



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Modelado y Control de la Máquina Sincrónica de Reluctancia. Aplicación en un Aerogenerador

TESIS PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA
UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Pablo Senatore

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Alvaro Giusto Universidad de la República
Prof. César Briozzo Universidad de la República

TRIBUNAL

Prof. César Briozzo Universidad de la República
Dr. Gonzalo Casaravilla Universidad de la República
Dr. Alvaro Giusto Universidad de la República
Dr. Pablo Monzón Universidad de la República
Dr. Rafael Potrie Universidad de la República

DIRECTOR ACADÉMICO

Dr. Alvaro Giusto Universidad de la República

Montevideo
lunes 13 mayo, 2013

Modelado y Control de la Máquina Síncrona de Reluctancia. Aplicación en un Aerogenerador, Pablo Senatore

ISSN 1688-2806

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.0).

Contiene un total de 251 páginas.

Compilada el lunes 13 mayo, 2013.

<http://iie.fing.edu.uy/>

Resumen

El presente trabajo se centra en la máquina sincrónica de reluctancia y su posible aplicación en un aerogenerador. La máquina bajo estudio es modelada en detalle y luego se propone un sistema de control original capaz de controlarla con precisión, denominado *Control Deslizante Doble*. El sistema de control tiene por principal característica el control satisfactorio de una máquina con incertidumbre en sus parámetros. Luego el conjunto máquina-control es implementado para un aerogenerador de velocidad variable con éxito. Sobre el final se proponen una serie de optimizaciones al sistema de manera de mejorar el desempeño. Todo el desarrollo es respaldado por simulaciones realizadas en MatLab.

Al final del documento se encuentran una serie de apéndices donde se tienen una completa descripción de los principales elementos que involucra un aerogenerador.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Abstract

This document focuses on the reluctance synchronous machine and its application in a wind generator. The machine under study is modeled in detail and then it is proposed an original control system, called Double Slide Control, capable of controlling the machine precisely. This control system's main feature is to successfully control a machine with uncertainty in its parameters. The machine together with control system are successfully implemented for a variable speed wind generator. Finally there are proposed some optimizations to the system in order to improve its performance. The whole study is supported with simulations in MatLab. At the end of the document there are series of appendices which have a full description of the main elements that involves a wind generator.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Tabla de contenidos

Resumen	I
Abstract	III
Glosario y Notación	1
Introducción	5
Motivación	5
Qué se hizo	6
Contribuciones	6
Metodología	7
Resumen de capítulos	7
1. Modelado de la máquina síncrona de reluctancia SynRM	9
1.1. Modelo	9
1.1.1. Transformación dq	12
1.1.2. Modelo en término de Corrientes	16
1.1.3. Torque de la máquina	16
1.1.4. Control de la máquina síncrona de reluctancia	17
1.2. Estudio en Régimen Permanente	18
1.2.1. Ángulo de Torque	18
1.2.2. Corrientes	19
1.2.3. Voltajes	20
1.2.4. Flujo	21
1.2.5. Factor de Potencia Interno	21
1.3. Resumen	22
2. Aplicación a Turbinas Eólicas	25
2.1. Motivación	25
2.2. Turbina Eólica	26
2.2.1. Conversión en las Palas	26
2.2.2. Dinámica del Sólido	28
2.2.3. Conversión en el Generador Eléctrico	29
2.2.4. Conversores de frecuencia	29
2.3. Un Primer Sistema de Control	29
2.3.1. Consigna de Par	30

Tabla de contenidos

2.3.2. Dinámica	30
2.4. Simulaciones	31
2.4.1. Escalón ascendente	33
2.4.2. Escalón descendente	37
2.5. Resumen	41
3. Control Avanzado para SynRM	43
3.1. Modelo Completo	43
3.1.1. Ecuaciones	44
3.2. Régimen permanente	45
3.2.1. Corrientes	46
3.3. Control Deslizante Doble	48
3.3.1. Primera Ley de control - Ángulo de máximo torque	49
3.3.2. Segunda Ley de control - Magnitud de Torque	51
3.3.3. Ley de Control Resultante	52
3.4. Ajuste Particular	54
3.4.1. Criterios	54
3.4.2. Tuning	55
3.5. Simulaciones	57
3.5.1. Implementación	57
3.5.2. Escalón ascendente	58
3.5.3. Escalón descendente	62
3.6. Resumen	66
4. Ajustes Finales	67
4.1. Respuesta en el Par de Máquina	67
4.1.1. Estimar L_d	67
4.1.2. Método de estimación	68
4.1.3. Evaluación del Método	68
4.1.4. Implementación en el sistema de control	70
4.2. Funcionamiento Óptimo de la Máquina	74
4.2.1. Una primer colina	75
4.2.2. Simulaciones	76
4.3. Transferencia Máxima de Potencia Eólica	81
4.3.1. Una segunda colina	81
4.3.2. Simulaciones	83
4.4. Sistema Completo	89
4.4.1. Serie 1 sin turbulencia	89
4.4.2. Serie 2 con turbulencia	94
4.5. Resumen	98
5. Conclusiones	101
5.1. Más Qualy que Cuanty	101
5.2. La Máquina	101
5.3. El Sistema de Control	103

A. Motivaciones y Estado de Situación	105
A.1. Motivaciones	105
A.2. La Energía Eólica en el Mundo	105
A.3. La Energía Eólica en Uruguay	109
B. Introducción a los Sistemas Eólicos de Energía	113
B.1. Historia	113
B.2. Idea General de Funcionamiento	114
B.3. Tecnologías disponibles	117
B.3.1. Velocidad Fija	117
B.3.2. Doblemente alimentado	118
B.3.3. Full-Converter	119
B.4. Instalación y mantenimiento	120
B.4.1. Factores de la instalación	120
B.4.2. Mantenimiento	124
C. Conversión de la Energía Eólica	127
C.1. Recurso	127
C.1.1. Causas	127
C.1.2. Comportamiento Temporal	128
C.1.3. Turbulencia	128
C.1.4. Eventos Extremos	129
C.1.5. Perfil Vertical de Velocidad	130
C.1.6. Caracterización del Viento	132
C.2. Del viento al electrón	136
C.2.1. Disco Actuador	137
C.2.2. Intercambio de Potencia	140
C.2.3. Parámetros adimensionados	144
C.3. Evaluación Energética	148
C.3.1. Aerogeneradores	148
C.3.2. Comparativa Rápida	150
D. Componentes Principales del Aerogenerador	153
D.1. Introducción General	153
D.2. Base, Torre y Góndola	153
D.2.1. Base	154
D.2.2. Torre	155
D.2.3. Góndola	157
D.3. Rotor Eólico y Multiplicadora	158
D.3.1. Palas	160
D.3.2. Hub	173
D.3.3. Caja Multiplicadora	175
D.3.4. Freno	179
D.4. Generador	179
D.4.1. Generador de Inducción Asíncrono	180
D.4.2. Generador Síncrono	186

Tabla de contenidos

D.4.3. Otros Generadores	190
D.5. Sistema Eléctrico	191
D.5.1. Sistema Eléctrico de Potencia	191
D.5.2. Equipamiento de Control	195
D.5.3. Servicios Auxiliares	196
D.6. Sistema de Control	196
E. Sistema de Control de Aerogeneradores	199
E.1. Descripción General	199
E.2. Control Central	200
E.2.1. Señales y Comunicaciones	200
E.2.2. Estados y Procesos	202
E.3. Control de Orientación	204
E.4. Control de Pitch	205
E.4.1. Stall Control	206
E.4.2. Control Activo de Pitch	207
E.4.3. Control Activo de Stall	208
E.5. Control de Par	209
E.5.1. Sistema de Velocidad Fija	211
E.5.2. Sistema de Velocidad Variable	211
E.6. Estrategias de Control	212
E.6.1. Velocidad Fija - Pitch Fijo	214
E.6.2. Velocidad Fija - Pitch Variable	218
E.6.3. Velocidad Variable - Pitch Fijo	220
E.6.4. Velocidad Variable - Pitch Variable	224
E.6.5. Particularidades	228
Referencias	229
Índice de figuras	232

Glosario y Notación

Glosario

SynRM: Máquina Sincrónica de Reluctancia.

MI: Máquina de Inducción.

BDFM: Brushless Doubly-Fed Machine.

PID: Control Proporcional Integral Derivativo.

SP: Set Point de control.

LPF: Filtro pasa bajos, por sus siglas en ingles.

FFT: Transformada rápida de Fourier, por sus siglas en ingles.

p: Operador diferencial.

GE: Generador eléctrico.

Convertor de frecuencia: También llamado Convertidor de frecuencia, equipo de electrónica de frecuencia capaz de vincular dos sistemas de distintas frecuencias.

Turbina eólica: Conjunto de palas vinculadas a un eje con una transferencia aerodinámica dada.

Aerogenerador: Conjunto de elementos y partes que componen el equipo capaz de capturar la energía del viento y convertirla en energía eléctrica.

Notación

- V_{abc} : Tensión trifásica sobre el estator.
- R_s : Resistencia estatórica.
- I_{abc} : Corriente trifásica por el estator.
- Λ_{abc} : Flujo enlazado por las bobinas estatóricas.

Tabla de contenidos

- \mathbb{L}_s : Matriz de inductancias de la máquina.
- $V_{dq_s}^r$: Tensión trifásica sobre el estator en un sistema dp solidario al rotor.
- $I_{dq_s}^r$: Corriente trifásica por el estator en un sistema dp solidario al rotor.
- $\Lambda_{dq_s}^r$: Flujo enlazado por las bobinas estatóricas en un sistema dp solidario al rotor.
- θ_r : Ángulo del eje d respecto al eje a .
- w_r : Velocidad angular del eje d respecto al eje a .
- R_c : Resistencia equivalente, representante de las pérdidas en el hierro.
- L_d : Reluctancia según el eje d .
- L_q : Reluctancia según el eje q .
- λ_d : Flujo según el eje d .
- λ_q : Flujo según el eje q .
- T_e : Torque desarrollado por la máquina.
- $\xi = \frac{L_d}{L_q}$.
- P_{wind} : Potencia disponible en el viento.
- ρ : Densidad del aire.
- A : Área barrida por las palas de la turbina eólica.
- v : Velocidad del viento.
- P : Potencia entregada en el eje por la turbina eólica.
- $C_p = \frac{P}{P_{wind}}$: Coeficiente de potencia.
- R : Radio de las palas de la turbina eólica.
- w : Velocidad angular de giro de la turbina eólica.
- $\lambda = \frac{wR}{v}$: coeficiente de velocidad.
- β : Ángulo de pitch de la pala.
- J : Momento de inercia del sólido.
- τ_{aero} : Torque desarrollado por la turbina eólica sobre el eje.
- τ_g : Torque desarrollado por el generador sobre el eje.
- C_{pmax} : Valor máximo que alcanza C_p .

- λ_* : Valor de λ para el cual se alcanza $C_{p_{max}}$.
- K : Constante característica de la consigna de par eléctrico.
- V_n : Tensión nominal de la máquina.
- f_n : Frecuencia nominal de la máquina.
- P_n : Potencia nominal de la máquina.
- P_{wt} : Potencia nominal de la turbina eólica.
- v_n : Velocidad de viento nominal de la turbina eólica, donde se produce P_{wt} .
- $\alpha = 1 + \frac{R_s}{R_c}$.
- $\beta_d = L_d + \frac{\partial L_d}{\partial i_d} i_d$.
- $\beta_q = L_q + \frac{\partial L_q}{\partial i_q} i_q$.
- $z = \tan(\theta)$: Variable de ajuste del sistema de control deslizante doble.
- m : Variable de ajuste del sistema de control deslizante doble.
- $x = [i_d i_q]$: Estados del sistema.
- s : Función distancia desde x a la superficie $s = 0$.
- s' : Función distancia desde x a la superficie $s' = 0$.
- N : Matriz de realimentación de estados.
- L_d^* : Valor estimado de L_d .
- \bar{L}_d : Valor nominal de L_d .
- \hat{L}_d : Valor máximo de L_d .
- \check{L}_d : Valor mínimo de L_d .

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Introducción

Capítulo introductorio donde se hacen las presentaciones generales del trabajo y se dan algunas pautas acerca de lo que se hizo, como se lo hizo, por qué y como esta documentado.

Motivación

El permanecer vinculado a las instituciones académicas luego de egresar es muy importante para la mejora continua como profesional. Aunque las modalidades de estudio pueden ser diversas, un posgrado no solo otorga un título, sino que también, permite resumir y consolidar un conjunto de conocimientos posiblemente adquiridos en forma disjunta. Esta es una importante motivación al momento de abordar la maestría que finaliza en este trabajo.

Luego es necesario concentrar las energías en un tema de estudio concreto, que sea de interés no solo para el autor, sino también para la institución involucrada y, en la medida de lo posible, para el país. Es así que llego al estudio a la energía de origen eólico.

La energía, motor de este mundo, es siempre un tema de interés para el sector académico. En particular la energía eólica se ha presentado en los últimos años como una real fuente de energía alternativa.

Para un país como Uruguay, dependiente de la importación de hidrocarburos, cualquier alternativa energética es de gran interés. Adicionalmente Uruguay reúne características ideales para la incorporación de energía eólica, un gran potencial eólico (fundamental) y un parque de generación hidráulica importante. Esto último es muy importante ya que la energía eólica se complementa muy bien con la energía hidráulica.

Aunque Uruguay no es fabricante de aeroturbinas, el estudio y desarrollo a nivel local es muy importante para lograr la mejor incorporación de esta fuente de energía en el sistema energético uruguayo. La formación y especialización de los profesionales en esta área es crucial para lograr estos objetivos.

Finalmente, el tema de estudio, requiere la combinación de muchas disciplinas e involucra temas muy diversos dentro de la ingeniería. Esto último enriquece mucho las posibilidades de estudio y estimula el pensamiento y la creatividad.

De esta manera el trabajo centra sus ideas en el modelado y control de aerogeneradores.

Qué se hizo

El trabajo de tesis consiste en dos partes bien definidas. Una descriptiva y otra analítica.

La parte descriptiva resume un conjunto importante de conocimientos estudiados como introducción a los sistemas de generación eólica. El trabajo recorre aspectos constructivos, funcionales, operacionales y de instalación. Se comienza con una introducción general para luego pasar, en sucesivos capítulos, a aspectos particulares de los aerogeneradores. Se hace énfasis y se detallan los sistemas de conversión de energía y los sistemas de control asociados por ser los temas de mayor interés. No obstante se tiene una descripción completa de los distintos componentes de un aerogenerador para tener una referencia general. Dicho trabajo se encuentra sobre el final del documento en forma de apéndices.

La parte analítica consiste en estudiar la incorporación de un generador eléctrico no convencional a un aerogenerador. El trabajo comienza con una descripción precisa de la máquina bajo estudio, la máquina sincrónica de reluctancia (SynRM). Se estudia el comportamiento dinámico de la máquina en base a sus ecuaciones diferenciales. Luego de tenerla caracterizada se incorpora a un aerogenerador y mediante simulaciones se evalúa su comportamiento. Con resultados auspiciosos a la vista los esfuerzos se concentran en el sistema de control de la máquina, se propone y desarrolla un sistema de control original, *control deslizante doble*, con algunas ventajas de interés para la aplicación bajo estudio. La propuesta de control original esta basada en las ideas de control deslizante. El nuevo conjunto máquina-control es insertado nuevamente en un aerogenerador para analizar su desempeño. Mediante simulaciones se prueba el sistema completo obteniéndose buenos resultados. Para finalizar se estudian un conjunto de mejoras para el sistema intentando atender las debilidades que presenta. En este sentido se introducen tres mejoras importantes, para el primer caso, mediante la estimación de parámetros de la máquina en línea. Y luego se implementan dos algoritmos de búsqueda de extremo para buscar el punto óptimo de trabajo del generador y el punto óptimo de trabajo de las palas del aerogenerador. Las mejoras son incorporadas al sistema en su conjunto y se corren las simulaciones finales donde se verifica el funcionamiento satisfactorio de todo el conjunto, y se pueden apreciar las mejoras estudiadas. Para terminar se realiza un balance y se dan las conclusiones del trabajo realizado.

Contribuciones

El trabajo redonda sobre temas de gran estudio en la actualidad o que han sido muy estudiados antes. De todas maneras propone algunas alternativas o esquemas originales.

Para el caso del control de la máquina sincrónica de reluctancia, el trabajo desarrolla un método de control original, denominado control deslizante doble. El nombre proviene del hecho que el esquema de control tiene su inspiración en los sistemas de control deslizantes. En el caso del control deslizante la idea central consiste en mantener al sistema sobre una superficie tal que, si el sistema permanece en dicha

superficie, deslizará sobre esta superficie hasta converger a un punto de trabajo deseado. En este caso se propone un esquema donde se tienen dos superficies que se cortan en un solo punto. Dado que el sistema debe permanecer en cada una de estas superficies y ambas sólo tienen un punto en común, el sistema terminará convergiendo al punto que comparten ambas superficies.

El sistema de control es de interés porque tiene muy buena tolerancia a incertidumbre en los parámetros de la máquina. Con este tipo de máquinas se suele tener problemas para determinar con precisión sus parámetros. Luego, un sistema clásico de búsqueda de extremo, pero de original implementación en estos sistemas permite seguir de muy buena manera el punto óptimo de trabajo de la máquina. La incorporación de generadores sincrónicos de reluctancia en aerogeneradores no es original, cualquier cosa que pueda generar un ampere ha sido probado en turbinas eólicas. De todas maneras el trabajo propone que esta configuración es posible para grandes generadores y da algunas de las ventajas que esta alternativa presenta.

Metodología

La metodología de trabajo fue simple y sistemática. Para todos los temas se comenzó con literatura básica o clásica para luego consultar las publicaciones académicas y conocer los temas de estudio más recientes. Luego la teoría fue resumida y pasada con cuidado en limpio para analizar los puntos de interés al trabajo. Las propuestas y desarrollos fueron basados o inspirados en publicaciones o libros de prestigio y las deducciones se realizaron de la manera más rigurosa posible intentando no dejar cabos sueltos.

Todo el trabajo fue probado y respaldado por simulaciones por computadora. Para las mismas se utilizó en todos los casos Matlab y algunos de sus software asociados. Si bien en el transcurso del trabajo se realizaron algunas simplificaciones al modelo, o se asumieron algunos comportamientos, al momento de realizar las simulaciones el modelo simulado siempre corresponde al más completo y detallado posible sin ninguna simplificación. Esto implica la simulación en término de sus ecuaciones diferenciales.

Los elementos mecánicos o eléctricos simulados fueron modelados y parametrizados siguiendo modelos clásicos y/o tomados de publicaciones de prestigio.

Las conclusiones y los análisis se hicieron intentando tener una visión amplia de la situación bajo estudio y poniendo la mirada lo más lejos posible sin perder de vista los detalles importantes.

Resumen de capítulos

El Capítulo 1 consiste en una descripción detallada de la máquina sincrónica de reluctancia. Se parte del modelo físico de la máquina para plantear las ecuaciones eléctricas involucradas. Luego se recurre a la transformada dq para transformar las ecuaciones de la máquina a un formato más adecuado. Se obtiene un circuito

Tabla de contenidos

equivalente para la máquina que representa adecuadamente su comportamiento dinámico y se presentan los diagramas vectoriales con las magnitudes eléctricas involucradas. Se obtiene el torque de la máquina de la forma usual y se presentan los objetivos de control usuales. En la segunda parte se estudia la máquina en régimen permanente.

En el Capítulo 2 se presenta a la turbina eólica como fuente de energía eléctrica y se resumen las ventajas de introducir un generador sincrónico de reluctancia en un aerogenerador. Se repasan las distintas conversiones de energía que se produce en el aerogenerador y sus comportamientos. Luego se propone un sistema simple para un aerogenerador que incluye una máquina sincrónica de reluctancia como generador eléctrico. Se termina con simulaciones para validar las propuestas.

En el Capítulo 3 se avanza sobre el sistema de control. Se comienza recordando las ecuaciones de la máquina detalladas antes. Luego se desarrolla el sistema de control deslizante doble con detalle. Se hace una primera implementación de este nuevo sistema de control tomando el sistema de aerogenerador del capítulo anterior. Sobre el final se simula para validar el nuevo desarrollo y su implementación. En el Capítulo 4 se hacen los ajustes finales al sistema. Se comienza analizando la respuesta del sistema para seguir el SP de par. Se propone una mejora en el sistema de control mediante la estimación del parámetro L_d de la máquina, se implementa y se evalúa el nuevo comportamiento. Luego se atiende el problema de trabajar en el punto óptimo de la máquina. Para este caso se analiza como la saturación influye en el mismo y se propone un método de búsqueda de extremo que permite seguir el punto óptimo de trabajo. Se implementa y evalúa la nueva mejora. Como tercer mejora se estudia la transferencia de energía del viento y como trabajar en el punto óptimo de las palas. Una vez más, mediante un método de búsqueda de extremo se propone un algoritmo para seguir el punto óptimo. Se implementa y simula la nueva mejora. Sobre el final se juntan todas las nuevas mejoras para obtener el nuevo sistema de control mejorado. Sobre este nuevo sistema se corren simulaciones con series de viento reales, en principio sin turbulencia y luego con turbulencia.

El Capítulo 5 se encarga de presentar las conclusiones del trabajo realizado.

En los apéndices se encuentra una descripción completa de los sistemas de conversión de energía eólica poniendo énfasis en el modelado y control de los mismos.

Capítulo 1

Modelado de la máquina síncrona de reluctancia SynRM

Se presenta un modelo dinámico para el motor síncrono de reluctancia. Utilizando fuertemente el modelado en coordenadas dp se desarrollan las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento partiendo de un modelo físico simple de la máquina.

1.1. Modelo

En la figura 1.1 se representa la máquina síncrona de reluctancia (SynRM) [24], donde: el estator es el usual de una máquina de inducción y el rotor no tiene conductores. La construcción del rotor es tal que, en la dirección del eje d la reluctancia es baja, mientras que en la dirección q la reluctancia es alta. El caso de la figura corresponde a un motor de 4 polos.

Las ecuaciones eléctricas sobre los circuitos compuestos por las bobinas son:

$$V_{abc} = R_s I_{abc} + p\Lambda_{abc}, \quad (1.1)$$

donde p es el operador diferencial y la resistencia (R_s) corresponde a la resistencia eléctrica de los conductores. Λ representa los flujos enlazados por cada bobinado. Los elementos de las ecuaciones anteriores son vectores los cuales se listan a continuación:

$$V_{abc} = [v_{as} v_{bs} v_{cs}]^T \quad (1.2)$$

$$I_{abc} = [i_{as} i_{bs} i_{cs}]^T \quad (1.3)$$

$$\Lambda_{abc} = [\lambda_{as} \lambda_{bs} \lambda_{cs}]^T. \quad (1.4)$$

Los flujos involucrados pueden ser expresados como:

$$\Lambda_{abc} = \mathbb{L}_s I_{abc}, \quad (1.5)$$

Capítulo 1. Modelado de la máquina síncrona de reluctancia SynRM

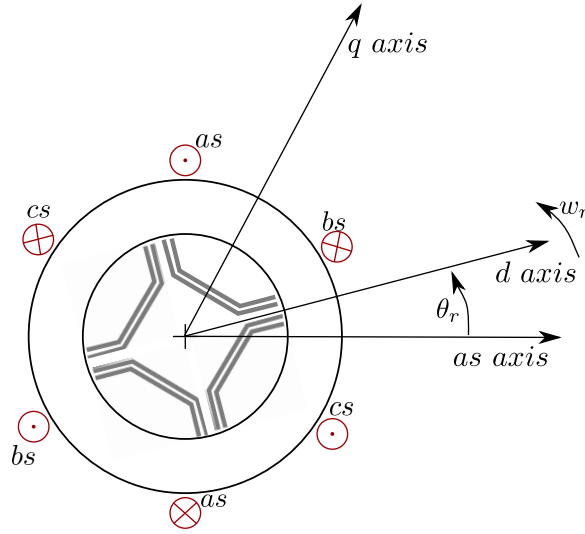


Figura 1.1: Modelo de la máquina síncrona de reluctancia

donde

$$\mathbb{L}_s = \begin{bmatrix} L_{as,as} & L_{bs,as} & L_{cs,as} \\ L_{as,bs} & L_{bs,bs} & L_{cs,bs} \\ L_{as,cs} & L_{bs,cs} & L_{cs,cs} \end{bmatrix}. \quad (1.6)$$

Para calcular las inductancias de la matriz se considera una máquina de solo dos polos y se procede como sigue. Para los elementos de la diagonal:

$$L_{as,as} = L_{ls} + L_A + L_B \cos(2\theta_r) \quad (1.7)$$

$$L_{bs,bs} = L_{ls} + L_A + L_B \cos\left(2\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (1.8)$$

$$L_{cs,cs} = L_{ls} + L_A + L_B \cos\left(2\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right), \quad (1.9)$$

donde L_{ls} corresponde a la inductancia de fugas, θ_r la posición del rotor respecto al eje as como indica la figura 1.1 y:

$$L_A = \frac{L_{\mu d} + L_{\mu q}}{2} \quad (1.10)$$

$$L_B = \frac{L_{\mu d} - L_{\mu q}}{2}, \quad (1.11)$$

con $L_{\mu d}$ la inductancia según el eje d del rotor y $L_{\mu q}$ la inductancia según el eje q , con $\theta_r = 0$ y $\theta_r = \frac{\pi}{2}$ respectivamente.

Para completar los elementos de la matriz, y teniendo en cuenta que es simétrica, se calcula:

$$L_{as,bs} = -\frac{1}{2}L_A + L_B \cos\left(2\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (1.12)$$

$$L_{as,cs} = -\frac{1}{2}L_A + L_B \cos\left(2\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (1.13)$$

$$L_{bs,cs} = -\frac{1}{2}L_A + L_B \cos(2\theta_r) \quad (1.14)$$

Una aproximación física

Para entender las expresiones anteriores para las inductancias se puede razonar como sigue. Se tiene una espira en un medio no uniforme, tal que su permeabilidad magnética depende de la dirección del campo. El material es tal que tiene dos direcciones bien definidas, perpendiculares entre si, llamadas d y q . Se traza una curva C cerrada tal que pase por el eje de la espira perpendicular al plano de la espira y se aplica la Ley de Ampere. Se asume que la intensidad de campo sera perpendicular al plano de la espira y constante en su eje:

$$\oint_C \vec{H} d\vec{l} = i \Rightarrow H \cdot l = i. \quad (1.15)$$

El vector \vec{H} puede ser descompuesto en dos vectores según las direcciones d y q definidas anteriormente:

$$\oint_C (\vec{H}_d + \vec{H}_q) d\vec{l} = i. \quad (1.16)$$

Siendo l la distancia de la curva donde existe el campo H y θ el ángulo que forma la dirección d con $d\vec{l}$ se obtiene:

$$H_d l \cos \theta + H_q l \sin \theta = i. \quad (1.17)$$

Para cada dirección se cumple que $\mu_d H_d = B_d$ y $\mu_q H_q = B_q$, sustituyendo en la ecuación anterior y multiplicando y dividiendo por el área A de la espira se obtiene:

$$B_d A \cos \theta \cdot \frac{l}{A\mu_d} + B_q A \sin \theta \cdot \frac{l}{A\mu_q} = i. \quad (1.18)$$

De la expresión anterior se identifican:

$$\phi_d = B_d A \cos \theta \quad (1.19)$$

$$\phi_q = B_q A \sin \theta. \quad (1.20)$$

Por otro lado, el flujo total que atraviesa la bobina es igual a la suma de los flujos, de esta manera:

Capítulo 1. Modelado de la máquina síncrona de reluctancia SynRM

$$\phi = \phi_d + \phi_q \quad (1.21)$$

$$\phi = B_d A \cos \theta + B_q A \sin \theta \quad (1.22)$$

$$\phi = \mu_d H_d A \cos \theta + \mu_q H_q A \sin \theta. \quad (1.23)$$

Recordando que $H_d = H \cos \theta$, $H_q = H \sin \theta$, $Hl = i$ y algunas igualdades trigonométricas simples se obtiene:

$$\phi = HA (\mu_d \cos^2 \theta + \mu_q \sin^2 \theta) \quad (1.24)$$

$$\phi = i \frac{A}{l} \left(\frac{\mu_d + \mu_q}{2} + \frac{\mu_d - \mu_q}{2} \cos(2\theta) \right). \quad (1.25)$$

En la rama derecha de la última expresión, lo que multiplica a la corriente i tiene dimensión de inductancia. De esta manera y definiendo:

$$L_{\mu d} = \frac{\mu_d A}{l} \quad (1.26)$$

$$L_{\mu q} = \frac{\mu_q A}{l}. \quad (1.27)$$

se obtiene una expresión de la forma propuesta anteriormente para el cálculo de las inductancias de la máquina:

$$\phi = \left\{ \frac{L_{\mu d} + L_{\mu q}}{2} + \frac{L_{\mu d} - L_{\mu q}}{2} \cos(2\theta) \right\} i \Rightarrow L = L_A + L_B \cos(2\theta). \quad (1.28)$$

En el caso de las inductancias de la máquina se adiciona un término para las fugas.

1.1.1. Transformación dq

Los sistemas trifásicos pueden ser transformados en un nuevo sistema de tres componentes, $d-q-n$, mediante una transformación reversible. Este sistema $d-q-n$ consiste en tres ejes ortogonales entre si. Cuando las sumas de las componentes de fase es nula, la componente n es idénticamente nula y se puede obviar. El sistema $d-q$ suele representarse por una magnitud compleja, donde la parte real corresponde al eje d y la parte imaginaria corresponde al eje q . La elección de los ejes es tal que facilita algunos cálculos o representa algo de interés. En este trabajo no se tomara en cuenta el eje n en ningún momento. Más información se puede encontrar en [36].

Para realizar la transformación se comienza redefiniendo las variables del sistema como:

$$V_{abcs} \equiv \frac{2}{3}(v_{as} + av_{bs} + a^2v_{cs}) \quad (1.29)$$

$$\Lambda_{abcs} \equiv \frac{2}{3}(\lambda_{as} + a\lambda_{bs} + a^2\lambda_{cs}) \quad (1.30)$$

$$I_{abcs} \equiv \frac{2}{3}(i_{as} + ai_{bs} + a^2i_{cs}), \quad (1.31)$$

donde $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$. A partir de las ecuaciones anteriores se verifica que:

$$V_{abcs} = R_s I_{abcs} + p\Lambda_{abcs}. \quad (1.32)$$

Los cálculos para encontrar las expresiones para los flujos Λ son un poco tediosos, pero fáciles de hacer. Se obvian todos los cálculos para obtener:

$$\Lambda_{abcs} = \left(L_{ls} + \frac{3}{2}L_A\right) I_{abcs} + \frac{3}{2}L_B I_{abcs}^* e^{j2\theta_r}. \quad (1.33)$$

Utilizando:

$$\begin{aligned} V_{dqs}^r &= V_{abcs} e^{-j\theta_r} & I_{dqs}^r &= I_{abcs} e^{-j\theta_r} \\ \Lambda_{dqs}^r &= \Lambda_{abcs} e^{-j\theta_r} & \Lambda_{abcs} &= \Lambda_{dqs}^r e^{j\theta_r} \end{aligned}$$

y haciendo cálculos se obtiene finalmente el sistema de ecuaciones diferenciales para un sistema dq que gira a velocidad w_r :

$$V_{dqs}^r = R_s I_{dqs}^r + e^{-j\theta_r} p \left(\Lambda_{dqs}^r e^{j\theta_r} \right) \quad (1.34)$$

$$= R_s I_{dqs}^r + e^{-j\theta_r} e^{j\theta_r} p \left(\Lambda_{dqs}^r \right) + e^{-j\theta_r} \Lambda_{dqs}^r j w_r e^{j\theta_r} \quad (1.35)$$

$$= R_s I_{dqs}^r + p \left(\Lambda_{dqs}^r \right) + j w_r \Lambda_{dqs}^r. \quad (1.36)$$

Observando la expresión a la que se llegó es inmediato concluir que el sistema puede ser representado por un equivalente eléctrico como se muestra en la figura 1.2.

Donde:

- V : es la tensión en bornes de la máquina.
- R_s : es la resistencia del bobinado estatórico.
- R_c : representa las pérdidas en el hierro.
- L : representa la inductancia del circuito magnético.
- Λ : es el flujo magnético.
- $jw\Lambda$: representa la conversión electro-mecánica

Capítulo 1. Modelado de la máquina síncrona de reluctancia SynRM

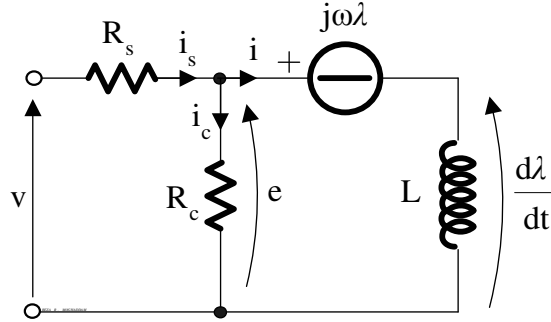


Figura 1.2: Modelo eléctrico de la máquina síncrona de reluctancia. Figura tomada de [26].

donde se omitieron todos los subíndices y superíndices referidos al sistema de coordenadas. Se asume que todas las variables están representadas en el sistema dq solidario al rotor de la máquina.

Si se observa con atención, la resistencia R_c no está presente en la deducción teórica del modelo, por lo que es agregada para una buena representación de las pérdidas en el hierro.

A partir de la figura las ecuaciones son:

$$V = R_s I_s + E \quad (1.37)$$

$$E = j\omega\Lambda + \frac{d\Lambda}{dt} \quad (1.38)$$

$$I_s = I + I_c \quad (1.39)$$

$$I_c = \frac{E}{R_c}. \quad (1.40)$$

Para el caso del flujo magnético, partiendo de la expresión 1.33, definiendo $L_{md} = \frac{3}{2}L_{\mu d}$ y $L_{mq} = \frac{3}{2}L_{\mu q}$ y operando se obtiene:

$$\Lambda = (L_{ls} + L_{md}) i_d + j(L_{ls} + L_{mq}) i_q = L_d(i_d, i_q) i_d + jL_q(i_d, i_q) i_q, \quad (1.41)$$

donde L_d y L_q representan las inductancias del sistema en el eje d y q respectivamente, estas dos direcciones tienen inductancias sensiblemente diferentes. En el caso ideal, la relación entre ambas es del entorno de 10 y son constantes en toda situación. Pero si se quiere tener un modelo más cercano a la realidad se debe considerar la saturación debido al nivel de corriente y el acoplamiento entre ambas. En la figura 1.3 se muestra la dependencia de las inductancias con respecto a las corrientes.

En el gráfico se observa claramente que la inductancia según el eje d es el más afectado, tanto por la saturación debido a la corriente i_d como por el acoplamiento mutuo debido a la corriente i_q . La razón de fondo, es que el camino magnético según el eje d está básicamente dominado por hierro el cual es fácilmente saturable,

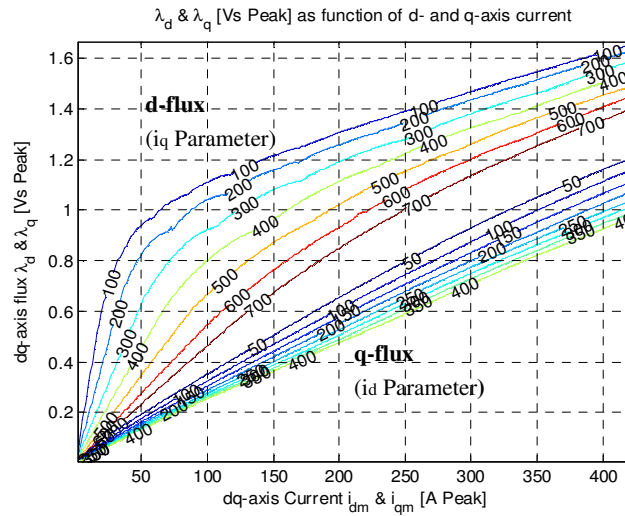


Figura 1.3: Inductancias L_d y L_q . Figura tomada de [26].

mientras que el eje q , el camino está dominado por aire y otros materiales de alta inductancia de manera de desfavorecer el flujo en esta dirección.

En régimen el sistema es representado por un diagrama de vectores como los mostrados en las figuras 1.4 y 1.5, correspondientes a la máquina funcionando en la zona de motor y en la zona de generador respectivamente. Para simplificar los diagramas la corriente por la rama R_c se considera nula.

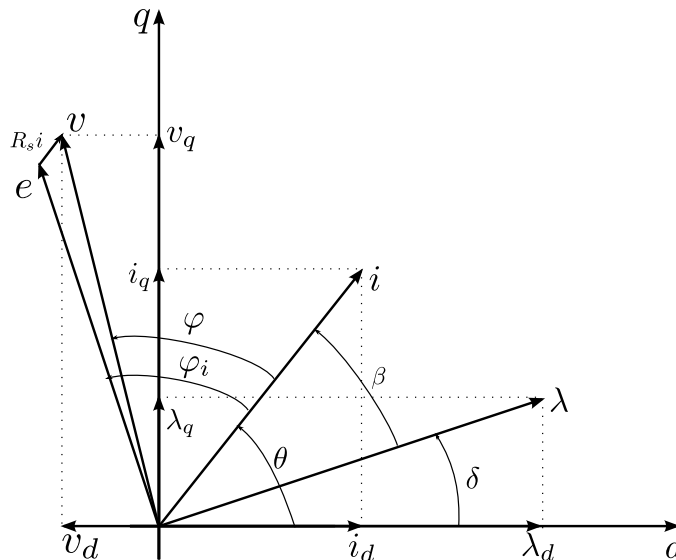


Figura 1.4: Diagrama vectorial para el estado estacionario del sistema en la zona motor

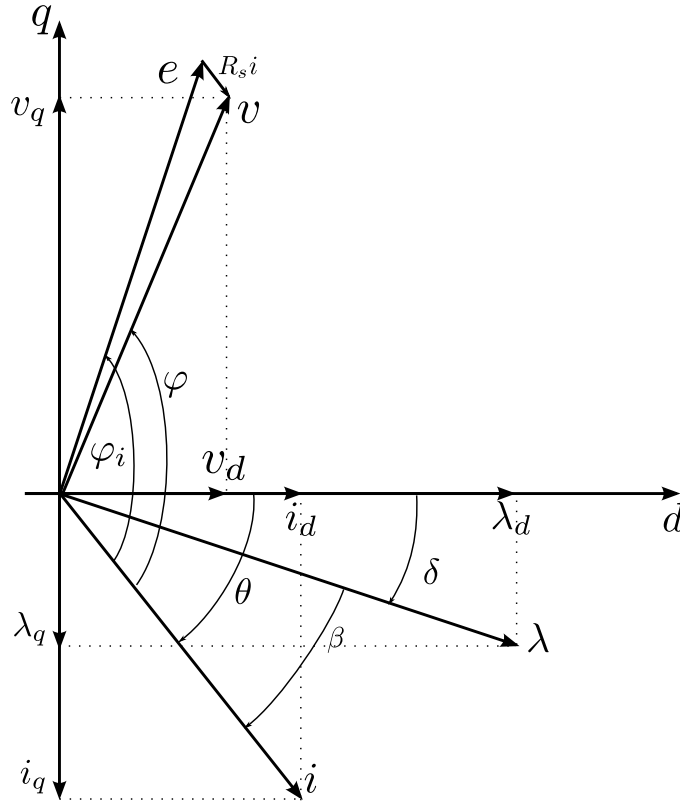


Figura 1.5: Diagrama vectorial para el estado estacionario del sistema en la zona generador

1.1.2. Modelo en término de Corrientes

Combinando las ecuaciones presentadas más arriba y separando en el eje d y q (parte real e imaginaria) se obtiene:

$$v_d = R_s i_d - w L_q \left(1 + \frac{R_s}{R_c} \right) i_q + \left(1 + \frac{R_s}{R_c} \right) \left[\frac{\partial L_d}{\partial i_d} \frac{\partial i_d}{\partial t} i_d + \frac{\partial L_d}{\partial i_q} \frac{\partial i_q}{\partial t} i_d + L_d \frac{\partial i_d}{\partial t} \right]$$

$$v_q = R_s i_q + w L_d \left(1 + \frac{R_s}{R_c} \right) i_d + \left(1 + \frac{R_s}{R_c} \right) \left[\frac{\partial L_q}{\partial i_q} \frac{\partial i_q}{\partial t} i_q + \frac{\partial L_q}{\partial i_d} \frac{\partial i_d}{\partial t} i_q + L_q \frac{\partial i_q}{\partial t} \right].$$

1.1.3. Torque de la máquina

Para calcular el torque de la máquina se realiza un balance de potencia. Partiendo de una potencia de entrada:

$$P_{in} = \frac{3}{2} (V_{ds}^r i_{ds}^r + V_{qs}^r i_{qs}^r), \quad (1.42)$$

y sustituyendo según las expresiones antes obtenidas se puede identificar distintos términos entre los que finalmente se distingue el correspondiente al par mecánico.

