrategias más sencillas y conservadoras como en las que no se estima el par aerodinámico [114,115]. La potencia entregada por el generador (P_g) se controla siguiendo la curva mostrada en la Fig. 3-47. A velocidades bajas de la turbina ($\Omega_r < \Omega_1$) la consigna de potencia del convertidor, o sea, del generador P, sigue la curva O-I-II de forma que la energía entregada a la red sea la máxima posible. Sin embargo, una vez superada la velocidad Ω_1 se abandona esta estrategia de forma que se le exige a la turbina más potencia (I-III) que la que puede entregar (I-II). De esta forma se fuerza la deceleración mediante la entrada en pérdida aerodinámica.

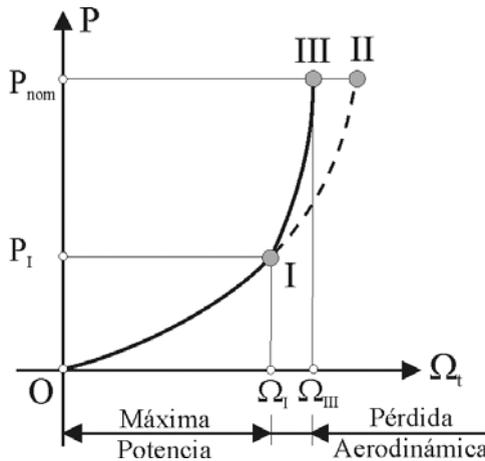


Fig. 3-47: Evolución de la Potencia en la estrategia de pérdida aerodinámica simplificada.

3.13 Conclusiones

El estado tecnológico de los aerogeneradores está marcado por la competencia entre los sistemas de velocidad variable basados en máquinas asíncronas doblemente alimentadas, con una gran penetración entre los fabricantes, y las máquinas de transmisión directa. Ambas configuraciones tienen comportamiento similar, pero mientras que la primera se basa en las conocidas máquinas asíncronas, la segunda requiere grandes esfuerzos para el desarrollo de generadores, los cuales ahora se dirigen hacia la obtención de máquinas de imanes permanentes. Sin embargo, el que grandes compañías como ABB se lance al desarrollo de estos sistemas les augura un futuro prometedor. Estos avances tecnológicos están destinados a la fabricación de grandes aerogeneradores donde la inversión puede ser rentable.

En el área de los aerogeneradores de media potencia predominan los generadores asíncronos de dos velocidades, especialmente en la gama de menor potencia. Y aunque su producción energética es comparable a la de los sistemas de velocidad variable, no ocurre lo mismo con su comportamiento en cuanto a las sollicitaciones mecánicas por variaciones del viento, ni en la calidad de la energía eléctrica producida; siendo estas últimas características las decisivas para los grandes aerogeneradores.

En cuanto a la configuración del sistema de control, se puede afirmar que las alternativas más sencillas están en los sistemas de velocidad constante. Siendo los sistemas de velocidad variable los que permiten una mayor versatilidad, ya que se puede atender a varios objetivos a la vez, como puede ser el de reducir las sobrecargas mecánicas y maximizar la potencia producida.

El control por entrada en pérdida aerodinámica es el más sencillo y, en consecuencia, el más barato, ya que el rango de variación del paso de pala es muy estrecho. No obstante, si se desea un control más estable, que además reduzca la fatiga mecánica a la que se ve sometida la turbina en regímenes altos de viento, es necesario adoptar el control por variación del paso de pala.

4. El Sistema Eólico-Diesel Asíncrono. Caso de Punta Jandía

4.1 Introducción

En el presente capítulo se describe el funcionamiento de la instalación eólico-diesel situada en el Puerto de la Cruz, en Fuerteventura. Sistema puesto de nuevo en funcionamiento durante el año 2000 y con el que se abastece de energía eléctrica al poblado y servicios auxiliares como son: un sistema de frío, una planta de desalación e iluminación pública.

Los elementos que constituyen el sistema de generación de la planta son:

- Generador Eólico, con paso de pala variable y velocidad constante, es el elemento principal de generación y está provisto de una máquina asíncrona de dos pares de polos que le permite funcionar a dos regímenes distintos de velocidad de viento.
- Grupos Diesel, es el sistema de apoyo del generador. La instalación dispone de dos grupos, con sendos generadores síncronos a los que están unidos sus correspondientes volantes de inercia. La unión entre los motores diesel y el conjunto formado por los volantes más generadores síncronos se realiza a través de un embrague.
- Cargas de Volcado, son un grupo de cargas resistivas las cuales se conectan en el caso de que la producción de energía eólica sea excesiva y, por ello, el sistema tienda a embalsarse.

En cuanto a la operación de la planta, ésta se puede estudiar desde tres posibles condiciones de generación distintas:

- Sólo Diesel, situación que se produce cuando el generador eólico está parado, habitualmente en condiciones de calma o mantenimiento. Pueden funcionar uno o los dos motores diesel. Sin embargo, siempre funcionan los dos generadores síncronos aunque sólo sea para mantener la velocidad de los volantes de inercia, o bien, aportar la potencia reactiva necesaria para los consumos y el generador eólico.
- Eólica-Diesel, se produce cuando la energía eólica no alcanza a la demanda, e igual que antes, pueden estar en marcha uno o dos de los grupos diesel. La estabilidad del sistema está garantizada por el funcionamiento de los motores diesel.

- Sólo Eólica, es el objetivo de la planta, ya que en esta situación se prescinde de ambos motores diesel (desembragados). La estabilidad del sistema depende de la capacidad de los volantes de inercia y de la adecuada utilización de las cargas de volcado. En esta tarea, también está involucrado el sistema de control del propio generador eólico, ya que de él depende que se puedan amortiguar las fluctuaciones de potencia debidas a la variabilidad del viento [58,59]. Esta es la situación más crítica para el funcionamiento de la instalación, y por ello, es la que se ha estudiado en detalle en la presente tesis.

En cuanto al estudio de la instalación este se ha acometido en tres fases:

- Modelo del Sistema. Se han desarrollado los modelos para cada uno de los elementos que componen el sistema eólico-diesel, incluyendo los sistemas de control de cada uno de ellos (generador eólico y grupos diesel) así como el control general de toda la planta (gestiona la conexión de las cargas de volcado, el embrague, el arranque de los motores, ...)
- Medidas. Durante el mes de agosto de 2000 se ha realizado una serie de medidas eléctricas (valores instantáneos de tensión e intensidad, potencia,...) en la instalación, dirigiendo la toma de datos especialmente a aquellas situaciones en que la generación era exclusivamente eólica. En el funcionamiento normal se ha detectado una componente de frecuencia correspondiente a $1p^1$. Asimismo, se ha observado que el sistema puede funcionar de forma inestable ante unas determinadas condiciones de viento. También se han realizado medidas en estas condiciones, observándose en la potencia la aparición de una frecuencia determinada por las características de la transmisión mecánica del generador eólico. Este comportamiento revela la importancia que tienen los parámetros del regulador del aerogenerador en la estabilidad del sistema. Los datos obtenidos durante las medidas han servido, además, para la parametrización de los modelos.
- Simulación. Con los modelos obtenidos y las medidas realizadas se ha llevado a cabo la simulación del sistema en las dos situaciones observadas: estable e inestable. En el funcionamiento estable o funcionamiento normal de la planta, se ha puesto de manifiesto que la única frecuencia de relevancia es la $1p$. Durante el funcionamiento inestable, las simulaciones revelaron la importancia de los parámetros del regulador, ya que en función de ellos se puede excitar o no la frecuencia natural de la

¹ Es la frecuencia correspondiente a una vuelta completa de la turbina.

instalación. Y, por otra parte, se han analizado los parámetros de la transmisión para poner de relieve su importancia en la frecuencia detectada en estas condiciones.

4.2 Descripción de la Instalación

En este capítulo se estudiará el sistema eólico diesel (Fig. 4-1) situado en el poblado del Puerto de la Cruz, en el extremo sur de la península de Jandía y en la isla de Fuerteventura (Canarias) [40,44,45,46,66].

La historia de esta instalación comenzó en 1988 cuando el IER-CIEMAT² presentó al programa de la Comunidad Europea VALOREN el proyecto: “Sistema eólico-diesel para suministros de energía, agua, frío y hielo al poblado de Punta Jandía, Isla de Fuerteventura”, el cual fue redactado en colaboración con los departamentos de Electrónica e Ingeniería Mecánica de la ULPGC³. En 1989, a través de dicho programa, se concedió la mitad del coste del proyecto, 160 millones de pesetas, asumiendo el resto del presupuesto: el Ayuntamiento de Pájara⁴ y el Consorcio de Aguas de Fuerteventura, el propio IER-CIEMAT y el Ministerio de Industria y Energía. La planta se inauguró en 1995, estando al cargo de su puesta a punto y mantenimiento el CIA-ITC⁵, sin embargo, por diversos motivos detuvo su funcionamiento en 1997. Durante el año 2000 se ha procedido a la puesta a punto del sistema, que en la actualidad está en funcionamiento.

Como el propio título del proyecto indica, sus objetivos fueron los de abastecer a una zona aislada como el Puertito de la Cruz de energía eléctrica, agua potable, un sistema de frío, además de iluminación. El abastecimiento eléctrico se llevó a cabo mediante un sistema híbrido eólico-diesel, de forma que se cumplieron dos condiciones: una generación “limpia” y la ininterrumpibilidad del servicio.

Al Puerto de la Cruz se llega a través de una pista de tierra de difícil circulación, por la que se recorren 20 km desde la zona residencial y turística de Morro Jable. Este aislamiento es el que crea la necesidad de un autoabastecimiento, sobre todo, cuando su situación en un espacio natural protegido impide la realización de importantes infraestructuras. La planta eólica-diesel instalada solucionó este problema, ya que permitió un suministro energético mediante una fuente “limpia” y en un emplazamiento donde la media de vientos está por encima de los 4 m/sg durante todo el año, siendo superior a los 8 m/sg en 7 de los 12 meses. Este régimen de vientos permite que los grupos diesel funcionen sólo ocasionalmente.

² El Instituto de Energías Renovables (IER) es un organismo perteneciente al Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) y cuya sede está en Madrid.

³ Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

⁴ Ayuntamiento al que pertenece el Puerto de la Cruz

⁵ El Centro de Investigación en Erguía y Agua es un organismo perteneciente al Instituto Tecnológico de Canarias (ITC)



Fig. 4-1: Sistema de Eólico-Diesel (derecha) y poblado de Punta Jandía (izquierda).

En cuanto a los consumos del poblado, éste tiene su mayor demanda energética en los meses de verano, pudiéndose alcanzar en esta época del año puntas de consumo de 67,5 kW y siendo su valor medio de 45,5 kW.

La instalación de un sistema de frigorífico y de producción de hielo, nace de la necesidad generada de la principal actividad de la zona, la pesca. La cámara frigorífica, está preparada para albergar hasta 1200 kg de pescado, y los consumos relacionados con ella se estiman entre 8 kW y 10 kW.

La ausencia de agua en toda la isla justificó la instalación de una planta de desalación. La tecnología empleada es la conocida como ósmosis inversa (ver Apéndice VI), y está preparada para producir 56 m³/día de agua potable si se mantiene en operación 1500 horas al año. Esta instalación tiene una demanda de 16,5 kW.

El acondicionamiento de la instalación incluyó un servicio de iluminación pública con un consumo máximo de 4 kW y, dentro de la filosofía ecológica, el impacto visual de la instalación se redujo haciendo que las instalaciones recordasen a las casas típicas de la zona.

En cuanto a la parte de generación, ésta consta de un generador eólico Vestas V-27 de 225 kW/50 kW y dos grupos diesel de 75 kVA. Existe un grupo de resistencias de volcado de 150 kW que junto, con los volantes de inercia de 1.067 kgm², se emplean para mantener la estabilidad del sistema. Tal y como se puede comprobar, el sistema de generación está muy por encima de las necesidades de consumo en previsión de una posible urbanización del entorno, la cual, hasta la fecha no se ha realizado.

De esta forma, la red eléctrica aislada está formado por los grupos diesel y el aerogenerador por un lado, y los consumos del poblado, la planta de desalación y consumos del poblado por el otro. Una representación esquemática de dicha red puede verse en la Fig. 4-2.

A continuación se describirán los modelos empleados para cada una de las partes del sistema.

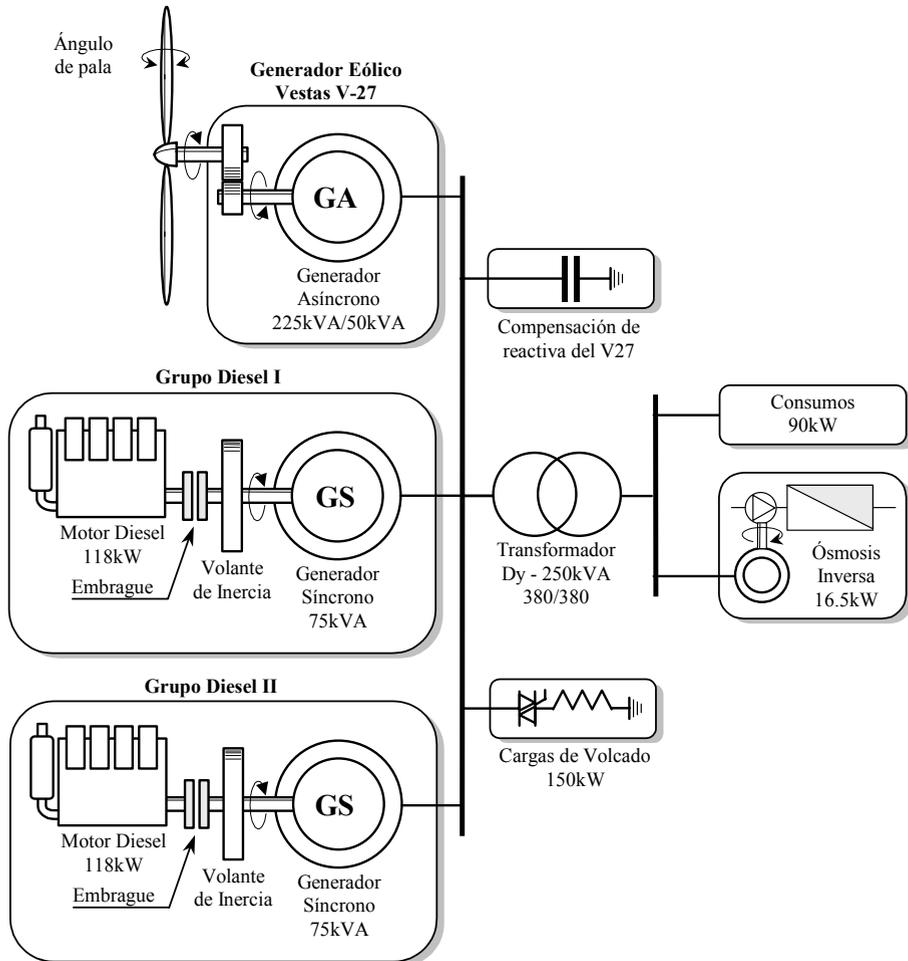


Fig. 4-2: Esquema del sistema de Punta Jandía.

4.3 Generador Eólico

El generador eólico de la instalación es el modelo V-27 de Vestas cuyas características se resumen en la Tabla 4-1, pertenece al grupo de aerogeneradores de media potencia, de dos velocidades y control por paso de pala. Para su estudio, se emplea un modelo que consta de tres grandes bloques [186,189] los cuales se detallarán en siguientes apartados, a saber (ver Fig. 4-3):

- Turbina Eólica, es el elemento que transforma la energía eólica en energía mecánica.
- Sistema Mecánico de Transmisión, es el componente del sistema encargado de transmitir la energía desde el lado de baja velocidad (eje turbina) al lado de alta velocidad (eje generador)
- Generador Asíncrono, lleva a cabo la transformación final, de energía mecánica a eléctrica.

- Sistema de Control, es el encargado de la conexión de elementos del sistema, de la regulación de potencia y de velocidad.

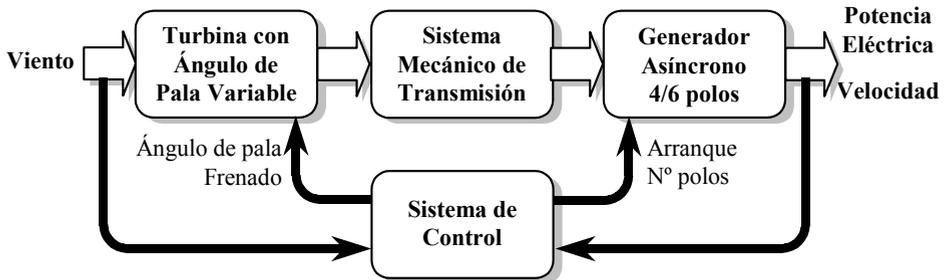


Fig. 4-3: Diagrama de Bloques del Generador Eólico.

4.3.1 Turbina Eólica

En Fig. 4-4 y Fig. 4-5 se muestran las curvas de funcionamiento del aerogenerador empleado en la instalación (V-27 de Vestas). Como ya se mencionó en el Capítulo 3 en el caso de las máquinas de ángulo de pala variable, el coeficiente de potencia c_p depende de forma no-lineal del paso de pala β y de la velocidad específica λ (ver Fig. 4-5). Como esta doble dependencia es difícil de representar en una sola expresión, para el ajuste de la curva se opta por elegir una serie de valores representativos de la velocidad específica y, a continuación, se realiza el ajuste independiente de cada una de las curvas $c_p(\beta)$ resultantes, o sea, se trata de ajustar las curvas del tipo:

$$c_p(\beta) \Big|_{\lambda=\text{cte}}$$

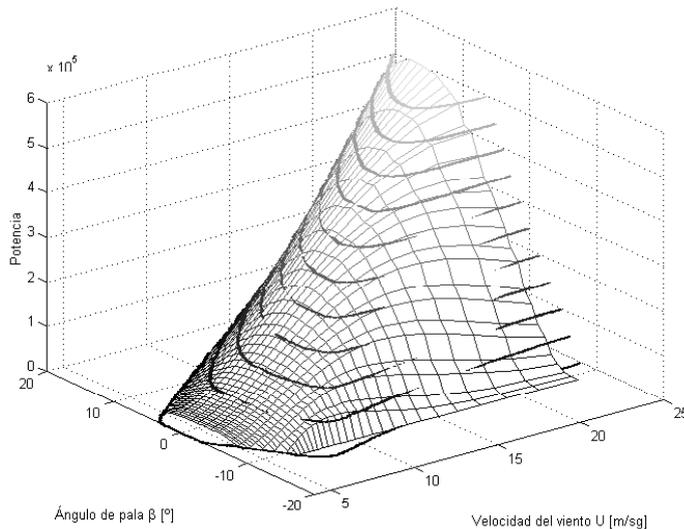


Fig. 4-4: Curvas de potencia reales (líneas) y ajustadas (superficie).

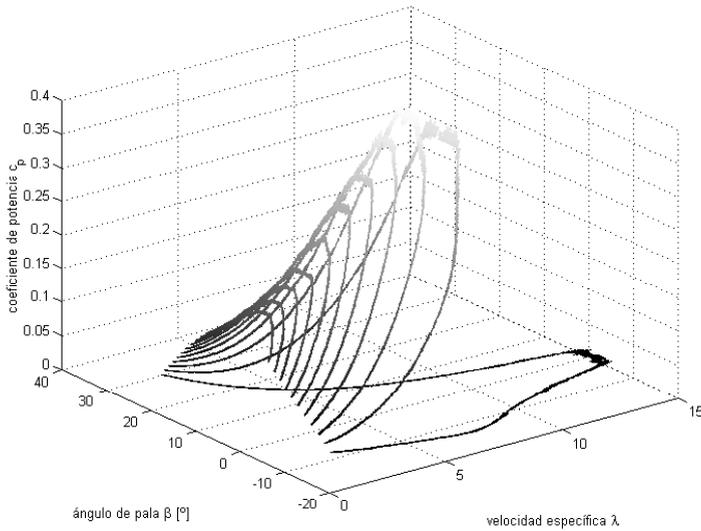


Fig. 4-5: Coeficiente de potencia calculado a partir de los datos del fabricante.

No obstante, como el aerogenerador gira a una velocidad prácticamente constante, mientras no se produzca un cambio en el número de polos de su generador asíncrono, la velocidad específica se puede considerar inversamente proporcional a la velocidad de viento. Por otra parte, para conseguir un mejor ajuste, este se realiza directamente sobre la potencia mecánica en el eje de la turbina P_m , según esto, la expresión empleada en el ajuste de mínimos cuadrados es el polinomio de 4º orden:

$$P_m(\beta)|_{U=cte} = \sum_{k=1}^4 c_k \beta^k \tag{4.1}$$

Tabla 4-1: Características del Generador Eólico Vestas V-27.

<i>Modelo</i>	Vestas V27
<i>Tipo de rotor</i>	Tripala de eje horizontal
<i>Diámetro del rotor</i>	27 m
<i>Velocidad Nominal</i>	43/32 rpm
<i>Potencia</i>	225/50 kW
<i>Tensión</i>	400 V
<i>Velocidad de Viento</i>	de 3.5 a 25 m/sg
<i>Relación de velocidades</i>	23.2
<i>Tipo de Generador</i>	Asíncrono
<i>Nº de polos</i>	6/8 polos
<i>Velocidad Nominal</i>	1000/750 rpm
<i>Control</i>	Control de potencia por regulación de ángulo de pala

Los resultados obtenidos se pueden poner en una tabla, como en Tabla 4-2, en donde, dadas la velocidad específica (o velocidad de viento) y el paso de pala, se puede calcular la potencia mecánica en el eje de la turbina (o su coeficiente de potencia).

Tabla 4-2: Coeficientes de las curvas de potencia mecánica $P_m(\beta)$ a velocidad específica λ (o viento U) constante.

λ	10,58	7,30	5,58	4,51	3,78	3,26	2,86	2,55
U (m/sg)	5,7	8,3	10,8	13,4	16,0	18,5	21,1	23,6
c_4	0	$7 \cdot 10^{-4}$	$-2 \cdot 10^{-4}$	$16 \cdot 10^{-3}$	$27 \cdot 10^{-3}$	$28 \cdot 10^{-3}$	$28 \cdot 10^{-3}$	$10 \cdot 10^{-3}$
c_3	0	0,009	0,025	-0,001	-0,049	-0,086	-0,116	-0,063
c_2	-0,51	-0,83	-1,16	-1,75	-1,76	-1,33	-0,69	-0,55
c_1	-1,07	-3,46	-1,90	7,63	19,61	29,59	36,82	34,80
c_0	25,09	98,42	178,56	250,61	286,95	293,93	285,61	275,93

En la Fig. 4-4 y Fig. 4-6 se puede ver una comparación entre los datos reales de la turbina y su aproximación.

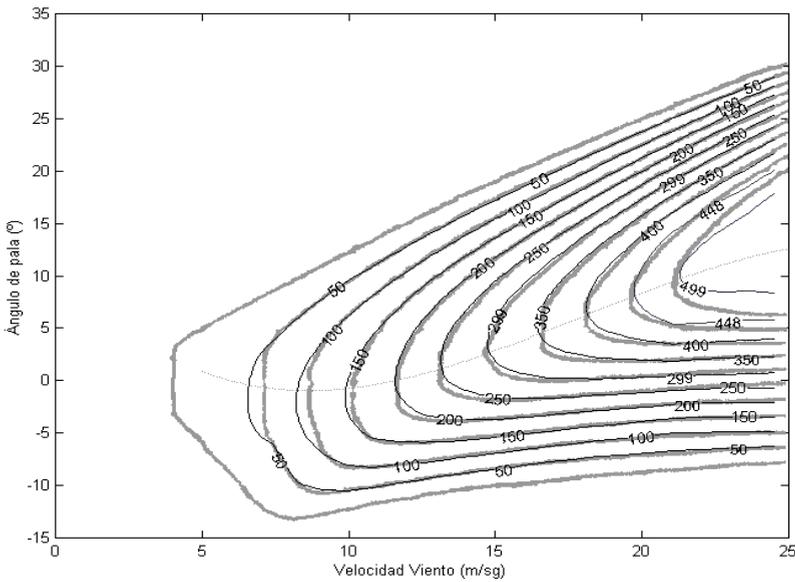


Fig. 4-6: Curva de potencia constante, valores ajustados y reales (gris).

4.3.2 Sistema Mecánico de Transmisión

En la turbina de la instalación de Jandía, el tren de transmisión incluye todos los elementos típicos de un elemento de este tipo (ver Capítulo 3): multiplicador, acoplamiento flexible,... La necesidad del acoplamiento flexible se puede entender por problemas de variaciones bruscas de par o para la corrección de pequeñas desviaciones en el alineamiento de los elementos del tren de transmisión.

4.3.3 Generador Asíncrono Vestas V27

El modelo del generador asíncrono se desarrolla en el Apéndice III. Cabe destacar, sin embargo, que en la góndola del aerogenerador hay una máquina asíncrona con dos devanados de 6 y 8 polos (ver Tabla 4-3), respectivamente, lo cual es una práctica habitual en los generadores asíncronos (ver Capítulo 3). O sea, tiene dos regímenes de velocidad, para velocidades de viento bajas se emplea la máquina asíncrona con 8 polos (velocidad nominal de 750 rpm) mientras que para velocidades de viento altas emplea la máquina de 6 polos (velocidad nominal de 1000 rpm). De esta forma se consigue una optimización de la potencia capturada a dos regímenes distintos de viento.

Tabla 4-3: Características del Generador Asíncrono.

<i>Modelo</i>	Vestas V27	
<i>Tensión Nominal</i>	400 V	
<i>Nº de polos</i>	6	8
<i>Potencia Nominal</i>	225 kW	50 kW
<i>Velocidad Síncrona</i>	1.000 rpm	750 rpm
<i>Deslizamiento Nominal</i>	0,9 %	0,8 %

La conmutación de los polos del generador se lleva a cabo en función de la potencia generada. Por ejemplo, si la máquina está funcionando con el generador de 50 kW (8 polos) y su potencia de salida supera durante un cierto período de tiempo los 40 kW, el sistema de control da la orden de la desconexión. Entonces, se realiza la conmutación de 8 a 6 polos y el control de paso de pala provoca la aceleración de la turbina hasta que se alcanza la velocidad de sincronismo correspondiente a los 8 polos. En este instante se conecta nuevamente el generador asíncrono. El sistema consta además de un arrancador (convertidor CA/CA) empleado para conseguir un arranque suave del generador.

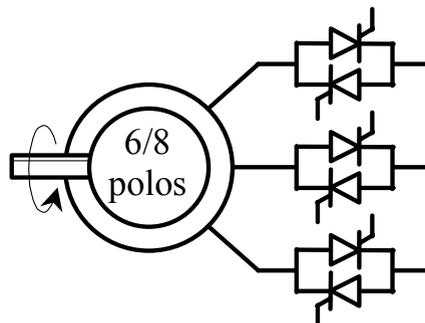


Fig. 4-7: Esquema del generador asíncrono con su arrancador.

4.3.4 Sistema de Control

En el sistema de control se han considerado dos partes principales:

- Actuador de Paso de Pala, es la parte física del sistema de control, a partir de una referencia dada por el regulador se actúa sobre la pala de forma que se modifica su paso.
- Regulador de Potencia y Velocidad, a partir de las medidas de viento y potencia genera la señal de consigna del paso de pala, bien con el objetivo de mantener la velocidad de la turbina (lo cual permite su conexión a red eléctrica) o bien manteniendo la potencia constante (que es el funcionamiento normal del generador).

No se han tenido en cuenta las señales propias de un sistema de control de este tipo, como puede ser la orden de arranque, la de conexión de la batería de condensadores, alarmas, ...

4.3.4.1 Actuador de la Pala

El sistema de actuación sobre el ángulo de pala es un servosistema en el que se actúa a través de una válvula proporcional. Un modelo detallado del sistema de actuación sobre el ángulo de pala contempla aspectos como: el momento de inercia axial y longitudinal de las palas, inercia del actuador, rozamientos, ... [18]. Sin embargo, las especificaciones del fabricante, indican que el actuador tiene un sistema de control propio diseñado para que se comporte como un controlador “*dead-beat*” [181]. De esta forma, la posición actual de la pala seguiría a la referencia después de una muestra (100 msg). Este comportamiento no es posible en la práctica, por lo que la posición de la pala está entre el 80-90% de la referencia en el tiempo indicado.

Para simplificar la simulación, el comportamiento del actuador de la pala más su controlador (Fig. 4-8) se ha modelado mediante un sistema de primer orden ya que, por otra parte, es habitual encontrar que la velocidad de actuación sobre la pala está limitada para evitar fuertes sollicitaciones mecánicas [186]. La constante de tiempo se ha calculado para que, una vez transcurridos los 100 msg, la salida se aproxime al comportamiento dado por las especificaciones del sistema real.

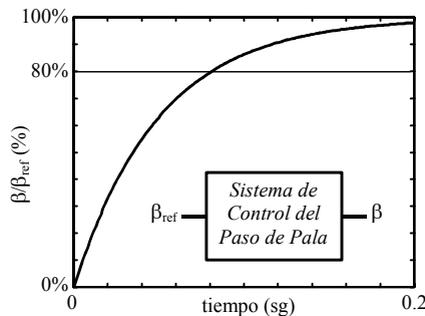


Fig. 4-8: Respuesta a un escalón del sistema de control de la pala.

4.3.4.2 Regulador de potencia y velocidad

El aerogenerador estudiado tiene dos bucles principales de control: uno de velocidad y otro de potencia.

El control de velocidad realimenta la velocidad de salida del generador para conseguir que se alcance la velocidad nominal y así poder realizar la conexión del generador al sistema aislado. También se encarga de aumentar el ángulo de pala cuando se desconecta el generador y es el que actúa en el caso de que la velocidad se desvíe de la nominal (750 ó 1000 rpm).

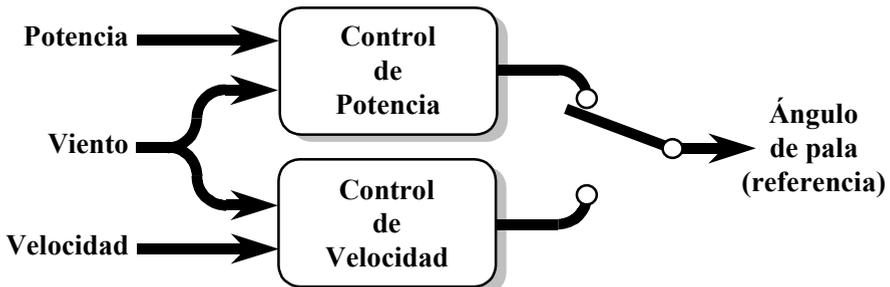


Fig. 4-9: Diagrama de bloques del sistema de control.

El control de potencia es el que realmente afecta al funcionamiento del sistema, ya que está operativo una vez alcanzada la velocidad nominal de la máquina y se realiza la conexión de ésta a la red aislada. Este control tiene dos modos de funcionamiento:

- *Potencia de salida inferior a la de referencia.* En la que se sigue la curva de máximo coeficiente de potencia de la turbina (ver Fig. 4-10).
- *Potencia de salida alcanza a la de referencia.* En el sistema de Punta Jandía, el regulador del aerogenerador se ha ajustado a una potencia máxima 100 kW.

La curva de la Fig. 4-10 muestra la curva que ha de seguir el ángulo de pala para obtener la máxima potencia a una determinada velocidad de viento. Se ha de tener en cuenta que, a efectos de cálculo aerodinámicos, la velocidad del generador síncrono se considera prácticamente constante. El ángulo obtenido de esta curva es el mínimo ángulo de pala que permite el regulador de potencia.

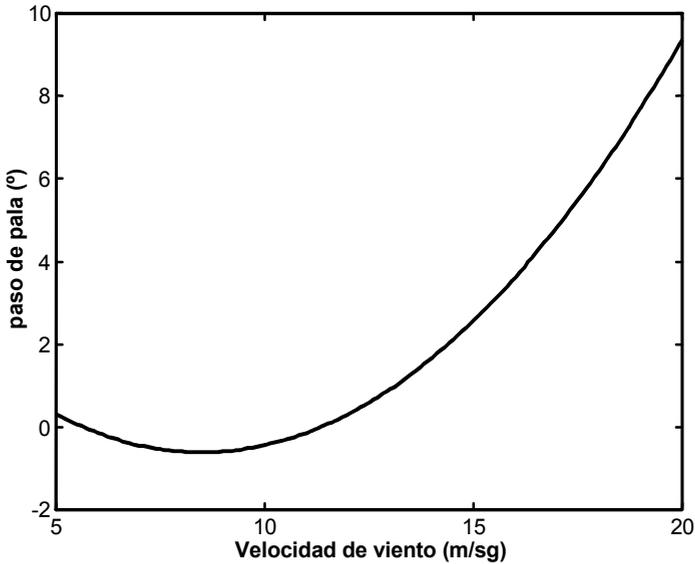


Fig. 4-10: Curva de potencia máxima.

Cuando se alcanza la potencia de consigna el control pasa a manos de un PID, que es el regulador más referenciado en la literatura clásica para los sistemas de velocidad constante [5,48,186]. La dinámica del sistema está fuertemente influenciada por los parámetros del regulador, ya que se debe evitar excitar alguna de las frecuencias naturales del sistema [14] (sombra de torre, oscilación de la torre, frecuencias naturales de la transmisión,...) La salida del sistema está limitada por el ángulo máximo permisible de la turbina (ver Áng. Máx en Fig. 4-11) y, como ya se ha apuntado con anterioridad, por el ángulo correspondiente de la curva de potencia máxima (ver Áng. Min en Fig. 4-11).

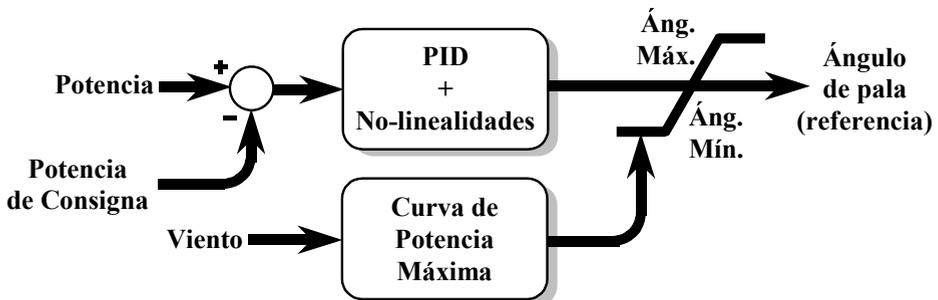


Fig. 4-11: Bucle de control de potencia.

4.4 Grupos Diesel

4.4.1 Generador Síncrono y Volante de Inercia

El modelo de un generador síncrono con su sistema de excitación se ha presentado en el Apéndice V de la presente Tesis.

En los sistemas aislados es habitual encontrar un sistema de almacenamiento de energía, que puede ser hidráulico, por volantes de inercia de velocidad variable, por baterías ... [7,33,42]. En la instalación objeto del estudio, cada uno de los generadores tiene sólidamente unido a su eje un volante de inercia cuyas principales características están reflejadas en la Tabla 4-4. Este hecho condiciona la dinámica del conjunto generador y volante de inercia, ya que los parámetros de inercia del conjunto se pueden considerar iguales a los del volante de inercia.

La utilidad del volante de inercia se manifiesta cuando se genera una potencia eólica superior a la demandada. En estas condiciones el motor diesel se desconecta del generador mediante el embrague y el sistema pasa a funcionar sólo con energía eólica, funcionando los dos generadores síncronos como compensadores de reactiva. Se ha de recordar que el generador asíncrono del sistema tiene en paralelo una batería de condensadores que, de todos modos, no es suficiente para suplir toda la energía reactiva demandada por éste.

A destacar es el sistema de arranque del grupo diesel que, en el caso de la instalación de Jandía, se trata de un sistema por aire comprimido, el cual, a su vez se rearma durante el funcionamiento del motor diesel.

Tampoco se puede despreciar el consumo debido a las pérdidas por rozamiento que en la instalación estudiada suponen un consumo medio de unos 10 kW por volante, como se verá en el epígrafe de medidas.

Tabla 4-4: Características de Volante de Inercia.

<i>Material</i>	Acero
<i>Diámetro</i>	1.400 mm
<i>Peso</i>	4.356 kg
<i>Momento de Inercia</i>	1.067 kgm ²
<i>Energía Almacenada</i>	13,7 MJ (3,8 kWh)
<i>Energía útil</i>	1,0 MJ (0,27 kWh)
<i>Constante de Rozamiento</i>	66,21 N·m·sg

En esta configuración se incluye un conjunto de cargas de volcado que permitan disipar la energía eólica excedente, evitando que el volante se acelere hasta llevar a la frecuencia de la red por encima de los valores permitidos. De todas formas, parte de ese excedente energético puede emplearse en el sistema de desalación (ósmosis inversa).

4.4.2 Motor Diesel

Los motores diesel de la instalación son los encargados de mantener operativo el sistema cuando la demanda energética supera a la producción eólica. También se encarga de la estabilidad del sistema, ya que, así como las cargas de volcado se ocupan de mantener la frecuencia por debajo de un valor máximo, el motor diesel se conecta una vez que la frecuencia cae por debajo de un determinado valor. Esta situación puede ocurrir durante los transitorios de conexión de cargas, variaciones bruscas del viento, ... aunque la generación eólica supere a la demanda.

En la literatura especializada se pueden encontrar modelos de distintos sistemas motrices para generadores síncrono, ya sean turbina de vapor, hidráulicas, ... [88,89,123]. Aunque se pueden emplear modelos de turbinas de vapor para los grupos diesel, existen modelos específicos como los mostrados en [89,99,192]. Sin embargo, al igual que ocurre en el generador síncrono, la dinámica de los motores diesel está fuertemente condicionada por la presencia de los volantes de inercia, esto permite emplear un modelo relativamente sencillo para su simulación, como el mostrado en la Fig. 4-12, donde:

- Ω_{ref} es la consigna de velocidad del generador síncrono
- Ω_g es la velocidad de salida del generador síncrono
- P_{mg} es la potencia mecánica entregada al generador síncrono.
- R es el estatismo.
- T_1 , T_2 y T_3 son constantes del sistema de control.
- P_{max} y P_{min} son, respectivamente, las potencia mínima y máxima.

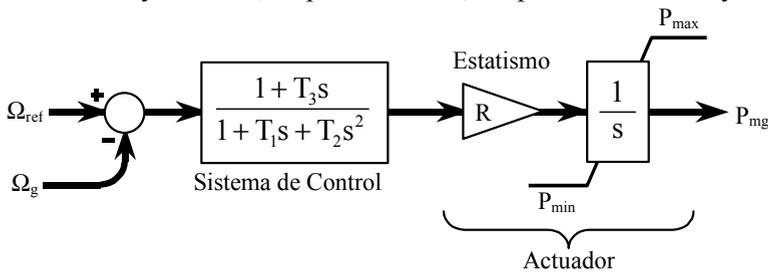


Fig. 4-12: Diagrama de bloques del motor diesel.

4.5 Modelo de la red eléctrica aislada

En el modelo de la red eléctrica aislada se incluyen las interacciones entre los distintos elementos que la configuran, el generador asíncrono del aerogenerador con su correspondiente batería de condensadores, los generadores síncronos de los grupos diesel y los consumos de la planta.

El modelo empleado para los generadores tienen como salida la intensidad y como entrada el valor de tensión en bornes (ver Apéndice III y V). Por ello para su inclusión en el modelo de la red aislada se emplea un modelo en fuente de corriente, de esta forma, en el circuito de la Fig. 4-13:

- i_e es la fuente de corriente que modela a la máquina asíncrona del aerogenerador
- i_g es la fuente de corriente que representa a la salida conjunta de los generadores síncronos de los grupos diesel.

En cuanto a los consumos, considerando como tales los correspondientes al poblado y al consumo de las resistencias de volcado de la planta, se modelan como impedancias, cuyo valor se obtiene de la expresión:

$$r_0 - j\omega_s l_0 = \frac{v_{nom}^2}{P_{volcado} + P_{poblado} + jQ_{poblado}} \quad (4.2)$$

donde:

- r_0 y l_0 son la resistencia en Ω e inductancia en H empleadas para el modelo del consumo
- ω_s es el frecuencia de red en rad/sg
- $P_{volcado}$ es la potencia de consigna de las cargas de volado
- $P_{poblado}$ y $Q_{poblado}$ representan el consumo del poblado de potencia activa en W y reactiva en VAR
- v_{nom} es módulo de la tensión nominal de la instalación en V

En el modelo de la red eléctrica aislada, se ha incluido la batería de condensadores, para la compensación de la reactiva de la máquina asíncrona del aerogenerador, modelada como una capacidad c (Fig. 4-13)

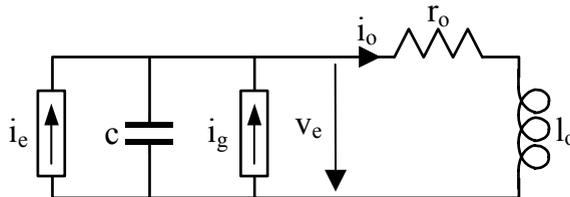


Fig. 4-13: Modelo de la red eléctrica aislada.

Para su simulación se han empleado unos ejes d-q estacionarios (d_s - q_s) ya que, de esta forma, en las ecuaciones correspondientes se puede eliminar los términos dependientes de ω (ver Apéndice I). Las ecuaciones son formalmente las mismas que las de un sistema de ejes a-b-c estacionario, y se pueden representar en forma matricial como:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \bar{V}_{sqd}^s \\ \bar{I}_{o,sqd}^s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1/c \\ 1/l_0 & -r_0/l_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_{sqd}^s \\ \bar{I}_{o,sqd}^s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{I}_{e,sqd}^s + \bar{I}_{g,sqd}^s \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Las cargas de volcado tienen como misión la de evacuar la energía eólica excedente. Por ello, su actuación depende de la discrepancia existente entre la frecuencia de referencia (f_{ref}), típicamente 50Hz, y la actual en la instalación (f_r). Este comportamiento se ha simulado mediante un control PID cuya entrada

es precisamente dicha discrepancia (Fig. 4-14). Ha de tenerse en cuenta que no son posibles todos los valores posibles de carga ya que existe un número determinado de escalones (50 kW, 25 kW, 12,5 kW, 6,25 kW, 3,125 kW), con lo que a la salida del PID se calcula el valor de carga que más se aproxime al valor deseado. También se incluye un mantenedor de orden cero para simular la respuesta del autómatas encargado del control de las cargas de volcado.

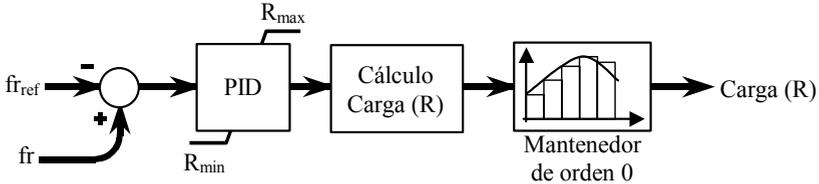


Fig. 4-14: Controlador de las cargas de volcado.

Las cargas de volcado están equipadas con interruptores estáticos que permiten la rápida actuación sobre los mismos sin que aparezcan armónicos, de forma que la conexión de las resistencias se realiza en los cruces por cero de la tensión. Este comportamiento se verá en el epígrafe de medidas.

4.6 Funcionamiento de la planta

La planta de punta Jandía forma una pequeña red aislada que abastece al poblado y una serie de cargas auxiliares (desalación, alumbrado, ...). En esta instalación es de destacar el sobredimensionamiento del generador eólico frente a los consumos, ya que éste puede entregar una potencia de 225 kW frente a los 150 kW producidos por los grupos electrógenos y los consumos de algo menos de 120 kW (sin considerar las cargas de volcado). Esta desproporción hace necesario restringir la potencia entregada por el generador, potencia que se ha limitado por software (en el programa de control) a 100 kW, y obliga a la inclusión de unas resistencias de volcado en las que se podría consumir gran parte de la energía eólica producida.

En condiciones de poco viento (<4 m/sg) está parado el generador eólico (ver Fig. 4-15), funcionando los dos o uno de los grupos electrógenos de la instalación, en función de la demanda. En estas condiciones ambos generadores están conectados al sistema aislado, aunque uno de ellos puede estar funcionando como motor síncrono manteniendo la velocidad del volante de inercia.

Cuando la velocidad de viento supera los 4 m/sg se pone en marcha el aerogenerador. Se ha de tener en cuenta que, inicialmente el generador asíncrono trabaja con 8 polos, por lo que la potencia máxima que puede entregar es de 50 kW. La puesta en marcha comienza mediante la aceleración de la turbina, actuando sobre el ángulo de pala, hasta que la velocidad de giro del generador tenga un valor cercano al de sincronismo. En este momento, y mediante un arrancador eléctrico, se conecta el generador.

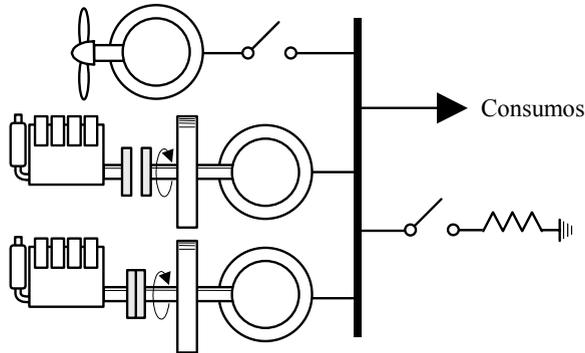


Fig. 4-15: Condiciones de explotación en situaciones de poco viento (<4m/sg).

Si la velocidad de viento aumenta hasta que la potencia disponible supera los 50 kW, se pasa a funcionar con 6 polos. Para ello, se desconecta el generador, se conmuta el número de polos, se acelera la turbina hasta que se alcance la nueva velocidad de sincronismo y se conecta de nuevo el generador.

A velocidades bajas de viento y por encima de la de conexión, es posible que la instalación funcione con uno o los dos grupos diesel (ver Fig. 4-16) en paralelo con el aerogenerador. En estas circunstancias, la estabilidad del sistema la impone el propio grupo diesel. Esta afirmación es válida, siempre y cuando las velocidades de viento sean lo suficientemente bajas como para que el ángulo de pala permanezca constante. Ya que la interacción entre el regulador de velocidad del grupo diesel y el del ángulo de pala, puede provocar que las oscilaciones propias del tren de transmisión no están tan amortiguadas como en la situación anterior.

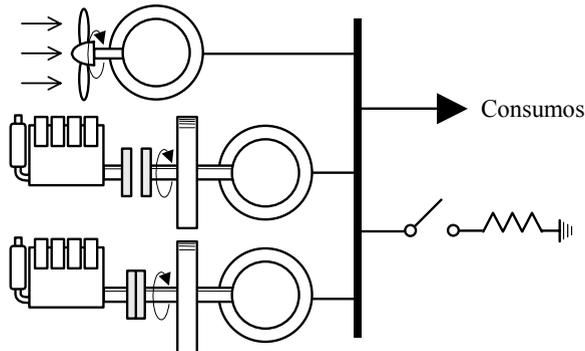


Fig. 4-16: Condiciones de explotación en situaciones de poco viento (>4m/sg).

Si la velocidad del viento permite que la demanda se abastezca sólo con energía eólica (ver Fig. 4-17), se desconectan ambos grupos diesel, y los generadores síncronos funcionan como compensadores de reactiva (recuérdese que el generador asíncrono es de 225 kW) además de mantener la velocidad de los volantes. En esta situación la estabilidad del sistema la establecen los volantes de inercia (siempre presentes) junto con las cargas de volcado. La inestabilidad del sistema viene del lado del viento, de su variabilidad, y del balance energético consumos-generación. Es la parte crítica de la instalación ya

que se han de permitir variaciones en la frecuencia de red, o sea, en las velocidades de los volantes.

En el momento que la frecuencia supere un valor máximo se desconecta el grupo diesel y se conectan cargas de volcado hasta dejar la frecuencia cerca de su valor nominal. A partir de este instante se intenta mantener la estabilidad del sistema empleando únicamente las cargas del volcado. Transitoriamente puede llegar a ponerse en marcha uno de los grupos, en el caso de que la frecuencia disminuya en exceso.

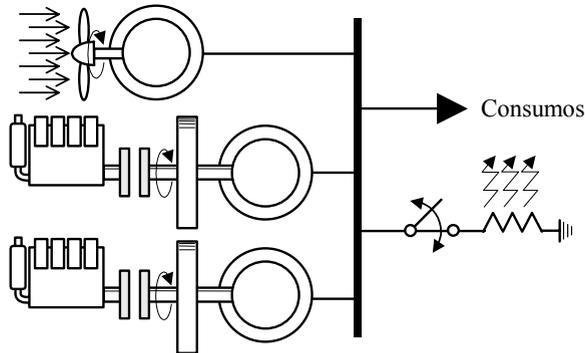


Fig. 4-17: Condiciones de explotación en situaciones de mucho viento.

4.7 Medidas realizadas

Entre los días 6 y 9 de agosto de 2000, se realizaron una serie de medidas en la instalación. Estas consistieron en la medida de potencias, valores instantáneos de tensión e intensidad en las distintas partes de la instalación, y en distintas condiciones de funcionamiento. A continuación se mostrarán los resultados y conclusiones de las mediciones efectuadas.

4.7.1 El equipo de medida

El equipo de medida consta de un ordenador portátil, una tarjeta de adquisición de datos y conjuntos de sondas de efecto Hall.

Las sondas de efecto Hall se han empleado como captadores de tensión e intensidad y sus salidas son aplicables directamente a la tarjeta de adquisición de datos. Se han empleado tres sondas para la medida de intensidad y otras tres para la medida de tensión. En la medida de intensidad, se disponen además unas sondas amperimétricas.

La tarjeta de adquisición de datos es la encargada de enviar los datos captados por las sondas al disco duro del PC.

El ordenador se encarga de procesar los datos, en tiempo de adquisición se han calculado potencias, valores eficaces y almacenado valores instantáneos. El resto de las variables (frecuencia, potencia aparente, ...) se han obtenido en un análisis posterior.

4.7.2 Cálculo de valores eficaces, frecuencias y potencias

En los ficheros de resultados obtenidos hay principalmente tres tipos de datos: valores instantáneos de tensión e intensidad y de potencia instantánea.

El primer parámetro a calcular a partir de las medidas registradas es la frecuencia, ya que de ella dependen los valores eficaces y potencias medias a calcular en un posterior análisis. Para ello existen diversos métodos, aunque el aquí empleado se basa en una estimación paramétrica, para lo que se supone que la señal instantánea se ajusta al modelo [3,81]:

$$v_k^m = \hat{v}_k^m + e_k^m \quad \text{donde } m=r, s, t \quad (4.4)$$

donde:

$$\hat{v}_k^m = \sum_{i=0}^n a_h^m \cos(h \omega k T) + b_h^m \text{sen}(h \omega k T) \quad (4.5)$$

siendo:

- T el período de muestreo
- el subíndice “k” indica el valor en el instante kT
- v_k^m valores de la señal a analizar
- \hat{v}_k^m es el modelo de la señal a analizar
- e_k^m es ruido de media cero
- n es el número de armónicos a emplear en la estimación
- el subíndice “h” indica el armónico de orden h
- a y b son los coeficientes de la serie de Fourier empleados para el modelo de la señal
- ω es la frecuencia de la señal analizada

En el caso de emplear sólo la fundamental, la expresión (4.5) se puede simplificar, obteniéndose:

$$\hat{v}_k^m = a_1^m \cos(\omega k T) + b_1^m \text{sen}(\omega k T) \quad (4.6)$$

Entonces, a partir de un conjunto de medidas en las fases R,S,T compuesto de N muestras, se emplea un método de Newton Raphson que minimice el índice cuadrático:

$$J = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^N \sum_m (v_{k-N+j}^m - \hat{v}_{k-N+j}^m)^2 \quad (4.7)$$

y por lo tanto, el valor de la frecuencia en la iteración “i” es:

$$\omega_{i+1} = \omega_i - \frac{G_i}{H_i} \quad (4.8)$$

donde:

$$G_i = \frac{\partial J}{\partial \omega} = - \sum_{j=1}^N \sum_m \frac{\partial \hat{v}_{k-N+j}^m}{\partial \omega} (v_{k-N+j}^m - \hat{v}_{k-N+j}^m) \quad (4.9)$$

$$H_i = \frac{\partial^2 J}{\partial \omega^2} = \sum_{j=1}^N \sum_m \left(\frac{\partial \hat{v}_{k-N+j}^m}{\partial \omega} \right)^2 - \frac{\partial^2 \hat{v}_{k-N+j}^m}{\partial \omega^2} (v_{k-N+j}^m - \hat{v}_{k-N+j}^m)$$

Para conseguir un cálculo más estable de la frecuencia, la señal se filtra eliminando las componentes de alta frecuencia.

Una vez obtenida la frecuencia, las componentes fundamentales se pueden calcular de forma similar a la descrita. Los valores eficaces, potencia activa y reactiva se obtienen a partir de la fundamental, despreciándose el contenido armónico para estos cálculos.

4.7.3 Medidas de consumo del poblado

En la Fig. 4-18 se puede ver las medidas de consumo de potencia activa y reactiva en el poblado del Puerto de la Cruz durante un período que comienza a las 15:50, que es el horario donde la previsión de consumo es de las más elevadas, y que abarca cerca de una hora [46]. En esta gráfica se puede ver que la potencia consumida es sensiblemente inferior a la prevista (> 80 kW). Ha de tenerse en cuenta que la instalación se proyectó suponiendo una urbanización que no se llevó a cabo. El consumo punta en el período observado se aproxima a los 50 kW, lo que supone un valor muy por debajo de la capacidad de generación, téngase en cuenta que la potencia nominal de los grupos diesel es en total de 150 kW y la del aerogenerador de 225 kW. Este es un factor desestabilizante en el caso de un funcionamiento sólo eólico, tal y como se verá en los siguientes puntos.

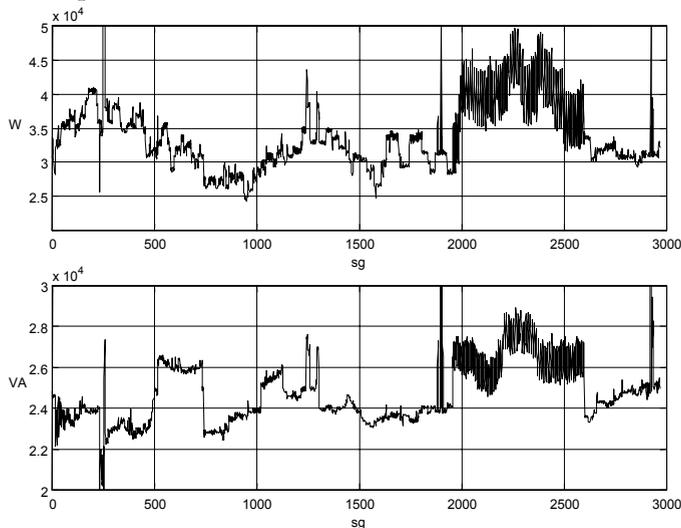


Fig. 4-18: Evolución del consumo de potencias activa y reactiva en el poblado.

El período entre 2000 y 2700 sg en que las oscilaciones de potencia son mayores se corresponden con la entrada en funcionamiento y posterior desconexión del aerogenerador de la planta.

4.7.4 Medidas sobre el volante de inercia

En la Fig. 4-19 se pueden ver las medidas de potencia activa realizadas sobre uno de los generadores síncronos cuando está desembragado el motor diesel y, por lo tanto, su carga mecánica es únicamente el volante de inercia. La potencia consumida por el generador es la necesaria para mantener constante la velocidad del conjunto formado por el generador y el volante, o dicho de otra forma, la necesaria para superar las pérdidas mecánicas. El valor medio de esta potencia, que en el período observado es de 10,4 kW, será el correspondiente a las pérdidas mecánicas en el generador síncrono y en el volante de inercia.

4.7.5 Medidas en las cargas de volcado

Para el control de la frecuencia de red, cuando el sistema está funcionando sólo con energía eólica, se emplean unas cargas de volcado de 150 kW, conmutadas con interruptores estáticos. De esta forma se conectan en el cruce por cero de la tensión de fase (ver Fig. 4-20) y de esta forma no introducen armónicos en la instalación.

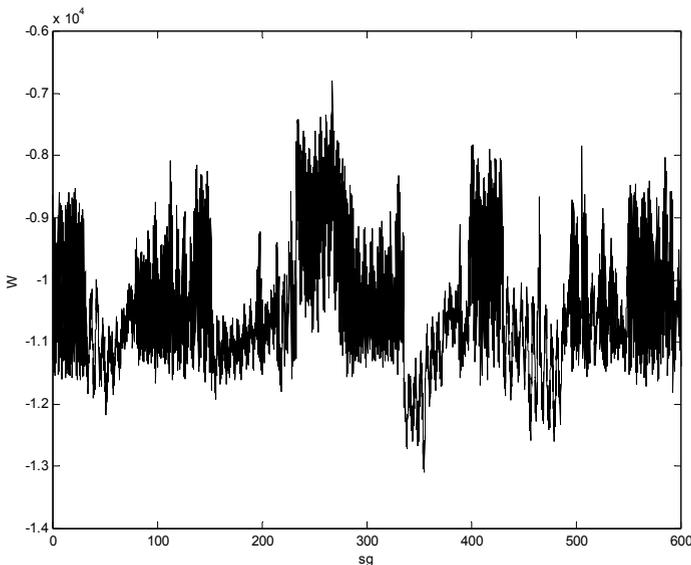


Fig. 4-19: Medidas realizadas sobre el volante de inercia.

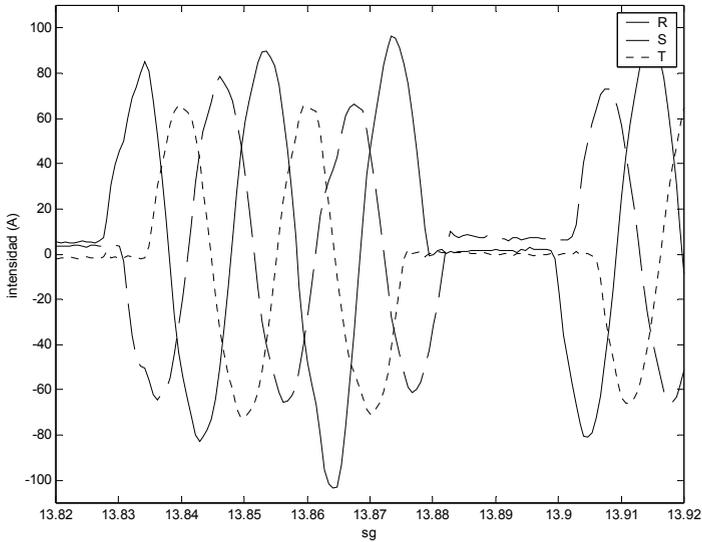


Fig. 4-20: Medidas de intensidad en las cargas de volcado.

Cuando el sistema de control de las cargas de volcado (Fig. 4-14) detecta un aumento en la frecuencia, se da la orden de conexión de las cargas de volcado para, de esta forma, aumentar el consumo y reducir la frecuencia. La orden de conexión a las resistencias que forman la carga de volcado se retrasa hasta que en el interruptor estático (Fig. 4-21) que las controla se detecta un cruce por cero en la tensión de fase correspondiente, p. ej. en la Fig. 4-20 el cruce por cero de la tensión de la fase R está en $t \approx 13,83$ sg. De la misma forma, la orden de desconexión se retrasa hasta el siguiente cruce por cero de la tensión. Con este comportamiento se evita “trocear” la forma de onda de corriente consumida por la resistencia, lo que originaría un elevado contenido armónico.

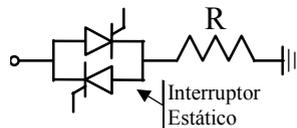


Fig. 4-21: Resistencia de volcado con interruptor estático.

4.7.6 Conexión del generador eólico

En la Fig. 4-22 se puede observar la intensidad en una fase del generador eólico durante el proceso de conexión. Ésta se realiza mediante un arrancador trifásico, y cuando está finalizando dicho proceso se conecta la batería de condensadores (en $t \approx 4,75$ sg). La conexión de los condensadores se detecta por el pico de intensidad presente en el transitorio de conexión.

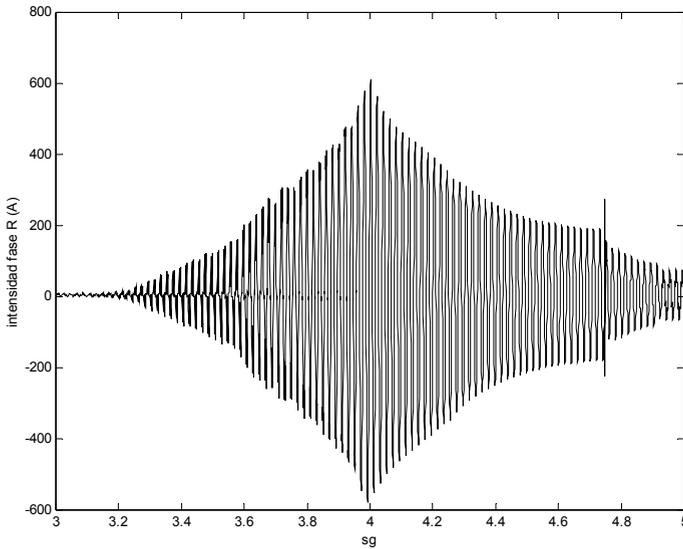


Fig. 4-22: Medida de la Intensidad de la fase R durante la conexión del generador eólico.

En la Fig. 4-23 puede verse la forma de onda de la intensidad durante el proceso de conexión del generador asíncrono, que por otra parte, son las típicas de un arrancador a base de tiristores en antiparalelo (Fig. 4-7). Se puede observar cómo, a medida que transcurre el tiempo el ángulo de disparo se reduce y, en consecuencia, los valores de pico de la intensidad aumentan y su contenido armónico disminuye.

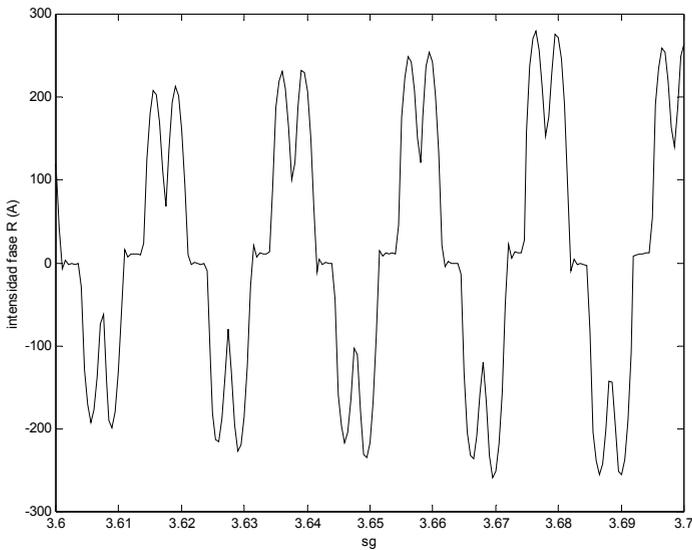


Fig. 4-23: Forma de onda de la intensidad del generador eólico durante su conexión.

En la Fig. 4-24 se puede ver la alteración que sufren las formas de onda de tensión e intensidad en el momento de conexión de la batería de condensadores. Estas perturbaciones se transmiten a la red eléctrica aislada y podrían afectar a equipos de la instalación, tal y como se indica en [174].

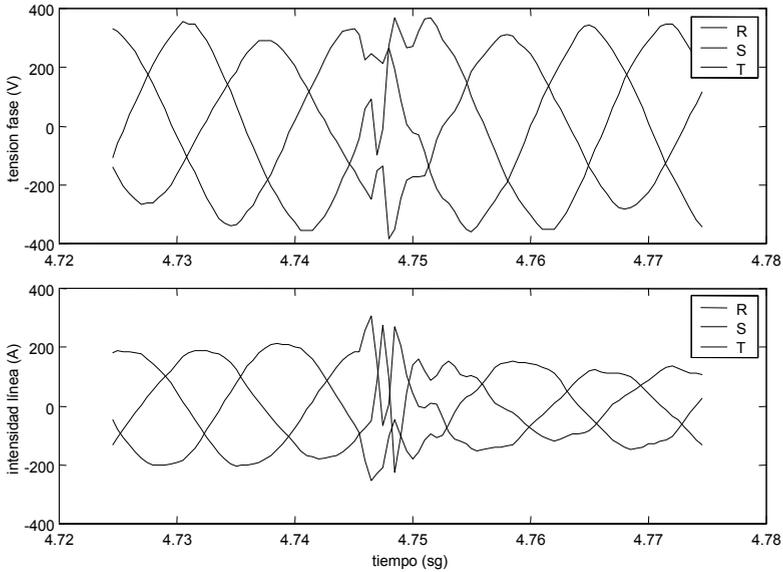


Fig. 4-24: Valores de tensión e intensidad durante la conexión de la batería de condensadores.

4.7.7 Medidas durante el funcionamiento del sistema

En las gráficas siguientes se muestran las medidas realizadas a las 20:54 del día 8, cuando la velocidad media del viento era de aproximadamente 7 m/sg.

En la Fig. 4-25 se pueden observar las tensiones de fase y las intensidades de una de las líneas para el generador eólico y las cargas de volcado. El efecto más significativo son las fluctuaciones de tensión que aparecen cada vez que se conectan las carga de volcado.

En la Fig. 4-26 se presenta las evoluciones de potencia tanto activa como reactiva del generador eólico y las carga de volcado (sólo potencia activa). Aquí es donde queda reflejada la variabilidad del funcionamiento del sistema, cuya principal causa es la evolución de la velocidad del viento, hecho que queda reflejado en la potencia activa entregada por el generador.

Por otra parte la demanda de reactiva del generador eólico, justifica el funcionamiento, aunque sea en vacío, de los generadores síncronos como compensadores síncronos.

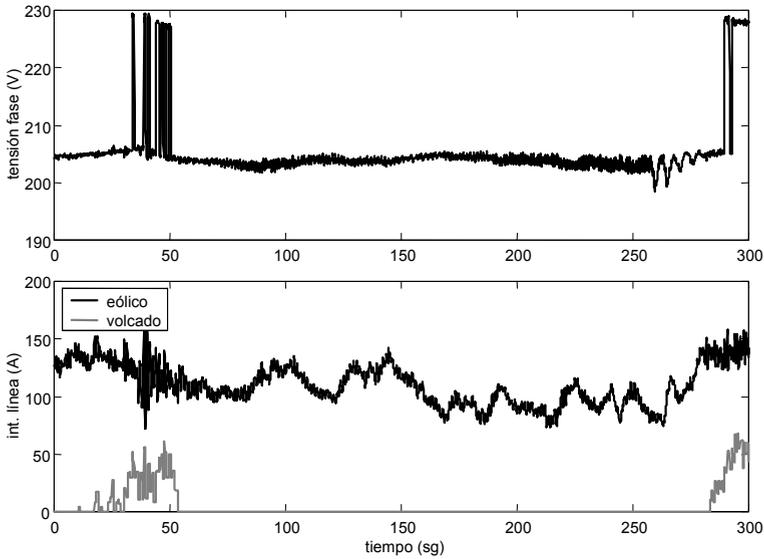


Fig. 4-25: Tensión de fase e intensidad de línea para el generador eólico y la carga de volcado.

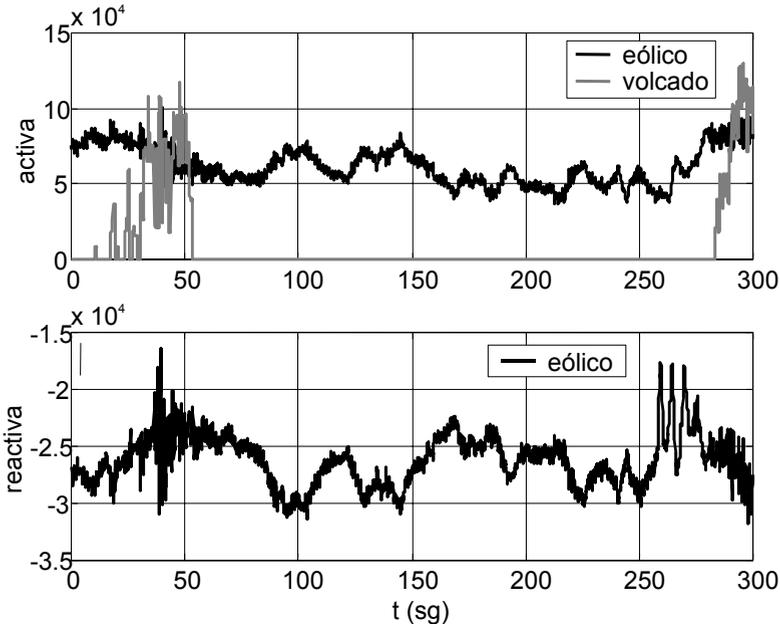


Fig. 4-26: Potencias activa en las cargas de volcado y generador eólico, y reactiva del generador eólico.

El estudio de la gráfica de la potencia activa ha de hacerse conjuntamente con el de la frecuencia (Fig. 4-27), ya que la actuación de las cargas de volcado y, eventualmente, la de los grupos diesel, depende de ella. De esta forma cuando la frecuencia sube por encima de un determinado valor ($50+0.5\%$) se activa las cargas de volcado (en $t \approx 10$ sg) para frenar el sistema. Cuando se alcanzan un valor aceptable de frecuencia (en $t \approx 50$ sg) se desconectan las cargas. Puede ocurrir que transitoriamente la frecuencia se mantenga por debajo de un

determinado nivel, entonces la única posibilidad de llevar el sistema a una frecuencia aceptable, es mediante la conexión de al menos uno de los motores diesel (en $t \approx 250$ sg). En estas condiciones transitorias, puede ocurrir la situación paradójica de que estén funcionando el grupo diesel, el generador eólico y las cargas de volcado (en $t \approx 280$ sg).

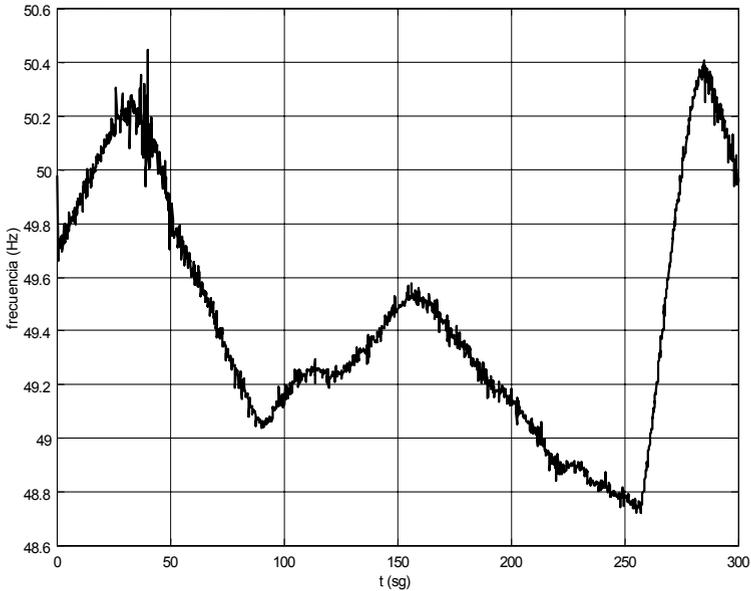


Fig. 4-27: Evolución de la frecuencia.

En el análisis espectral de la potencia mostrado en la Fig. 4-28 se pueden analizar las principales perturbaciones introducidas por el generador eólico en la red eléctrica aislada. El primer pico de frecuencia observado en la gráfica está situado en los 0,7 Hz, lo cual se corresponde con un giro de completo de la turbina (43 rpm). A este valor se le suele denominar $1p$ y representa las oscilaciones mecánicas o eléctricas que aparecen cada vez que la turbina da una vuelta completa. El origen de esta perturbación de frecuencia $1p$ puede estar en un desequilibrio del rotor, o bien, por que una de las palas produzca mayor par que la otras [132,133,173,174].

De la misma forma, las perturbaciones que aparecen cada vez que la turbina da $1/3$ de vuelta (p.ej. sombra de torre, cortadura, ...) tienen una frecuencia de $3p$ que, en este caso, equivaldría a $3 \times 0,7$ Hz.

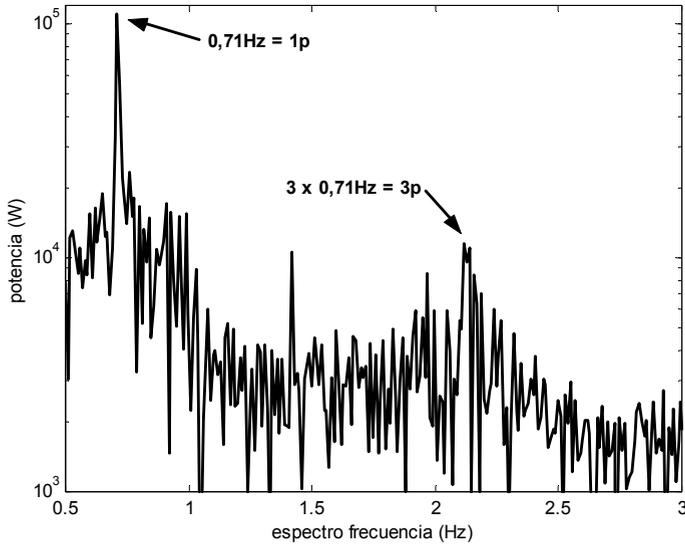


Fig. 4-28: Análisis espectral de la potencia entregada por el generador.

4.7.8 Medidas durante el funcionamiento del sistema. Caso inestable

En Fig. 4-29, Fig. 4-30, Fig. 4-31 y Fig. 4-32 se representan las medidas realizadas el día 8 de Agosto de 2000 cuando la velocidad de viento estaba entre 9 y 11 m/sg. La característica de esta situación es la importante oscilación observada en todas las variables medidas, y el sistema no es capaz de alcanzar una frecuencia constante. Esta inestabilidad se mantiene hasta que se atenúe este fenómeno transitorio, o bien el generador eólico se desconecte. Es importante resaltar que, en la actualidad este comportamiento inestable se ha corregido con la modificación, por parte del fabricante del aerogenerador, de los parámetros del regulador del paso de pala.

Un análisis espectral de la potencia (a similares espectros se llegarían analizando valores eficaces o variaciones de frecuencia) revela la presencia de una importante componente de 0,65 Hz (y su segundo armónico). Dicha frecuencia se puede corresponder con la frecuencia natural del sistema de transmisión.

La inclusión del regulador de potencia (ver Fig. 4-11) en el aerogenerador hace que la salida de potencia se realimente para que, actuando sobre el paso de pala, se siga la potencia de consigna, que en el caso de esta instalación se ha fijado en 100 kW. Si la frecuencia natural del tren de transmisión se excita, p.ej. por una ráfaga de viento, las características de la realimentación son las que van a determinar si dicha oscilación se atenúa o amplifica. Estas características se refieren a los parámetros del aerogenerador, de la red, ... Sin embargo son los parámetros del propio regulador de potencia, en concreto un PID, los

determinantes, ya que se puede variar libremente. Por ejemplo, un regulador demasiado rápido podría amplificar dichas oscilaciones.

Este fenómeno sólo ocurre a velocidades altas de viento, que es cuando se produce la regulación, ya que, mientras la potencia de salida del aerogenerador sea inferior a la potencia de consigna, el paso de pala está ajustado a un valor constante, no habiendo por ello realimentación.

En la Fig. 4-33 (medidas realizadas el 9 de Agosto de 2000) se puede ver el proceso completo, desde un funcionamiento estable de la instalación (ente 50 y 100 sg), la situación de funcionamiento inestable del sistema (entre 100 y 170 sg), con oscilaciones importantes en la frecuencia; y finalmente la desconexión del generador eólico (en $t=170$ sg) con la consiguiente conexión de los grupos; éstos entran en operación cuando la frecuencia disminuye demasiado ($t=190$ sg), por lo tanto, desde la conexión del generador eólico hasta la conexión de los grupos, el sistema se alimenta de la energía entregada por los volantes de inercia.