1.1. Modelo

$$P_{in} = \frac{3}{2} \left[R_s (i_{ds}^2 + i_{qs}^2) + p \left\{ \frac{1}{2} L_{ls} (i_{ds}^2 + i_{qs}^2) + \frac{3}{2} L_d \frac{i_{ds}^2}{2} + \frac{3}{2} L_q \frac{i_{qs}^2}{2} \right\} + w_r \{ \lambda_{ds}^r i_{qs}^r - \lambda_{qs}^r i_{ds}^r \} \right] \quad (1.43)$$

El último término de la expresión anterior es el correspondiendo al par mecánico y tomando en cuenta los polos de la máquina, finalmente el par puede ser expresado como:

$$T_e = \frac{3p}{2} \{ \lambda_{ds}^r i_{qs}^r - \lambda_{qs}^r i_{ds}^r \}, \quad (1.44)$$

el cual también puede ser expresado en términos de corrientes y características de la máquina como:

$$T_e = \frac{3p}{2} \{ (L_d - L_q) i_d i_q \}. \quad (1.45)$$

En régimen permanente se obtienen expresiones de la forma:

$$T_e = \frac{3p}{2} (L_d - L_q) I^2 \sin(2\theta) \quad (1.46)$$

$$T_e = \frac{3p}{2} \left(\frac{1}{L_q} - \frac{1}{L_d} \right) \left(\frac{E}{w} \right)^2 \sin(2\delta). \quad (1.47)$$

Donde I y E son los valores rms de las variables i y e respectivamente. Es inmediato observar que el par de la máquina está directamente relacionado con el ángulo de la corriente I respecto al eje d , o el ángulo de λ según sea el caso. También es inmediato observar que el máximo se obtiene para un ángulo igual a $\pi/4$.

1.1.4. Control de la máquina sincrónica de reluctancia

Distintas estrategias han sido desarrolladas para este tipo de máquina, algunos ejemplos:

Máximo Torque por Ampere: busca maximizar el torque eléctrico para una corriente dada. En el caso de la máquina ideal (sin saturación) el ángulo $\theta = \pi/4$ cumple con esta condición.

Máximo Factor de Potencia: busca maximizar el FP en el que opera la máquina. Para la máquina ideal $\tan(\theta) = \sqrt{\xi}$, donde $\xi = L_d/L_q$.

Máxima Eficiencia: en este caso se busca maximizar el cociente P_u/P_{in} , donde P_u es la potencia útil en el eje y P_{in} es la potencia eléctrica en bornes de la máquina. Para la máquina ideal, el objetivo se alcanza para $\theta = \pi/4$.

1.2. Estudio en Régimen Permanente

En esta sección se describe el comportamiento de la máquina en régimen permanente y se delimitan las zonas de trabajo. Para simplificar el análisis, se considera $R_c = \infty$ de manera que no se tenga corriente i_c por la rama, según el esquema de la figura 1.2.

1.2.1. Ángulo de Torque

Si se observa la expresión para el par alcanzada en la ecuación 1.44, es fácil concluir que la misma puede ser escrita como:

$$T_e = \frac{3p}{2} \Im \{ \Lambda^* I \}, \quad (1.48)$$

por lo que teniendo en cuenta el diagrama de la figura 1.5, se puede re-escribir como:

$$T_e = \frac{3p}{2} |\Lambda| |I| \sin(\theta - \delta), \quad (1.49)$$

a lo que se define $\beta = \theta - \delta$, como el ángulo de torque.

Por ser el $\sin(\beta)$ una función impar, el signo depende de β , por lo que va a ser de interés estudiar dicho signo para determinar si la máquina se comporta como motor o como generador. Antes de comenzar se define:

$$\xi = \frac{L_d}{L_q}. \quad (1.50)$$

Motor

Se considera el caso tal que $i_d > 0$ y $i_q > 0$, de esta manera $\theta > 0$. Recordando la expresión para el flujo en función de la corriente de la ecuación 1.41, se puede calcular δ como:

$$\tan(\delta) = \frac{\lambda_q}{\lambda_d} = \frac{L_q i_q}{L_d i_d} = \frac{1}{\xi} \frac{i_q}{i_d} = \frac{1}{\xi} \tan(\theta) < \tan(\theta), \quad (1.51)$$

teniendo en cuenta que $L_d > L_q$ y la función \tan es creciente en el entorno de análisis. Por lo que finalmente $\beta > 0$ y se concluye que la máquina entrega par en el eje.

Generador

Se considera el caso tal que $i_d > 0$ y $i_q < 0$, de esta manera $\theta < 0$. Recordando la expresión para el flujo en función de la corriente de la ecuación 1.41, se puede calcular δ como:

$$\tan(\delta) = \frac{\lambda_q}{\lambda_d} = \frac{L_q i_q}{L_d i_d} = \frac{1}{\xi} \frac{i_q}{i_d} = \frac{1}{\xi} \tan(\theta) > \tan(\theta), \quad (1.52)$$

1.2. Estudio en Régimen Permanente

teniendo en cuenta que $L_d > L_q$ y la función tan es creciente en el entorno de análisis. Por lo que finalmente $\beta < 0$ y se concluye que la máquina ejerce un par resistente en el eje.

Nota: Para los restantes cuadrantes no tiene sentido el análisis.

Como era de esperarse el análisis coincide con las expresiones para el par en régimen permanente obtenidas anteriormente.

Otros Ángulos

Se analizan otros ángulos y sus relaciones que serán de interés en los desarrollos que siguen.

Para el caso motor, observando el diagrama de la figura 1.4 se encuentra que:

$$\varphi_i + \beta = \frac{\pi}{2} \quad (1.53)$$

$$\theta = \beta + \delta \quad (1.54)$$

$$\varphi_i + \theta = \frac{\pi}{2} + \delta. \quad (1.55)$$

Para el caso generador, observando el diagrama de la figura 1.5 se encuentra que:

$$\varphi_i - \beta = \frac{\pi}{2} \quad (1.56)$$

$$\theta = \beta + \delta \quad (1.57)$$

$$\varphi_i - \theta = \frac{\pi}{2} - \delta. \quad (1.58)$$

1.2.2. Corrientes

Si se dejan de lado, por un momento, las restricciones en tensión, y se observan solo las corrientes, se tiene que $|I| \leq I_n$ para régimen permanente. Por lo que el lugar geométrico corresponde a un círculo centrado en el origen y con radio I_n .

Considerando L_d y L_q constantes, y observando la expresión para el par en régimen permanente:

$$T_e = \frac{3p}{2^2} (L_d - L_q) I^2 \sin(2\theta). \quad (1.59)$$

Se observa que el par es independiente de la velocidad de giro. Por lo que la máquina puede trabajar a par máximo en todo el rango de velocidades, concluyendo que la potencia mecánica máxima es lineal con la velocidad de giro, ya que $P = w \cdot T_e$.

En la figura 1.6 se observa el andamio del par con el ángulo θ de la corriente I y paramétrico al valor del módulo de I . Como ya se analizó antes, la zona generador corresponde a valores de $\theta \in [-\pi/2, 0]$ y la zona motor a valores de $\theta \in [0, \pi/2]$. Por otro lado, como es inmediato de la ecuación, el par tiene una dependencia cuadrática con el módulo de la corriente I . Finalmente se observa que para una corriente I dada, el par máximo se obtiene para $|\theta| = \pi/4$.

Capítulo 1. Modelado de la máquina sincrónica de reluctancia SynRM

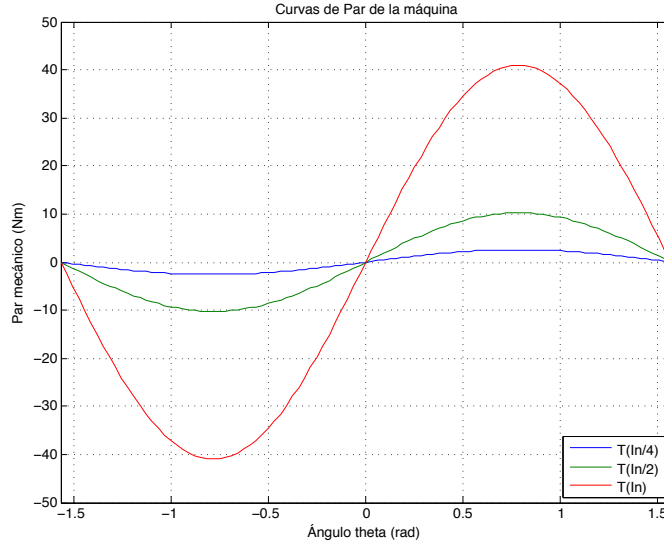


Figura 1.6: Curvas par para la máquina

1.2.3. Voltajes

Para el régimen permanente, la relación entre corrientes y tensiones es inmediata de hallar:

$$v_d = R_s i_d - \omega L_q i_q \quad (1.60)$$

$$v_q = R_s i_q + \omega L_d i_d. \quad (1.61)$$

Las restricciones para el voltaje son $|V| \leq V_n$, que en términos de las componentes de tensión se escribe como:

$$v_d^2 + v_q^2 \leq V_n^2, \quad (1.62)$$

donde sustituyendo y operando se obtiene la ecuación de una cónica como sigue:

$$(R_s^2 + \omega^2 L_d^2) i_d^2 + 2R_s \omega (L_d - L_q) i_d i_q + (R_s^2 + \omega^2 L_q^2) i_q^2 \leq V_n^2. \quad (1.63)$$

En la figura 1.7 se observa en el plano de corrientes las restricciones para el funcionamiento en régimen permanente. En primer lugar se tiene la circunferencia en color negro que indica las restricciones por corriente. Luego, se tienen los límites debido a las restricciones de voltaje en función de la velocidad de giro. Se observa que conforme la velocidad aumenta se hace más restrictivo el lugar geométrico. Por el contrario, cuando la velocidad disminuye, las restricciones debido a los voltajes se minimizan.

1.2. Estudio en Régimen Permanente

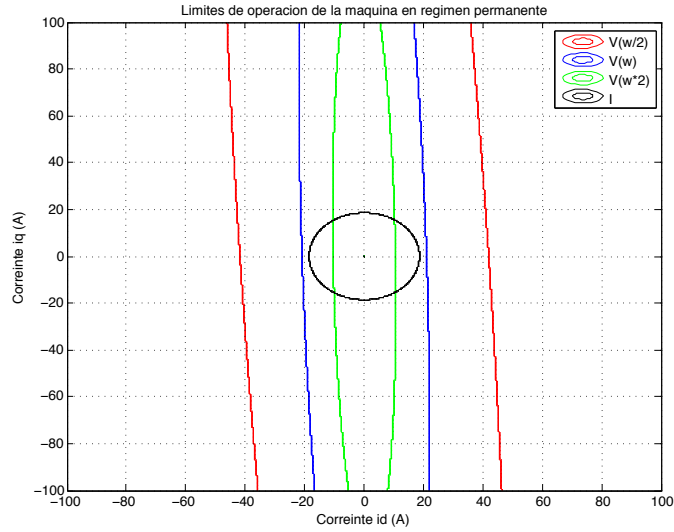


Figura 1.7: Lugar geométrico de los voltajes en régimen permanente

1.2.4. Flujo

En régimen permanente se obtiene una expresión para el par paramétrico con el flujo de la forma:

$$T_e = \frac{3p}{2} \left(\frac{1}{L_q} - \frac{1}{L_d} \right) \left(\frac{E}{w} \right)^2 \sin(2\delta) \quad (1.64)$$

$$T_e = \frac{3p}{2} \left(\frac{1}{L_q} - \frac{1}{L_d} \right) \left(\frac{E}{w} \right)^2 \sin \left(2 \tan^{-1} \left(\frac{1}{\xi} \tan(\theta) \right) \right). \quad (1.65)$$

Es de interés graficar las expresiones anteriores para analizar el andamio del par en términos de flujo constante. En la figura 1.8 se obtiene el gráfico de interés para distintos valores de flujo. Como se puede concluir de la ecuación el máximo de las curvas se produce para $\tan(\theta) = \xi$.

1.2.5. Factor de Potencia Interno

Otro parámetro de interés en el análisis es el llamado Factor de Potencia Interno (IPF) que se calcula como:

$$IPF = \cos(\varphi_i). \quad (1.66)$$

Utilizando las relaciones entre ángulos mostradas anteriormente y recordando que $\tan(\delta) = \frac{1}{\xi} \tan(\theta)$, se debe analizar el caso motor y el caso generador por separado.

Para el caso del motor:

Capítulo 1. Modelado de la máquina síncrona de reluctancia SynRM

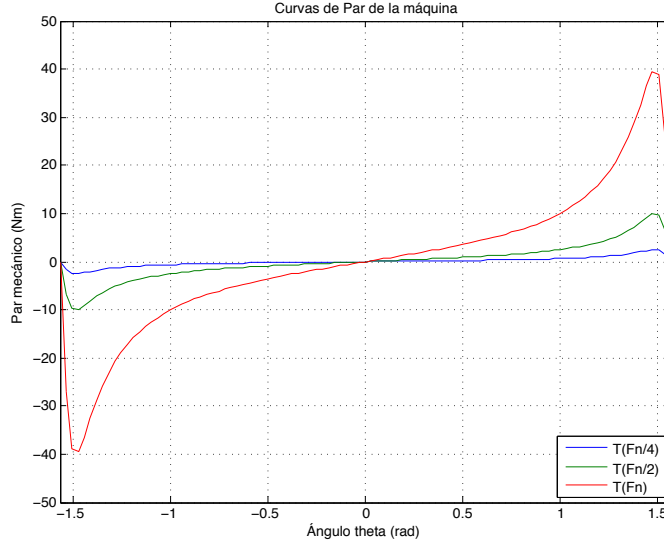


Figura 1.8: Curvas de par de la máquina para flujo constante

$$IPF = \cos(\varphi_i) = \cos\left(\frac{\pi}{2} - \beta\right) = \sin(\beta) = \sin(\theta - \delta) \quad (1.67)$$

$$IPF = \sin\left(\theta - \tan^{-1}\left(\frac{1}{\xi} \tan(\theta)\right)\right) < \sin(\theta). \quad (1.68)$$

Para el caso del generador:

$$IPF = \cos(\varphi_i) = \cos\left(\frac{\pi}{2} + \beta\right) = -\sin(\beta) = -\sin(\theta - \delta) \quad (1.69)$$

$$IPF = -\sin\left(\theta - \tan^{-1}\left(\frac{1}{\xi} \tan(\theta)\right)\right) < -\sin(\theta). \quad (1.70)$$

De la última ecuación es importante observar la cota superior que se impone y la fuerte dependencia del IPF con el punto de trabajo θ y el factor ξ . En la figura 1.9 se observa el IPF en función del punto de trabajo θ y paramétrico con el factor de reluctancia ξ . Es evidente que a mayor ξ se alcanza un IPF mejor, pero a su vez, el máximo se desplaza hacia $|\theta| = \pi/2$.

1.3. Resumen

El presente capítulo se ha encargado de modelar adecuadamente la máquina síncrona de reluctancia. Partiendo de algunos conceptos físicos se desarrollaron las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de la máquina. Luego se recurrió a la transformada dq para expresar el modelo en nuevo eje de coordenadas, más adecuado, el cual se mantiene por el resto del análisis. Se detalló como

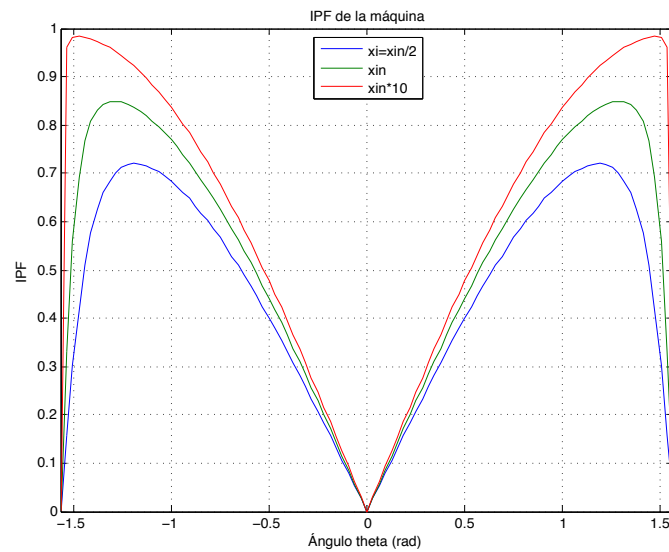


Figura 1.9: Factor de Potencia Interno para la máquina

obtener el par de la máquina, según la forma usual, y se hicieron algunos comentarios sobre las posibles estrategias de control.

Con el modelo dinámico completo, se realizó un análisis del comportamiento de la máquina en régimen y su desempeño desde distintos puntos de vista. En particular se destaca el comportamiento del par en función del ángulo θ . En todos los casos se trabajó con una máquina ideal sin introducir incertidumbre en los parámetros, ni la saturación en el núcleo, esta última la más importante. Estos apartamientos serán estudiados más adelante.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 2

Aplicación a Turbinas Eólicas

Es de interés estudiar la posibilidad de utilizar este tipo de máquina como generador en turbinas eólicas de generación eléctrica. Para explorar esta posibilidad se presenta a continuación un modelo simple de una turbina eólica y su forma de control más simplificado para evaluar el desempeño de la máquina de reluctancia. Se finaliza con simulaciones para verificar el comportamiento esperado.

2.1. Motivación

La máquina de reluctancia síncrona es de interés para una aplicación del tipo eólica por varias razones. En primer lugar se trata de una máquina con buena relación masa-potencia y volumen-potencia. En segundo lugar es una máquina muy robusta y de bajo mantenimiento, no tiene anillos deslizantes, ni ningún tipo de contacto móvil. En tercer lugar es una máquina de bajas pérdidas, por ejemplo en comparación con el motor de inducción. En cuarto lugar hay que señalar, que en los últimos años estas máquinas han bajado de costo debido a una fabricación en serie de maquinas de hasta 300kW. Y por último resaltar que el control no requiere de equipamiento especializado, por el contrario, la máquina es conectada a la red por medio de un variador de frecuencia como el que se usa para cualquier motor de inducción y con la única particularidad de ser capaz de inyectar energía en la red. Claro que no todas son ventajas, el FP representa un problema importante en estas máquinas, pero con el convertidor de frecuencia de por medio, este problema queda limitado al aerogenerador sin influir en la red eléctrica.

Sistemas mayores a 300 kW pueden ser implementados mediante la combinación de varios generadores vinculados por la caja multiplicadora. Este esquema ha sido utilizado en el pasado por aerogeneradores.

En resumen resulta muy estimulante la posibilidad de implementar un aerogenerador cuyo generador eléctrico corresponda a un SynRM debido a sus múltiples ventajas. La simplificación de los sistemas puede resultar especialmente atractivo en algunas realidades.

2.2. Turbina Eólica

Antes de comenzar con la descripción, considérese [16] como una buena introducción a los sistemas eólicos. A su vez los artículos [17,30] representan una buena descripción general de los sistemas de control de aerogeneradores. Finalmente, en los apéndices de este trabajo se encuentra múltiple información que puede resultar complementaria o aclaratoria de los temas acá tratados.

Se presenta un modelo simple para una turbina eólica de manera de estudiar su andamiaje con una máquina sincrónica de reluctancia. En la figura 2.1 se presenta un esquema básico para una turbina eólica, haciendo incapie en la conversión de energía desde la energía cinética del viento a la energía eléctrica inyectada en la red.

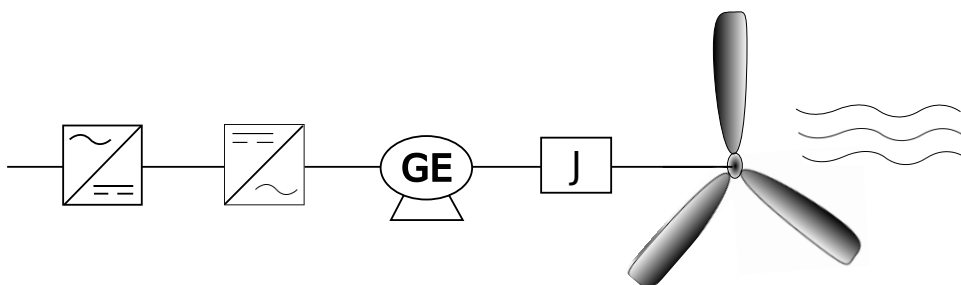


Figura 2.1: Esquema basico para una turbina eólica

En la figura se reconocen el eje del molino con sus palas donde se produce la primera conversión de energía, ya que la energía cinética que trae el viento es convertida en energía mecánica en el eje de la turbina. Luego J representa el momento de inercia de todo el sólido que gira a velocidad w . La máquina GE representa quien lleva a cabo la conversión de energía mecánica en el eje en energía eléctrica, y en este punto es donde interesa estudiar si una máquina sincrónica de reluctancia es posible. Finalmente, por medio de dos conversores de frecuencia se inyecta la energía extraída a la máquina GE a la red eléctrica. Esta última conversión se separa en dos ya que del punto de vista del control cumplen papeles muy distintos y el conversor que es de interés para este estudio es el que se encuentra conectado a la máquina GE.

2.2.1. Conversión en las Palas

Una descripción más completa de esta sección se puede consultar en el apéndice C.

Para comenzar se analiza en forma simplificada la conversión energética que se realiza en las palas de la turbina.

La energía disponible en el viento es de la forma:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho A v^3, \quad (2.1)$$

2.2. Turbina Eólica

donde ρ es la densidad del aire, A es el área barrida por las palas y v es la velocidad del viento perpendicular al plano de giro de las palas. Como es natural, las palas no son capaces de convertir toda la energía contenida en el viento, de hecho existe un límite superior teórico que limita la conversión. Es así que se define una coeficiente de conversión como:

$$C_p = \frac{P}{P_{wind}}, \quad (2.2)$$

donde P es la potencia finalmente disponible en el eje de la máquina. Se define el coeficiente de velocidad λ como:

$$\lambda = \frac{wR}{v}, \quad (2.3)$$

donde w es la velocidad angular de giro del eje, R es el radio de las palas y v es la velocidad del viento.

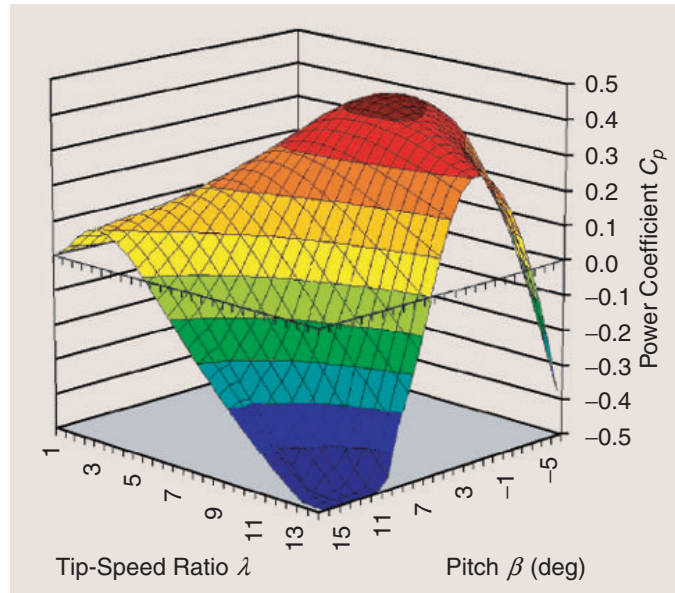


Figura 2.2: Curva típica de C_p para una turbina eólica. Figura tomada de [17].

En la figura 2.2 se tienen curvas típicas del comportamiento de C_p en función de λ y el ángulo β que representa el ángulo de pitch¹. Como es evidente existe un máximo absoluto el cual es de sumo interés. El objetivo natural en un sistema de estas características es extraer la mayor cantidad de energía posible del viento, por lo que es natural intentar trabajar a un $C_p = C_{p_{max}}$.

Para completar esta parte del análisis se debe poner atención en que la energía disponible en el viento crece con el cubo de la velocidad del viento, por lo que será natural limitar la conversión de energía para velocidades de viento altas.

¹Para mejor comprensión de los ángulos involucrados y las velocidades de viento se puede consultar la figura C.18 en el apéndice C

Capítulo 2. Aplicación a Turbinas Eólicas

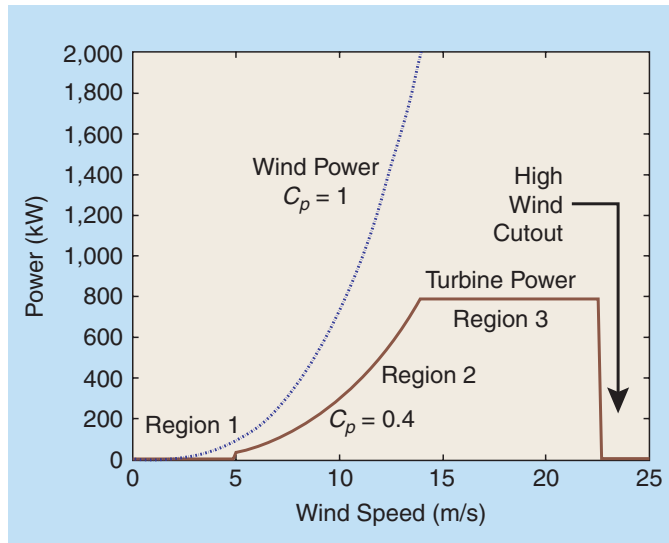


Figura 2.3: Curva típica de potencia para una turbina eólica. Figura tomada de [17].

Para ser más específico, en la figura 2.3 se observa el andamiaje de una turbina eólica en función de la velocidad de viento. Como indica la figura, se determinan 3 regiones de trabajo. Una primera región donde la energía suministrada por el viento no es suficiente para generar por lo que no se tiene ninguna acción. Una segunda región donde el control debe hacer su mejor esfuerzo para extraer la mayor cantidad de energía posible, ya que se está por debajo de la capacidad nominal de la máquina. En esta región es de sumo interés alcanzar el $C_{p_{max}}$, que por otro lado es la región donde mayor tiempo trabajan las turbinas eólicas por lo que se juega en esta región la mayor cantidad de energía generada. Por último se tienen la región 3 donde la máquina ya alcanzó su potencia nominal y el objetivo es mantener esa potencia nominal perdiendo eficiencia en la conversión energética y manteniendo la turbina en condiciones seguras. Finalmente, existe una velocidad límite para el viento, luego de la cual la turbina debe detenerse ya que no es capaz de mantener la generación en condiciones seguras para la turbina.

2.2.2. Dinámica del Sólido

Todo el sistema mecánico está vinculado por un eje central el cual vincula la rotación de las palas con la rotación del generador eléctrico. Muchas veces una caja multiplicadora adapta las velocidades que suelen ser muy diferentes, entre un grupo de palas (lento) y el eje de un motor (rápido). Haciendo algunas simplificaciones es posible consolidar todo el sistema mecánico en un solo momento de inercia llamado J que representa todos los elementos rotantes con masa en el sistema. Por otro lado se considera que este sólido es indeformable y dependiendo del caso se le considera sin rozamiento. La versión más simplificada de la dinámica del sólido es:

$$J\dot{\omega} = \tau_{aero} - \tau_g, \quad (2.4)$$

2.3. Un Primer Sistema de Control

donde $P = \tau_{aero}w$ y τ_g es el par impuesto por el generador.

2.2.3. Conversión en el Generador Eléctrico

Para este caso la máquina a utilizar es el generador sincrónico de reluctancia. En el trabajo se presentó el desempeño de esta máquina y sus características. La máquina trabajará en la zona de generación, por lo que $\theta \in (-\pi/2, 0)$ y la estrategia de control podrá cambiar dependiendo del objetivo. La máquina selecciona tal que su potencia máxima corresponda con la potencia nominal de la turbina eólica y su velocidad de giro combinada con la caja multiplicadora deberá ser tal que a la velocidad nominal de las palas, la máquina pueda entregar la potencia nominal. Es interesante observar que, en una primera instancia, la máquina es capaz de entregar el par nominal a cualquier velocidad en forma permanente, por lo que siempre se tendrá el par máximo disponible.

2.2.4. Conversores de frecuencia

Un convertor de frecuencia consiste en equipamiento eléctrico capaz de conectar dos sistemas de potencia de distinta frecuencia. Existen diversas configuraciones y tecnologías pero una aplicación típica consiste en un equipo conectado a la red eléctrica en su entrada, capaz de generar una fuente trifásica en su salida pero de distinta frecuencia, amplitud y fase. Para profundizar se puede consultar [27]. Para un primer análisis se considera que los convertidores de frecuencia son capaces de establecer la corriente en la máquina según una consigna dada. De esta manera el sistema de control, controla el par de la máquina manejando las corrientes de la misma. No se tendrá en cuenta la transferencia de la energía hacia la red eléctrica, asumiéndolo como un problema resuelto.

2.3. Un Primer Sistema de Control

Un esquema básico de control para una turbina eólica se observa en la figura 2.4 donde se distinguen algunos bloques de control

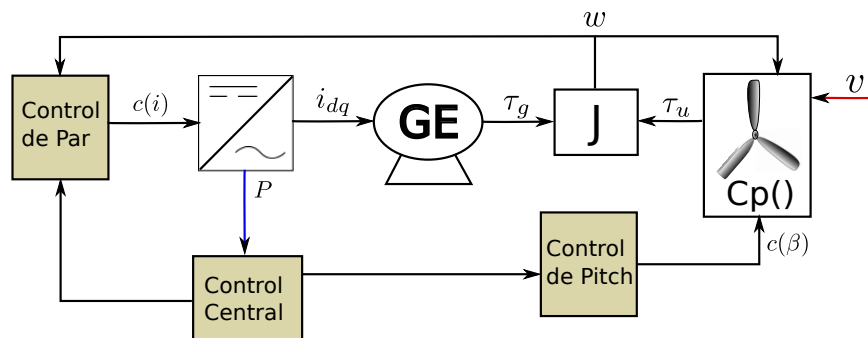


Figura 2.4: Esquema de control para una turbina eólica

Capítulo 2. Aplicación a Turbinas Eólicas

Para lo que sigue, el análisis se centra en el control de par, dejando de lado el control de pitch el cual se considerará constante $\beta = 0$ por el momento.

2.3.1. Consigna de Par

Una primera idea para establecer la consigna de torque en el generador es la siguiente:

$$\tau_g = K w^2, \quad (2.5)$$

donde

$$K = \frac{1}{2} \rho A R^3 \frac{C_{p_{max}}}{\lambda_*^3}, \quad (2.6)$$

donde λ_* es el valor al cual se alcanza el máximo de C_p .

2.3.2. Dinámica

Tomando la dinámica del sólido presentada anteriormente y sustituyendo se obtiene:

$$\dot{w} = \frac{1}{J} \left(\frac{1}{2} \rho A R \frac{C_p}{\lambda} v^2 - \frac{1}{2} \rho A R^3 \frac{C_{p_{max}}}{\lambda_*^3} \right) \quad (2.7)$$

$$\dot{w} = \frac{1}{J} \frac{1}{2} \rho A R^3 w^2 \left(\frac{C_p}{\lambda^3} - \frac{C_{p_{max}}}{\lambda_*^3} \right). \quad (2.8)$$

Para analizar la dinámica obtenida prestar atención a la figura 2.5 donde se tiene una curva típica de C_p para un valor de β fijo, esto corresponde a un corte de la gráfica de la figura 2.2.

Volviendo a la dinámica obtenida, se observa que el signo de \dot{w} depende de la diferencia entre los términos dentro de los paréntesis. Si el coeficiente $\lambda > \lambda_*$ y por consiguiente $C_p \leq C_{p_{max}}$ entonces \dot{w} es negativo y la velocidad disminuye. Por otro lado si $\lambda < \lambda_*$ y se cumple que:

$$C_p > \frac{C_{p_{max}}}{\lambda_*^3} \lambda^3, \quad (2.9)$$

entonces \dot{w} es positivo y la velocidad de giro aumenta. Para terminar el análisis de convergencia y verificar su efectividad, se gráfica la función:

$$F(\lambda) = \frac{C_{p_{max}}}{\lambda_*^3} \lambda^3, \quad (2.10)$$

como se muestra en la figura 2.5. Con esto, se verifica que en un entorno del extremo $C_{p_{max}}$ el sistema de control converge a dicho extremo adecuadamente.

Antes de pasar a las simulaciones, es posible observar que, según la ley de control presentada el par generador τ_g depende del cuadrado de la velocidad w , por lo que disminuye conforme disminuye la velocidad. Por otro lado, la máquina

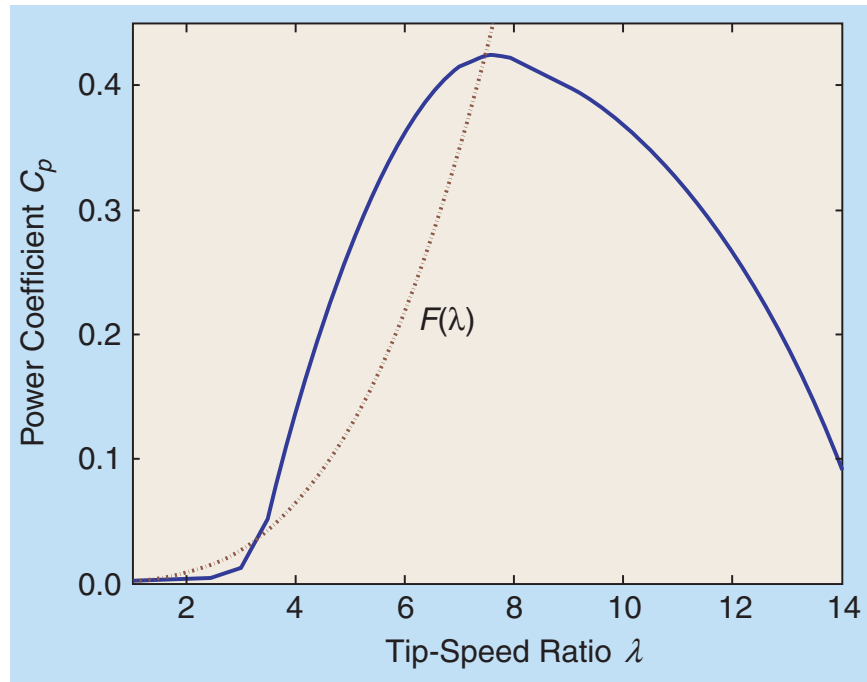


Figura 2.5: Curva típica de C_p para un $\beta = cte$. Figura tomada de [17].

sincrónica de reluctancia es capaz de entregar el par nominal a cualquier velocidad por lo que la máquina podrá seguir la consigna de par en todo el rango de trabajo.

2.4. Simulaciones

Para las simulaciones se recurre a la herramienta Simulink de MatLab. En la figura 2.6 se presenta el modelo realizado en Simulink, en el mismo se distinguen varios subsistemas.

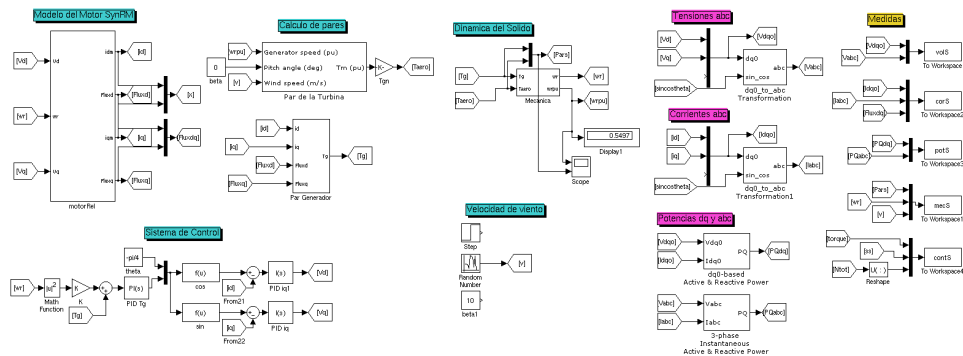


Figura 2.6: Modelo en Simulink para una Turbina Eólica simple

Por un lado se tiene el modelo de la máquina sincrónica de reluctancia realizado conforme al modelo presentado, donde el modelo implementado es completo e

Capítulo 2. Aplicación a Turbinas Eólicas

incluye el comportamiento dinámico de la máquina. No se consideran los efectos de saturación en la máquina, los cuales serán considerados más adelante. Las características particulares para el modelo implementado son:

- $V_n = 170VAC$
- $f_n = 60Hz$
- $P_n = 5HP$
- $p = 4$
- $\cos \phi = 0,7$
- $R_s = 0,232\Omega$
- $R_c = \infty$
- $L_d = 43mH$
- $L_q = 3,5mH$

Luego, las palas del molino son implementadas según un bloque disponible en la librerías de Simulink, el mismo implementa un modelo clásico. Las características elegidas para estas simulaciones son:

- $P_{wt} = P_n = 5HP$, potencia nominal de la turbina para una velocidad de viento v_n .
- $v_n = 12m/s$, velocidad nominal de viento.
- $\rho = 1,18kg/m^3$, densidad del aire.
- $C_{p_{max}} = 0,4$, valor máximo del coeficiente de eficiencia para $\beta = 0$.
- $A = 9,3794m^2$, área barrida por las palas, calculada tal que la turbina entregue P_{wt} a velocidad de viento v_n .
- $R = 1,7279m$, radio de las palas, calculado en función del área.

En la figura 2.7 se tiene la respuesta de las palas según las características anteriores.

En el caso de la dinámica del sólido, simplemente se implementó la ecuación diferencial que lo gobierna, para un momento de inercia $J = 0,1kg \cdot m^2$ y sin rozamiento.

Para el sistema de control, en este caso se implementa de manera muy simple utilizando PID (control proporcional, integral y derivativo) de manera que $\theta = \pi/4$ y se siga la consigna de control antes presentada.

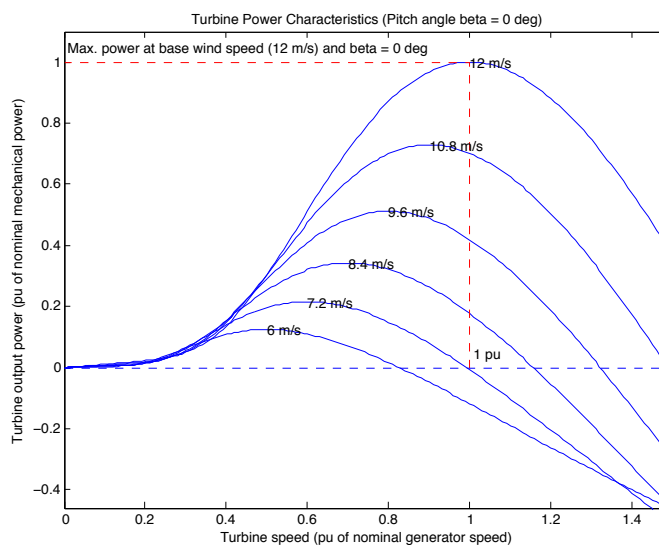


Figura 2.7: Curvas de C_p para Turbina Éolica simple. Figura tomada del bloque Wind Turbine de Simulink.

2.4.1. Escalón ascendente

Para comenzar con las simulaciones se somete al sistema a un escalón en la velocidad de viento partiendo de una condición de régimen ($3m/s$) hasta alcanzar una nueva condición de régimen $10m/s$.

Respuesta Mecánica

En la figura 2.8 se observa la respuesta del sistema para la situación de estudio. Frente al escalón en la velocidad del viento, el sistema entra en una situación de transición donde los pares y la velocidad de giro evolucionan hasta nuevos valores de régimen permanente. Como indica la ley de control impuesta, el par generador evoluciona conforme varía la velocidad, mientras que el par de la turbina tiene un comportamiento más elaborado debido a la respuesta no lineal de las palas.

Para el análisis mecánico también es de interés observar si los regímenes permanentes alcanzados corresponden con los puntos de mayor eficiencia de las palas. En la figura 2.9 se observan las curvas de C_p para la velocidad inicial y final del viento y en rojo se tiene la potencia mecánica en el generador. De esta manera se observa como evoluciona dicha potencia desde el punto óptimo para $v = 3m/s$ al punto óptimo para $v = 10m/s$

Respuesta Eléctrica

En la figura 2.10 se tiene la respuesta eléctrica del sistema. Tanto las tensiones como las corrientes tienen el comportamiento previsto. Se observa que las tensiones en ambas coordenadas son positivas y con un valor sensiblemente mayor para el eje q . En el caso de las corriente se tienen valores positivos para el eje d y negativos

Capítulo 2. Aplicación a Turbinas Eólicas

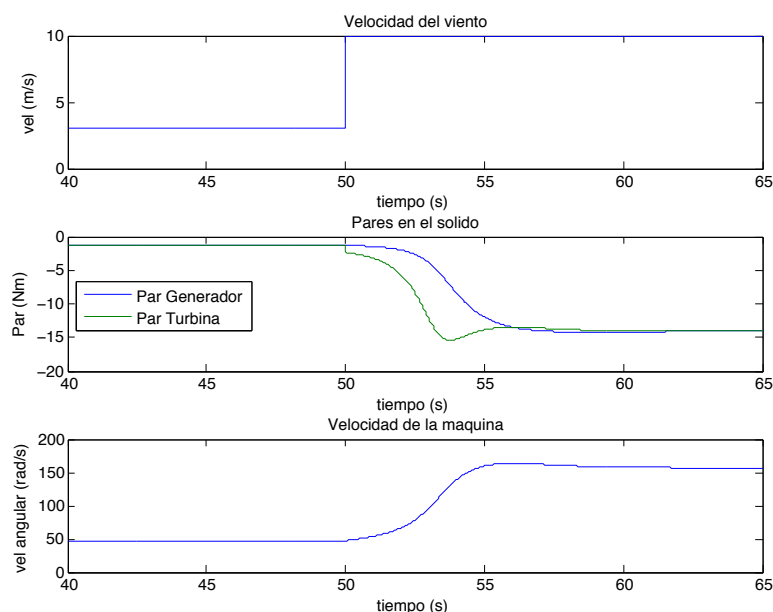


Figura 2.8: Respuesta mecánica frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica simple

para el eje q pero iguales en módulo como era el objetivo. Durante la transición las corrientes no son idénticas en módulo ya que el sistema de control es muy simple y no está ajustado debidamente.

Para complementar el análisis eléctrico es de interés observar el diagrama vectorial. En la figura 2.11 se tiene el lugar geométrico de los vectores para la evolución de escalón ascendente. En esta figura se representan los vectores para un instante dado de para ayudar a comprender el diagrama, en el futuro estos vectores serán obviados para no cargar el dibujo. Tensión, corriente y flujo se encuentran en los cuadrantes esperados según el análisis teórico realizado antes. Finalmente se observa que, para el sistema de control implementado, la evolución de las variables es muy suave y sin comportamientos extraños.

Respuesta en Potencia

En la figura 2.12 se observa el comportamiento del sistema del punto de vista de las potencias y el factor de potencia. Como se esperaba, el generador es un importante consumidor de reactiva, sin la cual no puede funcionar y esta reactiva crece conforme aumenta la potencia generada. Por otro lado la potencia activa crece en módulo conforme aumenta la velocidad del viento y hay mayor energía disponible. Y finalmente se observa que el factor de potencia para estas maquinas es ciertamente muy malo y mejora conforme aumenta la potencia de generación. Cabe recordar que existen técnicas de control orientadas a maximizar el factor de potencia y no es el caso de la implementada para esta simulación.

2.4. Simulaciones

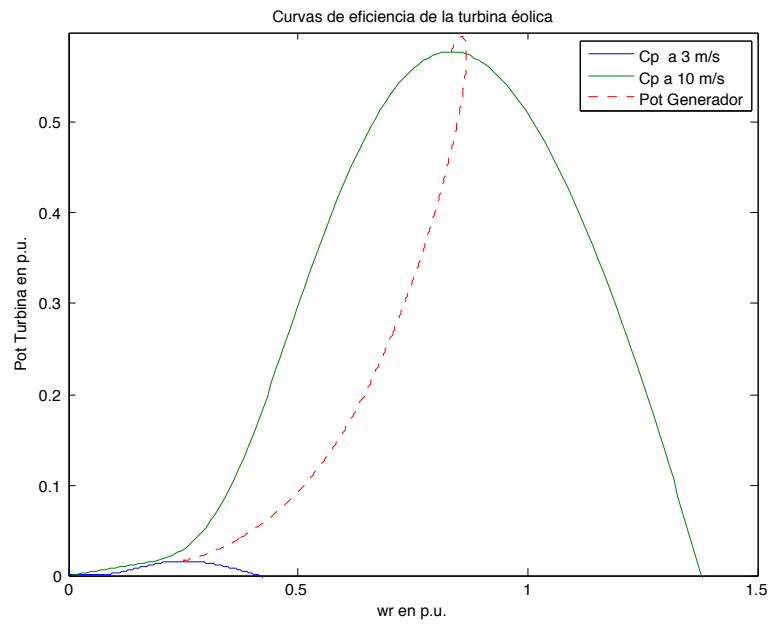


Figura 2.9: Respuesta potencia mecánica frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica simple

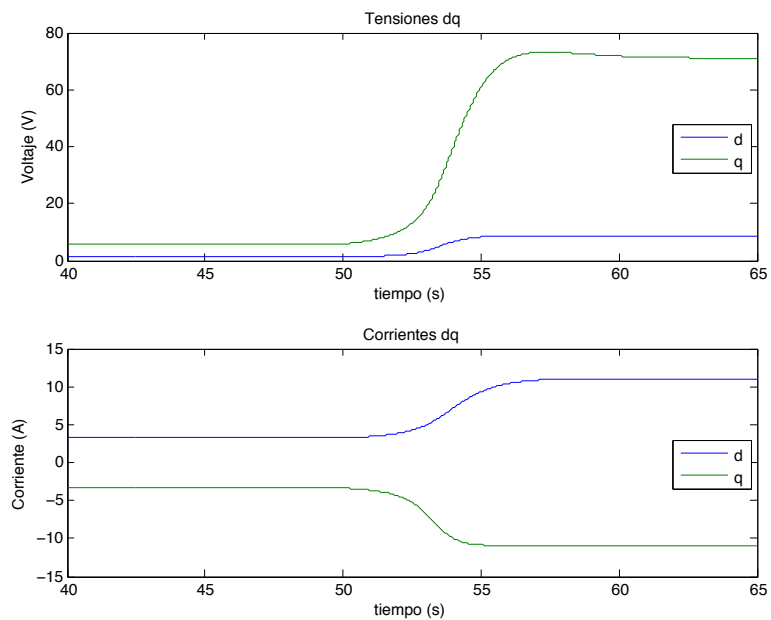


Figura 2.10: Respuesta eléctrica frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica simple

Capítulo 2. Aplicación a Turbinas Eólicas

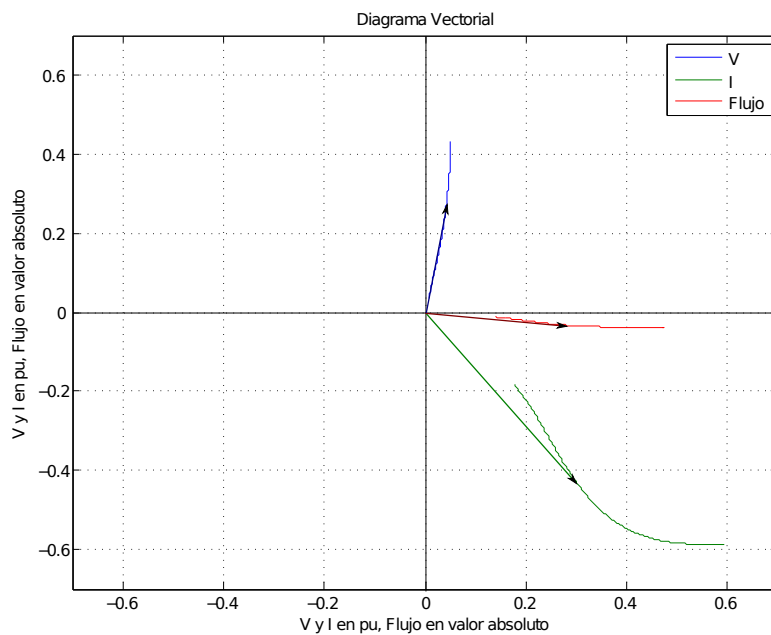


Figura 2.11: Digrama vectorial frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica simple

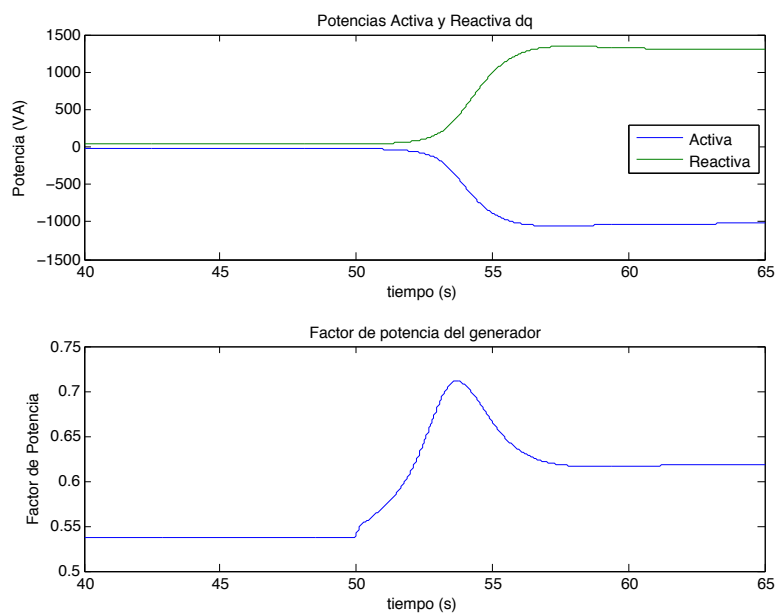


Figura 2.12: Respuesta en potencia frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica simple

2.4.2. Escalón descendente

Como segundo paso para las simulaciones se somete al sistema a un escalón descendente en la velocidad de viento partiendo de una condición de régimen (10m/s) hasta alcanzar una nueva condición de régimen 3m/s . En este caso es de interés comparar si la respuesta obtenida es similar que para el caso de escalón ascendente.

Respuesta Mecánica

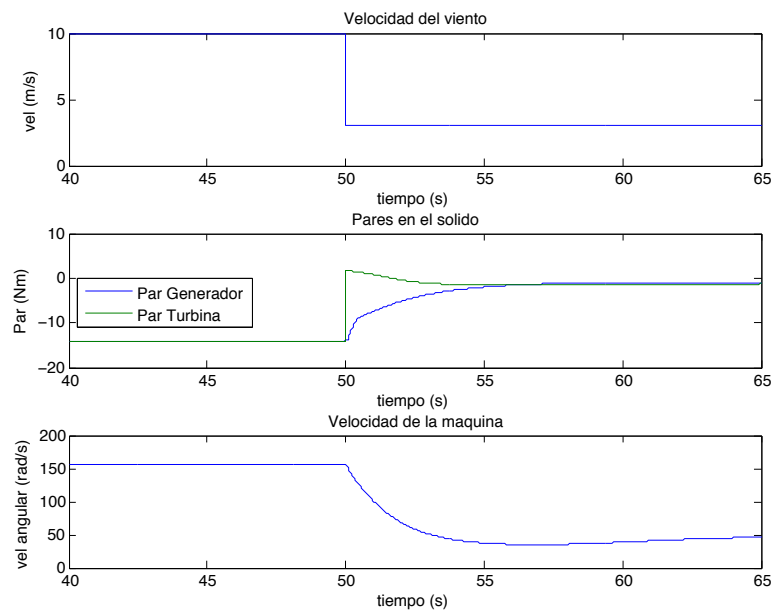


Figura 2.13: Respuesta mecánica frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica simple

En la figura 2.13 se observa la respuesta del sistema para la situación de estudio. Frente al escalón en la velocidad del viento, el sistema entra en una situación de transición donde los pares y la velocidad de giro evolucionan hasta nuevos valores de régimen permanente al igual que para el caso de escalón ascendente. Sin embargo es interesante observar que la respuesta no es idéntica. En particular si se observa la velocidad de giro, en el caso del escalón ascendente tiene una forma asimilable a un sistema de segundo orden, mientras que para el caso del escalón descendente el sistema se ajusta mejor a un sistema de primer orden. En cualquiera de los casos se tiene un respuesta aceptable y esperable.

Al igual que para el caso de escalón ascendente, se observa la evolución del par mecánico en la máquina durante la transición. En la figura 2.9 se observan las curvas de C_p para la velocidad inicial y final del viento y en rojo se tiene la potencia mecánica en el generador. Una vez más el sistema evoluciona desde el punto óptimo para $v = 10\text{m/s}$ al punto óptimo para $v = 3\text{m/s}$.

Capítulo 2. Aplicación a Turbinas Eólicas

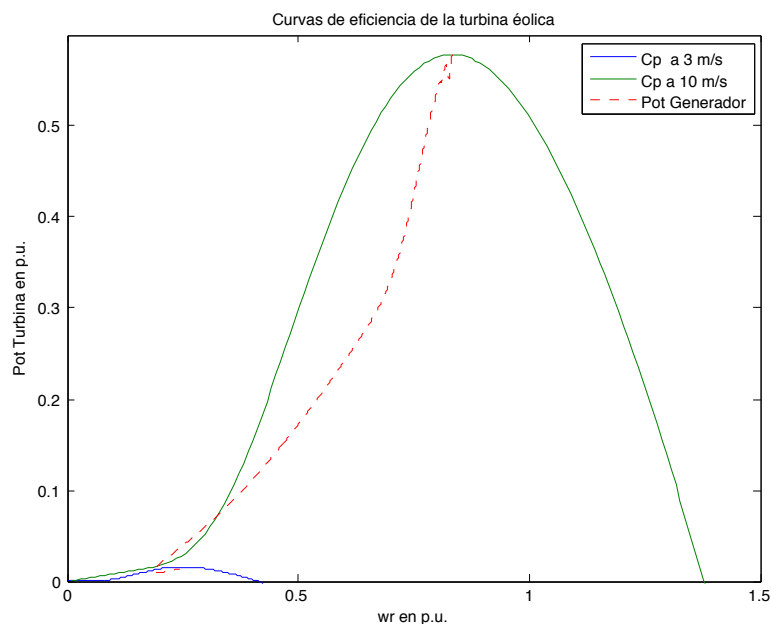


Figura 2.14: Respuesta potencia mecánica frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica simple

Respuesta Eléctrica

En la figura 2.15 se tiene la respuesta eléctrica del sistema. Tanto las tensiones como las corrientes tienen el comportamiento previsto. El comportamiento es muy similar al caso de el escalón ascendente con alguna diferencia en cuanto a la respuesta de las corrientes durante la transición. De todas maneras en régimen permanente los resultados son los esperados al igual que en el caso anterior.

Al igual que en el caso anterior, en la figura 2.16 se tiene el diagrama vectorial y su evolución para el caso de estudio. Una vez más los vectores de tensión, corriente y flujo están en los cuadrantes esperados. Pero si se compara con el caso de escalón ascendente, se observa que el diagrama no es idéntico, es decir que la evolución de los variables eléctricas frente a un escalón ascendente es diferente que a un escalón descendente. En particular esta diferencia es notoria en el caso de la corriente.

Respuesta en Potencia

En la figura 2.17 se observa el comportamiento del sistema del punto de vista de las potencias y el factor de potencia. En los regímenes permanente, la respuesta del sistema es igual que la analizada por el caso de escalón ascendente. En el caso de la transición, al igual que antes el factor de potencia sufre algunas oscilaciones, un poco más pronunciadas que en el caso anterior.

2.4. Simulaciones

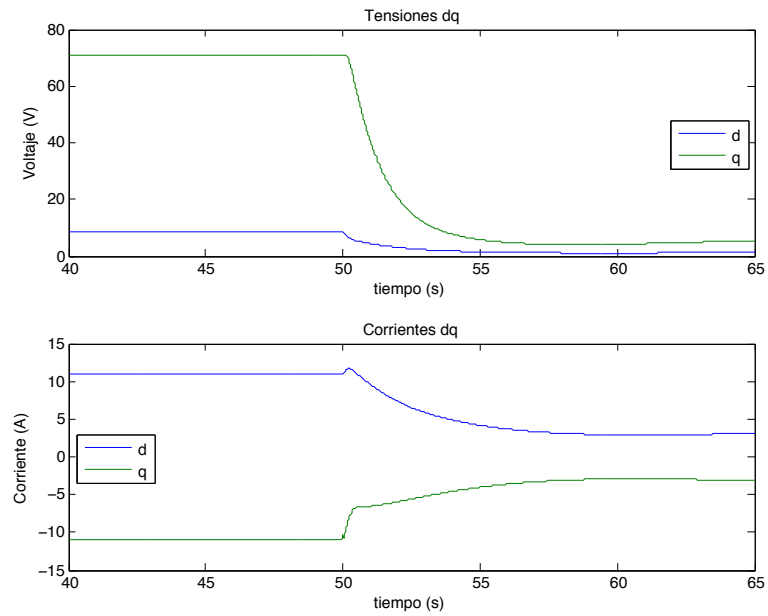


Figura 2.15: Respuesta eléctrica frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica simple

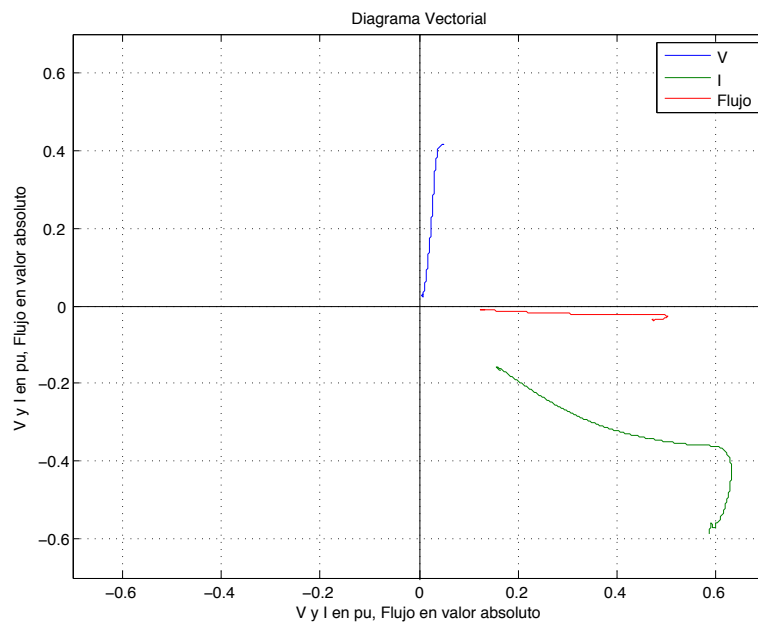


Figura 2.16: Diagrama vectorial frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica simple

Capítulo 2. Aplicación a Turbinas Eólicas

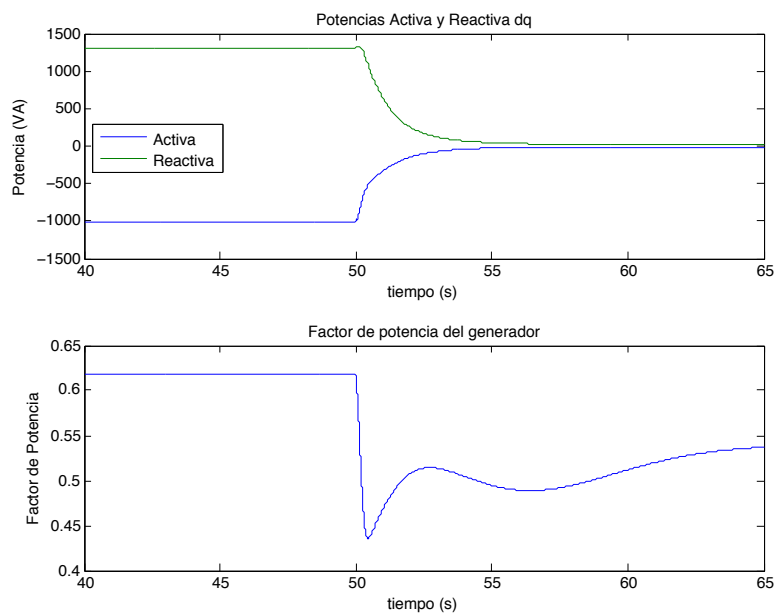


Figura 2.17: Respuesta en potencia frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica simple

2.5. Resumen

En el capítulo que está culminando se hizo una primera aproximación a la idea de utilizar un generador sincrónico de reluctancia, como generador en una turbina eólica. Luego de una sintética justificación inicial, se presentaron las ideas básicas en la conversión de energía, desde el viento hasta la red eléctrica y el sistema de control asociado.

Con la nueva información y utilizando una máquina sincrónica de reluctancia en condiciones ideales, tal cual fue presentado en el capítulo anterior, se simula un primer sistema para estudiar su desempeño. Las simulaciones contemplaron solo dos situaciones particulares, de escalón ascendente y escalón descendente en la velocidad del viento. Se concluyó que el desempeño fue adecuado y las variables medidas están todas según lo previsto en el análisis teórico. Pero también se pudo observar el comportamiento producto de las no linealidades del sistema eólico que empujan la necesidad de acomplejar el sistema de control y su modelado.

En base a esto último, en lo siguiente se avanza sobre el modelo de la máquina y su interacción en un sistema eólico para un desarrollo más preciso del sistema de control.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 3

Control Avanzado para SynRM

Luego de la presentación de los capítulos anteriores, ahora interesa profundizar sobre el modelo y el sistema de control para la máquina síncrona de reluctancia. En particular interesa analizar el modelo completo, teniendo en cuenta las posibles saturaciones y las pérdidas en el hierro. Finalmente se proponen técnicas de control adecuadas para esta nueva situación de manera de obtener el comportamiento deseado de la máquina. Se presenta una metodología inspirada en la técnica de control deslizante y se evalúa su desempeño por medio de simulaciones.

3.1. Modelo Completo

En el capítulo 1 se presentó con todo detalle el modelo de la máquina bajo estudio y se desarrolló su comportamiento en régimen permanente tomando algunas simplificaciones. Ahora es de interés levantar aquellas simplificaciones y trabajar con el modelo completo. En la figura 3.1 se recuerda el modelo eléctrico obtenido para la máquina.

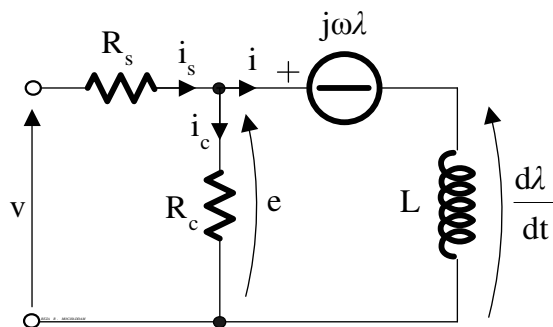


Figura 3.1: Modelo eléctrico de la máquina síncrona de reluctancia. Figura tomada de [26].

Donde:

- V : es la tensión en bornes de la máquina.

Capítulo 3. Control Avanzado para SynRM

- R_s : es la resistencia del bobinado estatorico.
- R_c : representa las pérdidas en el hierro.
- L : representa la inductancia del circuito magnético.
- Λ : es el flujo magnético.
- $jw\Lambda$: representa la conversión electro-mecánica

Por otro lado en la figura 3.2 (se repite la figura del capítulo 1) se muestra, a modo de ejemplo, el comportamiento típico de las inductancias de la máquina y su dependencia con la corriente. De ahora en más este comportamiento será tenido en cuenta para el análisis.

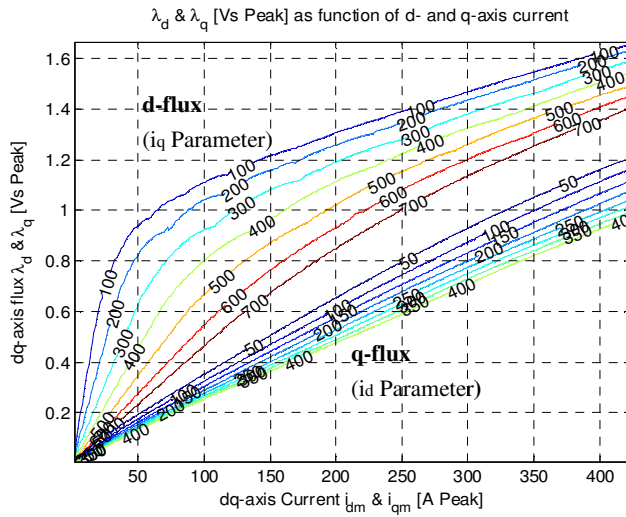


Figura 3.2: Inductancias L_d y L_q . Figura tomada de [26].

Por último, en los capítulos anteriores se despreció la corriente por la rama R_c . De ahora en más se tendrá en cuenta también este fenómeno que representa las pérdidas en el hierro de la máquina. En la figura 3.3 se tiene el diagrama vectorial completo para el sistema en régimen permanente.

3.1.1. Ecuaciones

Las ecuaciones que resumen el modelo completo son, en términos eléctricos:

$$\begin{aligned}
 v_d &= R_s i_d - w L_q \left(1 + \frac{R_s}{R_c}\right) i_q + \left(1 + \frac{R_s}{R_c}\right) \left[\frac{\partial L_d}{\partial i_d} \frac{\partial i_d}{\partial t} i_d + \frac{\partial L_d}{\partial i_q} \frac{\partial i_q}{\partial t} i_d + L_d \frac{\partial i_d}{\partial t} \right] \\
 v_q &= R_s i_q + w L_d \left(1 + \frac{R_s}{R_c}\right) i_d + \left(1 + \frac{R_s}{R_c}\right) \left[\frac{\partial L_q}{\partial i_q} \frac{\partial i_q}{\partial t} i_q + \frac{\partial L_q}{\partial i_d} \frac{\partial i_d}{\partial t} i_q + L_q \frac{\partial i_q}{\partial t} \right],
 \end{aligned}$$

donde $V = v_d + jv_q$ y $I = i_d + ji_q$.

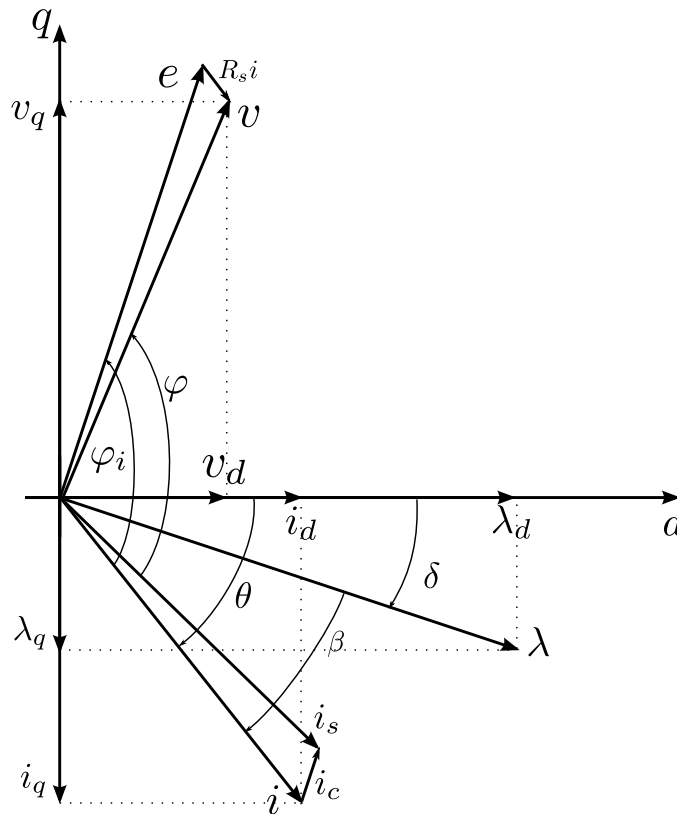


Figura 3.3: Diagrama vectorial completo para régimen estacionario del sistema en la zona generador

Por otro lado, para el par:

$$T_e = \frac{3p}{2} \{ \lambda_d i_q - \lambda_q i_d \}, \quad (3.1)$$

donde $\lambda_d = L_d(i_d, i_q) i_d$ y $\lambda_q = L_q(i_d, i_q) i_q$.

3.2. Régimen permanente

Al igual que antes, se estudia la máquina en régimen permanente buscando los nuevos comportamientos debido a las simplificaciones que fueron levantadas. En los casos que sea de interés simular, se utilizará una máquina con las siguientes características.

- $V_n = 170VAC$
- $f_n = 60Hz$
- $P_n = 5HP$
- $p = 4$

Capítulo 3. Control Avanzado para SynRM

- $\cos \phi = 0,7$
- $R_s = 0,232\Omega$
- $R_c = 280\Omega$
- $L_d = 43mH$
- $L_q = 3,5mH$

y el comportamiento de sus inductancias según las gráficas de la figura 3.2.

3.2.1. Corrientes

Recordando la expresión del par de la ecuación 3.1, se busca para una corriente I constante encontrar el ángulo θ para el cual el par es máximo. Si no se toma en cuenta la saturación, ya se había encontrado que $\theta = \pi/4$ maximiza el par. Pero en este caso no es tan sencillo de relevar y se debe simular.

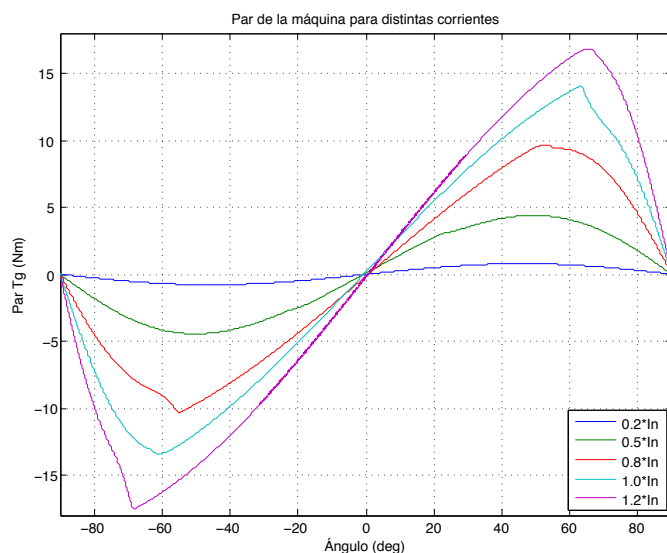


Figura 3.4: Curvas de Par para la máquina con el modelo completo

En la figura 3.4 se grafican las curvas de par de la máquina en función del ángulo θ para distintos valores de corriente I . Es interesante observar como el máximo valor de par ya no se alcanza para $\theta = \pi/4$, sino que, a medida que aumenta la corriente, el ángulo de par máximo crece en módulo tanto para el caso motor como para el caso generador. En las gráficas se puede apreciar como el ángulo óptimo supera los 60° para los casos de corriente más altos.

Ahora interesa concentrarse en la zona generador de la máquina. En las figuras 3.5 y 3.6 se observa el comportamiento del par en función del ángulo θ para distintos manejos de la corriente. En el primer caso las curvas son paramétricas con el módulo de la corriente I , mientras que en el segundo caso las curvas de par son

3.2. Régimen permanente

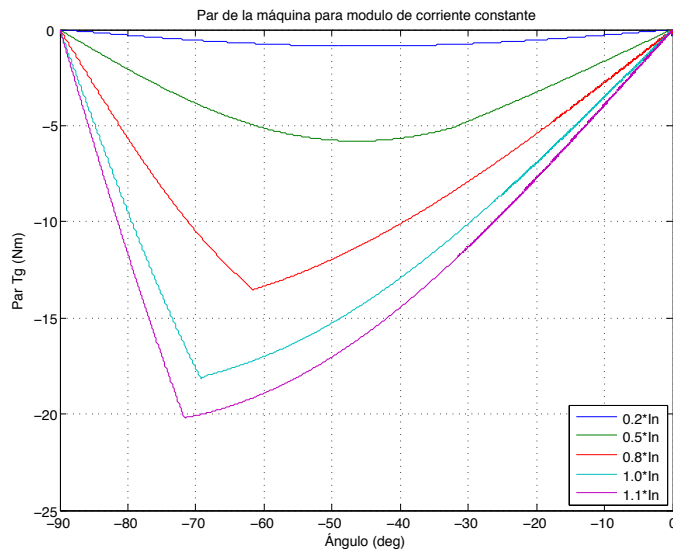


Figura 3.5: Curvas de Par para la máquina en zona generador para módulo de corriente constante

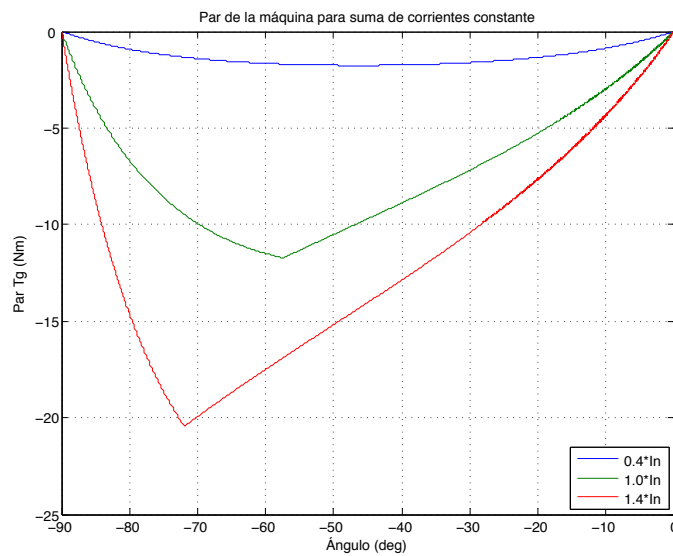


Figura 3.6: Curvas de Par para la máquina en zona generador para suma de corriente constante

paramétricas con la suma de los módulos de las componentes d y q de la corriente, $|i_d| + |i_q|$.

Es de interés observar que para ambos casos existe un máximo bien definido, donde este máximo se da para ángulos crecientes conforme aumenta la corriente. Este comportamiento es muy importante para la implementación del control elegido.

3.3. Control Deslizante Doble

En esta sección se presenta el sistema de control a implementar sobre la máquina teniendo en cuenta el modelo y comportamiento antes presentado.

Antes de comenzar una pequeña introducción a las ideas del control. La estrategia que se presenta acá, esta inspirada en las técnicas de control deslizante. La técnica de control deslizante consiste en restringir el movimiento del sistema a un conjunto de puntos dado, llamado superficie, tal que en dichas condiciones el sistema evolucionará (deslizará) sobre esta superficie hasta un punto de convergencia deseado. Una referencia completa se puede encontrar en [18].

Para la técnica acá desarrollada se toma la idea central del control deslizante, donde el sistema queda restringido a una superficie. En este caso a dos superficies, de ahí el nombre de *doble*, que solo se cortan en un punto. A su vez, al igual que en las técnicas de control deslizante, se utiliza Lyapunov para asegurar la permanencia del sistema en la superficie de interés.

La teoría de Lyapunov es un tema clásico y de gran importancia en la teoría de control. Sin querer ser riguroso, indicar que la estabilidad según Lyapunov permite, mediante la elección de una función adecuada (función de Lyapunov), demostrar la convergencia del sistema. Más información se puede encontrar en [18].

Objetivo

El objetivo básico es mantener la máquina controlada en un rango de trabajo de interés, en particular en la zona generador. Como se explicó antes, existen distintas consignas que perseguir, máximo torque por ampere, máximo torque por flujo, etc. En este caso se maximiza el par en función de la corriente.

La idea central es definir dos leyes de control por control deslizante tal que sus superficies solamente se corten en un punto, de manera que el sistema total converja a este punto. El sistema se visualizará en el plano i_d, i_q .

Adaptación del Modelo

Para la implementación del sistema de control se hacen ajustes sobre el modelo. Se definen las siguientes variables:

$$\alpha = 1 + \frac{R_s}{R_c} \quad (3.2)$$

$$\beta_d = L_d + \frac{\partial L_d}{\partial i_d} i_d \quad (3.3)$$

$$\beta_q = L_q + \frac{\partial L_q}{\partial i_q} i_q \quad (3.4)$$

$$\frac{\partial L_d}{\partial i_q} \approx 0 \quad (3.5)$$

$$\frac{\partial L_q}{\partial i_d} \approx 0. \quad (3.6)$$

Despejando se obtiene finalmente:

$$\frac{\partial i_d}{\partial t} = \frac{-R_s i_d}{\alpha \beta_d} + \frac{w L_q \alpha i_q}{\alpha \beta_d} + \frac{v_d}{\alpha \beta_d} \quad (3.7)$$

$$\frac{\partial i_q}{\partial t} = \frac{-R_s i_q}{\alpha \beta_q} - \frac{w L_q \alpha i_d}{\alpha \beta_q} + \frac{v_q}{\alpha \beta_q}. \quad (3.8)$$

En este punto, la idea es tomar α , β_d y β_q como parámetros con incertidumbre de manera de perder la dependencia con los estados del sistema y simplificar el problema.

3.3.1. Primera Ley de control - Ángulo de máximo torque

Esta primer ley de control busca mantener la máquina trabajando en el ángulo θ óptimo. Como se observo antes, este óptimo va cambiando conforme la corriente aumenta. Pero esta variación está acotada y es más o menos conocida. Comienza en valores de $\theta = -\pi/4$ para corrientes muy bajas y aumenta en módulo hasta unos $\theta = -\pi/3$. De todas maneras, este andamio es posible relevarlo empíricamente.

El lugar geométrico de estos puntos se muestra en la figura 3.7.

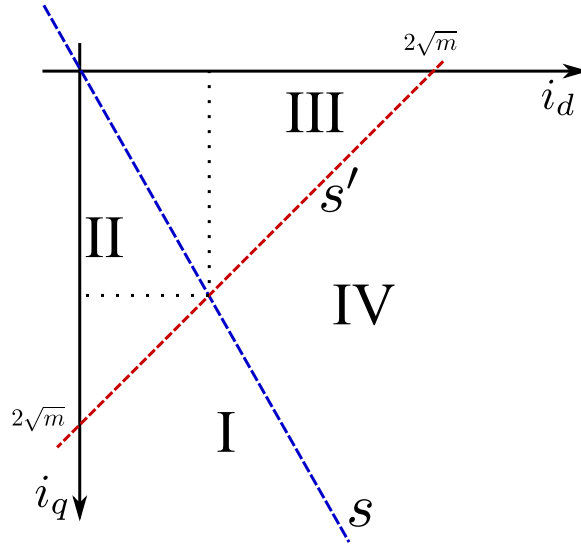


Figura 3.7: Leyes de control: lugares geométricos

Con este objetivo se define la superficie $s = 0$ y la derivada de la función s como:

$$s = z \cdot i_d - i_q = 0 \quad (3.9)$$

$$\dot{s} = z \frac{\partial i_d}{\partial t} - \frac{\partial i_q}{\partial t}, \quad (3.10)$$

Capítulo 3. Control Avanzado para SynRM

donde $z = \tan(\theta)$, sustituyendo en la ecuación 3.10, las ecuaciones 3.7 y 3.8 se obtiene:

$$\dot{s} = \left(\frac{wL_d\alpha}{\alpha\beta_q} - z \frac{R_s}{\alpha\beta_d} \right) i_d + \left(z \frac{wL_q\alpha}{\alpha\beta_d} + \frac{R_s}{\alpha\beta_q} \right) i_q + z \frac{v_d}{\alpha\beta_d} - \frac{v_q}{\alpha\beta_q} = h(x)x + g(x)u, \quad (3.11)$$

donde $x = [i_d, i_q]^t$, $u = [v_d, v_q]^t$ y

$$h(x) = \left[\frac{wL_d\alpha}{\alpha\beta_q} - z \frac{R_s}{\alpha\beta_d}, \quad z \frac{wL_q\alpha}{\alpha\beta_d} + \frac{R_s}{\alpha\beta_q} \right] \quad (3.12)$$

$$g(x) = \left[z \frac{1}{\alpha\beta_d}, \quad \frac{-1}{\alpha\beta_q} \right]. \quad (3.13)$$

Se toma como función de Lyapunov $V = \frac{1}{2}s^2$ y se toma la entrada como:

$$u = -Nx \quad \text{con} \quad N = \begin{bmatrix} c & d \\ e & f \end{bmatrix}. \quad (3.14)$$

De esta manera se calcula la derivada de la función V como:

$$\dot{V} = s\dot{s} = Ax[h(x)x + g(x)u] = -x[-A^t h(x) + A^t g(x)N]x = -xRx, \quad (3.15)$$

donde $A = [z, -1]$.

El objetivo es encontrar N tal que $\dot{V} < 0$ para todo valor de x . La matriz R se calcula entonces como:

$$R = \frac{1}{\alpha} \begin{bmatrix} \frac{z^2 c + z^2 R_s}{\beta_d} - \frac{ze + zwL_d\alpha}{\beta_q} & \frac{z^2 d - z^2 wL_d\alpha}{\beta_d} - \frac{zf + zR_s}{\beta_q} \\ -\frac{zc + zR_s}{\beta_d} + \frac{e + wL_d\alpha}{\beta_q} & -\frac{zd - zwL_q\alpha}{\beta_d} + \frac{f + R_s}{\beta_q} \end{bmatrix} = \frac{1}{\alpha} \begin{bmatrix} -zk & -zl \\ k & l \end{bmatrix}. \quad (3.16)$$

Restringiendo el análisis al cuadrante tal que $i_d > 0$ y $i_q < 0$ se razona como sigue. Se comienza por calcular:

$$x^t R x = -zkx_1^2 + (k - zl)x_1x_2 + lx_2^2. \quad (3.17)$$

La expresión anterior se anula para las rectas $x_2 = zx_1$ y $x_2 = \frac{-k}{l}x_1$ y de esta manera se puede estudiar el signo fácilmente y encontrar los valores de k y l que hacen que \dot{V} sea menor que cero en la región de interés.

Para el caso $x_2 > zx_1$, se toma $l < 0$ y se toma $k > 0$ de manera que no se tenga cambio de signo en la región de estudio.

Utilizando un razonamiento similar, para el caso $zx_1 > x_2$, si se toma $l > 0$ y se toma $k < 0$ se consigue que \dot{V} sea menor que cero en la región de interés.

Resumiendo:

$$x_2 > zx_1 \quad ; \quad N \mid \{ l < 0 \quad \& \quad k > 0 \} \quad (3.18)$$

$$zx_1 > x_2 \quad ; \quad N \mid \{ l > 0 \quad \& \quad k < 0 \}. \quad (3.19)$$

3.3.2. Segunda Ley de control - Magnitud de Torque

Con la segunda ley se busca obtener el valor deseado de torque para la máquina. Aunque no es exacto, la magnitud del par guarda relación directa con la magnitud de la corriente. De esta manera la idea es proponer una ley de control que permita controlar esta magnitud. Teniendo en cuenta que la Primer Ley de control asegura que $zi_d = iq$, se busca una superficie que de alguna manera asegure el valor del torque.