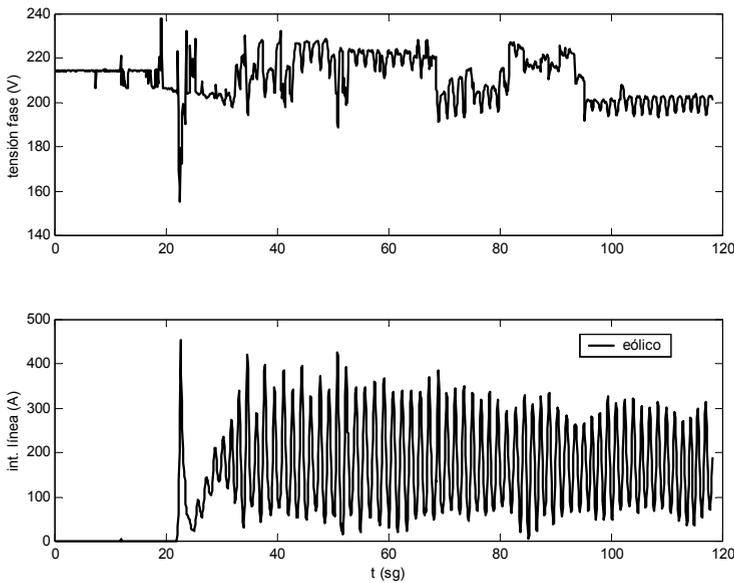


Fig. 4-29: Medidas de la tensión e intensidad en una fase del generador eólico.

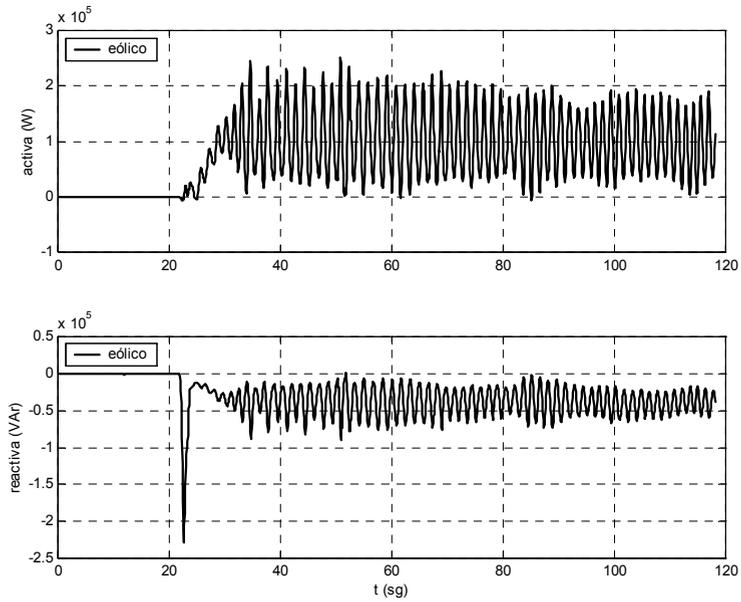


Fig. 4-30: Medida de potencia activa y reactiva entregadas por el generador eólico.

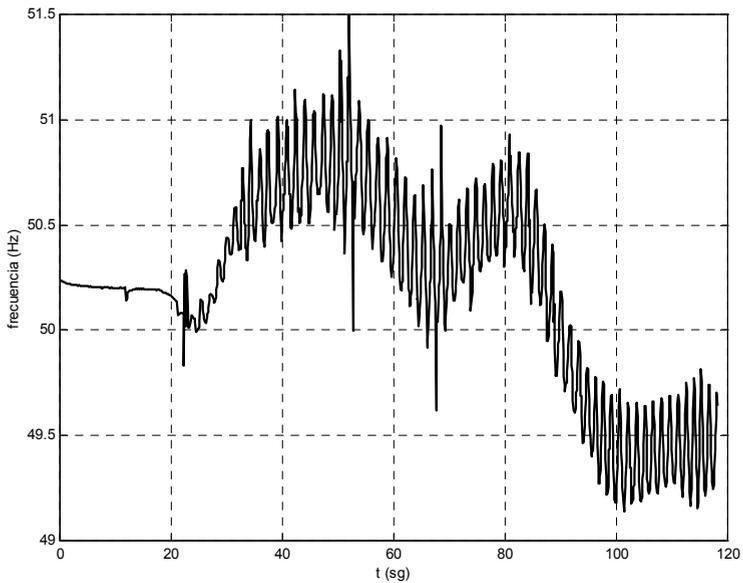


Fig. 4-31: Evolución de la frecuencia.

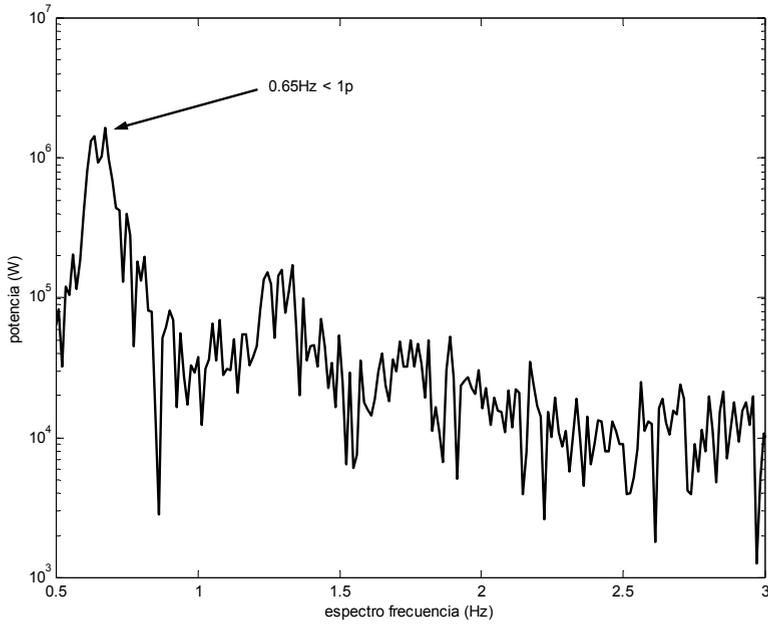


Fig. 4-32: Análisis espectral de la potencia entregada por el generador.

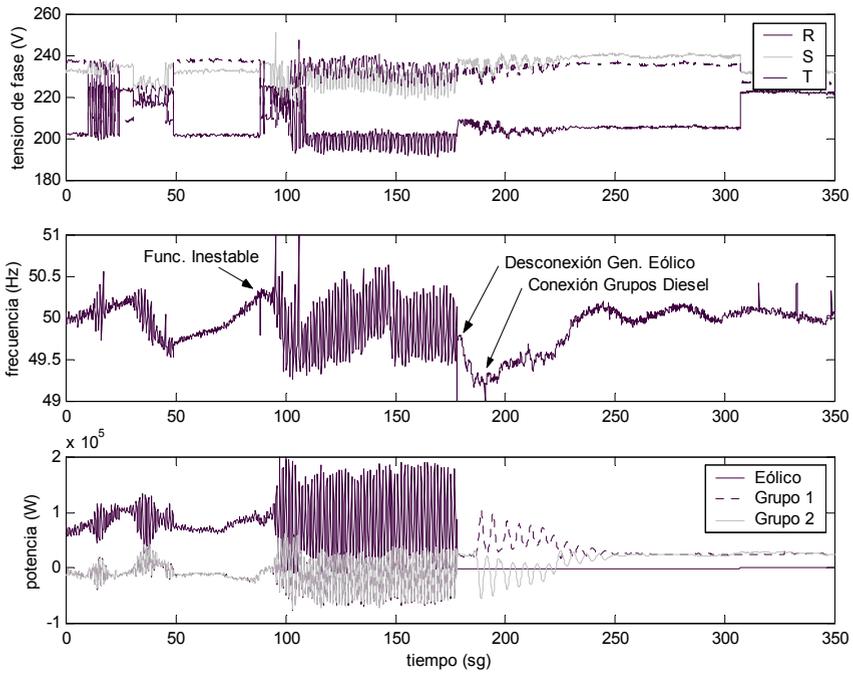


Fig. 4-33: Desestabilización y desconexión del generador eólico.

4.8 Simulación del Sistema

Con los modelos descritos, se realizan una serie de simulaciones que permitan predecir, o mejorar el comportamiento de la planta. El entorno de programación escogido es el SIMULINK, y todas las simulaciones se realizan empleando las coordenadas d-q en su notación compleja (ver Apéndice I) [32,153,170,171]. El diagrama de bloques empleado durante la simulación es el que se puede ver a en la Fig. 4-34.

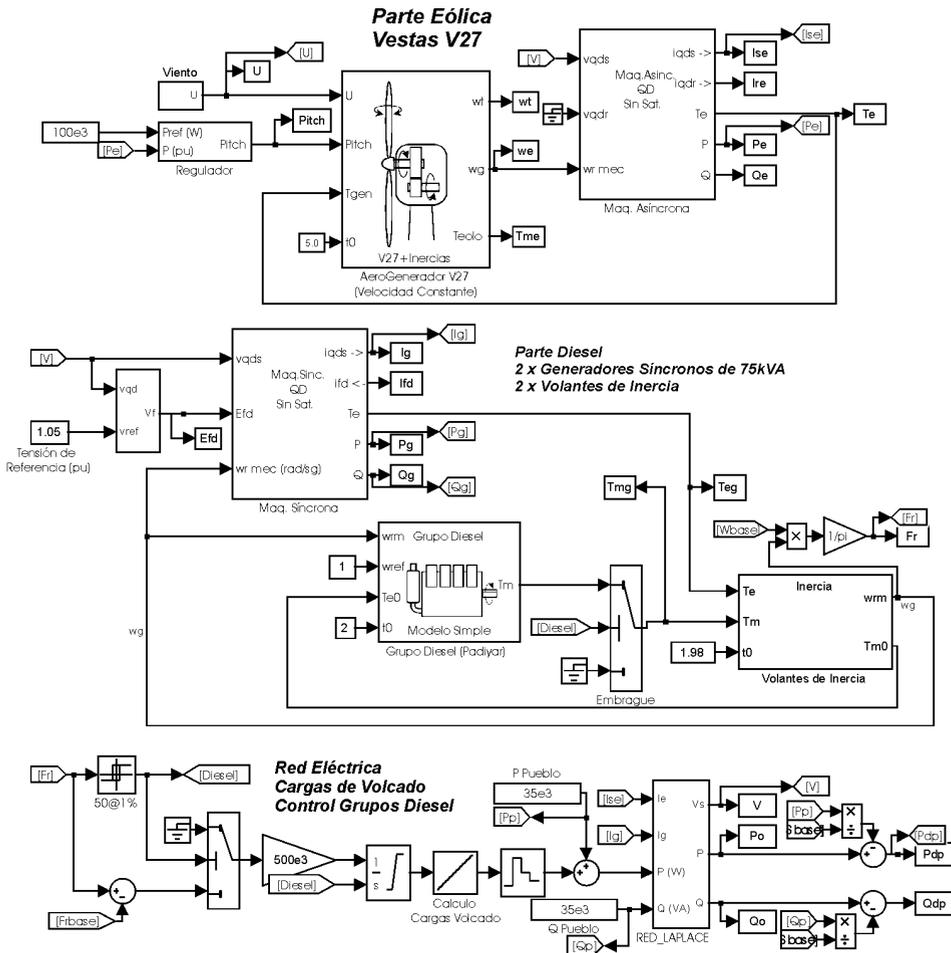


Fig. 4-34: Diagrama de bloques para la simulación del sistema de Punta Jandía.

En las medidas realizadas sobre el sistema se ha observado que, prácticamente durante toda la operación de la planta, los volantes, y, por lo tanto, los generadores síncronos, giran a la misma velocidad, consumen la misma potencia, ... Sólo en la desconexión brusca del generador eólico tienen transitoriamente un comportamiento distinto, la cual, en las medidas realizadas

sólo se produce por actuación manual, o bien porque el sistema es demasiado inestable (no es posible mantener la frecuencia). Esta situación no es la de funcionamiento habitual, por lo tanto ambos grupos se han modelado como uno sólo.

A continuación se muestran los resultados de la simulación según la secuencia:

- *Condiciones Iniciales.* En la Fig. 4-35 se puede observar la evolución del viento, al que se le ha superpuesto la onda de frecuencia 0,71 Hz (1p), presente en las medidas de potencia (Fig. 4-26 y Fig. 4-28). De esta forma se puede evaluar el impacto de la existencia de dicha frecuencia en la potencia entregada por el sistema. La instalación está funcionando a velocidad prácticamente constante en todos sus elementos, tal y como queda reflejado en la gráfica con la evolución de la frecuencia (Fig. 4-37). La velocidad del viento es de 7 m/sg (Fig. 4-35), la carga es de 70 kW y la consigna del generador eólico es de 100 kW. En esta situación la energía eólica producida es insuficiente para alimentar a la carga y por lo tanto está funcionando el grupo diesel.
- *De 50 a 60 sg. Variación de la velocidad de viento de 7 a 12 m/sg.* La potencia entregada por el generador eólico supera a la demanda y, por ello, se produce la desconexión del grupo diesel (≈ 50 sg) cuando se detecta una frecuencia en la red aislada por encima de $50 \text{ Hz} + 1\%$ (Fig. 4-37). En esta circunstancia el volante juntamente con las cargas de volcado son los encargados de mantener la estabilidad de la instalación (Fig. 4-36). En la Fig. 4-36, donde se muestra la evolución de la potencia eólica entregada, donde se puede apreciar un comportamiento más oscilante para potencias mayores, ya que el regulador del paso de pala abandona la curva de potencia óptima y actúa el PID (Fig. 4-35) para limitar la potencia entregada por la máquina a la de consigna.
- *De 152 a 154sg. Variación de la Carga Eléctrica de 70 kW a 35 kW y posteriormente a 63 kW.* Es una variación brusca, aunque la inercia del volante es suficiente para mantener la frecuencia (Fig. 4-37).
- *De 230 a 235 sg. Variación de la velocidad de viento de 12 a 8 m/sg.* Esta disminución de viento desequilibra el balance de potencias, haciendo necesaria la aportación de potencia por parte del grupo diesel, el cual se conecta en el momento en que se detecta una frecuencia por debajo de $50 \text{ Hz} - 1\%$.
- *De 290 a 295 sg. Variación de la velocidad de viento de 8 a 13 m/sg.* Se desconecta nuevamente el grupo diesel y la estabilidad

de frecuencia se alcanza a través del volante y las cargas de volcado.

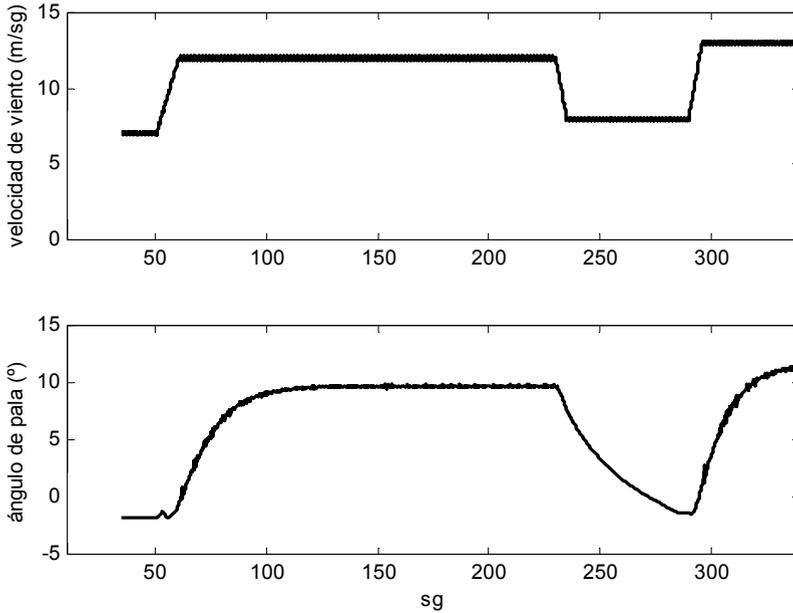


Fig. 4-35: Evolución de la velocidad del viento y del ángulo de pala.

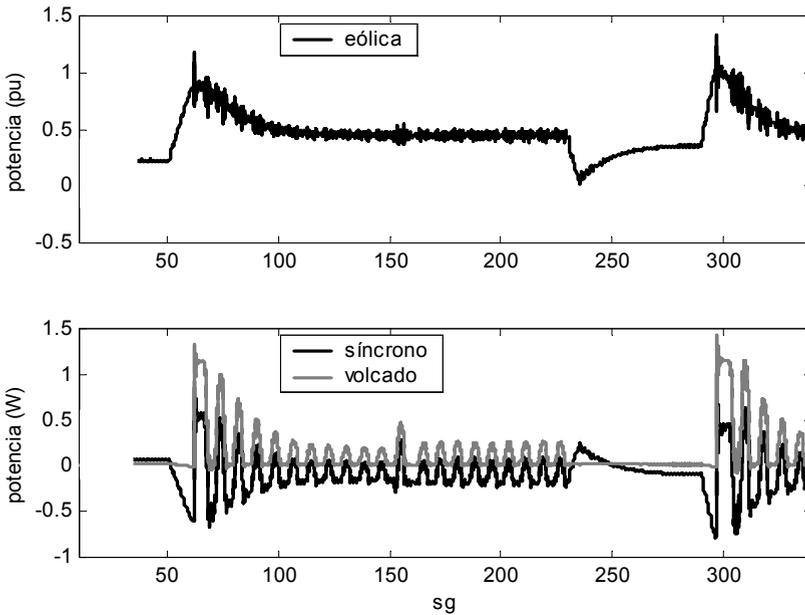


Fig. 4-36: Evolución de la potencia eólica, en los generadores síncronos y en las cargas de volcado.

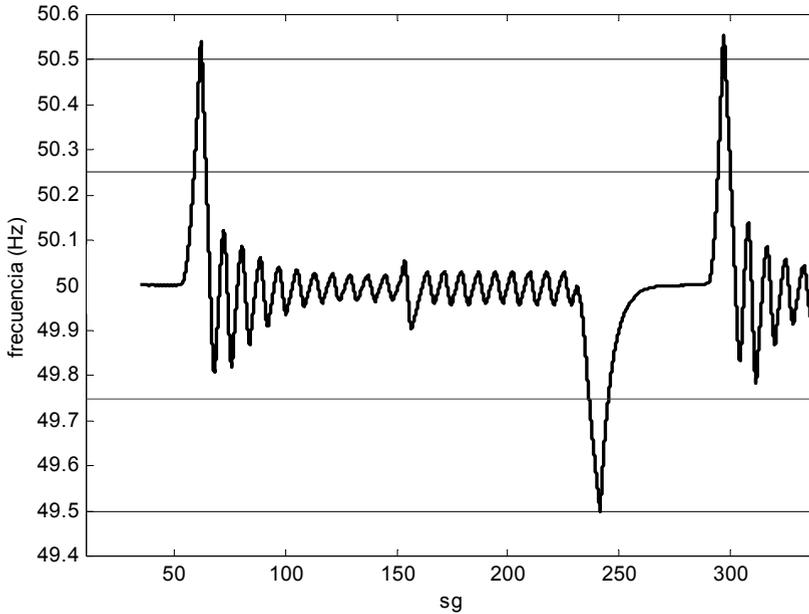


Fig. 4-37: Evolución de la frecuencia.

Al igual que ocurre en las medidas de potencia, la tensión presenta mayores fluctuaciones durante el funcionamiento del generador eólico (ver Fig. 4-38), en parte debido a la actuación de las cargas de volcado. En la misma figura se muestra las intensidades y la evolución de la energía reactiva durante la simulación.

El comportamiento del eje mecánico de transmisión puede verse en la Fig. 4-39, en la que se aprecia cómo este elemento sirve, en cierta medida, de amortiguación entre las perturbaciones del lado de la turbina y del lado del generador.

En las medidas se observa que bajo ciertas condiciones el sistema puede tener un comportamiento inestable (presencia de una frecuencia de 0,7Hz de un importante valor). Para establecer la importancia del controlador del ángulo de pala en este comportamiento, se realizan simulaciones con distintos valores del PID del regulador de potencia. Por ejemplo, las simulaciones anteriores fueron realizadas con unos valores de la constante integral (K_i) y de la proporcional (K_p) iguales a: $K_p = 10^{-5}$ y $K_i = 2$. Sin embargo, modificando estos valores para obtener un regulador con una respuesta más rápida (Fig. 4-40), se puede alcanzar un funcionamiento inestable, similar al observado en la planta, cuando se produce un incremento de viento de 7 a 12 m/sg. De esta forma, si se toman: $K_p = 4 \cdot 10^{-5}$ y $K_i = 2$, entonces, en la Fig. 4-41 correspondiente a las potencias

entregadas por el generador eólico, generadores síncronos y cargas de volcado, se observa claramente la inestabilidad del sistema.

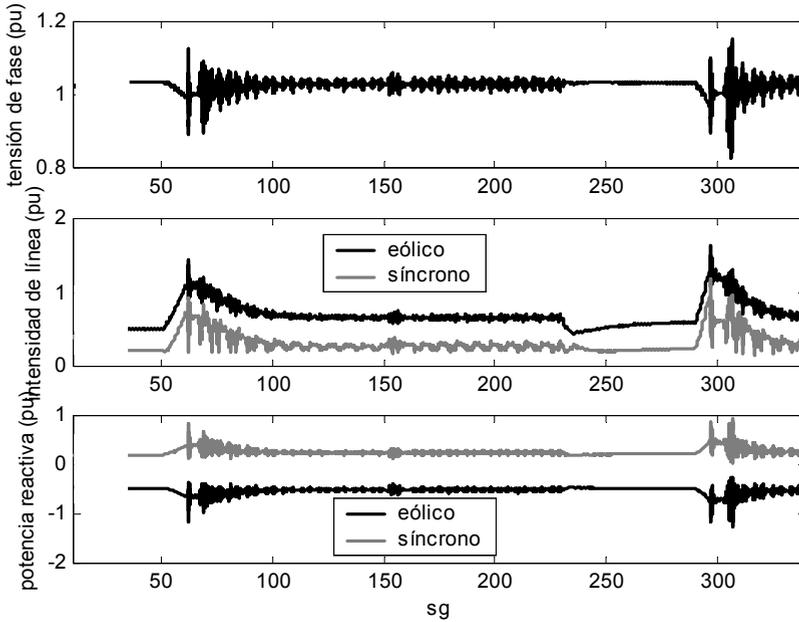


Fig. 4-38: Evolución de la tensión, intensidades y potencia reactiva.

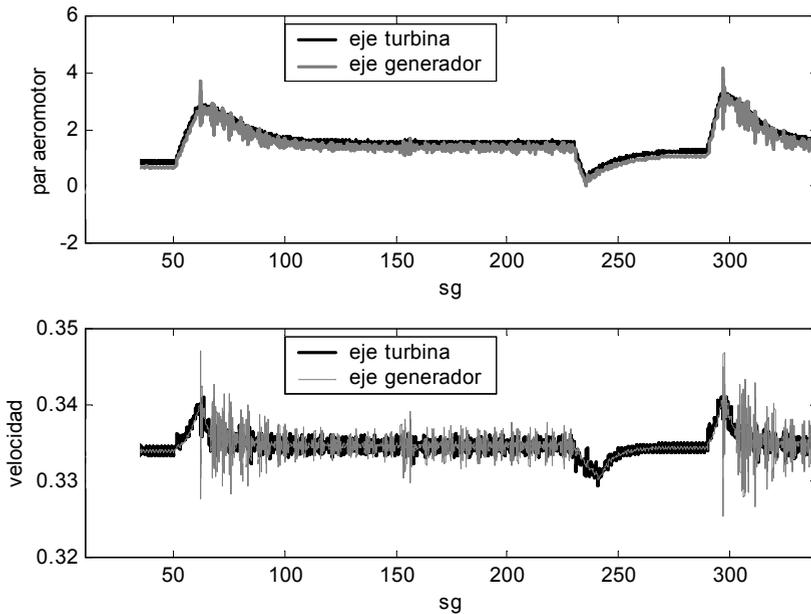


Fig. 4-39: Evolución del par y la velocidad en el eje de la turbina y en el eje del generador asíncrono.

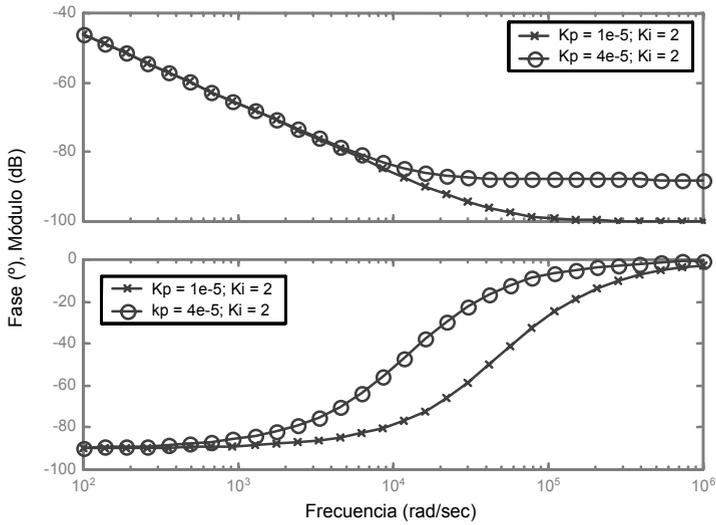


Fig. 4-40: Respuesta en frecuencia (diagrama de Bode) de los reguladores PID empleados durante la simulación.

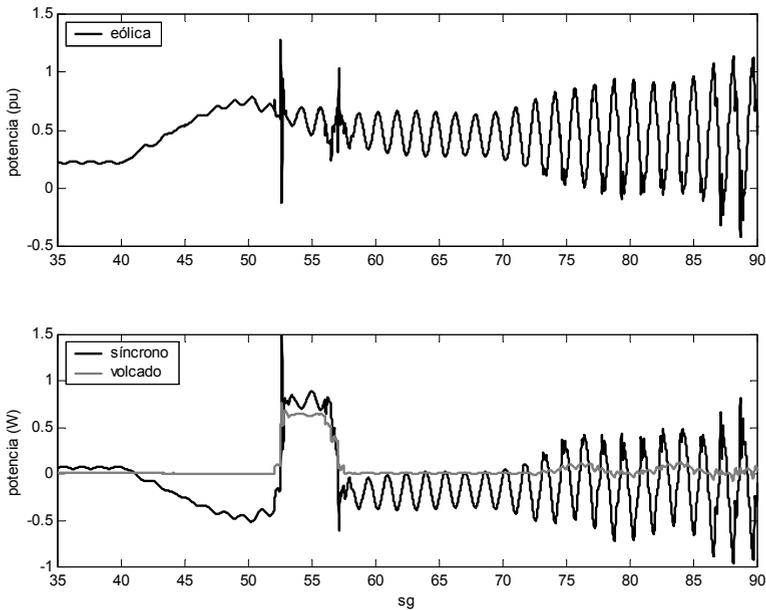


Fig. 4-41: Evolución de la potencia eólica, en los generadores síncronos (diesel) y en las cargas de volcado. Caso Inestable.

Un análisis espectral de la potencia entregada por el rotor (Fig. 4-42) revela que cuando el sistema tiene un funcionamiento estable, la frecuencia de mayor relevancia que aparece en el sistema es de 0,71 Hz (1p), que en el sistema real está provocado por el giro de las palas de la turbina y cuya causa más probable sea una descompensación de las mismas (que una pala entregue más par que las otras); mientras que su aparición en la simulación ha sido “forzada” por la inclusión de dicha frecuencia en el viento. En cambio, cuando el sistema es inestable, aparece otra frecuencia (0,65 Hz) que se puede corresponder con la frecuencia natural de la transmisión mecánica. Este comportamiento pone en evidencia que la elección de los parámetros del PID afecta a la amplificación o atenuación de dicha frecuencia.

Para resaltar la influencia de la transmisión en el valor de la frecuencia de oscilación, presente en las simulaciones y medidas, se ha simulado el sistema con distintos coeficientes de acoplamiento, cuyo resultado puede verse en la Fig. 4-43.

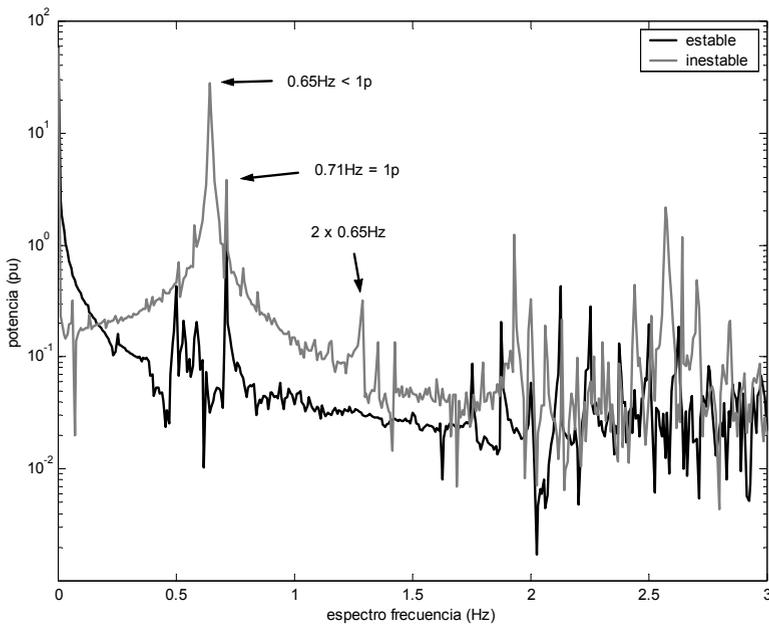


Fig. 4-42: Análisis espectral de la potencia entregada por el generador eólico. Casos estable e inestable.

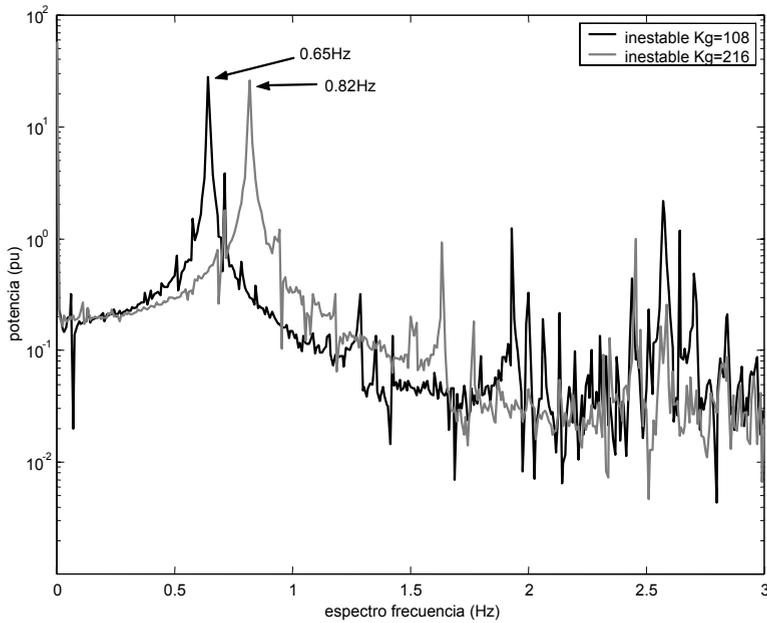


Fig. 4-43: Análisis espectral de la potencia entregada por el generador eólico. Variación de la constante de acoplamiento.

4.9 Modificaciones Propuestas

4.9.1 Introducción

El correcto funcionamiento de la instalación de Punta Jandía con energía eólica solamente depende en gran medida de la habilidad del sistema de almacenamiento de energía junto con las cargas de volcado. Una de las posibilidades para mejorar el comportamiento de la planta es la de incluir un volante de velocidad variable (ver Fig. 4-44), con ello se incrementaría sustancialmente la energía útil almacenada (ver Capítulo 2). De esta forma, el empleo de las cargas de volcado queda restringido a situaciones en las que el aerogenerador corriese el peligro de embalsarse y no a un control continuo de la frecuencia como hasta ahora.

Otra posibilidad es la de mejorar el comportamiento del generador eólico, haciendo que sea posible la regulación de la frecuencia mediante este elemento. Esto se puede conseguir mediante un generador, que empleando la electrónica de potencia, proporcione un control preciso. El sistema propuesto aquí está basado en un generador asíncrono doblemente alimentado y permite la eliminación de las cargas de volcado.

4.9.2 Propuesta I: Volante de Inercia de Velocidad Variable

La configuración elegida para el volante de inercia de velocidad variable (ver Fig. 4-44) es la consistente en un volante de inercia (ver Tabla 4-5) que, conectado a una máquina asíncrona, intercambia energía con la red aislada a través de un convertidor autónomo CA/CA (ver Capítulo 2), al cual se le ha implantado un control vectorial indirecto con inversor en fuente de tensión (ver Apéndice III) [15,25]. En el Capítulo 6 se estudia el comportamiento de la planta cuando se incluye un Volante de Velocidad Variable con Transmisión Hidrostática.

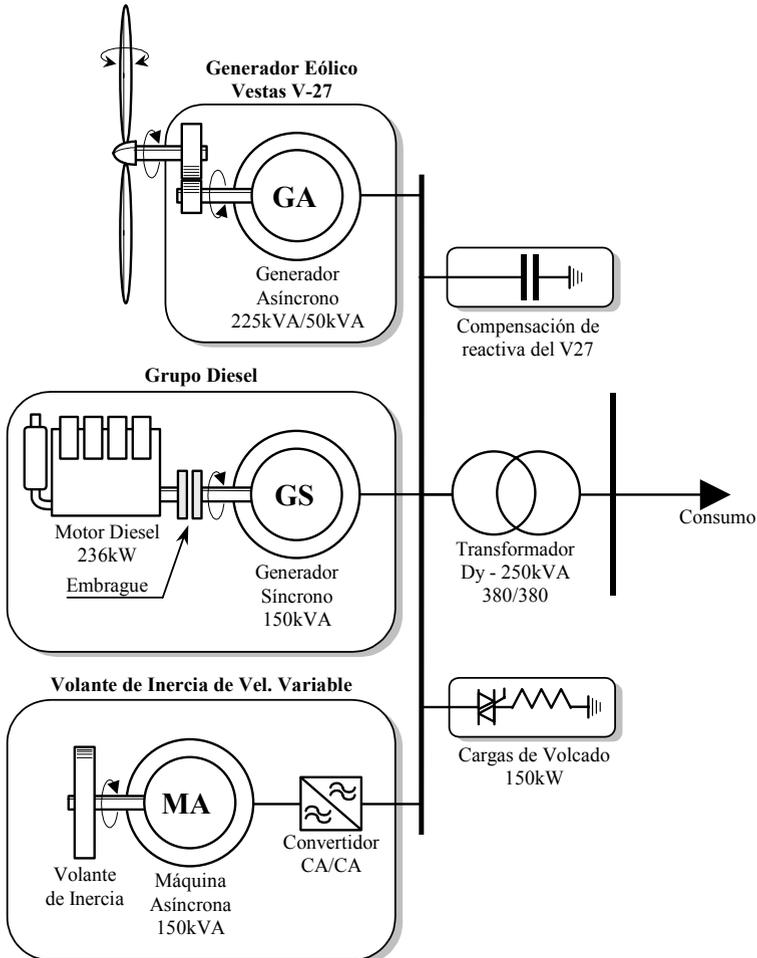


Fig. 4-44: Instalación de Punta Jandía con Volante de Inercia de Velocidad Variable.

En el esquema propuesto se mantiene uno de los grupos diesel suponiéndole una potencia de 150 kVA, suficientes para alimentar a todos los consumos en caso de carencia de energía eólica (Fig. 4-44). El motor diesel se puede desacoplar del generador síncrono mediante un embrague, momento a partir del

cual, dicho generador funciona como referencia de tensión para el inversor del volante y como compensador síncrono.

Tabla 4-5: Principales Parámetros del Volante de Inercia y Máquina Asíncrona.

Momento de Inercia del Volante de Inercia	218.8	Kg·m
Potencia Nominal de la Máquina Asíncrona	150	kVA
Pares de Polos de la Máquina Asíncrona	2	
Velocidad Nominal de la Máquina Asíncrona	1500	rpm

El diagrama de bloques del regulador del volante puede verse en Fig. 4-45, donde se distingue entre el funcionamiento con o sin motor diesel conectado. Cuando está el grupo diesel en operación, el regulador se encarga de llevar la velocidad del volante (ω_v) a su valor nominal ($\omega_{v,ref}=1500\cdot\pi/30$ rad/sg) mediante un sencillo PID. Por otra parte, en el momento en que se desconecta el motor diesel el objetivo del sistema de control es el mantener la frecuencia de la red aislada (ω_{red}) en su valor de consigna ($\omega_{red,ref} = 2\pi\cdot 50$ rad/sg). La salida del regulador, en ambos casos, es la referencia de potencia (P_{ref}) para el control vectorial de la máquina asíncrona, que a su vez fija las tensiones del estátor $V_{sa,ref}$, $V_{sb,ref}$ y $V_{sc,ref}$ (ver Apéndice III).

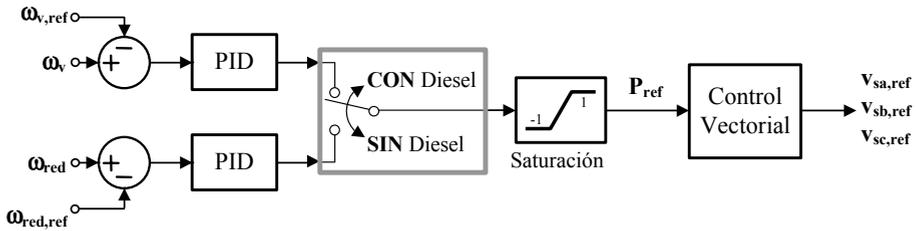


Fig. 4-45: Esquema del Control del Volante de Velocidad Variable.

En cuanto al modelo empleado en el sistema de almacenamiento para la máquina asíncrona y el control vectorial se han utilizado los mostrados en Apéndice III, mientras que el convertidor CA/CA se ha supuesto ideal y modelado en régimen permanente.

El sistema propuesto se ha simulado ante variaciones de viento y en los consumos eléctricos, según la secuencia:

- *Condiciones Iniciales.* La instalación funcionando a velocidad prácticamente constante en todos sus elementos (Fig. 4-47). La velocidad del viento es de 7 m/sg (Fig. 4-46) y la carga es de 90 kW (Fig. 4-48). En esta situación la energía eólica producida es insuficiente para alimentar a la carga y por lo tanto está funcionando el grupo diesel. En estas condiciones, el regulador de velocidad del volante se encarga de mantener constante y en su valor nominal la velocidad del volante (Fig. 4-47).
- *De 50 a 60 sg.* Variación de la velocidad de viento de 7 a 12 m/sg. La potencia entregada por el generador eólico supera a la

demanda y, por ello, se produce la desconexión del grupo diesel (≈ 50 sg) cuando se detecta la motorización del mismo (Fig. 4-48). En esta circunstancia el volante es el encargado de mantener la estabilidad de la instalación, no siendo necesario el empleo de las cargas de volcado.

- *De 152 a 154 sg.* Variación de la Carga Eléctrica de 90 kW a 55 kW y posteriormente a 100 kW. Es una variación brusca, y la inercia del generador síncrono es insuficiente para mantener la frecuencia (Fig. 4-47) que sin embargo se recupera rápidamente gracias a la respuesta del volante. Como se detecta una subida de frecuencia por encima del 50 Hz +1% se emplean las cargas de volcado, aunque durante un breve período de tiempo (la frecuencia se sale de márgenes durante apenas $\frac{1}{2}$ segundo).
- *De 230 a 235 sg.* Variación de la velocidad de viento de 12 a 8 m/sg. Esta disminución de viento desequilibra el balance energético haciendo necesaria la aportación de potencia del volante (Fig. 4-48), que es capaz de mantener la frecuencia del sistema hasta que se recupera la velocidad del viento.
- *De 290 a 295 sg.* Variación de la velocidad de viento de 8 a 13 m/sg.

A modo de conclusión se puede afirmar que, la capacidad de mayores variaciones en la velocidad en el volante, así como la rápida respuesta de la electrónica de potencia permiten una mayor estabilidad de la frecuencia ante variaciones de viento, tal y como se puede deducir de la comparación de Fig. 4-37 y Fig. 4-47. Además de reducir considerablemente el empleo de las cargas de volcado (ver Fig. 4-36 y Fig. 4-48) y el tiempo de utilización del grupo diesel. Del lado negativo están las mayores fluctuaciones observadas ante variaciones de la carga eléctrica, aunque la recuperación de la frecuencia es muy rápida (del orden de las décimas de segundo).

Un inconveniente que se ha de tener en cuenta es el de la complejidad del sistema propuesto, ya que son necesarios dos convertidores autónomos (convertidor CA/CA) dimensionados para la potencia que se desee intercambiar con el volante. Esto debe ser tenido en cuenta en sistemas remotos, donde son muy importantes la fiabilidad y la facilidad de reparación con medios locales.

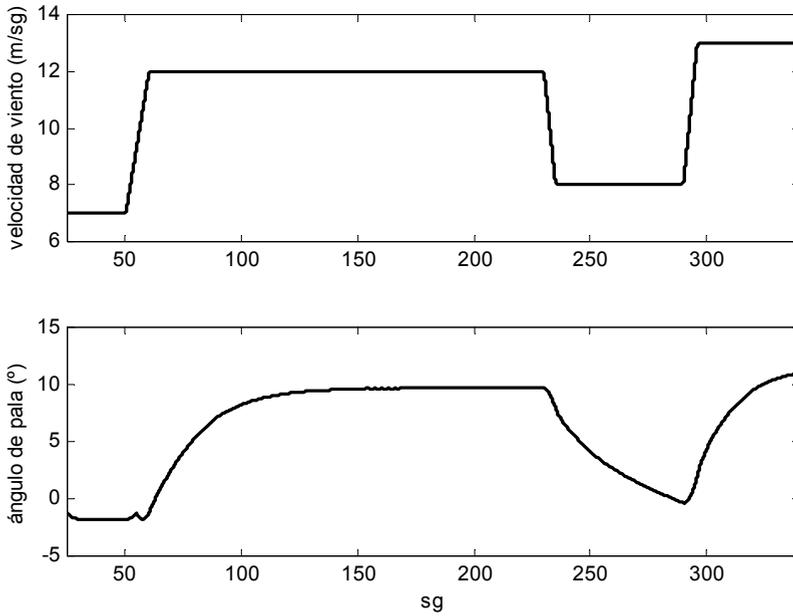


Fig. 4-46: Evolución de la velocidad de viento y del paso de pala.

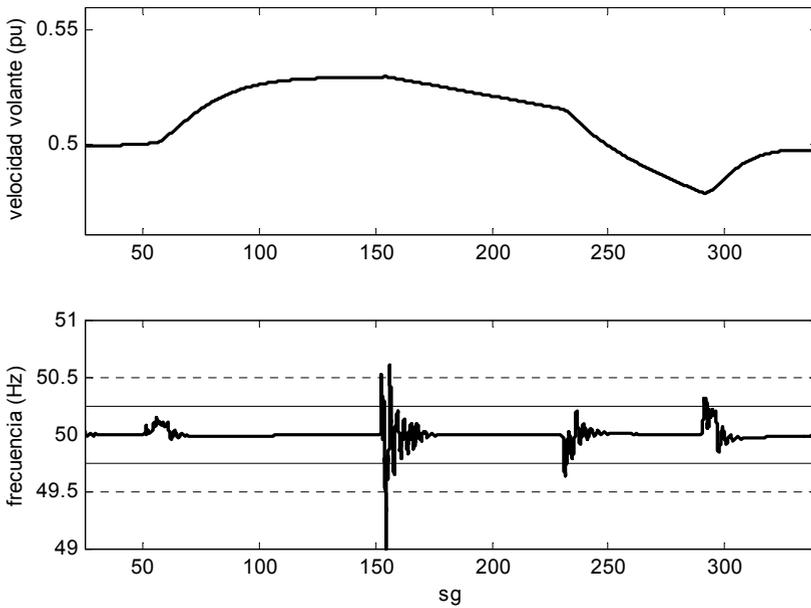


Fig. 4-47: : Evolución de la velocidad del volante y de la frecuencia.

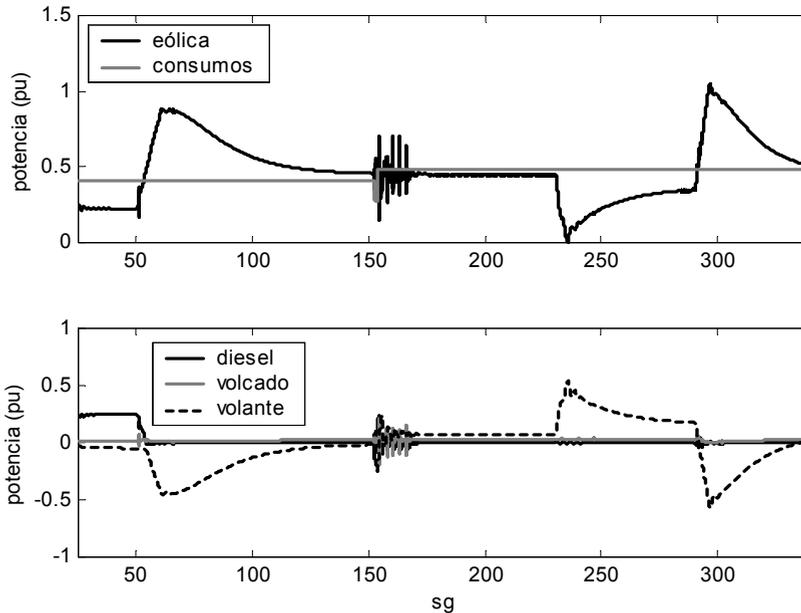


Fig. 4-48: Evolución de la potencia.

4.9.3 Propuesta II: Máquina Asíncrona Doblemente Alimentada

En la actualidad es habitual encontrar en el mercado aerogeneradores de velocidad variable basados en máquinas asíncronas doblemente alimentadas (ver Capítulo 3). Estas máquinas, aparte de un mayor aprovechamiento del recurso eólico, permiten un control más preciso por medio de una electrónica de potencia, la cual está dimensionada para una fracción de la potencia nominal del aerogenerador. Estas características se pueden explotar en un sistema aislado para conseguir una mayor ininterrumpibilidad energética e integrar al propio aerogenerador como parte activa en la contribución de la estabilidad de la planta, tarea esta última, que en la insulación de Jandía depende del comportamiento del volante de inercia y de las cargas de volcado.

Por todo ello, la propuesta hecha en este apartado es la de sustituir el aerogenerador existente en Punta Jandía por uno doblemente alimentado, tal y como se muestra en Fig. 4-49. En el esquema resultante cabe destacar la desaparición de las cargas de volcado (Fig. 4-2) por la habilidad de control del aerogenerador, así como la ausencia de la compensación de reactiva del aerogenerador, ya que estos equipos pueden trabajar a factor de potencia unidad.

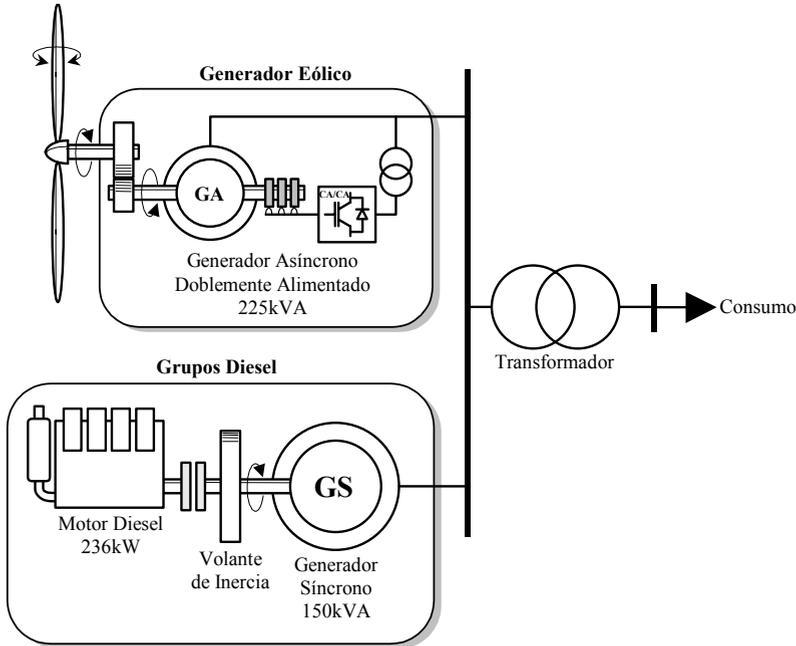


Fig. 4-49: Instalación de Punta Jandía con Aerogenerador de Velocidad Variable.

Para la máquina asíncrona doblemente alimentada se ha escogido un control vectorial por fuente de tensión descrito en Apéndice IV, en el modelo del enlace de continua este se ha supuesto en régimen permanente, al igual que en el apartado anterior. El modelo de la turbina es el ya descrito en (4.3.1). Es necesario, no obstante, diseñar un control para el aerogenerador más indicado para su nueva configuración. El regulador propuesto es el mostrado en Fig. 4-50, el cual es muy similar al empleado para la instalación de Pozo Izquierdo del Capítulo 5 donde se explica en detalle.

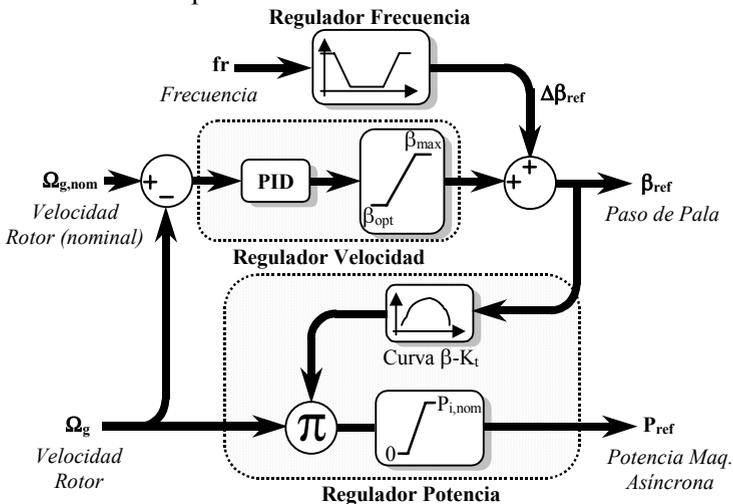


Fig. 4-50: Regulador del Aerogenerador Doblemente Alimentado.

La salida del regulador del aerogenerador es la consigna de potencia del control vectorial del generador asíncrono doblemente alimentado. En cuanto a la potencia reactiva se ha elegido de forma que el factor de potencia del generador es la unidad (potencia reactiva nula) (Fig. 4-51).

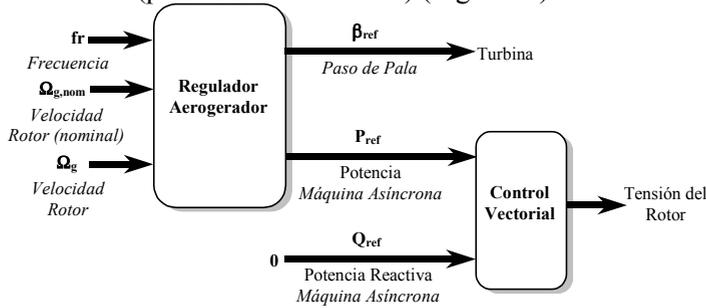


Fig. 4-51: Diagrama de Bloques de la Regulación del Aerogenerador.

El sistema propuesto se ha simulado ante variaciones de viento y en los consumos eléctricos, según la secuencia:

- *Condiciones Iniciales.* La instalación funcionando a velocidad prácticamente constante en todos sus elementos (Fig. 4-53). La velocidad del viento es de 7 m/sg (Fig. 4-52) y la carga es de 35 kW (Fig. 4-54). Está funcionando con energía eólica y diesel.
- *De 50 a 60 sg.* Variación de la velocidad de viento de 7 a 10 m/sg. Se produce la desconexión del grupo diesel (≈ 50 sg) cuando se detecta la motorización del mismo. En esta circunstancia son volante de inercia y el aerogenerador los responsables de la estabilidad de la instalación. La frecuencia se mantiene en los límites establecidos gracias a la variación del paso de pala (Fig. 4-52) de forma que se modifica la potencia entregada por el aerogenerador (Fig. 4-54).
- *De 152 a 154 sg.* Variación de la Carga Eléctrica de 35 kW a 17,5 kW y posteriormente a 31,5 kW (Fig. 4-54). A pesar de representar una variación brusca, la inercia del generador síncrono es suficiente para mantener la frecuencia (Fig. 4-53) a corto plazo. En cambio, a largo plazo es necesario el aporte energético del aerogenerador, con lo que se disminuye el paso de pala (Fig. 4-52).
- *De 230 a 235 sg.* Variación de la velocidad de viento de 10 a 8 m/sg. Esta disminución de viento desequilibra el balance energético haciendo necesaria la aportación de potencia del volante (Fig. 4-53) y aerogenerador (Fig. 4-52).
- *De 290 a 295 sg.* Variación de la velocidad de viento de 8 a 13 m/sg.

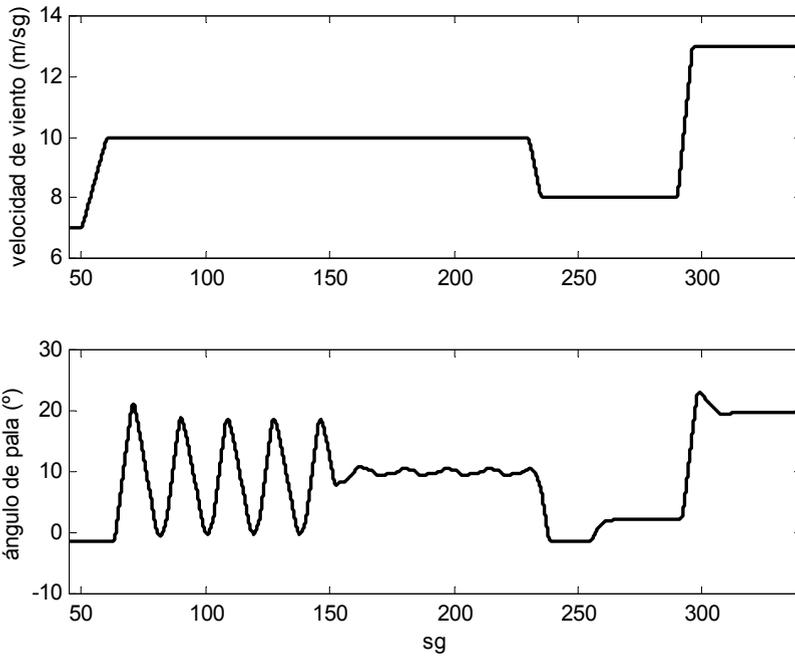


Fig. 4-52: Evolución de la velocidad de viento y del paso de pala.

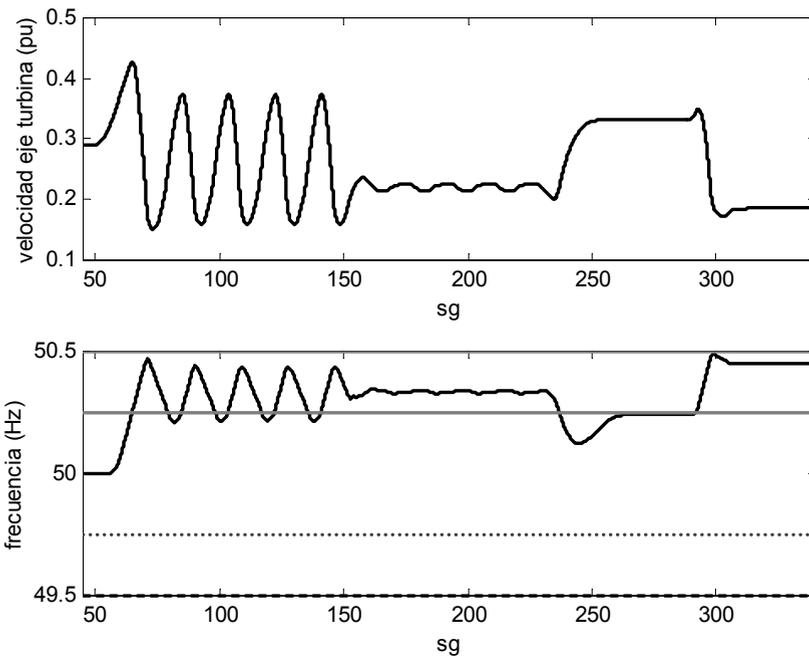


Fig. 4-53: Evolución de la velocidad de giro de la turbina y de la frecuencia.

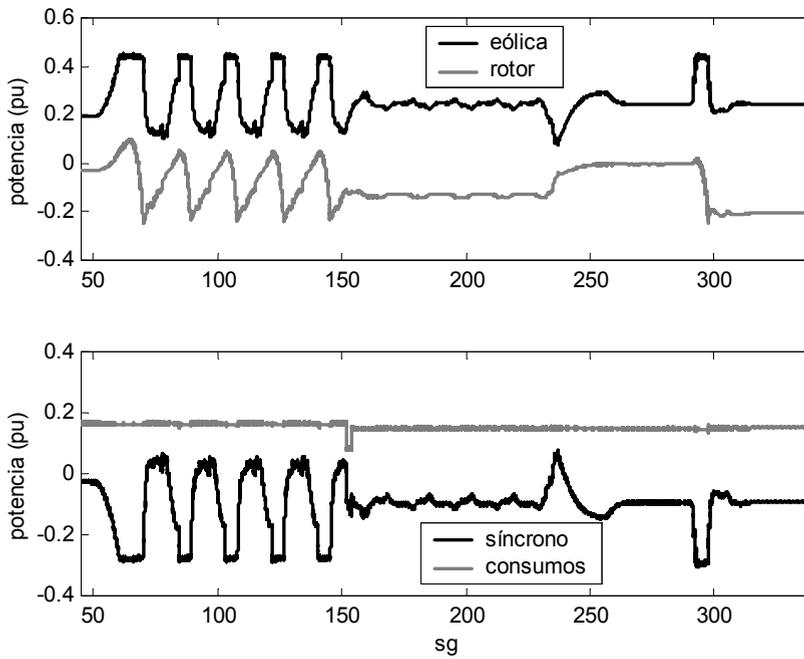


Fig. 4-54: Evolución de la potencia en el aerogenerador (total y rotórica), en los consumos y en el generador síncrono (volante).

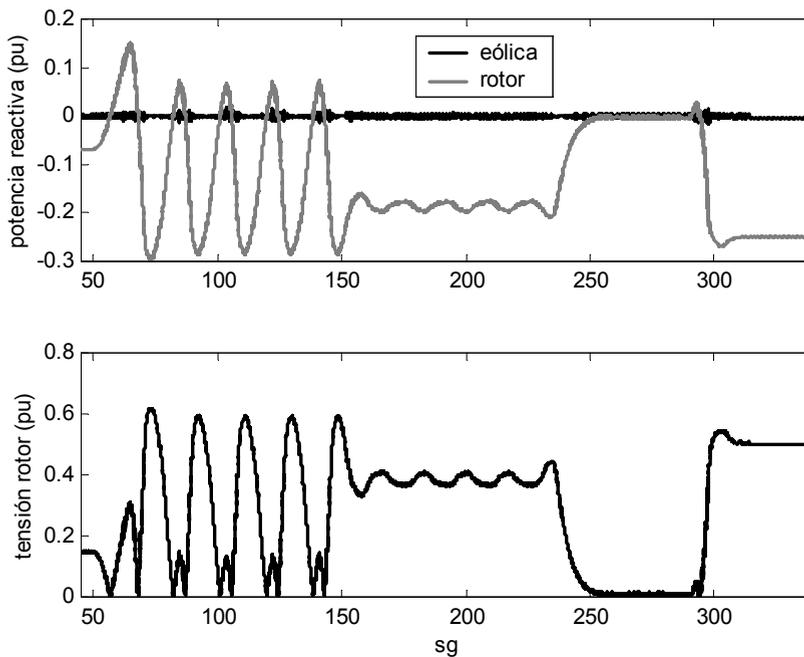


Fig. 4-55: Evolución de la potencia reactiva en el aerogenerador (total y rotórica) y tensión del rotor.

La respuesta del rotor se puede valorar en función de los resultados obtenidos en Fig. 4-54 y Fig. 4-55. Donde se puede observar que tanto la potencia activa como la reactiva manejadas por el rotor son una fracción de la potencia nominal. De la misma forma la tensión rotórica está siempre por debajo del valor nominal de la tensión de la máquina (1 pu).

4.10 Conclusiones

En este capítulo se presentan las medidas, modelos y simulaciones realizadas sobre el sistema eólico-diesel de punta Jandía. En ellas se pone de manifiesto que aunque el concepto de la instalación es sencillo y robusto, no está exento de inconvenientes. En la situación de explotación eólica de la planta, la estabilidad del sistema se consigue a expensas de la frecuencia de red, o sea, a costa de la calidad eléctrica generada. El hecho de no disminuir en exceso dicha calidad obliga a sólo poder emplear una pequeña parte de la energía almacenada en los volantes de inercia.

Las simulaciones, en conjunto con las medidas realizadas sobre el sistema de Punta Jandía, permiten estudiar el funcionamiento del sistema ante distintas condiciones. Con lo que se facilita la comprensión de las medidas realizadas.

En el sistema en funcionamiento estable y sin el funcionamiento del sistema diesel, aparece la frecuencia $1p$ como componente más relevante. El resto de frecuencias típicas ($3p$, ...) en un generador eólico no se aprecian, posiblemente debido a la debilidad de la red eléctrica aislada unido al propio principio de funcionamiento de la instalación (conexión de las cargas de volcado, comportamiento de los consumos, ...).

También se pone de manifiesto la importancia de los parámetros del regulador del ángulo de pala (regulador de potencia). Ya que el que disponga de un ancho de banda demasiado elevado puede llevar a la excitación de las frecuencias naturales de la planta que, por otra parte, se pueden amortiguar de distintas maneras (generador con mayor deslizamiento nominal, inclusión de dichas frecuencias en el propio regulador, ...). Durante el funcionamiento con energía eólica y diesel, la estabilidad del sistema queda prácticamente garantizada por el funcionamiento de los motores diesel.

En la actualidad se han ajustado los parámetros del regulador de pala del generador eólico, de forma que su actuación es más lenta (menor ancho de banda) y el sistema funciona de forma estable.

Para mejorar el comportamiento de la planta se proponen dos variantes, con las que se han realizado las oportunas simulaciones. La primera de ellas supone la eliminación de los actuales volantes de inercia y la inclusión de un volante de velocidad variable. Esto significa un aumento importante de la energía almacenada, con lo que el volante se puede hacer cargo durante más tiempo de las fluctuaciones de viento y de las cargas. Las consecuencias más inmediatas de esta modificación son la minimización de la energía consumida por las cargas de volcado y el aumento de la mantenibilidad del suministro.

La segunda variante consiste en la sustitución del aerogenerador actual por uno de velocidad variable basado en una máquina asíncrona doblemente alimentada. En este caso el control de la potencia entregada por el aerogenerador mediante la electrónica de potencia, permite que sea el propio aerogenerador, auxiliado por los volantes de inercia, el encargado del mantenimiento de la frecuencia. En este caso las cargas de volcado resultan innecesarias.

En ambos casos, la complejidad de la instalación se ve incrementada ya que por ejemplo, son necesarios convertidores autónomos. No obstante, esta se ve compensada en parte por los resultados obtenidos en la respuesta de la instalación ante variaciones de viento y carga, tal y como puede apreciarse en las simulaciones efectuadas.

5. El Sistema Eólico Aislado Síncrono. Caso de Pozo Izquierdo

5.1 Introducción

En este capítulo se analiza un Sistema Eólico Aislado para Desalación tomando como referencia la instalación existente en Pozo Izquierdo (Canarias). En esta planta experimental se estudia el comportamiento de distintos sistemas de desalación (ósmosis inversa, electrodiálisis y compresión de vapor) cuando la energía de suministro es de origen eólico. Esta característica condiciona el funcionamiento de los equipos conectados a ella, que se ven sometidos a variaciones en el suministro eléctrico que dependen en cada instante del viento. Con todo ello, el objetivo del sistema es el de estudiar el comportamiento de los equipos desaladores, de forma que se maximice la producción de agua potable y se minimice la fatiga a la que se ven sometidos.

Los principales elementos de la instalación, aparte de las plantas de desalación, son:

- Aerogeneradores: esta parte de la instalación se compone de dos máquinas Enercon E-30. Son aerogeneradores de velocidad variable con control del paso de pala, cuyos principales componentes son un generador síncrono multipolos (GSM) y un enlace de continua entre éste y la red. Con esto se evita la caja reductora que habitualmente se dispone en estas máquinas.
- Sistema de almacenamiento de energía a corto plazo: para esta misión se emplea un volante de inercia conectado a un generador síncrono, el cual se emplea también como tensión de referencia para el funcionamiento de los aerogeneradores.

El análisis presentado en este capítulo, se centra en el comportamiento desde un punto de vista eólico de la instalación, sin entrar en consideraciones de cuales serían las estrategias de control de cargas con los objetivos que afectan a la producción de agua potable.

En el estudio del comportamiento de la planta se han tenido en cuenta dos modos de funcionamiento:

- *Conectado a red.* En este caso se supone que los aerogeneradores están conectados a la red, de este modo, se puede evaluar la bondad de la configuración empleada en los mismos y del algoritmo de control elegido.
- *En régimen aislado.* Este es el modo de funcionamiento en el que la estabilidad del sistema depende de forma muy importante del comportamiento del sistema de control. En este punto se pondrá de manifiesto cómo las variaciones de viento y de carga afectan al funcionamiento de la planta, y a la calidad eléctrica en la red eléctrica aislada resultante.

En el presente capítulo, el estudio de la instalación de Pozo Izquierdo, se cubren los siguientes aspectos:

- Descripción del sistema, en donde se detallan los elementos que lo componen y su relación entre ellos. También se realiza una descripción del funcionamiento de la planta que permite la elección de los algoritmos de control que se ajusten a él.
- Modelado, se presentan los modelos de los distintos elementos de la instalación. Así mismo se plantea el modelo del regulador de la planta.
- Simulación, se emplean los modelos descritos para realizar simulaciones con el programa SIMULINK, en los dos modos de funcionamiento descritos en el apartado anterior. Siendo este apartado el que permite la simulación de distintos algoritmos de control, o el estudio del sistema ante situaciones diversas, ya sean desde el punto de vista del viento o de las cargas.

Como conclusión, se puede decir que, a pesar de ser un sistema cuyo abastecimiento es puramente eólico, tiene un comportamiento estable desde el punto de vista del mantenimiento de la frecuencia. Este comportamiento es posible por varias razones, una de ellas es la de emplear, en los aerogeneradores, inversores para la conexión a la red eléctrica aislada, siendo la velocidad de respuesta de estos muy superior a la de los sistemas mecánicos. Por otra parte está el control del ángulo de pala, el cual permite adecuar la generación al consumo, cubriendo la energía almacenada en el volante de inercia el período necesario para dicha adecuación.

5.2 Descripción del Sistema

En este apartado se estudiará una aplicación del empleo de la energía eólica para desalación de agua de mar o salobre en sistemas aislados. Concretamente, se presenta un análisis del comportamiento la planta eólica situada en Pozo Izquierdo, al sur de la isla de Gran Canaria y dentro de las instalaciones del

CIEA-ITC¹ [7,44,65]. La realización de esta planta parte de un proyecto europeo titulado: “Seawater Desalination Plants Connected to an Autonomous Wind Energy System (SDAWES)” (1995-2000) cofinanciado con fondos del Programa Joule II y presentado por el CIEA-ITC, DIM-ULPGC², IEE-CIEMAT³, ENERCON⁴, CREST⁵ y NEL⁶.

La planta se concibió como una instalación experimental para el estudio del comportamiento de diferentes equipos de desalación y su implantación en sistemas aislados, donde su funcionamiento depende de la energía disponible. Por ello, estos equipos se sufren un funcionamiento fuera de sus condiciones nominales y sometidos a múltiples paradas y arranques.

El esquema de la planta puede verse en Fig. 5-1 y sus elementos principales son:

- Sistemas de desalación, la planta consta de distintas unidades con una capacidad de desalación de hasta 270 m³/día.
- Generadores Eólicos, para la generación de la energía eléctrica se emplean dos máquinas Enercon E-30 con una potencia nominal de 230 kW cada una.
- Carga síncrona: está formada por un generador síncrono unido a un volante de inercia. En funcionamiento aislado se emplea para la compensación de reactiva y como referencia de tensión para los inversores de los aerogeneradores.

En cuanto a la desalación, el sistema se contempla equipos con tres métodos de desalación (ver Apéndice: Técnicas de Desalación) :

- *Ósmosis Inversa*, con una capacidad de desalación de hasta 200 m³/día y un consumo de 7,2 kWh/m³. Este elemento está compuesto por 8 módulos independientes, permitiéndose la conexión o desconexión de varios de ellos en función de la energía disponible.
- *Compresión de Vapor*, con la que se pueden llegar a obtener 50 m³/día de agua potable con un consumo de 16 kWh/m³. En ella se consume la energía excedente, actuando entonces como carga de volcado.
- *Electrodialisis*, es la que produce agua de menor calidad no estando indicada para agua de mar. Por ello se emplea conectada a la salida de la planta de ósmosis inversa para mejorar la calidad

¹ CIEA-ITC, Centro de Investigación de Energía y Agua - Instituto Tecnológico de Canarias (Gran Canaria)

² Departamento de Ingeniería Mecánica - Universidad del Las Palmas de Gran Canaria

³ Instituto de Energías Renovables - Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

⁴ Enercon Gesellschaft für Energieanlagen mbH & Co, fabricante de aerogeneradores (Alemania)

⁵ Center of Renewable Energy System Technology (Reino Unido)

⁶ National Engineering Laboratory Executive Agency (Reino Unido)

del agua producida. Su capacidad de producción está en 50 m³/día con un consumo de 3,3 kWh/m³.

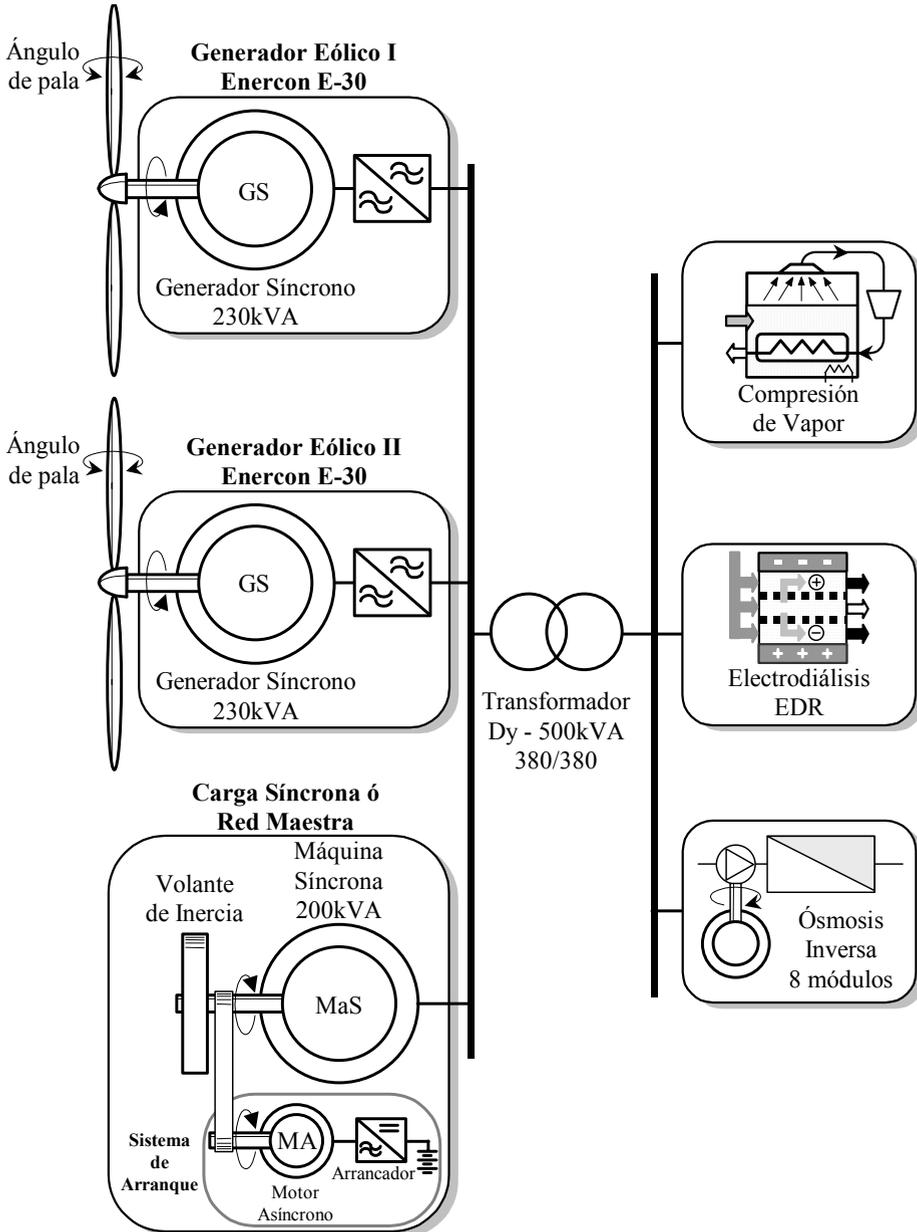


Fig. 5-1: Esquema de la planta de Pozo Izquierdo.

El funcionamiento de las plantas desaladoras lleva asociadas unas estaciones de bombeo, con una potencia de 2x13 kW las empleadas para el abastecimiento

de las plantas de ósmosis inversa, y de 2x9 kW las de la planta de compresión de vapor.

En la actualidad el equipo de electrodiálisis está fuera de servicio por los problemas de armónicos asociados a su funcionamiento. La electrodiálisis trabaja con corriente continua obtenida mediante un rectificador; el cual, en una instalación eléctrica con una reducida potencia de cortocircuito, tal y como ocurre generalmente en un sistema aislado, produce unos niveles de distorsión armónica de tensión intolerables (ver Apéndice VI). El comportamiento de los otros sistemas de desalación está caracterizado por los motores eléctricos empleados para el bombeo y compresión (ver Apéndice VI).

5.3 Generadores Eólicos

La instalación consta de dos aerogeneradores de Enercon modelo E-30 cuya potencia nominal es de 200 kW cuando la velocidad del viento es de 13 m/sg. El resto de las características pueden verse en la Tabla 5-1.

La principal característica del aerogenerador empleado es la ausencia de la caja multiplicadora entre el eje de la turbina y el generador, estando estos dos elementos acoplados directamente. El generador empleado es de tipo síncrono el cual, debido a su elevado número de polos, es capaz de generar tensiones de frecuencia cercana a la industrial con velocidades de rotación muy bajas (ver Capítulo 3). Además, está diseñado para trabajar en un régimen de velocidades amplio (Tabla 5-1).

Tabla 5-1: Características del Aerogenerador ENERCON E-30

<i>Fabricante/Modelo</i>	Enercon / E-30
<i>Potencia Nominal</i>	200 kW
<i>Control</i>	ángulo de pala
<i>Vel. Viento Nominal</i>	10 m/sg
<i>Rango de Vel. de Viento</i>	2.5-25 m/sg
<i>Diámetro del Rotor</i>	30 m
<i>Área de Barrido</i>	707 m ²
<i>Altura del Buje</i>	36 m
<i>Velocidad del Rotor</i>	16-48 rpm
<i>Generador</i>	Síncrono Multipolo
<i>Conexión a Red</i>	Inversor Autoconmutado
<i>Tensión Nominal</i>	400V
<i>Frecuencia</i>	50 ó 60 Hz

La conexión entre la red y el generador se realiza a través de un convertidor CA/CA con un enlace de CC. El convertidor CC/CA del lado de la red (inversor) es de tipo autoconmutado, lo que le permite trabajar con distintos factores de potencia, e inyectar intensidades con un contenido armónico muy

bajo. Como ya se ha indicado en apartados anteriores, la instalación de Pozo Izquierdo puede funcionar en régimen aislado o conectada a la red. Para simplificar la transición entre ambas situaciones, los inversores (convertidores CC/CA) del lado de la red funcionan siempre como fuentes de corriente. Esto hace que, para el funcionamiento aislado, se necesite de una referencia de tensión que, en la instalación objeto del estudio, se obtiene mediante un generador síncrono adicional acoplado a un volante de inercia (Fig. 5-1), los cuales, en condiciones normales de explotación, han de girar a una velocidad prácticamente constante ($1500 \text{ rpm} \pm 5\%$).