Se elige una superficie ($s' = 0$) tomando una recta como la que se muestra en la figura 3.7, cuya ecuación es:

$$s' = i_d - i_q - 2\sqrt{m} = 0 \quad (3.20)$$

$$\dot{s}' = \frac{\partial i_d}{\partial t} - \frac{\partial i_q}{\partial t}. \quad (3.21)$$

Operando, encontramos que el cuadrado del módulo de la corriente esta bien relacionado con m . De hecho:

$$I^2 = 2^2 m \frac{1 + z^2}{(1 - z)^2} \quad (3.22)$$

y si se observa la influencia de z en la ecuación se observa que es creciente con $|z|$. De manera que conforme aumenta $|z|$ debido a la saturación, también aumenta la ganancia de m hacia I^2 , y finalmente compensa, en alguna medida, la pérdida de par por saturación. Si bien la relación entre el torque y I^2 no es lineal en todo el rango de trabajo, resultará suficiente para la aplicación como se observará en las simulaciones.

Sustituyendo en la ecuación 3.21, las ecuaciones 3.7 y 3.8 se obtiene:

$$\dot{s}' = \left(\frac{wL_d\alpha}{\alpha\beta_q} - \frac{R_s}{\alpha\beta_d} \right) i_d + \left(\frac{wL_q\alpha}{\alpha\beta_d} + \frac{R_s}{\alpha\beta_q} \right) i_q + \frac{v_d}{\alpha\beta_d} - \frac{v_q}{\alpha\beta_q} = h'(x)x + g'(x)u, \quad (3.23)$$

donde $x = [i_d, i_q]^t$ y $u = [v_d, v_q]^t$ al igual que antes, y

$$h'(x) = \left[\frac{wL_d\alpha}{\alpha\beta_q} - \frac{R_s}{\alpha\beta_d}, \quad \frac{wL_q\alpha}{\alpha\beta_d} + \frac{R_s}{\alpha\beta_q} \right] \quad (3.24)$$

$$g'(x) = \left[\frac{1}{\alpha\beta_d}, \quad \frac{-1}{\alpha\beta_q} \right]. \quad (3.25)$$

Se toma como función de Lyapunov $V' = \frac{1}{2}s'^2$ y se toma la entrada, también al igual que para la primera ley, como:

$$u = -Nx \quad \text{con} \quad N = \begin{bmatrix} c & d \\ e & f \end{bmatrix}. \quad (3.26)$$

De esta manera se calcula la derivada de la función V' como:

Capítulo 3. Control Avanzado para SynRM

$$\dot{V}' = s\dot{s} = (A'x - 2\sqrt{m}) [h'(x)x + g'(x)u] \quad (3.27)$$

$$\dot{V}' = x^t A'^t [h'(x) - g'(x)N] x - 2\sqrt{m} [h'(x) - g'(x)N] x, \quad (3.28)$$

donde $A' = [1, -1]$. Se define el vector:

$$[h'(x) - g'(x)N] = \frac{1}{\alpha} [o, p] = \frac{1}{\alpha} \left[-\frac{R_s+c}{\beta_d} + \frac{wL_d\alpha+e}{\beta_q} \quad \frac{wL_q\alpha-d}{\beta_d} + \frac{R_s+f}{\beta_q} \right]. \quad (3.29)$$

Si ahora se sustituye en el cálculo de \dot{V}' se obtiene:

$$\dot{V}' = \frac{1}{\alpha} (ox_1^2 - px_2^2 + (p-o)x_1x_2 - 2\sqrt{m}ox_1 - 2\sqrt{m}px_2). \quad (3.30)$$

El objetivo es encontrar N tal que $\dot{V}' < 0$ para todo valor de x . La ecuación que deviene de igual a cero la función 3.30 tiene por soluciones dos rectas al igual que en el caso anterior. Una $x_2 = x_1 - 2\sqrt{m}$, la cual coincide con el lugar geométrico buscado, y la segunda $x_2 = \frac{-o}{p}x_1$.

Para el caso $x_1 - x_2 - 2\sqrt{m} > 0$, se debe tomar $o < 0$ y $p > 0$ de manera que no se tenga cambio de signo en la región de estudio.

Utilizando un razonamiento similar, para el caso $x_1 - x_2 - 2\sqrt{m} < 0$, si se toma $o > 0$ y $p < 0$ se consigue que el signo sea negativo para la región bajo estudio.

Resumiendo:

$$x_1 - x_2 - 2\sqrt{m} > 0 \quad ; \quad N | \{ o < 0 \ \& \ p > 0 \} \quad (3.31)$$

$$x_1 - x_2 - 2\sqrt{m} < 0 \quad ; \quad N | \{ o > 0 \ \& \ p < 0 \}. \quad (3.32)$$

3.3.3. Ley de Control Resultante

Hasta aquí se analizaron ambos casos por separado. Ahora se combinan las condiciones establecidas para cada control estableciendo cuatro situaciones de control para el sistema como se indica en la figura 3.7.

Cuadrante I

Situación: $s > 0$ y $s' > 0$. Condiciones: $o < 0$, $p > 0$, $k < 0$ y $l > 0$.

$$-\frac{R_s+c}{\beta_d} + \frac{wL_d\alpha+e}{\beta_q} < 0 \quad (3.33)$$

$$\frac{wL_q\alpha-d}{\beta_d} + \frac{R_s+f}{\beta_q} > 0 \quad (3.34)$$

$$-z\frac{R_s+c}{\beta_d} + \frac{wL_d\alpha+e}{\beta_q} < 0 \quad (3.35)$$

$$z\frac{wL_q\alpha-d}{\beta_d} + \frac{f+R_s}{\beta_q} > 0 \quad (3.36)$$

Cuadrante II

Situación: $s > 0$ y $s' < 0$. Condiciones: $o > 0$, $p < 0$, $k < 0$ y $l > 0$.

$$-\frac{R_s + c}{\beta_d} + \frac{wL_d\alpha + e}{\beta_q} > 0 \quad (3.37)$$

$$\frac{wL_q\alpha - d}{\beta_d} + \frac{R_s + f}{\beta_q} < 0 \quad (3.38)$$

$$-z\frac{R_s + c}{\beta_d} + \frac{wL_d\alpha + e}{\beta_q} < 0 \quad (3.39)$$

$$z\frac{wL_q\alpha - d}{\beta_d} + \frac{f + R_s}{\beta_q} > 0 \quad (3.40)$$

Cuadrante III

Situación: $s < 0$ y $s' < 0$. Condiciones: $o > 0$, $p < 0$, $k > 0$ y $l < 0$.

$$-\frac{R_s + c}{\beta_d} + \frac{wL_d\alpha + e}{\beta_q} > 0 \quad (3.41)$$

$$\frac{wL_q\alpha - d}{\beta_d} + \frac{R_s + f}{\beta_q} < 0 \quad (3.42)$$

$$-z\frac{R_s + c}{\beta_d} + \frac{wL_d\alpha + e}{\beta_q} > 0 \quad (3.43)$$

$$z\frac{wL_q\alpha - d}{\beta_d} + \frac{f + R_s}{\beta_q} < 0 \quad (3.44)$$

Cuadrante IV

Situación: $s < 0$ y $s' > 0$. Condiciones: $o < 0$, $p > 0$, $k > 0$ y $l < 0$.

$$-\frac{R_s + c}{\beta_d} + \frac{wL_d\alpha + e}{\beta_q} < 0 \quad (3.45)$$

$$\frac{wL_q\alpha - d}{\beta_d} + \frac{R_s + f}{\beta_q} > 0 \quad (3.46)$$

$$-z\frac{R_s + c}{\beta_d} + \frac{wL_d\alpha + e}{\beta_q} > 0 \quad (3.47)$$

$$z\frac{wL_q\alpha - d}{\beta_d} + \frac{f + R_s}{\beta_q} < 0 \quad (3.48)$$

Las condiciones establecidas son absolutamente genéricas y arbitrarias, de manera que la única condición establecida es la convergencia del sistema. Pero resta estudiar la robustez frente a apartamientos o perturbaciones, o la velocidad de convergencia. Tampoco se han impuesto límites sobre las entradas o las variables de estado. En esta situación, las soluciones posibles (si existen) para cada cuadrante

Capítulo 3. Control Avanzado para SynRM

son infinitas. En lo siguiente resta establecer límites para los parámetros, entradas y variables de estado, y establecer objetivos para el control de manera de elegir entre las posibles soluciones la más adecuada a los objetivos.

3.4. Ajuste Particular

En esta instancia se dan límites para los parámetros y variables del sistema, y luego se establece un criterio para la selección de las matrices antes encontradas. Luego se presentan algunas simulaciones para validar el ajuste.

3.4.1. Criterios

Se detallan a continuación los criterios necesarios para completar un ajuste de la ley de control.

Límites para los parámetros y sus incertidumbres

Para esta primera instancia se consideran todos los parámetros en condiciones nominales y conocidos, a excepción del parámetro L_d por ser el de mayor trascendencia para el desempeño de la máquina.

w : se considera que w puede tomar valores entre 0 y $2\pi \frac{f}{p} \times 2$. Tal que la máquina puede controlarse desde velocidad nula, hasta 2 veces la velocidad nominal.

R_s : conocido.

R_c : conocido.

L_d : conocido en la zona lineal, baja con la saturación. $L_d \in (L_q, L_{d_{nom}})$

L_q : conocido, se considera que no satura.

β_d conocido en la zona lineal (igual a L_d), baja con la saturación. $\beta_d \in (L_q, L_{d_{nom}})$

β_q : conocido e igual a L_q .

Por otro lado las variables eléctricas están acotadas como sigue.

Corrientes: $|I_{dq}| \leq |I_n|$ en régimen permanente y $|I_{dq}| \leq 4|I_n|$ en forma transitoria.

Voltajes: $|V_{dq}| \leq |V_n| = U_n \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ en cualquier caso.

3.4.2. Tuning

Si se observa la "Ley de Control Resultante" obtenida en la sección 3.3.3, se tiene que las condiciones alcanzadas son muy genéricas, donde se condicionan a las expresiones a ser mayor o menor que 0. El problema a resolver es cuán mayor o menor que 0 deben ser estas expresiones. Y en segundo lugar, qué sucede cuando los parámetros no están en sus valores nominales, lo que corresponde a un caso típico de robustez en el control

Volviendo a las expresiones de \dot{V} y \dot{V}' se pueden extraer algunas conclusiones.

Problema de Convergencia

Para resolver el primer problema planteado, conviene volver a las expresiones de \dot{V} y \dot{V}' donde se pueden extraer algunas conclusiones.

Primera Ley de Control Para este primer caso, utilizando algunas herramientas gráficas es inmediato observar que, los valores de $|l|$ y $|k|$ están relacionados con $|\dot{V}|$. De esta manera, una primera idea es elegir la cota para l tal que esté directamente relacionada con el valor de s . Es así que cuando el sistema está lejos de la superficie se aumenta la velocidad de convergencia, y cuando el sistema se acerca se disminuye. Adicionalmente, debido a la variación de los parámetros se define una cota mínima δ . Se define $\Delta = \max\{|s|, \delta\}$ y se establecen los criterios $l = \Delta$ y $k = -\Delta$ para los cuadrantes I y II, y $l = -\Delta$ y $k = \Delta$ para los cuadrantes III y IV.

Segunda Ley de Control Al igual que antes, utilizando algunas herramientas gráficas es inmediato observar que, los valores de $|o|$ y $|p|$ están relacionados con $|\dot{V}'|$. Siguiendo el razonamiento, se relacionan las cotas de o y p con el valor de s' . Es así que cuando el sistema está lejos de la superficie se aumenta la velocidad de convergencia, y cuando el sistema se acerca se disminuye. Adicionalmente, debido a la variación de los parámetros se define una cota mínima δ' . Se define $\Delta' = \max\{|s'|, \delta'\}$ y se establece los criterios $o = -\Delta'$ y $p = \Delta'$ para los cuadrantes I y IV, y $o = \Delta'$ y $p = -\Delta'$ para los cuadrantes II y III.

Problema de Robustez

Para el problema de robustez del sistema de control, la idea es encontrar los "peores casos" para cada expresión de manera de elegir los elementos de la matriz N tal que el sistema se mantenga controlado. Entonces, partiendo de las condiciones alcanzadas para el caso general, se estudia cada caso por cuadrante.

Para las deducciones que sigue se debe tener en cuenta que se trata una solución particular de las infinitas que existen. Sobre la notación: \bar{x} significa valor nominal de x , \hat{x} significa valor máximo de x y \check{x} significa valor mínimo de x .

Capítulo 3. Control Avanzado para SynRM

Cuadrante I Se toma $d = w\bar{L}_q\alpha$ y se calcula f tal que:

$$f = \beta_q \cdot \max\{\Delta, \Delta'\} - Rs. \quad (3.49)$$

Luego se toma $c = -Rs$ y se calcula e tal que:

$$e = -\beta_q \cdot \max\{\Delta, \Delta'\} - w\hat{L}_d\alpha. \quad (3.50)$$

Cuadrante II Se toma $f = -Rs$ y se calcula d tal que:

$$d = wL_q\alpha - \min\left\{-\Delta', \frac{\Delta}{z}\right\} \hat{\beta}_d. \quad (3.51)$$

Luego se toma $-w\bar{L}_d\alpha$ y se calcula c tal que:

$$c = \min\left\{\left(\frac{w\check{L}_d\alpha + e}{\beta_q} - \Delta'\right) \hat{\beta}_d - Rs, \left(\frac{w\hat{L}_d\alpha + e}{\beta_q} + \Delta\right) \frac{\hat{\beta}_d}{z} - Rs\right\}. \quad (3.52)$$

Cuadrante III Se toma $d = wL_q\alpha$ y se calcula f tal que:

$$f = -\beta_q \cdot \max\{\Delta, \Delta'\} - Rs. \quad (3.53)$$

Luego se toma $c = -Rs$ y se calcula e tal que:

$$e = \beta_q \cdot \max\{\Delta, \Delta'\} - w\check{L}_d\alpha. \quad (3.54)$$

Cuadrante IV Se toma $f = -Rs$ y se calcula d tal que:

$$d = -\hat{\beta}_d \cdot \max\left\{\Delta', \frac{\Delta}{z}\right\} + wL_q\alpha. \quad (3.55)$$

Luego se toma $e = -w\bar{L}_d\alpha$ y se calcula c tal que:

$$c = \min\left\{\left(\frac{w\check{L}_d\alpha + e}{\beta_q} - \Delta\right) \frac{\hat{\beta}_d}{z} - Rs, \left(\frac{w\hat{L}_d\alpha + e}{\beta_q} + \Delta'\right) \hat{\beta}_d - Rs\right\}. \quad (3.56)$$

Transición suave

Para este caso es necesario implementar una transición suave entre los distintos cuadrantes para evitar el excesivo chattering. Se propone el siguiente cálculo para N :

$$N = N_I \frac{1 + s_\epsilon}{2} \frac{1 + s'_\epsilon}{2} + N_{II} \frac{1 + s_\epsilon}{2} \frac{1 - s'_\epsilon}{2} + N_{III} \frac{1 - s_\epsilon}{2} \frac{1 - s'_\epsilon}{2} + N_{IV} \frac{1 - s_\epsilon}{2} \frac{1 + s'_\epsilon}{2}, \quad (3.57)$$

donde $s_\epsilon = \text{sat}(s/\epsilon)$, $s'_\epsilon = \text{sat}(s'/\epsilon')$ y N_I , N_{II} , N_{III} y N_{IV} representan a la matriz N para el cuadrante I, II, III y IV respectivamente.

3.5. Simulaciones

Se corren simulaciones del sistema completo para escalones ascendentes y descendentes de viento.

3.5.1. Implementación

La implementación del sistema dinámico, junto con el sistema de control propuesto, se realiza por completo en MatLab, evitando el uso del Simulink por razones de performance.

Palas Como se introdujo en el capítulo 2 la transferencia de las palas viene dado por $C_p(\beta, \lambda)$, una función escalar que describe que porción de la energía contenida en el viento a velocidad v es transferida al eje que rota a velocidad w y sus palas tienen un ángulo de ataque β . Recuérdese la figura 2.7 donde se presentaban las curvas que representan el comportamiento de la función. Las características de las palas implementadas son, al igual que antes:

- $P_{wt} = P_n = 5HP$, potencia nominal de la turbina para una velocidad de viento v_n .
- $v_n = 12m/s$, velocidad nominal de viento.
- $\rho = 1,18kg/m^3$, densidad del aire.
- $C_{p_{max}} = 0,4$, valor máximo del coeficiente de eficiencia para $\beta = 0$.
- $A = 9,3794m^2$, área barrida por las palas, calculada tal que la turbina entregue P_{wt} a velocidad de viento v_n .
- $R = 1,7279m$, radio de las palas, calculado en función del área.

Solido En el caso de la dinámica del solido, simplemente se implementó la ecuación diferencial que lo gobierna, para un momento de inercia $J = 0,2kg \cdot m^2$ y sin rozamiento. Este momento de inercia representa tanto las palas, como el eje, como la máquina.

Generador La máquina se implementa mediante las ecuaciones diferenciales para el modelo completo que fue presentado en el capítulo 1, siempre trabajando en coordenadas dq . Al igual que antes, los valores nominales son:

- $V_n = 170VAC$
- $f_n = 60Hz$
- $P_n = 5HP$
- $p = 4$

Capítulo 3. Control Avanzado para SynRM

- $\cos \phi = 0,7$
- $R_s = 0,232\Omega$
- $R_c = 280\Omega$
- $L_d = 43mH$
- $L_q = 3,5mH$.

Sistema de Control Para el control de la máquina, se implementó el doble control deslizante desarrollado en la sección 3.3 y con los ajustes explicados más arriba. Como segundo nivel de control se implementó el control de z y de m . Para z se fijó $\theta = -\pi/4$, mientras que m se ajusta siguiendo la consigna de par utilizando un PI de constantes $K_p = 10$ y $K_i = 10$. La consigna de par sigue lo propuesto en el capítulo 2 de manera de seguir el máximo C_p . Se recuerda:

$$\tau_g = Kw^2, \quad (3.58)$$

donde

$$K = \frac{1}{2}\rho AR^3 \frac{C_{pmax}}{\lambda_*^3}, \quad (3.59)$$

donde λ_* es el valor al cual se alcanza el máximo de C_p .

3.5.2. Escalón ascendente

Para comenzar con las simulaciones se somete al sistema a un escalón en la velocidad de viento partiendo de una condición de régimen ($3m/s$) hasta alcanzar una nueva condición de régimen $10m/s$.

Respuesta Mecánica

En la figura 3.8 se observa la respuesta del sistema para la situación de estudio. Frente al escalón en la velocidad del viento, el sistema entra en una situación de transición donde los pares y la velocidad de giro evolucionan hasta nuevos valores de régimen permanente. El SP para el par generador sigue la evolución de la velocidad como ya se explicó y el par real persigue este SP de manera aceptable y convergiendo rápidamente. Por último observese como el par generador evoluciona de manera particular donde un primer cambio discreto se observa en $t = 50s$ debido al salto en la velocidad de viento y luego la evolución esta relacionada con al velocidad de giro w , todo esto debido a la función $C_p(\beta, \lambda)$.

Para completar el análisis mecánico es de interés observar la evolución del punto de trabajo de la turbina eólica en función de sus curvas de potencia. En la figura 3.9 se observa como el sistema evoluciona desde el punto optimo para $v = 3m/s$ al punto optimo para $v = 10m/s$, comportamiento acorde a lo esperado dada la ley de control para el SP de par elegida.

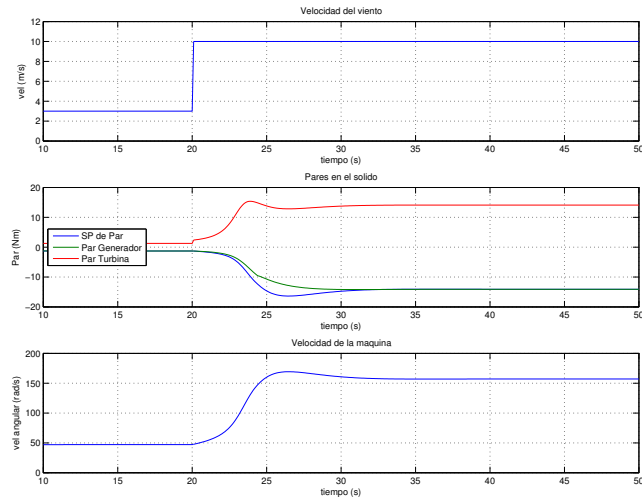


Figura 3.8: Respuesta mecánica frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica con generador SynRM

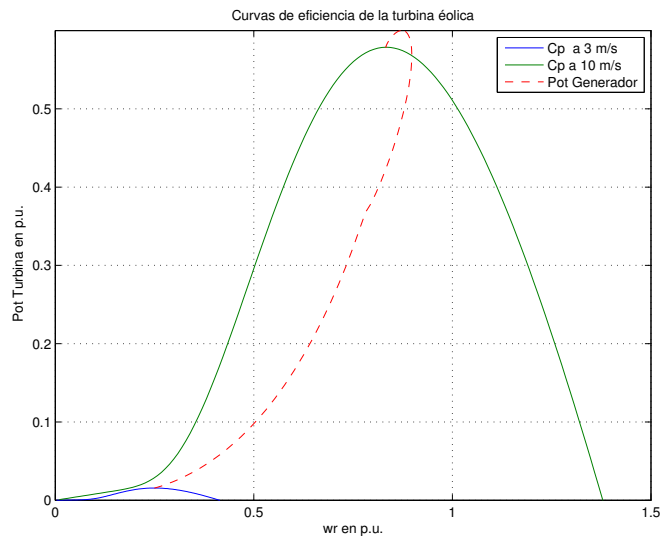


Figura 3.9: Respuesta potencia mecánica frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica con generador SynRM

Respuesta Eléctrica

En la figura 3.10 se tiene la respuesta eléctrica del sistema. Todas las variables eléctricas siguen el comportamiento esperado donde la tensión dominante esta sobre el eje q y las corrientes se mantienen iguales en módulo como era objetivo del control diseñado. La transición, tanto para las corrientes, como para las tensiones se produce de una manera muy suave sin comportamientos notables.

Capítulo 3. Control Avanzado para SynRM

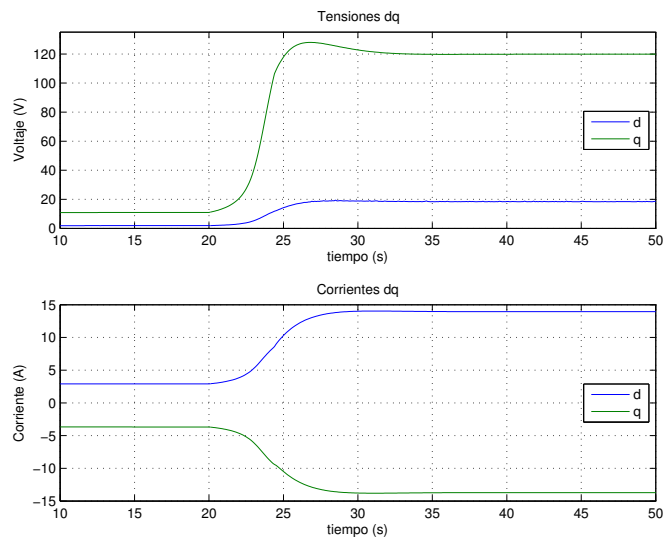


Figura 3.10: Respuesta eléctrica frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica con generador SynRM

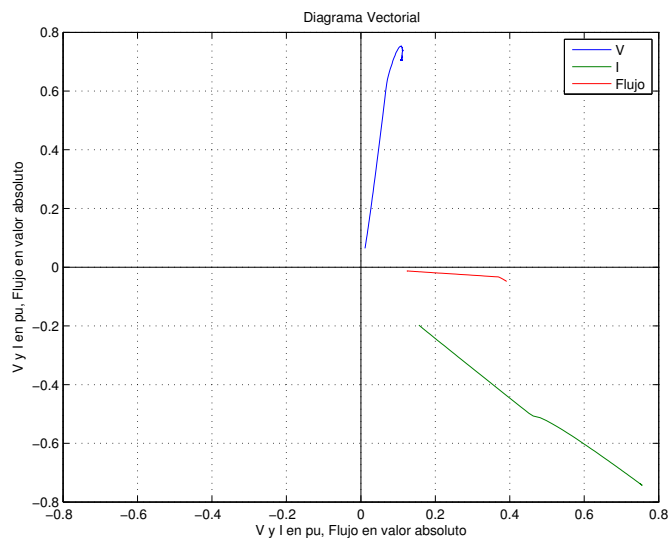


Figura 3.11: Diagrama vectorial frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica con generador SynRM

Observar el comportamiento eléctrico en un diagrama vectorial es de interés para completar el análisis. En la figura 3.11 se tiene dicho diagrama, donde lo más destacable es observar como todas las variables se encuentran en los cuadrantes esperados y guardando una posición relativa entre ellas como también se estudió antes. La corriente se mantiene, casi perfecto, sobre la recta $i_q = -i_d$ como es el objetivo. Por otro lado, el diagrama añade la información del flujo magnético

en la máquina donde se observa claramente el predominio del flujo sobre el eje d como corresponde a este tipo de máquinas

Respuesta en Potencia

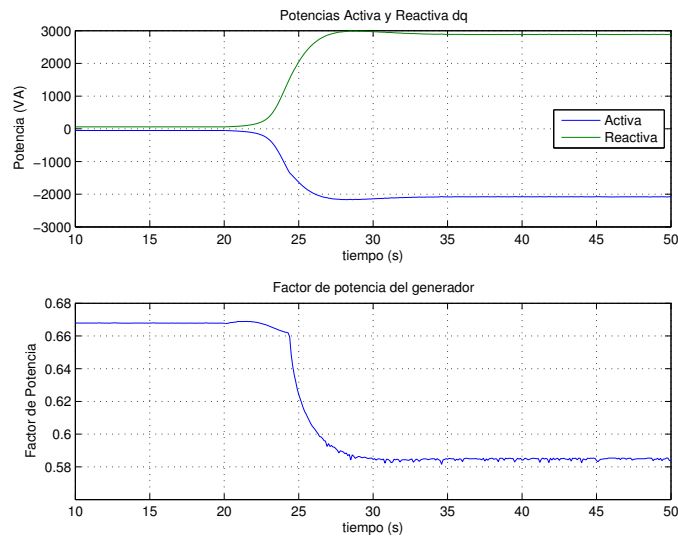


Figura 3.12: Respuesta en potencia frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica con generador SynRM

Para completar el análisis es de interés observar el comportamiento de la potencia activa generada, la potencia reactiva consumida y el factor de potencia. En la figura 3.12 se observa esta evolución. La potencia activa, que aparece representada con valores negativos para indicar su condición de ser generada por la máquina, aumenta en módulo con el aumento de la velocidad del viento como era esperado. Pero también la reactiva sufre un importante aumento conforme aumenta la potencia activa por lo que finalmente el factor de potencia no sufre una evolución muy notable en régimen permanente. Finalmente observar que el factor de potencia es muy deficiente, como también había sido previsto para este tipo de generador.

3.5.3. Escalón descendente

Como segundo paso para las simulaciones se somete al sistema a un escalón descendente en la velocidad de viento partiendo de una condición de régimen ($10m/s$) hasta alcanzar una nueva condición de régimen $3m/s$.

Respuesta Mecánica

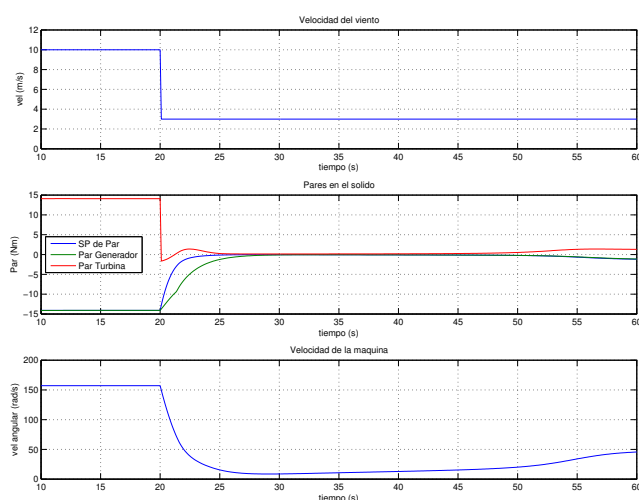


Figura 3.13: Respuesta mecánica frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica con generador SynRM

En la figura 2.13 se observa la respuesta del sistema para la situación de estudio. Como se puede observar la evolución de las variables es diferente al caso de escalón ascendente. Para el par de la turbina se aprecia como frente al escalón en la velocidad del viento, el par no solo disminuye, sino que, se hace negativo transitoriamente, esto es debido a la forma de las función C_p . Como se observa en la figura 2.5 si λ aumenta lo suficiente la transferencia se vuelve negativa, y esto es exactamente lo que esta sucediendo. Luego al disminuir la velocidad w , λ disminuye y el par se vuelve positivo nuevamente. Este par negativo junto con el par del generador producen una disminución de la velocidad muy abrupta lo que resulta en una evolución para la velocidad w diferente al caso de escalón ascendente y de hecho el tiempo necesario para llegar al nuevo régimen es mayor que para el caso de escalón ascendente. Para completar el análisis, se observa que el par generador persigue razonablemente el SP impuesto.

Al igual que para el caso de escalón ascendente, se observa la evolución del par mecánico en la máquina durante la transición. En la figura 3.9 se observan las curvas de C_p para la velocidad inicial y final del viento y en rojo se tiene la potencia mecánica en el generador. Una vez más el sistema evoluciona desde el punto optimo para $v = 10m/s$ al punto optimo para $v = 3m/s$.

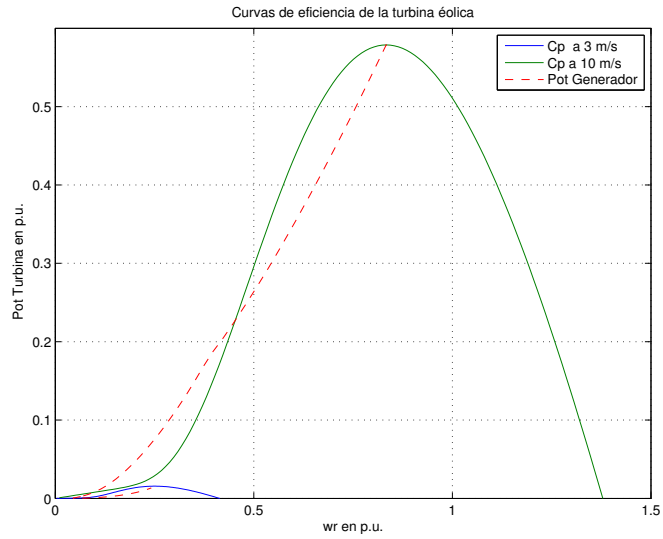


Figura 3.14: Respuesta potencia mecánica frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica con generador SynRM

Respuesta Eléctrica

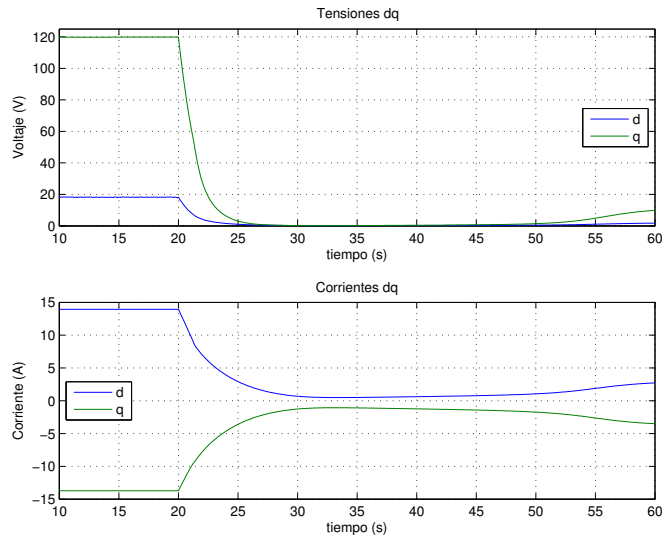


Figura 3.15: Respuesta eléctrica frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica con generador SynRM

En la figura 2.15 se tiene la respuesta eléctrica del sistema. Partiendo de un estado de régimen se produce una evolución hasta un nuevo estado de régimen donde la evolución se puede asociar a un sistema de segundo orden por la forma adoptada. Al igual que para el caso de escalón ascendente los valores están en lo

Capítulo 3. Control Avanzado para SynRM

previsto, los cuales disminuyen conforme disminuye el viento y por ende la potencia generada.

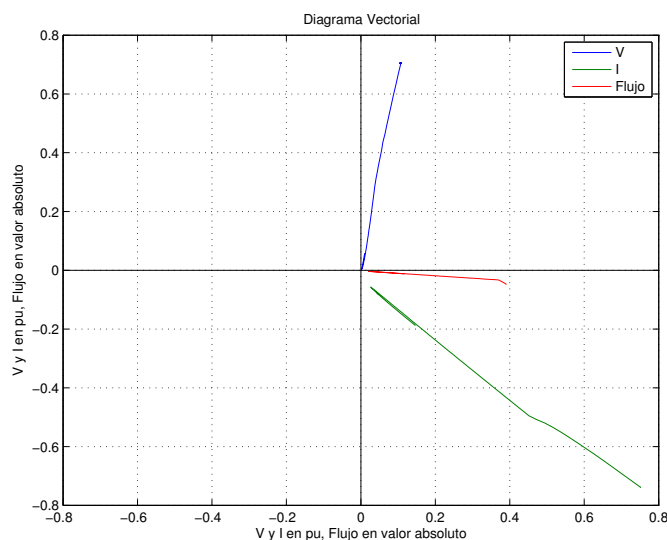


Figura 3.16: Digrama vectorial frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica con generador SynRM

Al igual que en el caso anterior, en la figura 3.16 se tiene el diagrama vectorial y su evolución para el caso de estudio. Una vez más los vectores de tensión, corriente y flujo están en los cuadrantes esperados. Si se compara con el caso de escalón ascendente se aprecia que la evolución es muy similar por lo que se concluye que el sistema evoluciona por camino similares en un sentido y en el otro, pero en tiempos diferentes como se observa en las gráficas en función del tiempo.

Respuesta en Potencia

Para terminar el análisis en la figura 3.17 se observa el comportamiento del sistema del punto de vista de las potencias y el factor de potencia. Los estados de régimen permanente son iguales que para el caso de escalón ascendente como debe ser. Pero la evolución transitoria tiene un comportamiento sensiblemente diferente con una pendiente inicial mucho más pronunciada y luego pasa un etapa donde la potencia activa y reactiva prácticamente se anulan. El factor de potencia es siempre muy deficiente pero en forma transitoria su disminución es drástica, pero no hay que perder de vista que esto corresponde a valores de corriente bajos. Finalmente observar que mientras la velocidad del viento cae a la tercera parte, la potencia generada cae cincuenta veces, esto debido a la fuerte no linealidad entre la velocidad del viento y la potencia generada.

3.5. Simulaciones

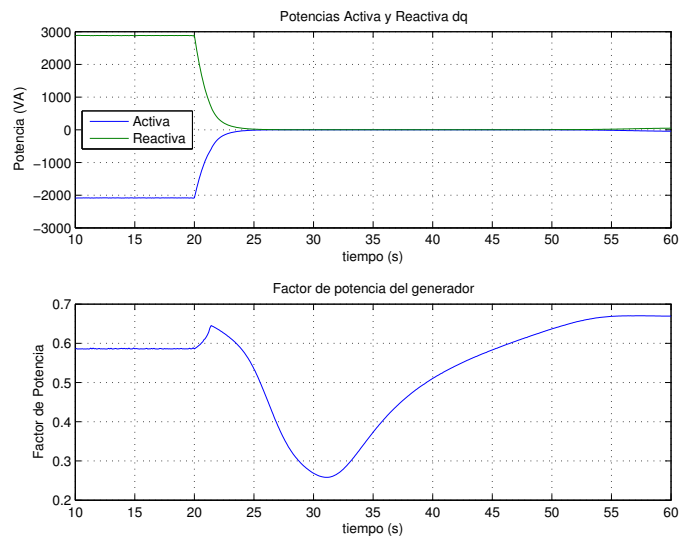


Figura 3.17: Respuesta en potencia frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica con generador SynRM

3.6. Resumen

Este capítulo se ha encargado de avanzar sobre el sistema de control para la máquina de reluctancia de manera de obtener un mejor desempeño y tener el control de la misma con mejor precisión. También se desarrolló el comportamiento de la máquina considerando la saturación de su núcleo, lo que representa la no linealidad más importante. En esta nueva situación se estudió como varía el comportamiento de la máquina en régimen permanente y en particular su punto óptimo de trabajo. En especial se observó que ahora $\theta = -\pi/4$ ya no es óptimo para toda corriente sino que aumenta en módulo conforme se aumenta la corriente.

En vistas a la nueva situación se propone un nuevo sistema de control llamado Control Deslizante Doble, que busca controlar de manera eficiente el generador con un encare diferente. El sistema busca atender los problemas de robustez que se presentan frente a la saturación de las inductancias y otras posibles incertidumbres. Por otro lado, también prevé la manera de atender la variación del punto óptimo de trabajo con el módulo de la corriente. Esto último aun no implementado será abordado más adelante.

Ahora, con un generador mejor modelado y un sistema de control más complejo, se repiten las simulaciones de antes para estudiar la nueva performance. En estas nuevas simulaciones se aprecian las influencias de la no linealidad del motor y de la transferencia de energía producida en las palas de la turbina. Lo más importante de estas simulaciones es atender los problemas de control que habrá que resolver para obtener un sistema más eficiente. En primer lugar perseguir el punto de máximo torque del generador, luego observar que la variable m debe ser controlada con mayor complejidad que un simple PI si se quiere conseguir una respuesta transitoria óptima. Y por último, estudiar que sucede cuando la función C_p no se conoce con precisión y cual es la manera óptima de responder frente a un cambio en la velocidad de viento incidente.

Capítulo 4

Ajustes Finales

Luego de la implementación del sistema de control incluido en el capítulo anterior, en el presente capítulo se desarrollan los ajustes necesarios para obtener un desempeño óptimo en función de la aplicación particular que se quiere atender. Algunos aspectos se centraron sobre el desempeño de la máquina y otros estarán relacionados con la transferencia de energía desde el viento hacia el aerogenerador. Finalmente se combinan todas las mejoras propuestas para alcanzar un sistema de control definitivo. Estos ajustes finales logran mejorar sustancialmente la respuesta de la máquina, como así también llevar la máquina y la turbina eólica a su punto de trabajo óptimo por medio de técnicas de búsqueda de extremo.

4.1. Respuesta en el Par de Máquina

En las simulaciones del capítulo 3 se observa que el par de la máquina sigue al SP (Set Point) de Par con algunas dificultades. En especial se observa lo que parece ser una respuesta lenta del sistema. Esto de alguna manera llama la atención ya que el par esta asociado a constante de tiempo eléctricas (muy rápidas) y el SP de Par esta asociado a constantes de tiempo mecánicas (muy lentas).

Lo que sucede en la practica es que el PI encargado de manejar el valor de m para seguir el SP de Par debe ser muy lento. El origen de este ajuste esta en el sistema de control implementado. En la implementación que se tiene hasta este punto, se esta permitido una gran variación sobre los parámetros de la máquina. El más importante refiere a la inductancia L_d la cual varia fuertemente dependiendo del punto de trabajo.

Esta gran libertad en los parámetros paga el costo con un sistema que no puede reaccionar rápidamente si se quiere mantenerse controlado.

4.1.1. Estimar L_d

El parámetro más relevante en el sistema de control, debido a su variación, es la inductancia L_d , como se indicó antes. Por lo que intentar estimar su valor es de gran interés. En este punto surgen un par de aspectos a considerar, por un lado la

Capítulo 4. Ajustes Finales

estimación no es una tarea fácil, en especial si se quiere estimar con precisión. Por otro lado, si se desarrolla un sistema de control de manera de ser robusto frente a variaciones de los parámetros de la máquina, ya no es necesario estimar L_d con gran precisión.

La idea es simple: estimar los parámetros sin gran precisión es una tarea más o menos fácil, y por otro lado el sistema de control tolera incertidumbre en los parámetros. Así que se estima el valor de L_d de una manera simple y con gran incertidumbre, y se compensa esta incertidumbre con un sistema de control inmune a estas variaciones.

Para ser cuantitativo; en el sistema original el parámetros L_d puede tomar valores entre su valor nominal y un décimo de su valor nominal. Si por ejemplo, estimo el valor de L_d con un error del 20%, y se imponen estas nuevas restricciones al sistema de control, la respuesta del control de Par puede mejorar sustancialmente.

4.1.2. Método de estimación

Como no se requiere precisión en la estimación, se puede recurrir a un método simple y robusto. Para comenzar se recuerda el modelo eléctrico de la máquina de la figura 1.2 y las ecuaciones asociadas. Como primera simplificación se desprecian las pérdidas en el hierro tomando $R_c = \infty$. Luego se obtienen las ecuaciones en régimen permanente para la máquina como:

$$v_d = R_s i_d - L_q \omega i_q \quad (4.1)$$

$$v_q = R_s i_q + L_d \omega i_d. \quad (4.2)$$

De lo anterior es inmediato despejar:

$$L_q = \frac{R_s i_d - v_d}{\omega i_q} \quad (4.3)$$

$$L_d = \frac{v_q - R_s i_q}{\omega i_d}. \quad (4.4)$$

Como se observa también es posible estimar L_q de igual manera, pero por el momento el comportamiento de L_d es el de mayor interés.

La única dificultad de este método es manipular las señales adecuadamente de manera de trabajar con valores de régimen y no de transitorios. Para esto, el método más sencillo es tratar las señales con filtros pasa-bajo de manera de conservar solo la información asociada al régimen permanente, en la figura 4.1 se muestra una posible implementación, donde LPF representa un filtro pasa-bajo.

4.1.3. Evaluación del Método

Para sintonizar este sistema se debe observar nuevamente la figura 1.2. Para este circuito la frecuencia característica es de la forma R/L . Al desacoplar ambos circuitos, las frecuencias características se calculan como:

4.1. Respuesta en el Par de Máquina

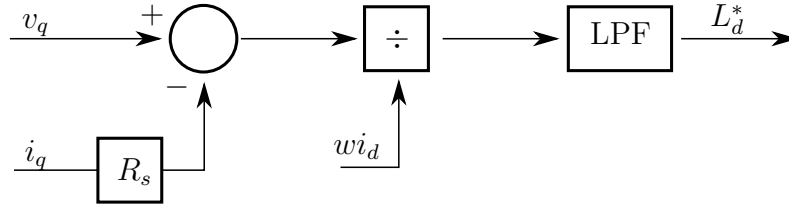


Figura 4.1: Esquema para estimación de L_d

$$w_d = \frac{R_s}{L_d} = 5,4 \text{ rad/s} \quad (4.5)$$

$$w_q = \frac{R_s}{L_q} = 66 \text{ rad/s.} \quad (4.6)$$

En primera instancia lo razonable sería sintonizar el filtro pasa-bajo por debajo de estas frecuencias de manera de asegurar el régimen. Pero esto puede implicar una respuesta muy lenta, y recordando que la precisión de la medida no es muy importante se puede ser menos exigente con el filtro. Más aun, si se observa con atención el sistema completo, se encuentra que la ley de control para el par de la máquina depende de la velocidad angular del sólido. Este sólido tiene una constante de tiempo lenta, algunos segundos, por lo que el sistema tiene un pasa-bajo natural que implica que las variaciones de corriente sean lentas en relación con las constantes de tiempo asociadas a L_d y L_q .

Luego de algunos ajustes se implementa el filtro para una frecuencia de corte $w_c = 5 \text{ rad/s}$. Para evaluar su desempeño, se simula el sistema para una velocidad de viento de pendiente constante de manera de barrer todo el espectro de trabajo.

En la figura 4.2 se tienen los resultados de la simulación. En el gráfico superior se compara el valor de L_d estimado (L_d^*) según se indicó, con el valor de L_d calculado a partir del modelo. Las diferencias son casi imperceptibles como se puede apreciar. En el gráfico inferior, es una más interesante, porque se compara el cálculo del par de la máquina de dos maneras, siendo:

$$T_e = \frac{3p}{2} \{ \lambda_{ds}^r i_{qs}^r - \lambda_{qs}^r i_{ds}^r \} \quad (4.7)$$

$$T_e = \frac{3p}{2} \{ (L_d - L_q) i_d i_q \}. \quad (4.8)$$

El primer caso corresponde a un cálculo exacto pero depende de conocer parámetros que usualmente no están disponibles. El segundo caso se puede calcular con buena aproximación con variables fácilmente medibles. Volviendo al gráfico, se observa que la diferencia entre ambos cálculos es despreciable, lo que finalmente valida la técnica para estimar L_d .

Aunque no se incluyen aquí, otras simulaciones evaluando la respuesta frente a un escalón para esta técnica fueron realizadas obteniéndose de igual manera resultados satisfactorios.

Capítulo 4. Ajustes Finales

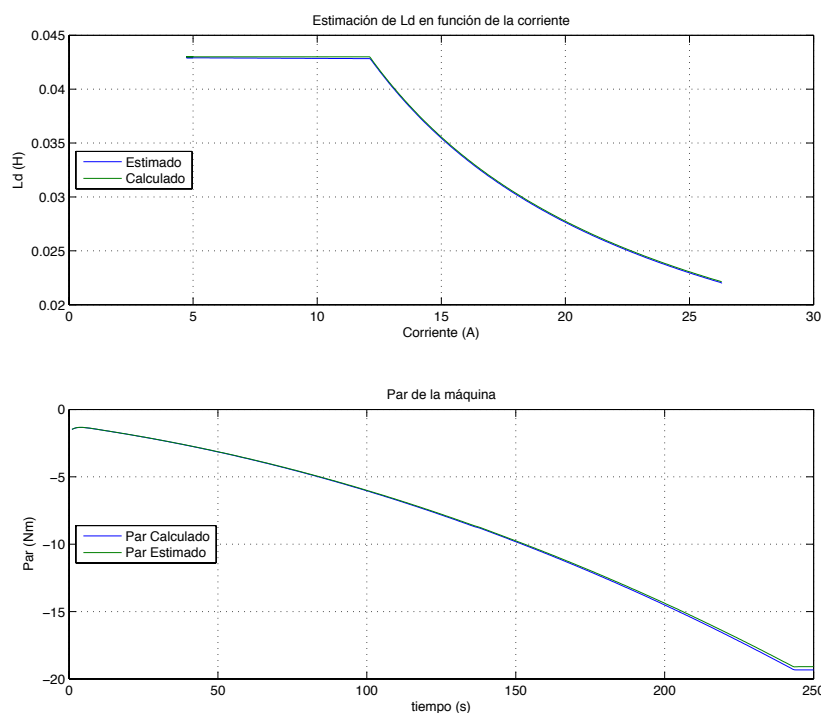


Figura 4.2: Estimación L_d^* en función de la corriente.

4.1.4. Implementación en el sistema de control

Ahora que se tiene el método para estimar L_d se debe modificar los algoritmos de control para aceptar esta nueva información. En la sección 3.4.2 se establecieron criterios para sintonizar la ley de control resultante, o lo que es equivalente, se estableció como calcular los valores de la matriz N . Si se vuelve por un momento a esa sección, se observa que aparecen algunos valores extremos en la solución. Estos valores extremos deben ser actualizados cada vez que se tiene un nuevo valor de L_d^* calculado, de esta manera, se tiene:

$$\bar{L}_d = L_d^* \quad (4.9)$$

$$\hat{L}_d = 1,2 \times L_d^* \quad (4.10)$$

$$\check{L}_d = 0,8 \times L_d^* \quad (4.11)$$

El resto del sistema permanece como antes. En el caso del PI que controla el par de la máquina, el mismo puede ser exigido de manera de seguir adecuadamente el SP de par requerido por el sistema.

Para corroborar el correcto funcionamiento de la nueva implementación, se simula un par de escalones de viento, como se realizó antes. Se comienza con el viento a 3 m/s para luego pasar a 10 m/s y finalmente volver a 3 m/s .

4.1. Respuesta en el Par de Máquina

Respuesta Mecánica

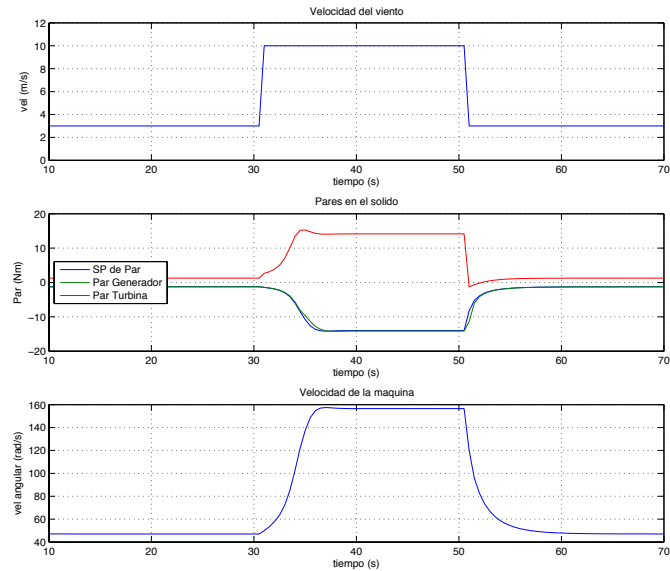


Figura 4.3: Sistema de control con estimación de L_d : Respuesta Mecánica.

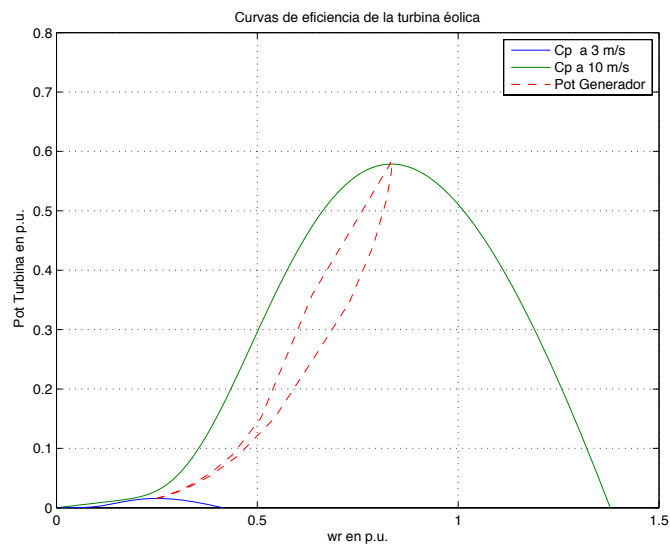


Figura 4.4: Sistema de control con estimación de L_d : Respuesta Potencia Mecánica.

En la figura 4.3 se tienen la respuesta mecánica del sistema en la nueva implementación. Si se compara con los casos anteriores es notoria la mejora obtenida en el seguimiento del SP de par. En este caso prácticamente no se aprecia el error. Como se explicó antes, esto se debe al aumento de las ganancias del PI permitidas por la estimación del parámetro L_d . Para completar el análisis, en la figura 4.4 se puede observar como el sistema transita entre los valores óptimos de trabajo de manera más directa aun que en los casos anteriores.

Capítulo 4. Ajustes Finales

Respuesta Eléctrica

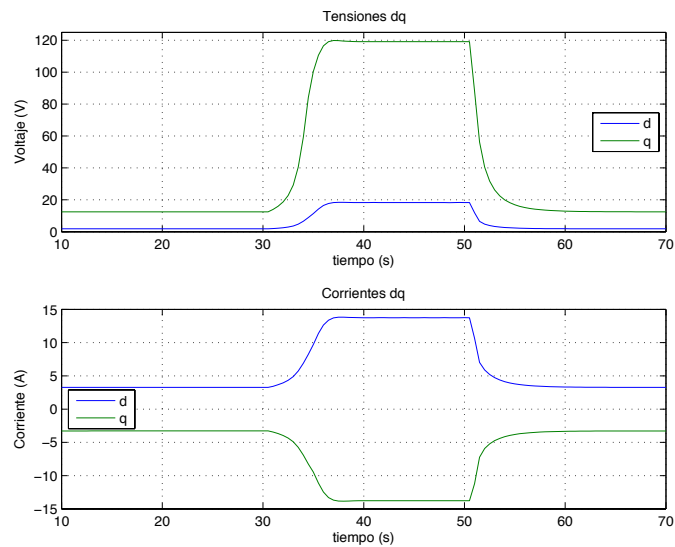


Figura 4.5: Sistema de control con estimación de L_d : Respuesta Eléctrica.

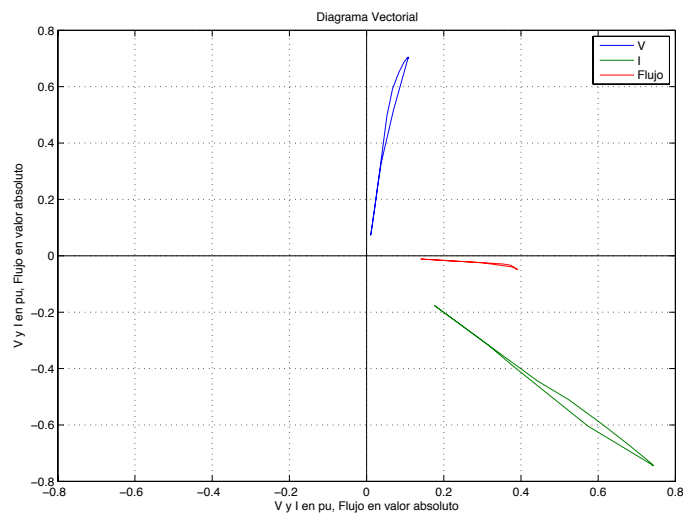


Figura 4.6: Sistema de control con estimación de L_d : Respuesta Eléctrica - Diagrama Vectorial.

La respuesta eléctrica no reviste mayores sorpresas, el andamiento de las distintas variables es muy suave y ajustado a la necesidad, sin presentar casi sobretiros a diferencia de lo que se observaba antes. En la figura 4.5 se observan las gráficas de voltaje y corriente del caso. Se complementa con la figura 4.6 donde se tiene el diagrama de vectores eléctricos involucrados y su evolución.

4.1. Respuesta en el Par de Máquina

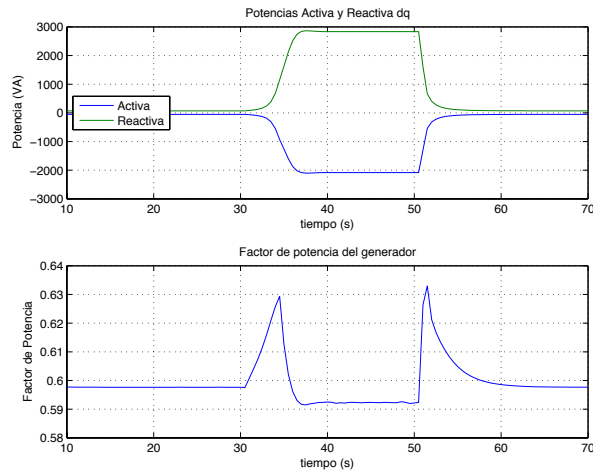


Figura 4.7: Sistema de control con estimación de L_d : Respuesta en Potencia.

Respuesta en Potencia

Se termina el análisis observando la respuesta en potencia del sistema. El comportamiento es muy similar al de antes, con la salvedad de unos picos en el factor de potencia, muy apreciables, que ocurren durante la transición. Estos picos no tienen mayor importancia ya que son muy notorios en términos relativos, pero no en términos absolutos.

4.2. Funcionamiento Óptimo de la Máquina

Otro frente a atacar refiere al punto de funcionamiento óptimo de la máquina. El punto óptimo se puede entender de distintas maneras, dependiendo del control que se implemente. En este caso, se entiende por óptimo el punto donde se alcanza el mayor Par por Ampere de corriente consumido por la máquina. En la sección 3.2.1 se había hecho notar que el ángulo θ para el cual se alcanza el máximo par por Ampere, dependía del módulo de la corriente, y esto se debía a la saturación del hierro de la máquina.

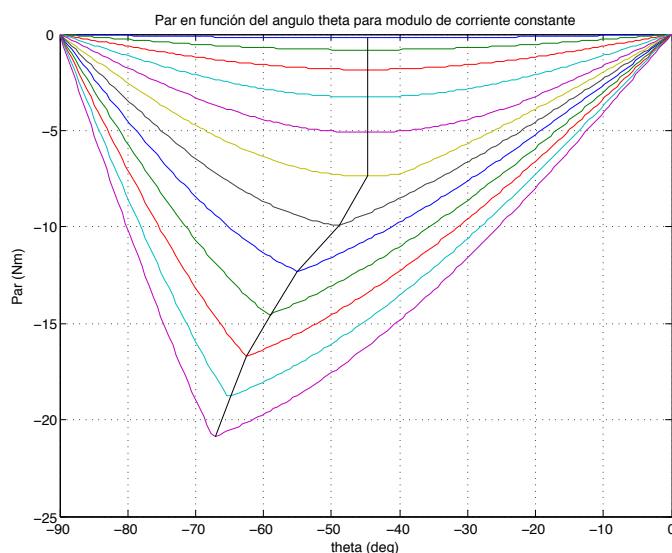


Figura 4.8: Curvas de Par para la máquina en zona generador para módulo de corriente constante

En la figura 4.8 se recuerda como es el andamiento del Par en función del ángulo θ y paramétrico con el módulo de la corriente. Una curva negra une los máximos y se aprecia que a medida que aumenta el módulo de la corriente, el ángulo se desplaza desde -45° hasta alcanzar casi unos -70° .

Obtener un modelo preciso de la máquina con todos sus parámetros debidamente ajustados no es un tarea fácil. Algunos son muy difíciles de medir o varían con la temperatura o presentan otras dificultades. Es así que predecir el θ óptimo de trabajo dado un nivel de corriente no es sencillo, o directamente impracticable.

De todas maneras, el tener un sistema de máximo tan bien definido anima a utilizar técnicas de búsqueda de máximos o *extremum seeking control* como suele llamarse en inglés. Existen diversas técnicas y algoritmos, pero una propuesta simple será suficiente para alcanzar el objetivo.

4.2. Funcionamiento Óptimo de la Máquina

4.2.1. Una primer colina

Antes de entrar en detalles de la implementación, unos comentarios sobre el sistema de búsqueda de máximo.

Extremum Seeking Control

La idea de búsqueda de máximo o extremo es sencilla. Dada una función $f(x)$ que tiene un extremo en un entorno de x , se suma a x una señal sinusoidal de alta frecuencia conocida $x + a \sin(\omega t)$. Observando la función $f(x + a \sin(\omega t))$ es posible concluir de que lado del extremo se encuentra x .

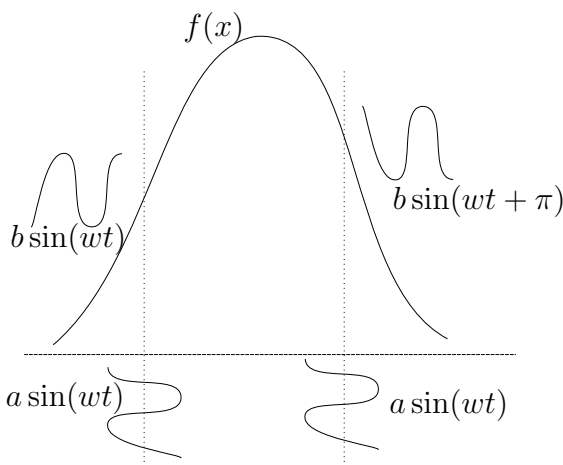


Figura 4.9: Esquema de Extremum Seeking Control

En la figura 4.9 se resume la idea. Como se observa el elemento determinante es la fase de la señal transformada. El éxito de la técnica radica en que también se puede filtrar la señal $f(x)$ de manera de solo quedarse con el efecto de la señal superpuesta $a \sin(\omega t)$. Luego que se tiene determinado de que lado del extremo se encuentra el proceso se debe manejar la variable de control de manera de aproximarse al extremo. La forma de manejar esta señal dependerá de la implementación elegida. Más detalles se pueden encontrar en la bibliografía [9].

Implementación

En primera instancia, la función a evaluar es de la forma T/I , pero medir el par puede tener sus dificultades o requerir de una medición indirecta. Conviene observar que el Par es $T = P/w_r$, entonces si $w_r = cte$ medir el par o la potencia es equivalente. La velocidad mecánica está asociada a la inercia del sistema por lo que sus constantes de tiempo son lentas, en términos relativos. Por otro lado, el ángulo θ puede ser manejado de manera casi arbitraria, con constantes de tiempo suficientemente rápidas como para considerar la velocidad mecánica constante. Resumiendo, a la señal θ se suma una senoide de la forma $r_\theta \sin(\omega_\theta t)$ y se evalúa la función $f(\theta) = P/I$. Como la función inyectada se conoce con precisión, es posible filtrar la función $f(\theta)$ para evaluar la respuesta mediante la descomposición de

Capítulo 4. Ajustes Finales

Fourier (FFT) [33] y quedándose solo con la frecuencia de trabajo w_θ . Luego de esto se compara la fase de la función inyectada con la función obtenida y en función de la diferencia se acciona.

La propuesta concreta consiste en restar las fases del armónico correspondiente a w_θ , de esa resta se obtiene un valor γ . Luego se toma el signo de la función $(\gamma - \pi/2)$, y finalmente este resultado alimenta un integrador de ganancia k_θ . En la figura 4.10 se resume el esquema implementado.

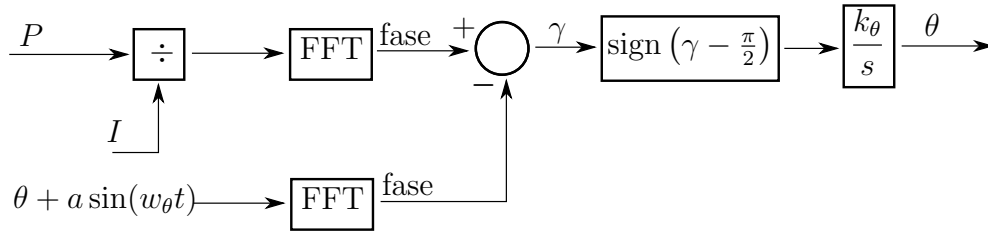


Figura 4.10: Esquema de Extremum Seeking Control para el Óptimo de la Máquina

4.2.2. Simulaciones

Algunas simulaciones ayudarán a validar la propuesta. Es así que se corren algunas situaciones que permitan representar las condiciones esperadas.

Tuning

Antes de simular, se debe establecer algunos parámetros de control. Según el esquema presentado se necesita determinar, la frecuencia y amplitud de la senoide inyectada (w_θ, a) y la ganancia del integrador k_θ .

Para elegir la senoide la consigna es tal que, su variación sea lo suficientemente rápida para no afectar la velocidad del sólido y su amplitud sea la menor posible mientras sea distinguible del ruido. Luego de algunas pruebas se establece:

$$a_\theta = \frac{\pi}{480} \quad (4.12)$$

$$w_\theta = \frac{2\pi}{0,32} \quad (4.13)$$

$$k_\theta = 0,01. \quad (4.14)$$

De todas maneras los ajustes dependerán de cada caso particular y deberán ser sintonizados adecuadamente.

Resultados

Como simulación general, se establece una rampa en la velocidad del viento, desde 3 m/s hasta 12 m/s de manera de cubrir todo el rango de trabajo. Se espera

4.2. Funcionamiento Óptimo de la Máquina

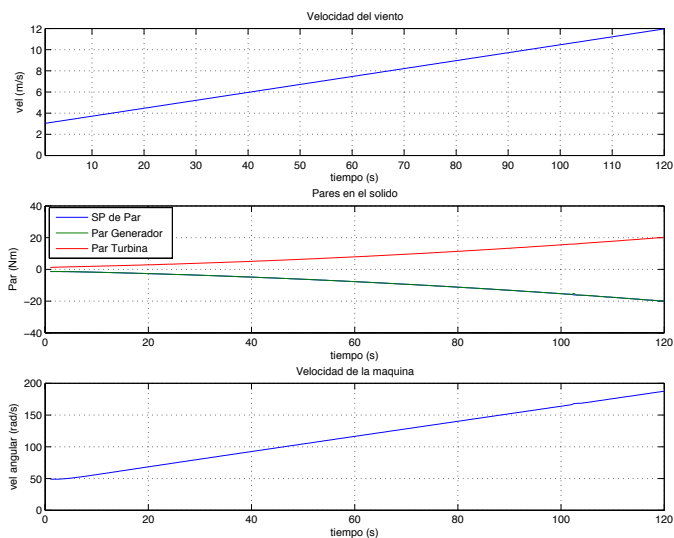


Figura 4.11: Máquina Óptima: Respuesta Mecánica

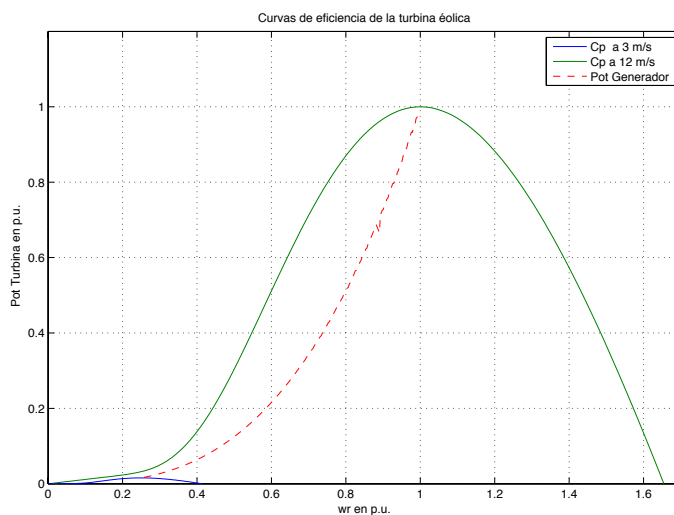


Figura 4.12: Máquina Óptima: Respuesta en Potencia Mecánica

que el generador se mantenga sobre el punto óptimo de trabajo en el correr de toda la rampa.

Para comenzar se presenta la figura 4.11 donde se tiene la respuesta mecánica del sistema. Como se observa el viento, recorre todas las velocidades indicadas y la velocidad de giro de la máquina acompaña este crecimiento. El par del generador sigue perfectamente la consigna, por lo que el comportamiento mecánico es ideal. Luego en la figura 4.12 es posible comprobar que el sistema recorrió el camino de máximo eficiencia eólica como era esperado.

Luego, la respuesta eléctrica tiene notorios cambios a lo obtenido hasta ahora. En la figura 4.13, las tensiones crecen con la velocidad del viento, pero este crecimiento ya no es uniforme como antes sino que sufre un cambio notorio en el

Capítulo 4. Ajustes Finales

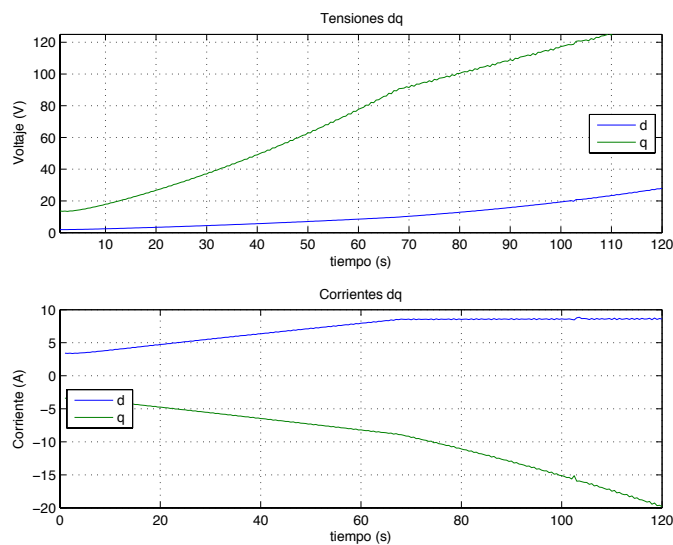


Figura 4.13: Máquina Óptima: Respuesta Eléctrica.

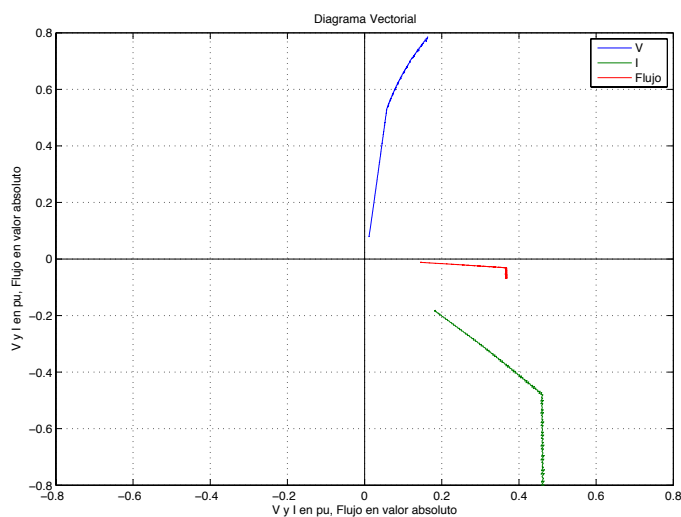


Figura 4.14: Máquina Óptima: Respuesta Eléctrica - Diagrama Vectorial.

crecimiento de v_q cerca de los 67 s correspondientes a unos 8 m/s. También las corrientes sufren un cambio notorio en el mismo instante, correspondiente al momento que i_d e i_q comienzan a separarse en módulo. Finalmente en la figura 4.14 se observa mejor como se mueven las variables eléctricas en el plano, corroborando el comportamiento antes descrito.

Para completar el análisis es interesante comparar la corriente obtenida de la simulación con los puntos óptimos de corriente calculados. En la figura 4.15 se tiene la corriente en el plano i_d i_q . En azul se marcan algunos puntos óptimos de funcionamiento del sistema que fueron calculados a partir del modelo exacto de la máquina. Luego en rojo se tienen el andamio de la corriente simulado, que desconoce el modelo exacto y simplemente se ajusta buscando el máximo, como se

4.2. Funcionamiento Óptimo de la Máquina

explicó antes. La corriente oscila alrededor del punto óptimo de funcionamiento manteniéndose siempre muy próximo, es claro el excelente desempeño de la técnica implementada, al menos en estas condiciones.

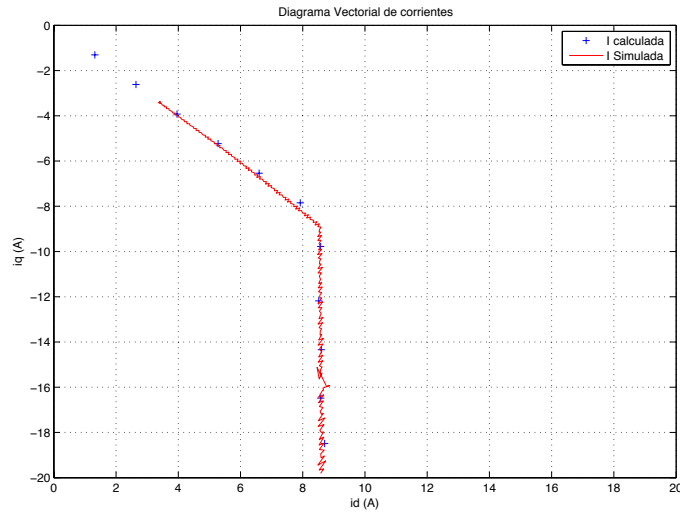


Figura 4.15: Máquina Óptima: Respuesta Eléctrica - Diagrama Vectorial de Corriente.

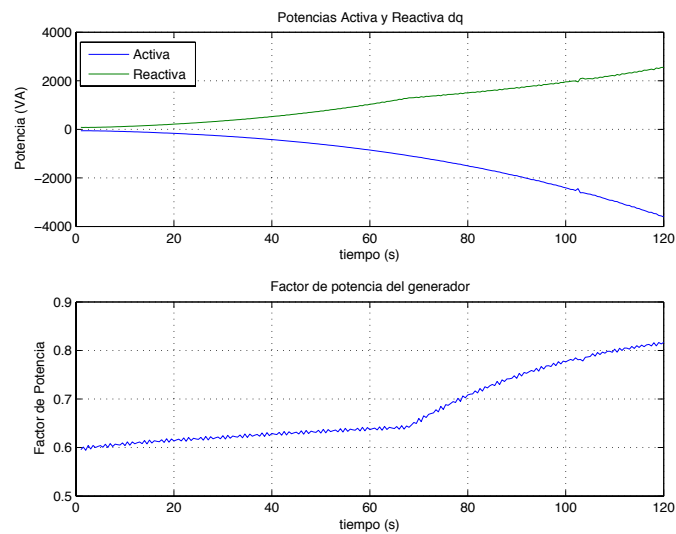


Figura 4.16: Máquina Óptima: Respuesta en Potencia

Para terminar, en la figura 4.16 se presentan los resultados en cuanto a la potencia generada y su factor de potencia. En primer lugar, la potencia activa tiene un crecimiento uniforme, lo que es esperable ya que la potencia depende en mayor medida de la velocidad del viento. Por otro lado la reactiva, y por ende, el factor de potencia se comportan un poco diferente. La técnica de maximizar el par por amper de corriente tiene una ventaja adicional sobre el consumo de reactiva.

Capítulo 4. Ajustes Finales

Como se puede comparar con los casos anteriores, el FP mejora conforme mejora la potencia generada, comportamiento contrario al que se tenía antes.

4.3. Transferencia Máxima de Potencia Eólica

Luego de tener ajustado el funcionamiento del generador, queda por optimizar la transferencia de energía desde el viento al eje rotativo. Esta conversión se produce en las palas, por lo cual será el tema de interés.

En la sección 2.2.1 se hizo una introducción sobre la transferencia de energía que se produce en las palas. Se describió que esta transferencia depende fundamentalmente de dos parámetros, λ y β (figura 2.2). Y que fijando β , el coeficiente de potencia C_p en función de λ tiene un máximo bien definido (figura 2.5).

Luego, en la sección 2.3.1 se estableció una consigna para el Par de la máquina de manera de alcanzar la máxima transferencia de energía $C_{p_{max}}$. La propuesta es muy adecuada y efectiva pero reviste un problema su implementación. Es muy difícil conocer con precisión la función $C_p(\lambda, \beta)$ de antemano, y más aun, factores externos como el desgaste o la suciedad, pueden alterar esta función en el tiempo. Si aparecen variaciones en la función C_p entonces la consigna de control ya no conduce al punto óptimo de funcionamiento de las palas, sino que, a algún punto en el entorno. Pese a poder sufrir alteraciones, la forma y características generales de la función $C_p(\lambda)$ no cambian, por lo que es tentador proponer un sistema de búsqueda de máximo al igual que en el caso anterior.

4.3.1. Una segunda colina

Para poder subir la segunda colina se utiliza la misma técnica que antes, descrita en la sección 4.2.1. Se recuerda que la dinámica del sólido involucrada es de la forma:

$$J\dot{w}_r = \tau_{aero} - \tau_g \quad (4.15)$$

$$\lambda = \frac{w_r R}{v}, \quad (4.16)$$

donde $P = \tau_{aero} w_r$ y τ_g es el par impuesto por el generador.

En la figura 4.17 se tienen las curvas de par (τ_{aero}) en función de la velocidad de giro y paramétrico con la velocidad del viento, una línea marca el funcionamiento óptimo del aerogenerador para λ_o , donde se evidencia que el óptimo no corresponde con el máximo par, ya que lo que se pretende maximizar es la potencia y no el par. Luego, en la figura 4.18 se tiene las mismas curvas expresadas en términos de potencia. Aquí si el punto óptimo coincide con la cresta de la función.

Finalmente si se combina la información de las figuras anteriores es posible obtener las C_p como indica la figura 4.19 donde no hay dependencia con la velocidad del viento, sino que están en función del parámetro λ . A efectos de este trabajo solo interesa la curva correspondiente a $\beta = 0$. Estas curvas son claramente no lineales y tienen una descripción un poco engorrosa, de todas maneras recordando la ley de control solo importa $C_{p_{max}}$ y el punto donde se produce λ_{nom} :

$$\tau_g = K w_r^2 \quad (4.17)$$

$$K = \frac{1}{2} \rho A R^3 \frac{C_{p_{max}}}{\lambda_{nom}^3}. \quad (4.18)$$

Capítulo 4. Ajustes Finales

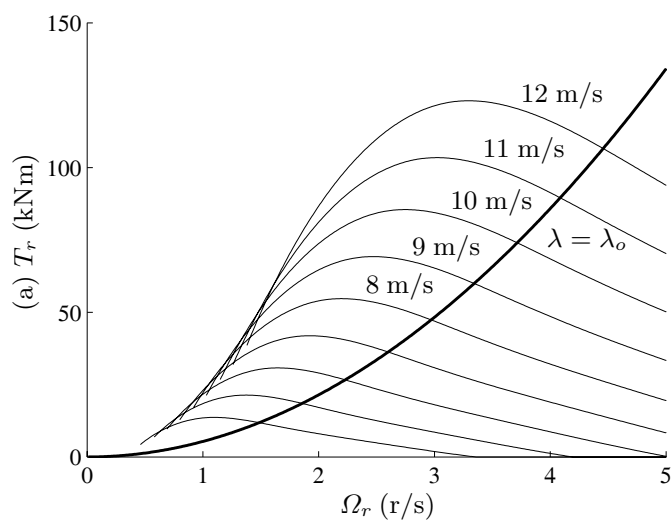


Figura 4.17: Curva de Par de las palas en función de la velocidad de giro. Figura tomada de [11].

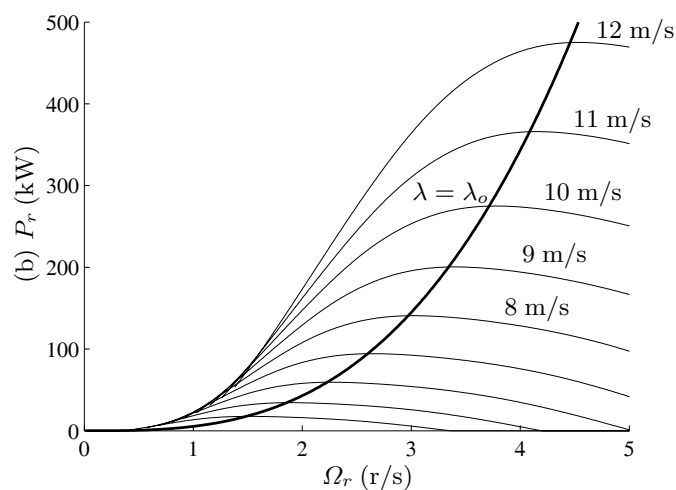


Figura 4.18: Curva de Potencia transferidas por las palas en función de la velocidad de giro. Figura tomada de [11].

Entonces, si se asume que las curvas tendrán una forma como la indicada en las figuras y se conoce con cierta aproximación donde se produce el máximo se puede aplicar una técnica de búsqueda de extremo con éxito.

Implementación

En función de lo antes presentado, la función a escalar es $C_p(\lambda)$ y la variable de control es K .

En la figura 4.20 se presenta el sistema a implementar. Con el agregado de

4.3. Transferencia Máxima de Potencia Eólica

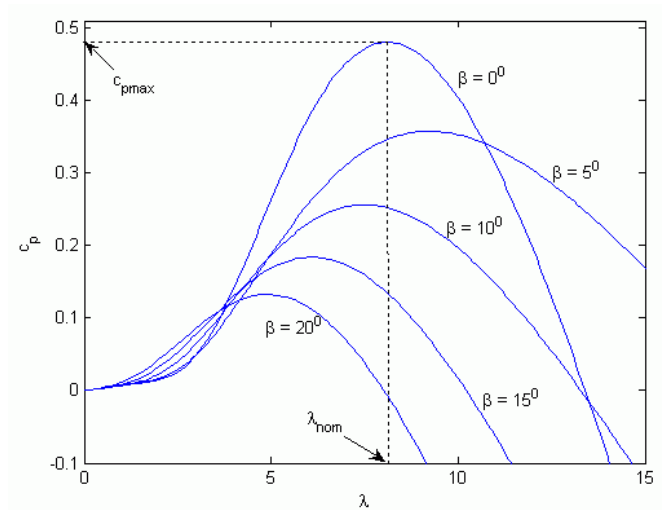


Figura 4.19: Curva de C_p en función de λ . Figura tomada del bloque Wind Turbine de Simulink.

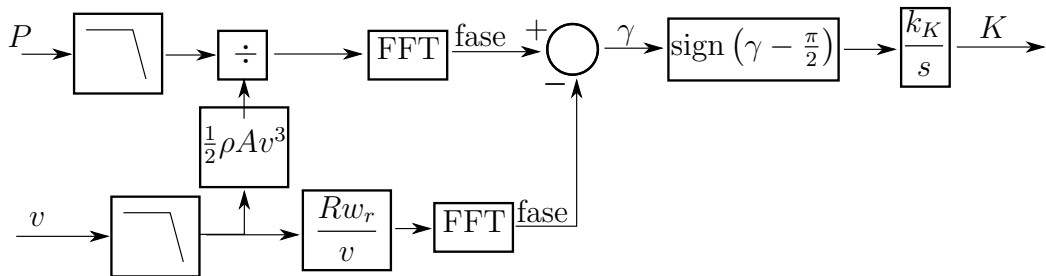


Figura 4.20: Esquema de Extremum Seeking Control para el Óptimo del Aerogenerador

un filtro pasa-bajo a la entrada de la medida de viento, de manera de evitar el ruido que pueda ocasionar la turbulencia y un filtro pasa-bajo en la medida de potencia. Al igual que antes se debe determinar los valores para la función a inyectar, $a_K \sin(w_K t)$ y de la constante de integración k_K . Adicionalmente en este caso se debe determinar la frecuencia de corte de los filtros implementados. En este caso, para poder evaluar la respuesta de la curva C_p se debe excitar el sistema con una baja frecuencia debido a la inercia del sistema.

4.3.2. Simulaciones

Para validar la propuesta se realizan algunas simulaciones representativas de la situaciones a contemplar.

Tuning

A diferencia del caso anterior, ahora es necesario obtener una variación en la velocidad para poder evaluar la función. En función de estos conceptos y algunas pruebas se establece:

Capítulo 4. Ajustes Finales

$$a_K = 0,01 \quad (4.19)$$

$$w_K = \frac{2\pi}{16} \quad (4.20)$$

$$k_K = 0,005. \quad (4.21)$$

Adicionalmente se debe determinar el filtro pasa-bajo a sintonizar. Como criterio básico se elige la frecuencia de corte al doble de la frecuencia de excitación. Por lo que $w_c = 2 \times w_K$.

Resultados

Existen infinidad de situaciones posibles, por lo que se debe tomar una selección. En una primera instancia para velocidad de viento fija y luego para velocidad variable.

Viento Constante La simulación consiste en someter al sistema a velocidad de viento constante, pero con un valor de K inicial distinto del nominal. De esta manera se espera que el sistema evolucione y converja al valor de K óptimo. En una primera instancia se simula para una velocidad de viento de 7 m/s y un valor inicial de $K = 1,2 \times K_{nom}$.