En cuanto a las palas, cabe decir que son de paso variable, con la peculiaridad de que la variación del paso se realiza mediante un motor eléctrico situado en la base de cada una de ellas. Esto permite un control independiente sobre cada una de las palas.

Según lo mencionado en los apartados anteriores, se propone el diagrama de bloques de la Fig. 5-2 para el estudio del aerogenerador. En él se incluye un sistema de control que tiene como entradas la velocidad del viento, la potencia entregada y la velocidad del rotor (o frecuencia), y cuyas salidas son el paso de pala y la referencia para el inversor. El control en la parte correspondiente a la turbina eólica se realiza mediante la variación del paso de pala, mientras que, en el lado de generación eléctrica se realiza mediante las adecuadas consignas de potencia para el inversor.

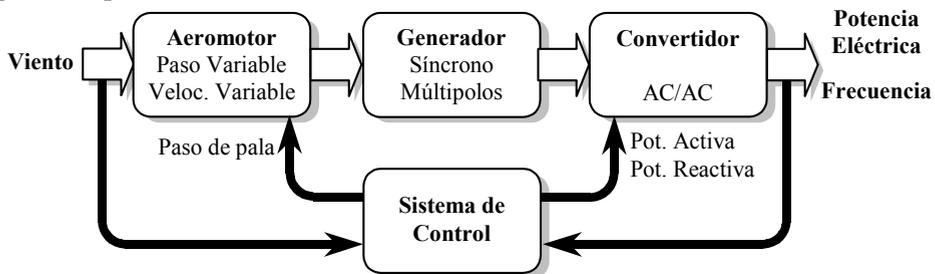


Fig. 5-2: Diagrama de Bloques del Generador Eólico Enercon E-30.

Aunque no se ha representado en la Fig. 5-2, el sistema de control se ha de encargar de otras tareas como el arranque del sistema, el funcionamiento en aislado o conectado a red, la gestión de las cargas (plantas desaladoras), ...

5.3.1 Turbina Eólica

Las ecuaciones asociadas al funcionamiento de la turbina ya se vieron en (Capítulo 3 y 4), por lo que aquí se tendrán en cuenta las peculiaridades propias de un sistema de velocidad y ángulo de pala variables.

El punto de partida para la caracterización de la turbina es el de la obtención de las curvas para el coeficiente de potencia (c_p) en función del paso de pala (β) y la velocidad específica (λ). Para ello se emplean unas curvas de potencia que se ajustan a las especificaciones de los aerogeneradores de la instalación (Enercon E-30), con lo que se consiguen los datos de la Fig. 5-3. Evidentemente esos datos no son manejables para un proceso de simulación (datos discontinuos, información redundante, ...), por lo que dichos puntos se ajustan mediante mínimos cuadrados a una familia de curvas polinómicas de orden 4 (ver Capítulo 4). En Fig. 5-3 se puede ver una comparación entre los datos reales junto con su correspondiente aproximación, con objeto de evaluar la bondad de la aproximación empleada.

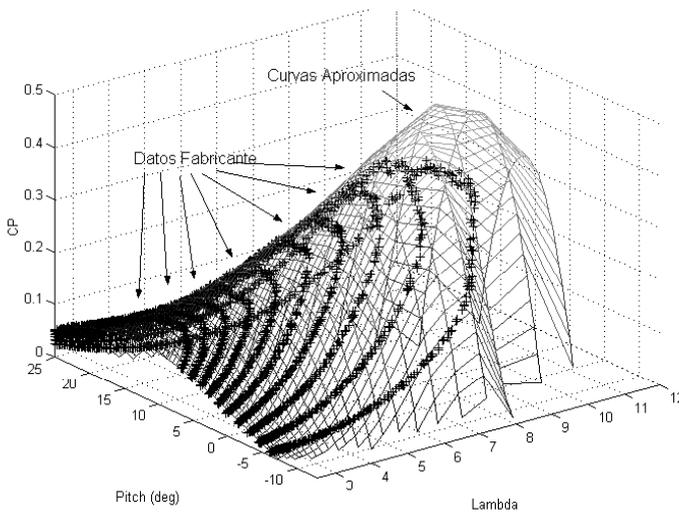


Fig. 5-3: Curvas de Coeficiente de Potencia (c_p).

Este tipo de turbinas poseen dos grados de libertad: el paso de pala y la velocidad, sin embargo, no son todos los puntos de las curvas anteriores son de trabajo. De hecho, en función de las condiciones de funcionamiento del sistema (potencia de los consumos, velocidad de viento, ...) la turbina puede funcionar, bien a potencia máxima o bien a potencia constante. Por lo tanto, es necesario ajustar el paso de pala para que se sigan las trayectorias que marcan estas estrategias, con lo que se obtiene el comportamiento mostrado en Fig. 5-4

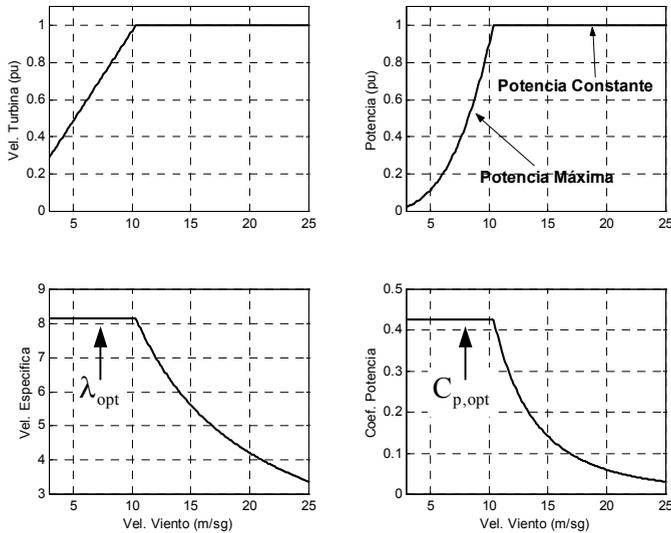


Fig. 5-4: Curvas de Funcionamiento del Aerogenerador Enercon E-30.

5.3.2 Generador Síncrono y Convertidor CA/CA

El generador considerado para el aerogenerador Enercon E-30, ver Tabla 5-1, es del tipo síncrono hexafásico de 60 polos. Esto permite que con un régimen bajo de revoluciones del rotor (entre 16 y 48 rpm) las tensiones del rotor alcancen frecuencias del orden de los 25 Hz. Por todo ello no es necesaria la inclusión de un caja multiplicadora (ver Capítulo 3).

Para la conexión a red se precisa de un equipo que permita la interconexión entre un sistema de frecuencia variable (generador síncrono) y uno de frecuencia constante (red). El sistema en cuestión consta en cada rama trifásica de un rectificador CA/CC, un enlace de continua con un convertidor CC/CC y un inversor CC/CA autónomo. El sistema de control del inversor se ha diseñado para que dicho convertidor funcione como fuente de corriente. El esquema eléctrico del aerogenerador es el que puede verse en Fig. 5-5 o en su versión unifilar de la Fig. 5-6.

El modelo de una máquina síncrona con un rectificador, ya sea controlado o no, se ha descrito en Apéndice V. En este caso el generador síncrono se ha considerado de excitación independiente, ello quiere decir que tiene un regulador de tensión (AVR) (ver Apéndice V). La medida de tensión para el AVR puede realizarse en el propio estátor del generador, o bien, en el caso de que el rectificador sea no-controlado, en el lado de continua. Dicha referencia puede ser constante, por ejemplo 1 pu, o emplearse para contribuir al mantenimiento de la tensión en el enlace de continua mediante una corrección en la referencia de tensión que contemple la intensidad CC [70,119]. Con todo ello, la referencia de tensión V_{ref} propuesta se ajusta a la expresión:

$$\Delta V_{\text{ref}} = K_p (I_{\text{dc}}^{\text{ref}} - I_{\text{dc}}) + K_i \int (I_{\text{dc}}^{\text{ref}} - I_{\text{dc}}) dt \quad (5.1)$$

donde:

- $I_{\text{dc}}^{\text{ref}}$ e I_{dc} son las intensidades del enlace de continua referencia y medida, respectivamente
- K_p y K_i son las constantes proporcional e integral, respectivamente

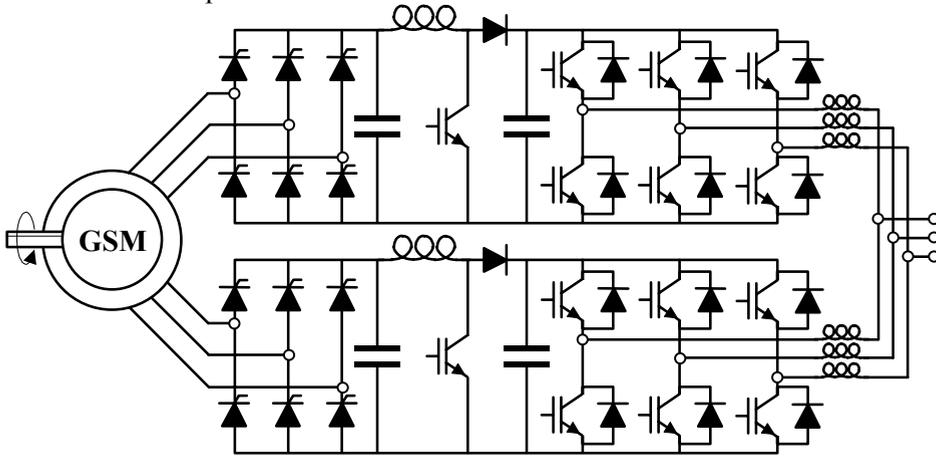


Fig. 5-5: Esquema eléctrico del Aerogenerador Enercon E-30.

La tensión del enlace de continua también se beneficia de la presencia de un condensador empleado para el filtrado. Sin embargo, ni este condensador, ni el propio regulador de tensión del generador, son suficientes para el control de la tensión. Esto es debido a que el inversor es susceptible de trabajar con rendimientos muy bajos si la tensión a su entrada, o lo que es lo mismo, su índice de modulación, es distinto del de diseño, además de la complejidad que ello supondría en su algoritmo de control. Para subsanar este problema, se incluye en el lado de CC un circuito elevador de tensión, cuya misión es la de mantener constante la tensión a la entrada del inversor [119,166]. De forma que la tensión a la entrada del inversor es:

$$V_c = V_{\text{dc}} \frac{1}{1 - T_{\text{cc}}} \quad (5.2)$$

donde:

- V_{dc} y V_c son las tensiones a la entrada y salida del convertidor CC/CC, respectivamente
- T_{cc} es el ciclo de trabajo del interruptor estático, cuyo valor esté entre 0 y 1.

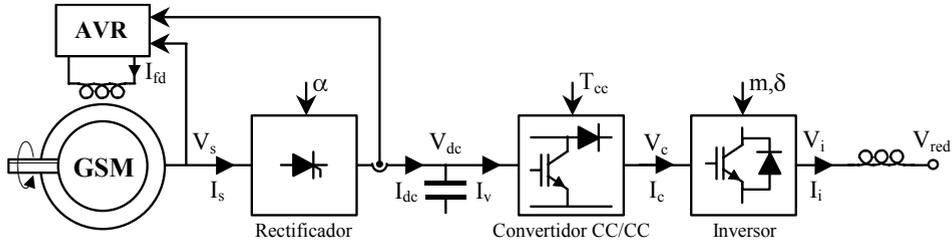


Fig. 5-6: Esquema Unifilar del Aerogenerador con Controles

El modelo del inversor empleado en la presente tesis no contempla los problemas de rendimiento o control, ya que se ha supuesto un comportamiento ideal y con una respuesta prácticamente instantánea (modelo en régimen permanente) (ver Apéndice V). En cuanto al propio convertidor CC/CC se puede emplear igualmente un modelo ideal que se ajuste a la expresión (5.2) y, de esta forma, se pueden agregar Convertidor CC e Inversor y hablar de un Inversor Agregado cuyo índice de modulación viene dado por la expresión:

$$m_c = \frac{m}{1 - T_{cc}} \quad (5.3)$$

donde:

- m es el índice de modulación del inversor del esquema de la Fig. 5-5.
- T_{cc} es el ciclo de trabajo del convertidor CC/CC
- m_c es el índice de modulación corregido y que se emplea para el inversor agregado (ver Fig. 5-7). Se ha de tener en cuenta, que mientras que el índice de modulación “ m ” no puede tomar valores mayores que la unidad, el valor de m_c si puede ser mayor. Desde el punto de vista del rendimiento, no es interesante que el T_{cc} tenga valores pequeños, por lo tanto, el orden de magnitud de los índices de modulación m y m_c han de ser similares.

El enlace de continua incluye un rectificador controlado y conmutado por red conectado al estátor del generador síncrono. El control del ángulo de disparo contribuye al mantenimiento de la tensión en el enlace de continua. Este comportamiento puede ser especialmente interesante durante el arranque de la planta, ya que desde la salida de este elemento se alimenta a un variador de velocidad (CC/CA) que conectado a un motor asíncrono se emplea para acelerar el volante de inercia. En funcionamiento nominal, el ángulo de disparo de dicho rectificador se debe mantener en valores bajos, ya que el factor de potencia a la entrada del rectificador es proporcional al coseno del ángulo de disparo, siendo el generador síncrono el que debe aportar la reactiva resultante, con el sobredimensionamiento que ello acarrearía [108].

Por todo lo expuesto, el esquema propuesto para la simulación es el de la Fig. 5-7, donde se ha considerado una máquina trifásica síncrona de 60 polos conectada a un rectificador no controlado y a un inversor autónomo para la inyección de corriente a la red, ya sea aislada o no.

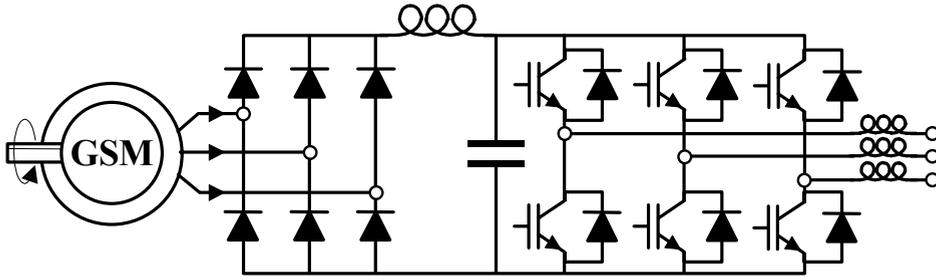


Fig. 5-7 : Esquema Eléctrico Simplificado el Aerogenerador.

5.4 Carga Síncrona

Los sistemas eólicos aislados suelen precisar de un sistema de almacenamiento de energía a corto plazo que les permita trabajar en condiciones de viento variable. En el presente sistema, dicha reserva está en forma de energía de rotación en un volante de inercia. El intercambio de energía entre la red aislada y el volante es posible mediante una máquina síncrona conectada entre ambos. A este par de elementos se le ha denominado Carga Síncrona y tiene la misión adicional de generar un grupo de tensiones trifásicas que sirvan de referencia para los inversores de los aerogeneradores, además de colaborar en la compensación de reactiva de las cargas. Para este equipo se han supuesto los parámetros mostrados en la Tabla 5-2.

Tabla 5-2: Características de la Carga Síncrona.

Generador Síncrono	
<i>Potencia Nominal</i>	100 kW
<i>Tensión/Frecuencia</i>	400 V/50 Hz
<i>Polos</i>	4
<i>Velocidad Nominal</i>	1500 rpm
Volante de Inercia	
<i>Ancho/Diámetro</i>	2,1dm/14,3 dm
<i>Densidad</i>	7.86 kg/m ³
<i>Masa</i>	2650 kg
<i>Inercia</i>	677.5 kg/m ²
<i>Margen Frecuencias</i>	48 Hz a 52 Hz

El volante de inercia (ver Capítulos 3 y 4), al estar conectado directamente a la red aislada a través de un generador síncrono, tiene un estrecho margen de variación en su velocidad, lo que le permite devolver sólo una parte de la

energía que tiene almacenada. Por ejemplo, con los parámetros de la Tabla 5-2 la energía almacenada es de $E = \frac{1}{2}J(2\pi/p)^2 fr_{ini}^2 = 9040 \text{ kWs}$ y, sin embargo, la energía que se puede extraer del volante se puede calcular como $\Delta E = \frac{1}{2}J(2\pi/p)^2 (fr_{ini}^2 - fr_{fin}^2) = 1337,3 \text{ kWs}$, lo que significa que puede alimentar una carga de 75 kW durante 17,5 sg ($\Delta E = P/\Delta t$). El sistema de control de la planta (aerogenerador y cargas) ha de conseguir mantener la frecuencia de la red aislada dentro de los márgenes establecidos para la carga síncrona.

Durante el proceso de arranque de la planta se emplea un motor de inducción con un arrancador para llevar a la carga síncrona a su velocidad nominal. La energía necesaria se puede extraer directamente del enlace de continua del generador eólico, tal y como se verá en los siguientes apartados.

5.5 Sistema de Control del Aerogenerador

El sistema de control de una planta de generación eólica se entiende como la parte de la instalación encargada de gestionar las acciones sobre la misma con el fin de garantizar su correcto funcionamiento.

Se debe recordar aquí cuál es el objetivo de la planta analizada, que es el de estudiar el comportamiento de equipos de desalación de aguas ante condiciones variables en el suministro eléctrico (sistema eólico aislado), además de establecer la estrategia que permita maximizar la obtención de agua potable y minimizar la fatiga de los equipos propia de las condiciones variables de funcionamiento [65]. Sin embargo, en la presente tesis se hará hincapié en el control del aerogenerador y la gestión de las cargas modeladas como consumos (ver Apéndice VI).

Se puede establecer una división en el sistema de control, por una parte está el control del aerogenerador propiamente dicho, y por otra parte está la gestión del sistema, que contempla los aspectos de arranque de la instalación, control de las cargas, ... [7] Ambos controles pueden considerarse independientes, de forma que la interacción entre ellos es mínima. En este apartado se estudia el control del aerogenerador. El funcionamiento de la parte del control encargada de la gestión del sistema se detalla en siguientes apartados.

Básicamente el funcionamiento del regulador tiene dos objetivos (ver Capítulo 3):

- Máxima Potencia, cuando la velocidad de viento no supera su valor nominal.
- Potencia Constante, cuando la velocidad de viento supera su valor nominal.

Se debe asegurar además un funcionamiento seguro del aerogenerador reduciendo las posibles cargas estructurales y garantizar una calidad mínima en el suministro eléctrico. A todo lo anterior hay que añadir que el funcionamiento del sistema de control del aerogenerador está condicionado, como se verá más adelante, por la peculiaridad de la instalación. Se ha de recordar que estamos en un sistema aislado, en el que la potencia entregada por este elemento ha de ser adecuada para mantener su estabilidad [124]. Esto se pone de manifiesto con restricciones sobre las dos estrategias anteriores, tal y como se verá más adelante.

El sistema de control se refiere también al funcionamiento correcto desde un punto de vista eléctrico. En esta apartado es necesario hacer hincapié en el control de la tensión, que ha de tener un valor estable, prestando atención a los siguientes puntos (ver Fig. 5-5):

- Salida de la Máquina Síncrona
- Enlace de Continua
- Entrada del Inversor
- Salida del Inversor

Para conseguir estos objetivos se dispone de los siguientes elementos, ya descritos en los apartados anteriores:

- Regulador de tensión de la máquina síncrona
- Rectificador controlado
- Condensadores en el lado de continua
- Convertidor CC/CC

5.5.1 Control de la Frecuencia. Funcionamiento en Régimen Aislado

Cuando el sistema está funcionando en isla se han de establecer los mecanismos necesarios para que se garantice la estabilidad durante el funcionamiento de la planta, para ello se ha de asegurar que la frecuencia de las tensiones generadas esté dentro de los márgenes preestablecidos (50 Hz \pm 5%) [65,136]. Para el estudio de estos mecanismos se deben analizar dos situaciones:

- *Energía eólica < Energía consumos* : Cuando la energía eólica disponible es inferior a la consumida existen dos alternativas, la primera sería la de adecuar el consumo a la generación desconectando las cargas necesarias hasta conseguir que se invierta la situación energética. La segunda de ellas lleva al sistema a su parada, cuando el volante haya aportado toda la energía que se le permite, o dicho de otra forma, cuando la frecuencia descienda por debajo de un valor mínimo (50 Hz -4%) comienza el proceso de desconexión. El ángulo de pala aumenta

progresivamente desde su valor óptimo ($\approx 0^\circ$ y máxima potencia de salida) hasta alcanzar su valor máximo ($\approx 30^\circ$ y potencia nula) al llegar a la frecuencia de desconexión (50 Hz -5%). A menos que durante este proceso aumente la velocidad del viento, el sistema alcanzará la parada: aerogeneradores parados, desconexión de los inversores y máquina síncrona. Como se puede observar, si esta situación energética dura poco tiempo, es el volante de inercia (carga síncrona) el que aporta la energía necesaria.

- *Energía eólica > Energía consumos* : Esta es la situación de explotación normal de la instalación. Cuando la energía eólica producida es mayor que la demanda, el excedente se almacena en el volante de inercia. Sin embargo, esto conlleva una aceleración del mismo hasta que se alcanza su valor máximo permitido, o lo que es lo mismo, una frecuencia máxima (50 Hz +4%). A partir de este momento es necesario actuar sobre el ángulo de pala de forma que aumente progresivamente su valor, y así reducir la energía producida. Si esta actuación no fuese suficiente, la frecuencia puede llegar a superar a la de desconexión (50 Hz +5%) momento en el cual el ángulo de pala está en torno a los 30° y el sistema pasa a parada.

La implantación de dicha estrategia se consigue sumándole a la referencia del paso de pala un incremento ($\Delta\beta_{ref}$) en función de la frecuencia (f_r), tal y como puede verse en Fig. 5-8. Se ha de tener en cuenta que valores por debajo de 50 Hz -5% y por encima de 50 Hz +5% corresponden a la parada de la planta.

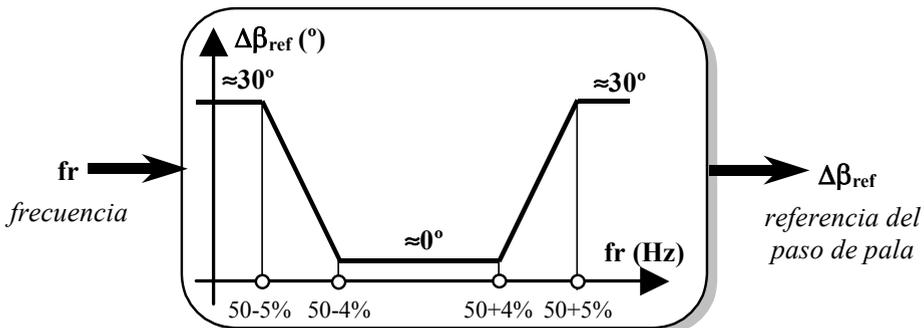


Fig. 5-8: Función Adicional para el Control de la Frecuencia.

5.5.2 El Regulador Propuesto

El diagrama de bloques para el regulador propuesto para el aerogenerador puede verse en la Fig. 5-9. La constante de tiempo de bucle interno de regulador del inversor se ha considerado muy pequeña, del orden de milisegundos (ver Apéndice V). El funcionamiento de cada uno de los elementos del regulador es el que sigue:

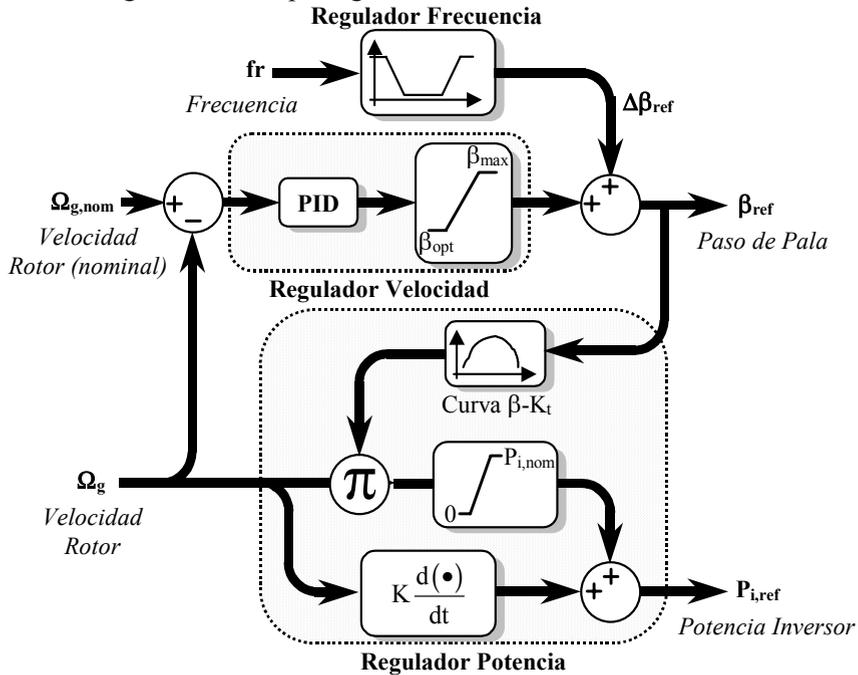


Fig. 5-9: Controlador Propuesto para el Generador E-30.

- **Regulador de velocidad.** El regulador de velocidad, básicamente un PID, tiene como salida la consigna del actuador del paso de pala (β_{ref}). Su misión es la de mantener en su valor nominal ($\Omega_{g,nom}$) la velocidad de la turbina (Ω_g). Su actuación se produce para velocidades de viento superiores a la nominal evitando que la turbina se embale. Por debajo de estas velocidades de viento, su salida está saturada al valor considerado como óptimo (β_{opt}) al que se extrae la potencia máxima para cualquier velocidad de viento.
- **Regulador de potencia.** Se encarga de indicarle al inversor del lado de la red (Fig. 5-6) su consigna de potencia ($P_{i,ref}$). A velocidades de viento inferiores a la nominal su salida sigue la curva de máxima potencia $P_i = k_T(\beta) \cdot \Omega_g^3$ (ver Capítulo 3). Cuando se alcanza la potencia nominal, su salida se satura y la potencia se mantiene constante. El control de potencia también se refiere a la reactiva entregada a la red, que, en el caso de esta

instalación, se ha fijado como cero (f.d.p. = 1). Este regulador incluye una acción derivativa para aliviar posibles sobrecargas mecánicas debidas a ráfagas o turbulencias.

- *Regulador de frecuencia.* La actuación del regulador de frecuencia (ver apartado anterior) se superpone a la actuación sobre el paso de pala ($\Delta\beta_{ref}$) para garantizar que la frecuencia se mantenga dentro de los límites de trabajo.

5.6 Funcionamiento de la planta en régimen aislado

Las tareas asociadas al control de las cargas, órdenes de conexión y desconexión,...; en definitiva, la gestión de la instalación, está separada del control del aerogenerador. Esta separación de funciones no es sólo lógica, sino que las tareas de control de la instalación están implantadas en un PLC independiente.

A continuación se describe el funcionamiento de la planta durante su arranque y explotación normal (régimen aislado). La explicación se centra en el funcionamiento en régimen aislado, ya que el funcionamiento de la instalación conectada a red es mucho más simple (no hay carga síncrona).

5.6.1 Arranque del Sistema

Los generadores eólicos comienzan a funcionar cuando la velocidad del viento supera los 3m/sg durante un intervalo de tiempo superior a 3 minutos.

El punto de partida es el sistema en reposo (Fig. 5-10), o sea con los consumos desconectados (I_{CONS} abierto), volante parado (I_V abierto) y aerogeneradores en parada (I_{GI} e I_{GII} abiertos).

Cuando el viento es suficiente ($>3m/sg$), comienza a funcionar solamente uno de los aerogeneradores, el denominado GS I. La energía producida en estas condiciones se emplea para acelerar el volante de inercia mediante un motor asíncrono conectado a él, y alimentado directamente desde el enlace de continua del aerogenerador (se cierra I_{CC}) a través de una convertidor CC/CA, tal y como puede verse en la Fig. 5-11.

Una vez que la máquina síncrona (en este caso funcionando en vacío) acoplada al volante de inercia produce una tensión cuya frecuencia es de 52,5Hz, se desconecta el arrancador (se abre I_{CC}). En este instante, la carga síncrona se convierte en la referencia de tensión para los inversores, y el aerogenerador comienza a entregar energía a través del inversor (se cierran I_{GI} e I_V), siendo este estado el normal durante la explotación de la planta de Pozo Izquierdo (Fig. 5-11).

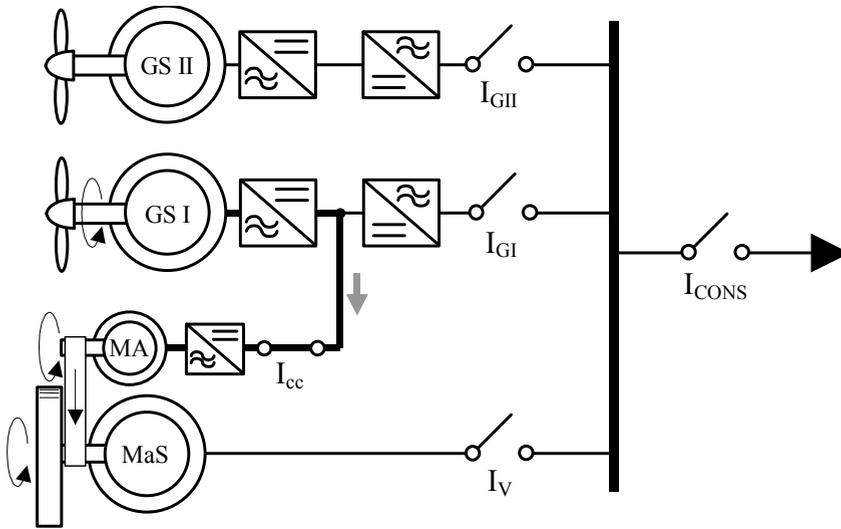


Fig. 5-10: Estado de la instalación durante el arranque del volante de inercia.

En el momento en el que el aerogenerador funciona normalmente, se conectan las cargas (se cierra I_{CONS}) y se puede afirmar que ha finalizado el proceso de arranque.

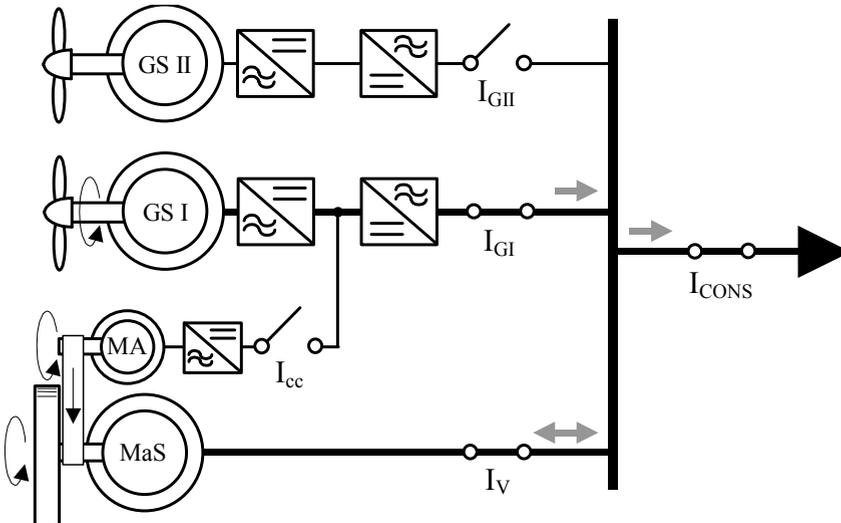


Fig. 5-11: Estado de la instalación durante la explotación normal de la planta.

5.6.2 Explotación Normal de la Planta

La energía proveniente de los aerogeneradores se emplea para alimentar los consumos de la instalación y mantener la velocidad del volante de inercia, o lo que es lo mismo, la frecuencia de la red aislada. En función de las necesidades energéticas de los consumos puede conectarse el segundo aerogenerador de la instalación.

El mantenimiento de la frecuencia, o sea la estabilidad de la instalación, se puede conseguir únicamente con la actuación de los aerogeneradores. Esto es, si la frecuencia supera un valor máximo, se toma 52,5 Hz, el propio control del aerogenerador se encarga de aumentar el paso de pala para reducir la potencia eólica entregada. Si la frecuencia cae por debajo de un determinado valor, tomado como 47,5 Hz, entonces el regulador del aerogenerador busca el punto de máxima potencia. Evidentemente, para poder mantener esta estrategia es necesario que la energía eólica disponible sea superior a la consumida. Incluso si en un momento dado el consumo supera a la generación eólica, la carga síncrona se encarga de entregar parte de la energía almacenada en el volante.

Si la situación de falta de energía eólica se mantiene, entonces es inevitable una gestión de los consumos, de forma que se adecúe la generación al consumo. En este caso, el control del sistema recibe información de la energía eólica disponible y procede a una desconexión selectiva de cargas hasta que se restablezca la situación de equilibrio.

La gestión de las órdenes de conexión y desconexión de los distintos sistemas de desalación para maximizar la obtención de agua potable y el mantenimiento de los equipos queda fuera del ámbito de la presente tesis.

5.7 Simulación del Sistema

Una vez realizada la descripción del modelo de la planta de Pozo Izquierdo se va a simular el comportamiento de la misma ante situaciones de variaciones de viento y/o de las cargas. El esquema empleado para la simulación del aerogenerador es el que puede verse en la Fig. 5-12.

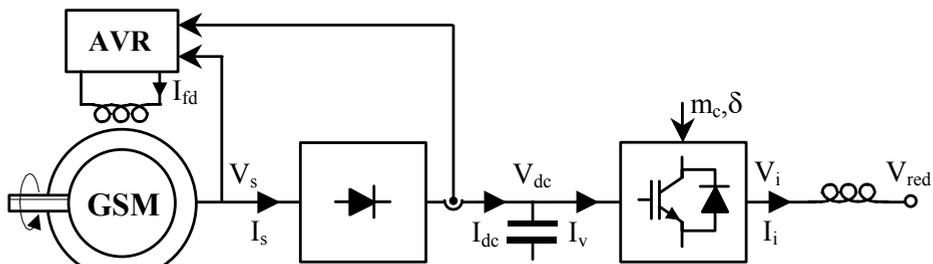


Fig. 5-12: Esquema Unifilar empleado durante la Simulación del Aerogenerador.

5.7.1 Funcionamiento Conectado a Red

Los aerogeneradores Enercon E-30 fueron diseñados originalmente para el funcionamiento conectado a red. No obstante, en la instalación de Pozo Izquierdo fueron modificados sus algoritmos de control para que se pudiese realizar un funcionamiento en isla. En este apartado se presentará la simulación de dichos aerogeneradores conectados a red, como paso previo a la simulación del sistema en régimen aislado (Fig. 5-13). El motivo de esta simulación es el de

evaluar el comportamiento de éstos por separado, para luego poder interpretar su comportamiento dentro del sistema aislado.

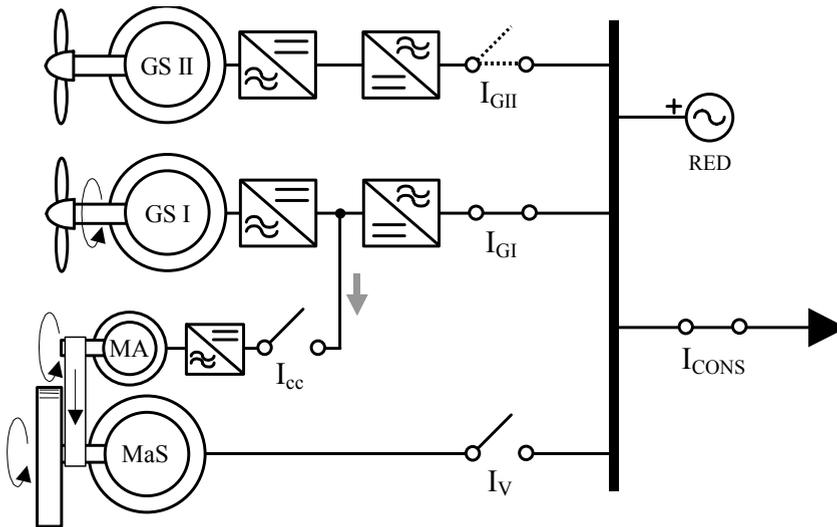


Fig. 5-13: Configuración de la planta conectada a red.

En estas condiciones de funcionamiento, las perturbaciones del sistema vienen únicamente del lado del viento, y es su variación de velocidad la que determina su comportamiento dinámico. Por ello se ha realizado una simulación de la velocidad de viento cuando el sistema funciona con un único aerogenerador y se ve sometido a variaciones en la velocidad de viento por encima y por debajo de su velocidad nominal. La variación del viento durante la simulación es:

condiciones iniciales $t < 35$ sg. La velocidad del viento es inferior a la nominal, por lo tanto el generador está entregando la máxima potencia posible a la red.

En cuanto al paso de pala (Fig. 5-14), se puede apreciar que por debajo de la velocidad nominal de viento (11 m/sg) se mantiene constante, siendo la potencia entregada por el generador la máxima posible en cada instante según la velocidad que tenga la turbina. De forma que tanto el par (Fig. 5-15) como la potencia (Fig. 5-16) evolucionan siguiendo una curva exponencial en función de la velocidad.

$35\text{sg} < t < 40$ sg La velocidad de viento aumenta desde los 8 m/sg a los 14 m/sg, velocidad por encima de la nominal del aerogenerador. En estas circunstancias se produce un cambio de estrategia, de potencia máxima a potencia constante.

En el instante en que la velocidad intenta rebasar su valor nominal se activa el control del ángulo de pala, que mediante un

PID mantiene la velocidad de la turbina. La sobreoscilación que aparece en $t \approx 39$ sg se podría corregir con un regulador más complejo para que no alcance niveles problemáticos para la turbina [93]. La potencia, una vez alcanza su valor nominal, se mantiene sin prácticamente oscilaciones. Se ha de recordar aquí que el tiempo de respuesta del inversor es muy superior al de los fenómenos de tipo mecánico.

Cabe destacar el comportamiento del inversor. En Fig. 5-16 se ve cómo la tensión del lado de continua presenta oscilaciones importantes que se reflejan en la evolución del índice de modulación Fig. 5-17. Este índice de modulación es el resultante de (5.3), por lo tanto dichas fluctuaciones son gestionadas por el convertidor CC/CC.

45 sg < t < 47 sg Se simula una variación de viento por encima de la velocidad nominal, desde los 14 m/sg a los 17 m/sg

Con esta simulación se ha querido poner de manifiesto la estabilidad del sistema una vez superada la velocidad de viento nominal, ya que la potencia entregada a la red se mantiene prácticamente constante (Fig. 5-16), y las variaciones de velocidad son asumidas por el control del ángulo de pala de una forma satisfactoria.

55 sg < t < 57 sg Se pasa de los 17 m/sg a los 14 m/sg
IDEM anterior

65 sg < t < 70 sg De 14 m/sg se llega a los 8 m/sg
IDEM anterior

Como conclusión se puede decir, que desde el punto de vista de la red, la estabilidad del sistema está garantizada por el inversor, ya que su tiempo de respuesta es muy inferior al de los fenómenos mecánicos. En cuanto al comportamiento mecánico, a pesar de que para la simulación se ha empleado un regulador sencillo de tipo PID, se han obtenido resultados satisfactorios en cuanto al mantenimiento de la velocidad. Aunque las oscilaciones de par resultantes, así como una mejora en el comportamiento de la velocidad, se podrían corregir mediante algoritmos más complejos, e incluso a expensas del comportamiento frente a la red eléctrica [91,92].

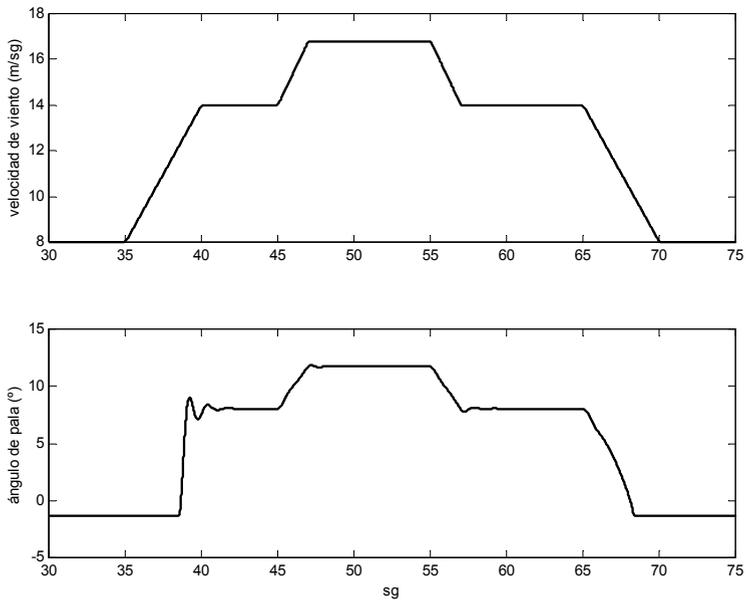


Fig. 5-14: Evolución de la Velocidad del Viento y el Ángulo de Pala.

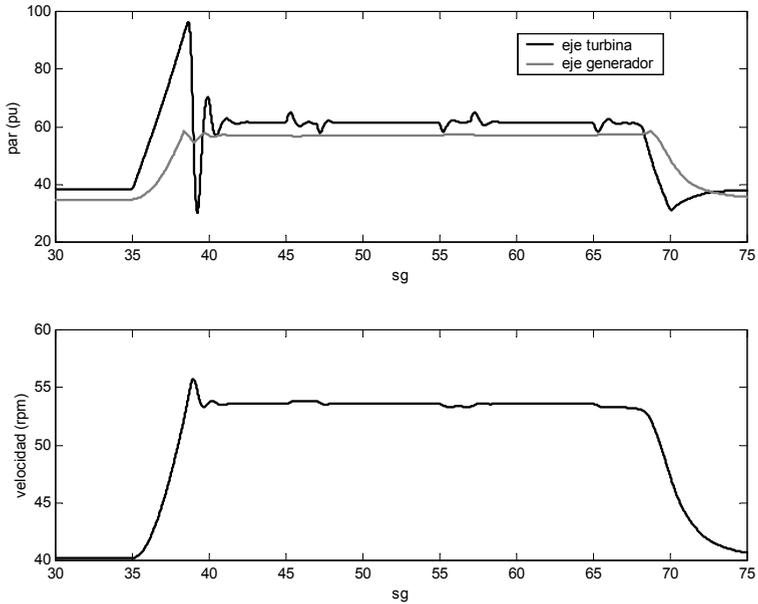


Fig. 5-15: Evolución el Par en Eje de la Turbina, el Par Electromagnético y la Velocidad de la Turbina.

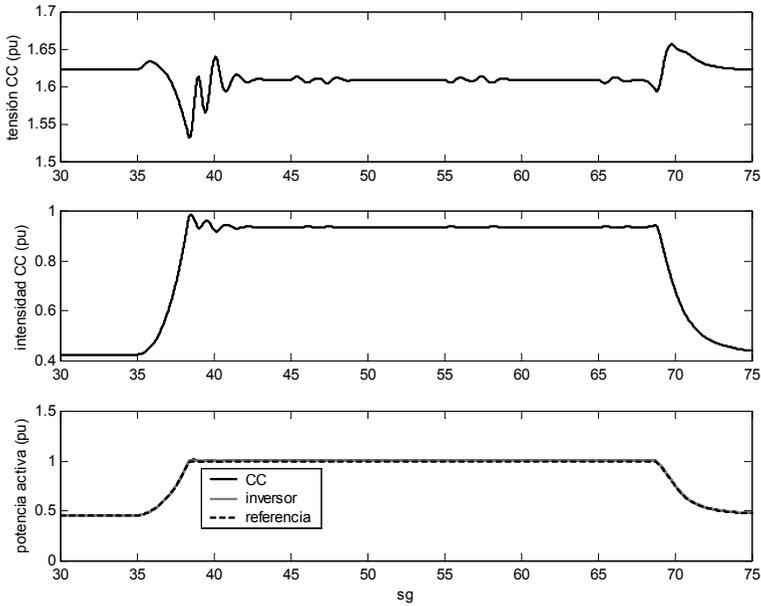


Fig. 5-16: Evolución de la Tensión e Intensidad del lado de CC y Potencia.

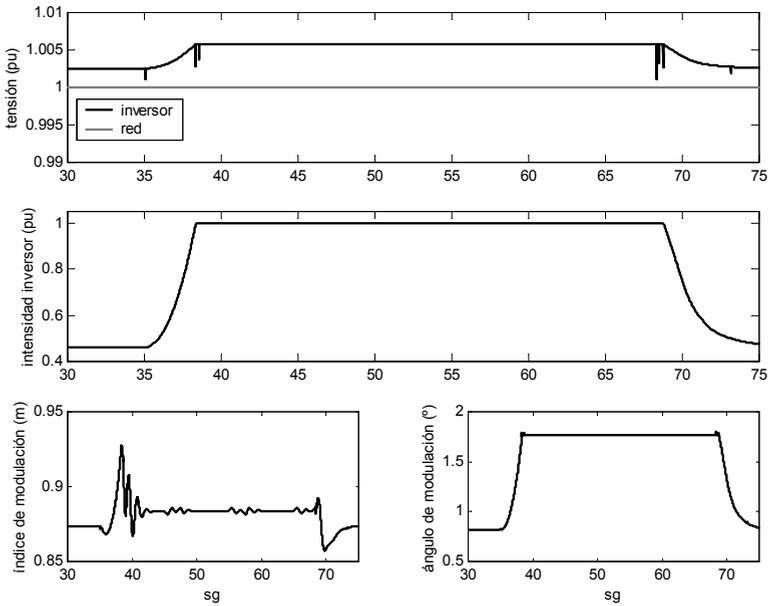


Fig. 5-17: Evolución de la Tensión a la Salida del Inversor, la Tensión de Red, del Índice y Ángulo de Modulación.

5.7.2 Funcionamiento en Isla

El sistema eólico de desalación de Pozo Izquierdo está diseñado para su funcionamiento en isla, aunque de hecho pueda funcionar conectado a la red. En esta situación es necesario añadirle alguna restricción de frecuencia al sistema de control del generador para garantizar la estabilidad eléctrica. Ese control adicional (Fig. 5-8, Fig. 5-9), puede coordinarse con un control de las cargas para ajustar el consumo a la producción máxima en cada instante.

En este apartado se lleva a cabo la simulación del esquema de la Fig. 5-18 ante dos tipos de perturbaciones, la variación de la carga, la cual no tiene relevancia en el caso del funcionamiento conectado a red, y la variación en la velocidad del viento. Las condiciones establecidas durante la simulación son:

condiciones iniciales $t < 50$ sg. La velocidad de viento es inferior a la nominal.

En esta situación el consumo de las cargas es de aproximadamente 0,5 pu, mientras que la potencia eólica disponible está en torno a los 0,9 pu. Como se puede ver en Fig. 5-20 la energía se va almacenando en el volante hasta que se alcanza la velocidad máxima en $t=29$ sg, momento en el que se corrige el ángulo de pala (ver Fig. 5-8 y Fig. 5-19) para mantener la frecuencia por debajo del valor de desconexión. Esta actuación se repite de forma cíclica mientras se mantenga la situación de la instalación.

$t = 50$ sg Incremento en la carga.

La carga sufre una variación brusca pasando de valer 0,5pu a 0,83pu. El aporte energético necesario para el consumo es cedido inicialmente por el volante de inercia (ver Fig. 5-20) hasta que el generador alcanza su velocidad nominal, momento en el que aporta toda la potencia admisible (1pu) en $t=57$ sg.

$t = 55$ sg Aumento en la velocidad de viento.

La velocidad de viento aumenta desde los 10,1 m/sg hasta situarse por encima de la velocidad de viento nominal alcanzando los 14,1 m/sg. Esta es la situación más compleja que debe resolver el sistema de control, ya que se deben respetar a la vez el límite de velocidad de la turbina (ver Fig. 5-23), el de potencia entregada por el aerogenerador o por el inversor (ver Fig. 5-20) y el de frecuencia (ver Fig. 5-21). En los resultados se puede ver que se respetan los límites establecidos con los controles propuestos. Una vez superado el transitorio inicial se repiten las actuaciones cíclicas del ángulo de pala con el fin de mantener la frecuencia.

Durante todo el proceso de simulación se han mantenido los valores del índice de modulación muy bajos (ver Fig. 5-22) con lo que se asegura una

generación de reactiva prácticamente nula. La potencia entregada por el aerogenerador (ver Fig. 5-20) ha sido muy estable, aunque este comportamiento se realiza a expensas del par (ver Fig. 5-23). Se podrían reducir los esfuerzos mecánicos a los que se ve sometida la turbina relajando el control sobre la potencia entregada por el generador. Nótese que el denominado índice de modulación se refiere al valor agregado m_c , ver ecuación (5.3), que puede tomar valores mayores que la unidad.

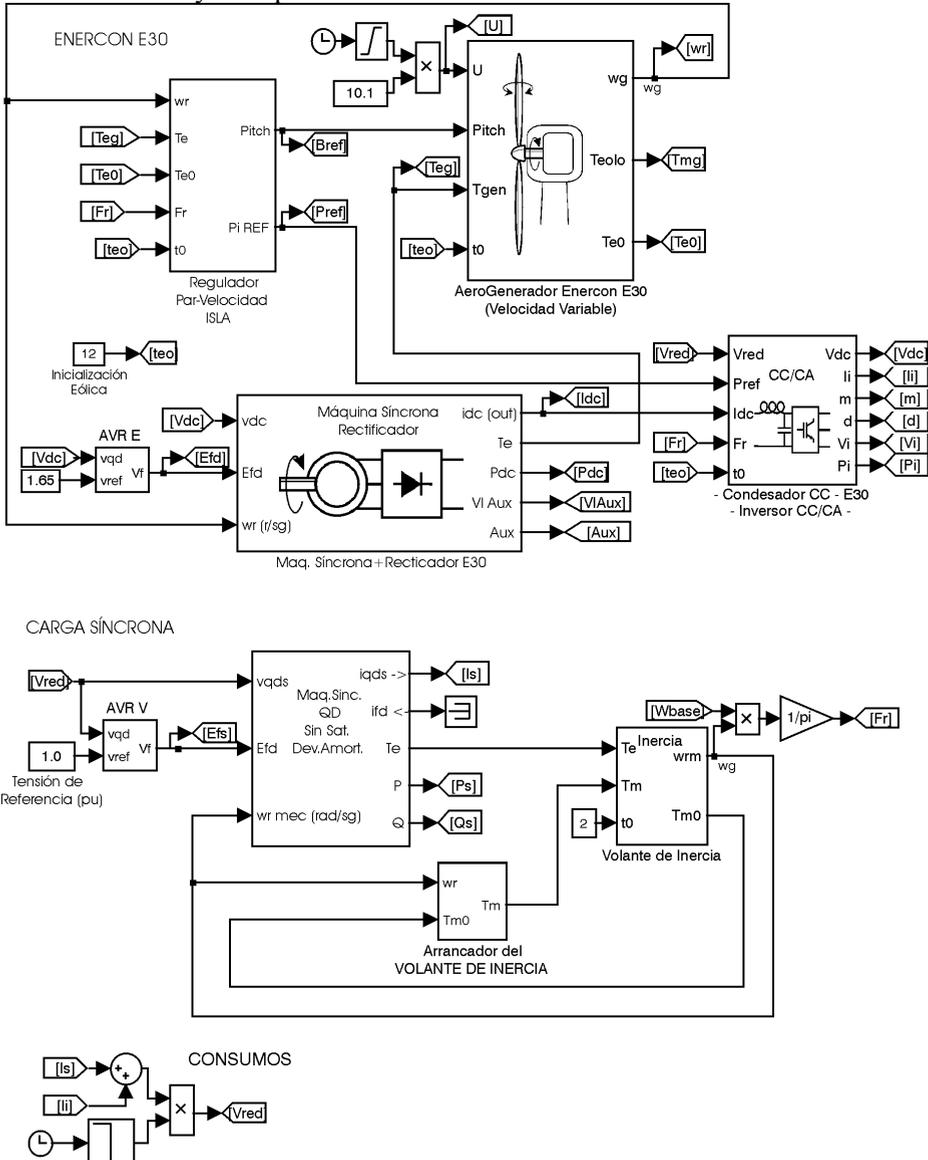


Fig. 5-18: Esquema de SIMULINK para la Simulación de la Instalación de Pozo Izquierdo.

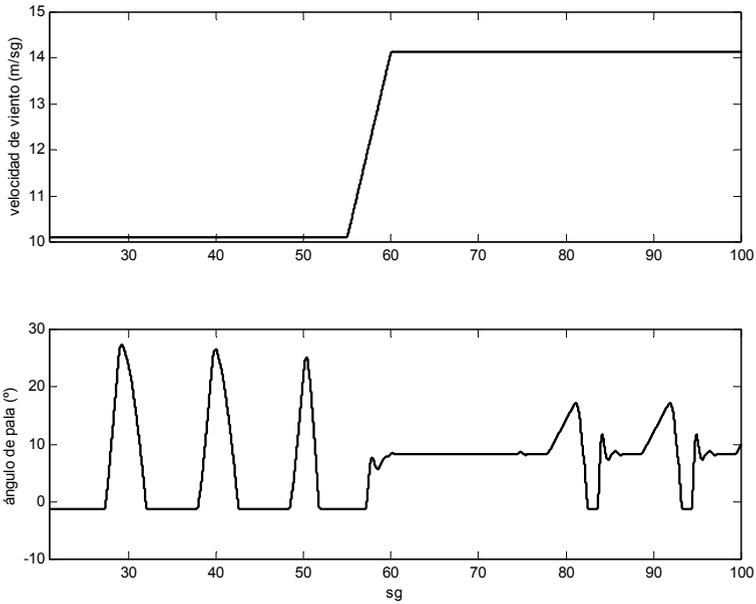


Fig. 5-19: Evolución de la velocidad del viento y del ángulo de pala.

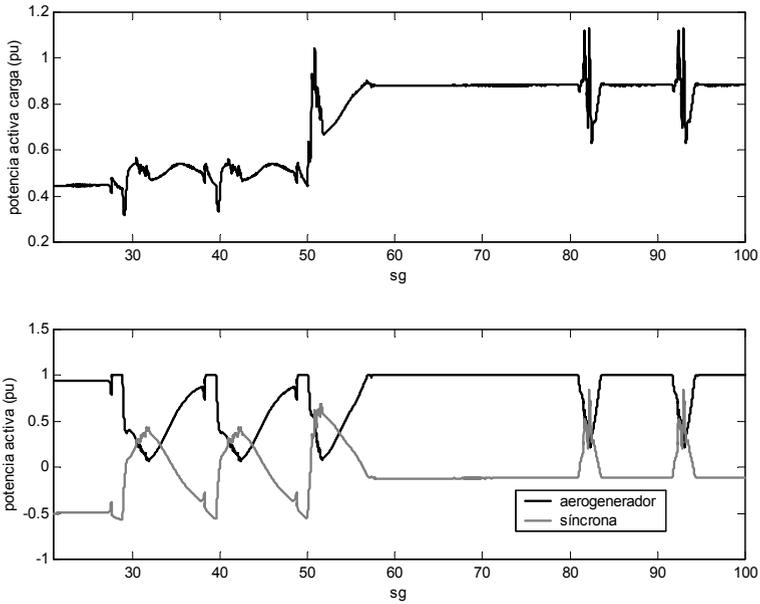


Fig. 5-20: Evolución de la potencia activa consumida en la carga y entregada por el aerogenerador y carga síncrona.

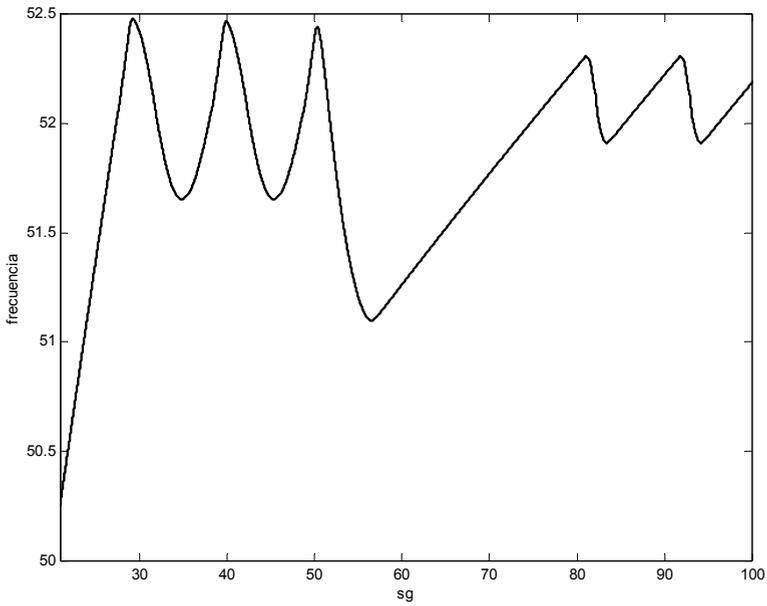


Fig. 5-21: Evolución de la frecuencia.

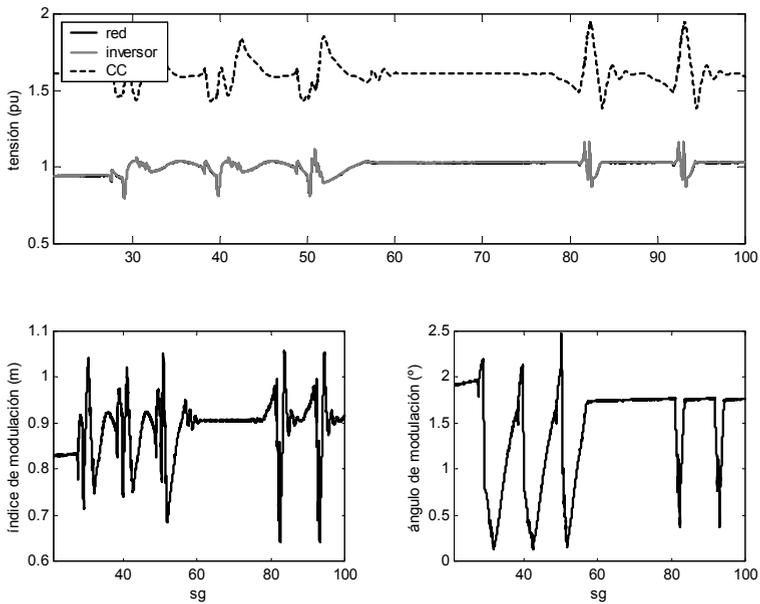


Fig. 5-22: Evolución de las tensiones, índice (agregado) y ángulo de modulación.

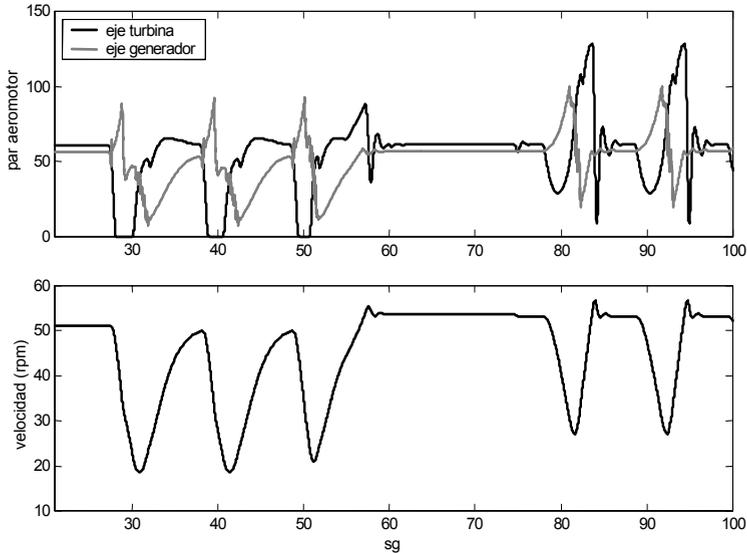


Fig. 5-23: Evolución del para mecánico y electromecánico en la turbina y de su velocidad.

5.8 Conclusiones

La electrónica asociada a este tipo de generadores no está exenta de complejidad, lo que se ve agravado por el hecho de que es necesaria una electrónica adicional para el arranque del volante de inercia. Sin embargo, los beneficios que se obtienen son muchos, sobre todo en lo referente a la flexibilidad para trabajar en distintas situaciones.

En el funcionamiento con conexión a red, no es necesario el volante de inercia, la potencia generada se puede mantener prácticamente constante a velocidades de viento por encima de la nominal, mientras que por debajo de ésta el sistema de control consigue entregar la potencia máxima. La rigidez impuesta a la potencia entregada por el generador repercute en los esfuerzos transmitidos a la turbina (variaciones de par), de forma que, una realimentación de las variaciones de velocidad puede mejorar las sollicitaciones soportadas.

Durante el funcionamiento en isla es de destacar la ausencia de cargas de volcado. Es el propio control del aerogenerador, auxiliado por el volante de inercia, el que consigue mantener la frecuencia dentro de unos márgenes que aseguren una cierta calidad eléctrica. A pesar de que las variaciones de tensión son muy superiores a las observadas en el caso de conexión a red, la frecuencia se mantiene entre los márgenes especificados de una forma satisfactoria. Con el regulador propuesto se consigue mantener en el volante el máximo de energía almacenada lo que da mayor cobertura en el caso de que el viento sea insuficiente.

En esta apartado no se ha entrado en el tema del control de cargas, que sí puede mejorar de forma efectiva la ininterrumpibilidad del suministro.

6. Propuesta de Sistema Eólico Diesel con Volante de Inercia de Velocidad Variable a través de Transmisión Hidrostática

6.1 Introducción

En el Capítulo 1 se muestra la importancia de un sistema de almacenamiento en los sistemas eólicos aislados para compensar los desequilibrios entre la generación y la demanda, ya sea por el comportamiento aleatorio del viento o de las cargas. Para los sistemas eólicos, el más apropiado y empleado es el del volante de inercia, por la gran potencia almacenada, número de ciclos de carga y descarga,... (ver Capítulo 3). La configuración clásica en que el generador síncrono conectado a una red aislada y unido rígidamente al volante tiene el inconveniente de la escasa energía aprovechable frente a la almacenada debido a la rotación. Este inconveniente se supera con los sistemas basados en volantes de velocidad variable.

La configuración comúnmente propuesta en la literatura consta de un generador, ya sea de inducción o síncrono, al que se le acopla un volante de inercia y que se conecta a la red a través de un convertidor estático CA/CA [15,42,83,169,180]. De esta forma se consigue trabajar en un régimen de velocidades del volante tan grande como lo permita la electrónica de potencia. Los principales inconvenientes de esta configuración son la complejidad asociada a la electrónica de potencia empleada, que en el caso de un generador asíncrono necesita de al menos un convertidor autoconmutado, y la alta posibilidad de fallo de la instalación, ya que es la electrónica una de las primeras causas de avería en los sistemas eólicos. Inconvenientes a los que habría que añadir la dificultad de la reparación y mantenimiento en sistemas remotos, donde se prefiere una tecnología más convencional y robusta, aun a costa del rendimiento.

En este capítulo se propone una variante de los sistemas de almacenamiento de velocidad variable en la que no se emplea la electrónica de potencia sino que se basa en una transmisión hidrostática (TH). Esta propuesta surge de un informe¹ elaborado a petición del CIEMAT en el que proponían este sistema de almacenamiento. Su principal ventaja es la de tratarse de una tecnología conocida, ampliamente empleada en la industria para la transmisión de energía

¹ “Estudio del Sistema Propuesto para la Isla de Maio (Cabo Verde)”, Informe interno elaborado en el Dpto. de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Vigo a petición del CIEMAT, Vigo 1999

entre sistemas que giran a distintas revoluciones, máquinas herramientas, en sistemas de transporte,...

El estudio de la TH como alternativa en los sistemas de almacenamiento se acomete en las siguientes partes:

- Descripción y Funcionamiento de una TH. La TH tiene un funcionamiento estable ante variaciones de carga lentas (de origen mecánico), sin embargo cuando la variación es brusca (de origen eléctrico) aparecen unas oscilaciones en la presión de la TH que afectan a la velocidad del generador síncrono conectada a ella.
- Modelo y simulación de la TH. El modelo completo de la TH es muy complejo y con importantes no linealidades. En el adoptado en este capítulo se asume un modelo más simple con el fin de facilitar la implantación del mismo y la interpretación de los resultados. Para comprobar el comportamiento de la TH se realiza una simulación muy sencilla del sistema de almacenamiento propuesto, en donde se ven sus limitaciones y las dificultades de regulación.
- Simulación de un sistema aislado con almacenamiento basado en TH. El sistema con TH se implanta en un modelo completo de una instalación eólica aislada, sobre la que se realizan las oportunas actuaciones que permitan estudiar la respuesta del sistema propuesto.

6.2 La Transmisión Hidrostática

6.2.1 Descripción

Existen multitud de aplicaciones en la ingeniería en donde se requiere una transmisión de energía entre sistemas cuyas velocidades de rotación son distintas. Sirva a modo de ejemplo el sistema conocido como generador de cola, en el que una parte de la energía del motor de propulsión de un barco (velocidad variable) se emplea para arrastrar un generador síncrono (velocidad fija) que se encarga del suministro de energía eléctrica a bordo [37,38,62]. Una de las soluciones posibles a este tipo de problemas es el de la transmisión hidrostática (TH) la cual, básicamente consiste en un acoplamiento hidráulico (ver Fig. 6-1) formado por una bomba y motor hidrostático o de desplazamiento positivo.

En las máquinas hidrostáticas el fluido pasa a través de un circuito de admisión a una cámara cuyo volumen aumenta y se llena con dicho fluido [106,175]. La expansión del volumen causa la rotación de la máquina en el caso de un motor, mientras que, en una bomba, es la rotación la que provoca el cambio volumétrico. Posteriormente, el volumen de fluido se aísla de la entrada y se transporta hacia el circuito de expulsión en donde es evacuado. De esta forma se crea una sucesión de pequeños volúmenes de fluido que, transportados, originan un flujo bastante uniforme por las conducciones. Así,

por cada revolución de la máquina, se transporta o desplaza una cantidad determinada de fluido. Este volumen de fluido desplazado por revolución es lo que se denomina cilindrada (Q), que puede ser una cantidad fija o ajustable.

El fluido empleado en estos elementos ha de cumplir unos requisitos de viscosidad, capacidad de lubricación de las diferentes partes móviles, y poca compresibilidad [106,175]. Por ejemplo, una compresibilidad elevada originaría importantes pérdidas debido a las altas presiones a las que se suele trabajar, y la viscosidad ayuda al sellado favoreciendo el aislamiento con respecto al aire.

Otro elemento de la TH es el depósito donde se aloja el aceite empleado como fluido hidrostático que además realiza las funciones de refrigeración, evacuación de aire y decantación de impurezas.

La bomba y el motor hidrostático están unidos por unas conducciones denominadas líneas de presión, por las que circula el fluido hidrostático. Una de las líneas es la salida de la bomba, donde la energía de rotación se transforma en presión, estando también unida a la admisión del motor, donde la presión se transforma en energía de rotación. En consecuencia, esta línea es la que se ve sometida a las presiones de trabajo (por ejemplo 420 bar).

La otra línea está conectada a la expulsión del motor y a la admisión de la bomba, es por ello que su presión es baja. De todas formas, se mantiene en ella una presión mayor que la atmosférica (por ejemplo 12 bar) para: impedir la formación de burbujas en el fluido, asegurar una circulación del fluido al depósito para su refrigeración y reponer el fluido que circula por juntas y válvulas.

El funcionamiento descrito para las líneas de presión se refiere a aquel en que la energía va desde la bomba al motor. Si el flujo de energía se invierte sin que lo haga el sentido de rotación de los elementos, o bien, si se invierte el sentido de rotación de uno de los elementos y no el de energía, las líneas de alta y baja presión se intercambian, de forma que, la línea de alta presión pasa a ser la de baja y la de baja presión la de alta.

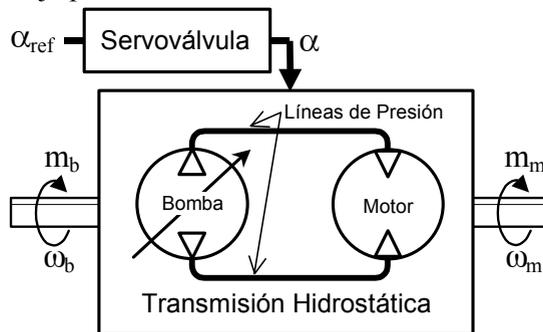


Fig. 6-1: Principales elementos de una Transmisión Hidrostática (TH).

En las TH's la energía es transportada del eje de la bomba al del motor, o viceversa, en función de la diferencia de presión entre las conducciones de admisión y expulsión. Es por ello que, para conseguir densidades de potencia elevadas, se trabaje con altas presiones y con caudales relativamente bajos. Por

ejemplo, si en el lado de la bomba se dispone de un sistema de arrastre de potencia infinita y el eje del motor se conecta una carga, las variaciones en esta última se reflejarían en alteraciones en la presión en las conducciones y no en la velocidad. Este comportamiento hace que sea un sistema muy estable, ya que permite la transferencia de energía para cualquier relación de velocidades entre la bomba y el motor, o dicho de otra forma, a una relación de velocidades dada es posible el intercambio de cualquier cantidad de potencia.

El comportamiento recién descrito es el ideal, ya que en una TH real las variaciones de carga también afectan a la relación de velocidades, ya que hay pérdidas de caudal y oscilaciones. El comportamiento de la transmisión se analiza en los siguientes apartados.

La implantación de un bucle de control en la TH requiere la presencia de una servoválvula que permita el reglaje, la variación de la cilindrada, de forma electrónica [53,175]. De esta manera, la relación de velocidades entre bomba y motor hidrostáticos se puede variar de forma continua actuando sobre el reglaje de la bomba.

6.2.2 Modelo del sistema

A continuación se van a detallar las expresiones que modelan el comportamiento de la TH, cuyo diagrama de bloques se puede ver en Fig. 6-2.

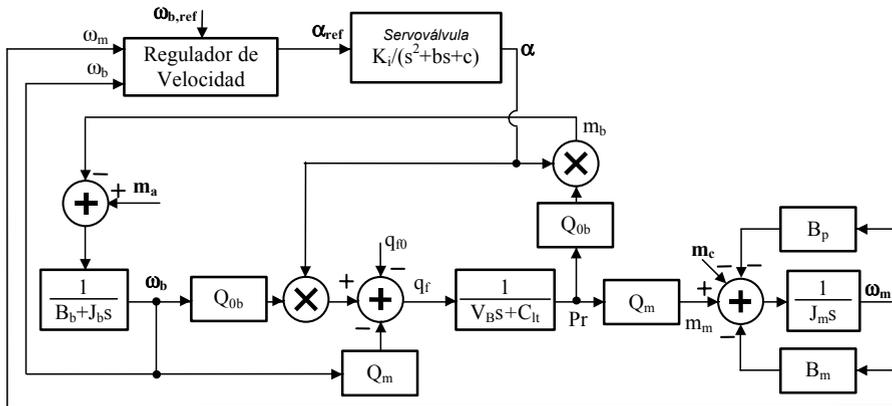


Fig. 6-2: Diagrama de Bloques de la TH.

En una bomba o motor hidrostático, la relación existente entre el caudal, la velocidad de giro y en el caso de la bomba, el reglaje, viene dada por [106,175]:

$$\begin{aligned} q_b &= Q_b \omega_b = \alpha Q_{ob} \omega_b \\ q_m &= Q_m \omega_m \end{aligned} \quad (6.1)$$

donde:

- q_b y q_m representan el caudal (en m^3/s) de la bomba y motor hidrostáticos, respectivamente

- Q_b y Q_m son, respectivamente, las cilindradas de trabajo (en m^3/rad) de la bomba (variable) y del motor (fija).
- α es el reglaje de la bomba, es una cantidad adimensional que relaciona la cilindrada de trabajo de la bomba Q_b (variable) con su valor máximo Q_{0b} , o sea, $\alpha = Q_b/Q_{0b}$

En una TH el par transmitido depende únicamente de la diferencia de presión existente entre las líneas de presión (ver Fig. 6-1) que unen a la bomba y el motor, según la relación:

$$\begin{aligned} m_b &= Q_b Pr \\ m_m &= Q_m Pr \end{aligned} \quad (6.2)$$

donde:

- m_b es el par transmitido (en $N \cdot m$) desde el sistema de arrastre al eje de la bomba
- m_m es el par transmitido (en $N \cdot m$) desde el eje del motor a la carga
- Pr es la diferencia de presión (en Pa) existente entre las líneas de presión, un valor positivo indica que el par se transmite de la bomba al motor, y del motor a la bomba en el caso de un valor negativo.

No todo el caudal de la bomba o del motor es efectivo, hay una parte del fluido hidrostático que no recorre las partes activas de la bomba y, en cambio, lo hace por juntas, válvulas de presión mínima,... Para modelar este comportamiento se define el caudal de fugas q_f como:

$$q_f = q_b - q_m = \alpha Q_{0b} \omega_b - Q_m \omega_m \quad (6.3)$$

Este caudal de fugas en general depende de la presión Pr , el reglaje α de la bomba, la velocidad del motor ω_m y la bomba ω_b , la viscosidad y temperatura del aceite,... Dicha relación es en general una relación no lineal, sin embargo, se puede adoptar la expresión aproximada como la mostrada [37,38,94,106,175]:

$$q_f = q_{f,0} + C_{lt} Pr + V_b \frac{dPr}{dt} \quad (6.4)$$

donde:

- q_{f0} es valor constante del caudal de pérdidas (en m^3/sg)
- C_{lt} es la constante que la relaciona la presión con el caudal de pérdidas (en $m^3/\text{sg}/\text{Pa}$)
- V_b es un parámetro asociado a la compresibilidad del aceite (en m^3/Pa)

Por último, para completar el modelo de la TH, es necesario incluir las ecuaciones dinámicas de la bomba y el motor, éstas son:

$$\begin{aligned} m_a - m_b &= J_b \frac{d\omega_b}{dt} + B_b \omega_b \\ m_m - m_c &= J_m \frac{d\omega_m}{dt} + B_m \omega_m + B_p Pr \end{aligned} \quad (6.5)$$

donde:

- m_a y m_m son, respectivamente, los pares motores del sistema de arrastre y del motor hidrostático
- m_b y m_c son los pares resistentes en el eje de la bomba y en la carga respectivamente
- J_b y B_b son el momento de inercia y coeficiente de rozamiento del sistema formado por el motor de arrastre y la bomba hidrostática
- J_m y B_m son el momento de inercia y el coeficiente de rozamiento del sistema formado por el motor hidrostático y la carga
- B_p es el coeficiente de rozamiento seco del motor hidrostático

El término diferencial de (6.4) merece una especial atención. El fluido hidrostático se comporta como un muelle cuando hay una variación de presión y es el responsable de la aparición de oscilaciones apreciables de caudal y, por ello, de par y velocidad, cuando se produce una variación rápida de la carga. Estas oscilaciones son de una frecuencia relativamente elevada (varios Hz) para un sistema mecánico y representan el mayor reto para el sistema de control, tal y como se verá en los siguientes apartados [37,38,62]. Este comportamiento está asociado con el régimen transitorio.