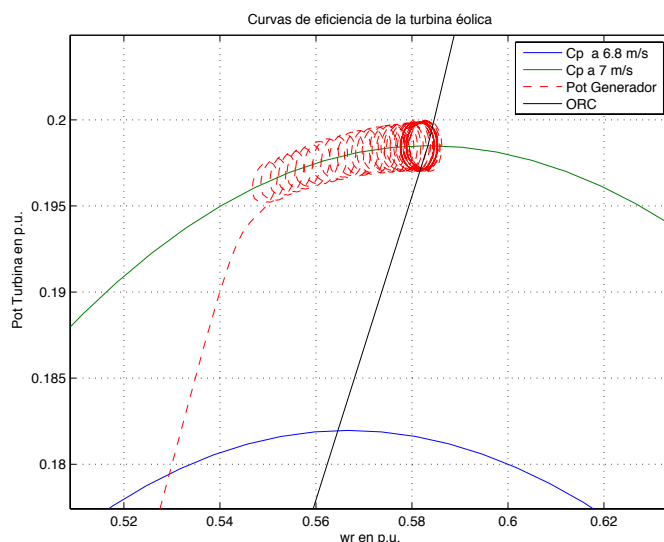


Figura 4.21: Aerodinámica Óptima: Respuesta en Potencia Mecánica.

En las figuras 4.21 y 4.22 se tienen los resultados de la simulación. Es claro como el sistema va evolucionando en busca del punto óptimo de trabajo hasta alcanzarlo y quedarse ahí. También se verifica que la velocidad de giro asciende hasta la velocidad óptima y luego permanece en su entorno. Finalmente, como era esperado, se confirma que el valor de K , medido en p.u., parte de 1,2 y desciende hasta alcanzar 1 y luego permanece muy próximo al valor objetivo.

4.3. Transferencia Máxima de Potencia Eólica

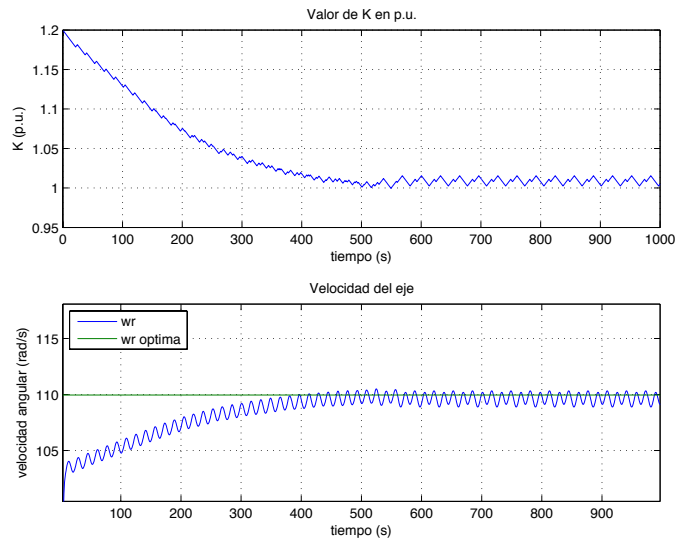


Figura 4.22: Aerodinámica Óptima: Andamio del parámetro K.

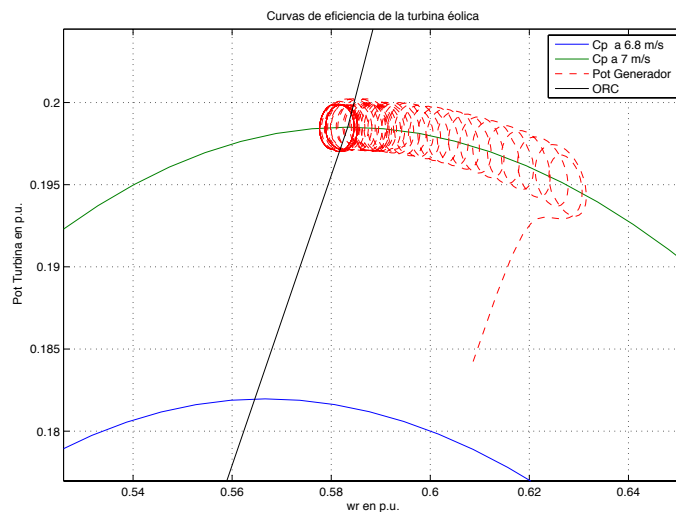


Figura 4.23: Aerodinámica Óptima: Respuesta en Potencia Mecánica.

En segunda instancia, se simula la situación de viento constante a 7 m/s y un K inicial $K = 0,80 \times K_{nom}$. En las figuras 4.23 y 4.24 se tienen los resultados. El comportamiento es muy similar al caso anterior. El sistema nuevamente evoluciona hasta encontrar el punto óptimo de trabajo y permanece luego en el entorno. También la evolución de K y de la velocidad de giro es la esperada, donde el sistema evoluciona hasta alcanzar el punto óptimo y luego permanecer oscilando entorno al mismo. La diferencia con el caso anterior es que la velocidad disminuye en lugar de aumentar.

Viento Variable La simulación consiste en someter al sistema a velocidad de viento creciente y con un valor de K inicial distinto del nominal. De esta manera

Capítulo 4. Ajustes Finales

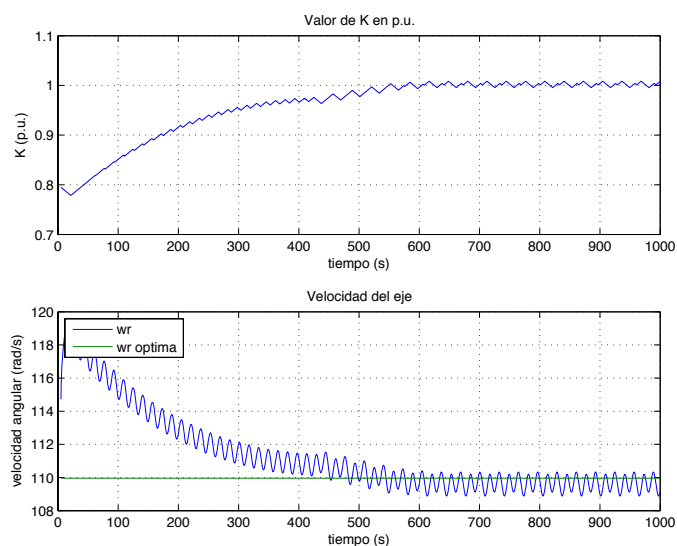


Figura 4.24: Aerodinámica Óptima: Andamiento del parámetro K.

se espera que el sistema evolucione y converja al valor de K óptimo. En una primera instancia se simula para una velocidad de viento desde 3 m/s hasta 10 m/s y un valor inicial de $K = 1,05 \times K_{nom}$.

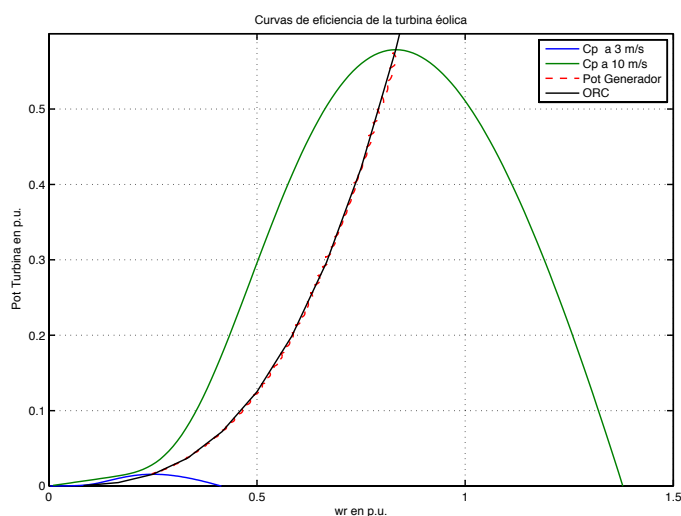


Figura 4.25: Aerodinámica Óptima: Respuesta en Potencia Mecánica.

Dos gráficos son de interés para comenzar, por un lado se tiene la figura 4.25 donde se observa la evolución del sistema en términos de eficiencia aerodinámica desde los 3 m/s hasta los 10 m/s . En todo momento, el sistema se mantiene alrededor de la curva ORC, lugar óptimo de operación. Luego en la figura 4.26 se presentan el comportamiento del parámetro K en el tiempo. Este parámetro parte inicialmente desde $1,05$ y el objetivo del sistema es mantenerlo lo más próximo a 1 posible. En la gráfica inferior se observa la velocidad de giro de la máquina y la

4.3. Transferencia Máxima de Potencia Eólica

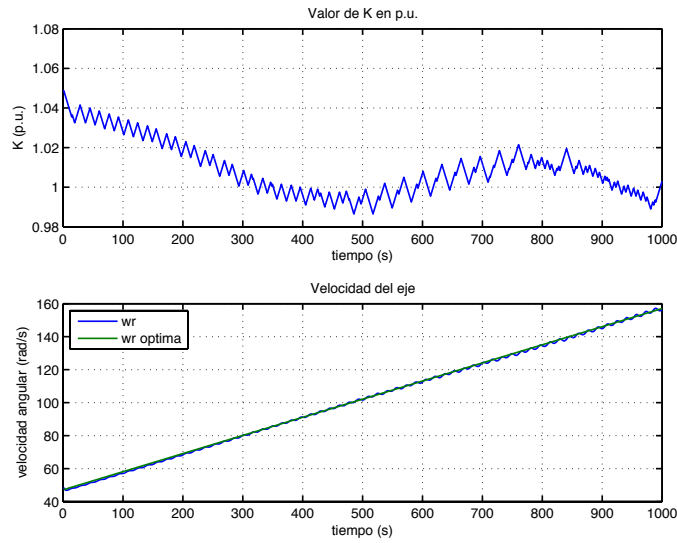


Figura 4.26: Aerodinámica Óptima: Andamio del parámetro K.

velocidad óptima según la velocidad del viento actual. También en esta gráfica se evidencia el buen comportamiento del sistema.

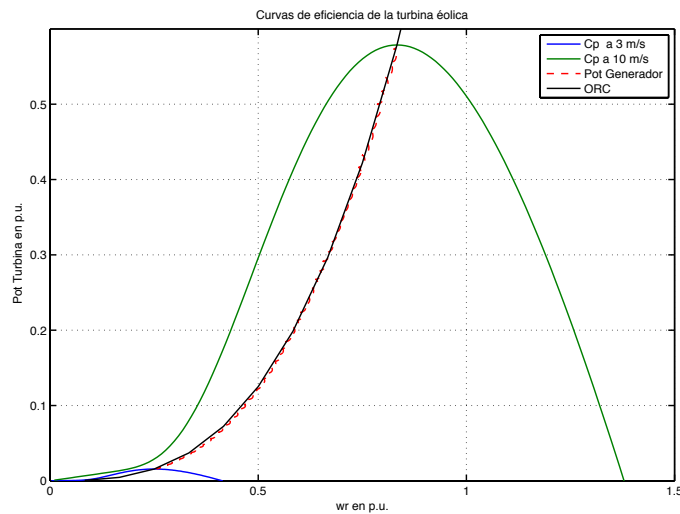


Figura 4.27: Aerodinámica Óptima: Respuesta en Potencia Mecánica.

Para completar se analiza el mismo caso pero con K partiendo desde 0,95. En las figuras 4.27 y 4.28 se refleja el andamio para este caso. Como antes, el sistema se mantiene cerca del punto óptimo de funcionamiento en todo su recorrido.

En el caso de tener velocidades de viento variable, la convergencia se dificulta ya que la frecuencia involucrada para evaluar el punto de trabajo, se ve contaminada por los cambios de velocidad propios de la necesidad de seguir las variaciones del viento.

Capítulo 4. Ajustes Finales

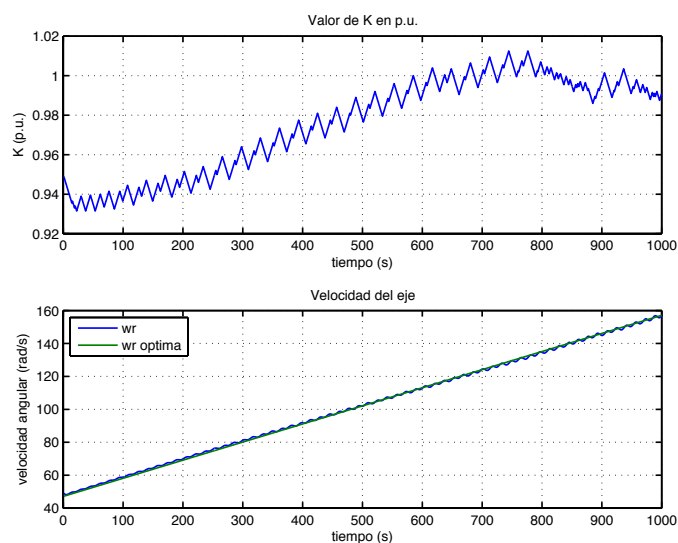


Figura 4.28: Aerodinámica Óptima: Andamio del parámetro K.

Antes de presentar el sistema completo importa hacer una puntualización. En la sección 4.2 y en la sección 4.3 el sistema es excitado por sinusoides de distinta frecuencia. Estas frecuencias deben ser consideradas con cuidado, ya que por tratarse de un sistema mecánico se podría estar excitando una frecuencia de resonancia lo que podría devenir en grandes daños para el aerogenerador. Si bien el trabajo no atiende los aspectos mecánicos del aerogenerador, el comentario es muy pertinente ya que, en especial para las frecuencias de la sección 4.3 los valores podría perfectamente coincidir con frecuencias de resonancia. El caso de la sección 4.2 no es tan preocupante, porque se tratan de altas frecuencias en relación a un sistema mecánico.

4.4. Sistema Completo

Finalmente, luego de implementar y verificar distintos agregados al sistema de control, se pasa a simular el sistema completo aplicando a la entrada una serie de viento real.

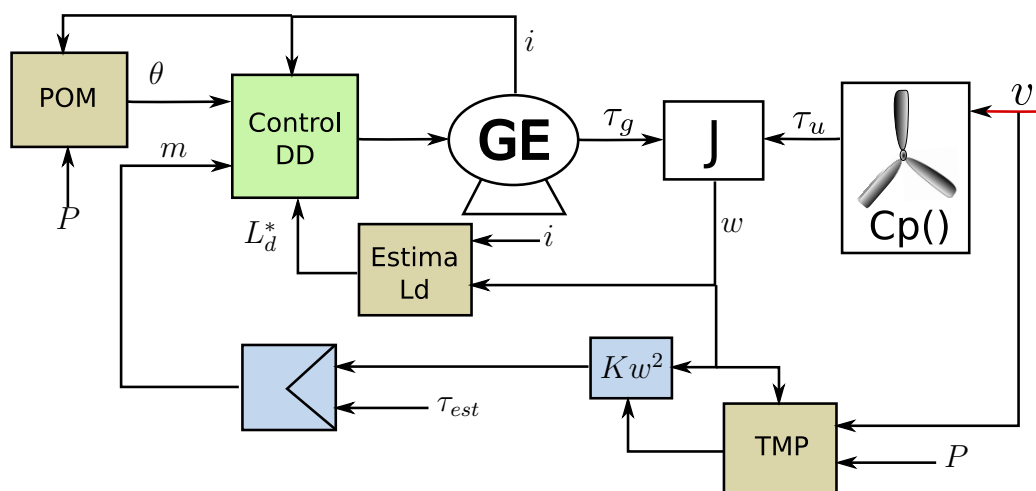


Figura 4.29: Esquema general de control.

En la figura 4.29 se presenta un esquema general del sistema de control completo incluyendo las mejoras desarrolladas.

Las series de viento posibles son muchas y muy diversas, por lo que se tomarán algunas a efectos ilustrativos tratando de contemplar las distintas situaciones.

4.4.1. Serie 1 sin turbulencia

En primer término se simulan aproximadamente 75 min de una serie de viento para velocidades que rondan los 8 m/s . Por lo que la simulación abarca tanto la zona lineal de la máquina como la zona en saturación.

Respuesta Mecánica

En la figura 4.30 se presenta la respuesta mecánica del sistema a esta primera serie de datos de viento. Como se aprecia el sistema responde, en cuanto a su par, de manera correcta y sigue las variaciones de viento como era esperado. Luego en la figura 4.31 se presenta el comportamiento en cuanto a la eficiencia aerodinámica. El sistema parte alejado del ORC (por condiciones iniciales) pero rápidamente se aproxima y luego permanece muy próximo para el resto de la simulación. La figura 4.32 ayuda a comprender el comportamiento. Se observa con detalle como el parámetro K , que originalmente parte de 0,8 evoluciona hacia 1 para luego permanecer cerca. En conclusión, la respuesta mecánica parece ajustarse perfectamente a lo esperado.

Capítulo 4. Ajustes Finales

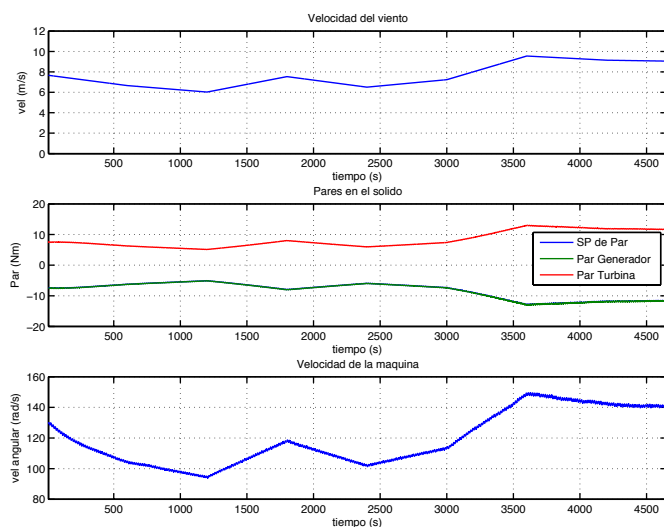


Figura 4.30: Sistema Completo: Respuesta Mecánica

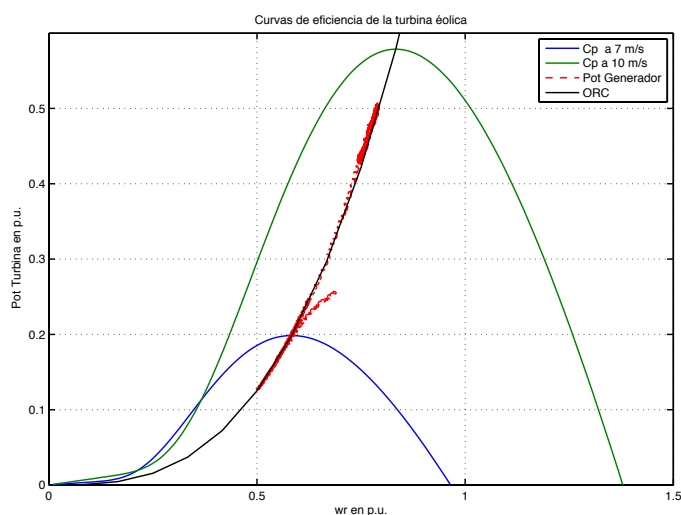


Figura 4.31: Sistema Completo: Respuesta en Potencia Mecánica

Respuesta Eléctrica

Ahora interesa observar el comportamiento eléctrico del sistema.

Como es usual, en la figura 4.33 se presenta el andamio de la tensión y la corriente del generador, donde su comportamiento responde a las necesidades del sistema de control sin incurrir en cambios abruptos ni comportamientos extraños. Luego la figura 4.34 muestra el lugar geométrico de los puntos ocupados por las variables eléctricas durante el periodo simulado. Los espacios ocupados por las distintas variables corresponden al comportamiento esperado según los diagramas vectoriales estudiados antes.

Es de interés detenerse sobre el diagrama vectorial de corrientes y observar como se desempeña el algoritmo que busca trabajar en el punto de máximo

4.4. Sistema Completo

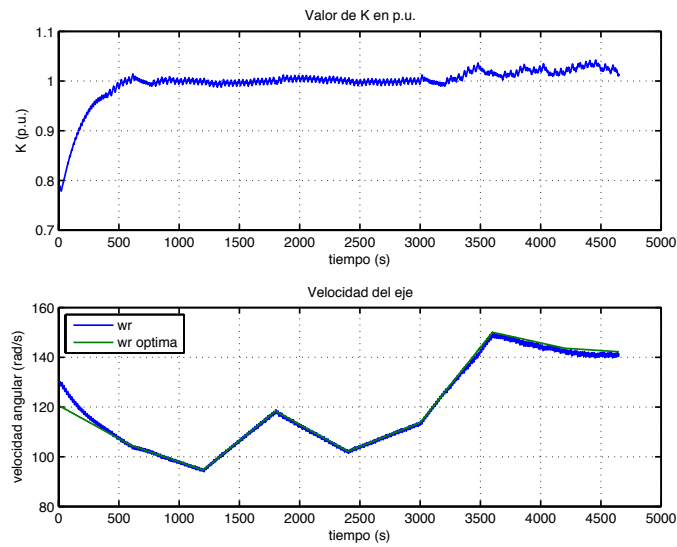


Figura 4.32: Sistema Completo: Andamio del parámetro K.

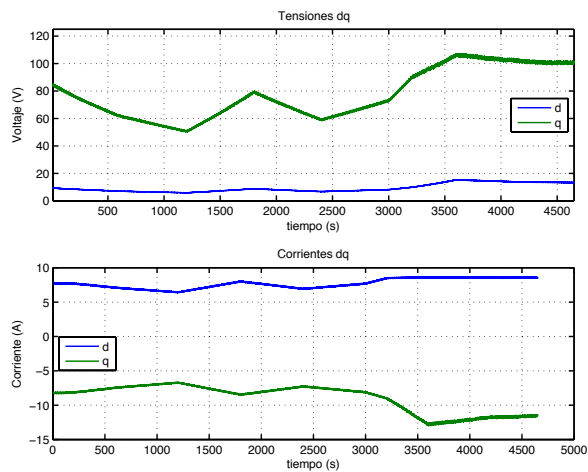


Figura 4.33: Sistema Completo: Respuesta Eléctrica.

Par/Ampere. En la figura 4.35 se presenta este detalle y se evidencia el éxito que ha tenido el algoritmo, al mantener la máquina siempre próxima al punto óptimo.

En último término se evaluar el comportamiento de la potencia en la figura 4.36. Como se observa no se tiene ningún comportamiento notable, solamente el esperado.

Capítulo 4. Ajustes Finales

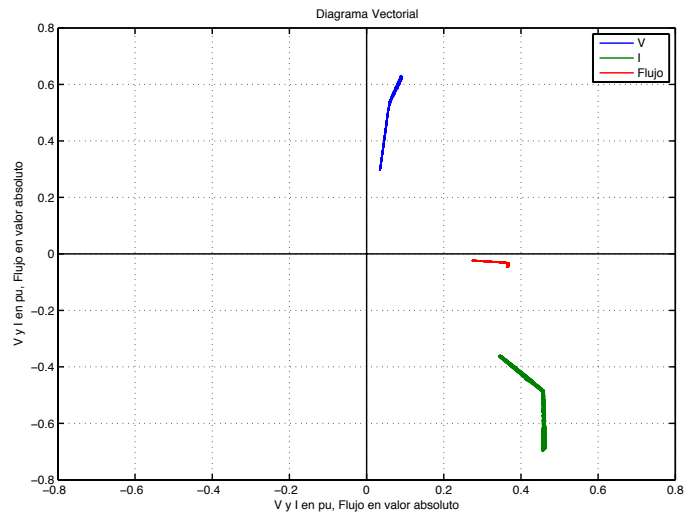


Figura 4.34: Sistema Completo: Respuesta Eléctrica - Diagrama Vectorial.

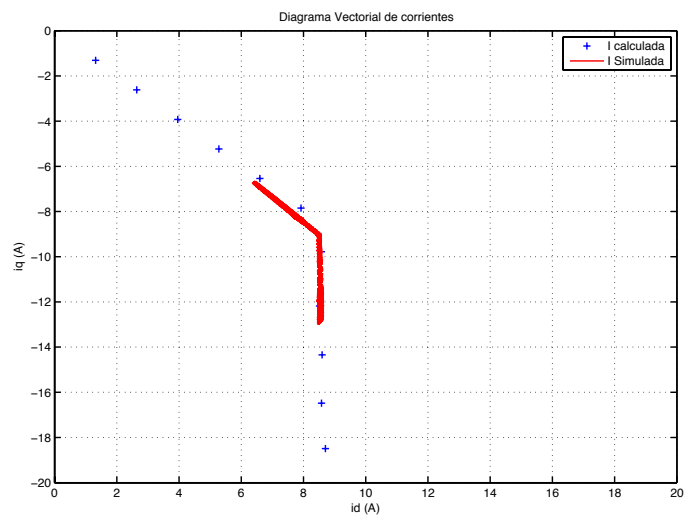


Figura 4.35: Sistema Completo: Respuesta Eléctrica - Diagrama Vectorial de Corriente.

4.4. Sistema Completo

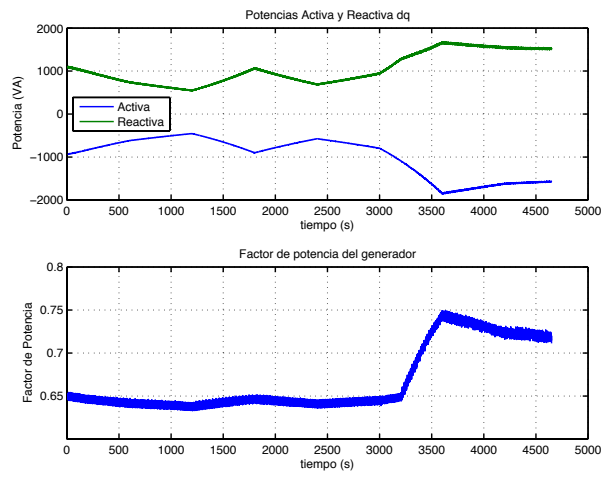


Figura 4.36: Sistema Completo: Respuesta en Potencia

Capítulo 4. Ajustes Finales

4.4.2. Serie 2 con turbulencia

En segunda instancia interesa experimentar con el sistema sometiendo a series de viento con turbulencia incluida. A partir de la velocidad media del viento y la desviación estándar se debe reconstruir una señal de viento con turbulencia. Existen numerosas maneras de modelar la turbulencia, algunas más aceptadas que otras, pero por simplicidad se considero una distribución uniforme para la turbulencia en torno al valor medio y con la desviación estándar dada.

En las condiciones antes indicadas se somete el sistema a una serie de viento cuyo valor medio ronda los 5 m/s y su desviación estándar, para cada período de 10 minutos, es de aproximadamente $0,2\text{ m/s}$.

Respuesta Mecánica

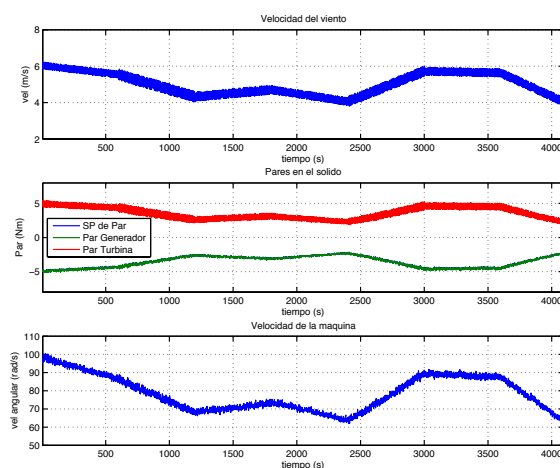


Figura 4.37: Sistema Completo: Respuesta Mecánica

En la figura 4.37 se presenta la respuesta mecánica del sistema para esta segunda serie de viento con turbulencia adicionada. En la gráfica de viento se ve claramente el ruido que introduce el viento, el cual luego se verá reflejado en todas las variables del sistema. Ya en esta misma figura se observa la influencia sobre los pares mecánicos involucrados y la velocidad de giro. Pese a la influencia de la turbulencia, la máquina sigue a la perfección el SP indicado. Por lo que del punto de vista macro no parece tener mayores consecuencias.

Luego la figura 4.38 muestra el andamiento del sistema del punto de vista aerodinámico. En general el sistema se mantiene muy próximo a la curva ORC lo que indica que el sistema que busca optimizar la transferencia aerodinámica funciona correctamente, pese a la influencia de la turbulencia. Los puntos que aparecen un poco alejados de la curva ideal, corresponden al tramo inicial de la simulación donde el sistema partió alejado de manera deliberada.

4.4. Sistema Completo

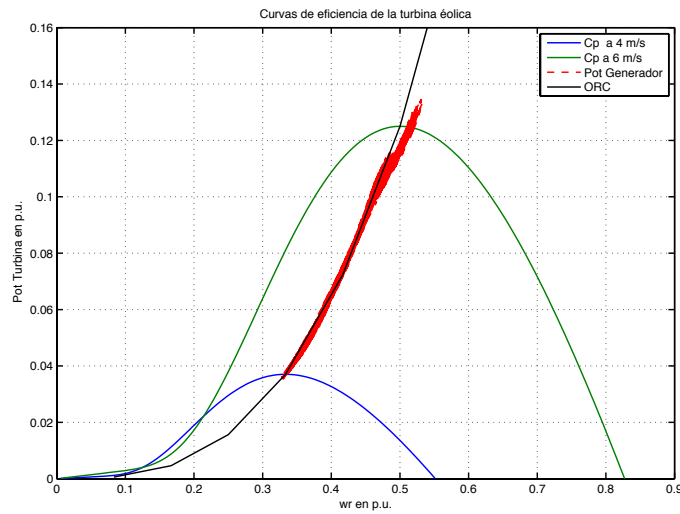


Figura 4.38: Sistema Completo: Respuesta en Potencia Mecánica

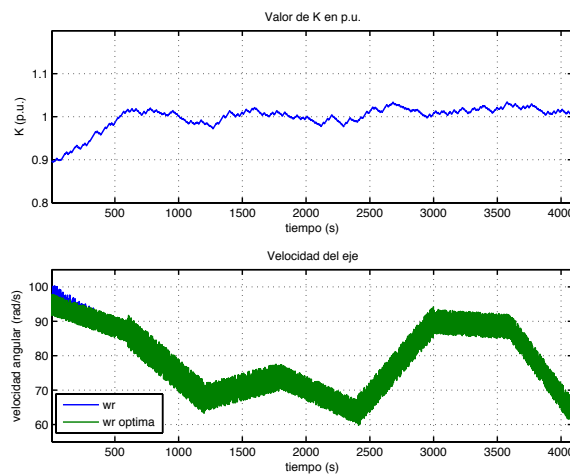


Figura 4.39: Sistema Completo: Andamio del parámetro K.

Finalmente, la figura 4.39 ayuda a terminar de comprender la situación. Como se adelantaba, el sistema parte alejado de $K = 1$ para acercarse más o menos rápido y permanecer cerca de aquí en adelante. Si se observa con atención, el sistema necesitó unos 500 s para converger desde $K = 0,9$ hasta $K = 1$, mientras que para el caso anterior (figura 4.32), donde no se tenía turbulencia, en ese mismo tiempo se convergió desde $K = 0,8$, lo que implica el doble. Esta comparación no es exacta ya que no se trata de la misma serie de vientos, pero da una idea de la influencia de la turbulencia en los sistemas de control. Para terminar, en la gráfica inferior se tiene la velocidad de giro, una vez más el sistema sigue de manera satisfactoria la consigna óptima.

Capítulo 4. Ajustes Finales

Respuesta Eléctrica

Ahora interesa observar el comportamiento eléctrico del sistema.

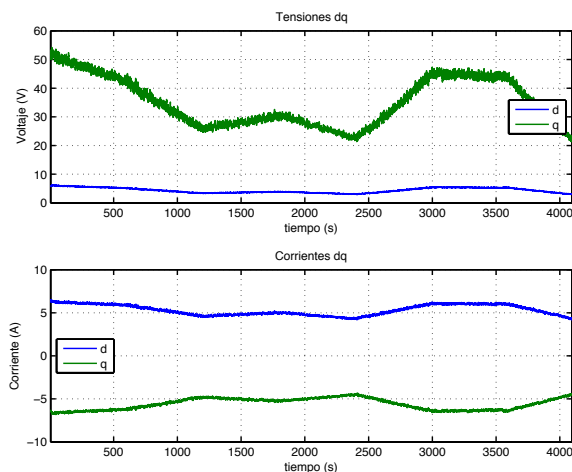


Figura 4.40: Sistema Completo: Respuesta Eléctrica.

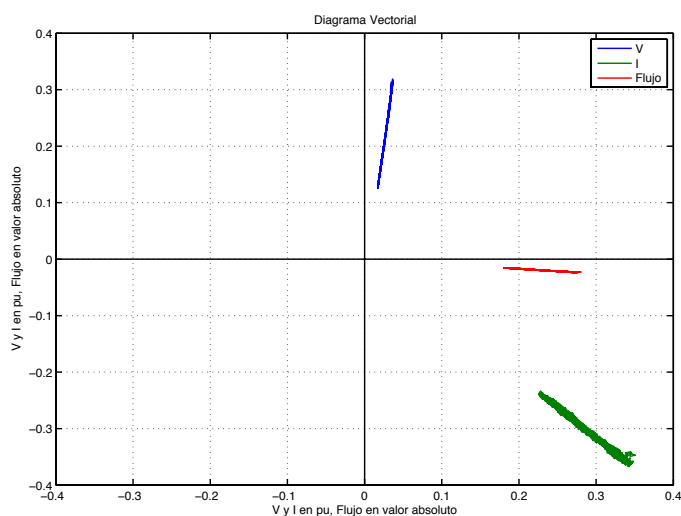


Figura 4.41: Sistema Completo: Respuesta Eléctrica - Diagrama Vectorial.

La figura 4.40 presenta el andamiento para el voltaje y las corrientes de máquina. El andamiento es el usual, pero una vez más la turbulencia tiene sus influencias. Observando las variables, el voltaje en q parece ser el más influenciado. Esto es razonable porque, entre los voltajes es la variable de mayor ajuste y luego las corrientes se ven filtradas por el circuito lo que minimiza las variaciones.

Para complementar, en la figura 4.41 se presenta el lugar geométrico de los puntos en el diagrama vectorial. No se observa nada novedoso.

4.4. Sistema Completo

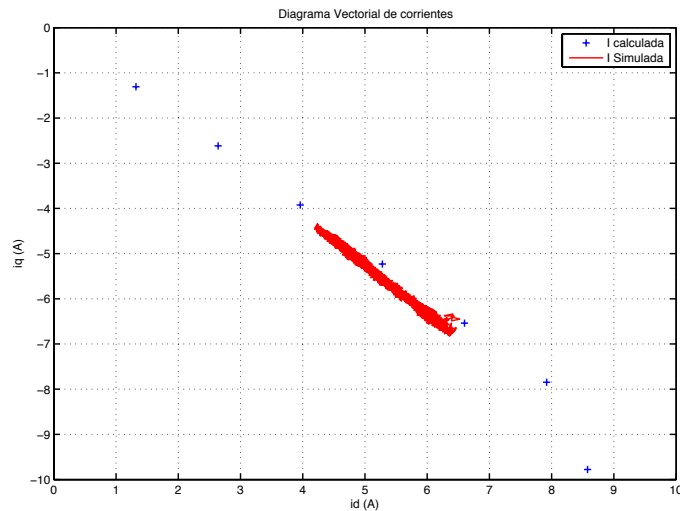


Figura 4.42: Sistema Completo: Respuesta Eléctrica - Diagrama Vectorial de Corriente.

Al igual que para los casos anteriores, se mira en detalle el comportamiento de la corriente en el plano $i_d i_q$, en la figura 4.42 están los resultados. Como se observa el sistema se mantiene próximo a los puntos óptimos aunque no de la manera esperada en primera instancia. La turbulencia representa un ruido para el algoritmo que optimiza el funcionamiento de la máquina y sus consecuencias están a la vista. De todas maneras no es crítica la situación y el sistema parece encontrar un régimen estable.

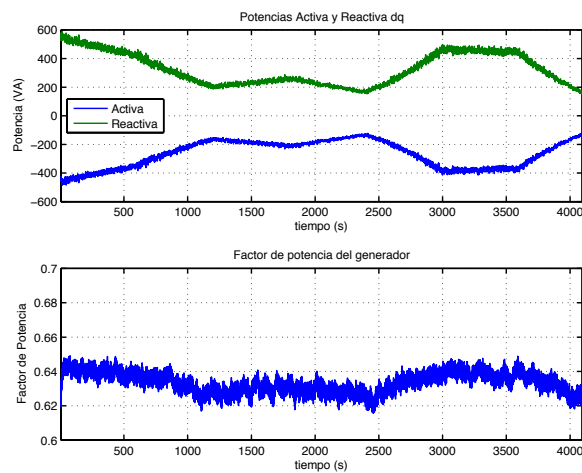


Figura 4.43: Sistema Completo: Respuesta en Potencia

Para terminar, se muestran los resultados en cuanto a la potencia y el factor de potencia de la máquina. En la figura 4.43 se tienen los resultados. Como era esperable la turbulencia provoca un ruido sobre las variables, pero fuera de esto los resultados no presentan novedades.

4.5. Resumen

Este último capítulo ha aproximado sus ideas a la implementación práctica de la solución, adaptando la teoría a aspectos no ideales que se presentan en la realidad.

En primer término se propuso un método por el cual estimar el valor de L_d de manera simple aunque poco precisa. Y se mostró que esto era suficiente para un sistema de control capaz de tolerar incertidumbres importantes. De esta manera, se mejoró sustancialmente la velocidad de respuesta del sistema para una carga de cálculo extra mínima.

En segundo lugar se atendió el punto de trabajo de la máquina y su manera de determinarlo. La naturaleza de estas máquinas (máquinas sincrónicas de reluctancia) hace muy difícil determinar con precisión los parámetros de la misma. No solo pueden ser difíciles de medir en un laboratorio sino que varían con la temperatura y otros aspectos. Es así que se propone un método de búsqueda de máximo dependiente del parámetro de control θ . El método busca obtener el máximo Par/Ampere que consume la máquina. Se mostró que para corriente constante, el Par presenta un máximo bien definido en función del ángulo θ . El sistema implementado es el más simple posible, donde se inyecta una señal sinusoidal y se mide su respuesta, luego se compara la fase entre la excitación y la respuesta y en función de esto se toma la acción de control. El método resultó exitoso y el algoritmo mostró seguir el punto de funcionamiento óptimo de excelente manera sin conocer nada acerca de la máquina. Esto último constituye un resultado de gran importancia, ya que el éxito no depende de conocer con precisión la máquina. La velocidad de respuesta está acotada pero esto no representa un problema para la aplicación de interés.

Como última modificación, se atendió la transferencia aerodinámica del aerogenerador. La eficiencia de esta transferencia es posiblemente el tema de mayor importancia y de mayor incertidumbre en el diseño de un aerogenerador. La transferencia que producen las palas es de difícil estimación, en especial si se requiere precisión. De todas maneras, aunque no se conozca en detalle la función $C_p(\lambda)$, si se conoce su forma a grandes rasgos, y especialmente, que contiene un máximo bien definido. También se sabe el entorno donde se producirá ese máximo y que valor alcanzará. Solo con esta información se propone aplicar nuevamente un algoritmo de búsqueda de extremo utilizando las mismas ideas que para el caso anterior. Al igual que antes se impone una excitación sinusoidal y se mide su respuesta. Pero en este caso la excitación se impone sobre la variable de control m . Adicionalmente la frecuencia de trabajo es 50 veces menor que el caso anterior, lo que permite separar las respuestas de manera de no contaminarse mutuamente. Las simulaciones arrojaron resultados satisfactorios para la búsqueda de este nuevo máximo. En este caso la respuesta es ciertamente lenta, pero el valor $C_{p_{max}}$ y λ_{nom} no cambian con la velocidad del viento, sino que, su variación responde a procesos lentos como el la suciedad o hilo en las palas o el deterioro de las mismas. Se recuerda que la excitación del sistema mediante sinusoides de frecuencias específicas puede estimular resonancias mecánicas. Esto último puede representar una situación muy grave para la integridad del aerogenerador. Por lo que la elección de las frecuencias debe

ser tal que no exciten ninguna resonancia mecánica.

En el final, se combinaron todas las mejoras implementadas para probar el desempeño del sistema completo, adicionalmente, en esta oportunidad se utilizaron series de viento reales de manera de acercarse a la realidad lo más posible. Las simulaciones mostraron un adecuado desempeño del sistema cumpliendo con las expectativas. En términos generales, el sistema de control se mantuvo próximo al punto óptimo de funcionamiento de la máquina, como así también al punto óptimo de transferencia aerodinámica. Concretamente, se corrieron dos simulaciones correspondientes a dos series de viento de algo más de una hora de duración. En un primer caso la señal de viento era continua y no tenía turbulencia, y en el segundo caso se le sumó turbulencia para analizar las diferencias. Aunque el sistema se mantuvo controlado en todo momento, las turbulencias representaron un problema para el sistema de control que ya no vio tan holgada su performance. La literatura indica que las turbulencias son un verdadero problema para los sistemas de control, y en el caso estudiado el problema no le fue ajeno.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 5

Conclusiones

Capítulo final que resume las conclusiones más importantes del trabajo y extiende la mirada más allá de los resultados inmediatos.