Las variaciones de la velocidad con la carga están asociadas con el caudal de fugas (6.3), más concretamente con los términos de (6.4) dependientes de la presión. En régimen permanente esta dependencia es relativamente pequeña, lo que es una muestra del comportamiento estable de la TH, pudiéndose mantener en un valor prácticamente constante la relación de velocidades entre la bomba y el motor, para un reglaje dado y cualquiera que sea la potencia transmitida

Con el fin de observar el efecto que las variaciones de carga y de velocidad tienen en el comportamiento de la TH, y haciendo hincapié en el comportamiento del motor hidráulico (el comportamiento de la bomba es análogo) se pueden emplear las ecuaciones:

$$\begin{aligned} V_b s Pr &= \alpha Q_{0b} \omega_b - C_{it} Pr - q_{f0} - Q_m \omega_m \\ J_m s \omega_m &= Q'_m Pr - B_m \omega_m - m_c \end{aligned} \quad (6.6)$$

donde $Q'_m = Q_m - B_p$ y s es el operador de Laplace.

La variación en la velocidad del motor $\Delta\omega_m$ se obtiene linealizando las ecuaciones anteriores, con lo que se obtiene:

$$\Delta\omega_m = \frac{Q_{0b}Q'_m/V_bJ_m}{s^2 + Bs + C} \Delta(\alpha\omega_b) - \frac{(V_b s + C_{lt})/V_bJ_m}{s^2 + Bs + C} \Delta m_c \quad (6.7)$$

donde:

$$B = \frac{C_{lt}J_m + V_bB_m}{V_bJ_m}; \quad C = \frac{Q'_mQ_m + B_mC_{lt}}{V_bJ_m} \quad (6.8)$$

La presión ΔPr (o la velocidad $\Delta\omega_m$) se puede dividir en dos términos, uno llamado ΔPr_m relacionado con las variaciones de par Δm_c y el otro ΔPr_ω relacionado con las variaciones de velocidad en el eje de la bomba $\Delta\omega_b$, de forma que: $\Delta Pr = \Delta Pr_m + \Delta Pr_\omega$. Ambos términos se ajustan a las ecuaciones:

$$\Delta Pr_m = \frac{Q_m/V_bJ_m}{s^2 + Bs + C} \Delta m_c \quad (6.9)$$

$$\Delta Pr_\omega = \frac{B_mQ_{0b}/V_b}{s^2 + Bs + C} s \Delta(\alpha\omega_b) \quad (6.10)$$

En una primera aproximación el término $s\Delta(\alpha\omega_b)$ puede despreciarse, de modo que $\Delta Pr = \Delta Pr_m$. De esta forma, la respuesta de la presión ΔPr se puede aproximar por un sistema de segundo orden, cuya función de transferencia es [37,38]:

$$G(s) = \frac{\Delta Pr}{\Delta m_c} = K_m \frac{C}{s^2 + Bs + C} = K_m \frac{\omega_d^2}{(s + \sigma)^2 + \omega_d^2} \quad (6.11)$$

donde:

$$K_m = \frac{Q_m}{Q'_mQ_m + B_mC_{lt}} \quad (6.12)$$

además σ es el coeficiente de amortiguamiento y ω_d es la frecuencia amortiguada.

Las variaciones abruptas en la entrada m_c provocan la aparición de unas oscilaciones en la presión de frecuencia ω_d , que puede ser de varios hercios. Estas oscilaciones se reflejan en el caudal y por lo tanto en la velocidad. En el análisis desde el punto de vista de la bomba se llegan a idénticas conclusiones cuando las variaciones se producen en el par de entrada a la bomba m_a .

6.2.3 Servoválvula

La actuación de la TH es el reglaje de la bomba. Para actuar sobre él se dispone de una servoválvula en la transmisión que permita el comando electrónico. El modelo completo de la servoválvula es de una complejidad

elevada, sin embargo, aquí se emplea un modelo más simple de forma que su comportamiento se reduce al de un sistema de 2º orden definido por la expresión [37,38,106]:

$$G(s) = \frac{\alpha}{\alpha_{\text{ref}}} = \frac{1}{s^2 + bs + c} \quad (6.13)$$

6.3 El Volante de Inercia de Velocidad Variable con Transmisión Hidrostática

El volante de inercia representa una alternativa de almacenamiento muy interesante en los sistemas eólicos (ver Capítulo 3). Sin embargo su funcionamiento en la configuración clásica está directamente ligado a la calidad de la potencia eléctrica, permitiéndosele unas variaciones de velocidad muy pequeñas (del orden de 1% de su valor nominal), lo que implica que, a pesar de la cantidad de energía que tiene almacenada, sólo se puede emplear una pequeña parte.

Los volantes de velocidad variable solucionan este inconveniente aunque a costa de una mayor complejidad de la instalación, ya que entonces no es posible la conexión directa del volante-generador síncrono a la red aislada. Es habitual encontrar en la literatura configuraciones en las que el volante unido a un generador se conecta a la instalación eléctrica a través de un convertidor electrónico (ver Capítulo 4) [15,42,83,169,180]. Aunque esta solución es la que permite un control más preciso con unos rendimientos elevados, no es la más aconsejable en los sistemas remotos por la carga tecnológica y complejidad que lleva asociado.

En este capítulo se propone un volante de inercia conectado a un generador síncrono mediante una TH (ver Fig. 6-3). De esta forma, actuando adecuadamente sobre el reglaje α de la bomba mediante un regulador de velocidad, se puede conseguir que la velocidad de giro del generador se mantenga prácticamente constante, a pesar de las posibles variaciones en la velocidad de giro del volante; a la vez que se transfiere la energía necesaria entre volante y red aislada.

En cuanto el arranque del generador síncrono, si el reglaje de la bomba de hace cero ($\alpha=0$), sólo será necesario vencer las pérdidas en la TH, y el arranque se realiza prácticamente desde vacío, ya sea mediante los devanados amortiguadores o cualquier otro método [161].

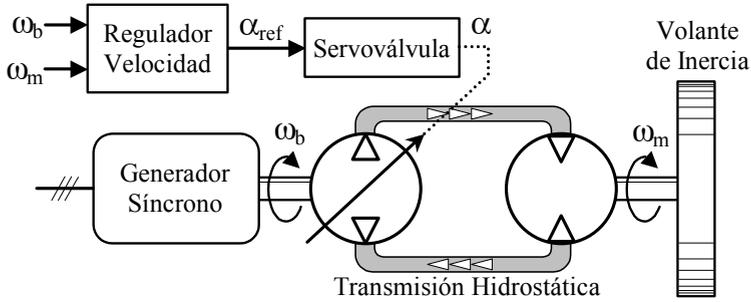


Fig. 6-3: Volante de Inercia de Velocidad Variable con Transmisión Hidrostática.

6.3.1 Dimensionado de la TH

En el dimensionamiento de la TH se han de tener en cuenta la relación de velocidades que se espera a la entrada y salida de la transmisión, así como la potencia máxima que se desea transferir, ya sea del volante al generador o viceversa.

La presión máxima a la que puede trabajar la TH suele ser un dato del fabricante, y es, por lo tanto, un valor fijo (entre 250 y 420 bar). Por otra parte, y según (6.2), la condición más desfavorable, en cuanto a presión se refiere y para la transferencia de una potencia determinada, viene determinada por la mínima velocidad permitida para el volante. Por último, es necesario conocer la potencia que se desea transferir, ya sea del volante a la carga o viceversa. Con estos datos, para dimensionar el motor hidrostático se puede emplear la relación:

$$Q_{m,\min} = \frac{P_{m,\max}}{Pr_{\max} \omega_{m,\min} \eta_{hm}} \quad (6.14)$$

donde:

- $Q_{m,\min}$ es la cilindrada mínima del motor
- $P_{m,\max}$ representa la máxima potencia que ha de transferir el volante, o sea, la TH a través del motor
- Pr_{\max} es la presión diferencial máxima
- $\omega_{m,\min}$ es la velocidad mínima a la que se permitirá que gire el volante
- η_{hm} es rendimiento del motor hidrostático, que en condiciones nominales está entre el 95% y el 98%

En Fig. 6-4 se puede ver la relación entre la energía almacenada en el volante y su velocidad, de donde se puede concluir, que no es necesario permitir variaciones del 100% en la velocidad nominal; ya que, a velocidades por debajo del 50% de la nominal, la energía almacenada es solamente del orden del 20% de la nominal. Esta reducción en la excursión de la velocidad sí que tiene un efecto fundamental en cuanto al dimensionamiento de la TH se refiere. La

presión en el sistema, para una potencia transferida dada (ver Fig. 6-4), aumenta de forma inversamente proporcional a la velocidad del volante.

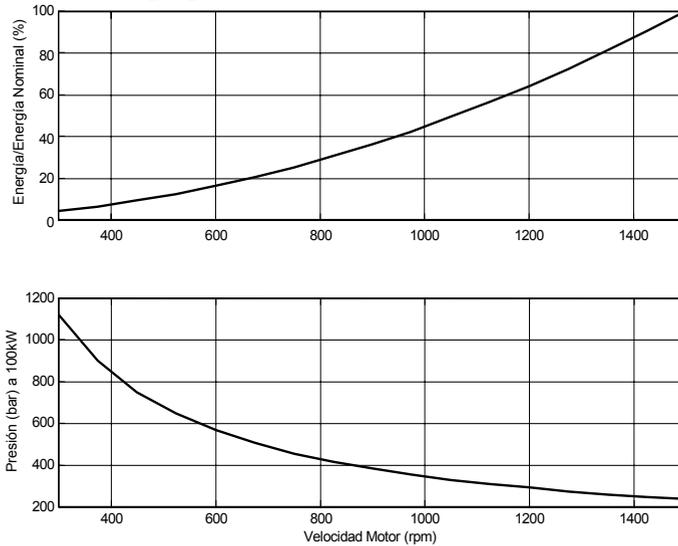


Fig. 6-4: Evolución de la energía en el volante y presión en la TH.

Mediante una expresión similar a la (6.14) se puede dar una dimensión inicial a la bomba. No obstante debe tenerse en cuenta que ésta se ve condicionada por la relación de velocidades deseada entre el generador síncrono y el volante. En una TH la relación máxima entre la velocidad del motor y bomba es típicamente de 1 a 3, sin embargo, en este tipo de aplicaciones puede ser deseable una relación menor por las razones ya mencionadas. Si se desprecia el caudal de fugas se obtiene la relación:

$$\frac{\omega_b}{\omega_m} \approx \frac{Q_m}{\alpha Q_{0b}} \quad (6.15)$$

La cilindrada mínima de la bomba viene dada por la relación entre la máxima velocidad admisible para el volante y la velocidad nominal de la bomba, que ha de mantenerse prácticamente constante, según la expresión:

$$Q_{0b,\min} = \frac{\omega_{m,\max}}{\omega_{b,\text{ref}}} Q_m \quad (6.16)$$

donde:

- $Q_{0b,\min}$ es la cilindrada mínima de la bomba
- $\omega_{b,\text{ref}}$ es la velocidad nominal de la bomba, o sea, del generador síncrono conectado a ella
- Q_m es la cilindrada del motor hidrostático

A modo de ejemplo se puede tomar como instalación de partida la vista en el Capítulo 4. La potencia eólica está limitada a 100 kW, de esta forma el volante

de inercia ha de suplir a lo sumo dicha cantidad. Por otra parte, la velocidad nominal de la bomba y del motor, así como la presión de trabajo, se han escogido de forma que se acerquen a los dados por un fabricante (Eaton, Rexroth,...), de esta forma, la presión de trabajo máxima adoptada es la de 400bar y como velocidad nominal la de 1500 rpm.

Aplicando la expresión (6.14) se puede calcular la cilindrada mínima del motor para cumplir los requisitos de potencia a la velocidad y presión nominales. El valor obtenido es de $200\text{cm}^3/\text{rev}$ que se ajusta bastante bien a un modelo comercial.

Mediante (6.16) y la expresión equivalente a (6.14) se dimensiona la bomba, en este caso, como el valor elegido depende a su vez de la disponibilidad de modelos, se ha seleccionado una bomba con una cilindrada máxima de $Q_m = 250\text{cm}^3/\text{rev}$.

En Tabla 6-1 se muestra una comparativa entre dos configuraciones, la clásica constituida por un volante unido directamente a un generador síncrono y la propuesta en Fig. 6-3. En esta comparativa no se han tenido en cuenta los rendimientos, y aunque el de la configuración propuesta es menor que la de la clásica, la diferencia entre las energías útiles es demasiado evidente.

Tabla 6-1: Comparativa entre una configuración con Volante clásica y una con TH.

	Volante de Inercia + GS	Volante de Inercia +TH+GS
Variación de Velocidad Admisible	1%	50%
Energía Útil	0,26 MJ (1,99%)	9,87 MJ (75%)
Tiempo de Suministro a una carga de 100kW	2,6 sg	98,7 sg

Momento de Inercia $J=1067 \text{ Kg}\cdot\text{m}^2$

Energía Almacenada a 1500 rpm = 13,16 MJ

A la vista de estos resultados quedan claras las ventajas de la TH en los sistemas de almacenamiento con volantes de inercia, sobre todo atendiendo al aspecto de la energía útil, diferencia que permite trabajar con volantes más pequeños con los mismos resultados. Sin embargo, en dicha comparación no se han tenido en cuenta factores como la complejidad de la instalación, ya que la TH es un elemento mecánico que a su vez necesita de un regulador para su correcto funcionamiento.

Tampoco se ha considerado el comportamiento dinámico, donde es necesario llamar la atención sobre el término diferencial de la expresión (6.4) como causante de importantes oscilaciones mecánicas cuando hay una variación brusca de carga, como ya se ha comentado en apartados anteriores. Esta situación es especialmente complicada cuando el origen de la variación es de tipo eléctrico, ya que sus constantes de tiempo son muy inferiores a las de una perturbación de tipo mecánico. Según esto, las perturbaciones sobre el sistema con TH se pueden clasificar es:

- *de origen mecánico*, principalmente se refieren a variaciones de velocidad, ya sea en el generador síncrono o en el volante. Su efecto es especialmente relevante en el régimen permanente ya que la instalación, en ausencia de regulador, pasaría a trabajar en otro punto.
- *de origen eléctrico*, originadas principalmente por variaciones en el consumo. Sus constantes de tiempo son muy bajas y su efecto se manifiesta de forma especial en el régimen dinámico, ya que, tras un espacio de tiempo de a lo sumo unos segundos, la TH vuelve a estar en el punto de trabajo de partida, en cuanto a velocidades se refiere.

En ambos casos es de especial importancia la elección del regulador e incluso la del sistema de actuación, la servoválvula.

6.3.2 El Regulador de Velocidad

El regulador de velocidad de la TH es el encargado de adecuar el funcionamiento del sistema de almacenamiento de energía propuesto al funcionamiento de la planta. Se deben distinguir en él dos modos de funcionamiento:

- *Con Grupo Diesel*. En esta situación la misión del regulador es la de mantener en su valor nominal la velocidad del volante de inercia. Es necesario un bucle de control lento que no afecte al funcionamiento del grupo diesel. En estas condiciones la energía consumida por el generador síncrono es la necesaria para suplir las pérdidas del propio generador, de la TH y del volante de inercia.
- *Sin Grupo Diesel*. La desconexión del grupo diesel hace necesario que sea el sistema de almacenamiento el encargado del mantener la frecuencia de la instalación. En estas circunstancias la dinámica del regulador es de especial importancia, ya que de ella depende que el suministro tenga una calidad aceptable.

La parte del regulador que está activa en el modo de funcionamiento Con Grupo Diesel se ajusta a la expresión (Fig. 6-5):

$$\alpha_{\text{ref}} = \frac{K_{\text{od}}}{T_{\text{od}}s + 1} \frac{1}{\omega_b} \quad (6.17)$$

donde K_{od} es la constante definida por la expresión $K_{\text{od}} = Q_m \omega_{m,\text{ref}} / Q_{0b}$ siendo $\omega_{m,\text{ref}}$ la velocidad nominal del volante de inercia, y T_{od} una constante de tiempo para la actuación de este regulador, de forma que no interfiera en el regulador del propio grupo diesel.

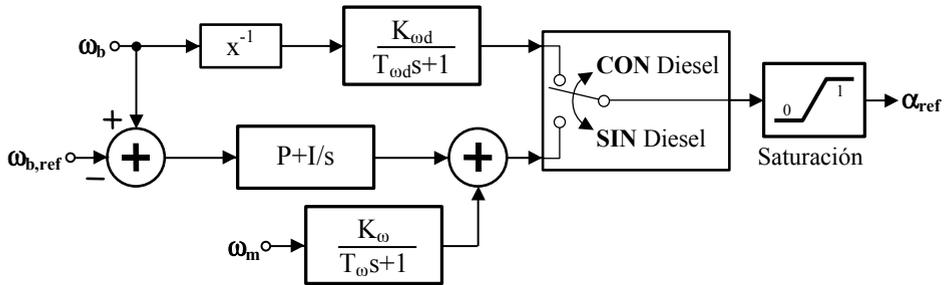


Fig. 6-5: Esquema del Regulador de Velocidad de la TH.

El grupo diesel se desconecta cuando la frecuencia es superior a un cierto límite, p.ej. 50 Hz +1%, lo que ocurre cuando la energía generada por el sistema supera al consumo, o bien, cuando se detecta una motorización del mismo. Su conexión se realiza cuando se excede durante un período de tiempo la frecuencia mínima, p.ej. 50 Hz -1%.

Una vez el sistema se encuentra en funcionamiento sin el grupo diesel, el regulador de velocidad está encargado de mantener constante la velocidad del generador síncrono, ya sea mediante la inyección de potencia al sistema, deceleración del volante, o el almacenamiento energético, aceleración del volante.

En una primera aproximación se podría emplear un regulador que calcule el reglaje necesario para unas velocidades de volante dadas mediante la expresión:

$$\alpha_{ref} = \frac{K_{\omega}}{T_{\omega} s + 1} \omega_m \quad (6.18)$$

donde K_{ω} es una constante obtenida de las expresiones (6.1) y (6.3) suponiendo un comportamiento ideal de la TH, o sea, despreciando el caudal de fugas ($q_f=0$), con lo que se obtiene la relación: $K_{\omega} = Q_m / Q_{ob} \omega_{b,ref}$ en la que $\omega_{b,ref}$ representa la velocidad de referencia de la bomba, o lo que es lo mismo, del generador síncrono. El término T_{ω} de (6.18) se introduce para limitar la velocidad de actuación sobre el reglaje y, de esta forma, evitar la aparición de sobrepresiones en la TH.

Como el funcionamiento de la TH no es ideal, es necesario introducir algunas acciones correctoras sobre el reglaje, para ello se emplea un regulador PI (ver Fig. 6-5) que se ajusta a la expresión:

$$\alpha_{ref} = \frac{K_{\omega}}{T_{\omega} s + 1} \omega_m + \left(P + \frac{I}{s} \right) (\omega_b - \omega_{b,ref}) \quad (6.19)$$

donde P e I son, las constantes proporcional e integral, respectivamente.

El regulador debe incluir una saturación para la variación del reglaje, y también puede incluir acciones correctoras de la presión para que no se superen los valores nominales de la TH.

Para la conmutación entre el funcionamiento con o sin grupo diesel, es necesario que el reglaje no cambie bruscamente, lo que se consigue ajustando las condiciones iniciales de cada uno de los modos del regulador a la salida durante el otro modo de funcionamiento (Fig. 6-6).

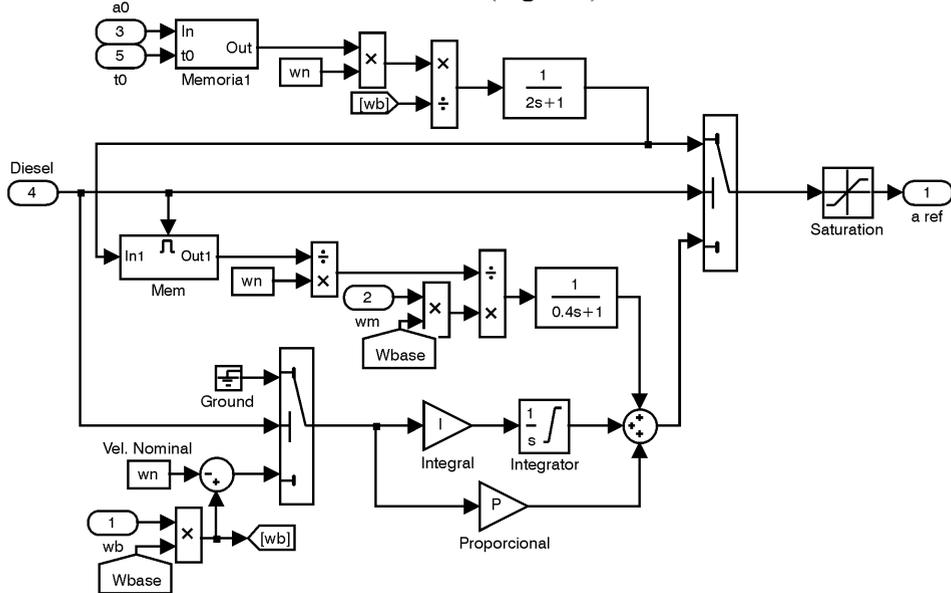


Fig. 6-6: Esquema del Regulador de Velocidad de la TH implantando en SIMULINK.

6.3.3 Simulación de Volante con la TH

A continuación se muestra la simulación del comportamiento de la configuración mostrada en Fig. 6-3, el esquema necesario para la simulación es el mostrado en Fig. 6-7.

Durante la simulación se ha empleado una TH cuyos datos pueden verse en la Tabla 6-2.

La simulación realizada consiste en una variación en la resistencia de la carga desde 20 pu hasta 2 pu en el instante $t=10$ sg.

El estado previo a la variación de carga se caracteriza por estar el volante y el generador síncrono a una velocidad prácticamente constante y con una carga eléctrica muy baja (20 pu). En el momento en que se produce la variación de carga aparecen unas oscilaciones en la presión (Fig. 6-10 y Fig. 6-17) que se traducen en variaciones en la velocidad del volante y carga (Fig. 6-9 y Fig. 6-17). Las oscilaciones de tensión e intensidad se ven también afectadas por la acción del propio regulador de tensión del generador síncrono (Fig. 6-8). En este transitorio con una fuerte componente oscilatoria, de algo menos de 3 Hz, el regulador de velocidad de la TH poco puede hacer, ya que su actuación está limitada por la servoválvula. La duración de estas oscilaciones es de pocos segundos.

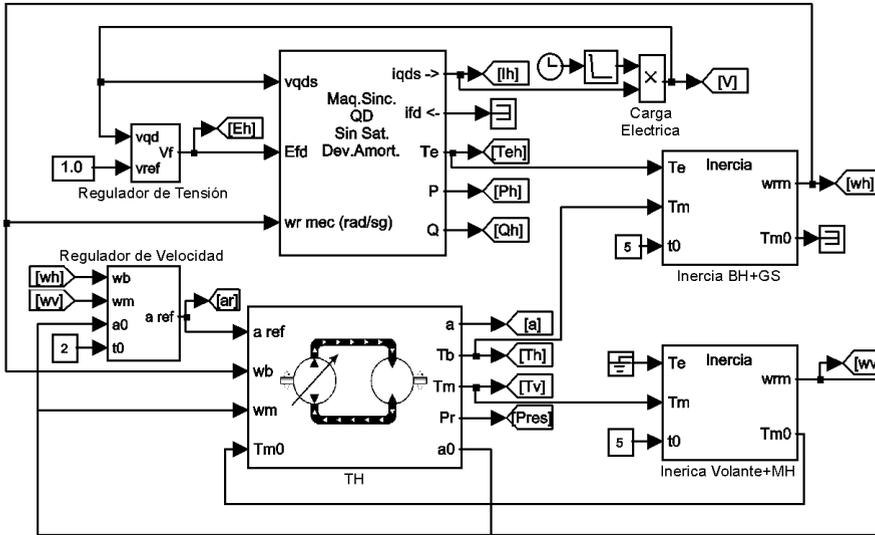


Fig. 6-7: Esquema para simulación del Volante de Inercia unido por TH a un Generador Síncrono.

Tabla 6-2: Parámetros de la TH + Volante de Inercia.

Cilindrada Bomba Hidrostática Q_{0b}	250	cm^3/rev
Cilindrada Motor Hidrostático Q_m	200	cm^3/rev
Momento de Inercia del Motor + Volante de Inercia J_m	218.8	$\text{Kg}\cdot\text{m}$
Rozamiento Seco Motor B_p	$7.074 \cdot 10^{-7}$	$\text{N}\cdot\text{m}/\text{Pa}$
Caudal de Fugas de Fugas Constante q_{f0}	$94.06 \cdot 10^{-6}$	m^3/s
Constante de Caudal de Fugas C_{lf}	$2.922 \cdot 10^{-12}$	$\text{m}^3/\text{s}/\text{Pa}$
Constante de Compresibilidad V_b	$4.446 \cdot 10^{-13}$	m^3/Pa
Constantes de la Servoválvula [a b]	[30.97 208.84]	-
<i>Generador Síncrono</i>		
Potencia Nominal	150	kVA
Pares de Polos	1	
Velocidad Nominal	1500	rpm

Una vez superado este primer transitorio, se puede observar cómo la acción del regulador hace que el reglaje de la bomba disminuya, de forma que el valor de la velocidad del generador se mantiene prácticamente constante (Fig. 6-9), además del resto de variable eléctricas del sistema (potencia, intensidad, ...). No obstante, se aprecia un aumento de la presión ya que es proporcional al par y este aumenta con la disminución de velocidad del volante. La presión no puede superar la nominal de la TH (del orden de 400bar) con lo que la relación de velocidades queda limitada, típicamente en una relación 1 a 3, a menos que se sobredimensione generosamente la TH.

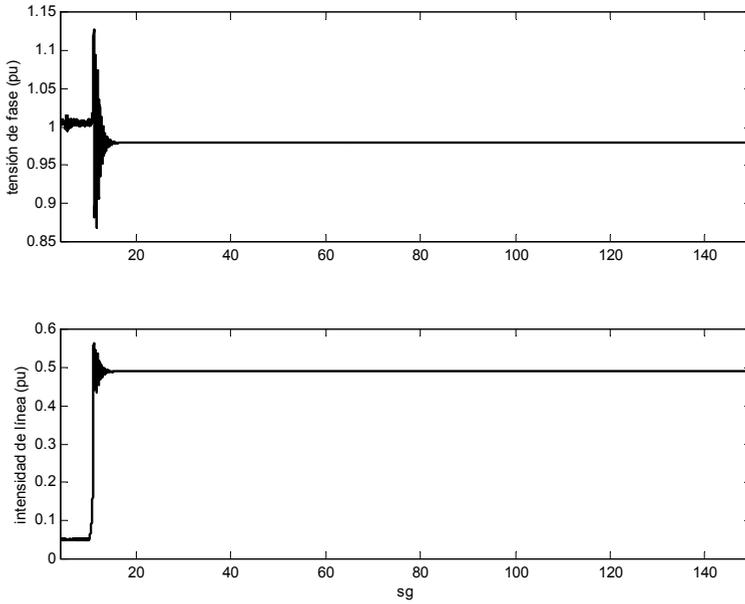


Fig. 6-8: Tensión e Intensidad a la Salida del Generador Síncrono.

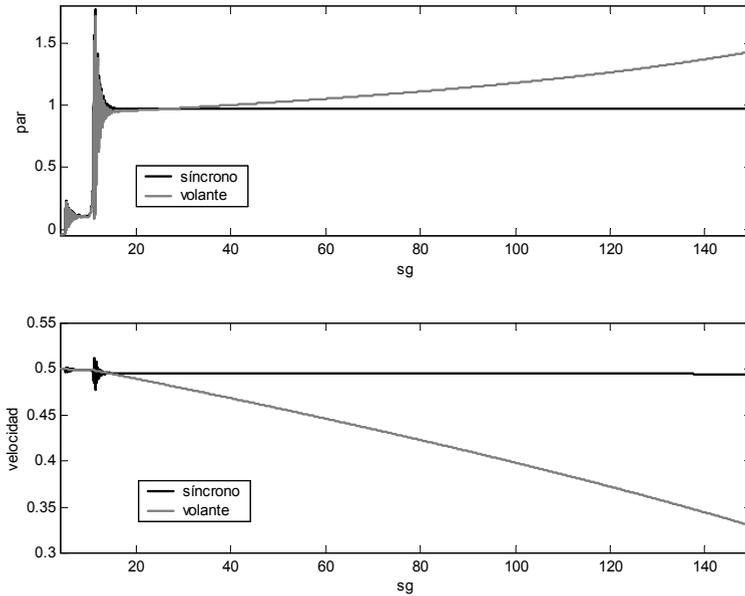


Fig. 6-9: Par Mecánico y Velocidad en los ejes de la bomba y del motor.

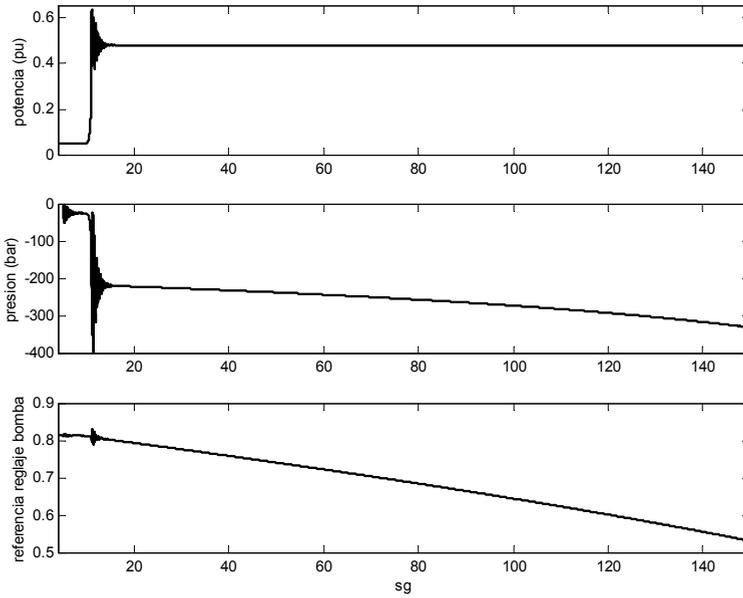


Fig. 6-10: Potencia entregada por el GS, presión en la TH y variación del reglaje (entrada de la servoválvula).

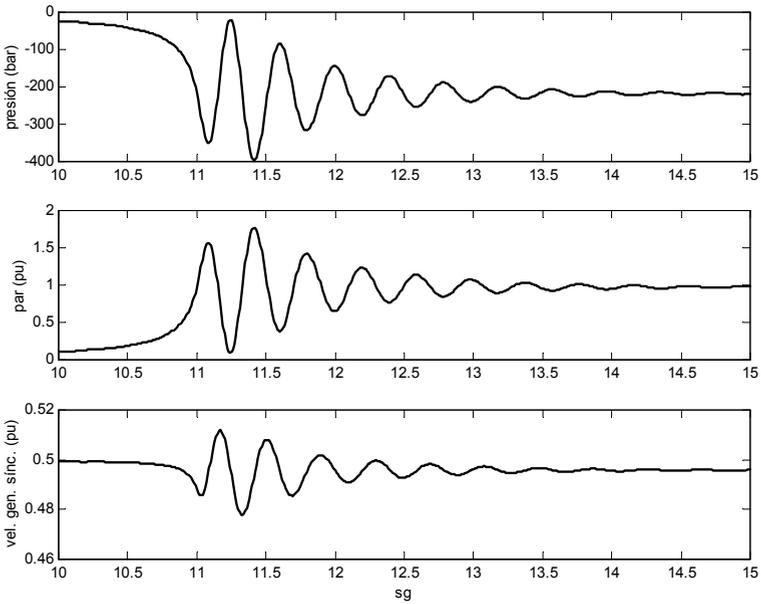


Fig. 6-11: Oscilaciones de presión, par y velocidad originadas por la variación brusca de la carga.

6.4 Simulación de un Sistema Eólico Aislado con Almacenamiento en Volante de Inercia y Transmisión Hidrostática

Para evaluar la bondad del sistema de almacenamiento propuesto en este capítulo, se lleva a cabo una simulación del sistema estudiado en el Capítulo 4, en donde se sustituye el volante de inercia de velocidad variable con convertidor CA/CA, allí empleado, por uno con TH. El sistema resultante se muestra en Fig. 6-12.

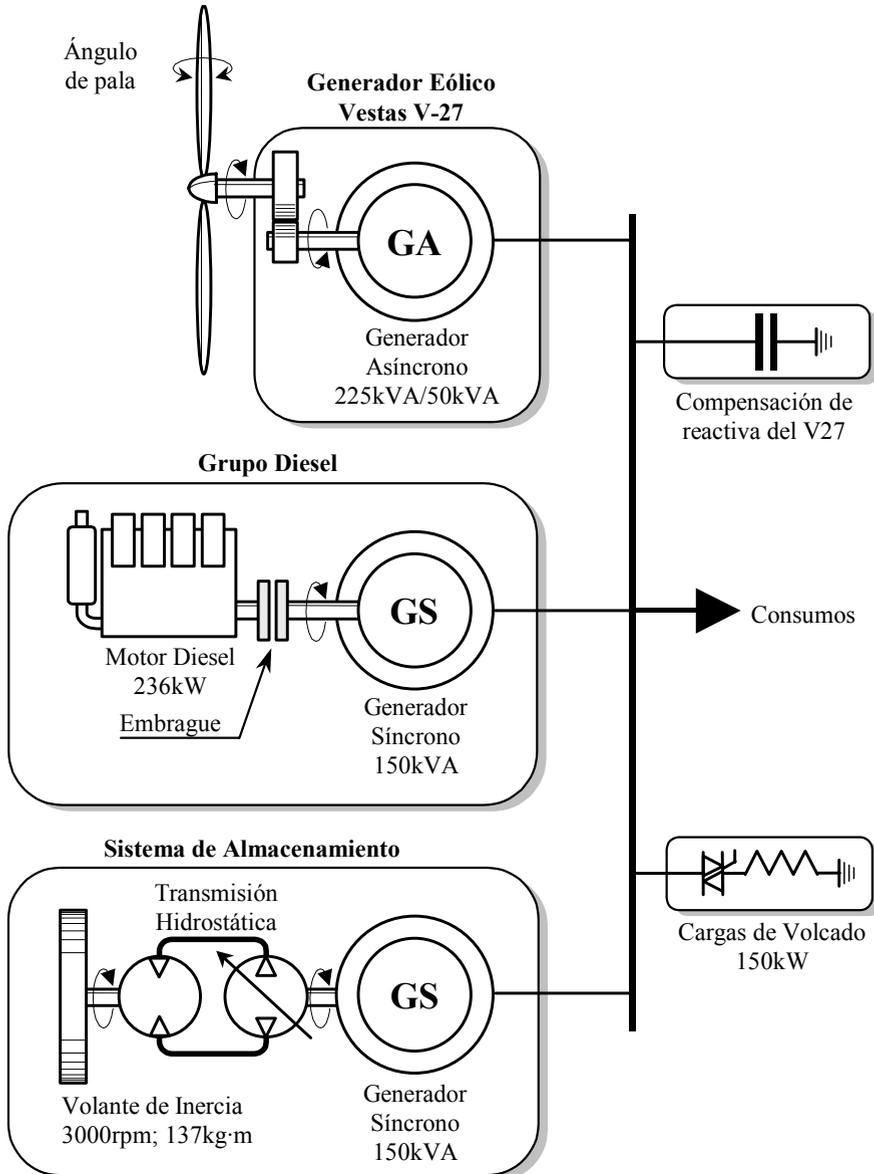


Fig. 6-12: Esquema de un sistema eólico aislado con volante y TH.

En este sistema se ha realizado una simulación de variación de carga eléctrica y de viento con la siguiente secuencia:

- *Condiciones Iniciales.* La instalación funcionando a velocidad prácticamente constante en todos sus elementos (Fig. 6-15). La velocidad del viento es de 7 m/sg (Fig. 6-14) y la carga es de 52,5 kW (Fig. 6-16). En esta situación la energía eólica producida es insuficiente para alimentar a la carga y por lo tanto está funcionando el grupo diesel (Fig. 6-16). En estas condiciones, el regulador de velocidad de la TH se encarga de mantener constante la velocidad del volante, por lo que el pequeño consumo (≈ 5 kW) del generador síncrono acoplado a la TH sirve para compensar la pérdidas en este sistema de almacenamiento.
- *De 50 a 60 sg.* Variación de la velocidad de viento de 7 a 12 m/sg. La potencia entregada por el generador eólico supera a la demanda y, por ello, se produce la desconexión del grupo diesel (≈ 54 sg) cuando se detecta la motorización del mismo (Fig. 6-16). En esta circunstancia el volante, auxiliado por las cargas de volcado, es el encargado de mantener la estabilidad de la instalación. El objetivo del regulador de velocidad de la TH es el de mantener constante la velocidad de la bomba. El volante se acelera para absorber el exceso transitorio de potencia (Fig. 6-17), en consecuencia la presión también aumenta, como consecuencia de la actuación sobre el reglaje de la bomba del TH. Estas acciones de desconexión del grupo diesel, variaciones de velocidad, ... afectan a la tensión suministrada por ser un sistema aislado (Fig. 6-13).
- *De 152 a 154 sg.* Variación de la Carga Eléctrica de 52,5 kW a 35 kW y posteriormente a 63 kW. Esta fluctuación de carga es asumida por el volante casi en su totalidad (Fig. 6-16). Es una variación brusca, con lo que la presión de la TH varía también rápidamente (Fig. 6-17) y se pone de manifiesto el ya comentado efecto de la compresibilidad del aceite (variación rápida y oscilatoria de la presión y velocidad en la bomba).
- *De 230 a 235 sg.* Variación de la velocidad de viento de 12 a 8 m/sg. Esta disminución de viento desequilibra el balance energético haciendo necesaria la aportación de potencia del volante (Fig. 6-16).
- *De 290 a 295 sg.* Variación de la velocidad de viento de 8 a 13 m/sg. El volante acumula el exceso de energía hasta que se restablece de nuevo el equilibrio mediante las cargas de volcado (Fig. 6-16).

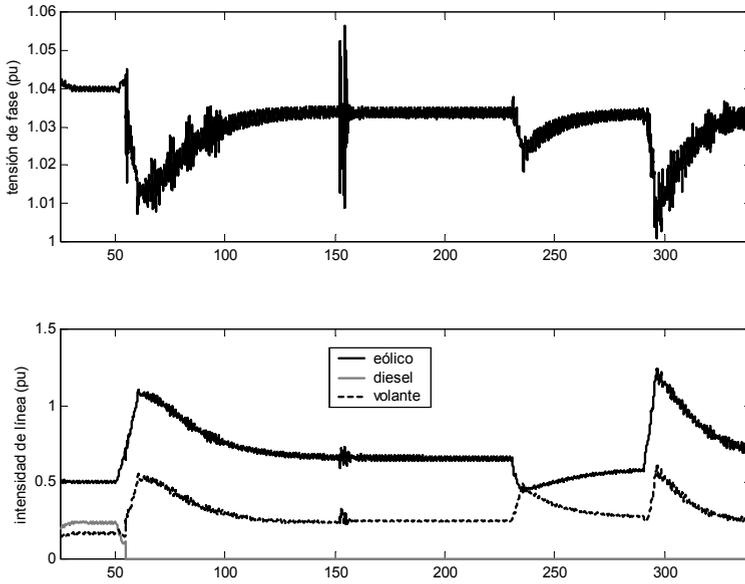


Fig. 6-13: Evolución de la tensión y la intensidad.

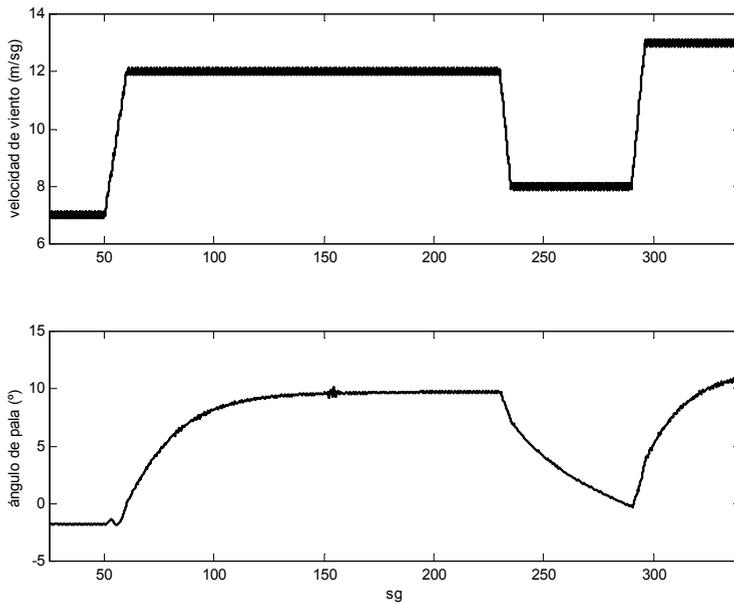


Fig. 6-14: Evolución de la velocidad de viento y del paso de pala.

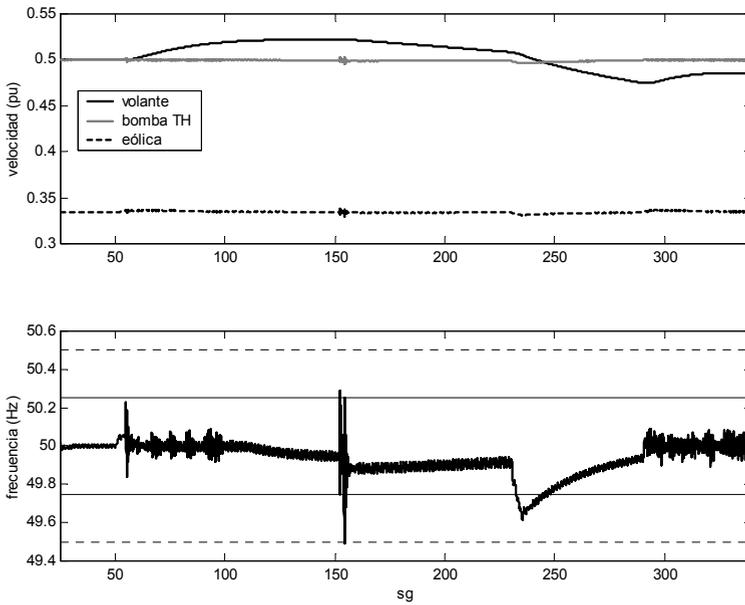


Fig. 6-15: Evolución de la velocidad en volante, bomba y generador eólico.

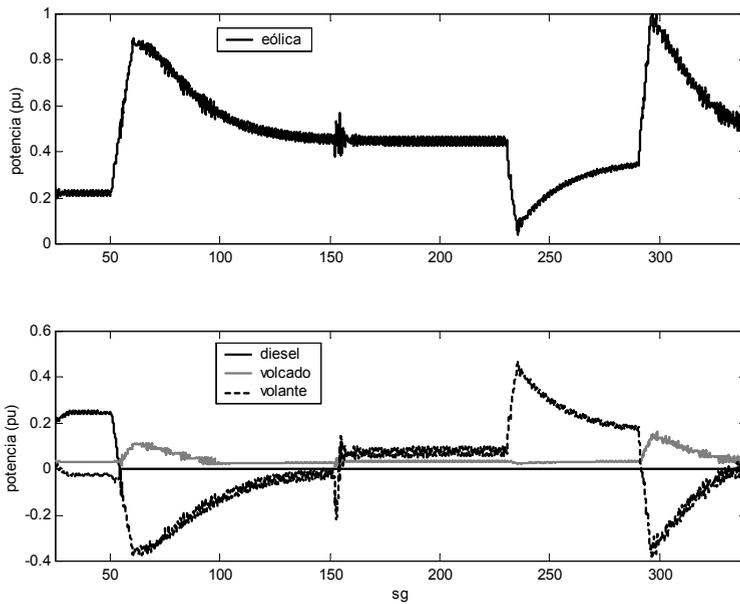


Fig. 6-16: Evolución de la potencia activa en el generador eólico, volante, grupo diesel y cargas de volcado.

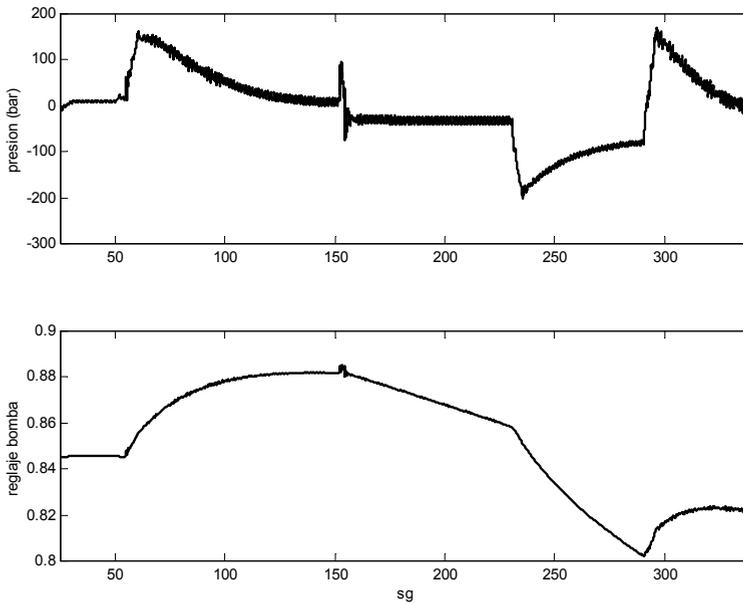


Fig. 6-17: Evolución de la presión y el reglaje de la bomba en la TH.

6.5 Conclusiones

En este capítulo ha sido presentada la transmisión hidrostática como alternativa en los sistemas de almacenamiento basados en los volantes de inercia a velocidad variable.

El modelo empleado es relativamente sencillo, aunque no exento de no-linealidades, lo que facilita su programación. En cuanto al comportamiento de la TH cabe resaltar:

- Versatilidad para trabajar a distintos relaciones de velocidades entre bomba y motor
- Estabilidad en régimen permanente ante variaciones de carga.
- Aparición de oscilaciones transitorias en la presión y la velocidad cuando las variaciones de carga son bruscas, p.ej. conexión o desconexión de consumos. Oscilaciones, que por otra parte, son difíciles de tratar en el regulador.

Su principal ventaja frente a los volantes de velocidad prácticamente constante es el considerable aumento en la energía útil del volante. Ello a costa de una mayor complejidad mecánica y la consiguiente necesidad de mantenimiento. En comparación frente a los sistemas de velocidad variable basados en electrónica de potencia tiene su principal ventaja en que se trata de

una tecnología conocida y, en principio, más adecuada para las instalaciones remotas. Su punto débil es el rendimiento, con valores fácilmente por debajo del 70% cuando las condiciones de funcionamiento no son la nominales.

La simulación de una instalación completa con el sistema de almacenamiento propuesto permite comprobar su viabilidad, ya que se consigue, con un regulador relativamente sencillo, mantener la frecuencia en unos márgenes aceptables.

Los resultados obtenidos son comparables a los mostrados en el Capítulo 4 cuando en la instalación se incluye un volante de velocidad variable con convertidores electrónicos.

7. Conclusiones y Desarrollos Futuros

7.1 Conclusiones

A lo largo de la presente tesis se desarrollan modelos para el análisis de sistemas eólicos aislados atendiendo fundamentalmente a tres objetivos: evaluación del comportamiento ante variaciones en la carga eléctrica de la instalación o en el régimen de vientos; influencia de los parámetros de la planta, especialmente aquellos que afectan al comportamiento del regulador; y comparación de los resultados obtenidos a través de simulación con las medidas realizadas.

Se estudia el comportamiento del sistema eólico aislado de Punta Jandía y se comparan los resultados con la campaña de medidas realizado en la instalación.

Se analiza la planta eólica de desalación de Pozo Izquierdo, se plantea un modelo completo de la instalación y se realizan las simulaciones para estimar el comportamiento de la planta.

Se propone la inclusión en los sistemas aislados de un sistema de almacenamiento energético basado en un volante de inercia unido a una transmisión hidrostática. Se detalla el modelo del sistema de almacenamiento y mediante simulaciones se evalúa su impacto en la instalación.

En general, las conclusiones y aportaciones más importantes se detallan a continuación.

Sistema de Punta Jandía

Se realiza una campaña de medidas en Punta Jandía con objeto de verificar su comportamiento de la instalación. Las medidas comprenden tensión, intensidad, frecuencia y potencia en diferentes puntos de la instalación, y los equipos empleados durante esta fase han sido desarrollados en el departamento. En esta fase del estudio se ha detectado un funcionamiento inestable de la planta en ciertas condiciones de viento. En la actualidad dicho problema se ha corregido mediante la modificación de los parámetros del regulador del paso de pala.

Se realiza un modelo dinámico de los distintos elementos de la instalación. Los modelos de las máquinas eléctricas se presentan en coordenadas d-q.

En el aerogenerador se modela el regulador de potencia que actúa sobre el paso de pala a partir de datos aportados por el fabricante. En la instalación se incluye el modelo de las cargas de volcado con el regulador de frecuencia, y se programa la orden de conexión/desconexión de los grupos electrógenos, también en función de la frecuencia.

Con el modelo obtenido se simulan situaciones de variación de velocidad de viento y de carga eléctrica. Los resultados obtenidos se comparan con las medidas.

Tanto en las medidas como en la simulación, se observa la aparición de una oscilación de frecuencia constante. Dicha oscilación se concluye que está provocada por los parámetros del tren de transmisión y atenuada o amplificada por los parámetros del regulador. De esta forma se pueden simular los comportamientos estable e inestable observados durante la campaña de medidas.

Para la mejora del comportamiento de la instalación se propone la inclusión de un volante de velocidad variable, o bien, la de un aerogenerador basado en una máquina asíncrona doblemente alimentada. Soluciones que, a pesar de aumentar la complejidad de la instalación, suponen un notable progreso en cuanto a la estabilidad se refiere.

En el primer caso se minimiza en el empleo de las cargas de volcado ya que se incrementa en gran medida la capacidad de almacenamiento energético en el volante, de forma que se puede asumir durante más tiempo fluctuaciones en la velocidad del viento. La utilización de las cargas de volcado se reduce de una forma apreciable.

En el segundo caso, la electrónica de potencia del aerogenerador permite un control eficiente de la potencia entregada, con lo que se pueden eliminar las cargas de volcado. De esta forma, es el aerogenerador doblemente alimentado el encargado de mantener la estabilidad de la planta, conjuntamente con el volante de inercia.

Sistema de Pozo Izquierdo

Al igual que en el caso anterior se establecen los modelos de los elementos de la instalación. Cabe destacar el empleo de un modelo promediado en coordenadas d-q para la máquina síncrona del aerogenerador. Este modelo permite una simulación dinámica del conjunto rectificador y máquina síncrona sin necesidad de recurrir a los modelos temporales clásicos. De esta forma la simulación es menos pesada, al no tener que incidir detalladamente en el fenómeno de conmutación de la electrónica de potencia.

Se modela el comportamiento del sistema de acumulación de energía eléctrica basado en un volante de inercia conectado a una máquina síncrona. A este conjunto se le ha denominado carga síncrona, y se emplea además como referencia de tensión durante el funcionamiento en régimen aislado.

El regulador de potencia del aerogenerador es el encargado de la estabilidad de funcionamiento de la planta. En este punto se propone un regulador de potencia que actúa sobre el paso de pala y la potencia entregada por el aerogenerador. Se comprueba mediante la simulación de la planta que este regulador atiende satisfactoriamente a los objetivos de consigna de máxima potencia, control de la velocidad de la turbina y mantenimiento de la frecuencia de red.

Sistema con Transmisión Hidrostática

Se propone un sistema de acumulación de energía basado en un volante de inercia acoplado a un generador síncrono a través de una transmisión hidrostática. Con ello se obtiene un volante de inercia de velocidad variable y la energía útil almacenada se incrementa considerablemente.

Para la transmisión hidrostática se emplea un modelo validado en el laboratorio. En él se realizan una serie de simplificaciones que facilitan la simulación sin afectar a la exactitud del mismo.

Se modela el regulador de la transmisión encargado de mantener la velocidad de giro del generador síncrono, y de garantizar que el volante se encuentre siempre en las mejores condiciones de funcionamiento.

Se simula el comportamiento del sistema propuesto en donde se observa el incremento en la energía útil del volante. También se introduce la problemática que plantea la variación de la carga eléctrica, la cual provoca oscilaciones de presión en la transmisión, que se traducen en oscilaciones de velocidad y, por lo tanto, de frecuencia. En esta caso la actuación del regulador de la transmisión poco puede hacer por la velocidad de dichas variaciones.

Se desarrolla un modelo completo de una planta eólica aislada en el que se incluye el sistema propuesto y se analiza el comportamiento resultante. De donde cabe destacar que el aumento de energía útil tiene, como contrapartida, la admisión de variaciones de frecuencia amplias aunque de corta duración.

Los resultados obtenidos son comparables a los de un volante de inercia de velocidad variable con convertidores electrónicos.

7.2 Desarrollos Futuros

Como posibles desarrollos futuros se proponen los siguientes temas de interés:

- Realización de campañas de medidas que contribuyan a complementar las simulaciones realizadas. Resulta interesante el muestreo de la velocidad del viento con velocidades que aporten datos sobre la intensidad de la turbulencia.
- Refinar el modelo de la máquina síncrona multipolos con datos aportados del fabricante, que permitan una simulación más exacta del aerogenerador del sistema de Pozo Izquierdo.
- Estudiar la implantación de sistemas de volantes de inercia de velocidad variable en el sistema de Pozo Izquierdo, de forma que se aumente la mantenibilidad en el suministro eléctrico.
- Desarrollar los modelos de los consumos de los sistemas de desalinización, especialmente el que se refiere a la ósmosis inversa, por ser éste el más utilizado en las aplicaciones eólicas.

- Introducir los modelos de otros sistemas de almacenamiento, especialmente aquellos basados en baterías, y sistemas de acumulación hidráulica reversible.
- Introducir el modelo de las plantas de electrolisis que permita abundar en el conocimiento de los sistemas de producción de hidrógeno.
- Estudiar sistemas de regulación más complejos que permitan establecer objetivos adicionales como la reducción de la fatiga mecánica en el aerogenerador.
- Analizar el efecto de la variación de la velocidad del viento en el comportamiento eléctrico de los sistemas analizados.
- Estudiar sistemas eólicos en los que el eje de la turbina se conecte a una transmisión hidrostática, de forma que se pueda aportar, simultáneamente, energía mecánica para varios usos (bombeo, generación eléctrica,...).

8. Referencias

- [1] “EMTDC V3 – User’s Manual”; Manitoba HVDC Research Centre
- [2] Abouzeid, M.; “The Use of an Axial Field-Switched Reluctance Generator by Wind Energy”; *Renewable Energy*, vol. 6, no. 5-6, pp. 619-622, 1995
- [3] Akke, M.; “Frequency Estimation by Demodulation of Two Complex Signal”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, no. 1, Enero 1997
- [4] Albo López, M.E.; “Modelado de Centrales Fotovoltaicas y Evaluación de su Influencia en las Redes Eléctricas” Tesis, Universidad de Vigo, Vigo 2000
- [5] Anderson, P.M.; Bose,A.; “Stability Simulation of Wind Turbine Systems”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, no. 12, pp. 3791-3795, Diciembre 1983
- [6] Aparicio Marzo, J.L.; “Criterios de Diseño de Convertidores Estáticos para Accionamientos Regulados en Corriente Alterna con Motores de Inducción” Tesis, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid 1987
- [7] Arribas, L.M. et al.; “The Sdawes Project: A Hybrid System?”, *European Wind Energy Conference*, Kassel 2000
- [8] Auinger, H.; Nagel, G.; “Vom transienten Betriebsverhalten herührende Schwingungen bei einen über Gleichrichter belasteten Synchrongenerator”, Teil 1. Theoretische Untersuchungen, Siemens, *Forsch.-u. Entwickl.-Ver.Bd.9*, 1980
- [9] Avia, F.; “Estado Tecnológico de los Aerogeneradores de Media Potencia”, Ponencia del Curso de Desarrollo Tecnológico de Sistemas Aislados con Energía Eólica, CIEMAT, 2-6 de Octubre de 2000
- [10] Avia, F.; “Estado Tecnológico de los Aerogeneradores de Pequeño Tamaño”, Ponencia del Curso de Desarrollo Tecnológico de Sistemas Aislados con Energía Eólica, CIEMAT, 2-6 de Octubre de 2000
- [11] Avia, F.; “Mercado y Evolución”, Ponencia del Curso de Desarrollo Tecnológico de Sistemas Aislados con Energía Eólica, CIEMAT, 2-6 de Octubre de 2000

- [12] Bhowmik, S.; Spée, R.; Enslin, J.H.R.; “Performance Optimization for Doubly Fed Wind Power Generation Systems” IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 35, no. 4, pp. 949-958, 1999
- [13] Bindner, H.; Rebsdorf, A.; Byberg, W.; “Experimental Investigation of Combined Variable Speed/Variable Pitch Controlled Wind Turbines”, European Wind Energy Conference, pp.672-675, Dublín 1997
- [14] Bindner, H.; Madsen, P.H.; “Active Pitch Control: The Controllers Influence on Performance on a Wind Turbine”, European Community Wind Energy Conference, pp. 481-484, Lübeck-Travemünde 1993
- [15] Bleijs, J.A.M.; Freris, L.L.; Infield, D.G.; Lipman, N.H.; Smith, G.A.; “Development of a Wind/Diesel System with Variable Speed Flywheel Storage”, Wind Energy: Technology and Implementation, European Wind Energy Conference, Amsterdam 1991
- [16] Bömeke, G.; Boldt, R.; Beneke, H.; “Direct Drive, Geared Drive, Intermediate Solutions – Comparison of Design Features and Operating Economics”, European Wind Energy Conference, pp. 664-667, Dublín 1997
- [17] Bose, K.B.; “Power Electronics and Variable Frequency Drives”, IEEE Press, 1997 (ISBN 0-7803-1084-5)
- [18] Bossanyi, E.A.; Jamieson, P.; “Blade Pitch Modelling for Wind Turbines”, European Wind Energy Conference, pp. 893-896, Niza 1999
- [19] Bowen, A.J.; Cowie, M.; Zakay, N.; “The performance of a Remote Wind-Diesel Power System”, Renewable Energy, vol. 22, pp. 429-445, 2001
- [20] Brereton, D.S.; Lewis, D.G.; Young, C.C. “Representation of Induction-Motor Loads During Power-System Stability Studies” AIEE Transactions, vol. 76, pp. 451-461, 1957
- [21] Buros, O.K.; “The ABCs of Desalting (Second Edition)” , Booklet Published by International Desalination Association, 1990
- [22] Burger, B. et al; “Small Hybrid Systems with AC Coupled Wind Turbines”, European Wind Energy Conference, Kassel 2000
- [23] Cadirci, I.; Ermis, M.; “Doble-Output Induction Generator Operating at Subsynchronous and SuperSynchronous Speeds: Steady State Performance Optimisation and Wind-Energy Recovery”, IEE, Proc. B, Vol. 139, No. 5, September 1992

- [24] Cárdenas Dobson, R; “Control of Wind Turbines Using a Switched Reluctance Generator” Tesis, Nottingham University, Nottingham 1996
- [25] Cárdenas, R.; Peña, R.; Asher, G.; Clare, J.; “Control Strategies for Enhanced Smoothing in Wind Energy Systems Using a Flywheel Driven by a Vector-Controlled Induction Machine”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 48, no. 3, pp. 625-635, 2001
- [26] Carlson, O.; Hylander, J.; Thorborg, K.; “Survey of Variable Speed Operation of Wind Turbines”, European Union Wind Energy Conference, Göteborg 1996
- [27] Carlson, O.; Ulén, E.; “Torque Control of Synchronous and Induction Generators for Variable Speed Operation of Wind Turbines”, European Union Conference on Wind Energy Converters, Göteborg 1996
- [28] Carrillo, C.; Cidrás, J.; “An Iterative Algorithm for the Analysis of the Harmonic Currents Produced by Fluorescent Lamps”, 7th International Conference on Harmonics and Quality Power, Las Vegas 1996
- [29] Carrillo, C.; Cidrás, J.; “Harmonic Model for the Fluorescent Lamp”, 8th International Conference on Harmonics and Quality Power, Atenas 1998
- [30] Carrillo, C.; Cidrás, J.; “Fluorescent Lamp Modelling for Voltage Fluctuations”; ETEP Journal, vol. 11, no. 2, pp. 119-127, 2001
- [31] Catto, G.; “Recent Devolpments in the Use of Electrical Machines”; Intenational Conference on Electrical Machines, pp. 353-357, Vigo 1996
- [32] Chee-Mun Ong; “Dynamic Simulation of Electric Machinery”, Prentice Hall, 1998 (ISBN 0-13-723785-5)
- [33] Christinakis, E.; Kavadias, K.; Kaldellis, J.K. ; “Wind-Hydro Solution Possibilities for the Aegean Sea Islands”, European Wind Energy Conference, Kassel 2000
- [34] Cidrás, J. et al; “Sistema Fotovoltáico-Acumuladores de Apoyo a una Red Rural: Proyecto “Sierra María””, Congreso de Recursos y Tecnología Electro-Energéticas, Orense 1994
- [35] Cidrás, J.; Albo, E.; Carrillo, C.; “Modelos de Inversores PWM para los métodos de Flujo de Potencia”, Congreso de Recursos y Tecnología Electro-Energéticas, Orense 1994

- [36] Cidrás, J.; Carrillo, C.; Feijóo, A.; “Working Limits of a Doubly-Fed Induction Wind Turbine” European Wind Energy Conference, Kassel 2000
- [37] Cidrás, J.; Carrillo, C.; “Regulation of Synchronous Generators by Means of Hydrostatic Transmissions”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 2, pp. 771-778, 2000
- [38] Cidrás, J.; Carrillo, C.; Closure to Discussion of “Regulation of Synchronous Generators by Means of Hydrostatic Transmissions” , IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 4, pp. 1447-1448, 2000
- [39] Cidrás, J.; Feijóo, A.E.; Menéndez, E.; Alonso, M.; “Stability of a Variable Speed Self-Excited Induction Wind Turbine”; European Wind Energy Conference, pp. 837-840, Niza 1999
- [40] CIEA; “Sistema Eólico-Diesel para Suministros de Energía, Agua, Frio y Hielo al Poblado de Pescadores de Punta Jandía, Fuerteventura” folleto publicado por el Centro de Investigación de Energía Agua (centro adscrito al Instituto Tecnológico de Canarias)
- [41] Clausen, N.E. et al; “Isolated Systems with Wind Power. An Implementation Guideline”, Report from Risø National Laboratory, Riso-R-1257(EN), Denmark, 2001
- [42] Cruz, I. et al; “Experimental Wind/Diesel System with a Short-Time Storage System Based on High Speed Flywheel” , Wind Power for the 21st Century, Kassel 2000
- [43] Cruz, I.; González, A.; Calero, R.; Rodríguez, C; González, J.; Carta, J.A.; “Seawater Desalination Plants Connected to an Autonomous Wind Energy Systems”, European Union Wind Energy Conference, pp. 370-373, Goteborg 1996
- [44] Cruz, I.; Arribas, L.; Gonzalez, A.; Calero, R.; Fernandez, A.; Cidrás, J.; Feijóo, A.; González, J.; Carta, J.A.; “Hybrid Wind Diesel System for a Village in the Canary Islands. Operation Results and Conclusions”, European Union Wind Energy Conference, pp. 398-401, Göteborg 1996
- [45] Cruz, I.; Arribas, M.; Arias, F; Avia, F.; Fiffe, P.R.; “Research and development on Wind Energy Autonomous Systems”, European Wind Energy Conference, pp. 964-967, Nice 1999
- [46] Cruz, I.; Arribas, M.A.; “Sistema Híbrido Eólico-Diesel para Suministro de Energía en Fuerteventura”, Infopower, pp. 91-94, Junio 2000

- [47] De Haan, S.W.H. et al; “A High Efficiency Electrical Conversion System with Variable Reluctance Generator for Variable Speed Wind Turbines” Informe del ECN (ECN-C--95-033), 1995
- [48] De La Salle, S.A.; Reardon, D.; Leithead, W.E.; Grimble, M.J.; “Review of Wind Turbine Control”, International Journal of Control, vol.52, no. 6, pp. 1295-1310, 1990
- [49] Drouilhet, S.; “Energy Storage for Hybrid Village Power Systems”; Village Power’98 Technical Workshop, Washington D.C., 1998
- [50] Dutton, A.G.; Dienhart, H.; Hug, W.; Rudell, A.J.; “The Economics of Autonomous Wind-Powered Hydrogen Production Systems”, European Wind Energy Conference, pp. 807-810, Dublín 1997
- [51] Ehmann, H.; Wobben, A.; Cendagorta, M.; “PRODESAL – PRODESALINATION. The Developmente of the First Wind Powered Reverse Osmosis Sea Water Desalination Plant”, European Union Wind Energy Conference, pp. 297-300, Göteborg 1996
- [52] Ermiş, R. et al; “Various Induction Generator Schemes for Wind-Electricity Generation” Electric Power System Research, no. 23, pp. 71-83, 1992
- [53] Ewal, R. et al; “Técnica de Válvulas Proporcionales y de Servoválvulas – Training Hidráulico II”, Mannesmann Rexroth GmbH, 1989 (ISBN 3-8023-0266-4)
- [54] Fariñas, M.; “Ósmosis Inversa. Fundamentos, Tecnología y Aplicaciones”, McGraw-Hill, Serie de Electrotecnologías, 1999 (ISBN 84-841-2126-0)
- [55] Feijóo Lorenzo, A.E.; “Influencia de los Parques Eólicos en la Seguridad Estacionaria y Calidad de Onda de Redes Eléctricas de Gran Dimensión” Tesis, Universidad de Vigo, Vigo 1998
- [56] Feijóo, A.; Cidrás, J.;Carrillo, C.; “A Third Order Model for the Doubly-Fed Induction Machine” Electric Power Systems Research, No. 56, pp. 121-127, 2000
- [57] Feijóo, A.; Cidrás, J.; “Modelling of Wind Farms in the Load Flow Analysis” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no.1, pp. 110-115, 2000
- [58] Feijóo, A.; Cidrás, J.; Dornelas, J.L.G.; “Wind Speed Simulation in Wind Farms for Steady-State Security Assesment of Electrical Power Systems” IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 14, no.4, pp. 1582-1588, 1999

- [59] Feijóo, A.; Cidrás, J.; “Analysis of Mechanical Power Fluctuations in Asynchronous WECs ” IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 14, no.3, pp. 284-291,1999
- [60] Flowers, L.; “Lessons Learned – NREL Village Power Program (NREL/CP-500-24938)” Windpower, Bakersfield, 1998
- [61] Freiris, L.L.: “Wind Energy Conversion Systems”, Prentice Hall, 1990 (ISBN 0-13-960527-4)
- [62] García, S.; Cidrás, J.; Carrillo, C.; “Aplicación de las Transmisiones Hidrostáticas a la generación Eléctrica en Buques” , Fluidos ONA, vol. 22, pp. 783-795, 1993
- [63] Gardner, P.; “Wind Turbine Generators and Drive Train Systems”, Wind Directions, pp. 16-18, Octubre 1997
- [64] González, J.; “Análisis Armónico de Compensadores de Energía Reactiva”; Tesis, Universidad de la Palmas de Gran Canaria, Las Palmas de Gran Canaria 1997
- [65] González, J.; Vega, R.; Carta, J; Janssen, W.; Calero, R.; Caballero, J. ; “A Control System Design for an Autonomous Wind-Park with Different Types of Desalination Plants in the Canary Islands”, European Union Wind Energy Conference, pp. 811-814, Dublín 1997
- [66] González, A.; Calero, R.; Carte, J.A. et al; “Hybrid Wind Diesel for a Village in the Canary Islands. Development and Commissions”, European Wind Energy Conference, pp. 326-329, Lübeck-Trawenünde 1993
- [67] Grauers, A.; “Direct Driven Generators. Technology and Development Trends”, Nordic Wind Power Conference, pp. 127-131, Trondheim 2000
- [68] Grauers, A.; “Efficiency of Three Wind Energy Generator Systems”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 11, no. 3, pp. 650-657, 1996
- [69] Grauers, A.; “Generators for Gearless Wind Energy Converters”, European Union Wind Energy Conference, pp. 418-421, Göteborg 1996
- [70] Grauers, A.; “Synchronous Generator and Frequency Converter in Wind Turbine Applications: System Design and Efficiency”, Technical Report No. 175L, Chalmers University of Technology, 1994

- [71] Hinrichen, E.N.; “Differences in Dynamic Behavior of Synchronous and Induction Machines in Wind Turbine Generators”; Proceedings of the Fifth Biennial Wind Energy Conference & Workshop, vol. 2, no. 10, pp. 407-412, Washington DC, 1981
- [72] Hinrichen, E.N.; Nolan, P.J.; “Dynamics and Stability of Wind Turbine Generators”, IEEE Transactions on Power Apparatus and System; vol. PAS-101, no. 8, pp. 2640-2648, Agosto 1982
- [73] Hoeijmakers, M.J.; “A Simple Model of a Synchronous Machine with Rectifier”, Proceeding of ICEM’96, vol. II, pp. 57-62, Vigo 1996
- [74] Hoeijmakers, M.J.; “The (In)Stability of a Synchronous Machine with Diode Rectifier”, Proceeding of ICEM’92, pp. 83-87, Manchester 1992
- [75] Hoffmann, R.; Mutschler, P.; “The Influence of Control Strategies on the Energy Capture of Wind Turbine”, IEEE - World Conference on Industrial Applications of Electrical Energy, Roma 2000
- [76] Hopfensperger, B.; Atkinson, D.J.; Lakin, R.A.; “Application of Vector Control to Cascaded Induction Machine for Wind Power Generation Schemes”, EPE, vol. 2, pp. 701-706, Trondheim 1997
- [77] Hunter, R.; Elliot, G.; “Wind-Diesel Systems. A Guide to the Technology and its Implementation”, Cambridge University Press, United Kingdom 1999 (ISBN 0-521-43440-8)
- [78] Ian Baring-Gould, E.; Flowers, L.; Jimenez, T.; Lilienthal, P.; “Opportunities for Regional Rural Electrification Using Hybrid Power Systems”, Wind Power for the 21st Century, Kassel 2000
- [79] Infield, D.G.; Rahal, Z.; “Seawater Desalination Connected to an Autonomus Wind Energy System (SDAWES)”, Annual Progress Report, 1999
- [80] Jöckel, S.; “Gearless Wind Energy Converters with Permanent Magnet Generators. An Option for the Future?”, European Union Wind Energy Conference, pp. 414-417, Göteborg 1996
- [81] Kaas Pedersen, J.; Akke, M.; Kjølstad Poulsen, N.; Helgesen Pedersen, K.O.; “Analysis of Wind Farm Islanding Experiment”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 15, no. 1, Marzo 2000
- [82] Kappatou, J.; Miliadis-Argitis, J.; “Modelling of a Synchronous Machine Interconnected with an AC/DC Converter Using State Equations Formulation”, ETEP, vol. 9, no. 2, pp. 123-127, 1999

- [83] Kavadias, K.A.; Kaldellis, J.K.; "Storage System Evaluation for Wind Power Installations", Wind Power for the 21st Century, Kassel 2000
- [84] Kleinkauf, W. et al; "Technological Development of Wind Energy"; European Wind Energy Conference, Kassel 2000
- [85] Krause, P.C.; Wasynczuk, O.; Hildebrandt, M.S.; "Reference Frame Analysis of a Slip Recovery System" IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 3, n° 2, Junio, 1988, pp. 404-408
- [86] Krause, P.C.; "Analysis of Electric Machinery" McGraw-Hill, 1986 (ISBN 0-07-035436-7)
- [87] Kreith, F; West, R.E.; "CRC Handbook of Energy Efficiency", CRC Press, 1997 (ISBN 0-8493-2514-5)
- [88] Kundur, P.; "Power System Stability and Control", Electric Power Research Institute, 1994 (ISBN 0-07-035958-X)
- [89] Lab. de Electrotecnia y Redes Eléctricas; "Análisis de Redes Eléctricas", Tórculo, 1995 (ISBN 84-605-4555-5)
- [90] Le Gourières, D.; "Energía Eólica. Teoría, concepción y cálculo práctico de las instalaciones", Massan, S.A., 1983 (ISBN 84-311-0326-4)
- [91] Leithead, W.E.; Connor, B.; "Control of Variable Speed Wind Turbines: Dynamics Models", International Journal of Control, vol.73, no.13, pp. 1173-1188, 2000
- [92] Leithead, W.E.; Connor, B.; "Control of Variable Speed Wind Turbines: Dynamics Models", International Journal of Control, vol.73, no.13, pp. 1173-1188, 2000
- [93] Leithead, W.E.; Leith, D.J.; Hardan, F.; Markou, H.; "Direct Regulation of Large Speed Excursions for Variable Speed Wind Turbines", Technical Report, University of Strathclyde, 1999
- [94] Lennevy, J.; Rydberg, K.E.; Palmberg, J.O.; "Modelling, Simulation and Measurements of Hydrostatic Drives with Varied System Dynamics" , Third Scandinavian International Conference on Fluid Power, Linköping 1993
- [95] Leonhard, W. "Control of Electrical Drives", Springer1997 (ISBN 3-540-59380-2)
- [96] Llobet, E.; Prats, J.; "Sistemas Eólicos Aislados. Soluciones Técnicas", Automática e Instrumentación, pp. 127-138, Marzo 1987

- [97] Lucena Bonny, A.; “Energías Alternativas y Tradicionales”; Talasa, 1998 (ISBN 84-88119-60-7)
- [98] Lynge Jensen, T; “Renewable Energy on Small Islands. Second Edition”, Forum for Energy & Development, 2000 (ISBN 87-90502-03-5)
- [99] Malatestas, P.B.; Papadopulos, M.P.; Stavrakis, G.; “Modelling and Identification of Wind-Diesel Turbines Systems for Wind Penetration Assessment”, IEEE Transaction on Power Systems, vol.8, no.3, Agosto 1993
- [100] Masterton, W.L.; Slowinski, E.J.; Staniski, C.L.; “Química General Superior”, McGraw-Hill Interamericana, 1990, (ISBN 84-7605-369-X)
- [101] McIver, A.; Holmes, D.G.; Freere, P.; “Optimal Control of a Variable Speed Wind Turbine under Dynamic Wind Conditions”; IEEE Industry Application Conference, pp. 1692-1698, 1996
- [102] Medina, J.F.; “Análisis de Sistemas Eléctricos ante la Integración de Parques Eólicos. Aplicación al caso de las Islas Canarias” Tesis, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, Las Palmas de Gran Canaria 1997
- [103] Menéndez, E.; “Las Energías Renovables. Un Enfoque Político-Ecológico”; Los libros de la Catarata, 1997 (ISBN 84-8319-009-5)
- [104] Mercer,A.S.; Bossanyi,E.A.; “Stall Regulation of Variable Speed HAWTS”; European Union Wind Energy Conference, pp. 825-828, Göteborg 1996
- [105] Merino Azcárraga, J.M.; “Convertidores de Frecuencia para Motores de Corriente Alterna”, Serie Electrotecnologías, McGraw Hill, 1997 (ISBN 84-841-1233-4)
- [106] Merrit, H.E.; “Hydraulic Control Systems”, John Willey & Sons, EEUU 1967 (ISBN 0-471-59617-5)
- [107] Milborrow, D.; “Does Variable Speed Mean More Energy”, WindStats Newsletter, pp. 4-7, vol. 13, no.1, 2000
- [108] Mohan, N.; Undeland,T.M.; Robbins,W.P.; “Power Electronics: Converters, Applications and Design”, John Wiley & Sons, 1995 (ISBN 0-471-58408-8)

- [109] Molina, J.J.; Tapia, A.; Tapia, G.; Saenz, J.R; “Ecuaciones Fundamentales para el Análisis Dinámico de una Máquina Asíncrona de Doble Alimentación”, X Reunión de Grupos de Investigación en Ingeniería Eléctrica, Santander 2000
- [110] Moreno Figueredo, C.; “Bombeo de Agua con Energía Eólica”, Ponencia del Curso de Desarrollo Tecnológico de Sistemas Aislados con Energía Eólica, CIEMAT, 2-6 de Octubre de 2000
- [111] Muljadi, E.; Butterfield, C.P.; “Pitch-Controlled Variable-Speed Wind Turbine Generation”, NREL/CP-500-27143, National Renewable Energy Laboratory, February 2000
- [112] Muljadi, E.; Butterfield, C.P.; Sallan, J.; Sanz, M.; “Investigation of Self-Excited Induction Generators for Wind Turbine Applications”; IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Phoenix 1999
- [113] Muljadi, E.; Butterfield, C.P; “Pitch-Controlled Variable-Speed Wind Turbine Generation”; IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 37, no. 1, pp. 240-246, 2001
- [114] Muljadi, E.; Pierce, K.; Migliore, P.; “Control Strategy for Variable-Speed, Stall-Regulated Wind Turbines”; American Control Conference, vol. 3, pp. 1710-1714, Philadelphia 1998
- [115] Muljadi, E.; Pierce, K.; Migliore, P.; “A Conservative Control Strategy for Variable-Speed Stall-Regulated Wind Turbines”; American Society of Mechanical Engineers (ASME), Wind Energy Symposium, Reno 2000
- [116] Murdoch, A.; Winkelman, J.R.; Javid, J.H.; “Control Design and Performance Analysis of a 6 MW Wind Turbine-Generator”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-102, No.5, pp. 1340-1347, Mayo 1983
- [117] Mutschler, P.; Hagenkort, B.; Jöckel, S.; “Control Method for Variable Speed Stall Controlled Wind Turbines”; European Wind Energy Conference, Dublín 1997
- [118] Nakra, H.L.; Dubé, B.; “Slip Power Recovery Induction Generators for Large Vertical Axis Wind Turbine”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 3, no. 4, pp. 733-737, 1988
- [119] Neris, A.S.; Vovos, N.A.; Giannakopoulos, G.B.; “A Variable Speed Wind Energy Conversion Scheme for Connection to Weak AC Systems”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 14, no. 1, pp. 122-127, 1999

- [120] Novak, P.; Ekelund, T.; Jovik, I.; Schmidbauer, B.; “Modeling and Control of Variable-Speed Wind-Turbine Drive-System Dynamics”, IEEE Control Systems, pp. 28-38, August 1995
- [121] Okla, O.; Stiebler, M.; “A Stand-Alone Wind Power System with Asynchronous Generator and PWM-Inverter with Separate Adjustment of Active and reactive Power”; International Conference on Electric Machines, pp. 302-307, Vigo 1996
- [122] Oliva, R.B.; Luna, C.A.; “Development and First Result of a Data Adquisition System for Low Power Wind Diesel Generators in South Patagonia”, Wind Power for the 21st Century, Kassel 2000
- [123] Padiyar, K.R.; “Power System Dynamics”, John Wiley & Sons (Asia), 1995 (ISBN 0-471-19002-0)
- [124] Pandiaraj, K.; Taylor, P.; Jenkins, N.; Robb, C.; “Distributed Load Control of Autonomous Renewable Energy Systems”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol.16, no. 1, pp. 14-19, 2001
- [125] Papathanassiou, S.A.; Papadopoulos, M.P.; “Simplified d-q Dynamic Models of the Slip Recovery Drive” ETEP, vol. 10, no. 6, pp. 361-367, 2000
- [126] Papathanassiou, S.A.; Papadopoulos, M.P.; “Dynamic Characteristics of Autonomous Wind Diesel Systems”, Renewable Energy, vol. 23, pp. 293-311, 2001
- [127] Patel, M.R.; “Wind and Solar Power Systems”, CRC Press, EEUU 1999 (ISBN 0-8493-1605-7)
- [128] Pavella, M.; Murthy, P.G.; “Transient Stability of Power Systems”, John Wiley & Sons Ltd., 1994 (ISBN 0-471-94213)
- [129] Pekarek, S.D.; Wasynczuk, O.; Hegner, H.J.; “An Efficient and Accurate Model for the Simulation and Analysis of Synchronous Machine/Converter Systems”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 13, no. 1, pp. 42-48, 1998
- [130] Peña, R.S.; Clare, J.C.; Asher, G.M.; “Doubly Fed Induction Generator using Back-to-Back Converters and its Application to Variable-Speed Wind-Energy Generation” IEE Proceedings on Electric Power Applications, pp. 231-241, Mayo 1996
- [131] Peña, R.S.; Clare, J.C.; Asher, G.M.; “Vector Control of a Variable Speed Double-Fed Induction Machine for Wind Generation Systems”, EPE Journal, vol. 6, no. 3-4, pp. 60-67, December 1996

- [132] Petersen, S.M.; “Wind Turbine Test: Vestas V27-225kW”, Report from Risø National Laboratory, Risø-M-2861, 1990
- [133] Petersen, S.M.; Thomsen, K.; Paulsen, U.S.; Pedersen, T.F.; “Load Measurement on a Pitch Regulated Wind Turbina in Inhomogeneous Terrain Sky River – Vestas V27”; , Report from Risø National Laboratory, Risø-I-835(EN); 1994
- [134] Pierce, K.; “Control Method for Improved Energy Capture below Rated Power”, NREL/CP-500-26322, National Renewable Energy Laboratory, July 1999
- [135] Prieto, J.I.; “Fundamentos y Aplicaciones de la Energía Solar Térmica con Ejercicios Explicados”; Ente Asturiano de la Energía, Universidad de Oviedo, 1998 (ISBN 84-7468-966-X)
- [136] Rahal, Z.; Infield, D.G.; “Wind Powered Stand Alone Desalination”, European Union Wind Energy Conference, pp. 802-806, Dublín 1997
- [137] Raina, G.; Malik, O.P.; “Wind Energy Conversion Using a Self-Excited Induction Generators”; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-102, no. 12, pp. 3933-3936, 1983
- [138] Rashid, M.H.; “Power Electronics. Circuits, Devices, and Applications”, Prentice Hall International Editions, 1998 (ISBN 0-13-334483-5)
- [139] Reekers, J. et al; “Hybrid Systems for the Greek Islands of Kythnos. History and Future”, Wind Power for the 21st Century, Kassel 2000
- [140] Refoufi, L.; Al Zahawi, B.A.T; Jack, A.G ; “Analysis of the Steady State Behavior of the Static Kramer Induction Generator”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 14, N°3, pp. 333-339, Septiembre 1999
- [141] Rodríguez Amenedo, J.L.; “Análisis Dinámico y Diseño del Sistema de Control de Velocidad Variable con Generador Asíncrono de Doble Alimentación” Tesis, Universidad Carlos III de Madrid, Leganés 2000
- [142] Rodríguez-Amenedo, J.L.; Cano, J.L.; Burgos, J.C.; Veganzones, C.; “Control System Design and Performance Evaluation of Variable Speed WECS Equipped with a Doubly Fed Induction Generator” European Wind Energy Conference, pp. 863-866, Niza 1999
- [143] Ruin, S.; Carlson, O.; “Wind-Hybrid Systems with Variable Speed and DC-Link”, Wind Power for the 21st Century, Kassel 2000

- [144] Salameh, Z.M.; “Operation of the Variable Speed Constant Frequency Double Output Induction Generator (VSCF-DOIG) in a Constant Optimum Power Coefficient Mode”, *Wind Engineering*, vol. 9, no. 2, pp. 67-77, 1985
- [145] Salameh, Z.M.; Kazda, L.F.; “Analysis of the Double Output Induction Generator Using Direct Three-phase Model – Part I: Commutation Angle Analysis” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. EC-2, No. 2, pp. 175-181, 1987
- [146] Salameh, Z.M.; Kazda, L.F.; “Analysis of the Double Output Induction Generator Using Direct Three-phase Model – Part II: Harmonic Analysis” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. EC-2, No. 2, pp. 175-181, 1987
- [147] Schmidt, K.; Patterson, D.J.; “Benefits of Load Management Applied to an Optimally Dimensioned Wind/Photovoltaic/Diesel/Battery Hybrid Power System”, *Proceedings of Solar’97 – Australian and New Zealand Solar Energy Society*, 1997
- [148] Semiat, R.; “Desalination: Present and Future”, *International Water Resources Association, Water International*, vol. 25, no. 1, pp. 54-65, 2000
- [149] Serrano Iribarnegaray, L.; “Fundamentos de Máquinas Eléctricas Rotativas”, Marcombo, 1989 (ISBN 84-267-0763-7)
- [150] Serrano Iribarnegaray, L.; “Representación Gráfica e Interpretación Física de los Diferentes Regímenes de Funcionamiento de la Máquina Asíncrona Mediante la Teoría de los Fasores Espaciales” 4 Jornadas Luso-Espanholas de Engenharia Electrotécnica, 6-8 Julho 1995, Porto (Portugal), pp. 215-218
- [151] Serrano Iribarnegaray, L.; “Teoría de la Máquina Asíncrona Doblemente Alimentada y su Aplicación a Máquinas Controladas Electrónicamente por el Rotor” 5as Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, 3-5 Julio 1997, Salamanca (España), pp. 165-172
- [152] Serrano Iribarnegaray, L.; “The Space Phasor Theory”
- [153] Shi, K.L.; Chan, T.F.; Wong, Y.K.; Ho, S.L.; “Modelling and Simulation of Three-Phase Induction Motor Using Simulink”, *Int. J. Enging. Educ.*, vol. 36, pp. 163-172, 1999
- [154] Siegfried, H.; “Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems”, John Wiley & Sons, 1998 (ISBN 0-471-97143-X)

- [155] Simmons, A.D.; Freris, L.L.; Bleijs, J.A.M.; Infield, D.G.; “An Experimental Comparison of Different Wind Turbine Control Policies”, European Community Wind Energy Conference, pp. 530-533, Lübeck-Travemünde 1993
- [156] Smith, G.A.; Nigim, K.A.; “Wind-Energy Recovery by a Static Scherbius Induction Generator” IEE Proc., vol. 128, Pt. C, No. 6, pp. 429-442, 1981
- [157] Söker, H.; Schreiber, M.; “Offshore Wind Energy in the North Sea” Informe de Greenpeace, 2000
- [158] Song, X.; “Modelling the Synchronous Generator with Rectifier Loads”, Proceedings of the International Conference on the Evolution and Modern Aspects of Synchronous Machines, pp. 309-313, Zurich 1991
- [159] Spée, R.; Bhowmik, S.; “Novel Control Strategies for Variable-Speed Doubly Fed Wind Power Generation Systems” Renewable Energy, vol. 6, no. 8, pp. 907-915, 1995
- [160] Stanley, H.C.; “An Analysis of the Induction Machine” AIEE Transactions, Vol. 57, 1938
- [161] Suárez Creo, J.; Miranda Blanco, B.N.; “Máquinas Eléctricas. Funcionamiento en Régimen Permanente”, Tórculo Ediciones, 1997 (ISBN 84-89641-74-9)
- [162] Sudhoff, S.D.; “Analysis and Average-Value Modeling of Dual Line-Commutated Converter – 6-Phase Synchronous Machine Systems”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 8, no. 3, pp. 411-417, 1993
- [163] Sudhoff, S.D.; “Waveform Reconstruction from the Average-Value Model of Line-Commutated Converter – Synchronous Machine Systems”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 8, no. 3, pp. 404-410, 1993
- [164] Sudhoff, S.D.; Corzine, K.A.; Hegner, H.J.; “Transient and Dynamic Average-Value Modeling of Synchronous Machine Fed Load-Commutated Converters”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 11, no. 3, pp. 508-514, 1996
- [165] Sudhoff, S.D.; Wasynczuk, O.; “Analysis and Average-Value Modeling of Line-Commutated Converter – Synchronous Machine Systems”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 8, no. 1, pp. 92-99, 1993

- [166] Svensson, J.; “Voltage Angle Control of a Voltage Source Inverter – Application to a Grid-Connected Wind Turbine”, Proceeding of EPE, vol. 3, pp. 539-544, Sevilla 1995
- [167] Tang, L.; Zadavil, R.; “Shunt Capacitor Failures Due to Windfarm Induction Generator Self-Excitation Phenomenon”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 8, no. 3, pp. 513-519, Septiembre 1993
- [168] Tapia, G.; Tapia, A.; Molina, J.J.; Saenz, J.R.; “Simulación y Control de Parques Eólicos con Generadores de Inducción Doblemente Alimentados” X Reunión de Grupos de Investigación en Ingeniería Eléctrica, Santander 2000
- [169] Ter-Gazarian, A.; “Energy Storage for Power Systems. IEE Energy Series 6”, Peter Peregrinus Ltd., 1994 (ISBN 0 86341 264 5)
- [170] The MathWorks, Inc.; “The Student Edition of Matlab: Users Guide” Prentice Hall, 1995 (ISBN 0-13-184979-4)
- [171] The MathWorks, Inc.; “The Student Edition of Simulink: Users Guide” Prentice Hall, 1996 (ISBN 0-13-452435-7)
- [172] Thiringer, T. ; “Modelling a Group of Induction Machines Connected to a Weak Grid” ", International Conference of Electrical Machines (ICEM'96), Vigo, Spain, 10-12 September 1996. Proceedings, vol. II, pp. 99-104.
- [173] Thiringer, T.; “Periodic Power Pulsations from a Three-bladed Wind Turbine”, IEEE Power Engineering Summer Meeting, 12-16 July, 1998
- [174] Thiringer, T.; “Power Quality Measurements Performed on a Low-Voltage Grid Equipped with Two Wind Turbines”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 11, no.3, pp. 601-606, Septiembre 1996
- [175] Thoma, J.; “Transmisiones Hidrostáticas”, Editorial Gustavo Gili, Barcelona 1968
- [176] Trzynadlowski, A.M.; “Control of Induction Motors”, Academic Press, 2001 (ISBN 0-12-701510-8)
- [177] Üçtuğ, M.Y.; Eskandarzadeh, I.; Ince, H; “Modelling and Output Power Optimisation of a Wind Turbine Driven Double Output Induction Generator”, IEE Proceedings on Electric Power Applications, vol. 141, no. 2, Marzo 1994
- [178] Varios ; “Aerogeneradores Genesys 600”, InfoPOWER, pp. 88-89, Abril 1998

- [179] Varios; “Component Failure & Production Data Summary Tables”, WindStats Newsletter, vol. 13, no. 1, 2000
- [180] Varios; “Renewable Energy Storage. IMechE Seminar Publication”; Professional Engineering Publishing, 2000 (ISBN 1 86058 306 7)
- [181] Varios; “The Control Handbook” Willians S. Levine (CRC Press), 1996 (ISBN 0-8493-8570-9/96)
- [182] Varios; “Wind Energy – The Facts”, Informe de la Comisión Europea para la Energía, 1997
- [183] Veganzones, C.; Alonso, A.; Blázquez, F; Herrero, N.; Bencomo, V.; “Comparative Study of Several Alternatives of Multipole Generator for MW Direct Driven Wind Turbines”, Wind Power for the 21st Century, Kassel 2000
- [184] Veltman, A.T. et al; “Advanced Interface and Controller for Variable Speed Wind Turbines”, European Community Wind Energy Conference, pp. 631-634, Lübeck-Travemünde 1993
- [185] Vihriälä, H.; Ridanpää, P.; Perälä, L.; Söderlund, L.; “Control of Variable Speed Wind Turbine with Feedforward of Aerodynamic Torque”; European Wind Energy Conference, pp. 881-884, Nice 1999
- [186] Wasynczuk, O.; Man, D.T.; Sullivan, J.P. ; “Dynamic Behaviour of a Class of Wind Turbine Generators during Random Wind Fluctuations”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, no. 6, pp. 2837-2845, Junio 1981
- [187] Wasynczuk, O.; Yi-Min Diao; Krause, P.C.; “Theory and Comparison of Reduced Order Models of Induction Machines” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 3, pp. 404-408, Marzo 1985
- [188] Weiming, M.; An, H.; Dezhi, L.; Gaifan, Z.; “Stability of a Synchronous Generator with Diode-Bridge Rectifier and Back-EMF Load”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 15, no. 4, pp. 458-463, 2000
- [189] Wilkie, J.; Leithead, W.E.; Anderson, C.; “Modelling of Wind Turbines by Simple Models” Wind Engineering, Vol. 14, No. 4, pp. 247-274, 1990
- [190] Williamson, S.; Ferreira, A.C.; Wallace, A.K.; “Generalised Theory of the Brushless Doubly-Fed Machine. Part 1: Analysis” IEE Proceedings on Electric Power Applications, vol. 144, no. 2, pp. 111-122, 1997

- [191] Xu, X.; Mathur, R.M.; Jiang, J.; Rogers, G.J.; Kundur, P.; “Modeling Effects of System Frequency Variations in Induction Motor Dynamics Using Singular Perturbations” IEEE Transactions on Power Systems, Vol.15, No.2, pp. 764-770, Mayo 2000
- [192] Yeager, K.E.; Willis, J.R.; “Modeling of Emergency Diesel Generators in an 800 Megawatt Nuclear Power Plant”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 8, no. 3, pp. 433-441, Septiembre 1993
- [193] Zinger, D.S.; Muljadi, E.; “Annualized Wind Energy Improvement Using Variable Speeds”, IEEE Transactins on Industry Applications, vol. 33, no. 6, 1997

Apéndice I La Transformada D-Q

I.1 Introducción

Uno de los problemas típicos en la ingeniería es el de modelar las máquinas eléctricas. Las ecuaciones diferenciales asociadas a éstas son complejas ya que dependen, entre otras cosas, de la posición relativa del rotor con respecto al estator. Por ello, para la obtención de una solución a dichas ecuaciones se suelen emplear cambios de variable que las simplifiquen. Una de esas transformaciones es la conocida como transformada d-q, que es la que se aplicará en la presente Tesis. Existen, sin embargo, otras transformaciones como pueden ser la de la Teoría de los Fasores Espaciales, o la de los Vectores Espaciales [95,149,152].

I.2 Nociones Básicas

Mediante la transformación en coordenadas d-q, a partir de un sistema trifásico, ya sea de tensiones, intensidades o flujos, supuesto sobre un sistema de ejes a-b-c que forman 120° , se obtiene un sistema equivalente de tensión, intensidad o flujo, asociado a unos ejes que forman 90° , llamados d-q, y que giran a una determinada velocidad. Mediante dicha transformación se pueden derivar sistemas de ecuaciones más sencillos para los elementos como la máquina asíncrona, síncrona, ... Para obtener las componentes d-q se proyectan las componentes v_a , v_b y v_c sobre los ejes d-q sobre los que se desea obtener la transformación; las proyecciones resultantes son las correspondientes componentes v_d y v_q (ver Fig. I-1). Dichas proyecciones se puede obtener mediante la expresión matricial:

$$\begin{bmatrix} v_q \\ v_d \\ v_0 \end{bmatrix} = \mathbf{k} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \Leftrightarrow \mathbf{V}_{qd0} = \mathbf{kV}_{abc} \quad (\text{I.1})$$

donde:

- v_a , v_b y v_c : representan el conjunto de señales trifásicas situadas sobre los ejes a, b y c, respectivamente.
- v_q y v_d representan los valores de las componentes a, b y c proyectadas sobre los ejes q y d respectivamente.
- v_0 es el valor medio el valor de las componentes a, b y c, llamada componente de secuencia cero.

siendo la matriz \mathbf{k} de transformación:

$$\mathbf{k} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin \theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \quad (\text{I.2})$$

donde además, la variable θ representa el ángulo que forman los ejes d-q elegidos con los a-b-c. Dicho ángulo se puede poner en función de la velocidad de giro relativa ω de los ejes d-q con respecto a los ejes a-b-c:

$$\theta = \int_0^t \omega(\tau) d\tau + \theta_0 \quad (\text{I.3})$$

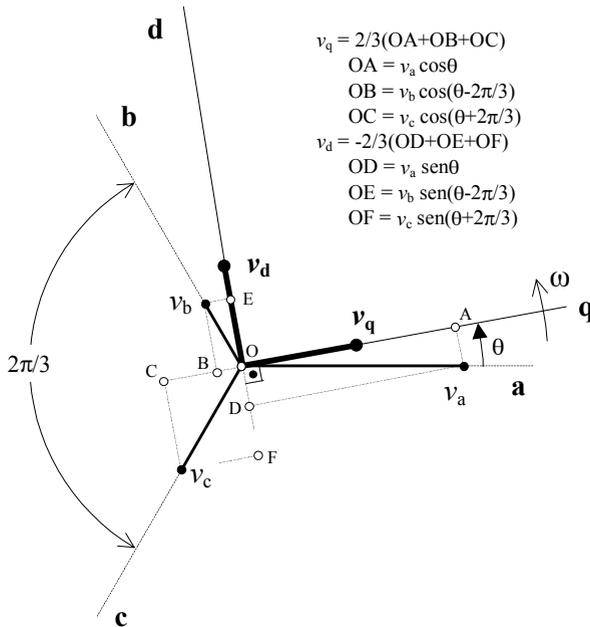


Fig. I-1: Ejes que intervienen en la transformación d-q.

Ha de tenerse en cuenta que el ángulo θ que aparece en la ecuación anterior representa un ángulo eléctrico, lo mismo ocurre con la velocidad ω . En una máquina eléctrica, el ángulo que representa el desplazamiento entre los ejes eléctricos de rotor y estator, es igual al número de pares de polos “p” por el ángulo mecánico existente entre rotor y estator. O, dicho de otro modo, cada vuelta del rotor corresponde a “p” ciclos de las magnitudes eléctricas tanto de estator como de rotor. Se establecen por ello las relaciones:

$$\begin{aligned} \omega &= p\omega_m \\ \theta &= p\theta_m \end{aligned} \quad (\text{I.4})$$

donde Ω es la velocidad mecánica y θ_m es el ángulo mecánico, de forma que: $\Omega = d\theta_m/dt$.

Para la transformación inversa, de coordenadas d-q a coordenadas a-b-c, se emplean las expresiones:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \mathbf{k}^{-1} \begin{bmatrix} v_q \\ v_d \\ v_0 \end{bmatrix} \Leftrightarrow \mathbf{V}_{abc} = \mathbf{k}^{-1} \mathbf{V}_{qd0} \quad (I.5)$$

donde:

$$\mathbf{k}^{-1} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (I.6)$$

Algunos autores emplean matrices ligeramente distintas a las aquí mostradas [32,86,128]. Sin embargo la elección de unas u otras matrices sólo tendrá importancia en la aparición de determinadas constantes de proporcionalidad en los resultados y matrices de cambio.

En la literatura existen unas transformaciones d-q sobradamente conocidas, las cuales aparecen en la tabla mostrada a continuación [86,128].

Tabla I-1: Sistemas de referencia.

Velocidad de giro de las coordenadas de referencia	Interpretación	Variables d-q	Ejes
ω	Variables del circuito estacionario referidas a un eje de coordenadas que gira a una velocidad arbitraria	V_q, V_d, V_0	d-q
0	Variables del circuito estacionario referidas a un eje de coordenadas estacionario (<i>Clarke</i>)	V_q^s, V_d^s, V_0	d_s-q_s
ω_r	Variables del circuito estacionario referidas a un eje de coordenadas que gira con el rotor (<i>Park</i>)	V_q^r, V_d^r, V_0	d_r-q_r
ω_e	Variables del circuito estacionario referidas a un eje de coordenadas que gira a la velocidad síncrona.	V_q^e, V_d^e, V_0	d_e-q_e

En ocasiones es necesario relacionar las componentes o coordenadas obtenidas sobre distintos ejes d-q (ver Fig. I-2), para ello se emplea la ecuación:

$$\begin{bmatrix} v_q^y \\ v_d^y \\ v_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_y - \theta_x) & \sin(\theta_y - \theta_x) & 0 \\ -\sin(\theta_y - \theta_x) & \cos(\theta_y - \theta_x) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_q^x \\ v_d^x \\ v_0 \end{bmatrix} \Leftrightarrow \mathbf{V}_{qd0}^y = \mathbf{k}^{x \rightarrow y} \mathbf{V}_{qd0}^x \quad (I.7)$$

donde:

- $\theta_y - \theta_x$ representa el ángulo que el eje q_y (o d_y) forma con el eje q_x (o d_x)
- V_{qd0}^x y V_{qd0}^y son las coordenadas en los ejes d_x - q_x y d_y - q_y respectivamente.
- $k^{x \rightarrow y}$ es la matriz de paso de coordenadas d_x - q_x a d_y - q_y

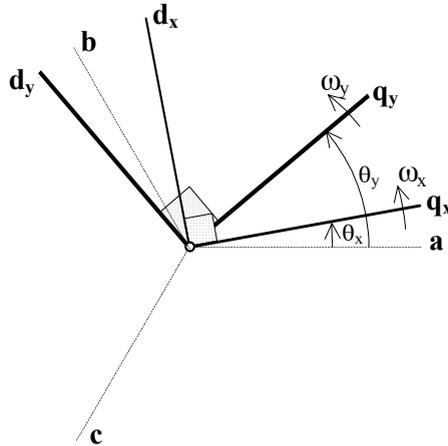


Fig. I-2: Relación entre dos sistemas de ejes d-q.

Si el estudio se circunscribe a sistemas equilibrados, se puede despreciar la componente de secuencia cero, ya que su valor es nulo en régimen permanente, y prácticamente nulo durante los transitorios. Por ejemplo, una posible representación de un transitorio sería:

$$\begin{aligned}
 v_{sa}(t) &= \sqrt{2}V_s \left[e^{-t/\tau} \cos \theta_{s,0} + \cos(\omega_e t + \theta_{s,0}) \right] \\
 v_{sb}(t) &= \sqrt{2}V_s \left[e^{-t/\tau} \cos\left(\theta_{s,0} - \frac{2}{3}\pi\right) + \cos\left(\omega_e t + \theta_{s,0} - \frac{2}{3}\pi\right) \right] \\
 v_{sc}(t) &= \sqrt{2}V_s \left[e^{-t/\tau} \cos\left(\theta_{s,0} + \frac{2}{3}\pi\right) + \cos\left(\omega_e t + \theta_{s,0} + \frac{2}{3}\pi\right) \right]
 \end{aligned} \tag{I.8}$$

donde se puede comprobar que la componente de secuencia cero es nula ($v_0=0$). Con esta consideración se obtienen las expresiones:

$$\begin{bmatrix} v_q \\ v_d \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin\theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \Leftrightarrow \mathbf{V}_{qd} = \mathbf{k} \mathbf{V}_{abc} \quad (\text{I.9})$$

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_q \\ v_d \end{bmatrix} \Leftrightarrow \mathbf{V}_{abc} = \mathbf{k}^{-1} \mathbf{V}_{qd} \quad (\text{I.10})$$

$$\begin{bmatrix} v_q^y \\ v_d^y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_y - \theta_x) & -\sin(\theta_y - \theta_x) \\ \cos(\theta_y - \theta_x) & \cos(\theta_y - \theta_x) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_q^x \\ v_d^x \end{bmatrix} \Leftrightarrow \mathbf{V}_{qd}^y = \mathbf{k}^{x \rightarrow y} \mathbf{V}_{qd}^x \quad (\text{I.11})$$

donde se puede ver que:

$$\mathbf{k}^{-1} = \frac{3}{2} \mathbf{k}^T \quad (\text{I.12})$$

Hay una serie de relaciones de la matriz de transformación \mathbf{k} que serán de utilidad, como son:

$$\frac{d}{dt} \mathbf{k}^{-1} = \begin{bmatrix} -\sin\theta & -\cos\theta \\ -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \omega \quad (\text{I.13})$$

$$\mathbf{k} \frac{d}{dt} \mathbf{k}^{-1} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \omega \quad (\text{I.14})$$

I.3 Notación Compleja

Las anteriores relaciones se pueden expresar de una forma más compacta si se emplea una notación compleja (o polar) y no se considera la componente homopolar, entonces:

$$\tilde{\mathbf{V}}_{qd} = \mathbf{V}_{qd}(t) e^{j\zeta(t)} = \mathbf{V}_q + j\mathbf{V}_d \quad (\text{I.15})$$

El paso a coordenadas d-q se puede poner como:

$$\tilde{\mathbf{V}}_{qd} = \frac{2}{3} \left\{ v_a e^{-j\theta} + v_b e^{-j(\theta - \frac{2\pi}{3})} + v_c e^{-j(\theta + \frac{2\pi}{3})} \right\} \quad (\text{I.16})$$

donde el término correspondiente a la descomposición en coordenadas d-q es, en general, una función temporal. Por ejemplo, respecto a un sistema de ejes estacionario a_s - b_s - c_s con ángulo inicial nulo se obtiene:

$$\tilde{V}_{sqd}^s = \frac{2}{3} \left\{ v_{as} + v_{bs} e^{j\frac{2\pi}{3}} + v_{cs} e^{-j\frac{2\pi}{3}} \right\} \quad (I.17)$$

donde v_{as} , v_{bs} y v_{cs} : son las tensiones sobre el sistema de ejes estacionarios a_s - b_s - c_s .

La transformación a coordenadas a-b-c es:

$$\begin{aligned} v_a &= \text{real} \left\{ \bar{V}_{qd} e^{j\theta} \right\} \\ v_b &= \text{real} \left\{ \bar{V}_{qd} e^{j(\theta - \frac{2\pi}{3})} \right\} \\ v_c &= \text{real} \left\{ \bar{V}_{qd} e^{j(\theta + \frac{2\pi}{3})} \right\} \end{aligned} \quad (I.18)$$

En la Fig. I-3 se muestra la notación empleada en la notación compleja.

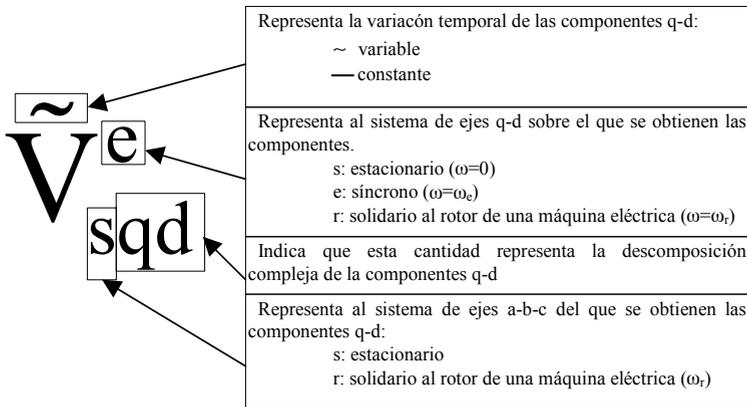


Fig. I-3: Notación empleada en la representación compleja.

Dados los sistemas de ejes de referencia d_x - q_x y d_y - q_y (ver Fig. I-2), el paso de uno a otro quedaría de la forma:

$$\tilde{V}_{qd}^y = \tilde{V}_{qd}^x e^{-j(\theta_y - \theta_x)} \quad (I.19)$$

I.4 Sistemas Trifásicos Equilibrados

Una de las aplicaciones habituales de la transformación d-q es la de su aplicación en sistemas trifásicos equilibrados. Para indicar las consecuencias de su aplicación sobre sistemas de este tipo, se toma como ejemplo el sistema trifásico de tensiones¹ mostrado a continuación, el cual se sitúa sobre unos ejes estacionarios a_s - b_s - c_s como los de la Fig. I-1:

¹ El mismo desarrollo es generalizable para cualquier tipo de señal trifásica, p.ej. intensidades, flujos...

$$\begin{aligned} v_{sa}(t) &= \sqrt{2}V_s \cos(\omega_e t + \theta_{1,0}) \\ v_{sb}(t) &= \sqrt{2}V_s \cos(\omega_e t + \theta_{1,0} - \frac{2}{3}\pi) \\ v_{sc}(t) &= \sqrt{2}V_s \cos(\omega_e t + \theta_{1,0} + \frac{2}{3}\pi) \end{aligned} \quad (I.20)$$

donde:

- ω_e es la denominada frecuencia, o velocidad, síncrona.
- V_s es el valor eficaz de las tensiones.
- $\theta_{1,0}$ es la fase de las tensiones

El cuanto al sistema de referencia d-q se puede tomar su ángulo con respecto al sistema estacionario como:

$$\theta = \omega t + \theta_0 \quad (I.21)$$

donde θ_0 es el ángulo inicial, que por simplicidad se supone igual a cero²

Por lo tanto, la descomposición en coordenadas d-q del sistema de tensiones descrito en (I.20) es:

$$\tilde{V}_{sqd} = \sqrt{2}V_s e^{j(\theta_1 - \theta)} = \sqrt{2}\bar{V}_s e^{j(\omega_e - \omega)t} \quad (I.22)$$

donde \bar{V}_s representa al fasor de tensión de la fase a_s, y el ángulo θ_1 se puede poner como $\theta_1 = \omega_e t + \theta_{1,0}$.

El sistema de tensiones trifásico se puede representar por un vector que gira a velocidad ω_e con respecto a un sistema de ejes estacionarios. El módulo (V_s) y fase inicial ($\theta_{s,0}$) de dicho vector se pueden representar por el fasor de tensión \bar{V}_s . O sea:

$$\bar{V}_s e^{j\omega_e t} = V_s e^{j\theta_{e,0}} e^{j\omega_e t} \quad (I.23)$$

Si se escoge un sistema de referencia estacionario d_s-q_s ($\omega = 0$), de forma que el eje q coincida con el eje a ($\theta_0 = 0$), se obtiene una representación en coordenadas d-q:

$$\tilde{V}_{sqd}^s = \sqrt{2}\bar{V}_s e^{j\omega_e t} = \bar{V}_{sqd}^e e^{j\omega_e t} \quad (I.24)$$

la cual coincide con el vector rotatorio de tensión indicado en (I.23). En cambio si la elección de los ejes d-q corresponden a unos con ángulo inicial cero y que giran a la velocidad síncrona ($\omega = \omega_e$), entonces, la descomposición d_e-q_e es un valor complejo constante, proporcional al fasor de tensión de la fase a. Es decir:

² Esta consideración se toma únicamente por simplicidad en la notación, e implica que en el instante inicial los ejes a y q son coincidentes.

$$\tilde{V}_{sqd}^e = \bar{V}_{sqd}^e = \sqrt{2}\bar{V}_s \quad (I.25)$$

A resultados similares se llega cuando el sistema de tensiones trifásico está sobre un sistema de referencia móvil a_r-b_r-c_r (p.ej. el rotor de una máquina eléctrica) y cuya expresión es de la forma:

$$\begin{aligned} v_{ra}(t) &= \sqrt{2}V_r \cos(\omega_2 t + \theta_{2,0}) \\ v_{rb}(t) &= \sqrt{2}V_r \cos(\omega_2 t + \theta_{2,0} - \frac{2}{3}\pi) \\ v_{rc}(t) &= \sqrt{2}V_r \cos(\omega_2 t + \theta_{2,0} + \frac{2}{3}\pi) \end{aligned} \quad (I.26)$$

donde:

- ω_2 es la frecuencia de las tensiones sobre el sistema móvil.
- V_r es el valor eficaz de las tensiones.
- $\theta_{2,0}$ es la fase de las tensiones

Sobre un eje d_r-q_r solidario al sistema móvil a_r-b_r-c_r y con ángulo inicial nulo se obtiene:

$$\tilde{V}_{rqd}^r = \sqrt{2}\bar{V}_r e^{j\omega_2 t} \quad V \quad (I.27)$$

donde \bar{V}_r es el fasor de tensión de la fase a_r del rotor.

Si el sistema escogido gira a la velocidad síncrona ω_e con respecto a un eje estacionario, y su ángulo inicial con respecto al rotor es cero se obtiene:

$$\tilde{V}_{rqd}^e = \tilde{V}_{rqd}^r e^{-j(\theta_e - \theta_r)} = \sqrt{2}\bar{V}_r e^{j(\theta_r + \theta_2 - \theta_e)} \quad (I.28)$$

De forma que, si la frecuencia de las tensiones v_{ra} , v_{rb} y v_{rc} es igual a la diferencia entre la velocidad síncrona y la del rotor ($\omega_2 = \omega_e - \omega_r$), tal y como sucede en el funcionamiento de una máquina asíncrona, y suponiendo que $\theta_{r0} = \theta_{e0} = 0$, se obtiene un numero complejo constante proporcional al fasor de tensión:

$$\bar{V}_{rqd}^e = \sqrt{2}\bar{V}_r \quad V \quad (I.29)$$

En el caso de que las velocidades ω_r y ω_2 sean constantes, la expresión (I.28) se puede poner como:

$$\tilde{V}_{rqd}^e = \tilde{V}_{rqd}^r e^{-j(\omega_e - \omega_r)t} = \sqrt{2}\bar{V}_r e^{j(\omega_r + \omega_2 - \omega_e)t} \quad (I.30)$$

I.5 Elementos pasivos en sistemas estacionarios y coordenadas d-q

En este apartado se describirán las ecuaciones en coordenadas d-q para los elementos pasivos de tipo resistivo, capacitivo e inductivo compuesto por

elementos invariantes en el tiempo, trifásicos y equilibrados, situados, además, sobre unos ejes a_s-b_s-c_s estacionarios.

I.5.1 Elementos Resistivos

Las ecuaciones de un elemento resistivo trifásico y equilibrado (ver Fig. I-4) se pueden expresar de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_s & 0 & 0 \\ 0 & r_s & 0 \\ 0 & 0 & r_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \mathbf{V}_{sabc} = \mathbf{R}_s \mathbf{I}_{sabc} \quad (I.31)$$

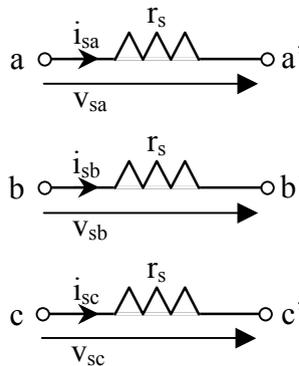


Fig. I-4: Circuito resistivo trifásico y equilibrado.

Mediante la transformación en coordenadas d-q (ver Fig. I-5) se llega a una expresión matricial:

$$\mathbf{V}_{sqd} = \mathbf{R}_{qds} \mathbf{I}_{sqd} \quad (I.32)$$

donde:

$$\mathbf{R}_{sqd} = \mathbf{kR}_s \mathbf{k}^{-1} = \begin{bmatrix} r_s & 0 \\ 0 & r_s \end{bmatrix} \quad (I.33)$$

Por otro lado, mediante la notación compleja (ver Fig. I-5), se llega a::

$$\tilde{\mathbf{V}}_{sqd} = r_s \tilde{\mathbf{I}}_{sqd} \quad (I.34)$$

Habitualmente, tanto las líneas como las cargas en los estudios dinámicos se suelen considerar equilibrados. En este caso las expresiones descritas son perfectamente válidas. Sin embargo, en el caso de sistemas desequilibrados la matriz \mathbf{R}_{sqd} contendrá elementos que varían sinusoidalmente a lo largo del tiempo, excepto cuando se consideren unos ejes d-q estacionarias ($\theta = \text{cte}$).

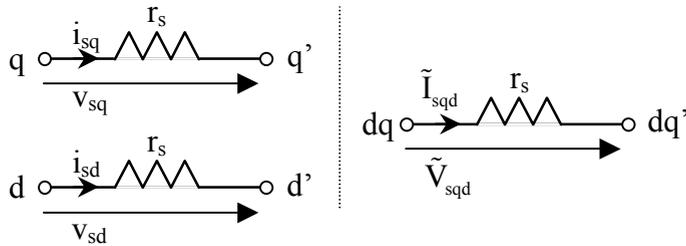


Fig. I-5: Equivalente en coordenadas d-q de un circuito resistivo.

I.5.2 Elementos Inductivos

Las ecuaciones en coordenadas a_s-b_s-c_s de los elementos inductivos son:

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_{sa} \\ \lambda_{sb} \\ \lambda_{sc} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \mathbf{V}_{sabc} = \frac{d}{dt} \mathbf{\Lambda}_{sabc} \quad (I.35)$$

donde los valores λ_{sa} , λ_{sb} y λ_{sc} representan los flujos concatenados por las bobinas a, b y c respectivamente. Aplicando las expresiones para la obtención de las coordenadas d-q se llega a:

$$\mathbf{V}_{sqd} = \mathbf{k}_s \frac{d}{dt} (\mathbf{k}_s^{-1} \mathbf{\Lambda}_{sqd}) = \omega \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \mathbf{\Lambda}_{sqd} + \frac{d\mathbf{\Lambda}_{sqd}}{dt} \quad (I.36)$$

Si se tiene en cuenta la relación existente entre los flujos y las intensidades dada por la matriz de acoplamientos, y supuesto un sistema trifásico y equilibrado (ver Fig. I-6), se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{sa} \\ \lambda_{sb} \\ \lambda_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_s & l_m & l_m \\ l_m & l_s & l_m \\ l_m & l_m & l_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \mathbf{\Lambda}_{sabc} = \mathbf{L}_s \mathbf{I}_{sabc} \rightarrow \mathbf{V}_{sabc} = \mathbf{L}_s \frac{d}{dt} \mathbf{I}_{sabc} \quad (I.37)$$

donde:

- l_s es el coeficiente de auto-inducción de cada una de las bobinas
- l_m es el coeficiente de inducción mutua ente las bobinas
- \mathbf{L}_s es la matriz de acoplamientos

En el caso en que la matriz de acoplamientos sea constante, la correspondiente descomposición en coordenadas d-q (ver Fig. I-7) es:

$$\mathbf{V}_{sqd} = \omega \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \mathbf{L}_{sqd} \mathbf{I}_{sqd} + \mathbf{L}_{sqd} \frac{d\mathbf{I}_{sqd}}{dt} \quad (I.38)$$

donde:

$$\mathbf{L}_{sqd} = \mathbf{k}_s \mathbf{L}_s \mathbf{k}_s^{-1} = \begin{bmatrix} l_s - l_m & 0 \\ 0 & l_s - l_m \end{bmatrix} \quad (\text{I.39})$$

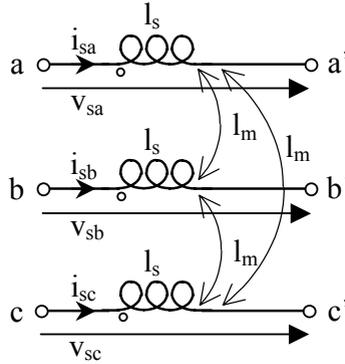


Fig. I-6: Circuito inductivo trifásico y equilibrado.

Empleando la notación compleja se obtiene (ver Fig. I-7) la expresión:

$$\tilde{\mathbf{V}}_{sqd} = (l_s - l_m) \frac{d}{dt} \tilde{\mathbf{I}}_{sqd} + j\omega(l_s - l_m) \tilde{\mathbf{I}}_{sqd} \quad (\text{I.40})$$

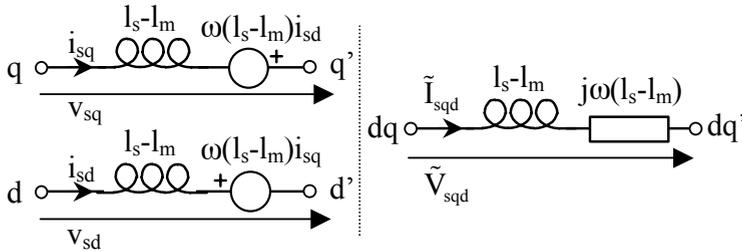


Fig. I-7: Equivalente en coordenadas d-q de un circuito inductivo.

I.5.3 Elementos Capacitivos

Las ecuaciones en coordenadas a_s-b_s-c_s de los elementos inductivos son:

$$\begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} q_{sa} \\ q_{sb} \\ q_{sc} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \mathbf{i}_{sabc} = \frac{d}{dt} \mathbf{q}_{sabc} \quad (\text{I.41})$$

donde q_{sa}, q_{sb} y q_{sc} son las cargas de los condensadores de cada fase.

Si se tiene en cuenta la relación existente entre la carga de un condensador y su tensión en un sistema trifásico y equilibrado (ver Fig. I-8), se obtienen las relaciones:

$$\begin{bmatrix} q_{sa} \\ q_{sb} \\ q_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c_s & 0 & 0 \\ 0 & c_s & 0 \\ 0 & 0 & c_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \mathbf{Q}_{sabc} = \mathbf{C}_s \mathbf{V}_{sabc} \rightarrow \mathbf{I}_{sabc} = \mathbf{C}_s \frac{d}{dt} \mathbf{V}_{sabc} \quad (\text{I.42})$$

donde c_s es la capacidad de cada uno de los condensadores.

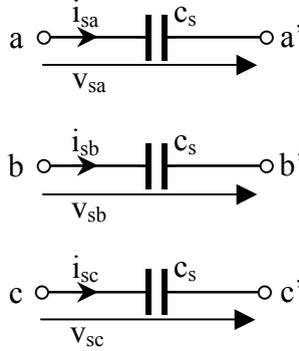


Fig. I-8: Circuito capacitivo trifásico y equilibrado.

Operando análogamente a lo visto en apartados anteriores, se obtienen las expresiones (ver Fig. I-9):

$$\mathbf{I}_{sqd} = \omega \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \mathbf{C}_{sqd} \mathbf{V}_{sqd} + \mathbf{C}_{sqd} \frac{d\mathbf{V}_{sqd}}{dt} \quad (\text{I.43})$$

$$\mathbf{C}_{sqd} = \mathbf{k}_s \mathbf{C}_s \mathbf{k}_s^{-1} = \begin{bmatrix} c_s & 0 \\ 0 & c_s \end{bmatrix} \quad (\text{I.44})$$

$$\tilde{\mathbf{I}}_{sqd} = c_s \frac{d}{dt} \tilde{\mathbf{V}}_{sqd} + j\omega c_s \tilde{\mathbf{V}}_{sqd} \quad (\text{I.45})$$

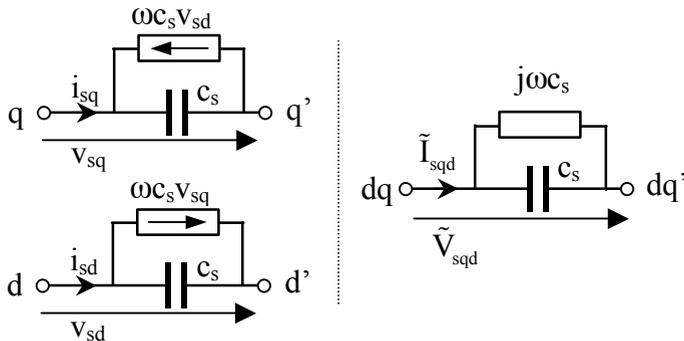


Fig. I-9: Equivalente en coordenadas d-q de un circuito capacitivo.

I.6 Teoría de los Vectores Espaciales

Según la teoría de los vectores espaciales, una tensión de estator, como la presentada en la ecuación (I.20), tiene asociada un fasor espacial, el cual visto desde los ejes estacionarios (estator) se puede poner como [95]:

$$\vec{V}_s^s(t) = v_{as} + v_{bs} e^{j\frac{2}{3}\pi} + v_{cs} e^{-j\frac{2}{3}\pi} \quad (I.46)$$

Este vector, comparado con la representación mostrada en ecuaciones anteriores, es igual, salvo constantes, a la representación compleja en coordenadas d-q cuando, tanto el sistema de referencia a-b-c y el d-q son estacionarios, y, en el instante inicial, los ejes a y q son coincidentes ($\theta_0=0$). O sea:

$$\vec{V}_s^s(t) = \frac{2}{3} \tilde{V}_{sqd}^s \quad (I.47)$$

Si el fasor espacial se representa con respecto a un sistema que gira a la velocidad síncrona, entonces su representación se multiplica por $e^{-j\omega_e t}$, quedando de la forma:

$$\vec{V}_s^e(t) = \vec{V}_s^s(t) e^{-j\omega_e t} \quad (I.48)$$

El cual es una vez más proporcional a la correspondiente transformación d-q:

$$\vec{V}_s^e(t) = \frac{2}{3} \tilde{V}_{sqd}^e \quad (I.49)$$

Igualmente si se tiene un sistema de tensiones trifásico y equilibrado sobre un sistema de referencia móvil (rotor) su representación con respecto al rotor se puede poner como:

$$\vec{V}_r^r(t) = \frac{2}{3} \tilde{V}_{rqd}^r \quad (I.50)$$

De forma similar se podría seguir comparando las expresiones obtenidas mediante fasores espaciales y transformación en coordenadas d-q y se llega a la conclusión de que teniendo en cuenta la constante de $\frac{2}{3}$ ambas representaciones son equivalentes.

Apéndice II Valores por unidad

En el estudio de los sistemas eléctricos es habitual referir todas las variables, ya sean eléctricas o mecánicas, a unos valores de referencia (base) de forma que se puedan simplificar algunas constantes de las expresiones de potencia, par,... así como facilitar la interpretación de los resultados obtenidos. De esta forma, se puede definir el valor por unidad (pu) de una determinada magnitud como, el cociente existente entre ella y su correspondiente valor base, o sea, $F_{pu} = F/F_{base}$ [89]. Como valor de referencia o base se puede escoger cualquier cantidad, sin embargo, la adecuada elección de dichos parámetros es la que facilitará la interpretación de los resultados y la simplificación de alguna de las expresiones. Los valores base empleados en la presente tesis son:

- S_{base} son los valores de potencia base.
- V_{base} es la tensión base (puede ser línea-línea o línea-neutro)
- ω_{base} es la frecuencia base. Generalmente, como frecuencia base se suele emplear la denominada síncrona, cuyo valor en redes eléctricas europeas es de 50Hz es: $\omega_{base} = 2\pi 50$.

Los correspondientes valores pu son:

$$S_{pu} = \frac{S}{S_{base}} \quad V_{pu} = \frac{V}{V_{base}} \quad \omega_{pu} = \frac{\omega}{\omega_{base}} \quad (II.1)$$

donde:

- S y S_{pu} son las correspondientes potencias en VA y en pu
- V y V_{pu} son las correspondientes tensiones en volt y en pu
- ω y ω_{pu} son las frecuencias en rad/sg y en pu.

La elección de la intensidad base, depende de cual es la tensión base si línea-línea o línea-neutro:

$$\begin{aligned} V_{base} \text{ línea-línea} &\Rightarrow I_{base} = \frac{S_{VA}}{\sqrt{3}V_{base}} \\ V_{base} \text{ línea-neutro} &\Rightarrow I_{base} = \frac{S_{VA}}{3V_{base}} \end{aligned} \quad (II.2)$$

El resto de los valores base son:

$$Z_{\text{base}} = \frac{V_{\text{base}}}{I_{\text{base}}} \quad T_{\text{base}} = \frac{S_{\text{base}}}{\omega_{\text{m,base}}} \quad (\text{II.3})$$

donde:

- Z_{base} es la impedancia base
- $\omega_{\text{m,base}}$ es la velocidad mecánica base
- T_{base} es el par base

En cuanto a la velocidad mecánica base ($\omega_{\text{m,base}}$) cabe decir que, por ejemplo, en una máquina de p pares de polos es conveniente tomar la relación mostrada en (II.4). Esto es debido a que la frecuencia base (ω_{base}) representa la velocidad con la que varían los campos magnéticos en el interior de la máquina, mientras que la velocidad mecánica es la velocidad de giro del eje, siendo la relación entre ambas el número p de pares de polos.

$$\omega_{\text{m,base}} = \frac{\omega_{\text{base}}}{p} \quad (\text{II.4})$$

Cuando se trabaja en coordenadas d-q puede es igualmente interesante trabajar en valores por unidad [32,86]. En este caso las bases elegidas pueden ser:

$$\bar{S}_{\text{qd,base}} = \bar{S}_{\text{base}} \quad \bar{V}_{\text{qd,base}} = \sqrt{2}\bar{V}_{\text{base}} \quad \bar{\omega}_{\text{qd,base}} = \omega_{\text{base}} \quad (\text{II.5})$$

Por lo tanto:

$$\bar{I}_{\text{qd,base}} = \sqrt{2}\bar{I}_{\text{base}} \quad \bar{Z}_{\text{qd,base}} = \bar{Z}_{\text{base}} \quad \bar{T}_{\text{qd,base}} = \bar{T}_{\text{base}} \quad (\text{II.6})$$

Mediante la elección de estos valores de referencia, se pueden comparar directamente los valores por unidad de las variables en coordenadas d-q con los fasores correspondientes del régimen estacionario senoidal. O sea, reescribiendo la ecuación $\bar{V}_{\text{sqd}}^e = \sqrt{2}\bar{V}_s$ (ver Apéndice I) en valores por unidad se tiene que:

$$\bar{V}_{\text{sqd,pu}}^e = \bar{V}_{\text{s,pu}} \quad (\text{II.7})$$

A lo largo de la presente tesis se emplearan indistintamente los valores los reales y los pu, a estos últimos sólo se le añadirá el subíndice “pu” en aquellos lugares donde pueda haber confusión.

Apéndice III Las Ecuaciones de la Máquina Asíncrona

III.1 Ecuaciones Eléctricas en coordenadas a-b-c

En la Fig. III-1 se puede ver los ejes a-b-c de una máquina síncrona con un par de polos. Los denominados a_s - b_s - c_s están sólidamente unidos al estator (estacionarios) y los a_r - b_r - c_r se mueven con el rotor.

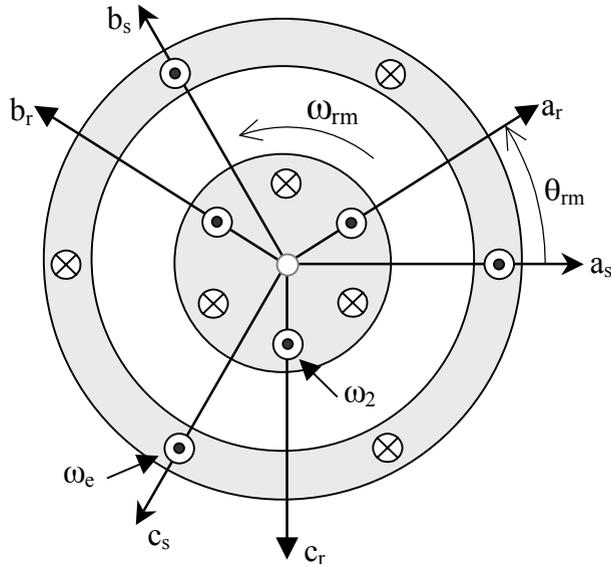


Fig. III-1: Situación de los ejes a-b-c en una máquina asíncrona.

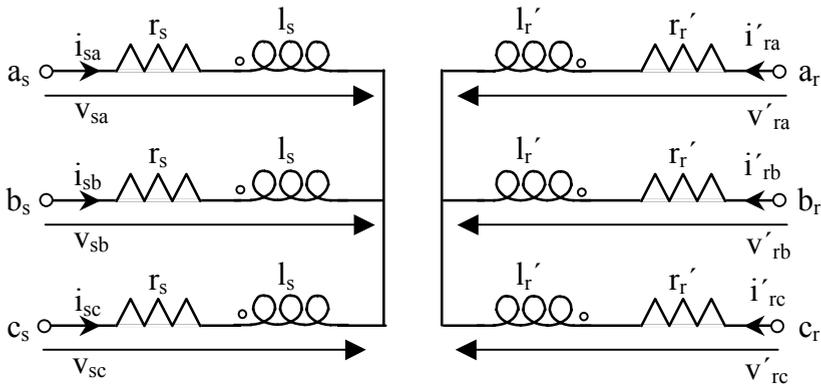


Fig. III-2: Esquema eléctrico de una máquina asíncrona.

En la Fig. III-2 se puede observar el esquema eléctrico de una máquina asíncrona, en donde todos los parámetros y variables del rotor se reducen al estator. Por ejemplo, las tensiones e intensidades del rotor reducidas al estator se pueden poner como:

$$\begin{aligned} V'_{ra} &= \frac{N_s}{N_r} V_{ra}; V'_{rb} = \frac{N_s}{N_r} V_{rb}; V'_{rc} = \frac{N_s}{N_r} V_{rc}; \\ i'_{ra} &= \frac{N_r}{N_s} i_{ra}; i'_{rb} = \frac{N_r}{N_s} i_{rb}; i'_{rc} = \frac{N_r}{N_s} i_{rc}; \end{aligned} \quad (III.1)$$

donde N_s y N_r son el número de espiras de los devanados de estator y rotor respectivamente.

A partir de aquí, siempre que aparezca una variable de rotor se supondrá referida al estator, de esta forma se puede simplificar la notación omitiendo el superíndice “ ’ ”.

Para la obtención de las ecuaciones se supone una máquina equilibrada, con un entrehierro constante, y devanados de rotor distribuidos sinusoidalmente. Además, se desprecian los efectos de saturación e histéresis. Con estas consideraciones se obtiene [86, 145]:

$$\begin{aligned} \mathbf{V}_{sabc} &= \mathbf{R}_s \mathbf{I}_{sabc} + \frac{d}{dt} \mathbf{\Lambda}_{sabc} \\ \mathbf{V}_{rabc} &= \mathbf{R}_r \mathbf{I}_{rabc} + \frac{d}{dt} \mathbf{\Lambda}_{rabc} \end{aligned} \quad (III.2)$$

donde:

- $\mathbf{V}_{sabc} = [v_{sa} \ v_{sb} \ v_{sc}]^T$ y $\mathbf{V}_{rabc} = [v_{ra} \ v_{rb} \ v_{rc}]^T$ son las tensiones trifásicas de estator y rotor, respectivamente.
- $\mathbf{I}_{sabc} = [i_{sa} \ i_{sb} \ i_{sc}]^T$ y $\mathbf{I}_{rabc} = [i_{ra} \ i_{rb} \ i_{rc}]^T$ son las intensidades trifásicas de estator y rotor, respectivamente.
- $\mathbf{\Lambda}_{sabc} = [\lambda_{sa} \ \lambda_{sb} \ \lambda_{sc}]^T$ y $\mathbf{\Lambda}_{rabc} = [\lambda_{ra} \ \lambda_{rb} \ \lambda_{rc}]^T$ son los flujos que concatenen a las bobinas estatóricas y rotóricas, respectivamente.
- $\mathbf{R}_s = \text{diag}([r_s \ r_s \ r_s])$ y $\mathbf{R}_r = \text{diag}([r_r \ r_r \ r_r])$ representa la resistencia de los devanados rotóricos y estatóricos, siendo r_s y r_r las resistencias del estator y rotor, respectivamente.

Por otra parte, suponiendo lineal la relación entre los flujos y las intensidades, está se puede poner como:

$$\begin{bmatrix} \Lambda_{sabc} \\ \Lambda'_{srbc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{L}_{s,abc} & \mathbf{L}_{m,abc} \\ (\mathbf{L}_{m,abc})^T & \mathbf{L}_{r,abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{sabc} \\ \mathbf{I}_{rabc} \end{bmatrix} \quad (III.3)$$

Teniendo en cuenta que se han despreciado los efectos de saturación e histéresis, las correspondientes matrices de acoplamiento en el estator (\mathbf{L}_s), en el rotor (\mathbf{L}_r) y de acoplamiento mutuos entre rotor y estator (\mathbf{L}_m) son:

$$\mathbf{L}_{s,abc} = \begin{bmatrix} l_{ls} + l_{ms} & -\frac{1}{2}l_{ms} & -\frac{1}{2}l_{ms} \\ -\frac{1}{2}l_{ms} & l_{ls} + l_{ms} & -\frac{1}{2}l_{ms} \\ -\frac{1}{2}l_{ms} & -\frac{1}{2}l_{ms} & l_{ls} + l_{ms} \end{bmatrix} \quad (III.4)$$

$$\mathbf{L}_{r,abc} = \begin{bmatrix} l_{lr} + l_{ms} & -\frac{1}{2}l_{ms} & -\frac{1}{2}l_{ms} \\ -\frac{1}{2}l_{ms} & l_{lr} + l_{ms} & -\frac{1}{2}l_{ms} \\ -\frac{1}{2}l_{ms} & -\frac{1}{2}l_{ms} & l_{lr} + l_{ms} \end{bmatrix} \quad (III.5)$$

$$\mathbf{L}_{m,abc} = l_{ms} \begin{bmatrix} \cos\theta_r & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos\theta_r & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos\theta_r \end{bmatrix} \quad (III.6)$$

donde:

- l_{ls} y l_{lr} son las inductancias de dispersión del estator y del rotor, respectivamente.
- l_{ms} es la inductancia de magnetización del estator y la del rotor, además de la amplitud de la inductancia mutua entre el rotor y el estator.
- θ_r es el ángulo eléctrico que hay entre el rotor y el estator, el cual se corresponde con el ángulo mecánico (ver Fig. III-1) multiplicado por el número de pares de polos, es decir: $\theta_r = p\theta_m$

III.2 Ecuaciones Eléctricas en Coordenadas d-q

Tal y como se anticipaba en la descripción de la transformación d-q, el empleo de esta transformada puede simplificar las ecuaciones de la máquina asíncrona, tal y como se verá a continuación. El primer paso a dar es el de escoger unos ejes d-q sobre los que plantear las ecuaciones de la máquina. En este caso se eligen unos ejes d-q que giran a la velocidad síncrona [20,86] (ver d_e - q_e en Fig. III-3), aunque existen otras posibilidades como en [109,160]. Aplicando las transformaciones vistas en el Apéndice I se obtienen las ecuaciones:

$$\begin{aligned} \mathbf{V}_{\text{sqd}}^e &= \mathbf{R}_s \mathbf{I}_{\text{sqd}}^e + \mathbf{k}_s^e \frac{d}{dt} (\mathbf{k}_s^e)^{-1} \Lambda_{\text{sqd}}^e + \frac{d}{dt} \Lambda_{\text{sqd}}^e \\ \mathbf{V}_{\text{rqd}}^e &= \mathbf{R}_r \mathbf{I}_{\text{rqd}}^e + \mathbf{k}_r^e \frac{d}{dt} (\mathbf{k}_r^e)^{-1} \Lambda_{\text{rqd}}^e + \frac{d}{dt} \Lambda_{\text{rqd}}^e \end{aligned} \quad (\text{III.7})$$

donde:

- \mathbf{k}_s^e es la matriz de transformación entre los ejes estacionarios a_s - b_s - c_s , situados en el estator, y los ejes d_e - q_e que giran a la velocidad síncrona (ω_e).
- \mathbf{k}_r^e es la matriz de transformación entre los ejes estacionarios a_r - b_r - c_r , situados sobre el rotor, y los ejes d_e - q_e .

Las matrices de transformación a coordenadas d_e - q_e son:

$$\mathbf{k}_s^e = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta_e & \cos(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin \theta_e & -\sin(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \quad (\text{III.8})$$

$$\mathbf{k}_r^e = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_e - \theta_r) & \cos(\theta_e - \theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_e - \theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_e - \theta_r) & -\sin(\theta_e - \theta_r - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_e - \theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \quad (\text{III.9})$$

En las ecuaciones (III.8) y (III.9) aparecen los ángulos θ_e y θ_r que son, respectivamente, los que forman los ejes q_e y a_r con el eje a_s . Ángulos que se ajustan a las expresiones:

$$\begin{aligned} \theta_e &= \omega_e t + \theta_{e0} \\ \theta_r &= \int_0^t \omega_r d\tau + \theta_{r0} \end{aligned} \quad (\text{III.10})$$

donde:

- ω_r es la velocidad del rotor dada en coordenadas eléctricas, o sea, “p” veces la velocidad mecánica (ω_{rm}).
- ω_e es la denominada frecuencia síncrona, que se corresponde con la frecuencia de las tensiones e intensidades en el estator.
- θ_{e0} , θ_{r0} son ángulos iniciales que, por simplicidad, se pueden tomar igual a cero.

Operando sobre (III.7) se obtienen las expresiones:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_{\text{sqd}}^e \\ \mathbf{V}_{\text{rqd}}^e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{R}_s & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{R}_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{\text{sqd}}^e \\ \mathbf{I}_{\text{rqd}}^e \end{bmatrix} + \omega_e \begin{bmatrix} \mathbf{J} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & s\mathbf{J} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Lambda_{\text{sqd}}^e \\ \Lambda_{\text{rqd}}^e \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Lambda_{\text{sqd}}^e \\ \Lambda_{\text{rqd}}^e \end{bmatrix} \quad (\text{III.11})$$

donde:

$$\mathbf{R}_s = \begin{bmatrix} r_s & 0 \\ 0 & r_s \end{bmatrix}; \quad \mathbf{R}_r = \begin{bmatrix} r_r & 0 \\ 0 & r_r \end{bmatrix} \quad (\text{III.12})$$

$$\mathbf{J} = \frac{1}{\omega_e} \mathbf{k}_s^e \frac{d}{dt} (\mathbf{k}_s^e)^{-1} = \frac{1}{s\omega_e} \mathbf{k}_r^e \frac{d}{dt} (\mathbf{k}_r^e)^{-1} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{III.13})$$

y además s es el deslizamiento que se define como:

$$s = \frac{\omega_e - \omega_r}{\omega_e} = \frac{\omega_e/p - \omega_{rm}}{\omega_e/p} \quad (\text{III.14})$$

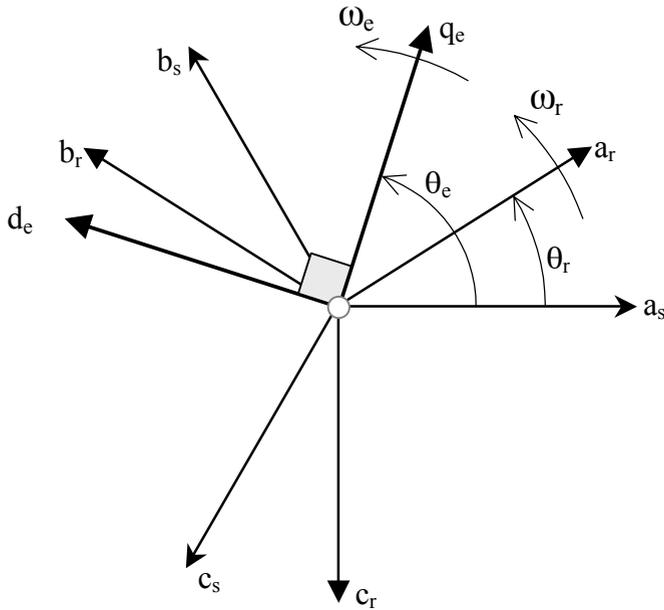


Fig. III-3: Ejes empleados en la transformación d-q.

La relación entre flujos e intensidades se ajusta a la expresión matricial:

$$\begin{bmatrix} \Lambda_{sqd}^e \\ \Lambda_{rqd}^e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{L}_s & \mathbf{L}_m \\ \mathbf{L}_m & \mathbf{L}_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{sqd}^e \\ \mathbf{I}_{rqd}^e \end{bmatrix} \quad (\text{III.15})$$

donde:

$$\mathbf{L}_s = (\mathbf{k}_s^e)^{-1} \mathbf{L}_{s,abc} \mathbf{k}_s^e = \begin{bmatrix} l_s & 0 \\ 0 & l_s \end{bmatrix}; \quad \mathbf{L}_r = (\mathbf{k}_r^e)^{-1} \mathbf{L}_{r,abc} \mathbf{k}_r^e = \begin{bmatrix} l_r & 0 \\ 0 & l_r \end{bmatrix} \quad (\text{III.16})$$

$$\mathbf{L}_m = (\mathbf{k}_s^e)^{-1} \mathbf{L}_{m,abc} \mathbf{k}_r^e = \begin{bmatrix} l_m & 0 \\ 0 & l_m \end{bmatrix}$$

y:

$$\begin{aligned} I_m &= \frac{3}{2} I_{ms} \\ I_s &= I_{ls} + I_m \\ I_r &= I_{lr} + I_m \end{aligned} \quad (III.17)$$

Mediante la notación compleja se pueden obtener unas expresiones más compactas como:

$$\bar{V}_{sqd}^e = r_s \bar{I}_{sqd}^e + j\omega_e \bar{\Lambda}_{sqd}^e + \frac{d}{dt} \bar{\Lambda}_{sqd}^e \quad (III.18)$$

$$\bar{V}_{rkd}^e = r_r \bar{I}_{rkd}^e + js\omega_e \bar{\Lambda}_{rkd}^e + \frac{d}{dt} \bar{\Lambda}_{rkd}^e$$

$$\begin{aligned} \bar{\Lambda}_{sqd}^e &= I_s \bar{I}_{sqd}^e + I_m \bar{I}_{rkd}^e \\ \bar{\Lambda}_{rkd}^e &= I_m \bar{I}_{sqd}^e + I_r \bar{I}_{rkd}^e \end{aligned} \quad (III.19)$$

III.3 Modelo Simplificado

El modelo mostrado en el apartado anterior admite varias simplificaciones que permiten un estudio más simple del comportamiento en régimen dinámico [172,187,191]. Una de las consideraciones más habituales es la de despreciar los transitorios en el estator., o sea:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_{sq} \\ \lambda_{sd} \end{bmatrix} = 0 \quad (III.20)$$

Esta consideración es especialmente adecuada cuando la máquina está conectada a un nudo de potencia infinita.

Teniendo en cuenta (III.20) y (III.15) se obtiene la siguiente expresión para las corrientes rotóricas:

$$\mathbf{I}_{rkd}^e = \mathbf{L}_r^{-1} \left(\mathbf{\Lambda}_{rkd}^e - \mathbf{L}_m \mathbf{I}_{rkd}^e \right) \quad (III.21)$$

Entonces de (III.11) se puede obtener las expresiones:

$$\frac{d}{dt} \mathbf{\Lambda}_{rkd}^e = \mathbf{V}_{rkd}^e - s\omega_e \mathbf{J} \mathbf{\Lambda}_{rkd}^e - \frac{1}{T_0'} \left(\mathbf{\Lambda}_{rkd}^e - \mathbf{L}_{rs} \mathbf{I}_{sqd}^e \right) \quad (III.22)$$

$$\mathbf{\Lambda}_{sqd}^e = \mathbf{L}_m \mathbf{I}_{rkd}^e + \mathbf{L}_s \mathbf{I}_{sqd}^e = \mathbf{L}_m \mathbf{L}_r^{-1} \mathbf{\Lambda}_{rkd}^e + \left(\mathbf{L}_s - \mathbf{L}_m \mathbf{L}_r^{-1} \mathbf{L}_m \right) \mathbf{I}_{sqd}^e \quad (III.23)$$

donde $T_0' = l_r / r_r$ es la constante de tiempo del rotor en cortocircuito.

Según (III.23) y (III.11) se pueden expresar de las corrientes estáticas como:

$$\mathbf{V}_{sqd}^e = \mathbf{R}_s \mathbf{I}_{sqd}^e - \omega_e \mathbf{J} \left(\mathbf{L}_m \mathbf{L}_r^{-1} \mathbf{\Lambda}_{sqd}^e + (\mathbf{L}_s - \mathbf{L}_m \mathbf{L}_r^{-1} \mathbf{L}_m) \mathbf{I}_{sqd}^e \right) \quad (\text{III.24})$$

Con el objeto de simplificar las expresiones obtenidas, se aplica el cambio de variable:

$$\mathbf{E}_{qd} = \omega_e \mathbf{J} \mathbf{L}_m \mathbf{L}_r^{-1} \mathbf{\Lambda}_{sqd}^e \quad (\text{III.25})$$

Lo que lleva a las expresiones para la máquina asíncrona:

$$\frac{d}{dt} \mathbf{E}_{qd} = j\omega_e \mathbf{V}_{rqd}^e - s\omega_e \mathbf{J} \mathbf{E}_{qd} + \frac{1}{T_0'} (\mathbf{E}_{qd} - (X_s - X') \mathbf{J}) \mathbf{I}_{sqd}^e \quad (\text{III.26})$$

$$\mathbf{V}_{sqd}^e - \mathbf{E}_{qd} = \mathbf{R}_s \mathbf{I}_{sqd}^e + X' \mathbf{J} \mathbf{I}_{sqd}^e \quad (\text{III.27})$$

donde se definen las reactancias:

$$\begin{aligned} X_s &= \omega_e l_{ss}; & X_{lr} &= \omega_e l_{lr}; & X_{ls} &= \omega_e l_{ls}; & X_m &= \omega_e l_m \\ X' &= (X_r X_s - X_m^2) / X_r = X_{ls} + X_{lr} X_m / (X_{lr} + X_m) \end{aligned} \quad (\text{III.28})$$

y la tensión del rotor modificada:

$$\mathbf{V}_{rqd}^e = \mathbf{V}_{sqd}^e \frac{X_m}{X_{lr} + X_m} \quad (\text{III.29})$$

Las ecuaciones (III.26) y (III.27) puestas en notación compleja son [56]:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \tilde{\mathbf{E}}_{qd} &= j\omega_e \tilde{\mathbf{V}}_{rqd}^e - js\omega_e \tilde{\mathbf{E}}_{qd} - \frac{1}{T_0'} (\tilde{\mathbf{E}}_{qd} - j(X_s - X') \tilde{\mathbf{I}}_{sqd}^e) \\ \tilde{\mathbf{V}}_{sqd}^e - \tilde{\mathbf{E}}_{qd} &= \mathbf{R}_s \tilde{\mathbf{I}}_{sqd}^e + jX' \tilde{\mathbf{I}}_{sqd}^e \end{aligned} \quad (\text{III.30})$$

Estas ecuaciones admiten la representación de la Fig. III-4.

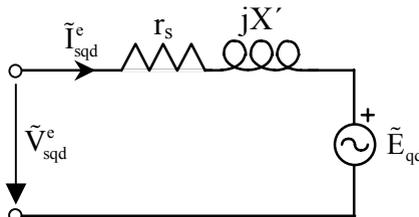


Fig. III-4: Modelo Simplificado de la Máquina Asíncrona.

III.4 Ecuaciones electromecánicas

Una vez obtenidas las ecuaciones eléctricas de la máquina asíncrona (ver apartados anteriores), es necesario la introducción de la correspondiente ecuación mecánica para determinar completamente su comportamiento, la cual, si se supone un funcionamiento como generador, es la siguiente:

$$T_m - T_e = J \frac{d\omega_{\text{m}}}{dt} + D\omega_{\text{m}} \quad \text{Nm} \quad (\text{III.31})$$

donde:

- T_m es el par mecánico motor
- T_e es el par resistente de la máquina (par electromecánico)
- J es el momento de inercia de la máquina
- D es el factor de rozamiento mecánico, generalmente se toma igual a cero.