5.1. Más Qualy que Cuanty

Los resultados más importantes del trabajo deben ser vistos de un punto de vista cualitativo sobre lo cuantitativo. Si bien las simulaciones fueron realizadas tomando modelos y parámetros reales¹, estos datos corresponden a un sistema de pequeño porte (3.5kVA). No fue posible acceder a datos confiables de máquinas de gran porte, ni tampoco a datos de turbinas eólicas grandes. Trasladar estos resultados a sistemas mayores no es inmediato pero si permite sospechar que para sistemas grandes (1MVA) es posible aplicar estas técnicas y esperar buenos resultados. Claro que estas sospechas deben ser tomadas en su real magnitud, ya que, el trabajo solo atiende aspectos de control y deja de lado otros aspectos importantes como pueden ser los económicos o de implementación.

De esta manera, por ejemplo, medir el error con que se puede estimar L_d en la sección 4.1 no tiene mayor valor, pero si interesa observar el buen desempeño que se puede obtener con esta técnica.

5.2. La Máquina

La máquina sincrónica de reluctancia ha sido traída a la vida nuevamente por algunos fabricantes que han encontrado un nicho de mercado adecuado. El avance en las técnicas de construcción ha permitido fabricar máquinas de mayor calidad y de mayor tamaño de manera eficiente. Esto unido a la popularización de los convertidores de frecuencia ha permitido poner a competir la SynRM con el motor de inducción (MI). Empresas como ABB fabrican estas máquinas hasta una potencia de 300 kW para ofrecerlas como alternativas al MI. De esta situación se aprovecha este trabajo.

¹Entiéndase por reales que fueron tomados de otros trabajos.

Capítulo 5. Conclusiones

La SynRM tiene algunas ventajas notables frente a la MI. La ausencia de todo bobinado en el rotor la torna una máquina más eficiente, más liviana, compacta y robusta. Algunos trabajos hablan de mejoras entre el 10 % y el 20 % pero hay que ser cuidadoso al interpretarlo. No obstante, conceptualmente se puede comprender que constructivamente tiene algunas ventajas indudables.

Respecto al trabajo, la idea de introducir una máquina de este tipo en un aerogenerador debe ser visto de la siguiente manera. La industria de la energía eólica se ha acomplejado enormemente y reina el secreto industrial entre los distintos fabricantes. En particular hay una carrera por los generadores bastante interesante. Mientras una línea sigue la fabricación de generadores de inducción de rotor bobinado y caja multiplicadora, por otro lado se desarrollan y construyen generadores multipolos de manera de eliminar las cajas multiplicadoras. En cualquier caso hay una tendencia en acomplejar el generador. En este trabajo el espíritu es el opuesto. Simplificar lo más posible el generador. La SynRM es un generador muy robusto y simple, casi libre de mantenimiento y de producción en serie para fines industriales. Esto último permitiría independizar el precio de la especulación propia del mercado de aerogeneradores.

La comparación directa con otros generadores es muy difícil de realizar. Para comenzar no fue posible encontrar trabajos académicos al respecto. Por otro lado, como es muy difícil acceder a la información real de los generadores actuales y su verdadero costo, no fue posible realizar una comparación aproximada tampoco. Si bien es un poco atrevido hacer predicciones, si se puede decir que históricamente, las soluciones muy específicas terminan fracasando ya que son muy costosas y requieren de gran esfuerzo para mantenerse al día. Por otro lado, las soluciones estándar, como podrían ser en este caso las máquinas de uso industrial, cuentan con el desarrollo y competencia de distintos fabricantes que estimula la mejora continua en su diseño y fabricación lo que termina en un mejor producto por menores costos. Es así que aunque no es posible asegurar el futuro, no está mal pensar que la industria de los aerogeneradores tendrá que decantar por máquinas de uso más popular.

Sobre los resultados duros, se puede ver que la máquina siempre tuvo el comportamiento esperado y en particular observar como es imprescindible atender la saturación en L_d para poder obtener un buen desempeño. Este aspecto es definitivamente, la no-idealidad que no puede ser ignorada.

Para terminar indicar que otras máquinas pueden ser igualmente interesantes para este tipo de aplicación por sus características de robustez y eficiencia. Para nombrar dos, decir, *La Máquina Sincrónica de Reluctancia con Imanes Permanentes*, muy similar a la SynRM pero con algunas mejoras en su FP por ejemplo, pero de mayor complejidad en su fabricación. Y Brushless Doubly-Fed Machine (BDFM) [32], una máquina muy interesante de doble alimentación, pero donde ambos bobinados están en el estator.

5.3. El Sistema de Control

Es quizás el sistema de control el desarrollo de mayor interés dentro del trabajo. En particular la parte que refiere al control de la SynRM. El desarrollo del Control Deslizante Doble resultó muy satisfactorio, permitiendo controlar la máquina con total precisión y atendiendo un importante problema para estas máquinas, el desconocimiento de sus parámetros característicos con precisión.

En las simulaciones se ha observado como el sistema de control es capaz de mantener a la máquina controlada de manera satisfactoria para todas las situaciones presentadas. En este punto hay que observar que la variación de velocidad en el sólido está limitada por la inercia del sistema, lo que ha colaborado con el buen desempeño para un sistema que tiene mejor comportamiento en régimen que durante el transitorio.

La elección de las superficies ($s = 0$ y $s' = 0$) ha permitido controlar por separado el ángulo θ de la corriente y el par desarrollado por la máquina. Esto es muy importante para poder separar el punto de trabajo de la máquina respecto a sus propias características, de los requerimiento del sistema donde esta insertada. De esta manera por un lado se controla permanecer en el desempeño óptimo de la máquina y por otro lado se controla el par entregado por la máquina de manera de controlar la turbina eólica según se requiera.

Luego algunas mejoras fueron propuestas. En lo que respecta a la estimación de L_d (4.1) es muy interesante observar como un algoritmo muy básico es suficiente para mejorar sustancialmente el desempeño del control. La razón radica en que aunque se tenga una mala estimación, el sistema de control tiene buena inmunidad a la incertidumbre en los parámetros. De esta manera con muy poco más de cálculo es posible obtener un gran beneficio.

Siguieron dos mejoras referentes a la eficiencia de la máquina (4.2) y la eficiencia de la turbina eólica (4.3) respectivamente. Ambas situaciones con una característica en común, la búsqueda de un extremo. Se encontraron las funciones que poseen un máximo bien definido y en base a estas se implementó el algoritmo de búsqueda de extremo. Ambos sistemas son iguales en su funcionamiento aunque actúan sobre distintas variables. En ambos casos el sistema es excitado con una función sinusoidal y se mide su respuesta. Para poder diferenciar las respuestas, las dos excitaciones son separadas en frecuencia y luego su respuesta es filtrada adecuadamente para conservar solo la parte de interés. Esta separación en frecuencia ha resultado exitosa y su desempeño ha sido muy adecuado. En este punto es importante recordar que excitar un sistema con una frecuencia específica debe ser realizada con cuidado ya que podría excitar resonancias del sistema mecánico. Por lo que la elección de las frecuencias dependerá de cada caso y debe ser considerado con mucho cuidado.

Al combinar todas las mejoras en un último sistema de control completo se observó que todos los algoritmos conviven adecuadamente sin provocarse interferencias entre ellos. Las simulaciones con series de viento prolongadas han sido exitosas pero por ser muy lentas las simulaciones no se ha podido correr simulaciones mayores a 90 min.

Capítulo 5. Conclusiones

Una mención especial merece la introducción de turbulencia en la serie de viento. Si bien el desempeño fue aceptable se evidencian la influencia que provoca la turbulencia sobre los sistemas de control y en especial sobre los sistemas de optimización. No se ha profundizado sobre este tema el trabajo, pero si se deja constancia que se requiere una atención especial para atender debidamente sus efectos.

El Aerogenerador

El aerogenerador ha participado en este trabajo básicamente desde su condición como turbina eólica, convirtiendo la energía del viento en energía mecánica sobre el eje. Otros aspectos mecánicos, constructivos, eléctricos o de otra índole no han sido tomados en cuenta prácticamente.

En lo que respecta a la turbina eólica, el modelo utilizado es clásico y más precisamente fue tomado del modelo contenido en la librería de Simulink. Los parámetros fueron ajustados de manera que sean acordes a la máquina adecuada y no se tomaron otras consideraciones. Luego a este modelo se le conectó la SynRM para completar el sistemas para las simulaciones.

El desempeño como aerogenerador fue el esperado sin obtenerse mayores novedades. En particular fue interesante observar como el algoritmo de máxima transferencia de energía de la sección 4.3 tuvo buen éxito al ser sometido a una serie de viento. Este es posiblemente el tema de mayor interés en cuanto a eficiencia de turbinas eólicas, ya que el extremo de máxima transferencia se escapa fácilmente. Ya desde el diseño de las palas, este máximo puede ser difícil de determinar con precisión y luego en funcionamiento puede cambiar por diversas razones. A su vez, es posiblemente, la ineficiencia de más difícil control.

Finalmente, como cierre, solo resumir que la incorporación de generadores alternativos en aerogeneradores puede resultar de mucho interés y se pueden obtener ventajas respecto a los sistemas disponibles actualmente. Si bien es difícil concluir que uno puede ser mejor que el otro, abrir el abanico de posibilidades puede dar oportunidades diferentes a las distintas realidades. Es evidente que no es lo mismo un aerogenerador en Alemania, que en Uruguay, que en la Antártida o en la Polinesia Francesa.

Apéndice A

Motivaciones y Estado de Situación

En este primer apéndice se hace una presentación rápida y general sobre que motiva el estudio de la energía eólica y cual es su situación actual en Uruguay y el mundo.

A.1. Motivaciones

La energía, motor de este mundo, es siempre un tema de interés para el sector académico. En particular, la energía eólica, se ha presentado en los últimos años como una real fuente alternativa de energía.

Como es sabido, la demanda de energía, esta en un constante crecimiento desde hace muchas décadas y sus perspectivas a futuro son en el mismo sentido. Es por esto que en el correr de la historia, sumado a la presión social mas fuertemente en las ultimas décadas, que hay un creciente interés por las llamadas, energías alternativas. La energía de origen eólico, esta en este grupo, debido, en principio, a su carácter limpio.

Para un país como Uruguay, dependiente de la importación de hidrocarburos, cualquier alternativa energética es de gran interés. Adicionalmente, Uruguay reúne un par de características ideales para la incorporación de energía eólica, un gran potencial eólico (fundamental) y un parque de generación hidráulica importante. Esto ultimo es muy importante, ya que el energía eólica se complementa muy bien con la energía hidráulica.

Finalmente, aunque Uruguay no es fabricante de aeroturbinas, el estudio y desarrollo a nivel local es muy importante para lograr la mejor incorporación de esta fuente de energía en el sistema uruguayo. La formación y especialización de los profesionales en esta área es crucial para lograr estos objetivos.

A.2. La Energía Eólica en el Mundo

Como es notorio, la energía es uno de los grandes temas de interés para las sociedades de este mundo, siendo el acceso a la misma el tema central, llegando en algunos casos a conflictos bélicos entre países. Lo limitado de un recurso tan

Apéndice A. Motivaciones y Estado de Situación

básico, como la energía, ha desarrollado la inventiva y la creatividad humana de una manera espectacular.

Aunque no es fácil hacer un listado exhaustivo, las fuentes más populares de energía son: carbón, petróleo, gas, nuclear, hidráulica, geotérmica, eólica, solar, biomasa, etc. En particular las energías llamadas renovables han cobrado notoriedad en los últimos tiempos, debido fundamentalmente a una creciente conciencia ambiental y la necesidad de diversificar las fuentes de energía. La energía de origen eólico es la que interesa a efectos de este trabajo.

La idea de utilizar la energía contenida en el viento data de muchos siglos atrás, en particular podría citarse las primeras navegaciones a vela pero es solo una arbitrariedad. Luego tuvo gran desarrollo el uso de ésta energía para el riego y la molienda. Lo cierto es que el uso de las bondades del viento no es un tema moderno, sin embargo en la época contemporánea se ha llevado a cabo un desarrollo vertiginoso de esta tecnología con objetivo de convertir energía eólica en energía eléctrica y su volcado a la red.

Sin entrar en detalles históricos, se puede decir, que una vez más, el desarrollo ha sido una carrera entre EEUU y Europa, al que recientemente se le ha sumado países emergentes como China. Pero los orígenes se disputan entre EEUU y Europa antes de 1900 para rápidamente convertirse en una carrera por fabricar el generador más grande posible, la cual conllevó una cantidad de grandes fracasos. Este proceso se consolidó en los años 70 debido a la crisis del petróleo, lo que dio lugar a un negocio rentable y/o necesario. De ese momento hasta la actualidad se ha alcanzado un estado del arte consensuado que establece una serie de características comunes a todos los generadores modernos. Por ejemplo se ha dejado de lado las turbinas de eje vertical y solo han sobrevivido las turbinas de ejes horizontal para grandes generadores.

En los últimos años, el desarrollo y la innovación ha discurrido por carriles más particulares centrados en obtener el más alto rendimiento posible al menor costo. Cada fabricante ha perfeccionado el generador que utiliza, las palas, los materiales, la transmisión, el sistema de control, etc y usualmente defiende su solución como la única y definitiva. También se ha avanzado sobre los lugares donde son instalados estas turbinas, teniendo un gran desarrollo y particular interés las instalaciones offshore que representan un desafío diferente a las instalaciones onshore. Finalmente, tanto movimiento ha motivado el desarrollo de normativa específica y normalizaciones acorde. En particular la norma IEC 61400 refiere a turbinas eólicas.

Para tener un estado de situación al día, existen distintas organizaciones que realizan informes anuales y organizan eventos regularmente. Algunas de ellas pueden ser REN21 (www.ren21.net), The Wind Power (www.thewindpower.net), Global Wind Energy Council (www.gwec.net), World Wind Energy Association (www.wwindea.org) y las infaltables: European Wind Energy Association (www.ewea.org) y American Wind Energy Association (www.awea.org). De manera de tener una visión global del estado de la energía eólica mundial se repasan algunos datos notables del Reporte Anual correspondiente al 2011 de World Wind Energy Association.

- La capacidad mundial de energía eólica alcanzó 237016 MW en el año 2011,

A.2. La Energía Eólica en el Mundo

de los cuales 40053 *MW* fueron agregados en ese año.

- 96 países o regiones cuentan con instalaciones para generar energía eléctrica a partir de la energía eólica.
- La energía eólica mostró un crecimiento del 20,3 %, el menor en la última década.
- El total de turbinas eólicas instaladas al finalizar el año 2011 tienen la capacidad de generar 500 *TWh* por año, lo que equivale al 3 % del consumo mundial de electricidad.
- El sector a invertido 65 billones de dólares en el año 2011.
- En un análisis por continente; se observa que Asia captó la mayoría de las nuevas instalaciones, quedándose con el 53,7 %, seguida por Europa (21,9 %), luego Norte América (20,5 %), América Latina (2,9 %) y Oceanía (0,9 %), mientras que África solo representó el (0,2 %).
- Si se toma en cuenta solo Asia, se observa que China a sido el país de mayor crecimiento aumentando en 17,6 *GW* la potencia instalada aunque se observa una baja en su crecimiento. Por su lado India re-cobro fuerzas y se convirtió en el tercer país en el mundo en nuevas instalaciones añadiendo 2,8 *GW*. Estudios recientes indican que India tendría un potencial eólico mayor al estimado inicialmente.
- En Europa; Alemania sigue al frente en potencia instalada con 29075 *MW*, seguido por España con 21673 *MW*. Italia, Francia y Reino Unido siguen siendo mercados medios con potencias entre 6 y 6,7 *GW*.
- Norte América: el mercado de Estados Unidos se a recuperado añadiendo en el año 2011 5,6 *GW* de potencia instalada. Por su lado Canadá se ha convertido en el quinto país receptor de nuevas turbinas eólicas, lo que representa un paso importante para este país.
- Latino América ha tomado un importante dinamismo de la mano de Brasil y México.
- Contrariamente, África a mostrado un estancamiento, solo Cabo Verde y recientemente Etiopía han instalado nuevas turbinas eólicas.
- Proporcionalmente la potencia instalada offshore se ha reducido al 1,5 % en relación a la potencia total instalada.
- Muchos de los grandes mercados ven una perspectiva negativa debido a la falta de políticas específicas que incentiven el sector.
- WWEA avisora una capacidad instalada de 500'000 *MW* para el año 2015 y de más de 1'000'000 *MW* para el año 2020.

Apéndice A. Motivaciones y Estado de Situación

Para terminar, dos análisis extra de interés. Primero, la curva de crecimiento de la potencia instalada a nivel mundial desde 1997. En la gráfica de la figura A.1 se observa esta evolución, donde la tendencia parece ser exponencial.

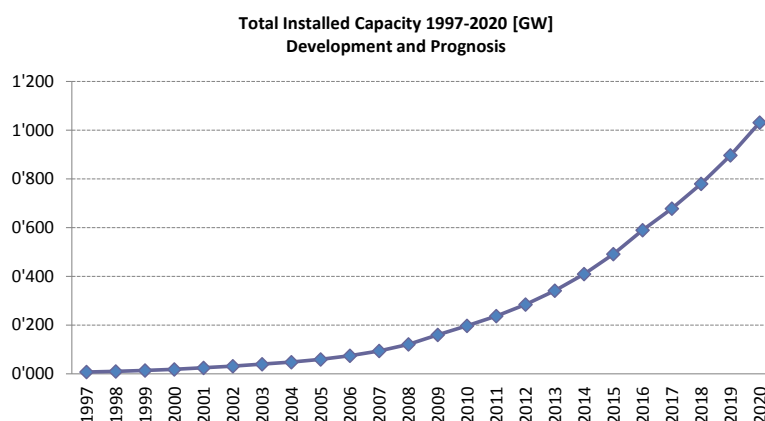


Figura A.1: WWEA Reporte Anual 2011: Potencia Instalada Mundial. Figura tomada de [7].

Luego es interesante observar las primeras posiciones mundiales en capacidad instalada y la posición relativa de Uruguay en esa tabla. En la figura A.2 se tiene una tabla con las primeras posiciones mundiales, que sin sorpresa es ocupada por China y seguida por EEUU. Es interesante observar que para todas las posiciones, exceptuando Portugal, conservan la misma posición que en el año 2010.

Position 2011	Country/Region	Total capacity installed end 2011	Added capacity 2011	Growth rate 2011	Position 2010
		[MW]	[MW]	[%]	
1	China	62'364,0	17'600,0	39,4	1
2	USA	46'919,0	6'810,0	16,8	2
3	Germany	29'075,0	2'007,0	6,8	3
4	Spain	21'673,0	1'050,0	4,8	4
5	India	15'880,0	2'827,0	21,5	5
6	Italy	6'737,0	950,0	16,2	6
7	France	6'640,0	980,0	17,3	7
8	United Kingdom	6'018,0	730,0	15,6	8
9	Canada	5'265,0	1'267,0	31,4	9
10	Portugal	4'083,0	375,0	10,3	11

Figura A.2: WWEA Reporte Anual 2011: Pocisiones Mundial en potencia instalada. Figura tomada de [7].

Luego en la figura A.3 se observa la posición relativa de Uruguay en esta tabla ocupando el puesto 50, muy similar al 51 del año 2010. Uruguay se ve rodeado por países muy disimiles como son Luxemburgo y Cabo Verde lo que habla de la variedad de situaciones que se encuentran a nivel mundial.

A.3. La Energía Eólica en Uruguay

49	Luxembourg	44,0	0,0	0,0	46
50	Uruguay	40,5	0,0	32,8	51
51	Cape Verde	38,3	25,5	1267,9	71

Figura A.3: WWEA Reporte Anual 2011: Poción Relativa de Uruguay en potencia instalada. Figura tomada de [7].

A.3. La Energía Eólica en Uruguay

El desarrollo de la energía eólica en Uruguay es muy reciente pese a algunos antecedentes experimentales de hace una década. Los esfuerzos se han dividido entre privados y UTE que ha instalado sus propias turbinas en la Sierra de Caracoles, departamento de Maldonado.

El Uruguay, al ser un país sin hidrocarburos autóctonos, ni otras formas de energía convencional se ha visto muy motivado por la nueva fuerza que han tomado las energías alternativas, entre las cuales, la energía eólica es muy destacada. En base a esto en el año 2008 se estableció La Política Energética 2005-2030, documento que ha sido ratificado por la comisión multipartidaria de energía del parlamento en el año 2010. El resumen de dicho documento dice:

El objetivo central de la Política Energética es la satisfacción de todas las necesidades energéticas nacionales, a costos que resulten adecuados para todos los sectores sociales y que aporten competitividad al país, promoviendo el uso responsable y eficiente de energía, procurando la independencia energética del país en un marco de integración regional, mediante políticas sustentables tanto desde el punto de vista económico como medioambiental, utilizando la política energética como un instrumento para desarrollar capacidades productivas y promover la integración social.

Luego define ejes de acción, metas a corto, mediano y largo plazo, así también como una serie de líneas concretas de acción. Pero en lo que interesa a la energía eólica define para el 2015 el objetivo de tener 500 MW instalados. Uruguay es un país con fuerte generación hidroeléctrica, por lo que la generación a partir de fuentes eólicas es un excelente complemento y por esto el gran impulso que se impone. Para el desarrollo de este recurso, el Gobierno Nacional junto con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo han establecido y llevado adelante el Programa de Energía Eólica del Uruguay (www.energieolica.gub.uy)

Para poder tomar una estrategia como la explicada anteriormente, el país debía contar con algo fundamental, viento en abundancia. Se han realizado y se realizan diversos estudios y revelamientos que concluyen que el Uruguay cuenta con un excelente recurso eólico. En particular se ha relevado y esta disponible online el Mapa Eólico del Uruguay llevado a cabo por el Ministerio de Industria, Energía y Minería y la Universidad de la República. En la figura A.4 se tiene una imagen general del mapa a modo ilustrativo.

Un comentario más vale la pena sobre el recurso eólico. Pese a que el viento se asocia a cierta incertidumbre, ya que no es fácilmente predecible a largos plazos,

Apéndice A. Motivaciones y Estado de Situación

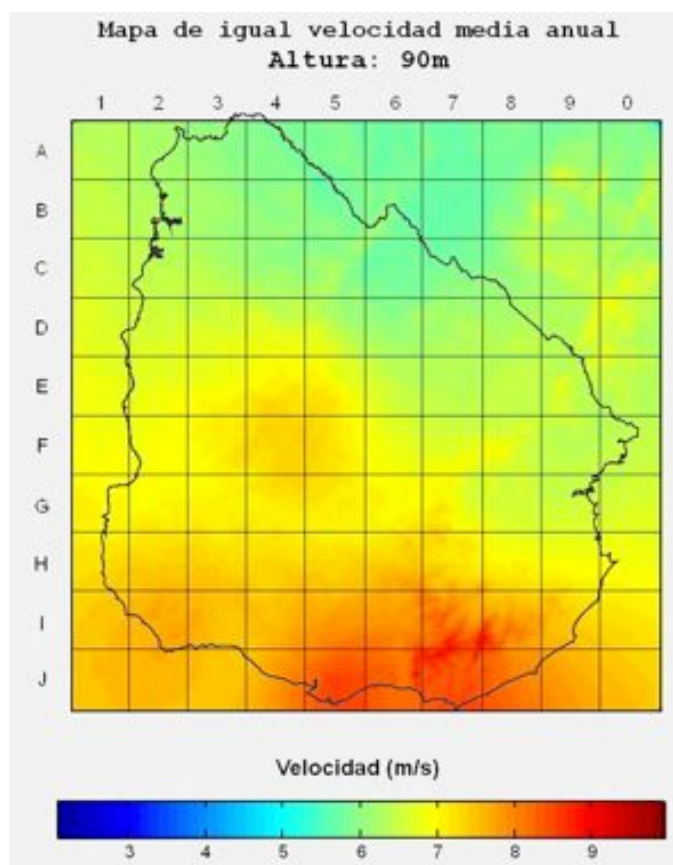


Figura A.4: Mapa Eólico del Uruguay. Figura tomada de [4].

los históricos indican que en valor medio es un recurso muy regular. De hecho, el recurso hídrico es muy variable año a año, como es notorio, mientras que el viento termina teniendo una media muy regular año a año. Es decir que bajo este punto de vista es un recurso muy confiable.

Un rápida puesta al día de la energía eólica en Uruguay, puede ser la siguiente:

Instalado:

- En el año 2006 la empresa Agroland instalo 450 *kW* en las inmediaciones de Garzon.
- Poco despues la misma empresa completo la instalación de un parque de 13 *MW* en Rocha, conocido como Nuevo Manantial.
- En el año 2008, la empresa estatal UTE instala su primer parque en la zona de Cerro de Caracoles con un total de 10 *MW*.
- En el año 2010 UTE completa la instalación del segundo parque próximo al primero adicionando 10 *MW*.

A.3. La Energía Eólica en Uruguay

- En el 2011, la empresa Kentilux terminó la instalación de 10 *MW* en su parque de San José.

Proyección:

- El parque de la empresa Kentilux esta en proceso de ampliación y alcanzara los 20 *MW* para el año 2013.
- Por el decreto 77/006 del Poder Ejecutivo otros 66 *MW* han sido adjudicados y están en proceso de construcción, previendo su finalización para el año 2013.
- Por el decreto 403/009 del Poder Ejecutivo, otros 150 *MW* fueron adjudicados, previendo su finalización para el 2014.
- Por el decreto 159/001 del Poder Ejecutivo se asignaron otros 192 *MW* a distintas firmas que también deberán estar operativos para el año 2014.
- Un nuevo decreto, el 159/011 habilito a UTE a contratar con empresas que estén dispuestas a aceptar el precio medio alcanzado en la última licitación. Bajo este régimen se han adjudicado 9 empresas por un total de 438 *MW*.
- Finalmente, siguiendo el decreto 424/011 del Poder Ejecutivo, se adjudicaron 437,8 *MW* a diversas empresas en marzo del año 2012.

El resumen anterior presume una gran explosión de potencia instalada para los próximos años. Lo que consolidará a Uruguay como un país con gran incidencia de la energía eólica en el matriz energética.

Para terminar decir que la academia se ha visto muy movilizada por esta nueva tendencia, teniendo una participación directa y decisiva en muchas de las investigaciones, estudios y resoluciones llevas a cabo. Aunque claramente se trata de una actividad multidisciplinaria, la Facultad de Ingeniería a sido punta de lanza en esta cruzada, bien representada por el Instituto de Ingeniería Eléctrica y el Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental. En particular se puede destacar la creación de una nueva maestría centrada en temas energéticos, a saber, Maestría en Energía, de la Facultad de Ingeniería, Universidad de la República.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice B

Introducción a los Sistemas Eólicos de Energía

En el presente capítulo se presenta una visión introductoria sobre los sistemas eólicos de energía, en particular un pequeño recorrido por la historia, los principios básicos que aplican y las tecnologías disponibles.

B.1. Historia

El uso del viento con fuente de energía es muy antiguo y puede ubicarse por el 5000 AC con el inicio de la navegación a vela. Más acá en el tiempo hay registros del sibo I DC en Grecia en maquinarias que utilizaban el viento como fuerza motor. Pero con un uso más importante como fuente de energía para riego y molienda los primeros registros son de Persia en el siglo VII DC con molinos de eje vertical. Luego a partir del siglo XII los molinos de eje horizontal se popularizaron en Europa, tanto para la molienda como para el riego. Molinos que al ser confundidos con gigantes, provocaron algunas de las luchas más famosas de la historia a manos de Don Quijote de la Mancha. En 1854, en EEUU, Daniel Halladay estableció un hito en el uso de la energía eólica al inventar el famoso molino de aspas metálicas para el bombeo de agua que fueron tan populares en los campos de todo el mundo. Este molino fue de vital importancia para el desarrollo moderno y el avance de la población sobre el campo.

Los molinos como generadores de energía eléctrica tienen su origen por 1890, casualmente 3 iniciativas separadas se concretan por esos años. En 1887, en Escocia, el Profesor James Blyth construye un pequeño generador en su casa de vacaciones. Por su lado en 1888, Charles Brush en EEUU, construye un generador de 12kW que tenía 17 m de diámetro y 18 m de altura, hecho en madera. Por último en 1890 el Profesor Lacour en Dinamarca construye su propio molino para generar electricidad para la producción de hidrógeno y oxígeno por electrolisis. Desde entonces ha habido una gran carrera por el desarrollo de estas máquinas con algunos eventos interesantes. En 1927, Jacobs fabricó un pequeño generador de 1 kW, los cuales fueron muy populares produciendo 30.000 unidades en 30 años. En 1927, en

Apéndice B. Introducción a los Sistemas Eólicos de Energía

Francia, se produce el famoso molino de eje vertical, Darrieus. Luego las potencias comenzaron a aumentar vertiginosamente llegando a potencia comparables a las actuales, aunque con muchas dificultades. Muchas veces estos molinos no llegaban a dar una sola vuelta antes de destruirse. La crisis del petróleo de 1973 colaboro con este desarrollo que ha continuado hasta el día de hoy.

La historia termina con una concepción actual, de alguna manera, consensuada entre los distintos actores. Esta resultado converge a molinos de eje horizontal, de 3 palas (en algún caso de 2 palas), con corriente de aire torre arriba, palas de paso variable y generador en la góndola. Otros aspectos aun son discutidos o discrepantes, como ser: generador síncrono o asíncrono, full converter o doblemente alimentado, onshore o offshore. Ciertamente estas diferencias responden más a temas de estrategia comercial o patentes que puramente técnicas.

La historia también ha dado lugar a dos filosofías de agrupamiento. Por un lado, esta la modalidad conocida como Holandesa donde los molinos están instalados en forma individual o en pequeños grupos. Por otro lado, una concepción más moderna genera grandes granjas eólicas capaz de producir cientos de magawatts. Naturalmente cada alternativa tiene sus ventajas y desventajas, pero es interés observar que las diferencias más notables están en los requerimientos de la red eléctrica para la inyección de la energía y como la distribución del viento en el territorio afecta a la generación eléctrica.

B.2. Idea General de Funcionamiento

En términos generales, un aerogenerador es una sistema de generación eléctrica donde su máquina primaria es movida por el viento.

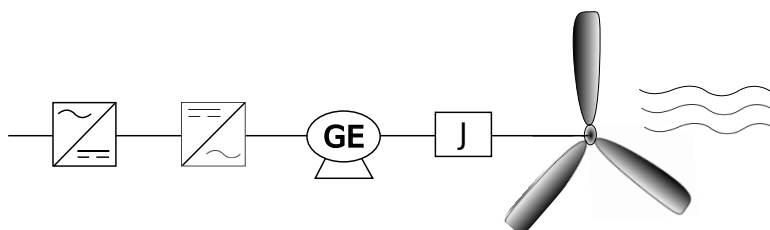


Figura B.1: Modelo general para una turbina eólica

Un esquema general se tiene en la figura B.1, donde se distinguen distintas etapas del proceso. El viento inside sobre un conjunto de palas conectadas a un hub que mueve el eje principal del aerogenerador. Mediante una caja de velocidades el eje de baja velocidad es convertido en un eje de alta velocidad conectado al generador eléctrico. Este generador es vinculado a la red eléctrica para poder volcar la energía generada. Este vinculo puede darse de distintas maneras, siendo el de la figura el correspondiente a un sistema full converter, donde toda la energía del generador es transmitida a la red mediante electrónica de potencia. Existen variantes tecnológicas a este funcionamiento general, pero en la esencia no hay cambios.

B.2. Idea General de Funcionamiento



(a) Aerogenerador de eje vertical.
Fuente: <http://es.wikipedia.org>



(b) Aerogenerador de eje horizontal. Fuente:
<http://http://www.energiverde.com>

Figura B.2: Aerogeneradores

Como se vera más adelante, la energía disponible en el viento depende del cubo de la velocidad del viento. También se vera que la transferencia de las palas es fuertemente no lineal y otros factores que agregan no linealidades al sistema. Se verá con el desarrollo las dificultades que estos factores implican en el sistema de control. Como sea, el objetivo central será capturar el mayor porcentaje de energía posible, de la disponible en el viento, hasta un valor máximo determinado por la potencia nominal del aerogenerador.

En la figura B.2 se tienen dos ejemplos bien diferentes de generadores eólicos, no solo por su tecnología, sino también, por su emplazamiento. Algunas variantes a tener en cuenta se describen a continuación.

Los generadores podrán ser de eje horizontal o vertical. Pero para grandes generadores solo a sobrevivido la alternativa de eje horizontal. En este caso el aerogenerador debe ser capaz de orientarse para atacar el viento de manera perpendicular al plano de giro de las palas, de hecho todos tienen esa capacidad. En el caso de microgeneración existen versiones de molinos de eje vertical el cual tiene la interesante ventaja de no necesitar orientación.

La velocidad de giro de los aerogeneradores puede ser fija o variable, la velocidad fija corresponde a tecnologías más primitivas y más simples, como se verá más adelante la tecnología de velocidad variable mejora sensiblemente el rendimiento del aerogenerador.

Podrán ser de transmisión directa o tener caja multiplicadora, los fabricantes discuten este item ya que eliminar la caja multiplicadora acompleja notablemente el generador a utilizar. Como sea, es indiscutible que la caja multiplicadora, en el caso de existir, es una pieza muy compleja e importante en la máquina, por su peso, por su dificultad para el mantenimiento, por las pérdidas que ocasiona, etc.

Apéndice B. Introducción a los Sistemas Eólicos de Energía

La regulación aerodinámica podrá ser Stall o por regulación de Pitch, la primera se refiere al principio aerodinámico por el cual la pala entra en pérdida a partir de cierta velocidad de viento de manera de limitar la transferencia de energía desde las palas al eje. La segunda implica la orientación activa de la pala de manera de transferir la porción de energía del viento deseada. La tecnología de Pitch ajustable corresponde a generadores modernos y de alta eficiencia, mientras lo de Stall son utilizados por generadores más antiguos y simples.

Hay diversidad de posibilidades sobre el generador eléctrico y en general esta elección depende de la patente o tecnología que defiende cada fabricante. Una tecnología muy simple y robusta corresponde a generadores asíncronos del tipo de máquinas de inducción, esta tecnología, en general, a sido dejada de lado. Luego se tiene una gran carrera entre los generadores síncronos de imanes permanentes y los generadores de rotor bobinado. Los generadores de imanes permanentes, usualmente, se trata de generadores de velocidad variable donde el generador es controlado por electrónica de potencia en el estator. Por su lado, los generadores de rotor bobinado, también corresponden a aerogeneradores de velocidad variable y mientras el estator es conectado directo a la red eléctrica, el rotor es controlado por dispositivos de electrónica de potencia.

Como se indico antes, el generador puede estar conectado directo a la red o por medio de electrónica de potencia. También se tiene el caso donde se combinan las dos técnicas, llamados generadores doblemente alimentados y corresponden a generadores de rotor bobinado. En cualquier caso, lo que importa observar de la conexión es que influencia tendrán los generadores sobre la red eléctrica. Este tema es de gran estudio y desarrollo en la actualidad y es un tema que preocupa a muchas compañías eléctricas que se han encontrado con un fenómeno nuevo en sus redes. En particular importa saber, como se comportaran frente a un cortocircuito en la red que los alimenta, que sucede en caso de un hueco de tensión en la red, si son capaces de regular la energía reactiva que intercambian con la red, etc. En primera instancia, se puede decir que los generadores con electrónica de potencia están en mejores condiciones de cumplir con los requerimientos de la red.

Usualmente los generadores son de baja tensión, y para conectarse a la red elevan su tensión a media tensión. Este transformador elevador puede estar en la góndola del aerogenerador o al pie del mismo. Es un hecho que la tecnología del transformador de aislación seca se impone en estos casos por su seguridad.

Finalmente algún comentario sobre la ubicación geográfica. A medida que se han ido popularizando, el emplazamiento a aumentado en complejidad buscando las mejores posibilidades en cuanto al recurso eólico, pero también, por aspectos sociales, culturales, económicos, políticos, etc. Es así que se han conquistado las colinas y montañas, los desiertos, y también los mares y océanos. En particular, la producción de molinos offshore se ha instalado como una carrera paralela donde pese a las dificultades de este tipo de instalación se le han encontrado importantes ventajas. Claramente el viento tiene menos obstáculos y en general es más abundante, pero también están alejados de las poblaciones evitando conflictos sociales con los pobladores lo que ha permitido fabricar molinos más y más grande. Hay algunos prototipos de hasta 10 MW, aunque no es lo usual... aun. La instalación

offshore presenta desafíos distintos al caso onshore, por ejemplo en la conectividad eléctrica lo que ha significado el desarrollo de redes de alta tensión marinas. Como sea, la instalación de aerogeneradores onshore y/o offshore depende de una serie de factores que cambian de país a país, pero ambos están disponibles en el mercado.

B.3. Tecnologías disponibles

Luego de una visión general, conviene detenerse en los aspectos que más importan a esta tarea. En particular, explorar los tipos de generadores disponibles y sus controles asociados.

B.3.1. Velocidad Fija

Para comenzar, una primera alternativa son los aerogeneradores de velocidad fija. El esquema más usual para estos molinos se presenta en la figura B.3.

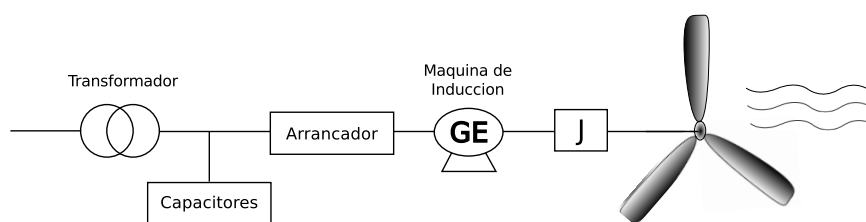


Figura B.3: Modelo de turbina eólica de velocidad fija

Como indica su nombre, se trata de aerogeneradores que su velocidad de giro es prácticamente constante y está impuesta por la frecuencia de red. Como se observa en el esquema, el generador usualmente es una máquina de inducción y está conectada directamente a la red eléctrica, y por esto la velocidad queda impuesta por la red a menos del deslizamiento.

La caja multiplicadora, representada como J en el esquema, es una de las piezas centrales del sistema, por su peso, su costo, su complejidad y los cuidados que representa. Se trata de un equipo mecánico de complejidad ya que debe ser capaz de manejar toda la potencia del sistema para un cambio de velocidades muy importante, desde unos pocas decenas de *rpm* a muchos cientos de *rpm*.

En su forma de funcionamiento usual, el eje es acelerado por el viento hasta rebasar la velocidad de sincronismo, en ese momento el generador es conectado y luego de un transitorio alcanza el estado permanente, el cual depende de la potencia de viento incidente. El arrancador es usado para acotar el transitorio y mantener las corrientes y esfuerzos en valores razonables.

Este esquema, implica un control casi inexistente, ya que la velocidad es fija, la potencia activa depende del viento y la reactiva del generador. Para compensar el consumo de reactiva se agregan bancos de capacitores como se indica en la figura. Esta imposibilidad casi absoluta de actuar implica que cualquier perturbación o variación es transmitida directamente a la red, lo que puede representar una situación

Apéndice B. Introducción a los Sistemas Eólicos de Energía

inaceptable.

La velocidad fija es una limitación muy fuerte al momento de capturar la mayor cantidad de energía disponible en el viento, como se vera más adelante, la velocidad optima de giro depende de la velocidad del viento. Es por esto, que en algunos casos, estos aerogeneradores vienen equipados con generadores de doble bobinado, de manera de tener dos velocidades de giro, una velocidad baja para poco viento y otra velocidad alta para condiciones nominales.

Como ventajas en estos generadores resalta, su bajo mantenimiento y la ausencia de piezas o sistemas complejos. Se trata de un sistema muy robusto y compuesto por equipos muy desarrollados en la industria y con muchos años de experiencia. Como desventajas, ya se ha indicado la falta casi total de control y su baja eficiencia para velocidad de viento intermedias. Finalmente, como en muchos casos estos aerogeneradores no cuentan con regulación aerodinámica, sino que simplemente entran en perdida para controlar la potencia, se trata de estructuras muy sufridas lo que limita su vida útil y/o encerarse su costo.

B.3.2. Doblemente alimentado

Los aerogeneradores con tecnología de generadores eléctricos de doble alimentación se tratan, siempre, de molinos de velocidad variable. Lo que implica que son capaces de generar para un rango de velocidades de giro ajustando la misma de la mejor manera posible. Una representación usual se encuentra en la figura B.4.

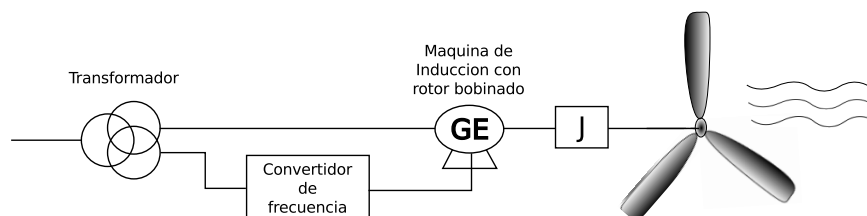


Figura B.4: Modelo de turbina eólica de velocidad variable con generador de doble alimentación

El generador eléctrico se trata de una máquina de inducción con rotor bobinado, de esta manera se tiene dos puntos de vinculación eléctrica con la máquina. Como indica el esquema, el estator es conectado directo a la red, mientras que el rotor es conectado a la red a través de un convertidor de frecuencia. Sin entrar en detalles electromagnéticos sobre maquinas, se observa que el control sobre la alimentación del rotor permite obtener una velocidad de giro variable. Pero también permite controlar, la energía reactiva intercambiada con la red, o las perturbaciones provenientes de las fluctuaciones del viento.