Esta ecuación en pu se puede poner como (ver Apéndice II):

$$T_m - T_e = 2H \frac{d\omega_r}{dt} + D\omega_r \quad \text{pu} \quad (\text{III.32})$$

donde H es la constante de inercia definida como la relación entre la energía cinética de la inercia girando a la velocidad base y la potencia base, su expresión es:

$$H = J \frac{\omega_{\text{base}}^2}{2p^2 S_{\text{base}}} \quad \text{sg} \quad (\text{III.33})$$

y el factor de rozamiento en pu es:

$$D_{\text{pu}} = D \frac{\omega_{\text{base}}^2}{2p^2 S_{\text{base}}} \quad \text{pu} \quad (\text{III.34})$$

La interacción entre los campos magnéticos existentes en la superficie de rotor y las corrientes que por él circulan, es la que provoca la aparición del par electromecánico (T_e) que se opone al par de arrastre. Su expresión es:

$$T_e \frac{1}{pI_{\text{ms}}} = \left[i_{\text{as}} \left(i_{\text{ar}} - \frac{1}{2} i_{\text{br}} - \frac{1}{2} i_{\text{cr}} \right) + i_{\text{bs}} \left(i_{\text{br}} - \frac{1}{2} i_{\text{ar}} - \frac{1}{2} i_{\text{cr}} \right) + i_{\text{cs}} \left(i_{\text{cr}} - \frac{1}{2} i_{\text{br}} - \frac{1}{2} i_{\text{ar}} \right) \right] \text{sen}\theta_r + \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \left[i_{\text{as}} \left(i_{\text{br}} - i_{\text{cr}} \right) + i_{\text{bs}} \left(i_{\text{cr}} - i_{\text{ar}} \right) + i_{\text{cs}} \left(i_{\text{ar}} - i_{\text{br}} \right) \right] \right) \text{cos}\theta_r \quad (\text{III.35})$$

Sin embargo, cuando se emplean coordenadas d-q (ver Apéndice I) se pueden obtener expresiones más sencillas para el par. Si se parte de que la potencia eléctrica consumida por la máquina tiene la expresión:

$$P_{\text{ent}} = \begin{bmatrix} v_{\text{sa}} & v_{\text{sb}} & v_{\text{sc}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\text{sa}} \\ i_{\text{sb}} \\ i_{\text{sc}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{\text{ra}} & v_{\text{rb}} & v_{\text{rc}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\text{ra}} \\ i_{\text{rb}} \\ i_{\text{rc}} \end{bmatrix} = \mathbf{V}_{\text{sabc}}^T \mathbf{I}_{\text{sabc}} + \mathbf{V}_{\text{rabc}}^T \mathbf{I}_{\text{rabc}} \quad (\text{III.36})$$

la cual en coordenadas d_e-q_e es:

$$P_{\text{ent}} = \frac{3}{2} \left[\left(\mathbf{V}_{\text{sqd}}^e \right)^T \mathbf{I}_{\text{sqd}}^e + \left(\mathbf{V}_{\text{rqd}}^e \right)^T \mathbf{I}_{\text{rqd}}^e \right] \quad (\text{III.37})$$

y en notación compleja se obtiene que:

$$\begin{aligned} P_{\text{ent}} &= \frac{3}{2} \left[\tilde{V}_{\text{sqd}}^e \tilde{I}_{\text{sqd}}^{e*} + \tilde{V}_{\text{rqd}}^e \tilde{I}_{\text{rqd}}^{e*} \right] \quad \text{W} \\ P_{\text{ent}} &= \tilde{V}_{\text{sqd}}^e \tilde{I}_{\text{sqd}}^{e*} + \tilde{V}_{\text{rqd}}^e \tilde{I}_{\text{rqd}}^{e*} \quad \text{pu} \end{aligned} \quad (\text{III.38})$$

Desarrollando esta ecuación se llega a:

$$P_{\text{ent}} = \frac{3}{2} \text{real} \left\{ r_s |\tilde{I}_{\text{sqd}}^e|^2 + r_r |\tilde{I}_{\text{rqd}}^e|^2 + \frac{d\tilde{\Lambda}_{\text{sqd}}^e}{dt} \tilde{I}_{\text{sqd}}^{e*} + \frac{d\tilde{\Lambda}_{\text{rqd}}^e}{dt} \tilde{I}_{\text{rqd}}^{e*} + j\omega_e \tilde{\Lambda}_{\text{sqd}}^e \tilde{I}_{\text{sqd}}^{e*} + j\omega_e \tilde{\Lambda}_{\text{rqd}}^e \tilde{I}_{\text{rqd}}^{e*} \right\} \quad (\text{III.39})$$

Los dos primeros términos de (III.39) representan las pérdidas óhmicas en los devanados estáticos y rotóricos, por otra parte, los dos siguientes representan el ratio de intercambio de energía magnética entre rotor y estator. Por lo tanto, la potencia transferida a través del entrehierro está representada por los dos últimos términos, la cual dividida por la velocidad del rotor es el par electromecánico en el eje de la máquina:

$$T_e = -\frac{3p}{2\omega_r} \left[\omega_e (\lambda_{\text{sd}}^e i_{\text{sq}}^e - \lambda_{\text{sq}}^e i_{\text{sd}}^e) + \omega_e s (\lambda_{\text{rd}}^e i_{\text{rq}}^e - \lambda_{\text{rq}}^e i_{\text{rd}}^e) \right] \quad (\text{III.40})$$

Teniendo en cuenta (III.15) se pueden obtener las siguientes relaciones:

$$\lambda_{\text{sd}}^e i_{\text{sq}}^e - \lambda_{\text{sq}}^e i_{\text{sd}}^e = -(\lambda_{\text{rd}}^e i_{\text{rq}}^e - \lambda_{\text{rq}}^e i_{\text{rd}}^e) = I_{\text{rs}} (i_{\text{sq}}^e i_{\text{rd}}^e - i_{\text{sd}}^e i_{\text{rq}}^e) \quad (\text{III.41})$$

De esta forma, la ecuación del par electromecánico se puede poner como:

$$\begin{aligned} T_e &= \frac{-3p}{2} (\lambda_{\text{sd}}^e i_{\text{sq}}^e - \lambda_{\text{sq}}^e i_{\text{sd}}^e) = \frac{3p}{2} (\lambda_{\text{rd}}^e i_{\text{rq}}^e - \lambda_{\text{rq}}^e i_{\text{rd}}^e) = \frac{-3p}{2} I_{\text{m}} (i_{\text{sq}}^e i_{\text{rd}}^e - i_{\text{sd}}^e i_{\text{rq}}^e) \quad \text{Nm} \\ T_e &= -\omega_e (\lambda_{\text{sd}}^e i_{\text{sq}}^e - \lambda_{\text{sq}}^e i_{\text{sd}}^e) = \omega_e (\lambda_{\text{rd}}^e i_{\text{rq}}^e - \lambda_{\text{rq}}^e i_{\text{rd}}^e) = -X_{\text{m}} (i_{\text{sq}}^e i_{\text{rd}}^e - i_{\text{sd}}^e i_{\text{rq}}^e) \quad \text{pu} \end{aligned} \quad (\text{III.42})$$

o en notación compleja:

$$\begin{aligned} T_e &= -\frac{3p}{2} \text{imag} \{ \tilde{\Lambda}_{\text{sqd}}^e \tilde{I}_{\text{sqd}}^{e*} \} = \frac{3p}{2} \text{imag} \{ \tilde{\Lambda}_{\text{rqd}}^e \tilde{I}_{\text{rqd}}^{e*} \} = -\frac{3p I_{\text{m}}}{2} \text{imag} \{ \tilde{I}_{\text{rqd}}^e \tilde{I}_{\text{sqd}}^{e*} \} \quad \text{Nm} \\ T_e &= -\omega_e \text{imag} \{ \tilde{\Lambda}_{\text{sqd}}^e \tilde{I}_{\text{sqd}}^{e*} \} = \omega_e \text{imag} \{ \tilde{\Lambda}_{\text{rqd}}^e \tilde{I}_{\text{rqd}}^{e*} \} = -X_{\text{m}} \text{imag} \{ \tilde{I}_{\text{rqd}}^e \tilde{I}_{\text{sqd}}^{e*} \} \quad \text{pu} \end{aligned} \quad (\text{III.43})$$

En el modelo simplificado se pueden emplear además las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} P_{\text{ag}} &= \frac{3}{2} \text{real} \{ \tilde{E}_{\text{qd}} \tilde{I}_{\text{sqd}}^{e*} \} \quad \text{W} \\ T_e &= P_{\text{ag}} = \text{real} \{ \tilde{E}_{\text{qd}} \tilde{I}_{\text{sqd}}^{e*} \} \quad \text{pu} \\ T_e &= \frac{3p}{2\omega_e} \text{real} \{ \tilde{E}_{\text{qd}} \tilde{I}_{\text{sqd}}^{e*} \} \quad \text{N} \cdot \text{m} \end{aligned} \quad (\text{III.44})$$

donde P_{ag} es la potencia entregada desde el estator al entrehierro de la máquina.

III.5 Estudio de la máquina asíncrona en régimen permanente

El estudio de la máquina asíncrona en régimen permanente se hará con la notación compleja, de esta forma, mediante las expresiones obtenidas mediante la transformada d-q, se pueden obtener resultados comparables directamente con los fasores del régimen estacionario senoidal si, por ejemplo, se eligen las bases adecuadas (ver Apéndice II).

Para el estudio en régimen permanente se toma:

$$\frac{d}{dt} \tilde{E}_{qd} = 0 \quad (III.45)$$

y, por lo tanto se obtiene:

$$\bar{E}_{qd} = \frac{X_{rs}}{X_s} \bar{V}_{rqd}^e - r_r \bar{I}_{rqd}^e \quad (III.46)$$

donde:

$$\bar{I}_{rqd}^e = \frac{(r_s + jX_s) \bar{V}_{rqd}^e - jsX_m \bar{V}_{sqd}^e}{(r_s + jX_s)(r_r + jsX_r) + sX_{rs}^2} \quad (III.47)$$

En este caso, el estudio del régimen permanente con el modelo completo o simplificado es equivalente, ya que en ambos modelos se cumple (III.20).

El modelo en régimen permanente admite la representación mostrada en Fig. III-5, que es un modelo empleado en la literatura [32,56,57,86,156].

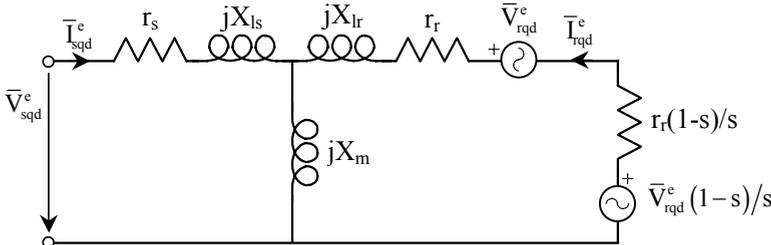


Fig. III-5: Representación de la máquina asíncrona en régimen permanente.

Las potencias que intervienen en el funcionamiento en el régimen permanente son las mostradas en la Tabla III-1 y en la Fig. III-6, en donde se ha escogido el funcionamiento como motor alimentado desde el rotor y el estator.

Tabla III-1: Potencias de la máquina asíncrona en régimen permanente.

Potencia consumida por la máquina desde el estator	$P_s = \text{real}\{\bar{V}_{sqd}^e \bar{I}_{sqd}^{e*}\}$	(III.48)
Potencia consumida por la máquina desde el rotor	$P_r = \text{real}\{\bar{V}_{rqd}^e \bar{I}_{rqd}^{e*}\}$	(III.49)
Pérdidas por efecto Joule en los devanados del estator	$P_{s,cu} = r_s \bar{I}_{sqd}^e ^2$	(III.50)
Pérdidas por efecto Joule en los devanados del rotor	$P_{r,cu} = r_r \bar{I}_{rqd}^e ^2$	(III.51)
Potencia electromecánica entregada por el eje	$P_e = \frac{1-s}{s} \left[r_r \bar{I}_{rqd}^e ^2 - \text{real}\{\bar{V}_{rqd}^e \bar{I}_{rqd}^{e*}\} \right]$	(III.52)
Potencia transferida desde el estator al entrehierro	$P_{ag} = \frac{1}{s} \left[r_r \bar{I}_{rqd}^e ^2 - \text{real}\{\bar{V}_{rqd}^e \bar{I}_{rqd}^{e*}\} \right]$	(III.53)

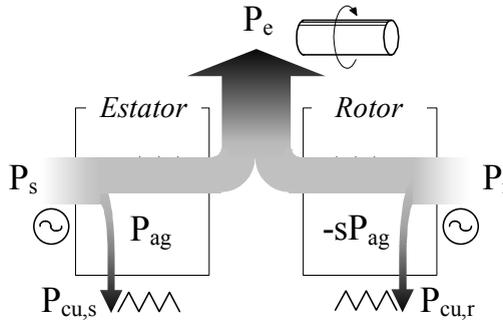


Fig. III-6: Balance de potencias en la máquina asíncrona.

El modelo de Fig. III-4 es equivalente al de Fig. III-5, tal y como se puede ver en Fig. III-7. Para comprobarlo es necesario calcular el valor de \bar{E}_{sqd}^e en régimen estacionario senoidal, el cual es:

$$\bar{E}_{qd}^e = -j \frac{X_{lr} X_m}{X_{lr} + X_m} \bar{I}_{sqd}^e + j X_m (\bar{I}_{sqd}^e + \bar{I}_{rqd}^e) \quad (III.54)$$

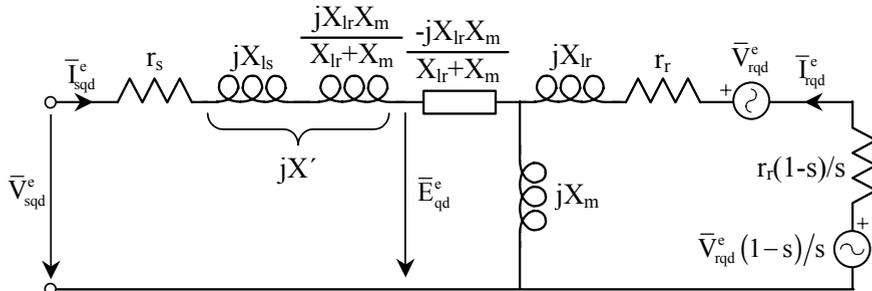


Fig. III-7: Equivalencia de Circuito de la Máquina Asíncrona en Régimen Estacionario.

III.6 Control de Velocidad de la Máquina Asíncrona. Control Vectorial

III.6.1 El principio del control vectorial

Las máquinas de continua con excitación independiente han sido durante décadas las favoritas para aquellas situaciones en las que era necesario un control. Para evidenciar este comportamiento, es necesario recordar aquí su funcionamiento.

En una máquina de continua el par electromecánico (T_e) se puede poner como:

$$T_e = k \phi(I_e) I_i \quad \text{N} \cdot \text{m} \quad (\text{III.55})$$

donde k es una constante, $\phi(I_e)$ es el campo magnético de excitación (el cual depende de la corriente de excitación I_e), e I_i es la intensidad de inducido. Las intensidades involucradas en (III.55) recorren circuitos distintos, con constantes de tiempo también diferentes, siendo la del circuito de inducido muy inferior a la del circuito de excitación. Todo esto permite una actuación “desacoplada”, de forma que se puede actuar sobre el par (mediante I_i y con una constante de tiempo baja) y sobre el flujo (mediante I_e y habitualmente manteniéndolo constante) de forma independiente [32,95,161]. A esta facilidad en el control hay que añadir la característica de que los campos creados por el inducido y la excitación están desfasados 90° eléctricos, lo que constituye un condición óptima para la producción de par.

Mediante el control vectorial se intenta trasladar este comportamiento a la máquina de inducción. Esto no es una tarea evidente debido a la interacción existente entre rotor y estator, ya que el desfase entre sus campos, además de no ser 90° , depende de las condiciones de funcionamiento.

Si se escoge un par de ejes d_e - q_e que giren a la velocidad síncrona de forma que el eje “ d_e ” esté siempre alineado con el flujo del rotor (ver Fig. III-8), entonces [32,95,176]:

$$\lambda_{rd}^e = |\bar{\Lambda}_{rqd}^s| = \sqrt{(\lambda_{rq}^s)^2 + (\lambda_{rq}^s)^2}; \quad \lambda_{rq}^e = 0 \quad (\text{III.56})$$

y mediante (III.56) y (III.19) se obtienen las relaciones:

$$\lambda_{rq}^e = l_m i_{sq}^e + l_r i_{rq}^e = 0 \quad (III.57)$$

$$i_{rq}^e = -\frac{l_m}{l_r} i_{sq}^e \quad (III.58)$$

El par electromagnético en una máquina asíncrona, ver (III.42), que se ajusta a la expresión:

$$T_e = \omega_e (\lambda_{rd}^e i_{rq}^e - \lambda_{rq}^e i_{rd}^e) \quad (III.59)$$

queda como:

$$T_e = \omega_e \lambda_{rd}^e i_{rq}^e = -\frac{\omega_e l_m}{l_r} \lambda_{rd}^e i_{sq}^e \quad (III.60)$$

Relación que por otra parte es muy similar a la vista en (III.55) para la máquina de continua.

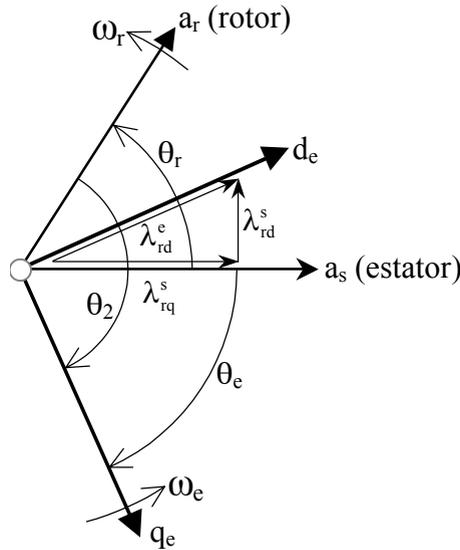


Fig. III-8: Ejes d_e-q_e coincidentes con el flujo del rotor.

Conviene aquí recordar la ecuación (III.18), en donde si se aplica la condición de rotor cortocircuitado ($\bar{V}_{rqd}^e = 0$), el resultado obtenido en (III.58), y que, tanto la componente del flujo rotórico λ_{rq}^e y como su derivada son cero, se obtiene la expresión:

$$s\omega_e = \omega_2 = r_r \frac{i_{rq}^e}{\lambda_{rd}^e} = -\frac{r_r l_m}{l_r} \frac{i_{sq}^e}{\lambda_{rd}^e} \quad (III.61)$$

donde s es el deslizamiento, ω_e es la frecuencia del estator (rad/sg) o la frecuencia síncrona y ω_2 es la frecuencia del rotor (rad/sg).

Para obtener un buen comportamiento dinámico se puede emplear la estrategia seguida en el caso de las máquinas de continua, que es la de mantener constante el flujo de excitación ($\lambda_{rd}^e = \text{cte}$ o $i_{sd}^e = \text{cte}$), y con un valor igual al que tiene la máquina en vacío. El valor del flujo se puede atenuar, por ejemplo, para velocidades por encima de la nominal o en situaciones de poca carga. Si se admite esta estrategia como válida entonces: $d\lambda_{rd}^e/dt = 0$, con lo que a partir de las expresión de la tensión (III.18) se deduce las siguiente relación:

$$\lambda_{rd}^e = I_m i_{sd}^e \quad (\text{III.62})$$

y el deslizamiento debe cumplir:

$$s\omega_e = \omega_2 = -\frac{r_r i_{sq}^e}{l_r i_{sd}^e} \quad (\text{III.63})$$

En la práctica, la magnitud del campo magnético del rotor se puede modificar mediante el control de la componente de la intensidad i_{sd}^e , y la orientación del flujo rotórico haciendo que el deslizamiento s o bien la componente de la intensidad i_{sq}^e se ajusten a (III.63) [32].

Por otra parte teniendo en cuenta que $\omega_e = d\theta_e/dt$, $\omega_2 = d\theta_2/dt$ y $\omega_r = d\theta_r/dt$, se puede obtener la posición del flujo rotórico como:

$$\theta_e = \theta_r + \theta_2 = \int \omega_r dt + \int \omega_2 dt \quad (\text{III.64})$$

donde ω_2 se ha de ajustar a la expresión (III.63).

III.6.2 Configuraciones de Control Vectorial

Tal y como se ha mostrado en el apartado anterior el control vectorial de la máquina asíncrona pasa por poder controlar la intensidad del estator. Para ello es necesario emplear convertidores electrónicos, típicamente inversores autónomos [17,32,95,176]. El bucle de control del inversor tiene una constante de tiempo muy inferior a las variables mecánicas involucradas por lo que no se suele tener en cuenta [6].

El control vectorial puede realizarse mediante un inversor controlado en corriente o en tensión, mediante la adquisición del flujo en el entrehierro de la máquina (control directo) o sólo con la medida de la velocidad del rotor y las intensidades del estator (control indirecto).

En el control vectorial directo, ya sea por tensión o intensidad, se emplean las medidas de la velocidad del rotor, intensidades del estator y la medida del flujo en el entrehierro (flujo mútuo) (ver Fig. III-9). Se ha de tener en cuenta que el flujo mútuo se ajusta a las expresiones:

$$\begin{aligned}\lambda_{mq}^s &= I_m (i_{sq}^s + i_{rq}^s) \\ \lambda_{md}^s &= I_m (i_{sd}^s + i_{rd}^s)\end{aligned}\tag{III.65}$$

y que su posición se puede obtener de:

$$\cos \theta_e = \frac{\lambda_{rd}^s}{\sqrt{(\lambda_{rd}^s)^2 + (\lambda_{rq}^s)^2}}; \quad \text{sen } \theta_e = \frac{\lambda_{rq}^s}{\sqrt{(\lambda_{rd}^s)^2 + (\lambda_{rq}^s)^2}}\tag{III.66}$$

con la que ya se pueden obtener el valor de λ_{rd}^e , i_{sq}^e y T_m mediante las ecuaciones indicadas en el apartado anterior.

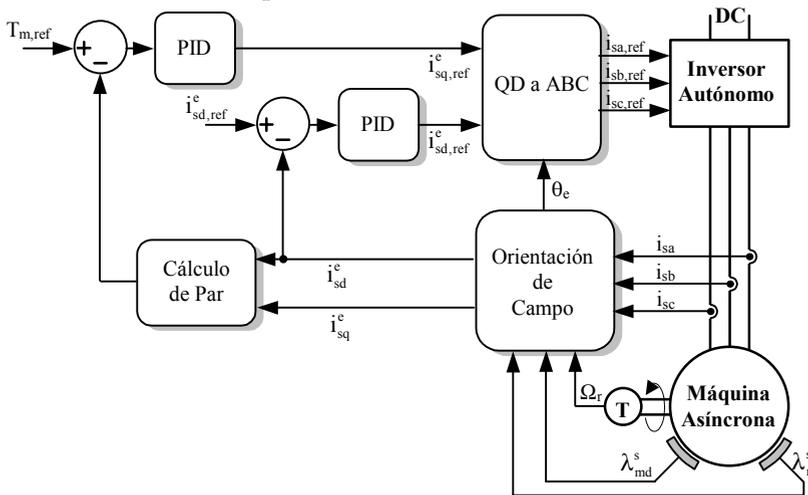


Fig. III-9: Control Vectorial Directo con Inversor como Fuente de Corriente.

En Fig. III-9 se muestra el control mediante un inversor funcionando como fuente de corriente, sin embargo dicho control también puede realizarse por fuente de tensión. Si se reescribe la ecuación (III.30) correspondiente a la tensión del estator se obtiene:

$$\begin{aligned}v_{sq}^e + \omega_e I' i_{sd}^e &= E_q + r_s i_{sq}^e = Q \\ v_{sd}^e - \omega_e I' i_{sq}^e &= E_d + r_s i_{sd}^e = D\end{aligned}\tag{III.67}$$

en donde los términos que acompañan a la tensión del estator (v_s) representan el acoplamiento existente entre las componentes q y d, el cual ha de ser compensado en la realización del control vectorial. El esquema de control vectorial directo con inversor como fuente de tensión puede verse en Fig. III-10.

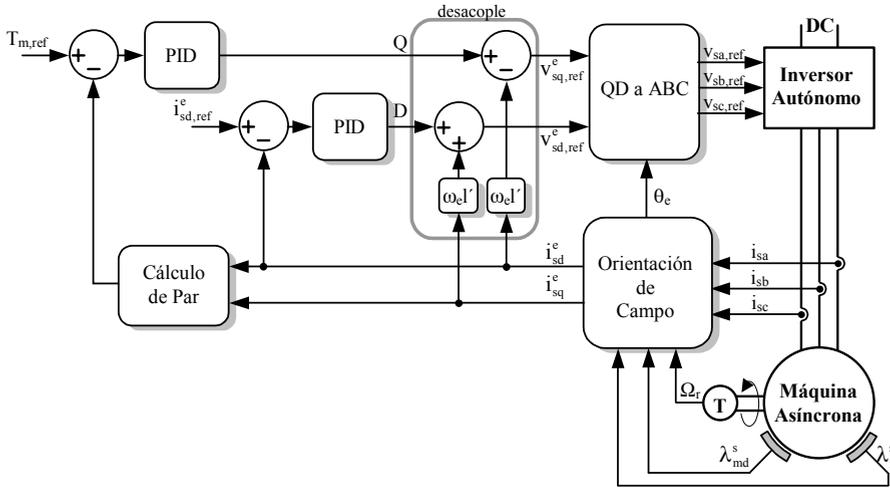


Fig. III-10: Control Vectorial Directo con Inversor como Fuente de Tensión.

Si se elimina la medida del flujo en el entrehierro la posición del flujo del rotor se estima mediante las ecuaciones (III.63) y (III.64). Es lo que se conoce como control vectorial indirecto (ver Fig. III-11 y Fig. III-12).

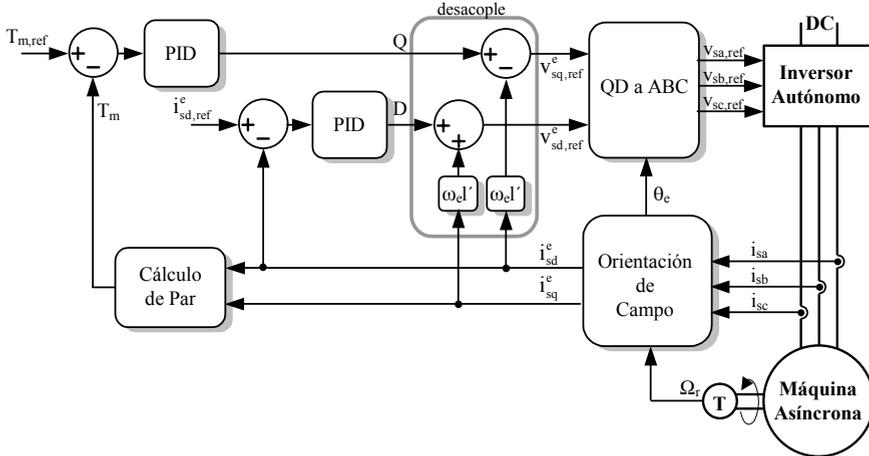


Fig. III-11: Control Vectorial Indirecto con Inversor como Fuente de Tensión.

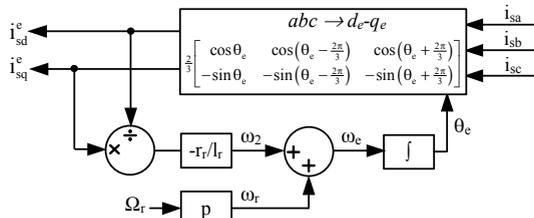


Fig. III-12: Esquema del Bloques de Orientación de Campo en el Control Vectorial Indirecto.

Apéndice IV La Máquina Asíncrona Doblemente Alimentada

IV.1 Introducción

En ocasiones, en la industria es necesario disponer de un motor o un generador que sea capaz de trabajar en un amplio de velocidades variable. Esta situación es aplicable a los sistemas de generación de energía eólica. Una de las alternativas posibles es la disponer de un motor asíncrono de rotor bobinado y anillos rozantes que permitan extraer o/y inyectar energía del rotor. Este sistema está especialmente indicado en aquellas aplicaciones en los que se requiera un margen de velocidades relativamente estrecho (1 a 3), ya que para ello sólo se necesita manejar una fracción de la potencia nominal.

La opción más sencilla en este tipo de configuraciones es el incrementar la resistencia del rotor mediante una resistencia externa conectada a través de unos anillos rozantes. Sin embargo, pese a su sencillez tiene el inconveniente de que la energía extraída del rotor se disipa en la resistencia, además de la dificultad existente para variar el valor de dicha resistencia. Una forma de aprovechar esa energía, por ejemplo para devolverla a la red, es disponer convertidores electrónicos en el rotor, que además pueden permitir un intercambio de energía bidireccional [105,140]. Es en este caso es cuando se habla de la máquina asíncrona doblemente alimentada. Algunas de estas configuraciones son las conocidas como esquemas de Scherbius, Kramer, ...

IV.2 La Máquina Asíncrona Doblemente Alimentada con Convertidores Conmutados por Red

Una de las configuraciones más extendidas para la máquina doblemente alimentada es aquella en la que el convertidor conectado al rotor es del tipo conmutador por red. Esto quiere decir que, la conmutación viene fijada por las tensiones (o corrientes), lo que lleva a afirmar que, al igual que cuando se conectan resistencias al rotor, en todo instante se cumple la ecuación:

$$\omega_2 = s\omega_e = \omega_e - \omega_r \tag{IV.1}$$

donde ω_2 es la frecuencia de las tensiones y corrientes del rotor, y, por consiguiente, representa la velocidad de giro, relativa al rotor, de los campos magnéticos, ya sean creados en el rotor o en el estator. En consecuencia, la frecuencia de las variables eléctricas (tensiones, corrientes o flujos) de rotor y de estator valen, respectivamente, $s\omega_e$ y ω_e . Esto es cierto, siempre y cuando se desprecien los armónicos propios del funcionamiento del convertidor [125,146].

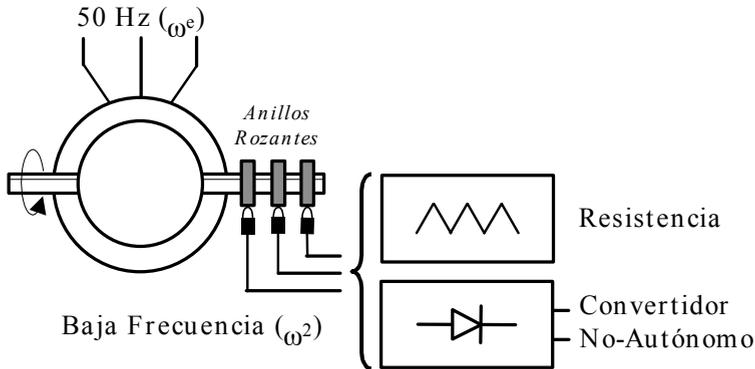


Fig. IV-1: Sistemas con resistencia o convertidor conmutado por red.

En la configuración con convertidor conmutador por red, los modos de funcionamiento posibles son el Generador Supersíncrono y el Motor Subsíncrono, extrayendo, en prácticamente todo el rango de velocidades, potencia del rotor. En el funcionamiento subsíncrono ($s > 0$) la secuencia de fases de las intensidades de rotor y estator coinciden (ver Fig. IV-2), mientras que en el funcionamiento supersíncrono, las secuencias de fases son opuestas.

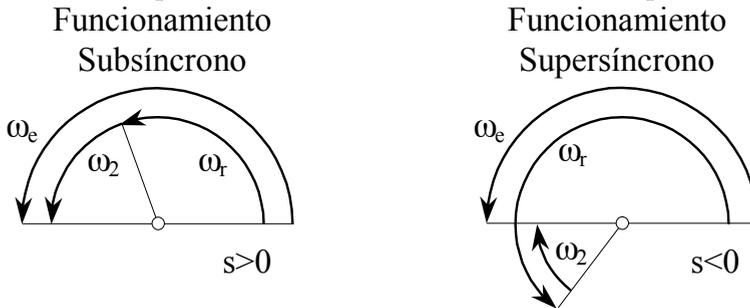


Fig. IV-2: Modos de funcionamiento de la máquina asíncrona.

En estas condiciones, el modelo simplificado de la máquina asíncrona (ver Apéndice III) es apropiado para la simulación de este tipo de configuraciones. Por ejemplo, si en el rotor existe una fuente de tensión constante, cuya frecuencia varía según (IV.1) su valor se puede representar por un número complejo de modulo constante. Sea por ejemplo el sistema de la Fig. IV-3, en el que la tensión del rotor viene dada por la expresión:

$$\begin{aligned}
 v_{ra}(t) &= \sqrt{2}V_r \cos(\omega_2 t + \phi_{V_r}) \\
 v_{rb}(t) &= \sqrt{2}V_r \cos(\omega_2 t + \phi_{V_r} - \frac{2\pi}{3}) \\
 v_{rc}(t) &= \sqrt{2}V_r \cos(\omega_2 t + \phi_{V_r} + \frac{2\pi}{3})
 \end{aligned}
 \tag{IV.2}$$

donde:

- α es el ángulo de disparo del convertidor, que a su vez representa el desfase existente entre las intensidades del rotor y las tensiones.
- V_r es el valor eficaz de la tensión que, en el caso de un rectificador de 6 pulsos y si E es representa a la tensión del lado de continua, viene dado por la expresión:

$$V_r = \frac{\pi}{3\sqrt{6}} \frac{E}{\cos \alpha} \quad (IV.3)$$

Las intensidades que circulan por el rotor se ajustan a la expresión:

$$\begin{aligned} i_{ra}(t) &= \sqrt{2} I_r \cos(\omega_2 t + \phi_{V_r} - \alpha) \\ i_{rb}(t) &= \sqrt{2} I_r \cos(\omega_2 t + \phi_{V_r} - \alpha - \frac{2\pi}{3}) \\ i_{rc}(t) &= \sqrt{2} I_r \cos(\omega_2 t + \phi_{V_r} - \alpha + \frac{2\pi}{3}) \end{aligned} \quad (IV.4)$$

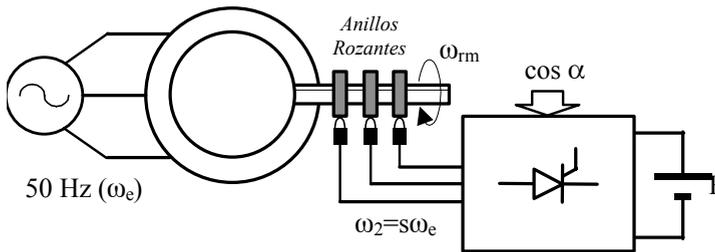


Fig. IV-3: Máquina Asíncrona con Convertidor Rotórico Conmutado por Red.

A continuación se muestran los resultados de la simulación del sistema de la Fig. IV-3. En todas las gráficas se comparan los resultados obtenidos con el modelo DQ con los de la simulación de un trifásico (3x). En la Fig. IV-8 está representada la curva de par (RP) y la evolución del deslizamiento frente al par electromecánico durante el transitorio. Para la simulación se han empleado los datos de la máquina asíncrona de un generador eólico AE-Made 30 supuesta bobinada, siendo evento simulado una disminución del 20%, en $t=2s$, del par mecánico aplicado a la máquina.

Cabe señalar que, las simulaciones con el modelo DQ consumen poco más de 1,5sg de tiempo de CPU, mientras que las del modelo trifásico pueden rebasar los 8 min. Ambos tiempos incluyen los necesarios para alcanzar un comportamiento estable (inicialización) de la máquina asíncrona, y que no se han incluido en las figuras.

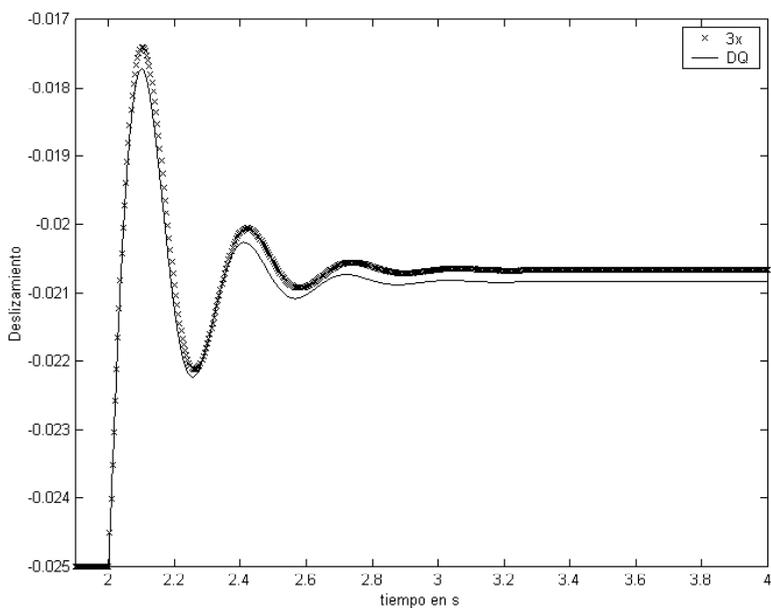


Fig. IV-4: Evolución del deslizamiento para el modelo en coordenadas d-q (DQ) y el trifásico (3x).

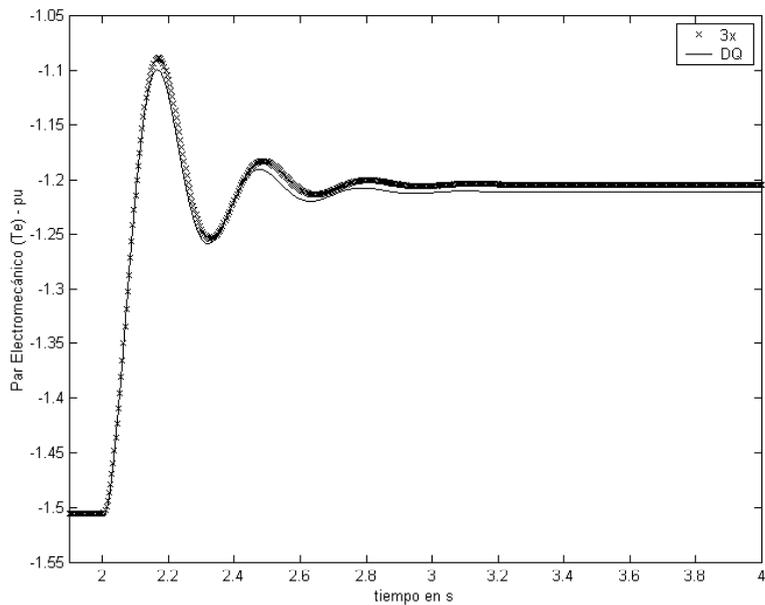


Fig. IV-5: Evolución del par electromecánico entregado por la máquina.

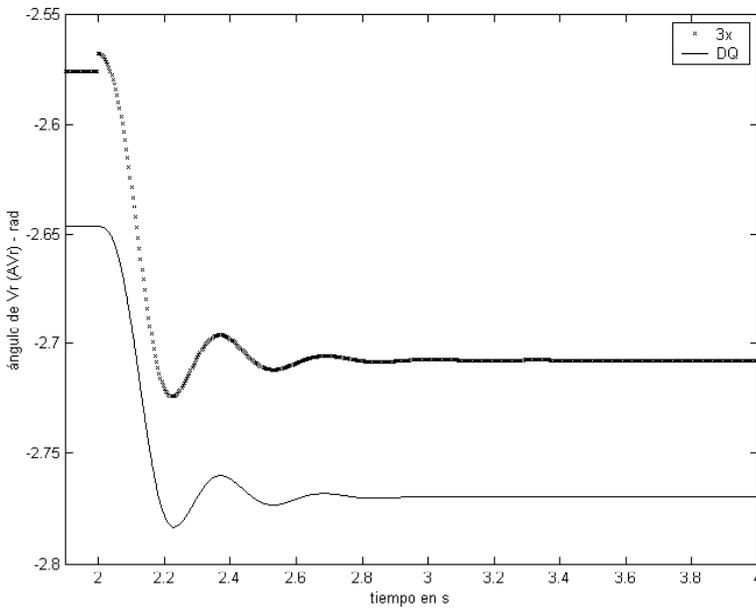


Fig. IV-6: Evolución del ángulo de la tensión del rotor con respecto a la tensión del estator.

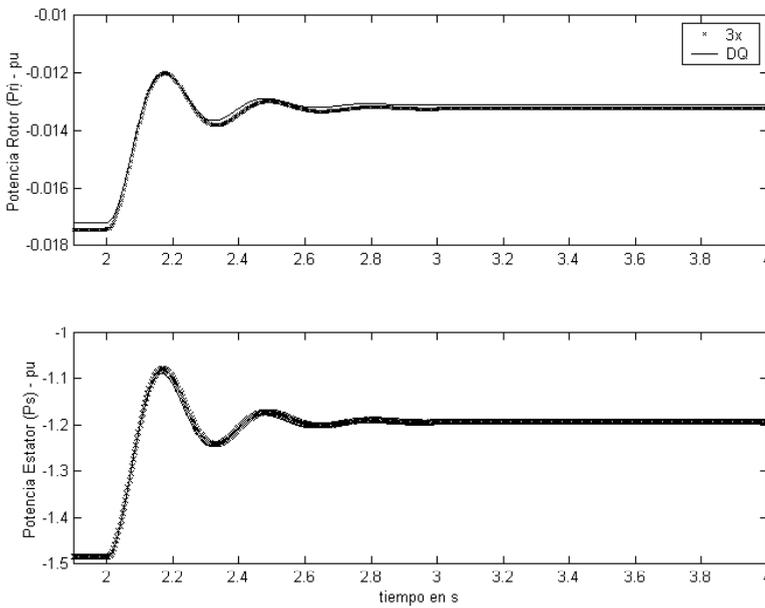


Fig. IV-7: Evolución de las potencias consumidas por el rotor y estator.

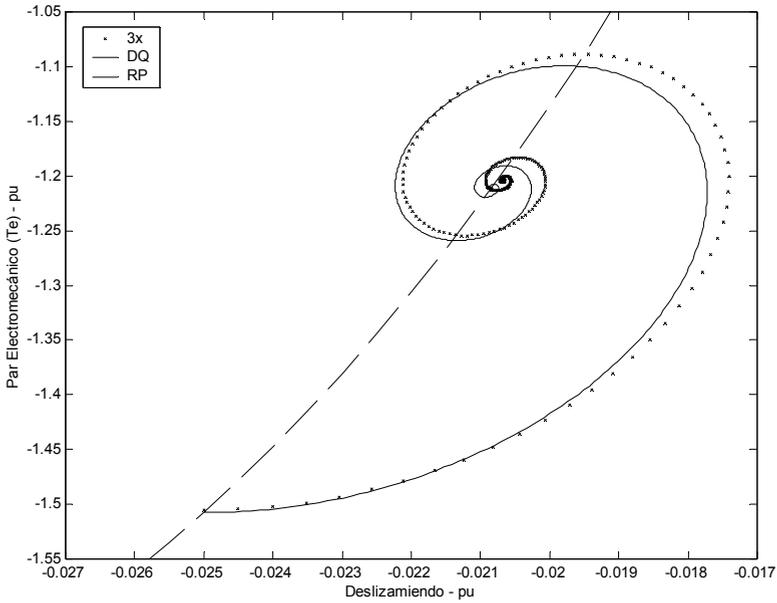


Fig. IV-8: Trayectorias sobre la curva Deslizamiento – Par Electromecánico. (DQ: modelo d-q, 3x: modelo trifásico, RP: curva de régimen permanente).

IV.3 La Máquina Asíncrona Doblemente Alimentada con Convertidores Autónomos

Hay ciertas situaciones no alcanzables con convertidores conmutados por red. Por ejemplo, hacer funcionar a un generador por debajo de la velocidad síncrona (generador subsíncrono), o bien a un motor por encima de ella (motor supersíncrono). Para ello es necesario que sea el convertidor conectado al rotor el que fije la frecuencia de las corrientes (o tensiones) [151]. Son los denominados convertidores autónomos. Una de las posibilidades sería la de un convertidor PWM como el de la Fig. IV-9.

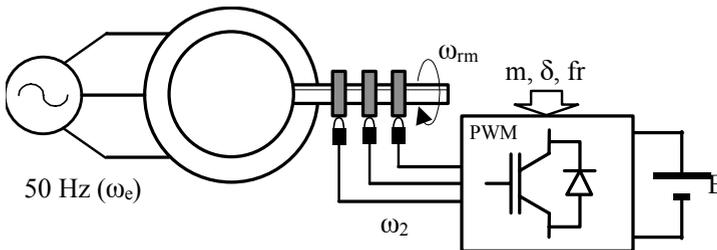


Fig. IV-9: Máquina Asíncrona con Convertidor Autónomo en el Rotor.

En estas condiciones, el cumplimiento de (IV.1) no es evidente, ya que dicha expresión puede no satisfacerse durante el comportamiento transitorio de la máquina. Esto hace que el modelo d-q empleado en el apartado anterior no se

pueda aplicar directamente, debido a que esta discrepancia de frecuencias no se representa fácilmente mediante la descomposición d-q allí escogida.

IV.3.1 Los Ejes d-q en el Caso de la Máquina Doblemente Alimentada Mediante Convertidores Autónomos

Para estudiar el caso de la máquina asíncrona doblemente alimentada y con convertidores autónomos, se supone que efectivamente no se cumple (IV.1) (más adelante se verá en que condiciones se satisface dicha expresión), y a los ejes ya empleados se le añaden los d_n - q_n (ver Fig. IV-10) cuyo eje q forma un ángulo θ_n con el eje a_s que viene definido por:

$$\theta_n = \int_0^t (\omega_2 + \omega_r) d\tau + \theta_{r,0} \quad (IV.5)$$

siendo $\theta_{r,0}$ la posición inicial de estos ejes, la cual coincide con la posición inicial de los ejes a_r - b_r - c_r .

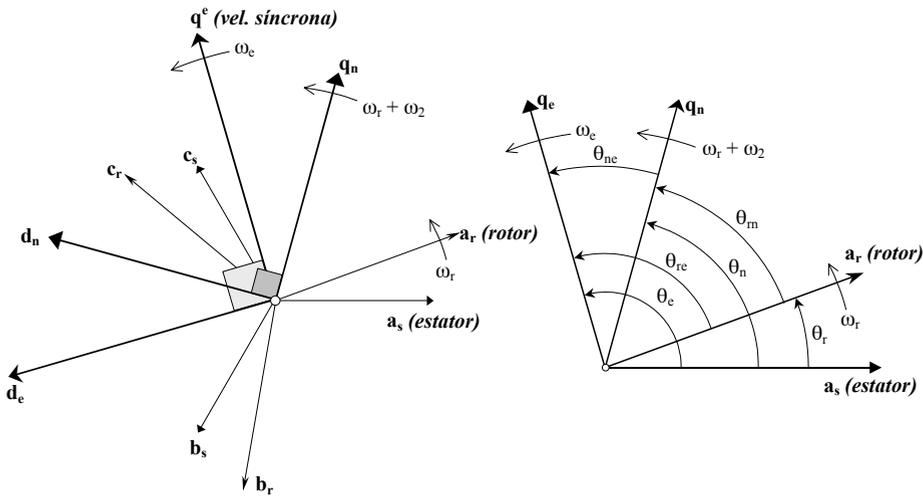


Fig. IV-10: Ejes d-q ampliados.

La relación entre las proyecciones sobre estos ejes d_n - q_n y los síncronos d_e - q_e se ajusta a:

$$\tilde{V}_{qd}^e = \tilde{V}_{qd}^n e^{-j(\theta_e - \theta_n)} \quad (IV.6)$$

donde, la diferencia angular de la expresión anterior se puede poner como:

$$\theta_n - \theta_e = \int_0^t \Delta\omega d\tau + \theta_{r,0} - \theta_{e,0} \quad (IV.7)$$

y la variable $\Delta\omega$ representa la diferencia de velocidades entre los ejes d_n - q_n y d_e - q_e , cuya expresión es:

$$\Delta\omega = \omega_2 + \omega_r - \omega_e \quad (IV.8)$$

IV.3.2 Transformación de un sistema trifásico equilibrado

Sea el sistema de tensiones (o intensidades) situados sobre el rotor que gira a velocidad ω_r , y de frecuencia constante ω_2 cuya expresión es:

$$\begin{aligned} v_{ra}(t) &= \sqrt{2}V_r \cos(\omega_2 t + \theta_{2,0}) \\ v_{rb}(t) &= \sqrt{2}V_r \cos(\omega_2 t + \theta_{2,0} - \frac{2}{3}\pi) \\ v_{rc}(t) &= \sqrt{2}V_r \cos(\omega_2 t + \theta_{2,0} + \frac{2}{3}\pi) \end{aligned} \quad (IV.9)$$

Mediante la descomposición de dicho sistema de ecuaciones en coordenadas d_n - q_n , suponiendo condiciones iniciales nulas ($\theta_{r,0} = \theta_{e,0} = 0$), se llega a un número complejo constante:

$$\bar{V}_{rqd}^n = \bar{V}_r = V_r e^{j\theta_{2,0}} \quad \text{pu} \quad (IV.10)$$

donde \bar{V}_r es el correspondiente fasor de la tensión del rotor.

Operando igualmente, se pueden obtener las coordenadas d_e - q_e (ejes que giran a la velocidad síncrona), sin embargo, ahora dicha descomposición ya no tiene por ser un número complejo constante a menos que se cumpla (IV.1), o sea:

$$\tilde{V}_{rqd}^e = \bar{V}_{rqd}^n e^{-j(\theta_e - \theta_r)} = V_r e^{j(\theta_2 - (\theta_e - \theta_r))} \quad \text{pu} \quad (IV.11)$$

Para poder comparar más adecuadamente ambas descomposiciones, se supondrá constante ω_r , de forma que:

$$\tilde{V}_{rqd}^e = \bar{V}_{rqd}^n e^{j\Delta\omega t} \quad (IV.12)$$

En esta expresión se puede observar que la descomposición en los ejes d_e - q_e es un número complejo que varía sinusoidalmente en el tiempo. Esto es así a menos que se cumpla en todo instante (IV.1), lo que sucede, por ejemplo, en las máquinas asíncronas de rotor cortocircuitado, con convertidores conmutados por red, ...

Supóngase ahora un sistema de tensiones compuesto por dos señales de distinta frecuencia:

$$\begin{aligned} v_{ra} &= \sqrt{2}V_r \cos((\omega_e - \omega_r)t + \theta_{2,0}) + \sqrt{2}V_r' \cos(\omega_2 t + \theta'_{2,0}) \\ v_{rb} &= \sqrt{2}V_r \cos((\omega_e - \omega_r)t + \theta_{2,0} - \frac{2\pi}{3}) + \sqrt{2}V_r' \cos(\omega_2 t + \theta'_{2,0} - \frac{2\pi}{3}) \\ v_{rc} &= \sqrt{2}V_r \cos((\omega_e - \omega_r)t + \theta_{2,0} + \frac{2\pi}{3}) + \sqrt{2}V_r' \cos(\omega_2 t + \theta'_{2,0} + \frac{2\pi}{3}) \end{aligned} \quad (IV.13)$$

La transformación de este sistema de tensiones se puede poner como:

$$\tilde{V}_{rqd}^e = \bar{V}_{rqd}^e + \bar{V}_{rqd}'^n e^{-j(\theta_e - \theta_n)} \quad (IV.14)$$

donde:

$$\bar{V}_{rqd}^e = V_r e^{j\theta_{2,0}}; \quad \bar{V}_{rqd}'^n = V_r' e^{j\theta_{2,0}'} \quad (IV.15)$$

Un sistema de tensiones sobre el estator con similares características al anterior sería:

$$\begin{aligned} v_{sa} &= \sqrt{2}V_s \cos(\omega_e t + \theta_{1,0}) + \sqrt{2}V_s' \cos((\omega_2 + \omega_r)t + \theta_{1,0}') \\ v_{sb} &= \sqrt{2}V_s \cos(\omega_e t + \theta_{1,0} - \frac{2\pi}{3}) + \sqrt{2}V_s' \cos((\omega_2 + \omega_r)t + \theta_{1,0}' - \frac{2\pi}{3}) \\ v_{sc} &= \sqrt{2}V_s \cos(\omega_e t + \theta_{1,0} + \frac{2\pi}{3}) + \sqrt{2}V_s' \cos((\omega_2 + \omega_r)t + \theta_{1,0}' + \frac{2\pi}{3}) \end{aligned} \quad (IV.16)$$

y su transformación en ejes d-q es:

$$\tilde{V}_{sqd}^e = \bar{V}_{sqd}^e + \bar{V}_{sqd}'^n e^{-j(\theta_e - \theta_n)} \quad (IV.17)$$

donde:

$$\bar{V}_{sqd}^e = V_s e^{j\theta_{1,0}}; \quad \bar{V}_{sqd}'^n = V_s' e^{j\theta_{1,0}'} \quad (IV.18)$$

Estos resultados pueden interpretarse como si las corrientes del estator (o tensiones) cuya frecuencia es, por ejemplo, ω_1 inducen en el rotor unas corrientes (o tensiones) de frecuencia $\omega_1 - \omega_r$. De la misma forma, las señales de rotor con frecuencia, por ejemplo, ω_2 , inducen en el estator señales cuya frecuencia es $\omega_2 + \omega_r$.

IV.3.3 Ecuaciones de la máquina

A las ecuaciones vistas para la máquina asíncrona (ver Apéndice III) se le pueden introducir las transformaciones d_n - q_n recién mostradas. De esta forma, las tensiones del rotor (o intensidades) fijadas por el convertidor, con su correspondiente transformada d-q, se ajustan a la expresión:

$$\begin{aligned} v_{ra} &= \sqrt{2}V_r \cos(\omega_2 t + \theta_{2,0}) \\ v_{rb} &= \sqrt{2}V_r \cos(\omega_2 t + \theta_{2,0} - \frac{2\pi}{3}) \Rightarrow \bar{V}_{rqd}^n \\ v_{rc} &= \sqrt{2}V_r \cos(\omega_2 t + \theta_{2,0} + \frac{2\pi}{3}) \end{aligned} \quad (IV.19)$$

y, en cuanto a las tensiones del estator:

$$\begin{aligned} v_{sa} &= \sqrt{2}V_s \cos(\omega_e t + \theta_{1,0}) \\ v_{sb} &= \sqrt{2}V_s \cos(\omega_e t + \theta_{1,0} - \frac{2\pi}{3}) \Rightarrow \bar{V}_{sqd}^e \\ v_{sc} &= \sqrt{2}V_s \cos(\omega_e t + \theta_{1,0} + \frac{2\pi}{3}) \end{aligned} \quad (IV.20)$$

Aplicando superposición a las ecuaciones de la máquina, para separar aquellas componentes que son constantes ya sea sobre los ejes d_e - q_e o los d_n - q_n , se pueden obtener las ecuaciones:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \bar{E}_{qd,I}^e &= -js\omega_e \bar{E}_{qd,I}^e - \frac{1}{T'_0} (\bar{E}_{qd,I}^e - j(X_s - X') \bar{I}_{sqd,I}^e) \\ \bar{V}_{sqd,I}^e - \bar{E}_{qd,I}^e &= (R_s + jX') \bar{I}_{sqd,I}^e \end{aligned} \quad (IV.21)$$

donde el subíndice "I" indica la componente de una descomposición en coordenadas d_e - q_e que se puede representar mediante un número complejo constante. Por esta razón, en dichas expresiones no aparece la componente \bar{V}_{rqd}^e , ya que, en general, su representación sobre estos ejes no es una constante, salvo que se cumpla (IV.1)

De la misma forma se pueden obtener las expresiones:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \bar{E}_{qd,II}^n &= -j\omega_2 \bar{E}_{qd,II}^n - \frac{1}{T'_0} (\bar{E}_{qd,II}^n - j(X_s - X') \bar{I}_{sqd,II}^n) + j\omega_e \bar{V}'_{sqd,II} \\ -\bar{E}_{qd,II}^n &= (R_s + jX') \bar{I}_{sqd,II}^n \end{aligned} \quad (IV.22)$$

donde el subíndice II, análogamente a las ecuaciones (IV.21), representa las descomposiciones sobre el eje d_n - q_n representadas por un número complejo constante.

Entonces, las variables que intervienen en las ecuaciones (IV.21) y (IV.22) son:

$$\begin{aligned} \tilde{V}_{sqd}^e &= \bar{V}_{sqd,I}^e & \tilde{V}_{rqd}^e &= \bar{V}_{rqd,II}^n e^{-j(\theta_e - \theta_n)} \\ \tilde{I}_{sqd}^e &= \bar{I}_{sqd,I}^e + \bar{I}_{sqd,II}^n e^{-j(\theta_e - \theta_n)} & \tilde{I}_{rqd}^e &= \bar{I}_{rqd,I}^e + \bar{I}_{rqd,II}^n e^{-j(\theta_e - \theta_n)} \\ \tilde{E}_{qd}^e &= \bar{E}_{qd,I}^e + \bar{E}_{qd,II}^n e^{-j(\theta_e - \theta_n)} \end{aligned} \quad (IV.23)$$

En cuanto la potencia electromecánica, según la descomposición anterior, se puede poner como:

$$\begin{aligned} T_e &= \text{real} \left\{ \bar{E}_{qd,I}^e \bar{I}_{sqd,I}^{e*} + \bar{E}_{qd,II}^n \bar{I}_{sqd,II}^{n*} \right\} + \\ &+ \text{real} \left\{ \bar{E}_{qd,I}^e \bar{I}_{sqd,II}^{e*} e^{j(\theta_e - \theta_n)} + \bar{E}_{qd,II}^n \bar{I}_{sqd,I}^{n*} e^{-j(\theta_e - \theta_n)} \right\} \end{aligned} \quad (IV.24)$$

En esta ecuación el valor medio del par electromecánico está representado por el primer término de la expresión. Mientras que, el segundo término representa oscilaciones del par, cuya frecuencia en régimen estacionario es precisamente $\Delta\omega$. Por consiguiente, para que se alcance un régimen estacionario estable es necesario que se cumpla (IV.1).

A continuación se muestra la simulación realizada con este modelo sobre la máquina del apartado anterior. La fuente conectada al generador tiene una

tensión de 0,01pu con una frecuencia constante de 5Hz y de secuencia inversa, con la que se simula el funcionamiento de un generador autónomo. La máquina asíncrona se supone funcionando con un deslizamiento $s=-0.02$ y entregando energía a través del estator. Se le aplica una reducción de par del 90% en el instante $t=2\text{sg}$. Es entonces cuando se observan oscilaciones en el sistema hasta que se alcanza un nuevo régimen permanente, tal y como puede observarse en las siguientes figuras. Tanto en el estado anterior a la variación de par ($t<2\text{sg}$), como cuando se alcanza el nuevo régimen permanente, se cumple (IV.1). Sin embargo, ésta deja de cumplirse durante el régimen transitorio.

En todas las figuras se incluye, a modo de comparación, la simulación empleando un modelo trifásico.

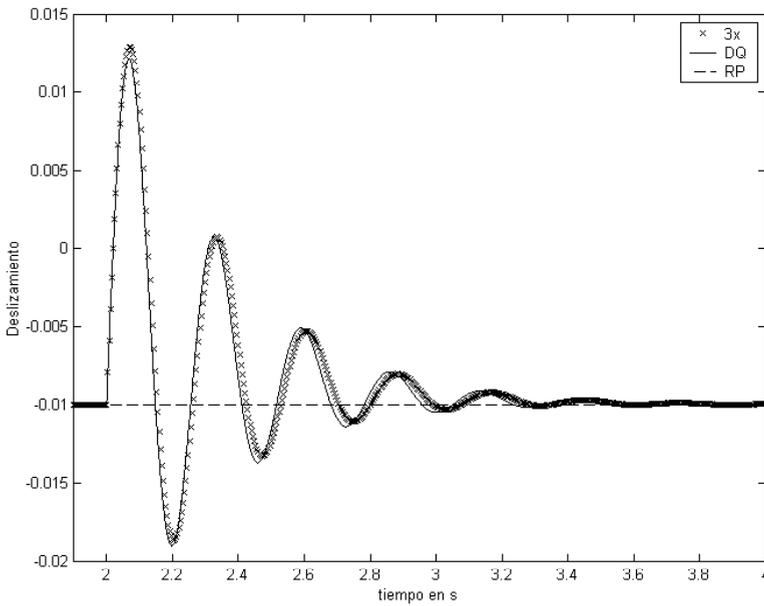


Fig. IV-11: Evolución del deslizamiento para un modelo en coordenadas d-q (DQ) y uno trifásico (3x).

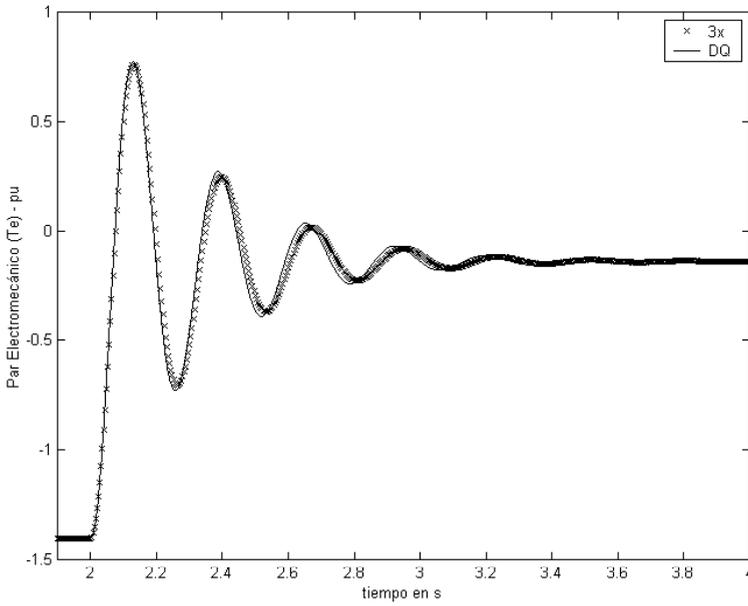


Fig. IV-12: Evolución del par electromecánico entregado por la máquina.

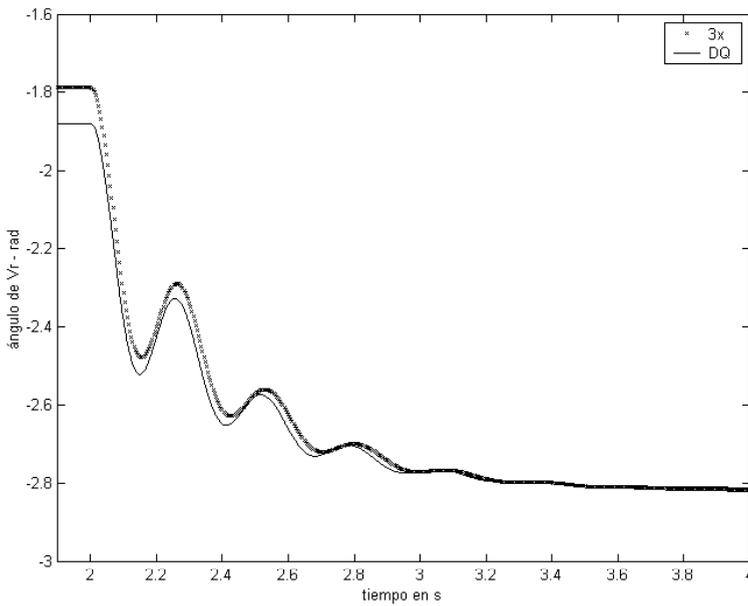


Fig. IV-13: Evolución del ángulo de la tensión del rotor con respecto a la tensión del estator.

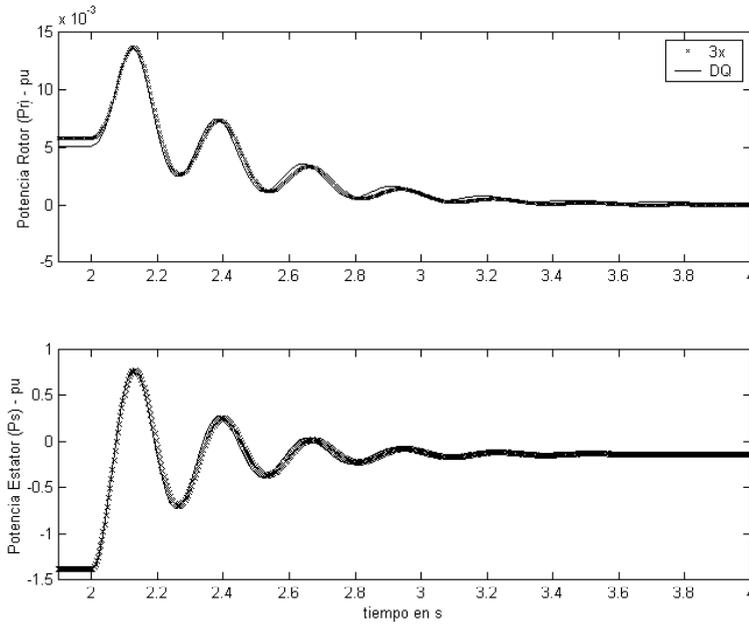


Fig. IV-14: Evolución de las potencias consumidas por el rotor y estator.

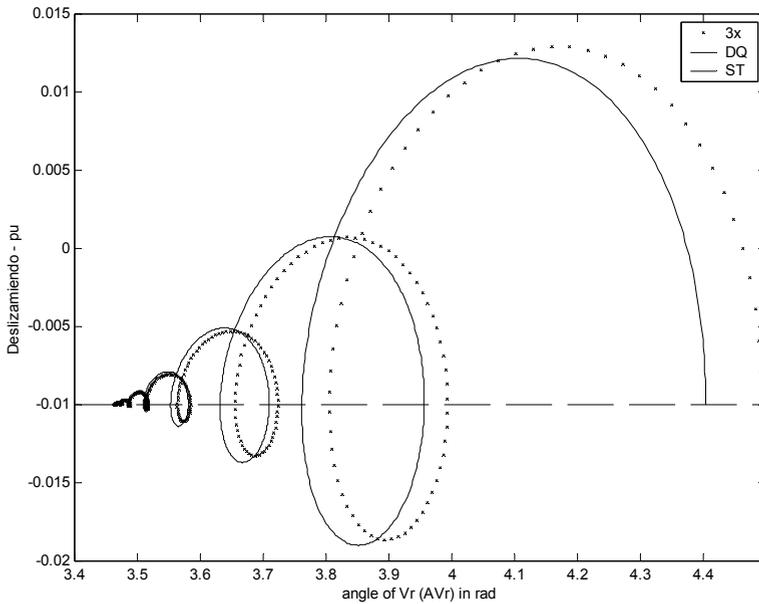


Fig. IV-15: Trayectorias sobre la curva Ángulo de Vr – Deslizamiento. (DQ: modelo d-q, 3x: modelo trifásico, RP: curva de régimen permanente).

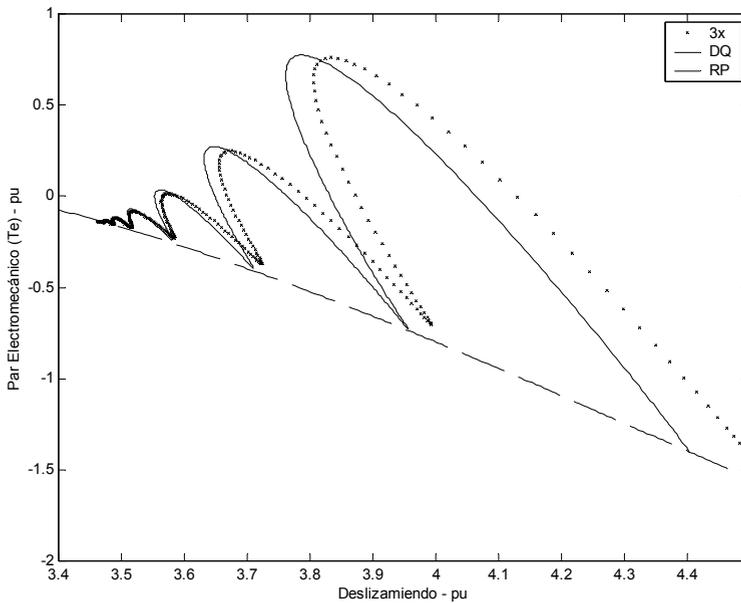


Fig. IV-16: Trayectorias sobre la curva Deslizamiento – Par Electromecánico. (DQ: modelo d-q, 3x: modelo trifásico, RP: curva de régimen permanente).

IV.4 El Control Vectorial en la Máquina Síncrona Doblemente Alimentada

Al igual que ocurre en la máquina asíncrona con control vectorial por el estator (ver Apéndice III), en la máquina asíncrona doblemente alimentada se persigue desacoplar la acción sobre el par, o potencia activa, y el flujo de excitación, o potencia reactiva. El elemento de control en este caso es la tensión o corriente del rotor, dependiendo del tipo de convertidor escogido.

El control vectorial se basa aquí en el planteamiento de las ecuaciones de la máquina sobre unos ejes d_e - q_e cuyo eje d está alineado con el flujo del estator (ver Fig. IV-17) [17,95,130,131]. En este caso la componente q de dicho flujo es cero, o sea:

$$\lambda_{sq}^e = 0 \tag{IV.25}$$

Teniendo en cuenta las ecuaciones de acoplamiento (ver Apéndice III) del flujo del estatórico se puede llegar a la expresión:

$$i_{sq}^e = -\frac{I_m}{I_s} i_{rq}^e \tag{IV.26}$$

Aplicando (IV.25) y (IV.26) a la ecuación del par (ver Apéndice III) se obtiene la siguiente expresión del mismo:

$$T_e = \frac{\omega_e I_m}{I_s} \lambda_{sd}^e i_{rq}^e \quad (IV.27)$$

La ecuación de la componente no nula del flujo del estator es:

$$v_{sd}^e + \frac{r_s I_m}{I_s} i_{rd}^e = \frac{r_s}{I_s} \lambda_{sd}^e + \frac{d\lambda_{sd}^e}{dt} \quad (IV.28)$$

donde teniendo en cuenta que, si se desprecia la resistencia del estator y se considera régimen permanente, la componente d de la tensión del estator tiene un valor prácticamente nulo ($v_{sd}^e = r_s i_{sd}^e + \omega_e \lambda_{sq}^e + \frac{d}{dt} \lambda_{sd}^e \approx 0$). Por todo ello, se puede afirmar que el flujo del estator λ_{sd}^e depende en gran medida del valor de la componente d de la intensidad del rotor i_{rd}^e . Mientras que para el control del par se emplea la componente q de la intensidad del rotor i_{rq}^e . La potencia reactiva entregada por el estator Q_s se puede poner como:

$$Q_s = v_{sq}^e i_{ds}^e \quad (IV.29)$$

donde i_{ds}^e mediante la expresión de acoplamientos magnéticos se puede poner en función de i_{rd}^e e i_{sd}^e , la cual depende a su vez de i_{rd}^e según (IV.28). Este comportamiento permite el control de la potencia reactiva entregada por el estator mediante la componente d de la intensidad rotórica (ver Fig. IV-18) [17,95,130,131].

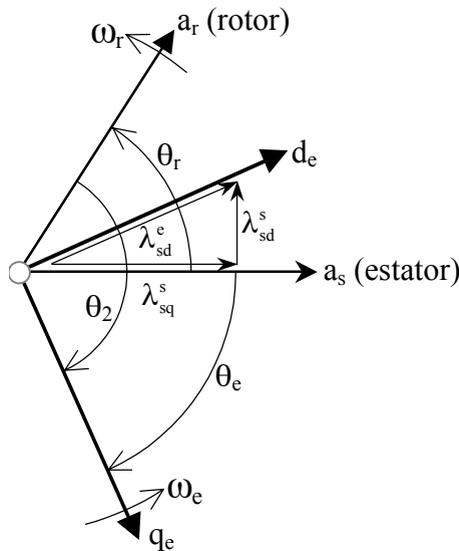


Fig. IV-17: Ejes d_e - q_e coincidentes con el flujo del estator.

Otra relación que puede ser útil para el diseño del control vectorial es la que se obtiene a partir de las ecuaciones de la tensión del estator:

$$v_{sq}^e = -\frac{r_s l_m}{l_s} i_{rq}^e - \omega_e \lambda_{sd}^e \quad (IV.30)$$

la cual puede ser empleada para calcular la velocidad de giro del vector del flujo del estator ω_e .

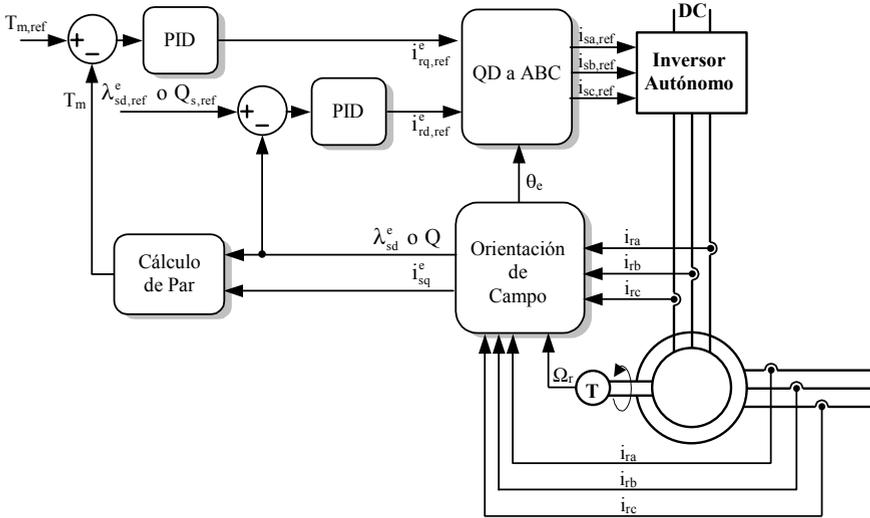


Fig. IV-18: Control Vectorial de la Máquina Doblemente Alimentada con Inversor como Fuente de Intensidad.

Si el control vectorial se realiza mediante las tensiones del rotor es necesario desacoplar la influencia de las componentes de tensión, al igual que ocurre cuando el control es por el estator (ver Apéndice III), para lo que es necesario tener en cuenta las expresiones:

$$v_{rq}^e + \omega_e s \left(\frac{l_m}{l_s} \lambda_{sd}^e + \frac{l_r l'}{l_s} i_{rd}^e \right) = r_r i_{rq}^e + \frac{l_r l'}{l_s} \frac{d i_{rq}^e}{dt} \quad (IV.31)$$

$$v_{rd}^e - \omega_e s \frac{l_r l'}{l_s} i_{rq}^e = r_r i_{rd}^e + \frac{d}{dt} \left(\frac{l_m}{l_s} \lambda_{sd}^e + \frac{l_r l'}{l_s} i_{rd}^e \right) \quad (IV.32)$$

donde los términos que acompañan a v_{rq}^e y v_{rd}^e representan el mencionado acoplamiento.

Apéndice V Las Ecuaciones de la Máquina Síncrona

V.1 Ecuaciones en Coordenadas d-q

En (Fig. V-1 y Fig. V-4) se pueden ver los ejes a-b-c de una máquina síncrona con un par de polos. Los denominados a_s-b_s-c_s están unidos al estator (estacionarios) y los d_r-q_r se mueven solidariamente con el rotor, de forma que, el eje d_r está alineado con el devanado de excitación (r_{fd} , L_{fd}). Sobre ese mismo eje se supone uno de los devanados de amortiguación (r_{kd} , L_{kd}) y en cuadratura con él, o sea sobre el eje q_r, se supone el otro devanado de amortiguación (r_{kq} , L_{kq}).

En el modelo empleado se ha supuesto la máquina síncrona ideal: sin saturación, el campo magnético creado tiene una distribución senoidal y se desprecia el efecto de las ranuras.

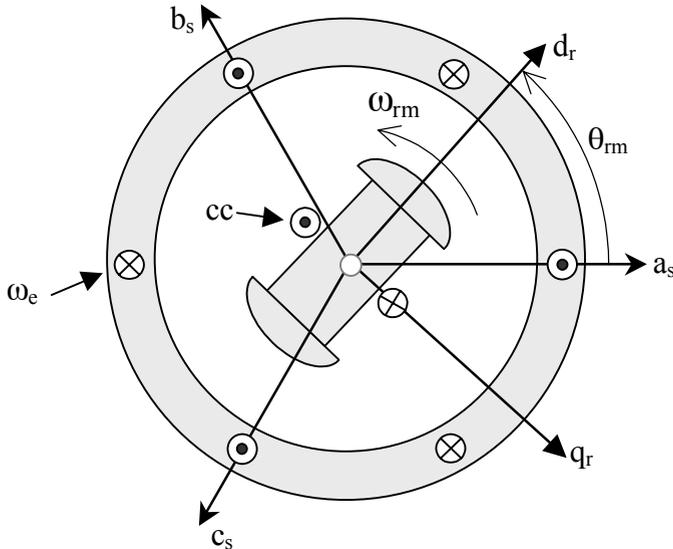


Fig. V-1: Esquema básico de una máquina síncrona de dos polos.

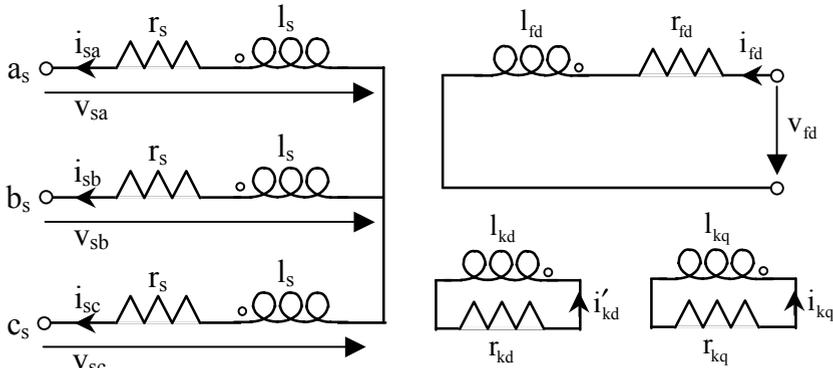


Fig. V-2: Esquema eléctrico de una máquina síncrona.

Las correspondiente ecuaciones, con las referencias mostradas en la Fig. V-2 y empleando los ejes q_r - d_r , son las mostradas a continuación [32,86,88,128]:

$$\begin{bmatrix} v_{sq}^r \\ v_{sd}^r \\ 0 \\ v_{fd}^r \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r_s & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -r_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_{kq} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_{fd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_{kd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sq}^r \\ i_{sd}^r \\ i'_{kq} \\ i'_{fd} \\ i'_{kd} \end{bmatrix} + \omega_r \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ +1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{sq}^r \\ \lambda_{sd}^r \\ \lambda_{kq}^r \\ \lambda_{fd}^r \\ \lambda_{kd}^r \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_{sq}^r \\ \lambda_{sd}^r \\ \lambda_{kq}^r \\ \lambda_{fd}^r \\ \lambda_{kd}^r \end{bmatrix} \quad (V.1)$$

donde, teniendo en cuenta que todas las tensiones e intensidades están referidas al estator, se tiene que:

- v_{sq}^r, v_{sd}^r son las componentes q y d, respectivamente, de la tensión del estator referida a los ejes d_r - q_r .
- i_{sq}^r, i_{sd}^r son las componentes q y d, respectivamente, de la intensidad del estator referida a los ejes d_r - q_r .
- $\lambda_{qs}^r, \lambda_{ds}^r$ son las componentes q y d, respectivamente, del flujo del estator referido a los ejes d_r - q_r .
- $v_{fd}^r, i_{fd}^r, \lambda_{fd}^r$ son la tensión, intensidad y flujo del devanado de excitación referidas al estator, respectivamente.
- i_{kd}^r, λ_{kd}^r son la intensidad y flujo del devanado amortiguador de eje d referidas al estator, respectivamente.

- i_{kq}^r, λ_{kq}^r son la intensidad y flujo del devanado amortiguador de eje q referidas al estator, respectivamente.
- $r_s, r_{fd}, r_{kq}, r_{kd}$, son, respectivamente, la resistencia del devanado de estator y las resistencias, todas ellas referidas al estator, de la excitación de campo, del amortiguador de eje q y del amortiguador de eje d.

La relación entre flujos e intensidades queda expresada en:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{qs}^r \\ \lambda_{ds}^r \\ \lambda_{kq}^r \\ \lambda_{fd}^r \\ \lambda_{kd}^r \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{cc|ccc} -l_q & 0 & l_{mq} & 0 & 0 \\ 0 & -l_d & 0 & l_{md} & l_{md} \\ \hline -l_{mq} & 0 & l_{kq} & 0 & 0 \\ 0 & -l_{md} & 0 & l_{fd} & l_{md} \\ 0 & -l_{md} & 0 & l_{md} & l_{kd} \end{array} \right] \begin{bmatrix} i_{qs}^r \\ i_{ds}^r \\ i_{kq}^r \\ i_{fd}^r \\ i_{kd}^r \end{bmatrix} \quad (V.2)$$

donde:

- l_{ls} es la inductancia de dispersión del devanado del estator
- l_{md} es la inductancia mutua de eje d
- l_{mq} es la inductancia mutua de eje q
- l_d es la inductancia síncrona de eje d: $l_d = l_{ls} + l_{md}$
- l_q es la inductancia síncrona de eje q: $l_q = l_{ls} + l_{mq}$
- l_{fd} es la inductancia de dispersión del devanado de excitación
- l_{kd} es la inductancia de dispersión del devanado amortiguador correspondiente al eje d
- l_{kq} es la inductancia de dispersión del devanado amortiguador correspondiente al eje q
- l_{fd} es la inductancia del devanado de excitación: $l_{fd} = l_{lfd} + l_{md}$
- l_{kd} es la inductancia del devanado amortiguador “d”:
 $l_{kd} = l_{lkd} + l_{md}$
- l_{kq} es la inductancia del devanado amortiguador “q”:
 $l_{kq} = l_{lkq} + l_{mq}$

El circuito equivalente de la máquina síncrona representado por las ecuaciones (V.1) y (V.2) se puede ver la Fig. V-3.

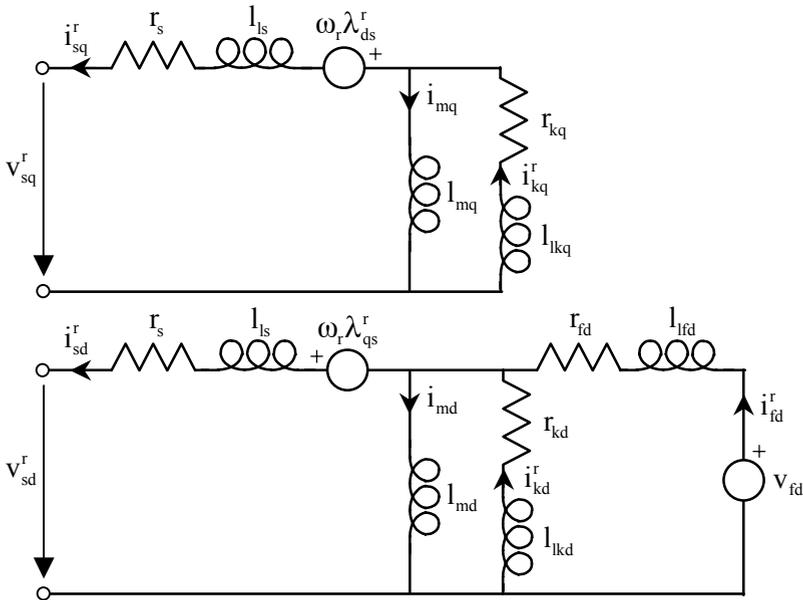


Fig. V-3: Circuito Equivalente de la Máquina Síncrona.

Los parámetros correspondientes a los devanados de amortiguación se relacionan con las reactancias y constantes de tiempos conocidas como subtransitorias, por lo que su influencia está asociada a fenómenos de muy corta duración. El régimen subtransitorio se refiere al período que abarca unos pocos ciclos de red o milisegundos después de una perturbación eléctrica, por ejemplo una falta. Si en el estudio a realizar no se va a analizar este tipo de perturbaciones se puede emplear un modelo más sencillo en el que no se contemplen dichos devanados amortiguadores, ésta es una aproximación bastante habitual en los estudios de estabilidad [88,123,128]. En esas condiciones las ecuaciones para la máquina síncrona son:

$$\begin{bmatrix} v_{sq}^r \\ v_{sd}^r \\ v_{fd}^r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r_s & 0 & 0 \\ 0 & -r_s & 0 \\ 0 & 0 & r_{fd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sq}^r \\ i_{sd}^r \\ i_{fd}^r \end{bmatrix} + \omega_r \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ +1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{sq}^r \\ \lambda_{sd}^r \\ \lambda_{fd}^r \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_{sq}^r \\ \lambda_{sd}^r \\ \lambda_{fd}^r \end{bmatrix} \quad (V.3)$$

En vez de trabajar con la tensión de excitación v_{fd} se suele emplear la tensión de excitación de campo en régimen permanente, que se define como:

$$E_{fd} = \frac{\omega_c l_{md}}{r_{fd}} v_{fd} \quad (V.4)$$

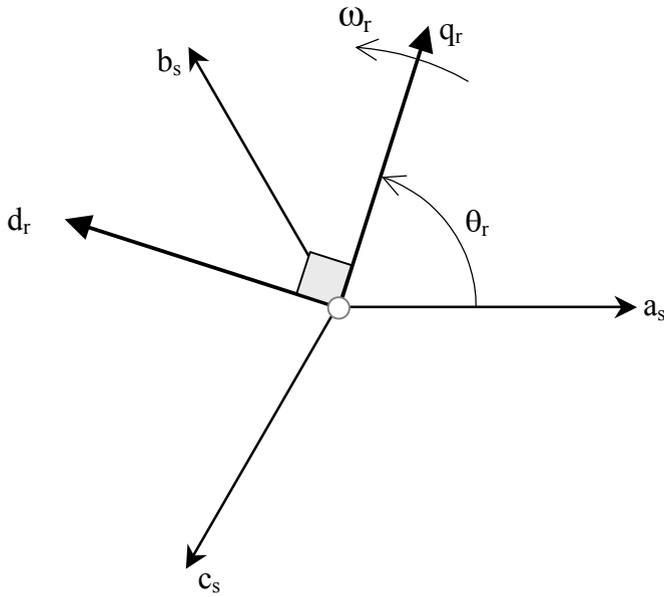


Fig. V-4: Ejes empleados en la transformación d-r-q.

De forma más compacta:

$$\begin{aligned} \mathbf{V}_{qd}^r &= -\mathbf{R}\mathbf{I}_{qd}^r + \omega_r \mathbf{J} \mathbf{\Lambda}_{qd}^r + \frac{d}{dt} \mathbf{\Lambda}_{qd}^r \\ \mathbf{\Lambda}_{qd}^r &= \mathbf{L}\mathbf{I}_{qd}^r \end{aligned} \quad (\text{V.5})$$

donde:

$$\begin{aligned} \mathbf{V}_{qd}^r &= \begin{bmatrix} v_{sq}^r & v_{sd}^r & v_{fd}^r \end{bmatrix}^T \\ \mathbf{I}_{qd}^r &= \begin{bmatrix} i_{sq}^r & i_{sd}^r & i_{fd}^r \end{bmatrix}^T \\ \mathbf{\Lambda}_{qd}^r &= \begin{bmatrix} \lambda_{sq}^r & \lambda_{sd}^r & \lambda_{fd}^r \end{bmatrix}^T \end{aligned} \quad (\text{V.6})$$

y además:

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} r_s & 0 & 0 \\ 0 & r_s & 0 \\ 0 & 0 & -r'_{fd} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{J} = \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad \mathbf{L} = \begin{bmatrix} -l_q & 0 & 0 \\ 0 & -l_d & l_{md} \\ 0 & -l_{md} & l_{fd} \end{bmatrix} \quad (\text{V.7})$$

Si se emplea la notación compleja se puede alcanzar las expresiones:

$$\begin{aligned} \tilde{\mathbf{V}}_{sqd}^r &= -r_s \tilde{\mathbf{I}}_{sqd}^r + j\omega_r \tilde{\mathbf{\Lambda}}_{sqd}^r + \frac{d}{dt} \tilde{\mathbf{\Lambda}}_{sqd}^r \\ v_{fd} &= r_{fd} i_{fd} + \frac{d}{dt} \lambda_{fd}^r \end{aligned} \quad (\text{V.8})$$

Eliminando los flujos en las ecuaciones anteriores, se alcanza la expresión:

$$\frac{d}{dt} \mathbf{I}_{qd}^r = (\mathbf{L})^{-1} \cdot (\mathbf{V}_{qd}^r + \mathbf{R} \cdot \mathbf{I}_{qd}^r - \omega_r \cdot \mathbf{J} \cdot \mathbf{L} \cdot \mathbf{I}_{qd}^r)$$

Para referir dichas ecuaciones a un par de ejes q_e - d_e que giren a la velocidad síncrona (ω_e), se emplea la ecuación:

$$\begin{bmatrix} f_{sq}^r \\ f_{sd}^r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \delta & \text{sen} \delta \\ -\text{sen} \delta & \cos \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_{sq}^e \\ f_{sd}^e \end{bmatrix} \quad \tilde{\mathbf{F}}_{sqd}^r = \tilde{\mathbf{F}}_{sqd}^e e^{-j\delta} \quad (\text{V.9})$$

donde δ representa el desfase existente entre los ejes solidarios al rotor y los que giran a la velocidad síncrona, o sea:

$$\delta = \theta_r - \theta_e = \int_0^t \omega_r d\tau - \omega_e t \quad (\text{V.10})$$

Por otra parte el par eléctrico en valores por unidad (pu) se expresa mediante la ecuación:

$$T_e = \omega_e (\lambda_{sd}^r i_{sq}^r - \lambda_{sq}^r i_{sd}^r) \quad (\text{V.11})$$

o bien en su forma compleja:

$$T_e = \omega_e \text{imag} \{ \tilde{\Lambda}_{sqd}^r \tilde{I}_{sqd}^{r*} \} \quad (\text{V.12})$$

V.2 El modelo subtransitorio

En el apartado anterior se ha explicado lo que se entiende por régimen subtransitorio. En ocasiones es interesante trabajar con un modelo de máquina que represente adecuadamente este tipo de régimen. Las ecuaciones del rotor son las mismas que las indicadas en el apartado anterior, o sea:

$$\begin{aligned} \frac{d\lambda_{iq}^r}{dt} &= -r_{kq} i_{kq}^r \\ \frac{d\lambda_{fd}^r}{dt} &= v_{fd}^r - r_{fd} i_{fd}^r \\ \frac{d\lambda_{kd}^r}{dt} &= -r_{kd} i_{kd}^r \end{aligned} \quad (\text{V.13})$$

y la relación entre los flujos y las intensidades se ajustan a la relación:

$$i_{kq}^r = \frac{\lambda_{kq}^r - \lambda_{mq}^r}{l_{lkq}}; \quad i_{fd}^r = \frac{\lambda_{fd}^r - \lambda_{md}^r}{l_{lfd}}; \quad i_{kd}^r = \frac{\lambda_{kd}^r - \lambda_{md}^r}{l_{lkd}} \quad (\text{V.14})$$

donde (ver Fig. V-3):

$$\begin{aligned}\lambda_{mq}^r &= l_{mq} \left(-i_{qs}^r + i_{kq} \right) \\ \lambda_{md}^r &= l_{md} \left(-i_{ds}^r + i_{kd} + i_{fd} \right)\end{aligned}\quad (V.15)$$

Empleando las relaciones anteriores se llega a las ecuaciones diferenciales:

$$\frac{d\lambda_{kq}^r}{dt} = -r_{kq} \frac{\lambda_{kq}^r + l_{mq} i_q^r}{l_{kq} + l_{mq}} \quad (V.16)$$

$$\frac{d\lambda_{kd}^r}{dt} = -r_{kd} \frac{\lambda_{kd}^r + l_{md} i_d^r}{l_{kd} + l_{md}} \quad (V.17)$$

$$\frac{d\lambda_{fd}^r}{dt} = -r_{fd} \frac{\lambda_{fd}^r + l_{md} i_d^r}{l_{fd} + l_{md}} + v_{fd}^r \quad (V.18)$$

En el modelo subtransitorio se definen una serie de parámetros específicos, como son las inductancias subtransitorios de ejes “q” y “d”:

$$\begin{aligned}l_q'' &= l_{ls} + \left(\frac{1}{l_{mq}} + \frac{1}{l_{kq}} \right)^{-1} \\ l_d'' &= l_{ls} + \left(\frac{1}{l_{mq}} + \frac{1}{l_{fd}} + \frac{1}{l_{kd}} \right)^{-1}\end{aligned}\quad (V.19)$$

también se definen los flujos subtransitorios como:

$$\begin{aligned}\lambda_q'' &= \lambda_{sq}^r + l_q'' i_{sq}^r \\ \lambda_d'' &= \lambda_{sd}^r + l_d'' i_{sd}^r\end{aligned}\quad (V.20)$$

o bien:

$$\begin{aligned}\lambda_q'' &= (l_q'' - l_{ls}) \frac{\lambda_{kq}^r}{l_{kq}} \\ \lambda_d'' &= (l_d'' - l_{ls}) \left(\frac{\lambda_{kd}^r}{l_{kd}} + \frac{\lambda_{fd}^r}{l_{fd}} \right)\end{aligned}\quad (V.21)$$

donde dichos flujos tienen asociadas las tensiones subtransitorias:

$$\begin{aligned}E_q'' &= -\omega_r \lambda_d'' \\ E_d'' &= +\omega_r \lambda_q''\end{aligned}\quad (V.22)$$

Las ecuaciones del estator, de forma que incluyan los parámetros subtransitorios recién definidos, y suponiendo constantes los flujos λ_q'' y λ_d'' durante el período subtransitorio, son (ver Fig. V-5):

$$\begin{aligned} v_{sq}^r &= E_q'' - r_s i_{sq}^r + \omega_r l_d'' i_{sd}^r - l_q'' \frac{di_{sq}^r}{dt} \\ v_{sd}^r &= E_d'' - r_s i_{sd}^r - \omega_r l_q'' i_{sq}^r - l_d'' \frac{di_{sd}^r}{dt} \end{aligned} \quad (V.23)$$

De esta forma, cuando la máquina síncrona está funcionando en vacío:

$$v_{sq}^r = E_q''; \quad v_{sd}^r = E_d'' \quad (V.24)$$

Las ecuaciones (V.13), (V.19), (V.21), (V.22) y (V.23) son las adecuadas si se emplean los flujos de rotor como variables de estado al plantear las ecuaciones de la máquina.

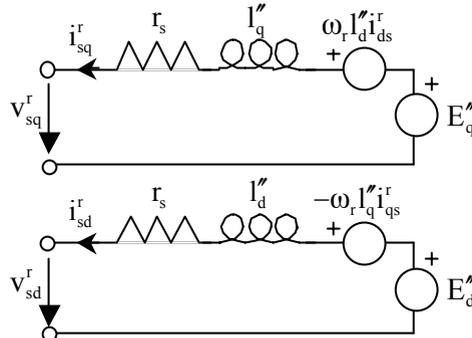


Fig. V-5: Circuito equivalente del modelo subtransitorio.

En el caso de que las inductancias subtransitorias sean iguales, o sea, $l_q'' = l_d'' = l''$, entonces las ecuaciones correspondientes en el modelo subtransitorio puestas en notación compleja son (ver Fig. V-6):

$$\tilde{v}_{sqd}^r = \tilde{E}_{qd}'' - (r_s + j\omega_r l'') \tilde{I}_{sqd}^r - l'' \frac{d\tilde{I}_{sqd}^r}{dt} \quad (V.25)$$

donde $\tilde{E}_{qd}'' = E_q'' + jE_d''$.

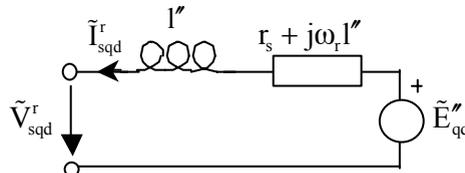


Fig. V-6: Esquema equivalente en notación compleja.

V.3 El Regulador de Tensión

Existen numerosos esquemas de sistema de excitación para una máquina síncrona. El escogido en la presente tesis es el Tipo 1S (excitatriz y regulador de acción continua) de IEEE, el cual consta de los siguientes bloques (ver Fig. V-7) [32,89]:

- Regulador. Representa un amplificador para la señal de error, definida como la diferencia entre la tensión del generador (V_s) y la de referencia (V_{ref}). El límite superior de la salida del regulador es proporcional a la tensión del estator de la máquina. Incluye, además, una red de atraso-adelanto para mejorar la respuesta transitoria del conjunto.
- Sistema de excitación. La salida del regulador se amplifica antes de ser aplicada al devanado del rotor de la máquina síncrona. La respuesta de este elemento suele ser no-lineal, lo cual está representado por $S_e(V)$.
- Estabilizador. Se emplean para mejorar la respuesta transitoria del regulador de tensión.

La medida de la tensión del estator se pasa a través de un filtro paso bajo que simula al captador del valor eficaz.

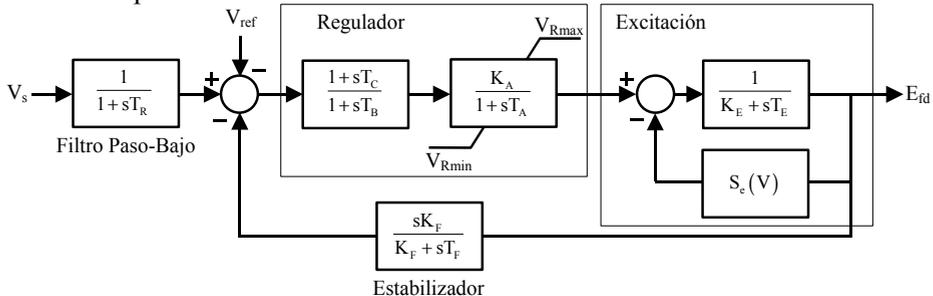


Fig. V-7: Diagrama de bloques del sistema de excitación.

V.4 Modelo de la Máquina Síncrona con un Convertidor CA/CC

Existen aplicaciones que incluyen una máquina síncrona que entrega (o consume) energía a través de un convertidor CA/CC, ya sea controlado o no. De esta forma, la máquina síncrona puede funcionar en un amplio régimen de velocidades sin que se necesite aportar energía reactiva por el estator. Este tipo de configuraciones se ha venido empleando en aplicaciones de alta potencia, como arrancadores de grandes motores, variadores de velocidad (en el tren francés de alta velocidad TGV o en los de Austrian Federal Railways), en grupos generadores o de arrastre en buques (Siemens), en grupos generadores con turbinas de gas, sistemas de alimentación ininterrumpida (Piller) ... [17]. En la presente tesis el ámbito de aplicación estudiado corresponde a los generadores eólicos, que abarca desde los generadores de gran potencia

(Enercon, Lagerwey, Jeumont,...) hasta los pequeños generadores de imanes permanentes (Berger, Solener, Bornay,...) [154].

Una de las configuraciones posibles es aquella en la que la salida de la máquina síncrona está conectada a un convertidor CA/CC (Fig. V-8), ya sea controlado (con tiristores, IGBT, ...) o no (con diodos). La salida en continua se puede emplear directamente o, de forma más habitual, conectar a un inversor, de forma que sea posible la alimentación de cargas AC o la inyección de energía a la red eléctrica.

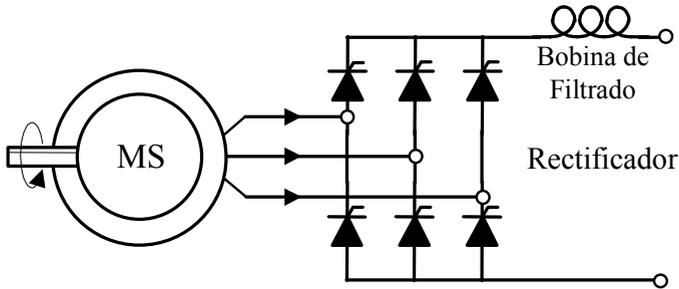


Fig. V-8: Máquina Síncrona con Rectificador.

Es necesario desarrollar un modelo que permita simular el comportamiento de este tipo de sistemas, en él se toma como punto de partida alguno de los modelos desarrollados en apartados anteriores. Dentro de las posibilidades estaría la de emplear modelos temporales o iterativos donde, en cada instante de tiempo se decide que diodo conduce y como [1,28,29,30,64,82,129,158]. Sin embargo, dicho tipo de modelos consume un tiempo de cálculo muy elevado, ya que se enfrentan magnitudes eléctricas de rápida variación, con magnitudes mecánicas, de variación lenta. En la presente tesis se empleará el *modelo promediado "average-value model"*, el cual se basa en representar las señales de tensión e intensidad por sus valores medios en un determinado período, en vez de por sus valores instantáneos, lo que lo hace más adecuado para estudios dinámicos [163,162,164,165].

V.4.1 Funcionamiento del rectificador

Para el estudio del comportamiento del rectificador se parte del circuito de la Fig. V-9, cuyas formas de onda típicas son las mostradas en Fig. V-10.

Las formas de onda, ya sean de tensión e intensidad, del lado de alterna o de continua de la configuración, pueden considerarse en régimen permanente como ondas periódicas (Fig. V-10). Esta afirmación sigue siendo válida si la dinámica del sistema está dominada por constantes de tiempo de origen mecánico y el período de observación abarca varios ciclos. Este característica es la que se explota en el denominado *modelo promediado*, donde se escoge como valor representativo de cualquier señal, su valor medio en ese reducido número de ciclos, más concretamente, se calcula el valor medio en un de ellos.

El modelo adoptado para el rectificador está representado en la Fig. V-9, donde la inductancia l_c es la denominada inductancia de conmutación (con su

correspondiente resistencia r_c). En el lado de continua, la bobina de filtrado está representada por l_1 y r_1 . Entonces, la expresión para la tensión de continua viene dada por:

$$V_{dc} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E \cos \alpha - \frac{3}{\pi} \omega_e l_c I_{dc} \quad (V.26)$$

donde:

- V_{dc} e I_{dc} son el valor medio de la tensión e intensidad, respectivamente, en el lado de continua
- E es el valor de pico de las tensiones e_a , e_b y e_c
- ω_e es la frecuencia de red en rad/sg
- α es el ángulo de disparo, que en el caso de un rectificador no-controlado vale cero

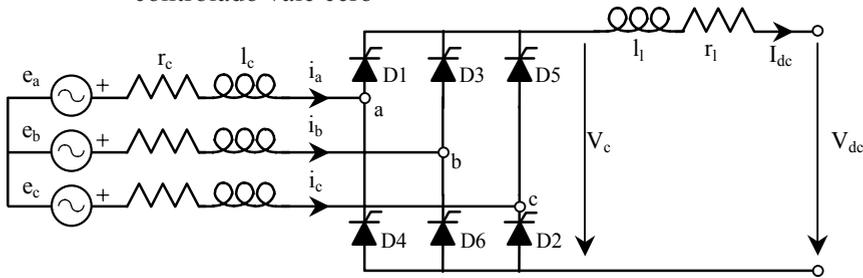


Fig. V-9: Esquema de un circuito con rectificador.

En cuanto al instante en el que se produce el disparo de los semiconductores, se puede decir que, para un diodo, está definido por el momento en el que la tensión entre su ánodo y cátodo pasa a ser positiva (ver Fig. V-10). Si el elemento semiconductor fuese un tiristor, el instante de disparo se retrasa un tiempo α/ω_e hasta que se produzca una inyección de corriente por la puerta del mismo. En ambos casos, el momento en el que se produce la orden de conducción del dispositivo semiconductor se puede referir a la posición θ_r del rotor [108]. En la Fig. V-11 están representadas la tensión de línea e_{ab} y la intensidad de la línea b (i_b) (ver Fig. V-9) frente al ángulo de giro del rotor.

Según lo indicado en la Fig. V-11, el diodo D3 empieza a conducir en el instante $\theta_r = \beta + \pi/3$ y su conducción finaliza cuando comienza el diodo D5, en $\theta_r = \beta + \pi$, y, por lo tanto, β representa el ángulo de disparo de los semiconductores con respecto a la posición del rotor. Dicho ángulo de disparo con respecto a la tensión de vacío está representado por α .

El ángulo ϕ representa el desfase existente entre la tensión de vacío del estator y posición del rotor:

$$\phi = \theta_r - \theta_e \begin{cases} \theta_r = \int \omega_r d\tau \\ \theta_e = \omega_e t \end{cases} \quad (V.27)$$

o bien, si se emplea para la máquina síncrona un equivalente similar al de la Fig. V-8 basado en el modelo subtransitorio (V.23) , entonces:

$$\phi = -\tan^{-1}(E_d''/E_q'') \quad (V.28)$$

Aplicando dicha ecuación a los ángulos de disparo se obtiene la relación:

$$\alpha = \beta - \phi \quad (V.29)$$

donde se ha de tener en cuenta que para un rectificador no controlado el valor de α sólo puede ser cero.

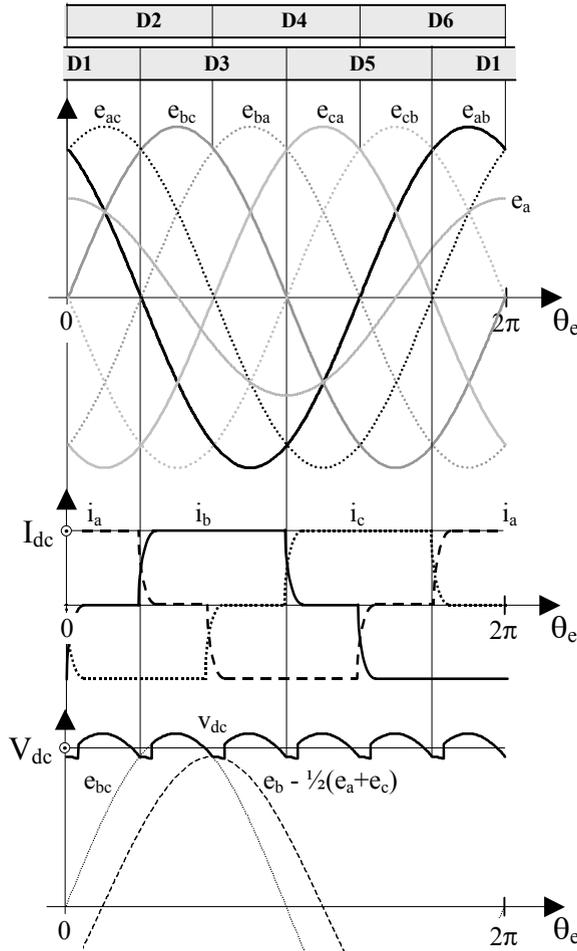


Fig. V-10: Tensiones e intensidades en un rectificador no controlado.

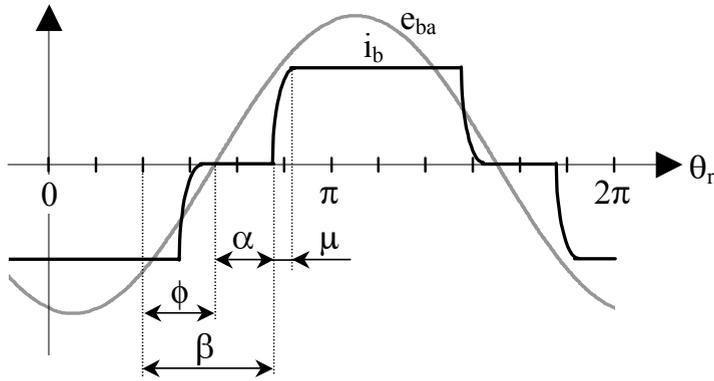


Fig. V-11: Tensión de línea e_{ab} e intensidad de la línea b (i_b).

V.4.2 Obtención de los Valores de Continua

Una vez introducido el funcionamiento del rectificador, se comienza por presentar el método empleado para la obtención de las tensiones y intensidades en el lado de continua. Como quiera que dichos cálculos se basarán en la obtención del valor medio en un período de las correspondientes formas de onda, se escoge, como dicho período, el intervalo que abarca desde el instante en que comienzan a conducir los diodos D3 y D2 ($\theta_r = \beta + \pi/3$) hasta que comienzan a hacerlo D3 y D4 ($\theta_r = \beta + 2\pi/3$). Este intervalo abarca un período de la tensión de continua a la salida del rectificador (ver Fig. V-10), por lo que, para el cálculo del valor medio de la tensión se emplea la integral:

$$V_c = \frac{3}{\pi} \int_{\pi/3+\beta}^{2\pi/3+\beta} (v_{sb} - v_{sc}) d\theta_r \quad (V.30)$$

Si se desprecian las resistencias del estator se emplean la siguiente expresiones:

$$v_{sb} = \frac{d\lambda_{sb}}{dt}; \quad v_{sc} = \frac{d\lambda_{sc}}{dt} \quad (V.31)$$

Por lo tanto, empleando las dos ecuaciones anteriores se llega a:

$$V_c = \frac{3\omega_r}{\pi} (\lambda_{sb} - \lambda_{sc}) \Big|_{\pi/3+\beta}^{2\pi/3+\beta} \quad (V.32)$$

Para la evaluación de la ecuación anterior es necesario calcular los flujos λ_{sb} y λ_{sc} en los límites de integración, los cuales, a su vez, se calculan a partir de las intensidades (Fig. V-12):

$$\begin{aligned} \theta_r = \beta + \pi/3 &\rightarrow \begin{cases} \text{D1 on} \\ \text{D2 on} \end{cases} \rightarrow \mathbf{I}_{\text{sabc}} = [I_{\text{dc}} \quad 0 \quad -I_{\text{dc}}]^T \\ \theta_r = \beta + 2\pi/3 &\rightarrow \begin{cases} \text{D3 on} \\ \text{D2 on} \end{cases} \rightarrow \mathbf{I}_{\text{sabc}} = [0 \quad I_{\text{dc}} + \Delta I_{\text{dc}} \quad -I_{\text{dc}} - \Delta I_{\text{dc}}]^T \end{aligned} \quad (\text{V.33})$$

donde ΔI_{dc} representa el cambio experimentado en la intensidad en el lado de continua durante el período analizado, desde $\theta_r = \beta + \pi/3$ hasta $\theta_r = \beta + 2\pi/3$. Las intensidades así obtenidas se pasan a coordenadas d_r-q_r y mediante (V.20) se obtienen los flujos λ_{sq}^r y λ_{sd}^r que se pasan, a su vez, a coordenadas a-b-c, con lo que se obtiene $\lambda_{\text{sb}} - \lambda_{\text{sc}}$. El resultado de las operaciones anteriores es:

$$V_c = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} \omega_r (\lambda_q'' \text{sen} \beta - \lambda_d'' \text{cos} \beta) - \frac{3}{\pi} \omega_r l_c (\beta) I_{\text{dc}} - \frac{3}{\pi} \omega_r l_t (\beta) \Delta I_{\text{dc}} \quad (\text{V.34})$$

donde l_c es la inductancia de conmutación, cuyo valor depende del ángulo de disparo según la expresión:

$$l_c (\beta) = \frac{1}{2} (l_q'' + l_d'') + (l_d'' - l_q'') \text{sen} (2\beta + \pi/6) \quad (\text{V.35})$$

y l_t es la inductancia de conmutación transitoria cuyo valor viene dado por:

$$l_t (\beta) = l_q'' + l_d'' + (l_d'' - l_q'') \text{sen} (2\beta - \pi/6) \quad (\text{V.36})$$

Si la expresión (V.34) se pone en función de las componentes de la tensión subtransitoria definidas en (V.22) entonces se obtiene:

$$V_c = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E \text{cos} \alpha - \frac{3}{\pi} \omega_r l_c (\beta) I_{\text{dc}} - l_t (\beta) \frac{dI_{\text{dc}}}{dt} \quad (\text{V.37})$$

donde E es el módulo de la tensión subtransitoria obtenido mediante:

$$E = \sqrt{(E_q'')^2 + (E_d'')^2} \quad (\text{V.38})$$

y donde la derivada de la intensidad de continua se obtiene de forma aproximada (Fig. V-12) como:

$$\frac{dI_{\text{dc}}}{dt} = \frac{\Delta I_{\text{dc}}}{\Delta t} = \frac{3}{\pi} \omega_r \Delta I_{\text{dc}} \quad (\text{V.39})$$

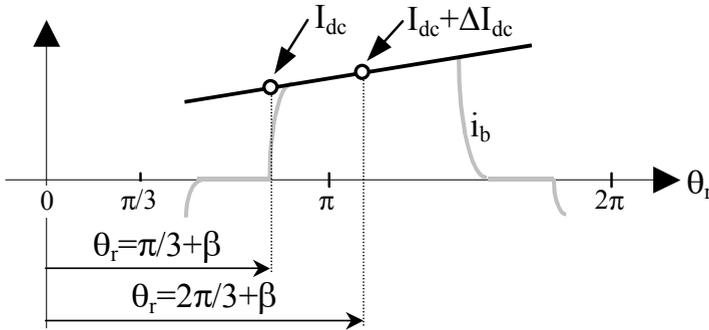


Fig. V-12: Evolución de la intensidad CC durante la conducción de D3 y D2.

Para completar las ecuaciones del rectificador, es necesario incluir las ecuaciones del filtro de continua, de forma que:

$$V_c - V_{dc} = l_1 \frac{dI_{dc}}{dt} + r_1 I_{dc} \quad (V.40)$$

la cual combinada con (V.37) permitir la obtención de la ecuación diferencial:

$$\frac{dI_{dc}}{dt} = \frac{\frac{3\sqrt{3}}{\pi} E \cos \alpha - V_{dc} - \left[r_1 + \frac{3}{\pi} \omega_r l_c (\beta) \right] I_{dc}}{l_1 + l_t (\beta)} \quad (V.41)$$

Según las ecuaciones (V.37) y (V.41) el modelo promediado admite la representación mostrada en Fig. V-13, en donde el diodo se incluye para mostrar que la intensidad I_{dc} no puede ser negativa. Este modelo se simplifica si se considera $I_q'' = I_d'' = I''$ e $I_{dc} \approx cte$ [73,74]. De modo que, el comportamiento de la máquina síncrona con un rectificador representado por (V.37) es equivalente al mostrado en (V.26), con la salvedad de que, mientras que el primer caso aparece el término ω_r , por ser un sistema de frecuencia (velocidad) variable, en el segundo se incluye el término ω_e , ya que se ha considerado el sistema conectado a la red.

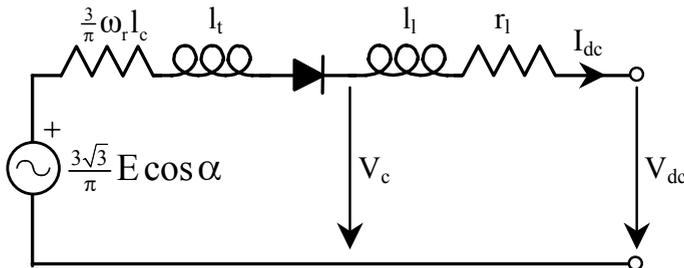


Fig. V-13: Esquema equivalente de la Máquina Síncrona con Rectificador.

V.4.3 Obtención de las Intensidades del Estator

Al igual que se hizo con los valores de tensión e intensidad del lado de continua, es necesario calcular el valor medio de las corrientes que circulan por el estator de la máquina síncrona, tomando como período de referencia el mismo que en el apartado anterior. Para ello se han de resolver las integrales, que son las que nos darán el valor medio de las intensidades:

$$\begin{aligned}\bar{i}_{sq}^r &= \frac{3}{\pi} \int_{\frac{\pi}{3}+\beta}^{\frac{2\pi}{3}+\beta} i_{sq}^r(\theta_r) d\theta_r \\ \bar{i}_{sd}^r &= \frac{3}{\pi} \int_{\frac{\pi}{3}+\beta}^{\frac{2\pi}{3}+\beta} i_{sd}^r(\theta_r) d\theta_r\end{aligned}\quad (V.42)$$

Tal y como puede verse en Fig. V-12, la intensidad durante el período indicado en (V.42) se divide en la intensidad durante el intervalo de conducción ($\bar{i}_{sq,cond}^r, \bar{i}_{sd,cond}^r$) y la intensidad durante el intervalo de conmutación ($\bar{i}_{sq,comm}^r, \bar{i}_{sd,comm}^r$) de forma que:

$$\begin{aligned}\bar{i}_{sd}^r &= \bar{i}_{sd,cond}^r + \bar{i}_{sd,comm}^r \\ \bar{i}_{sq}^r &= \bar{i}_{sq,cond}^r + \bar{i}_{sq,comm}^r\end{aligned}\quad (V.43)$$

donde:

$$\bar{i}_{sq,cond}^r = \frac{3}{\pi} \int_{\frac{\pi}{3}+\beta+\mu}^{\frac{2\pi}{3}+\beta} i_{sq}^r(\theta_r) d\theta_r \quad \bar{i}_{sd,cond}^r = \frac{3}{\pi} \int_{\frac{\pi}{3}+\beta+\mu}^{\frac{2\pi}{3}+\beta} i_{sd}^r(\theta_r) d\theta_r \quad (V.44)$$

$$\bar{i}_{sq,comm}^r = \frac{3}{\pi} \int_{\frac{\pi}{3}+\beta}^{\frac{\pi}{3}+\beta+\mu} i_{sq}^r(\theta_r) d\theta_r \quad \bar{i}_{sd,comm}^r = \frac{3}{\pi} \int_{\frac{\pi}{3}+\beta}^{\frac{\pi}{3}+\beta+\mu} i_{sd}^r(\theta_r) d\theta_r \quad (V.45)$$

Durante el período de conducción (conducción de D3 y D2), las intensidades del estator vienen dadas por (V.33), los cuales se pasan a coordenadas d_r - q_r , donde, si no se tiene en cuenta la variación de la intensidad en ese período $\Delta I_{dc}=0$, se obtiene que:

$$\begin{aligned}\bar{i}_{sq,cond}^r &= \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_{dc} \left[-\cos\left(\beta + \frac{2\pi}{3}\right) + \cos\left(\beta + \mu + \frac{\pi}{3}\right) \right] \\ \bar{i}_{sd,cond}^r &= \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_{dc} \left[+\text{sen}\left(\beta + \frac{2\pi}{3}\right) - \text{sen}\left(\beta + \mu + \frac{\pi}{3}\right) \right]\end{aligned}\quad (V.46)$$

Durante el intervalo de conmutación del período analizado conducen los diodos D1, D2 y D3, por lo que las fases a y b del estator pueden considerarse cortocircuitadas ($v_{sa} - v_{sb}=0$). Las intensidades durante este intervalo son:

$$\mathbf{i}_{\text{sabc,comm}} = [\mathbf{i}_{\text{sa}} \quad +I_{\text{dc}} - \mathbf{i}_{\text{sa}} \quad -I_{\text{dc}}]^T \quad (\text{V.47})$$

Aplicando las transformadas sobre los ejes d_r - q_r se obtiene la expresión:

$$\begin{aligned} \bar{\mathbf{i}}_{\text{sq,comm}}^r &= \frac{2\sqrt{3}}{3} \left[+\mathbf{i}_{\text{sa}} \cos\left(\beta + \frac{2\pi}{3}\right) + I_{\text{dc}} \text{sen}\theta_r \right] \\ \bar{\mathbf{i}}_{\text{sd,comm}}^r &= \frac{2\sqrt{3}}{3} \left[+\mathbf{i}_{\text{sa}} \text{sen}\left(\beta + \frac{2\pi}{3}\right) + I_{\text{dc}} \cos\theta_r \right] \end{aligned} \quad (\text{V.48})$$

Además, durante el intervalo de conmutación y se desprecia la resistencia del estator se tiene la relación:

$$0 = v_{\text{sa}} - v_{\text{sb}} = \frac{d\lambda_{\text{sa}}}{dt} - \frac{d\lambda_{\text{sb}}}{dt} \Leftrightarrow \lambda_{\text{sa}} - \lambda_{\text{sb}} = K \quad (\text{V.49})$$

Empleando las ecuaciones (V.20), (V.47) y (V.49), y despejando la intensidad \mathbf{i}_{sa} se alcanza:

$$\begin{aligned} \mathbf{i}_{\text{sa}}(\theta_r) &= -\frac{K + \sqrt{3} \left[\lambda_q'' \text{sen}(\tilde{\theta}_r + \beta) + \lambda_d'' \cos(\tilde{\theta}_r + \beta) \right]}{(I_q'' + I_d'') - (I_q'' - I_d'') \cos(2\tilde{\theta}_r + 2\beta)} + \\ &+ \frac{\left[(I_q'' - I_d'') \cos(2\tilde{\theta}_r + 2\beta - \frac{2\pi}{3}) - \frac{1}{2}(I_q'' + I_d'') \right] I_{\text{dc}}}{(I_q'' + I_d'') - (I_q'' - I_d'') \cos(2\tilde{\theta}_r + 2\beta)} \end{aligned} \quad (\text{V.50})$$

donde:

$$K = \sqrt{3} \left(-\lambda_q'' \text{sen}\beta - \lambda_d'' \cos\beta \right) + \left[(I_d'' - I_q'') \cos\left(2\beta + \frac{2\pi}{3}\right) - \frac{1}{2}(I_d'' + I_q'') \right] I_{\text{dc}} \quad (\text{V.51})$$

y $\tilde{\theta}_r$ es la posición del rotor tomada desde el instante en el que comienza la conducción del diodo D3. Transformando la ecuación anterior a coordenadas d_r - q_r se obtienen las intensidades:

$$\begin{aligned} \bar{\mathbf{i}}_{\text{sq}}^r(\tilde{\theta}_r) &= \frac{2\sqrt{3}}{3} \left[-\mathbf{i}_{\text{sa}} \text{sen}(\tilde{\theta}_r + \beta) + I_{\text{dc}} \text{sen}\left(\tilde{\theta}_r + \beta + \frac{\pi}{3}\right) \right] \\ \bar{\mathbf{i}}_{\text{sd}}^r(\tilde{\theta}_r) &= \frac{2\sqrt{3}}{3} \left[-\mathbf{i}_{\text{sa}} \cos(\tilde{\theta}_r + \beta) + I_{\text{dc}} \cos\left(\tilde{\theta}_r + \beta + \frac{\pi}{3}\right) \right] \end{aligned} \quad (\text{V.52})$$

Los valores para la intensidad mostrados en (V.52) se han de incluir en las expresiones integrales (V.45) para la obtención de la intensidad en el intervalo de conmutación. Como la resolución analítica de dichas integrales es compleja se emplea un método de integración numérico como el Simpson con cuatro intervalos, con lo que:

$$\begin{aligned} \bar{\mathbf{i}}_{\text{sq}}^r &= \frac{3}{\pi} \frac{\mu}{12} \left[\bar{\mathbf{i}}_{\text{sq}}^r\left(\beta + \frac{\pi}{3}\right) + 4\bar{\mathbf{i}}_{\text{sq}}^r\left(\beta + \frac{\pi}{3} + \frac{1}{4}\mu\right) + 2\bar{\mathbf{i}}_{\text{sq}}^r\left(\beta + \frac{\pi}{3} + \frac{1}{2}\mu\right) + 4\bar{\mathbf{i}}_{\text{sq}}^r\left(\beta + \frac{\pi}{3} + \frac{3}{4}\mu\right) + \bar{\mathbf{i}}_{\text{sq}}^r\left(\beta + \frac{\pi}{3} + \mu\right) \right] \\ \bar{\mathbf{i}}_{\text{sd}}^r &= \frac{3}{\pi} \frac{\mu}{12} \left[\bar{\mathbf{i}}_{\text{sd}}^r\left(\beta + \frac{\pi}{3}\right) + 4\bar{\mathbf{i}}_{\text{sd}}^r\left(\beta + \frac{\pi}{3} + \frac{1}{4}\mu\right) + 2\bar{\mathbf{i}}_{\text{sd}}^r\left(\beta + \frac{\pi}{3} + \frac{1}{2}\mu\right) + 4\bar{\mathbf{i}}_{\text{sd}}^r\left(\beta + \frac{\pi}{3} + \frac{3}{4}\mu\right) + \bar{\mathbf{i}}_{\text{sd}}^r\left(\beta + \frac{\pi}{3} + \mu\right) \right] \end{aligned} \quad (\text{V.53})$$

Las expresiones para la intensidad obtenidas con (V.43), (V.46), (V.53) representan los valores medios de la intensidad sobre un intervalo completo de conmutación.

V.4.4 Ángulo de disparo y conmutación

En el intervalo estudiado, el fenómeno de la conmutación se considera desde el instante en que conduciendo D1 comienza a conducir D3 (ver Fig. V-9 y Fig. V-10), y finaliza cuando se apaga D1, o sea, cuando $i_{sa} = 0$. Empleando esta condición en (V.50) y sustituyendo $\theta_r = \frac{\pi}{3} + \beta + \mu$, el ángulo de conmutación μ es el que satisface la ecuación:

$$f(\mu) = K - \sqrt{3} \left[-\lambda_q'' \sin(\beta + \mu) - \lambda_d'' \cos(\beta + \mu) \right] - \left[(I_q'' - I_d'') \cos(2\beta + \mu - \frac{2\pi}{3}) + \frac{1}{2} (I_q'' + I_d'') \right] I_{dc} = 0 \quad (V.54)$$

En cuanto al ángulo de disparo β es necesario decir que existe un valor mínimo β_{min} , que es aquel en que la tensión aplicada al diodo es positiva. Si el ángulo de disparo es menor que el mínimo β_{min} , o bien, si el rectificador es no-controlado, se puede afirmar que el diodo empieza a conducir precisamente en dicho ángulo. El valor de β_{min} es aquel anula la siguiente función:

$$f(\beta) = \sqrt{3} (\lambda_q'' \cos \beta - \lambda_d'' \sin \beta) + 2I_{dc} (I_q'' - I_d'') \sin(2\beta - \frac{\pi}{3}) \quad (V.55)$$

Tanto la ecuación (V.54) como la (V.55) se resuelven de forma satisfactoria empleando el método de Newton-Raphson.

V.4.5 Estabilidad del sistema

Uno de los problemas que se presentan las configuraciones de máquina síncrona+convertidor es el de la estabilidad. La variación brusca de la carga de continua, provoca la aparición de unas oscilaciones en la corriente del estator, que a su vez se manifiestan en la tensión, en el par, ... En función de los parámetros del sistema (máquina síncrona, regulador de tensión, carga, ...) dichas oscilaciones se atenúan o no. La compañía Siemens ha estudiado este problema desde hace años, ya que lo emplea en los sistemas de arrastre de buques o trenes, y en [Auinger,1980] afirma que para garantizar la estabilidad de la máquina es necesario que $X_q < 2X_d'$ [8]. Esta condición es demasiado exigente para una máquina, a modo de ejemplo, en una máquina síncrona de Leroy-Sommer de 75kVA la relación X_q/X_d' tiene un valor de aproximadamente 13. En [Weiming 2000] se demuestra que dicha exigencia es válida sólo para máquinas que no posean devanado amortiguador sobre el eje q ($I_{kq} = 0$) [188]. Sin embargo, la estabilidad del conjunto se mejora sensiblemente con la existencia de dicho devanado, de forma que las condiciones de

estabilidad se relajan. De esta forma, para un funcionamiento estable ante cualquier carga es necesario que:

$$1/X'_q + 1/X_q \geq 1/X'_d \quad (V.56).$$

Sin embargo, la no-estabilidad depende de más factores, de forma que, aún sin cumplirse la ecuación anterior el sistema puede llegar a ser estable siempre y cuando se elijan adecuadamente la carga o el regulador de tensión. En [Weiming 2000] se establecen los límites de funcionamiento del sistema para un funcionamiento estable [188].

Por otra parte en [Hoeijmakers 1992] se determina la importancia relativa de cada uno de los parámetros de la máquina, poniéndose de manifiesto la influencia de la constante de tiempo del devanado de excitación “q” ya que cuanto mayor sea su valor mayor será la estabilidad del sistema [74]. Este comportamiento es debido a que la máquina síncrona con un rectificador puede interpretarse como si estuviese la máquina síncrona estuviese conectada a una carga resistiva. De esta forma, las variaciones de la carga repercuten en el flujo del eje “q” y, por consiguiente, su comportamiento está dominado por el devanado amortiguador de este eje.

V.4.6 Simulación

Las ecuaciones mostradas en los apartados anteriores se dividen en dos grupos, las correspondientes al modelo subsíncrono del generador (apartado V.2) y las correspondientes al rectificador propiamente dicho (V.4.2, V.4.3, V.4.4). En la Fig. V-14 está representado el esquema empleado durante la simulación del conjunto.

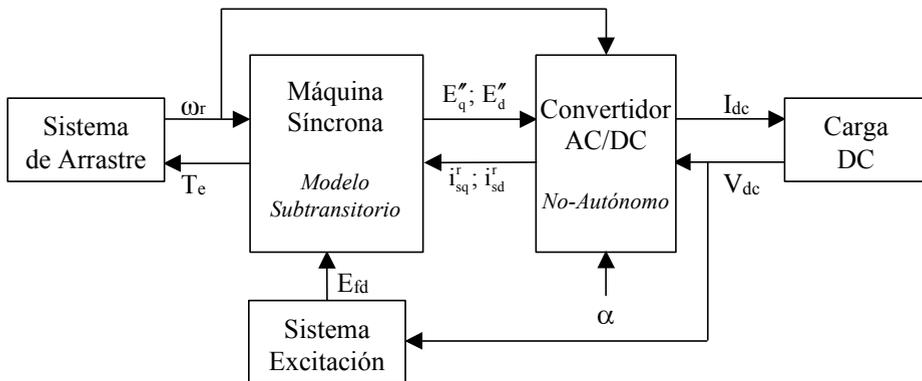


Fig. V-14: Diagrama de bloques del modelo la máquina síncrona con convertidor.

A continuación se muestran los resultados de la simulación de un sistema compuesto por un motor diesel, generador síncrono, rectificador no-controlado y carga resistiva (ver Fig. V-15 y Fig. V-16). El sistema se somete a una variación de carga en el instante $t=11\text{s}$, pasando a valer el 70% de su valor inicial ($r=2\text{ pu}$), y en $t=15\text{s}$ se recupera el valor inicial de la carga. Por otra parte, en $t=25\text{s}$ se cambia la consigna de velocidad del motor diesel, desde su

velocidad nominal (1000rpm) al 85% de su valor. En $t=45\text{sg}$ se recupera el valor inicial de la velocidad.

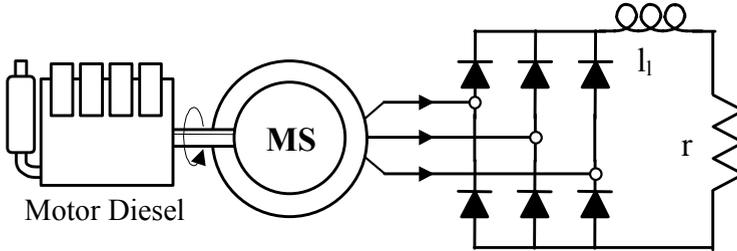


Fig. V-15: Esquema de un generador Síncrono, con Rectificador y Carga Resistiva.

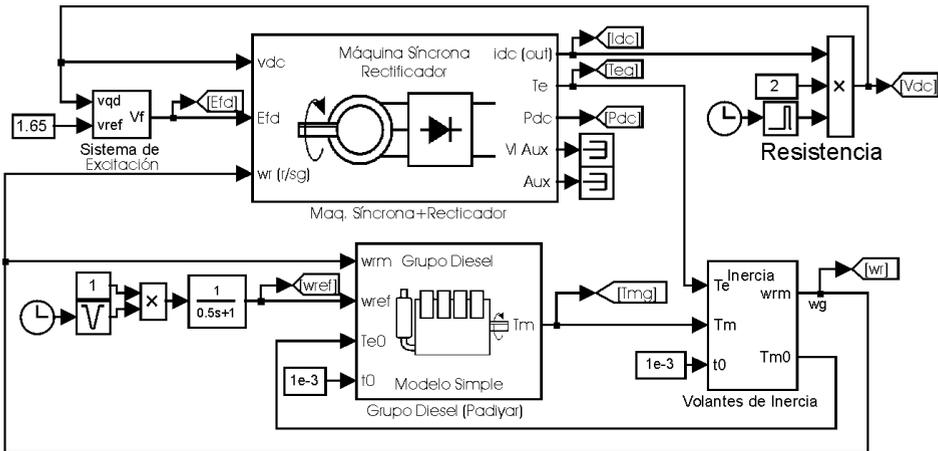


Fig. V-16: Esquema para Simulink de un generador Síncrono, con Rectificador y Carga Resistiva.

Los parámetros del sistema están en Tabla V-1.

Tabla V-1: Parámetros de la Simulación.

Máquina Síncrona			
Potencia	200 kVA	Tensión	380 V
Velocidad	1000 rpm	Pares de Polos	3
r_s	0,00515 pu	X_{ls}	0,08 pu
r_{fd}	0,0011 pu	X_{lfd}	0,137 pu
r_{kd}	0,0240 pu	X_{lkd}	0,334 pu
r_{kq}	0,0613 pu	X_{lkq}	0,330 pu
X_{md}	1,77 pu	X_{mq}	1,00 pu
Filtro DC			
r_l	0,005 pu	X_l	0,1 pu
Motor Diesel			
Potencia	210kW	Estatismo	1/40
Diesel+Máquina Síncrona			
Inercia	1,5 sg	Cte. Rozamiento	0,03 pu

Los resultados de la simulación demuestran la capacidad de esta configuración de entregar energía a distintas velocidades (ver Fig. V-20 y Fig. V-21), manteniéndose en estas circunstancias la potencia prácticamente constante ($\approx 1\%$). Sin embargo, las variaciones en la carga (ver Fig. V-18 y Fig. V-19) provocan una importante sobreoscilación en la tensión y la intensidad ($\approx 10\%$), así como un importante tiempo de establecimiento ($>0.5\text{sg}$), aunque este comportamiento podría mejorarse corrigiendo el comportamiento del regulador de tensión.

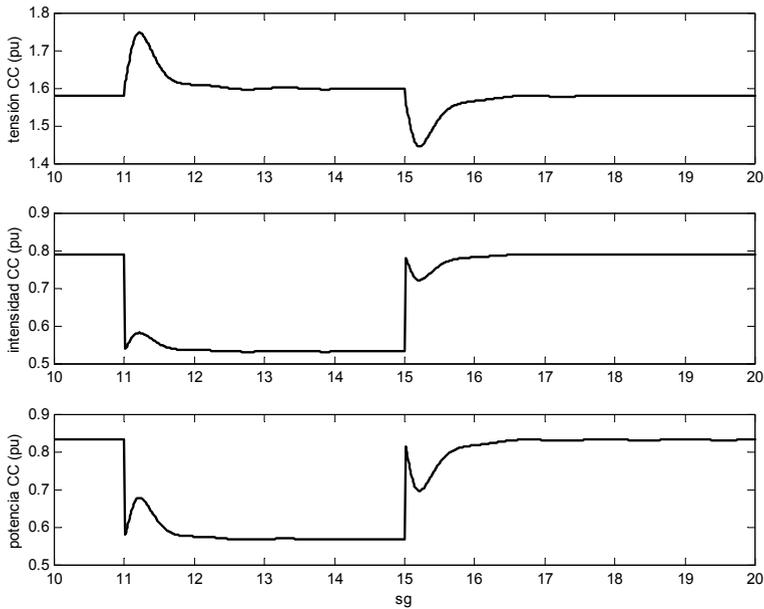


Fig. V-17: Tensión, Intensidad y Potencia a la salida del Rectificador durante la variación de la carga.

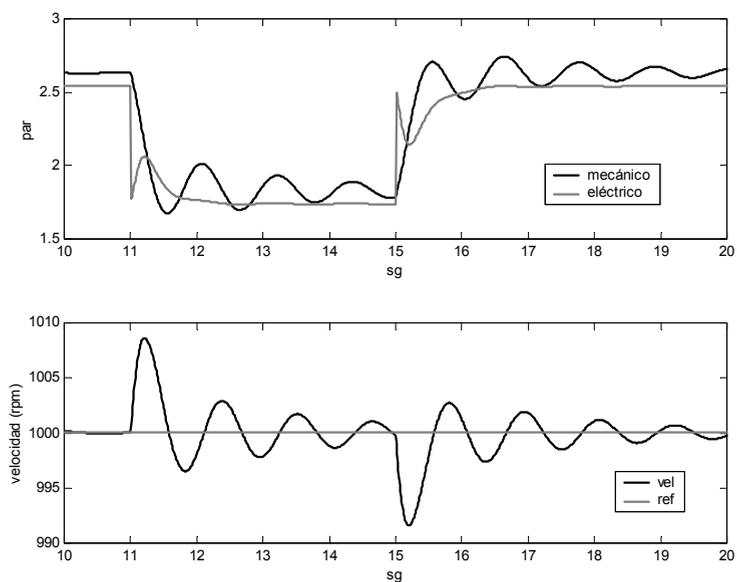


Fig. V-18: Par Eléctrico y Mecánico y Velocidad en la Máquina Síncrona durante la variación de la carga.

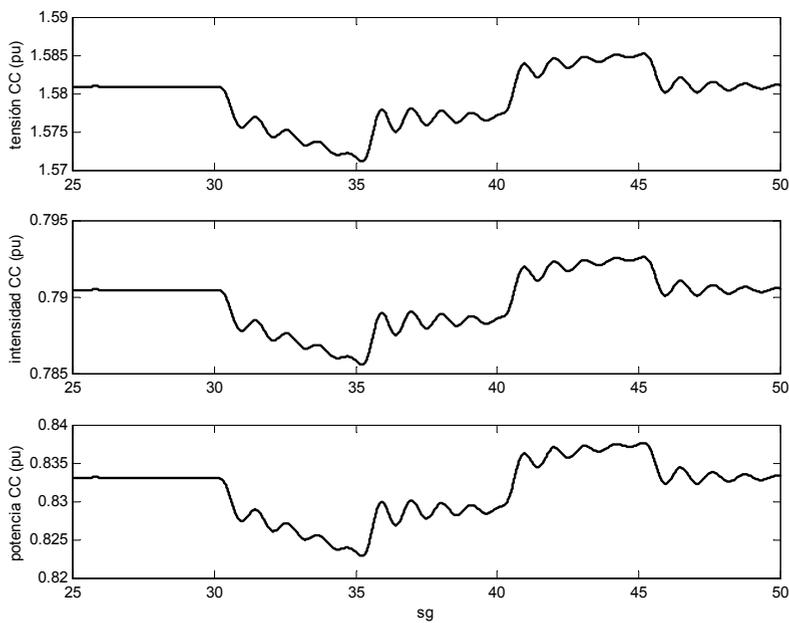


Fig. V-19: Tensión, Intensidad y Potencia a la salida del Rectificador durante la Variación en la Consigna de Velocidad.

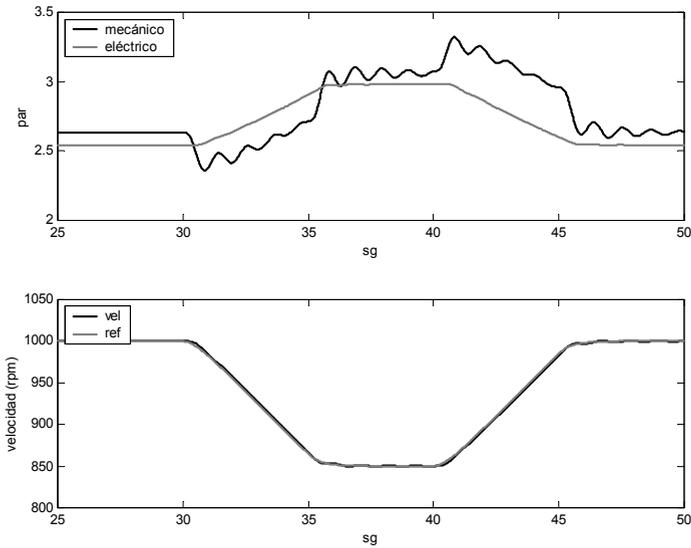


Fig. V-20: Par Eléctrico y Mecánico y Velocidad en la Máquina Síncrona durante la Variación en la Consigna de Velocidad.

V.5 La Máquina Síncrona con un Convertidor CA/CA

Una de las aplicaciones típicas de un generador síncrono con un rectificador, es el de entregar energía a una red eléctrica, o bien, a un sistema que funcione con los parámetros habituales de la red. Aunque, una de las alternativas es la de conectar el generador a un cicloconvertidor, esta configuración presenta inconvenientes como son: el elevado número de componentes semiconductores, inyección de armónicos e interarmónicos en la red o su limitado margen de frecuencias [95]. La alternativa al cicloconvertidor es la de emplear una configuración que incluya un enlace de continua, o sea, con un convertidor CA/CC (rectificador) y convertidor CC/CA (inversor). Las opciones en este caso son múltiples, ya que los convertidores mencionados pueden ser controlados o no-controlados, autónomos o conmutados por red, fuentes de tensión o fuentes de corriente, ... Como quiera que las combinaciones son muchas, aquí se va a plantear una similar a las empleadas para sistemas eólicos, que es la de conectar un rectificador no-controlado al estator de la máquina síncrona, y un inversor autónomo del lado de la red (Fig. V-21) [141].

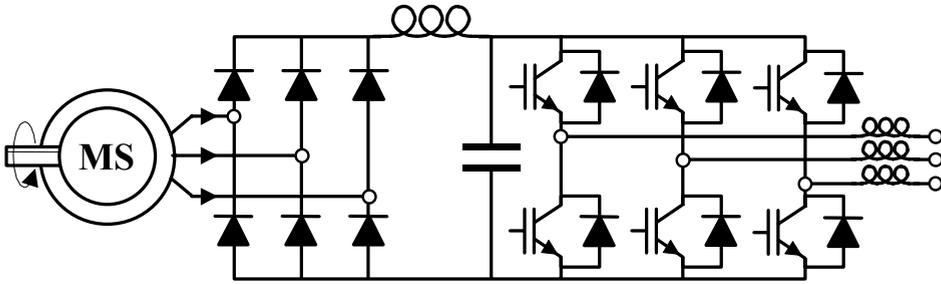


Fig. V-21 : Máquina Síncrona con Convertidor CA/CA.

V.5.1 Modelo de la máquina síncrona.

Para plantear el modelo del sistema se parte del esquema mostrado en Fig. V-22, en donde, para la parte formada por la máquina síncrona, junto con el rectificador y la bobina de filtrado, se emplea el modelo promediado obtenido en el apartado anterior.

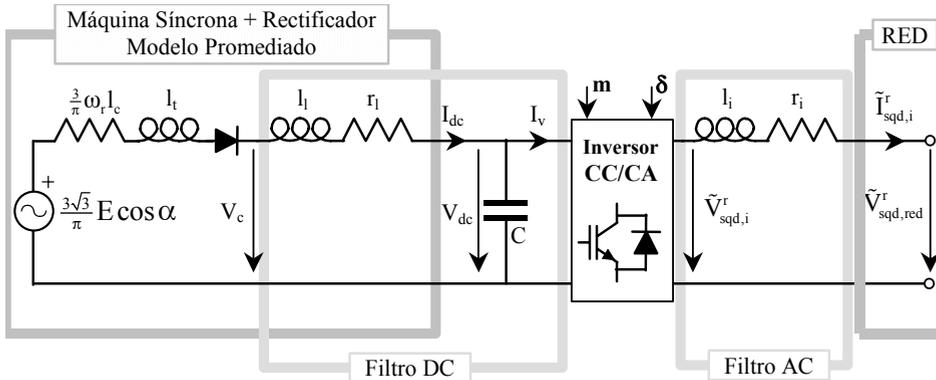


Fig. V-22: Esquema equivalente de la Máquina Síncrona con Rectificador e Inversor.

V.5.2 Filtrado

En el enlace de continua, la inclusión de un filtro mejora varios aspectos, como la disminución de armónicos de intensidad que circulan desde el rectificador al inversor, y viceversa [138]. Existen diversas configuraciones para estos filtros (ver Fig. V-23) que van desde un elemento único, ya sea condensador o bobina, hasta combinaciones más o menos complejas de este tipo de elementos [4]. La principal desventaja de los filtros compuestos por un sólo elemento es el excesivo tamaño que han de adoptar éstos, lo que aumenta el tiempo de respuesta de los bucles de intensidad, o tensión, que pueda haber en el sistema. Este inconveniente desaparece cuando se escogen filtros combinados, como el mostrado en Fig. V-21. Por otra parte la inclusión del condensador ayuda al regulador de tensión de la máquina síncrona a mantener estable la tensión en el enlace CC.

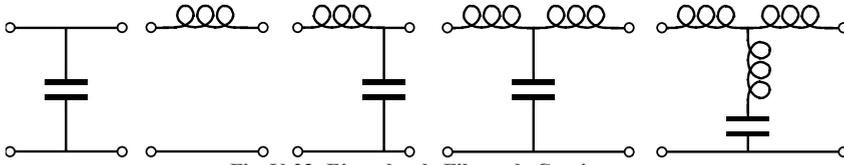


Fig. V-23: Ejemplos de Filtros de Continua.

En cuanto al filtro CC, como la bobina ya está incluida dentro del modelo promediado (ver Fig. V-9 y Fig. V-22), entonces solamente es necesario tener en cuenta la ecuación:

$$I_{dc} - I_v = C \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (V.57)$$

donde:

- I_{dc} es la intensidad CC a la salida del rectificador
- I_v es la intensidad CC a la entrada del inversor
- V_{dc} es la tensión del condensador y la de la entrada del inversor.
- C es la capacidad del condensador de filtrado.

El filtro entre el inversor y la red, admite configuraciones similares a las vistas para el filtro CC. Sin embargo, cuando se emplean frecuencias de conmutación del orden de los kHz, mediante inversores PWM, un filtro simple, formado por una bobina (ver Fig. V-21 y Fig. V-22), tiene, generalmente, un comportamiento aceptable [4]. La ecuación del filtro es:

$$\tilde{V}_{sqd,i}^r - \tilde{V}_{sqd,red}^r = l_i \frac{d}{dt} \tilde{I}_{sqd,i}^r + (r_i + j\omega_r l_i) \tilde{I}_{sqd,i}^r \quad (V.58)$$

o bien, empleando unos ejes q-d solidarios al estator:

$$\tilde{V}_{sqd,i}^s - \tilde{V}_{sqd,red}^s = l_i \frac{d}{dt} \tilde{I}_{sqd,i}^s + r_i \tilde{I}_{sqd,i}^s \quad (V.59)$$

donde:

- $\tilde{V}_{sqd,red}^s$ y $\tilde{V}_{sqd,red}^r$ es la tensión de red en coordenadas d_s - q_s y d_r - q_r respectivamente
- $\tilde{V}_{sqd,i}^s$ y $\tilde{V}_{sqd,i}^r$ es la tensión de salida del inversor
- $\tilde{I}_{sqd,i}^s$ y $\tilde{I}_{sqd,i}^r$ es la intensidad de salida del inversor
- r_i y l_i son la resistencia e inductancia de la bobina de filtrado, respectivamente

V.5.3 El Inversor Autónomo – Convertidor CC/CA

Básicamente se tienen dos tipos de inversores, los autoconmutados o autónomos y los conmutados por red o no-autónomos. Los inversores conmutados por red están típicamente formados por tiristores, y es necesaria una referencia de tensión en el lado de alterna para su funcionamiento. Son unos equipos baratos, relativamente sencillos y con un rendimiento elevado. Sin embargo estos equipos son una fuente importante de armónicos a lo que se añade su consumo de energía reactiva.

Los inversores autoconmutados son los más avanzados tecnológicamente, y su principal ventaja es su versatilidad, ya que son capaces de funcionar en un amplio margen de factores de potencia, su emisión de armónicos es baja y puede trabajar en los cuatro cuadrantes. Las pérdidas de éstos suelen ser superiores, así como su coste y complejidad. En el sistema propuesto (ver Fig. V-21) se ha considerado este tipo de inversores.

Los inversores autoconmutados se dividen a su vez en [4]:

- VSI (Voltage Source Inverter), si todos los interruptores estáticos empleados tienen en antiparalelo con ellos un diodo que permita la circulación de corrientes reactiva. Es la configuración más empleada [17].
- CSI (Current Source Inverter), si en serie con cada interruptor se dispone de un diodo.

Si se considera el funcionamiento ideal, no es necesario tener en cuenta el tipo de semiconductor empleado (en la Fig. V-21 el inversor representado es del tipo autoconmutado VSI y formado por semiconductores tipo IGBT).

El inversor VSI puede funcionar conectado a red (como fuente de corriente) o bien en un sistema aislado (como fuente de tensión), en ambos casos es necesario un bucle de control que ajuste su salida a las especificaciones. En cualquier caso la respuesta del inversor es de apenas unos milisegundos [6,95]. Este comportamiento hace posible que en los sistemas en los que las constantes de tiempo dominantes sean de tipo mecánico, se pueda adoptar un modelo estacionario para el inversor durante el estudio del comportamiento dinámico de todo el sistema [35].

Una vez aceptado el modelo en régimen permanente del inversor, así como asumido su comportamiento ideal, su funcionamiento como fuente de tensión o como fuente de intensidad se considera equivalente, de forma que se pueden emplear las mismas expresiones para ambos modos de funcionamiento [4].

Los parámetros que definen el comportamiento del convertidor son el índice de modulación (m) y el ángulo de disparo del inversor (δ), definidos como:

$$m = \sqrt{2} \frac{|\bar{V}_i|}{V_{dc}} = \frac{|\tilde{V}_{sqd,i}^r|}{V_{dc}} \quad V/V \quad 0 \leq m \leq 1 \quad (V.60)$$

$$m = \sqrt{2} \frac{|\bar{V}_i|}{V_{dc}} = \sqrt{2} \frac{|\tilde{V}_{sqd,i}^r|}{V_{dc}} \quad pu/pu$$

$$\delta = \angle \bar{V}_i - \angle \bar{V}_{red} = \angle \tilde{V}_{sqd,i}^r - \angle \tilde{V}_{sqd,red}^r \quad (V.61)$$

donde:

- V_{dc} es la tensión CC a la entrada del inversor
- \bar{V}_i y \bar{V}_{red} son los fasores de la tensión a la salida del inversor y la tensión de la red, respectivamente
- $\tilde{V}_{sqd,i}^r$ y $\tilde{V}_{sqd,red}^r$ son las componentes en coordenadas dr-qr de la tensión a la salida del inversor y la tensión de red, respectivamente

Es habitual encontrar expresiones que relacionan la potencia, tanto activa (P_i) como reactiva (Q_i), entregada por el inversor con m y δ , estas relaciones son [89]:

$$P_i = \frac{|\bar{V}_i| |\bar{V}_{red}|}{\omega_e l_i} \text{sen } \delta \quad (V.62)$$

$$Q_i = \frac{|\bar{V}_i| |\bar{V}_{red}|}{\omega_e l_i} \text{cos } \delta - \frac{|\bar{V}_i|^2}{\omega_e l_i} \quad (V.63)$$

La variación de potencia desde valores muy bajos hasta su valor nominal se consigue con un reducido margen de variación del ángulo de modulación, de forma que:

$$\text{sen } \delta \approx \delta; \text{cos } \delta \approx 1 \quad (V.64)$$

Por otra parte, el rendimiento del inversor depende en gran medida del factor de potencia, factores de potencia bajos implican rendimientos bajos, por ello estos equipos se suelen emplear para la producción de energía con factores de potencia cercanos a la unidad, que teniendo en cuenta (V.64), esto sucede cuando:

$$|\bar{V}_i| \approx |\bar{V}_{red}| \quad (V.65)$$

Entonces, de esta forma aproximada, el control de potencia activa se realiza actuando sobre el ángulo de disparo δ y el de reactiva sobre el índice de

modulación (o sobre V_i), por ello, si se impone la condición de factor de potencia unitario, se obtiene:

$$P_i \approx \frac{|\bar{V}_i| |\bar{V}_{red}|}{\omega_e I_i} \delta; \quad Q_i \approx 0 \quad (\text{V.66})$$

La relación entre las intensidades antes y después del inversor se calcula a partir del balance de potencias, ya que, despreciando las pérdidas en los elementos semiconductores, se obtiene:

$$P_{CC} = P_i \quad (\text{V.67})$$

donde P_{CC} es la potencia en el lado de continua, y P_i es la potencia entregada por el inversor. Dichas potencias se ajustan a las expresiones:

$$\begin{aligned} P_{CC} &= V_{dc} I_v \\ P_i &= \text{real}\{\bar{V}_i \bar{I}_i^*\} = \frac{1}{2} \text{real}\left\{\tilde{V}_{sqd,i}^r \left(\tilde{I}_{sqd,i}^r\right)^*\right\} \quad W \end{aligned} \quad (\text{V.68})$$

o bien:

$$\begin{aligned} P_{CC} &= \frac{2}{3} V_{dc} I_v \\ P_i &= \text{real}\{\bar{V}_i \bar{I}_i^*\} = \text{real}\left\{\tilde{V}_{sqd,i}^r \left(\tilde{I}_{sqd,i}^r\right)^*\right\} \quad pu \end{aligned} \quad (\text{V.69})$$

Para simular la respuesta del bucle de control del propio inversor, se incluye un sistema de primer orden que introduzca un retraso de unos milisegundos sobre la actuación [6]. Por ejemplo, si el inversor funciona como fuente de corriente se emplea el esquema de la Fig. V-24.

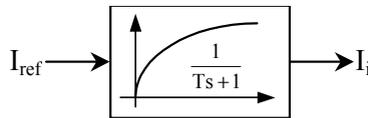


Fig. V-24: Dinámica de la actuación del inversor.

V.5.4 Simulación

A modo de ejemplo, se realiza la simulación de un sistema formado por una máquina síncrona conectada a un convertidor CA/CA y arrastrada por un motor diesel (ver Fig. V-25). Los datos del sistema son los mismos que en el apartado anterior. El sistema se supone conectado a red, y por lo tanto el inversor funciona como fuente de corriente.

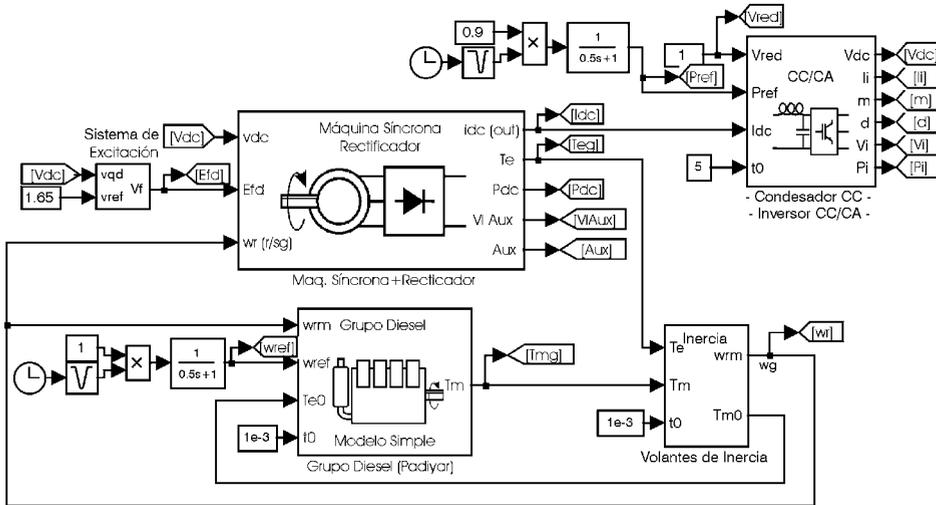


Fig. V-25: Esquema para Simulink de un generador Síncrono, con Convertidor CA/CA.

A continuación (Fig. V-26, Fig. V-27, Fig. V-28, Fig. V-29, Fig. V-30, Fig. V-31) se muestran los resultados de la simulación, donde el sistema se somete a una variación en la consigna de potencia (de intensidad) del inversor en $t=15\text{sg}$, pasando a valer el 70% de su valor inicial ($P_i=0,9\text{pu}$), y en $t=30\text{sg}$ se recupera el valor inicial. Por otra parte, en $t=40\text{sg}$ se cambia la consigna de velocidad del motor diesel, desde su velocidad nominal (1000rpm) al 85% de su valor y en $t=55\text{sg}$ se recupera el valor inicial de la velocidad. El comportamiento de esta configuración es comparable a la del apartado anterior, de hecho en la literatura se compara el funcionamiento de una máquina síncrona con rectificador, con el de una máquina síncrona con carga puramente resistiva [73]. Sin embargo este sistema es ligeramente más inestable debido a la presencia del inversor.

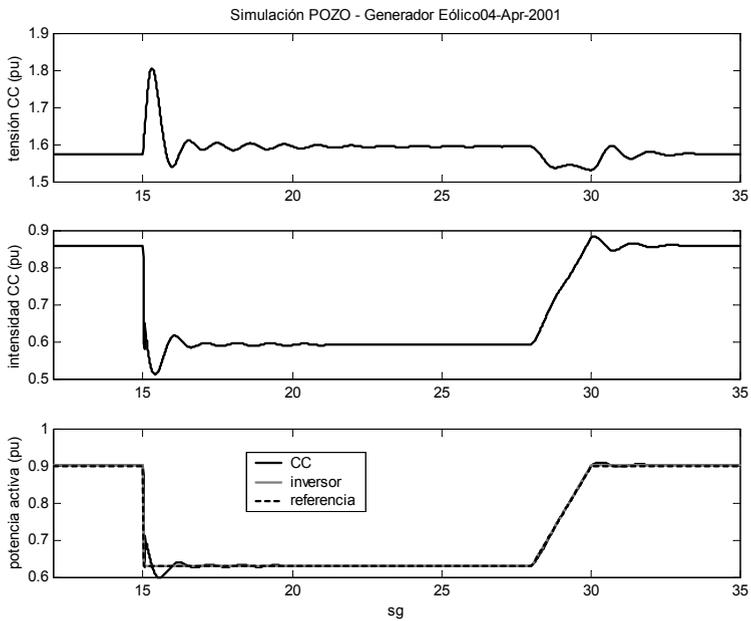


Fig. V-26: Tensión, Intensidad y Potencia a la salida del Rectificador, Potencia a la salida del Inversor durante la Variación de la Consigna de Potencia.

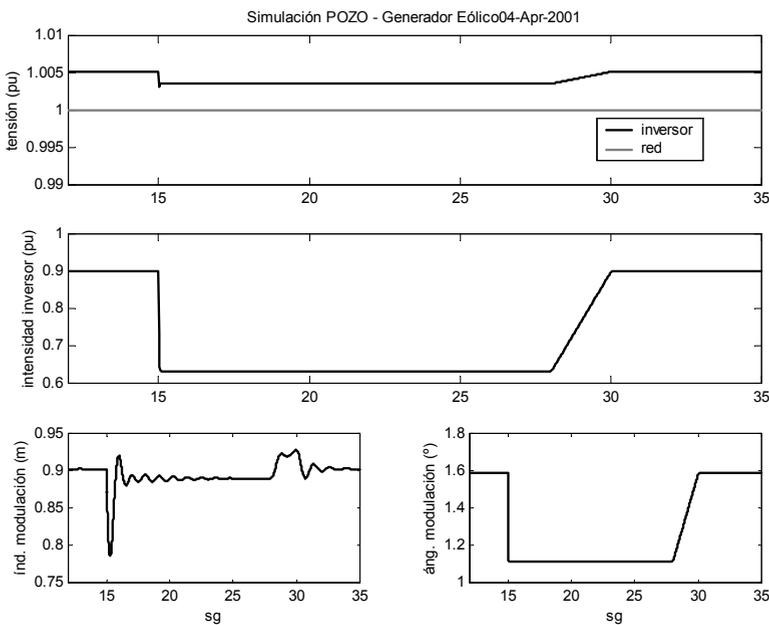


Fig. V-27: Tensión, Intensidad y Parámetros de Modulación en el Inversor durante la Variación de la Consigna de Potencia.

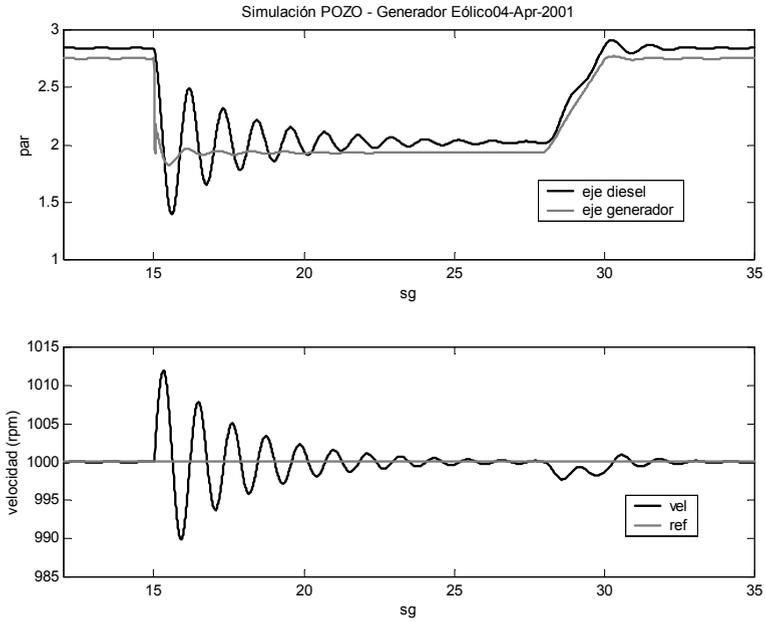


Fig. V-28: Par Eléctrico y Mecánico y Velocidad en la Máquina Síncrona durante la Variación de la Consigna de Potencia.

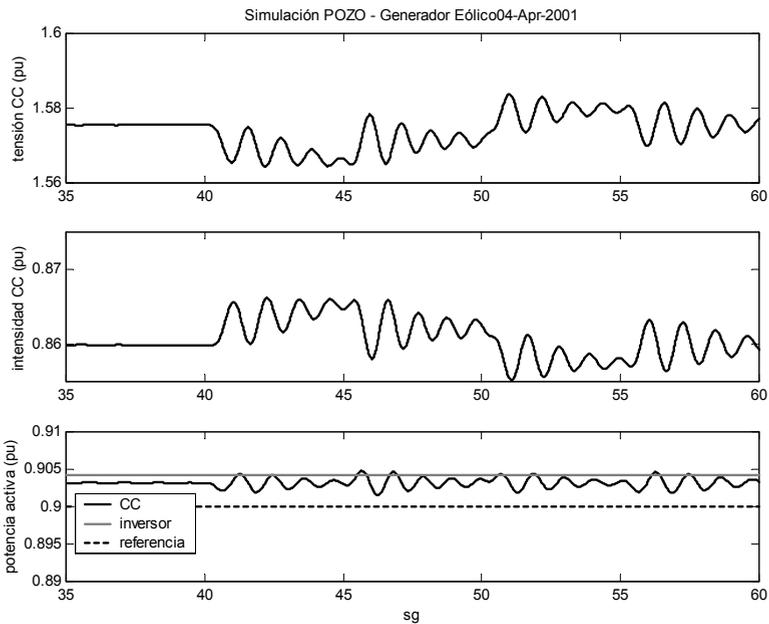


Fig. V-29: Tensión, Intensidad y Potencia a la salida del Rectificador, Potencia a la salida del Inversor durante la Variación de la Consigna de Velocidad.

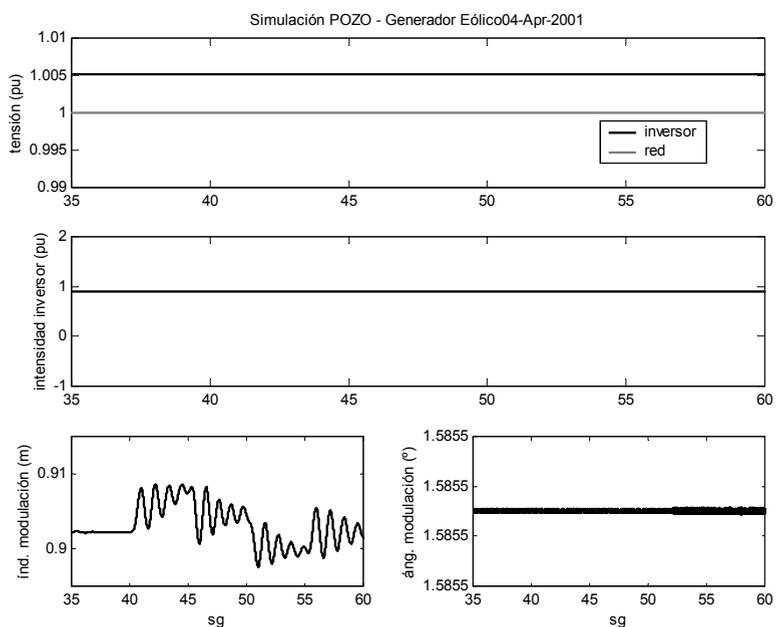


Fig. V-30: Tensión, Intensidad y Parámetros de Modulación en el Inversor durante la Variación de la Consigna de Velocidad.

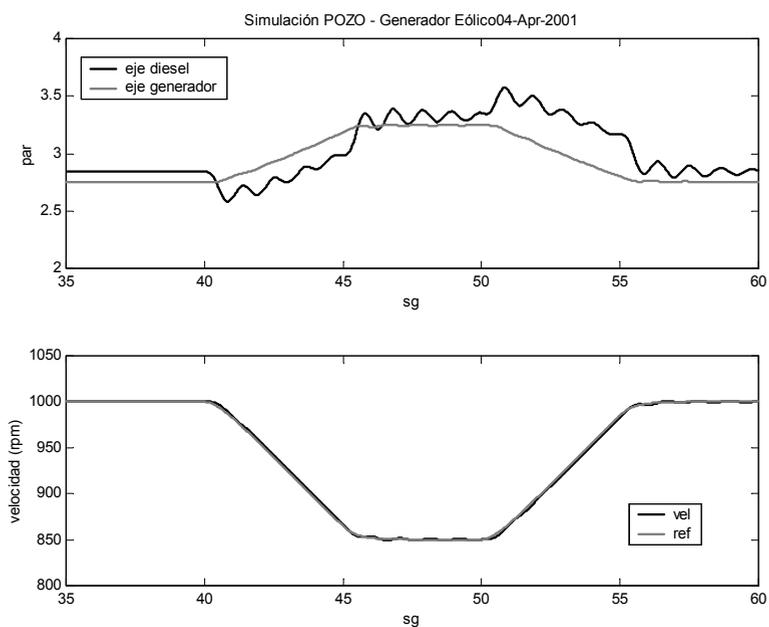


Fig. V-31: Par Eléctrico y Mecánico y Velocidad en la Máquina Síncrona durante la Variación de la Consigna de Potencia.

Apéndice VI Técnicas de Desalación

VI.1 Introducción

El problema de la obtención del agua dulce, ya sea para el consumo humano o animal o para el riego, ha sido un problema del ser humano a lo largo de la historia. Por ello, las comunidades nacieron cerca de las fuentes de agua potable, mientras que las que no tenían un buen abastecimiento de este recurso sufrieron de un crecimiento muy limitado. Se ha de tener en cuenta que el 96% del agua en el mundo es salada y procede de los mares, mientras que, sólo un 6% es agua dulce. Y de esta última, alrededor de un 27% se encuentra en los glaciares y un 72% es subterránea. De esta forma, la necesidad de agua potable está ligada a la desalación del agua de mar.

El gran desarrollo de los sistemas de desalación se produjo en los años 40, durante la II Guerra Mundial, cuando varios destacamentos militares se establecieron en zonas áridas y se necesitó de agua dulce para el abastecimiento de la tropa. A finales de los 60, a lo largo del mundo la capacidad desalinizadora ya llegaba hasta los 8000m³/día, siendo la mayor parte de las plantas instaladas térmicas. Sin embargo, en los años 70 se generalizó el empleo de membranas, ya sea de Ósmosis Inversa (OI) o Electrodialisis (ED).

En la década de los 80 la desalinización ya estaba plenamente desarrollada de forma comercial y durante los 90 las plantas desalinizadoras para abastecer municipios enteros son habituales.

Durante el desarrollo de las técnicas de desalación han sobrevivido básicamente dos formas de realizar este proceso:

- Evaporación, que básicamente consiste en evaporar el agua de mar para luego condensarla, con lo que se obtiene un agua no-salobre. El agua obtenida por este de esta forma suele ser de una calidad alta. A este método pertenecen los sistemas multietapa flash, multiefecto y por compresión de vapor.
- Filtración, se basa en el empleo de membranas que permitan la separación del agua de la sal. Los métodos más habituales dentro de esta categoría son la ósmosis inversa y la electrodiálisis.

Arabia Saudi¹ pasar por ser el país del mundo con mayor capacidad desaladora instalada (alrededor de un 27% del total), siendo la mayor parte de

¹ Datos del “Desalting Plants Inventory – Report No. 15” editado por la International Desalination Association (IDA) en 1998.

sus instalaciones térmicas. El segundo lugar está ocupado por EEUU (16%) en donde el predominio es de los sistemas basados en ósmosis inversa. En el mercado mundial, los procesos desalinizadores más empleados son el Multietapa Flash y la Ósmosis Inversa con una capacidad del 86% del total.

En general, cuando se habla de sistemas aislados, es habitual encontrar el problema de la carencia de agua, ya sea para el consumo, riego,... Esta necesidad es la que le dio a la energía eólica una de sus primeras aplicaciones, la extracción del agua de pozos. Actividad que, por otra parte, subsiste hasta hoy en día con los conocidos molinos multipala empleados para el bombeo [110]. En la actualidad es habitual encontrar sistemas eólicos que integren aplicaciones energéticas y de desalación de aguas [43,46,79].

En este capítulo se van a describir las técnicas de desalinización mencionadas en la presente tesis, que son: ósmosis inversa, electrodiálisis y compresión de vapor.

VI.2 Ósmosis Inversa

La técnica de ósmosis inversa (OI) es relativamente nueva, ya que su éxito comercial data de los años 70 [21,148]. Es un proceso de separación por membrana, en donde el agua procedente de una solución salina es separada de sus solutos al circular a través de una membrana semipermeable. No es necesario un cambio de fase o calentamiento para realizar este proceso, y la mayor parte de la energía requerida es para presurizar el agua de alimentación.

VI.2.1 El Fenómeno de la Ósmosis Inversa

Supóngase que se tienen dos soluciones de idéntica composición y de concentración distinta, si ambas soluciones se mezclan instantes después se obtiene una solución con una concentración idéntica para todo el volumen de líquido. Esto es lo que se conoce como fenómeno de difusión [100]. Ahora bien, si entre ambas disoluciones se interpone una membrana semipermeable, de forma que sólo se permita la circulación del disolvente (p.ej. agua), se produce el proceso denominado ósmosis. Su consecuencia es que se producirá una circulación de disolvente desde la concentración más diluida hacia la más concentrada. Ese es el motivo por el que en la Fig. VI-1 el nivel de líquido de la columna asciende. El paso de disolvente de un lado a otro de la membrana se puede detener aplicándole a la disolución más concentrada una presión igual a la osmótica, lo cual ocurre de forma natural en el esquema mostrado, cuando la columna de líquido alcanza una determinada altura. De hecho, el proceso se puede invertir si sobre la disolución concentrada se aplica una presión superior a la osmótica, es lo que se conoce con el nombre de ósmosis inversa (OI). De esta forma, el disolvente abandonaría la disolución más concentrada hacia la más diluida.

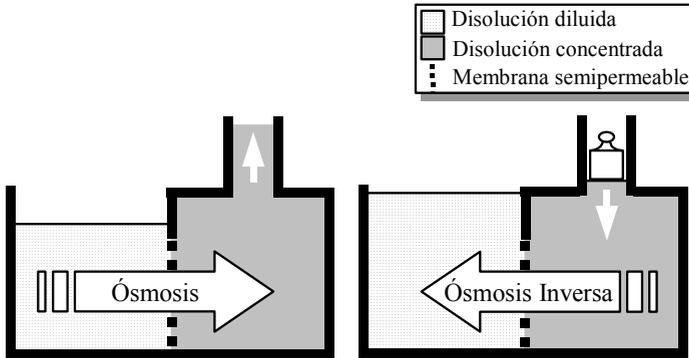


Fig. VI-1: El fenómeno de la ósmosis y la ósmosis inversa.

VI.2.2 Planta Desaladora basada en Ósmosis Inversa

Si se toma como disolución concentrada el agua de mar, y como concentración diluida el agua pura, la aplicación de la OI en procesos de desalación es evidente.

El proceso de forma industrial se produce de forma continuada, o sea, el agua salada es bombeada a alta presión hacia una membrana semipermeable [54,79]. Con lo que una parte importante del disolvente y una pequeña parte del soluto la atraviesan, mientras que el resto (más concentrado) es rechazado. El producto resultante es un agua con una baja concentración en sal, mientras que el producto rechazado tiene una gran concentración de sal (salmuera).

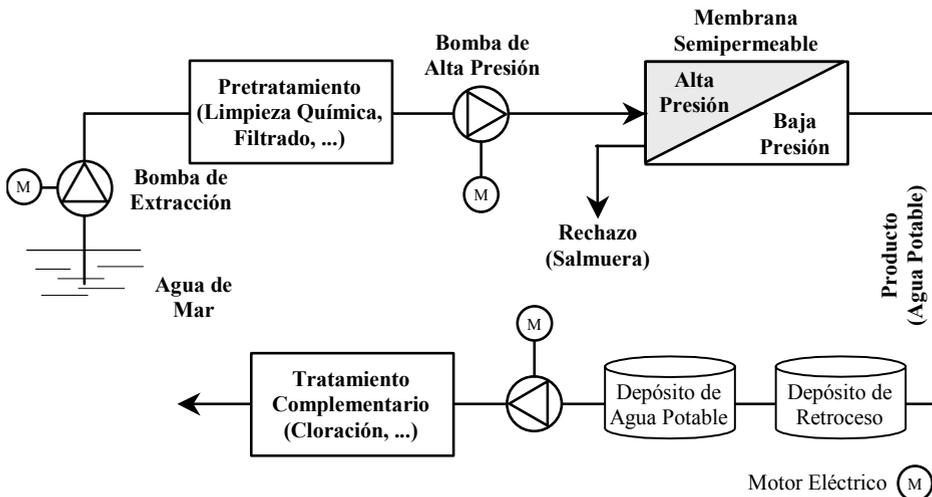


Fig. VI-2: Esquema de una instalación desaladora por OI.

Una planta desaladora de OI puede constar de las siguientes cuatro partes:

- Captación del agua, que contempla el proceso de bombeo del agua hasta su transporte a la propia planta.
- Pretratamiento, que contempla el tratamiento del agua, en donde, por ejemplo, se le aplica un tratamiento químico para eliminar impurezas, o/y un filtrado,... Todo ello encaminado a evitar el ensuciamiento y aumentar el rendimiento de las membranas, que es la parte más delicada de toda la instalación.
- Ósmosis inversa, es el núcleo del proceso por el que se obtiene el agua dulce. Para obtener agua potable a partir del agua de mar se suelen emplear membranas con una presión de trabajo de hasta 80 bar
- Tratamiento complementario, en él se incluyen los procesos posteriores a realizar al agua filtrada para que cumpla los requisitos exigidos.

El producto de rechazo, salmuera, se puede recircular a través de la membrana para conseguir un mayor porcentaje de recuperación, que es la relación existente entre la cantidad de agua de mar entrante y la cantidad de producto obtenido.

Como sistema de arrastre de las bombas se suelen emplear motores de inducción, siendo el de más potencia el destinado a la bomba de alta presión, y, por lo tanto, es el que caracterizará el comportamiento eléctrico de la planta.

VI.3 Electrodialisis

La electrodialisis (ED) fue introducida comercialmente a principios de los 60, es un sistema adecuado, desde el punto de vista del coste, para la desalación de aguas salobres o marinas y que despertó un considerable interés en el campo de la producción de aguas potables para poblaciones [21]. Sin embargo, no ha alcanzado la cuota de mercado que en principio cabía esperar [148]. Es un proceso en el que, mediante un campo eléctrico, se mueven las partículas de sal de forma selectiva a través de membranas con el fin de obtener agua dulce.

VI.3.1 El fenómeno de la Electrodialisis

La mayor parte de las sales disueltas en el agua son iónicas, en consecuencia, si se aplica un potencial a dicha disolución, los iones (cationes y aniones) migrarán hacia los electrodos de polaridad opuesta a la suya (cátodo y ánodo) con lo que se origina una corriente eléctrica. Éste es el fenómeno conocido como electrolisis (ver Fig. VI-3). Si durante este proceso se interponen unas membranas que sólo dejen pasar los iones de determinada polaridad se puede conseguir, que las sales se concentren a un lado de la membrana y su concentración disminuya en el otro (ver Fig. VI-3). Este proceso es el conocido como Electrodialisis (ED), en donde, aplicado a la desalación, se obtiene por un

lado un agua con alta concentración en sales (salmuera) y otra con baja concentración (agua potable).

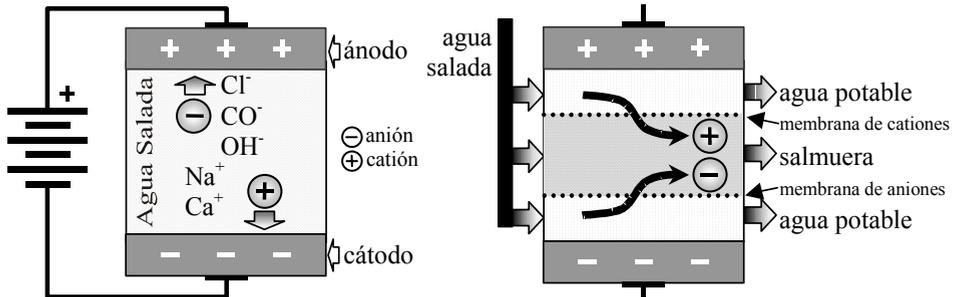


Fig. VI-3: El fenómeno de la electrolisis (izquierda) y de la electrodiálisis (derecha).

En los equipos industriales para ED las membranas se disponen alternativamente, membranas aniónicas seguidas de membranas catiónicas (ver Fig. VI-4). En el espacio entre ellas se encuentran los separadores por los que circula el agua, los cuales están diseñados para mantener una separación uniforme entre las membranas y obtener una distribución homogénea del fluido. El separador franqueado por dos membranas recibe el nombre de celda, de forma que un equipo industrial está formado por cientos de estas celdas.

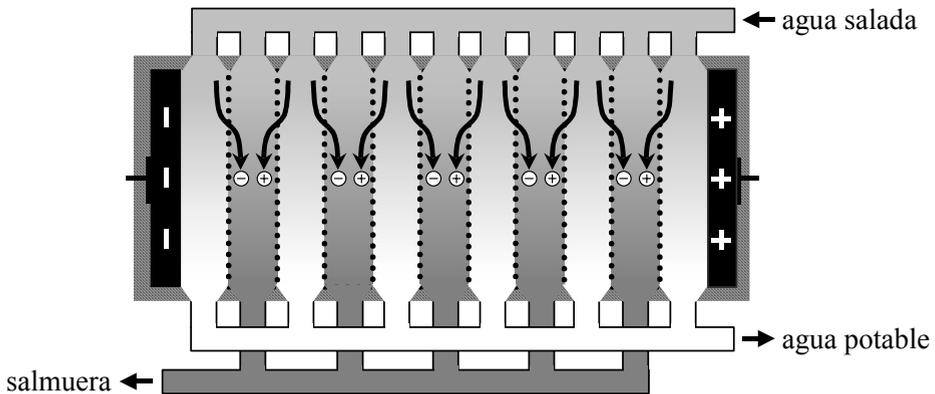


Fig. VI-4: Disposición de una unidad de electrodiálisis con múltiples membranas.

VI.3.2 Planta Desaladora basada en Electrodiálisis

Una planta desaladora basada en ED consta de los siguientes elementos (ver Fig. VI-5):

- Pretratamiento, que incluye la adición de sustancias químicas para, por ejemplo, reducir las impurezas del agua y un filtrado.
- Unidad de Membranas, en donde se realiza la ED propiamente dicha.

- Bomba de Baja Presión, para superar la resistencia que encuentra el fluido para atravesar los estrechos separadores existentes entre las membranas,
- Postratamiento, consiste en estabilizar el agua para su distribución. Por ejemplo, se pueden eliminar los gases disueltos en el agua y ajustar el PH.
- Rectificador, para, a partir de la tensión de red (alterna), conseguir una tensión continua, necesaria para que se produzca el fenómeno de ED.

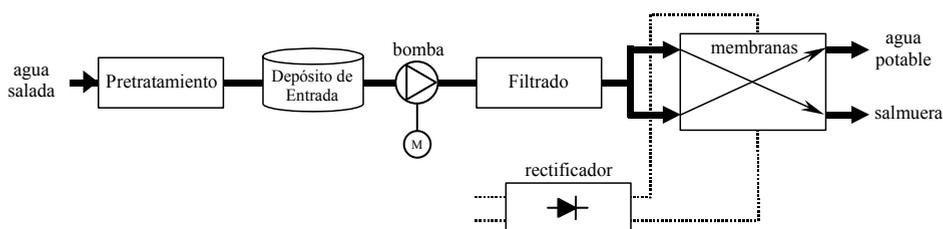


Fig. VI-5: Diagrama de bloques de una planta de ED.

Uno de los problemas de los equipos de ED es el ensuciamiento de las membranas que puede producirse por grandes moléculas orgánicas, sobresaturación de sulfatos o carbonato de calcio,... Este problema se corrige con el pretratamiento del agua, ya sea mediante antiincrustantes,... Sin embargo, existe una solución alternativa como es la desarrollada a principios de los años 70 por una empresa americana y conocida como Electrodiálisis Reversible (EDR). Básicamente consiste en invertir la polaridad de la tensión aplicada a la unidad de ED de forma que los canales de salida se alternan, o sea, la salida de producto pasa a ser de salmuera y la de salmuera la de producto. Esta inversión de los canales fuerza la limpieza de las impurezas depositadas sobre las membranas y se realiza varias veces por hora. Tras el cambio hay un período de unos 20 segundos durante el cual el producto es salado.

El comportamiento eléctrico de la electrodiálisis también debe ser tenido en cuenta, ya que, uno de los principales componentes de este tipo de instalaciones es el rectificador (ver Fig. VI-3). Este elemento, durante su funcionamiento inyecta a la red eléctrica una cantidad importante de armónicos de corriente, que, en determinadas condiciones, puede afectar apreciablemente a la calidad del suministro eléctrico [4,89]

VI.4 Compresión de Vapor

La compresión de vapor (CV) es un proceso de destilación donde el calor para la evaporación se obtiene de la compresión del vapor generado a partir del agua de alimentación [21,148]. El proceso de desalación en un sistema de CV se puede describir básicamente como (ver Fig. VI-6):

- El agua de mar después del pretratamiento se precalienta con el agua producto y la salmuera en un intercambiador de calor.
- A continuación se introduce en el evaporador y allí se calienta hasta su punto de ebullición evaporándose parcialmente. Como la tubería de aspiración del compresor está conectada al evaporador, se consigue realizar el proceso de evaporación a presiones bajas, con lo que se disminuya la temperatura del punto de ebullición.
- La parte de agua que no se ha evaporado forma el producto de rechazo o salmuera. Una parte de ella se expulsa a través del intercambiador de calor y la otra recircula mezclándose con el agua de alimentación.
- El vapor generado es aspirado por el compresor, el cual le da la energía necesaria para que pueda ser empleado para la calefacción del evaporador.
- A la salida del evaporador el vapor se ha enfriado hasta su condensación con lo que se obtiene el agua potable. Ésta se expulsa a través del intercambiador de calor.

Según el proceso descrito, la principal aportación de energía al sistema es el trabajo mecánico necesario para mover el compresor. Las principales ventajas de la CV son simplicidad y fiabilidad.

Como sistema de arrastre del compresor y de la bomba se suelen emplear motores de inducción, siendo el de más potencia el destinado a la turbina de compresión, y por lo tanto es el que caracterizará el comportamiento eléctrico de la planta.

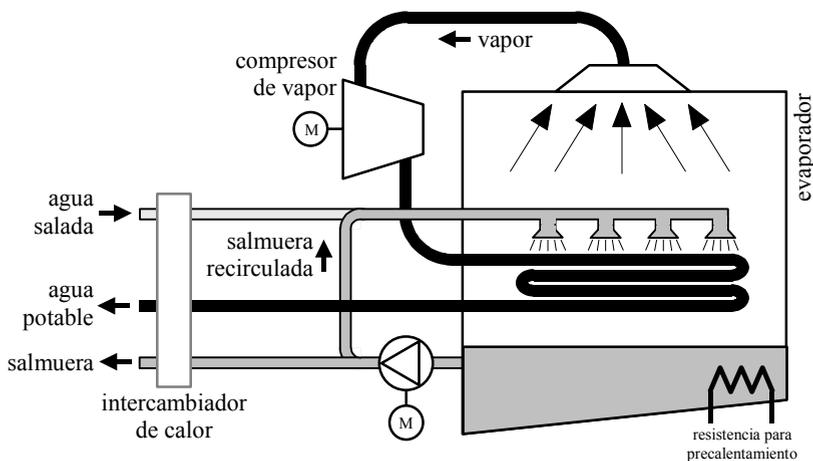


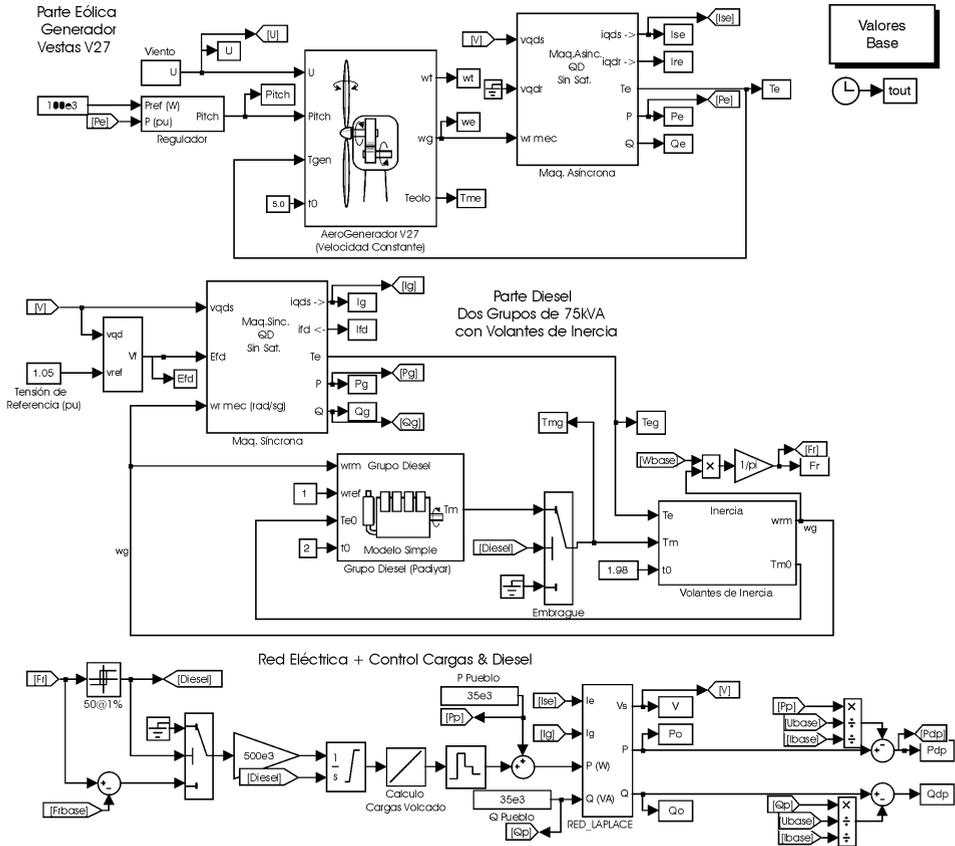
Fig. VI-6: Sistema de Compresión de Vapor.

Apéndice VII Diagramas de Bloques del Simulink

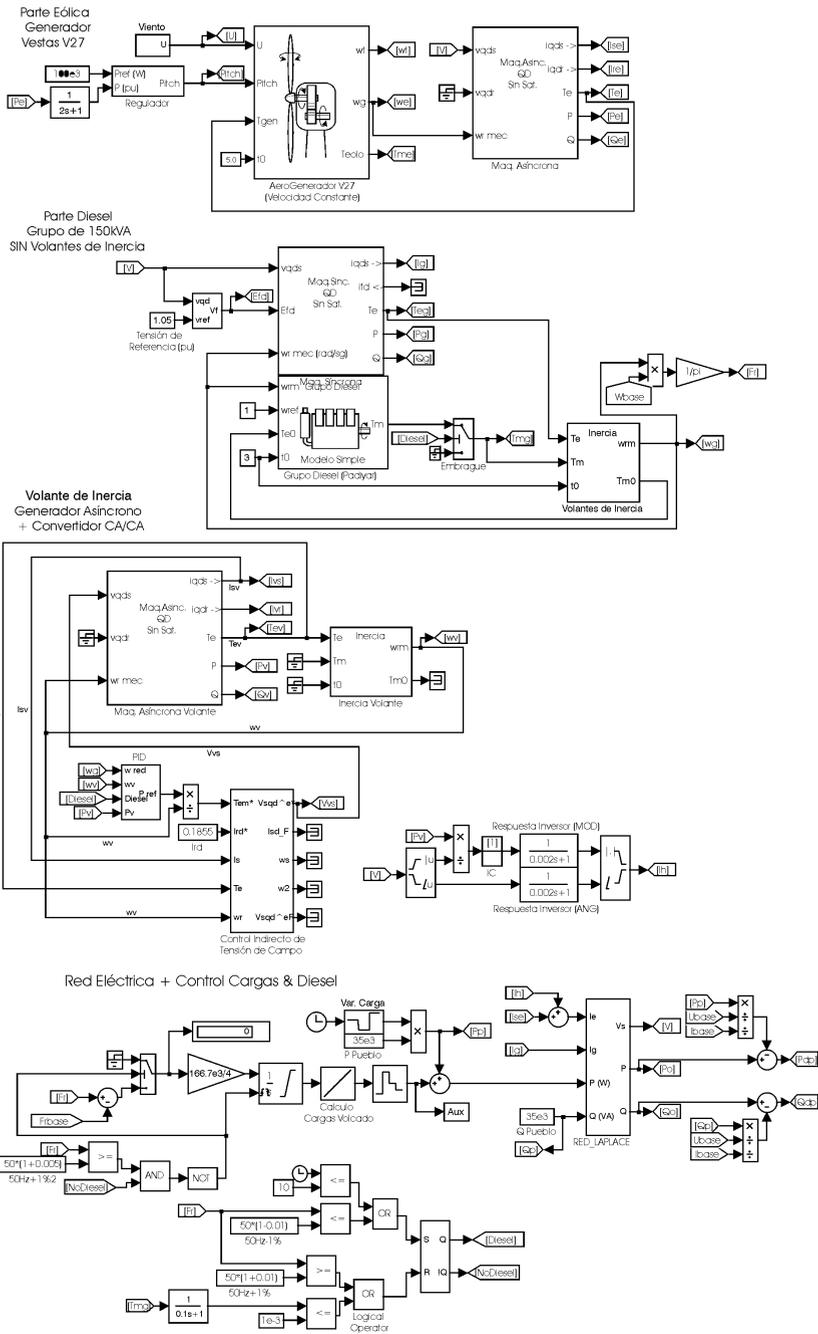
En este apéndice se detallan los diagramas de bloques más importantes empleados en la presente Tesis para el programa Simulink.

- Instalación de Punta Jandía
- Instalación de Punta Jandía con Volante de Velocidad Variable
- Instalación de Punta Jandía con Máquina Asíncrona Doblemente Alimentada.
- Instalación de Pozo Izquierdo
- Sistema Aislado con Volante de Inercia controlado por Transmisión Hidrostática
- Turbina y Regulador del Aerogenerador V27
- Turbina y Regulador del Aerogenerador E30
- Inversor del Lado de la Red del Aerogenerador E-30
- Máquina Asíncrona
- Máquina Síncrona
- Máquina Síncrona con Rectificador (Modelo Promediado)
- Transmisión Hidrostática y Regulador
- Inercia, Motor Diesel y Excitación de la Máquina Síncrona
- Bloque de Memoria, Valores Base y Transformación entre ejes DQ
- Control Vectorial Indirecto para Máquina de Inducción
- Control Vectorial para Máquina Doblemente Alimentada

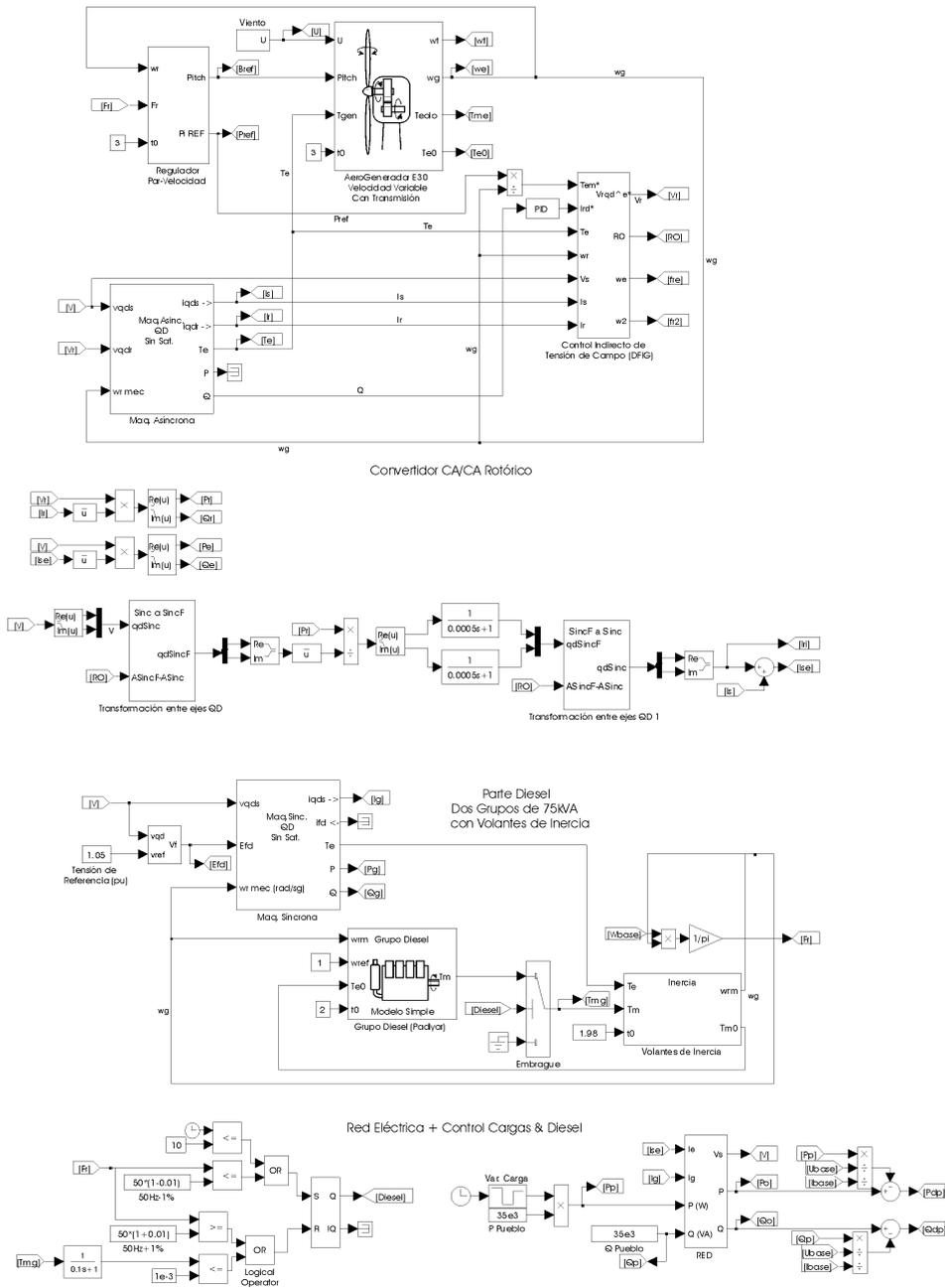
VII.1. Instalación de Punta Jandía



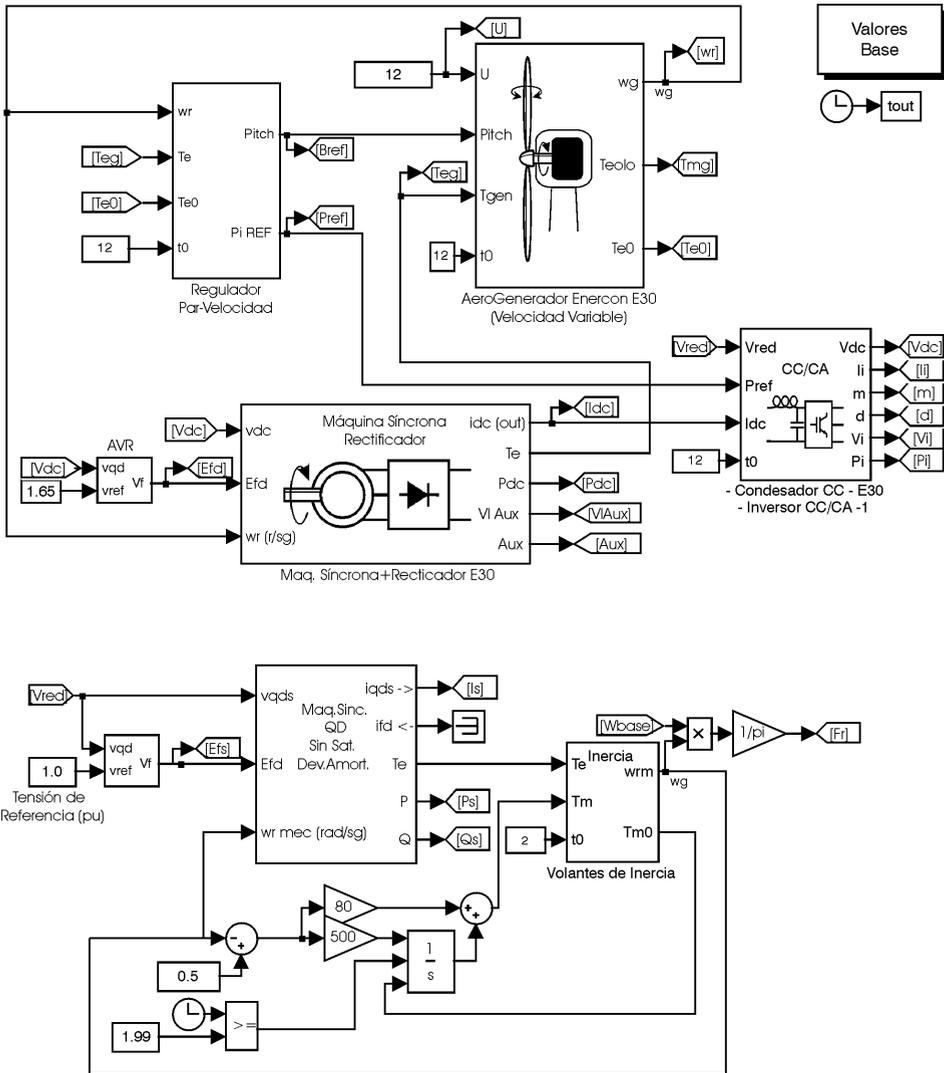
VII.2. Instalación de Punta Jandía con Volante de Velocidad Variable



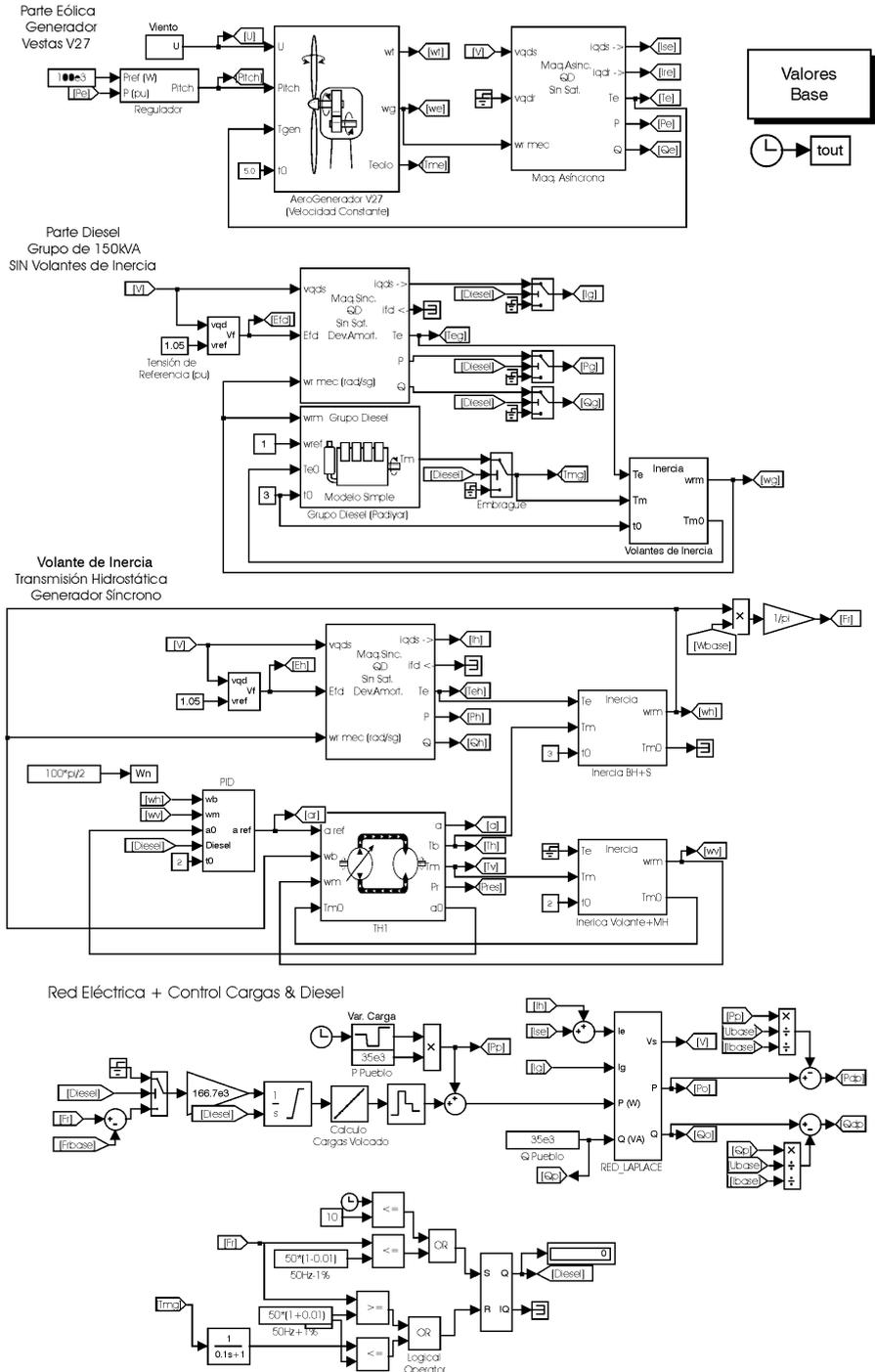
VII.3. Instalación de Punta Jandía con Máquina Asíncrona Doblemente Alimentada.



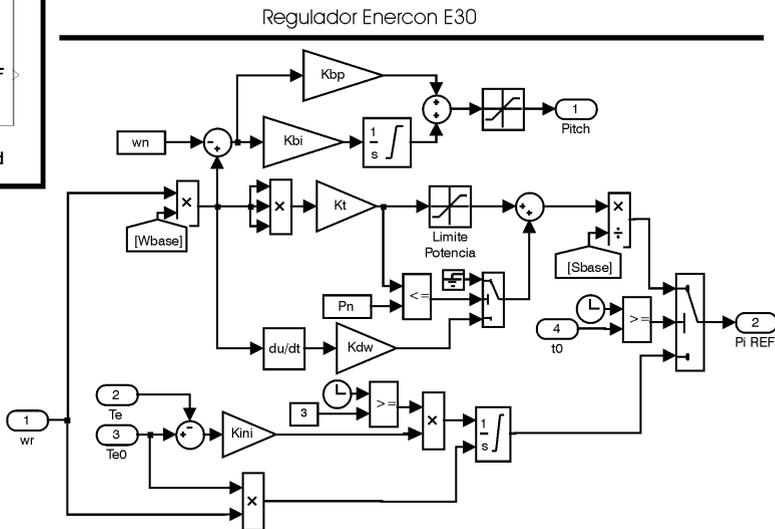
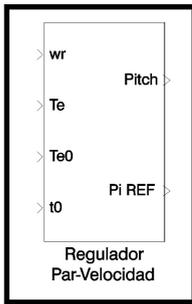
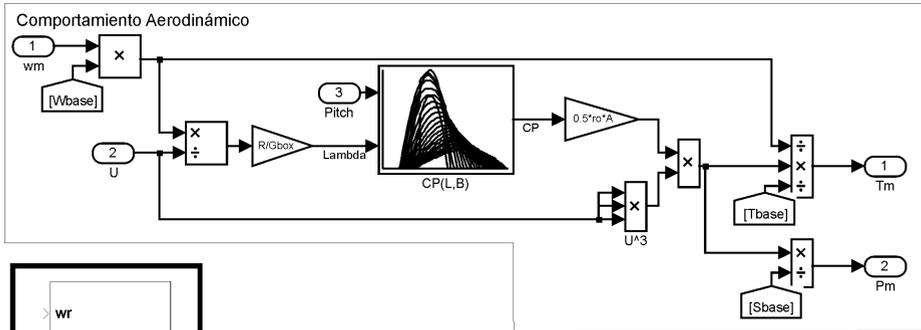
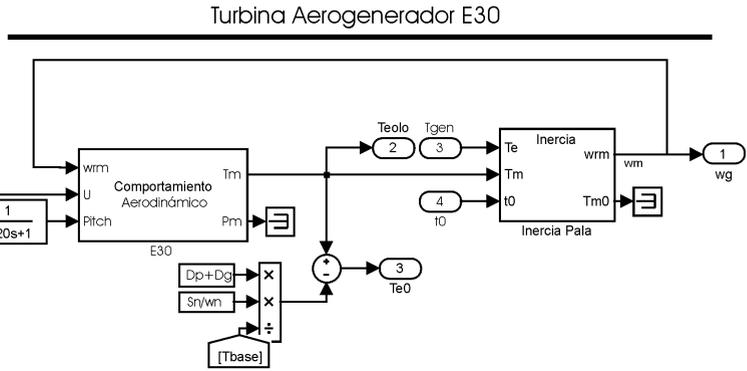
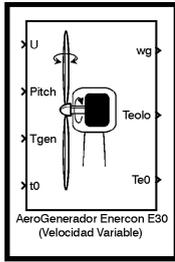
VII.4. Instalación de Pozo Izquierdo



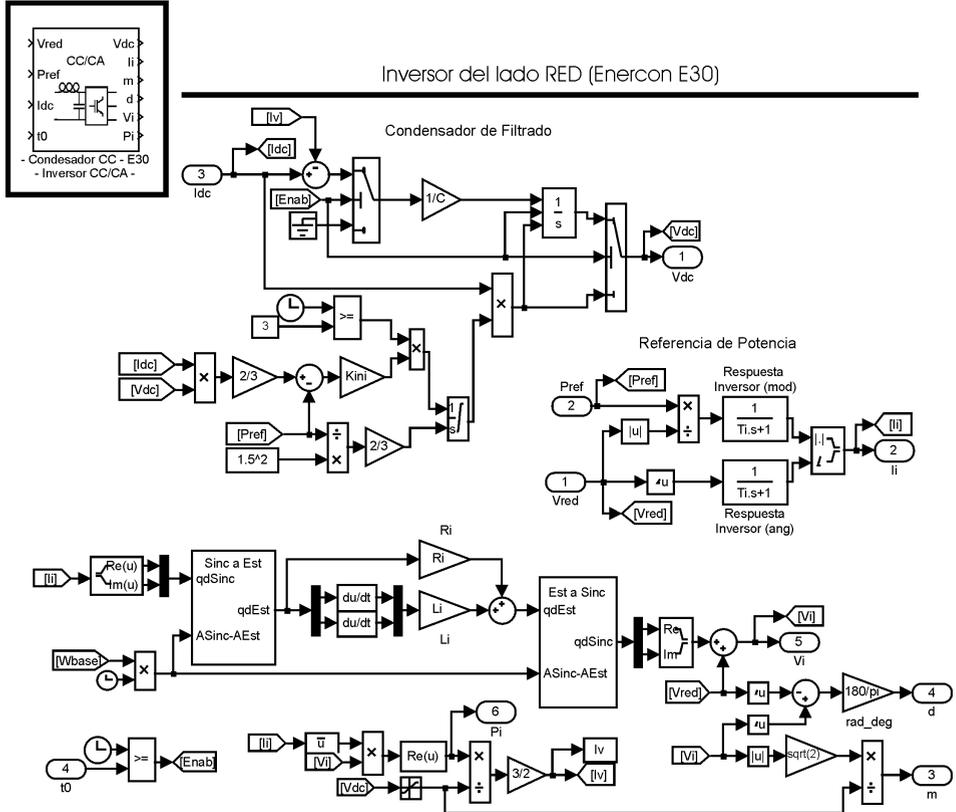
VII.5. Sistema Aislado con Volante de Inercia controlado por Transmisión Hidrostática



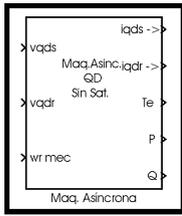
VII.7. Turbina y Regulador del Aerogenerador E30



VII.8. Inversor del Lado de la Red del Aerogenerador E-30

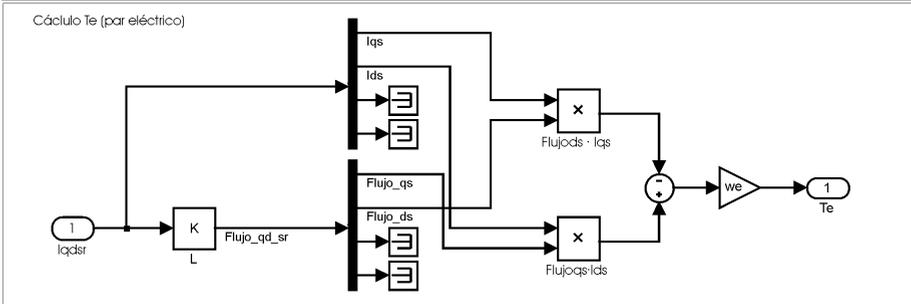
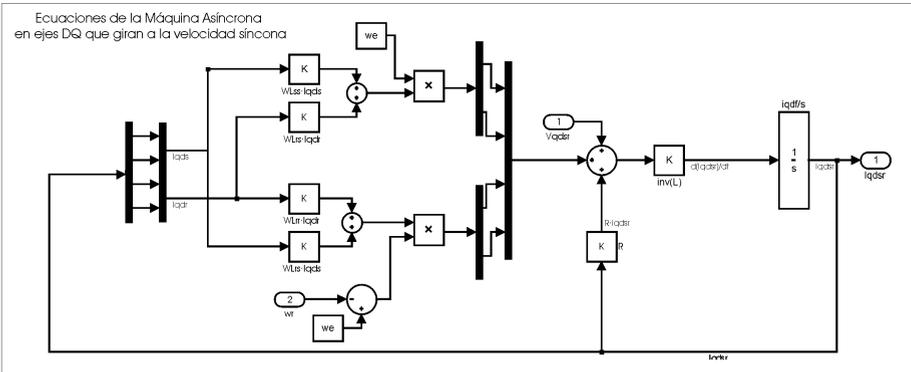
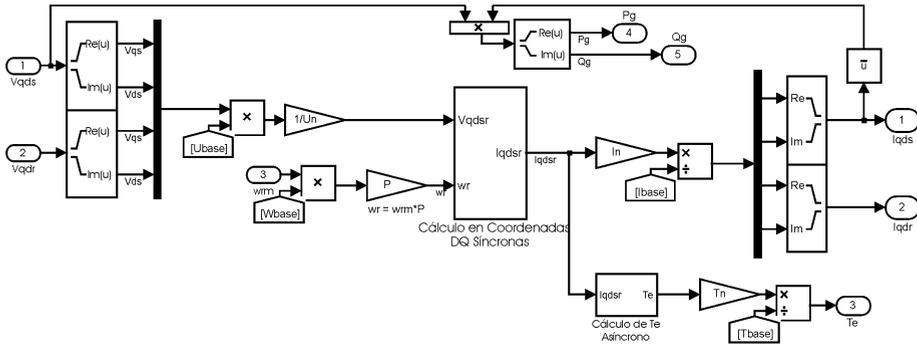


VII.9. Máquina Asíncrona

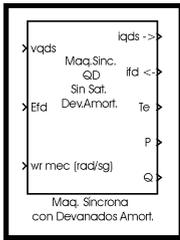


Máquina Asíncrona

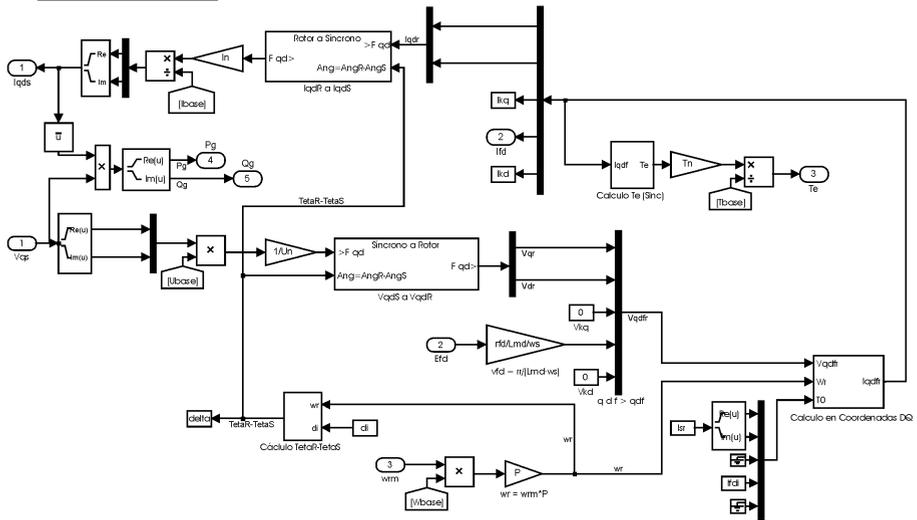
Simulación de una Máquina Asíncrona en coordenadas QD Síncronas



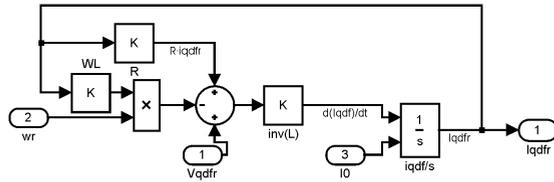
VII.10. Máquina Síncrona



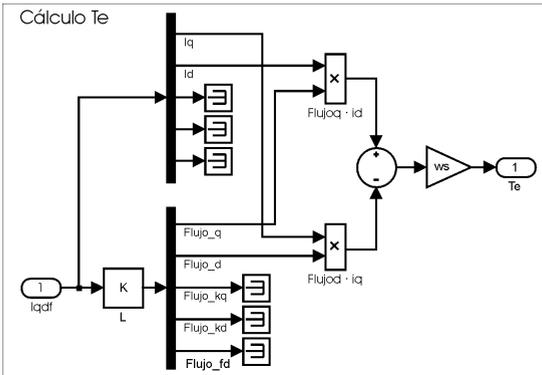
Máquina Síncrona



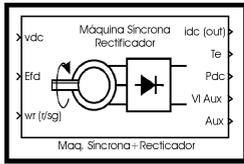
Cálculo en Coordenadas DQ



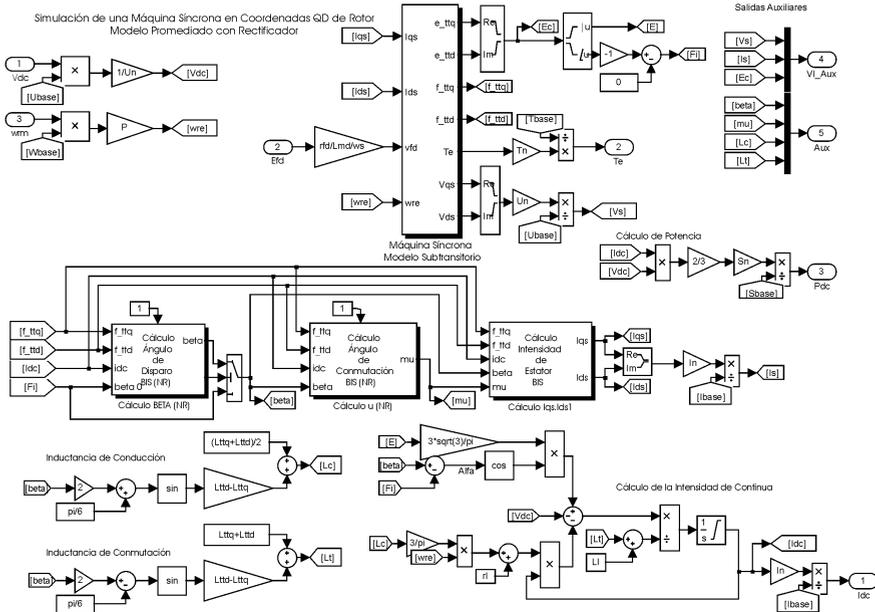
Cálculo Te



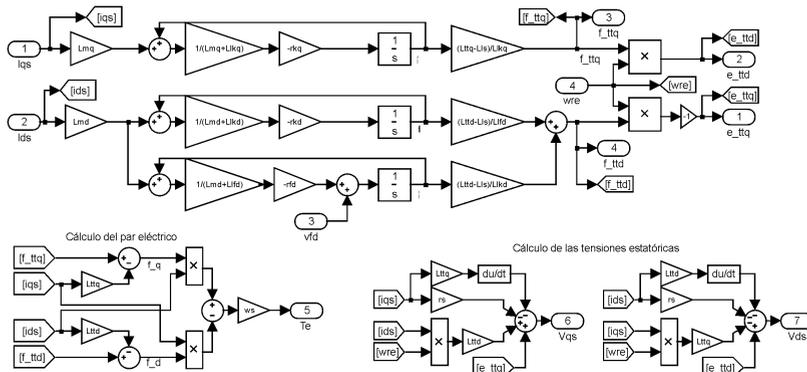
VII.11. Máquina Síncrona con Rectificador (Modelo Promediado)



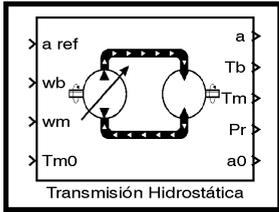
Máq. Síncrona con Rectificador (Modelo Promediado)



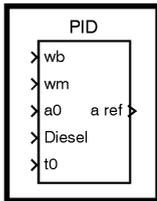
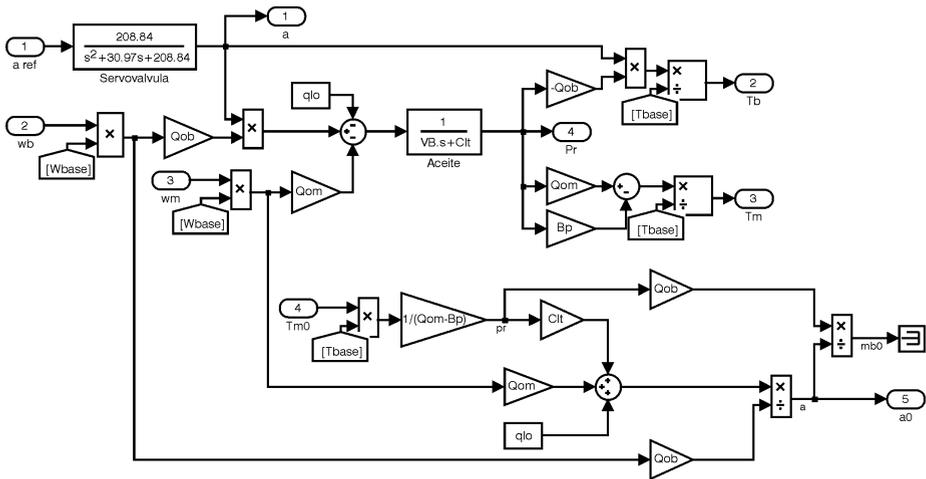
Cálculo Modelo Subtransitorio



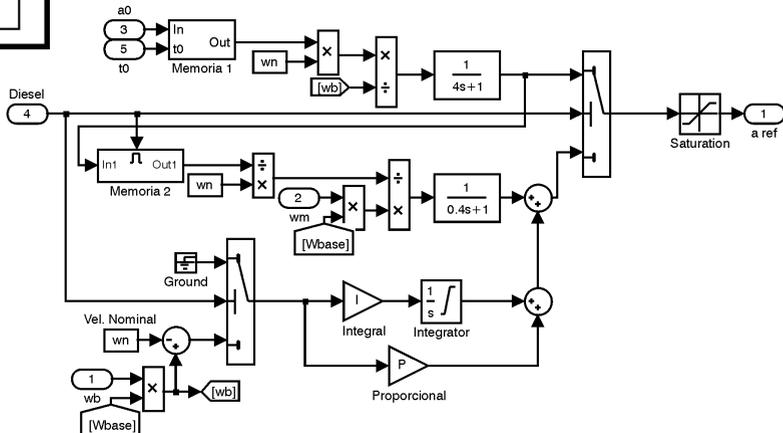
VII.12. Transmisión Hidrostática y su Regulador



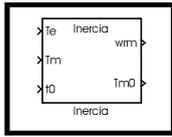
Transmisión Hidrostática



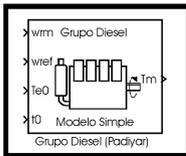
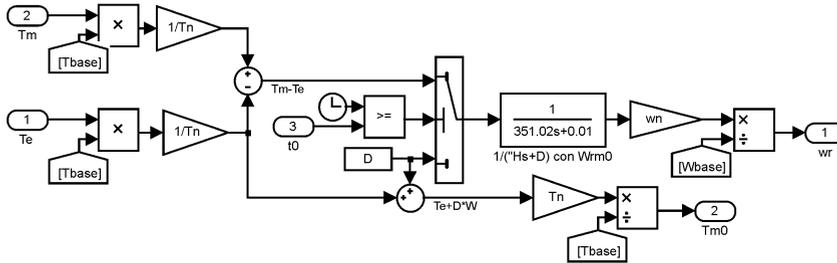
Regulador Transmisión Hidrostática



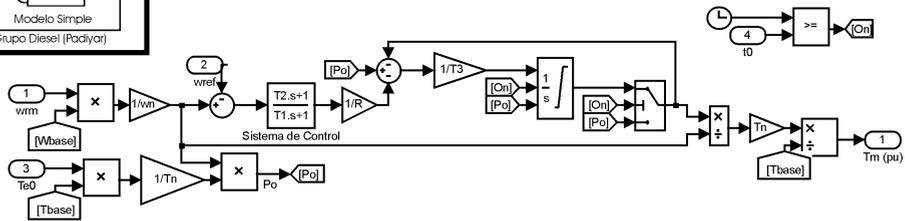
VII.13. Inercia, Motor Diesel y Excitación de la Máquina Síncrona



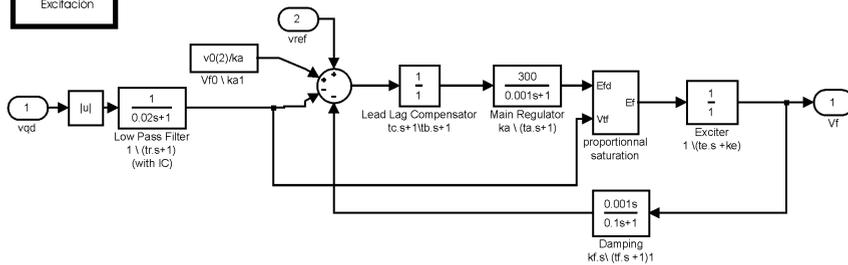
Inercia



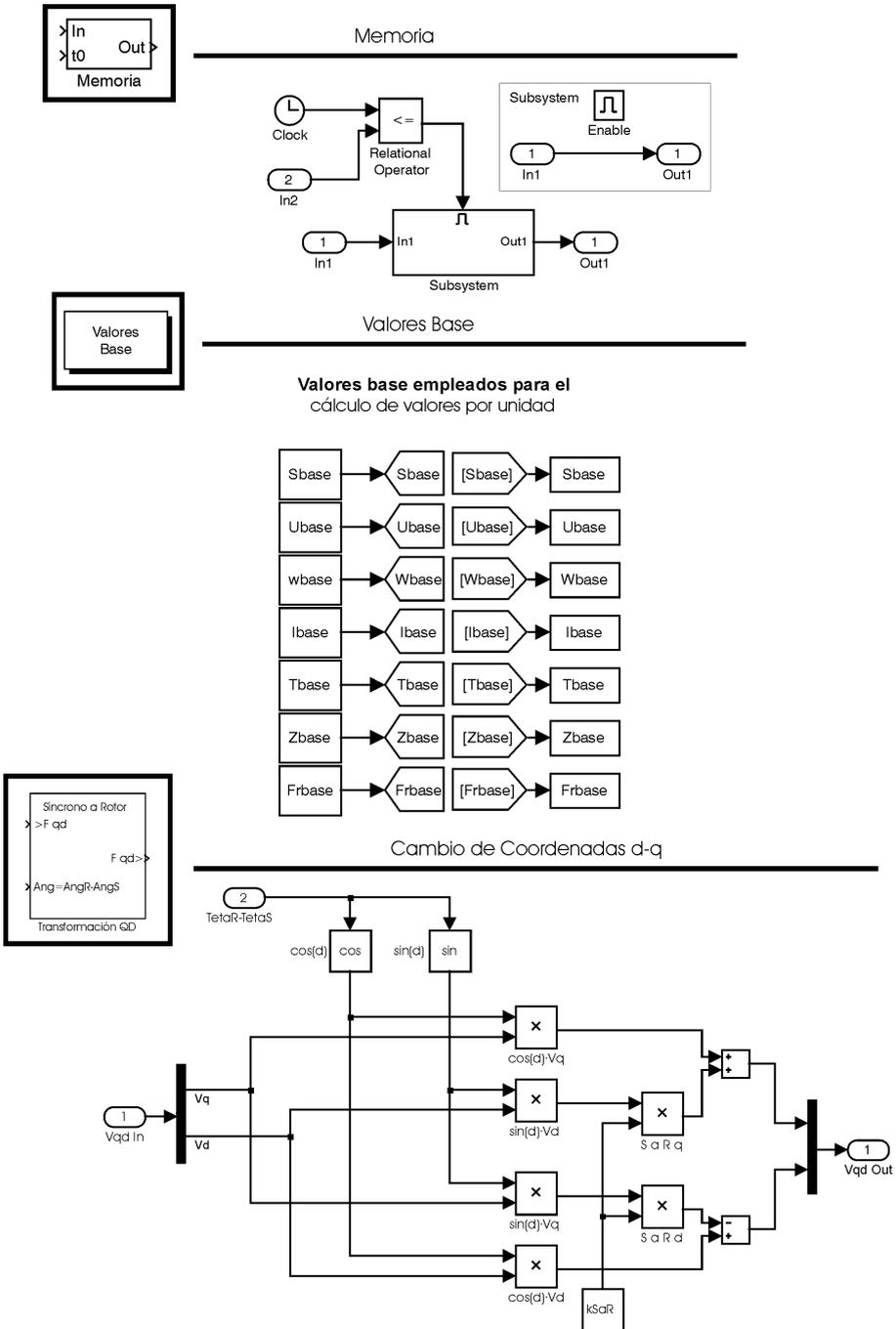
Motor Diesel



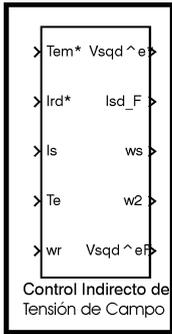
Sistema de Excitación Máquina Síncrona



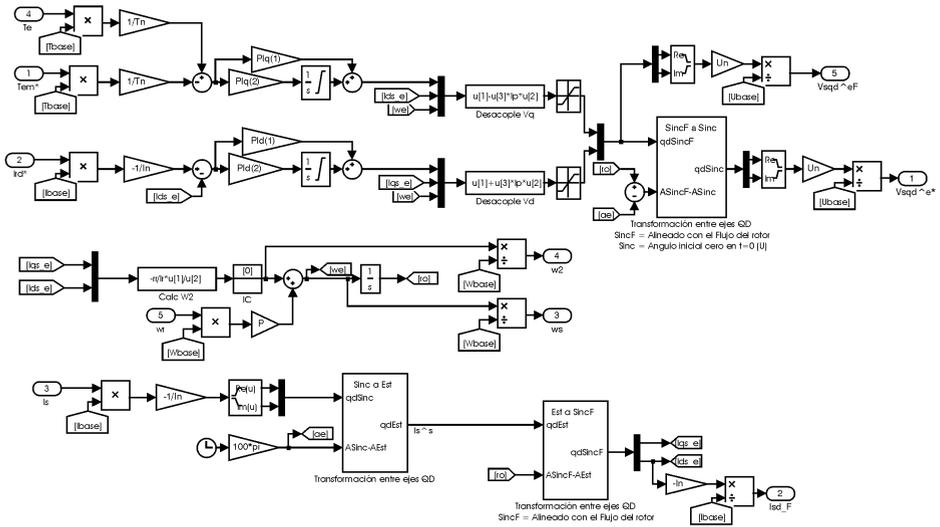
VII.14. Bloque de Memoria, Valores Base y Transformación entre ejes DQ



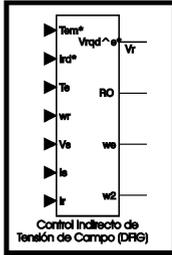
VII.15. Control Vectorial Indirecto para Máquina de Inducción



Control Vectorial Indirecto



VII.16. Control Vectorial para Máquina Doblemente Alimentada



Control vectorial de la máquina doblemente alimentada