En su funcionamiento usual, estos aerogeneradores controlan la velocidad de giro desde un mínimo de viento hasta la velocidad nominal, luego de la cual, una regulación por pitch activo limita la potencia transferida desde el viento al eje mecánico.

Aunque se trata de un avance muy sustancial respecto al esquema del aerogene-

B.3. Tecnologías disponibles

radar velocidad fija, el rango de control no es ilimitado. De manera que el control sobre la velocidad, sobre la potencia activa o reactiva esta limitada por el conjunto generador - convertidor de frecuencia. Lo interesante es que el convertidor de frecuencia involucrado no requiere manejar el 100 % de la potencia del generador, sino solo una parte, lo que es una importante ventaja en el caso de grandes generadores. A su vez este convertidor le permite al molino participar en forma activa en la red eléctrica, regulando tensión, o colaborando para minimizar transitorios.

Para terminar observar que la caja multiplicadora no ha sido eliminada, por lo que este elemento sigue siendo muy importante en el sistema y debe ser tenido en cuenta con especial cuidado.

En resumen, estos generadores son un avance sustancial en la eficiencia de los aerogeneradores debido básicamente a la posibilidad de generar para velocidad variable, pero esto también los ha tornado más complejos lo que deviene en un mayor y más sofisticado mantenimiento. El otro punto alto de estos generadores es su interacción con la red, ya que son capaces de actuar, dentro de ciertos límites, en función de las necesidades.

B.3.3. Full-Converter

Para completar la presentación de aerogeneradores de velocidad variable, es necesario analizar los molinos con tecnología denominada *full converter*. Un esquema de este tipo de molinos se indica en la figura B.5.

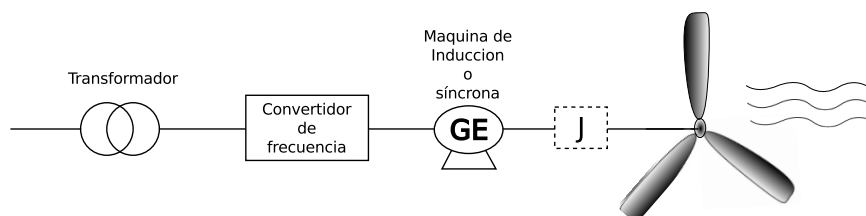


Figura B.5: Modelo de turbina eólica de velocidad variable con *full converter*

Como indica el esquema, ahora el convertidor de frecuencia controla toda la potencia involucrada, de esta manera se tiene un control completo sobre la interacción de la red con el generador eléctrico. El generador eléctrico puede ser del tipo máquina de inducción o del tipo máquina síncrona, siendo estas últimas las más interesantes.

Al igual que para el caso de doble alimentación, el molino genera desde una velocidad mínima de viento hasta la velocidad nominal variando su velocidad de giro de manera de perseguir el punto de máxima eficiencia. Luego, para velocidades de viento mayor, un sistema de regulación aerodinámico por pitch activo limita la potencia transferida.

Es interesante observar en el esquema, que la caja multiplicadora está en líneas punteadas, ya que hay fabricantes que proponen el uso de esta tecnología con un generador síncrono de imanes permanentes multipolar, de muy baja velocidad de giro que no requiere de la caja multiplicadora para adaptar las velocidades de giro.

Apéndice B. Introducción a los Sistemas Eólicos de Energía

Esta propuesta es una mejora sustancial, debido a las pérdidas involucradas en la caja multiplicadora y las otras complejidades que esta pieza mecánica implica. Pero el uso de un generador tan particular, no solo es de difícil construcción, sino que es de muy complejo mantenimiento y se trata de una pieza muy grande. A su vez el uso de imanes permanentes, es una tecnología muy cara y muy afectada por la temperatura, por lo que su uso es muy discutido. Como sea, la discusión esta instalada y cada fabricante defiende su solución como la mejor.

Volviendo a la topología *full converter*, implica un avance sustancial en la interacción con la red. Todo intercambio esta bajo el control de la electrónica de potencia usada, lo que por un lado, permite controlar tensión, participar en transitorios, etc. Pero por otro lado, implica el uso de un equipo suficientemente grande para manejar toda la potencia generada, que en el caso de grandes generadores no es trivial. De todas maneras el avance de la electrónica de potencia, debido al desarrollo industrial, a bajado sustancialmente los costos.

Aunque la discusión sobre un aerogenerador de velocidad fija pero muy simple, es mejor o peor, que un generador de velocidad variable pero muy complejo, es valida. En especial si se observa desde el punto de vista costos - beneficios. Pero la realidad es que esta discusión la han salvado las compañías eléctricas con sus exigencias sobre los aerogeneradores. Las compañías están muy preocupadas por como estos nuevos generadores influyen en al red eléctrica y han impuesto una serie de exigencias que solo generadores controlados por electrónica de potencia pueden cumplir.

B.4. Instalación y mantenimiento

Para finalizar el capítulo introductorio conviene dar algunos elementos sobre la instalación de estos aerogeneradores y el mantenimiento que implican. En particular, explorar un poco los factores que determinan la viabilidad de la instalación de un nuevo equipo y de que manera llevarla a cabo. Por otro lado, el correcto manejo del mantenimiento es vital en un sistema eólico, porque la energía perdida debida a una falla en el equipo nunca será recuperada. El viento no puede ser acumulado como el agua en una represa o guardado como el combustible, por lo que una parada en los molinos debe estar muy bien programada.

B.4.1. Factores de la instalación

El estudio de la viabilidad de la instalación de un sistema de generación eólico es claramente multidisciplinario. Desde los enfoques más evidentes, como la ingeniería mecánica o eléctrica, hasta factores sociales, medioambientales, financieros, etc.

En el mismo sentido, un proyecto eólico implica al interacción de muchos actores, como ser: fabricantes de equipos, empresas constructoras, inversores, bancos, compañía de seguros, ente regulatorio, operador del sistema, etc.

B.4. Instalación y mantenimiento

Algunos de los aspectos de interés se desarrollan a continuación.

Evaluación del Recurso

Esta claro, que el primer elemento a considerar es el estudio del recurso, porque sin viento no hay proyecto. El aumento de las posibilidades eólicas, han impulsado el registro de viento de forma masiva. Pero como estos registros requieren de mucho tiempo, al menos un año, para tener conclusiones firmes, se ha recurrido al modelado y predicción en base a registros de orden meteorológicos. Un ejemplo interesante es el caso del mapa eólico del Uruguay como ya se mencionó. Existen diversas herramientas disponibles de este estilo, algunas impulsadas por los gobiernos interesados en captar inversión, otras por privados que venden sus servicios. Hay servicios a nivel global, por país o regionales, pero de alguna manera se accede a una primera estimación del viento disponible en el lugar de interés. Luego en una segunda etapa, el especialista debe modelar el lugar de interés y realizar las mediciones necesarias para poder hacer un estudio de microescala que permita determinar cuantos, cuales y donde se deben colocar los molinos. Por supuesto que existen herramientas de software que aseguran resolver todo esto de forma muy sencilla, pero lo cierto es que se requiere de experiencia y conocimiento específico para no cometer errores. En la figura B.6 se tiene, a modo de ejemplo, una salida gráfica típica de un software para análisis de viabilidad de proyectos eólicos. Como se ve, usualmente estos software son muy amenos y pretenden dar todas las respuestas de manera sencilla. Si bien son muy útiles, deben ser operados por especialistas que entiendan cabalmente la disciplina.

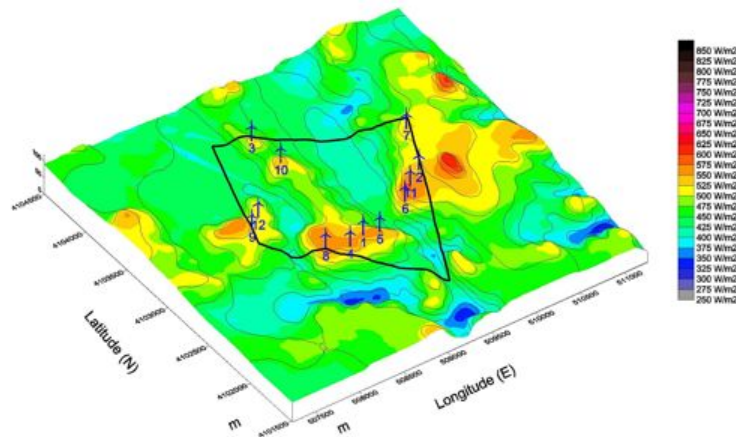


Figura B.6: Software para estudios a Microescala, salida gráfica.

Red Eléctrica

Se puede decir, que luego de tener las condiciones de viento, la preocupación inmediata es como hacer llegar la energía generada a la red eléctrica. Existen apli-

Apéndice B. Introducción a los Sistemas Eólicos de Energía

caciones de aerogeneradores aislados, de manera que no necesitan una conexión eléctrica, pero no son de interés este momento. Usualmente un parque eólico cuenta con un red eléctrica de media tensión, por ejemplo 33kV, que recorre el parque colectando la energía generada por los distintos molinos. Luego esta red de media tensión es conectada al sistema eléctrico local mediante una subestación y línea asociada.

Existen todas las posibilidades, hay conexiones en redes de distribución, de sub-transmisión y de transmisión, en baja, media, alta y extra alta tensión, dependiendo de la ubicación y magnitud del proyecto a integrar. Se podría diferenciar entre las redes de distribución y transmisión más allá de las tensiones, por las condiciones involucradas. Usualmente la red de distribución es débil y los proyectos no pueden ser de gran magnitud, por lo que usualmente se está en un sistema con muchos operadores muy distribuidos. Usualmente estos operadores son de despacho libre y la mayor colaboración que se le demanda a la red es no introducir perturbaciones en el sistema o al menos que estas estén dentro de ciertos límites. En el caso de las redes de transmisión, la situación es un poco diferente. Estas redes albergan los proyectos más grandes, cientos de megawatts quizás, su participación en la red está muy regulada. Pueden ser agentes muy pesados en la red por lo que su operación no puede estar descolgada de la operativa de la red. Adicionalmente, el ente regulador o el operador de la red, podría tener exigencias específicas sobre el comportamiento de estos parques frente a eventos particulares o simplemente bajo demanda.

La decisión del punto de conexión a la red eléctrica, es el resultado de la combinación de regulaciones locales, aspectos tarifarios, restricciones geográficas o medioambientales y requerimientos del parque eólico. Pero la decisión equivocada puede tornar inviable el proyecto, en especial en el caso de proyecto pequeño por parte, cuya conexión eléctrica puede representar un costo muy importante del sistema.

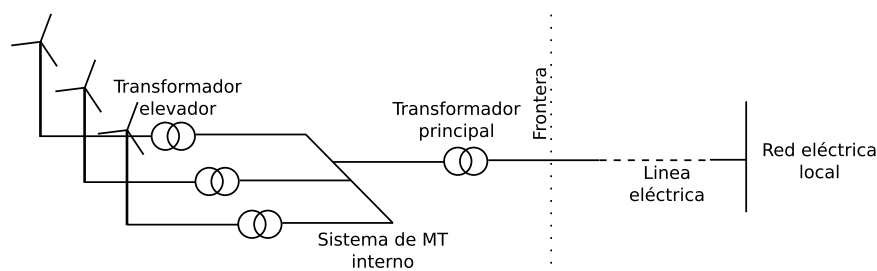


Figura B.7: Red Eléctrica, esquema general

Sociales y Medioambientales

Los aspectos sociales y medioambientales, no solo son muy importantes por sí mismo, sino que habitualmente están muy relacionados. De todas maneras no es tema central del trabajo por lo que solo se harán algunas menciones.

El objetivo para el ejecutor del proyecto es obtener el permiso medioambiental, pero difícil puede obtenerlo sin una buena comunión con la sociedad afectada por el

B.4. Instalación y mantenimiento

emprendimiento. Esta claro que los molinos tienen efectos directos sobre el medio ambiente, como es el caso de los pájaros que muchas veces son derribados por las aspas de un molino, pero también son afectados los murciélagos por el sonido que provocan y otros animales. Para ser estrictos también se deben tener en cuenta el impacto que implica la construcción de los molinos y el resto de los elementos del parque, y por supuesto también su destrucción cuando finaliza la vida útil. A todo esto se debe sumar el impacto de la construcción propiamente del parque, las bases de cemento, los caminos de acceso, la red eléctrica, etc.

Pero quizás todo lo anterior no es lo más difícil de superar y se pueda acotar debidamente. El factor que seguro representará los escollos más difíciles de superar se refieren los aspectos sociales. En este sentido hay que comenzar por la propiedad de la tierra donde será instalado el molino. Muchas veces, quien lleva adelante un proyecto de energía eólica no es propietario de la tierra donde serán instalados los molinos, ni tampoco tiene interés en comprarla. Por lo que debe convencer, a o los propietarios, de arrendarle bajo alguna modalidad el espacio ocupado por el molino y el acceso necesario para el montaje y servicios. Esto usualmente no puede ser dejado librado a la buena voluntad de los propietarios, ya que por ejemplo, un solo propietario en desacuerdo puede terminar con la viabilidad de un proyecto. También es muchas veces tedioso que los contratos de arrendamiento previsto por la legislación puedan ser adaptados a las necesidades de un proyecto eólico. Es así que, los países interesados en el desarrollo de la energía eólica prevén en su legislación leyes o normativas especiales que faciliten estos acuerdos. En Uruguay la ley 18.362 aprobada en el año 2008 establece una servidumbre eólica para proyectos de generación eléctrica.

Luego, y siguiendo con los aspectos sociales, hay que tener en cuenta a las poblaciones locales. Un parque eólico puede fácilmente arruinar un destino turístico, ya que influyen fuertemente en el paisaje, obviamente no es posible disimularlos y producen mucho ruido. También la caminería necesaria puede tener un fuerte impacto, ya que el montaje de estos molinos requiere de maquinaria muy pesada. En contraposición el movimiento genera puestos de trabajo y dinamiza el área por lo que obtener el beneplácito social deviene de una combinación de factores.

Logística

Una logística mal resuelta, o subvalorada puede llegar a aumentar los costos de instalación de manera escandalosa o directamente terminar con el proyecto. Todos los proyectos de mediano porte y mayores serán realizados con grandes molinos. Estos equipos representan un gran desafío para su transporte desde su fábrica de origen hasta el emplazamiento final. Usualmente requieren de una combinación de transporte marítimo, terrestre y en menor medida aéreo, pero siempre se trata de transportes especiales, permisos especiales, reforzar puentes, cortar carreteras, levantar líneas de alta tensión, etc.

Por otro lado, el equipamiento necesario para el montaje de estos molinos, también se trata de grandes cargas que necesitan caminería especial y playas de maniobra. La historia guarda situaciones extremas como el uso de helicópteros para el montaje de algunos molinos. Un capítulo aparte corresponde al montaje de molinos *offshore*,

Apéndice B. Introducción a los Sistemas Eólicos de Energía

pero no interesan los detalles.

Economía y Finanzas

Para terminar con los factores implicados en la instalación de un nuevo parque eólico, algunos comentarios sobre los aspectos económicos y financieros involucrados.

Es claro que la viabilidad económica del proyecto es fundamental para la realización del mismo, por lo que los estados interesados en captar inversión en energía eólica realizan esfuerzos económicos en este sentido. Estos esfuerzos pueden venir por la exoneración de impuestos, por tarifas atractivas, u otros instrumentos como son los bonos de carbono. Como sea, el responsable económico del proyecto debe sopesar todos los factores para tomar la decisión correcta. Posiblemente entre todos esos factores la venta de la energía sea el más importante, en este sentido las posibilidades son múltiples. La venta mercado *spot*, la venta bajo contrato firme o variable, con o sin libre despacho de carga. Las ventas pueden ser a uno o más clientes y la duración de los contratos obtenidos y la contraparte del contrato es muy importante. En Uruguay, si bien existe el mercado *spot*, UTE ofrece contratos de compra de energía en firme por largos periodos de tiempo que resultan muy atractivos.

Como es usual en el mundo moderno, las fuentes de financiamiento para un proyecto de este estilo son multiples, desde bancos, empresas, holding de inversión, joint venture, etc. Un papel importante juegan las aseguradoras en todo esto, llegando en algunos casos a asegurar el viento.

B.4.2. Mantenimiento

El mantenimiento de un parque eólico es un tema muy importante por una razón muy sencilla. El viento que no es aprovechado, nunca más estará disponible. Esta situación difiere de otras fuentes de energía o sistemas industriales en general. Por lo que una salida de servicio no prevista de una máquina representa pérdidas irre recuperables. Es por esto que las tareas de mantenimiento son programadas con el debido cuidado y agendadas en los momentos de menor viento previsto.

Las tareas involucradas, van desde lubricación y limpieza de manera rutinaria, hasta el remplazo de grandes piezas. Usualmente las tareas mecánicas suelen ser más complejas y tediosas que las eléctricas. No obstante se necesita un equipo multidisciplinario para atender todas las necesidades.

Con el desarrollo de los aerogeneradores, se a avanzado mucho en el monitoreo de los mismos, teniéndose en la actualidad sistemas SCADA de relativa complejidad que monitorean y llevan registro de muchísimos parámetros referentes al molino. Estos mismo sistemas, planifican las paradas programas para mantenimiento y minimizan las salidas de servicio. A su vez, usualmente estos sistemas reportan el estado y la estadística de uso, a los inversionistas o casas matrices de la empresas que explotan el emprendimiento, sino también al fabricante del molino el cual recaba datos para mejorar su producto.

B.4. Instalación y mantenimiento

Hay algunas piezas muy grandes y complejas que requieren especial atención, como ser la caja multiplicadora, el generador, las palas, y otros, que agregan una dificultad extra al problema. En el caso que sean necesarias retirarlas para reparar o cambiar se requiere de gruas de gran porte. Usualmente no es posible tener una grua de esa magnitud a la espera de que suceda algo en el parque, pero salir a conseguirla cuando sucede algo puede significar meses de demora. Por lo que se han desarrollado algunos sistemas muy originales para el movimiento de estas piezas. En la figura B.8 se muestra un ejemplo de estos desarrollos, en esta caso se trata de un desarrollo de la empresa Vestas, lo cual consiste en una grua que se adosa a la torre del molino y es capaz de manipular la caja multiplicadora.



Figura B.8: Vestas Tower Crane. Fuente: <http://www.craneblogger.com>

Un comentario sobre el final. Es natural preguntarse si un molino muy moderno y eficiente pero con un mantenimiento complejo, es mejor que un molino muy simple y robusto, menos eficiente claramente pero sin exigencias de mantenimiento. Es claro que no existe una respuesta categórica y la discusión se ve empañada por los intereses de los actores involucrados, pero si es interesante la reflexión ya que en algunas situaciones (en especial para pequeños proyectos) el mantenimiento representa un verdadero problema para la viabilidad del proyecto.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice C

Conversión de la Energía Eólica

En esta sección se repasan los fenómenos involucrados en la conversión de la energía eólica en energía eléctrica pasando por las distintas etapas y aspectos involucrados.

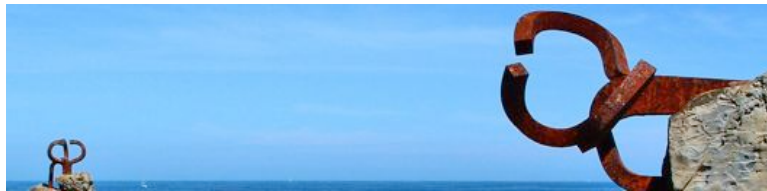


Figura C.1: Peine del Viento: obra de Eduardo Chillida y Luis Peña Ganchegui. Fuente: <http://es.wikipedia.org>

C.1. Recurso

Uno de los aspectos fundamentales en la generación a partir de energía eólica radica en la evaluación y comprensión del recurso eólico, es decir, cuanto es el viento disponible y como es este.

C.1.1. Causas

Para comenzar se debe saber donde esta el origen del viento, el mismo radica en gradientes de presión, calentamiento diferencial de la superficie terrestre y la rotación de la tierra como aspectos fundamentales.

El calentamiento de la tierra por el sol es más intenso en la región del ecuador, esto provoca que el aire caliente suba y se desplace a zonas más frías cercanas a los polos, mientras sobre la superficie de la tierra el aire se desplaza en sentido contrario. Sumado a este fenómeno se tiene la rotación de la tierra y sus consecuencias en las fuerzas de Coriolis y las fuerzas centripetas. La combinación de estos fenómenos explican los vientos a gran escala que se observan en la tierra. Algunos ejemplos

Apéndice C. Conversión de la Energía Eólica

de estos vientos son: vientos Alisios, vientos polares del Este, vientos del Oeste. A estos vientos se los clasifica como de Macroescala y corresponden a distancias del orden de 1000 km y tiempos de días o semanas.

Una escala menor es la denominada Mesoescala, donde las distancias son del orden de 100 km y para plazos de horas o días. Estos vientos tienen su origen fundamentalmente al el calentamiento desigual de una superficie agua-tierra o al viento frío que se desliza por una colina. Por esto, algunos de los vientos más conocidos se denominan: Brisas Marinas o Vientos de Colina. Es usual que estos viento cambien de sentido en un periodo de 12 horas.

Finalmente se tiene la escala denominada Microescala, que como indica su nombre responde a características muy particulares del punto de evaluación como ser construcciones, vegetación o topografías particulares. Muchas veces esta escala requiere de estudios muy particulares y modelos más complejos para su correcta evaluación. En la figura C.2 se tiene un esquema a modo ilustrativo del comportamiento del viento debido a factores de microescala.

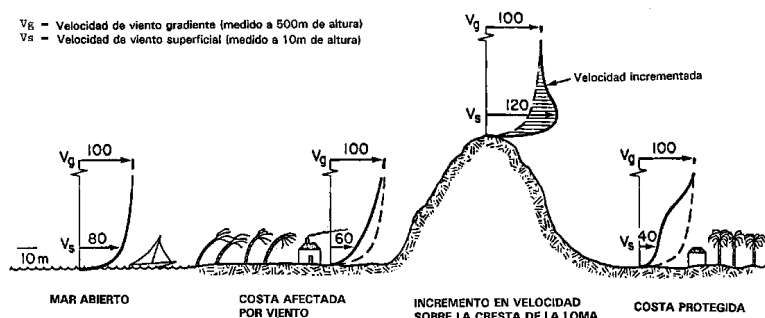


Figura C.2: Viento en Microescala, esquema ilustrativo. Fuente: <http://www.oas.org>

C.1.2. Comportamiento Temporal

Es también de interés observar el viento en el tiempo, más precisamente como el espectro de energía. En la figura C.3 se tiene un espectro típico para el viento.

Es interesante observar como aparecen bien representadas las escalas de viento que se indicaron antes, en particular Macroescala y Mesoescala, las cuales concentran la mayoría de la energía. Existe otra región de alto contenido energético que corresponde a periodos de tiempo muy pequeño denominado Turbulencias. Estas turbulencias, en general, no aportan energía útil, sino que por el contrario generan esfuerzos y desgastes sobre las estructuras.

Debido al análisis anterior, se ha establecido que el viento se mida en periodos de 10 minutos, de manera de filtrar los efectos de la turbulencias y tener una buena medida de la energía disponible al momento de evaluar un recurso eólico.

C.1.3. Turbulencia

Solo algunas palabras sobre el flujo turbulento de manera de no pasarlo por alto. Una manera de definir la turbulencia consiste en escribir la velocidad del

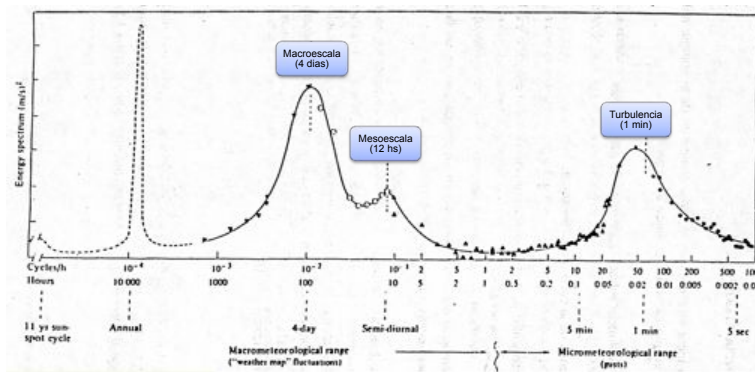


Figura C.3: Espectro de Energía típico para el viento. Fuente: <http://www.wind-power-program.com>

viento como:

$$v(t) = \langle v \rangle + v'(t) \quad (\text{C.1})$$

donde $\langle v \rangle$ corresponde a la velocidad media y $v'(t)$ al flujo turbulento.

Algunas características para el flujo turbulento son:

- Difusividad
- Disipativos
- Aleatorio
- Rotacionales
- Alto Reynolds

La turbulencia puede tener origen mecánico, por ejemplo cuando un fluido se ve forzado a rodear un obstáculo como puede ser el viento que pasa a través de un aerogenerador. O por efectos térmicos vinculado a los gradientes de temperatura. Lo cierto es que la turbulencia representa un parámetro muy importante en la caracterización del recurso ya que tiene una importante incidencia en la vida útil del generador. La turbulencia trabaja incesantemente sobre los materiales provocando fatigas que pueden terminar en la destrucción de parte o todo el generador.

C.1.4. Eventos Extremos

Existen una serie de fenómenos denominados Extremos que pueden provocar grandes daños en las instalaciones. Algunos ejemplos son:

- Ciclón Extratropical
- Turbonadas
- Tormentas Severas

Apéndice C. Conversión de la Energía Eólica

■ Tornados

En Uruguay las Sudestadas y los Vientos Pamperos sean quizás los más conocidas, pertenecientes al grupo de los Ciclones Extratropicales.

Dada su importancia estos fenómenos son medidos y caracterizados adecuadamente y existe una estadística específica para estudiar el periodo de retorno de estos eventos. Hay distribuciones particulares dependiendo del tipo de fenómeno que se estudie.

C.1.5. Perfil Vertical de Velocidad

Ya se ha hablado de la variación espacial y temporal del viento, pero resta estudiar como la velocidad del viento puede variar con la altura. La Capa Limite Atmosférica se define como aquella región próxima a la tierra donde la velocidad del viento se ve influenciada por la tierra. La altura de esta capa puede variar sensiblemente con las condiciones atmosféricas, pudiendo ser de apenas 100 m para algunas noches de poco viento, frías y claras, pero valores más típicos rondan los 2000 m. Luego que termina la Capa Limite Atmosférica comienza la región denominada Atmósfera Libre. Para esta capa la velocidad del viento es el resultado de equilibrios entre las fuerzas de presión y las de Coriolis. En particular interesa estudiar el perfil para la Capa Limite Atmosférica, capa en la cual se verán inmersos los aerogeneradores.

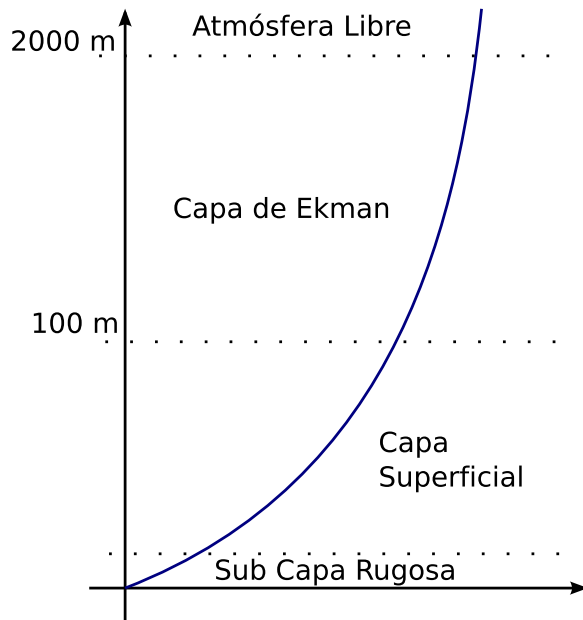


Figura C.4: Perfil Vertical de Velocidades de Viento

En la figura C.4 se presenta un perfil típico de velocidad para el viento con algunas capas definidas.

La Sub Capa Rugosa corresponde a la zona más influenciada por la rugosidad

terrestre, en especial construcciones, arboles y otro tipo de obstáculos que influyen a nivel de microescala como se explico antes. La Capa Superficial es la de mayor interés para los aerogeneradores, ya que estos usualmente se encuentran en su area de influencia. Existen distintas leyes que describen el perfil de velocidades con la altura, en general de origen empírico, pero la más aceptada es la denominada Ley Logaritmica.

$$v(z) = \frac{u^*}{k} \ln \left(\frac{z-d}{z_o} \right) \quad (\text{C.2})$$

donde:

- z es la altura
- u^* es la velocidad de fricción turbulenta
- k es la constante de Von Karman
- d es la altura de plano de desplazamiento nulo
- z_o es la longitud de rugosidad

Otra aproximación posible es la denominada Ley Potencial dada por la formulación:

$$v(z) = v_{ref} \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^n \quad (\text{C.3})$$

donde n es empírico y esta relacionado con z_o .

La longitud de rugosidad z_o esta relacionado con el tipo de terreno que se tenga. Puede tomar valores desde menos de 1 mm para superficies de hielo o agua, hasta 3 o 4 m en ciudades con edificios altos. La altura de desplazamiento nulo d corresponde a la altura hasta la cual el viento puede considerarse cero debido a la presencia de grandes construcciones o obstáculos en general, algunas aproximaciones indican que d es del orden de $2/3$ de la altura media de los obstáculos en el área de estudio.

Finalmente, en la denominada Capa de Ekman, no solo se tiene una variación en la magnitud de la velocidad, sino que también, se tiene un cambio en la dirección. También existen formulaciones para el estudio de esta capa pero no se presentaran aquí.

Cuando existen colinas o importantes desniveles, el viento tiende a aumentar su velocidad para pasar por una área menor, en estas situaciones se define un factor de *speed-up* el cual usualmente depende de la dirección y debe ser tenido en cuenta para una correcta evaluación del perfil de velocidad.

El conocimiento preciso del perfil de velocidades de viento con la altura es muy importante para la evaluación del recurso eólico en un sitio. Usualmente es necesario a partir de una medida, modelar y trasladar esa medida en altura o a otro sitio próximo, por lo que se debe estimar bien el comportamiento del viento.

Apéndice C. Conversión de la Energía Eólica

C.1.6. Caracterización del Viento

Para terminar la introducción sobre el recurso eólico conviene dar indicaciones de como es caracterizado el viento en números tangibles, cuales son las medidas y resultados que interesan y como son presentados usualmente.

La medida y procesamiento de datos meteorológicos ameritan varios capítulos extra, pero aquí no serán tratados. Si es importante resaltar que no se trata de tema trivial, sino que por el contrario requieren de una especial atención si se quieren obtener resultados confiables.

En lo que sigue se asume un correcta adquisición y manipulación de las medidas.

Valor Medio

Para comenzar es importante el registro del valor medio de viento. Como ya se mencionó, el viento es registrado en ventanas de 10 min donde se promedia para obtener un valor medio que elimine básicamente la componente turbulenta del viento.

Como el valor medio del viento es distribuido, en función de la velocidad, esta bien representado por la distribución de Weibull, expresada por:

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (\text{C.4})$$

donde k se denomina como el factor de forma y c como el factor de escala. El factor k usualmente toma valores entre 1,5 y 3 y para el caso de $k = 2$ se la conoce como distribución de Rayleigh

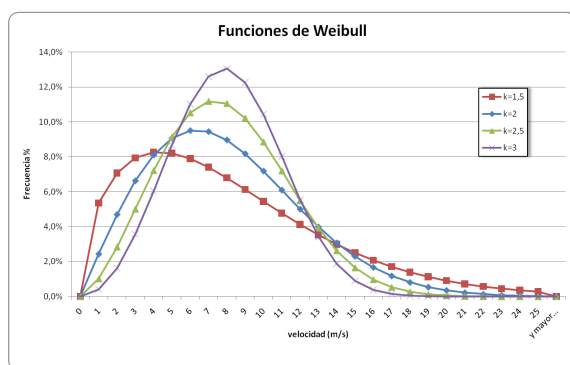


Figura C.5: Distribución de Weibull, variación con k

En las figuras C.5 y C.6 se tiene la forma de la distribución de Weibull y como esta varia con el factor de forma k y el factor de escala c , respectivamente.

En la figura C.7 se tiene un ajuste de ejemplo donde se observa el buen comportamiento de la función a esta aplicación. Este ajuste usualmente se realiza por la técnica de mínimos cuadrados a partir de una serie de datos.

También es de interés calcular el valor medio de velocidades como:

$$v_{avg} = \int_0^{\infty} p(v) \cdot v \cdot dv \quad (\text{C.5})$$

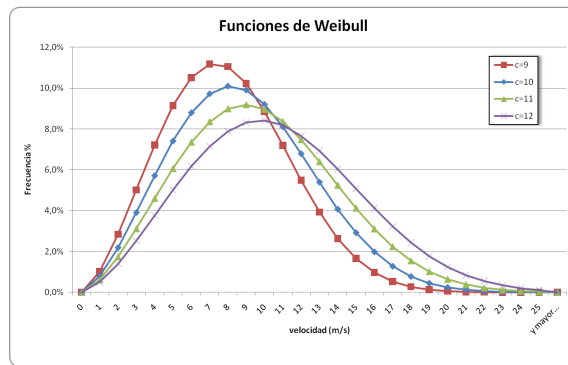


Figura C.6: Distribucion de Weibull, variación con c

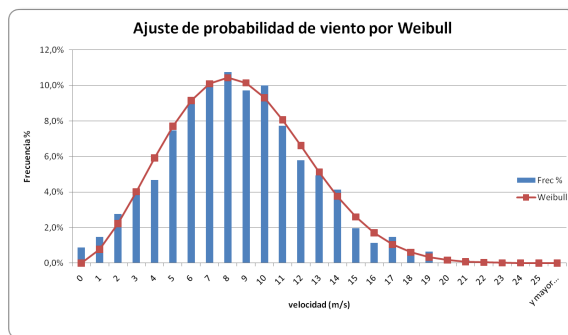


Figura C.7: Distribucion de Weibull, ejemplo de ajuste

Este valor tiene importancia, por ejemplo, es utilizado por la norma IEC 61400 para determinar la clase de turbina a instalar por criterios de seguridad.

Dirección - Rosa de Vientos

El otro elemento importante, aparte de la magnitud del viento, es la dirección de la cual proviene. Cuando se registra la velocidad de viento, siempre se registra su magnitud y dirección. La herramienta gráfica fundamental para la interpretación de resultados es la Rosa de Vientos, la cual siempre indica la dirección de donde proviene el viento. Distintos tipos de registros se puede hacer con la Rosa de Vientos.

En la figura C.8 se presenta una rosa de vientos donde se ha promediado en cada dirección la velocidad media de viento. De esta manera, es posible ver para cualquier dirección dada cual es el valor medio de vientos esperable en esa dirección. Para el caso del ejemplo, no hay grandes variaciones de velocidad en función de la dirección.

Para el caso de la figura C.9 la rosa de vientos indica con qué asiduidad el viento toma cada dirección. Es decir, para cualquier dirección elegida se obtiene el porcentaje de tiempo que se espera el viento este en esa dirección. Para el caso del ejemplo hay una marcada dirección predominante en dirección Este.

Ambas Rosas de Vientos presentadas tienen información parcial, pero en el fondo

Apéndice C. Conversión de la Energía Eólica

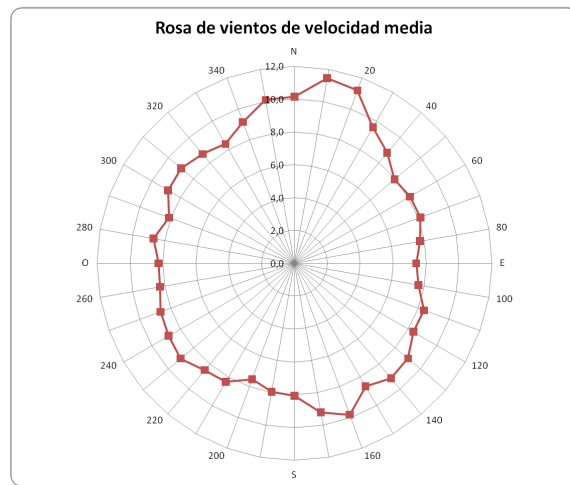


Figura C.8: Rosa de Vientos, velocidad media

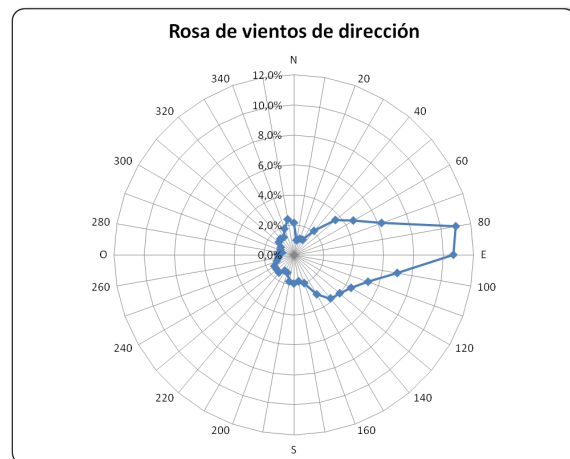


Figura C.9: Rosa de Vientos, dirección

lo que interesa es la energía disponible en función de la dirección. Por lo que se calcula una nueva rosa de vientos como la presentada en la figura C.10, donde se grafica la Potencia Meteorológica disponible en función de la dirección.

En el caso del ejemplo, es claro como, pese a tener una velocidad de viento uniforme un función de la dirección. la predominancia de una dirección frente al resto en el tiempo, determina una rosa de vientos de potencia bien definida. Aunque los aerogeneradores son capaces de trabajar en cualquier dirección de viento, conocer la potencia meteorológica en función de la dirección permite planificar adecuadamente la alineación relativa entre aerogeneradores, ya que entre ellos son fuertemente influenciados. En el caso del ejemplo, sería una muy mala idea colocar dos aerogeneradores alineados según la dirección Este.

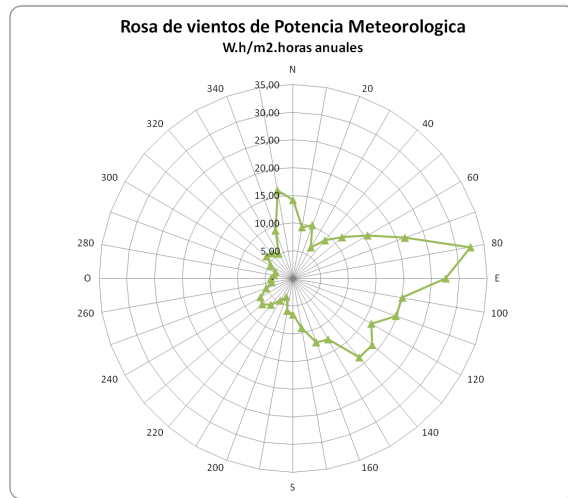


Figura C.10: Rosa de Vientos, potencia meteorológica.

Turbulencia

Otro importante elemento para caracterizar el viento adecuadamente consiste en cuantificar adecuadamente la turbulencia. Para ello se define la Intensidad de Turbulencia como:

$$I = \frac{\sigma}{v} \tag{C.6}$$

donde *sigma* corresponde a la desviación estándar del viento para la ventana de tiempo (10 min) y *v* es la velocidad media del viento es esa misma ventana de tiempo.

Es de interés graficar la intensidad calculada en función de la velocidad de viento. En la figura C.11 se presenta esta representación. Para el caso del ejemplo se observa como la dispersión en la intensidad disminuye a medida que aumenta la velocidad y también disminuye la magnitud de esta intensidad. Por otro lado, usualmente la intensidad de turbulencia disminuye con la altura.

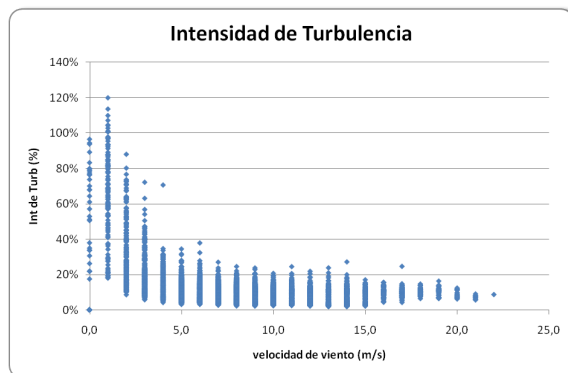


Figura C.11: Turbulencia, Intensidad en función de velocidad media

Apéndice C. Conversión de la Energía Eólica

Otro gráfico que resulta interesante consiste en una rosa de vientos que indique el valor medio de la intensidad de turbulencia en función de la dirección del viento.

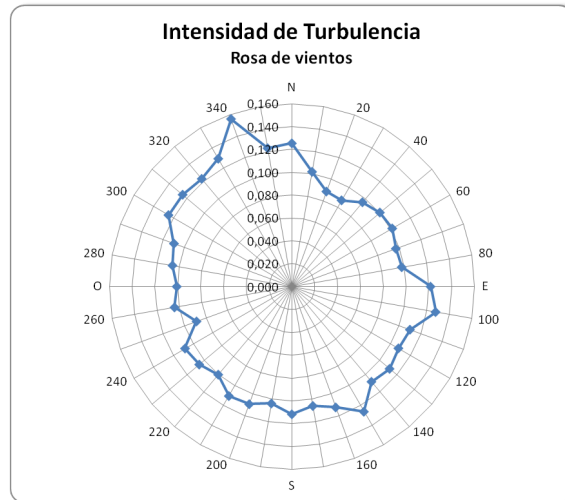


Figura C.12: Turbulencia, Rosa de Vientos

En la figura C.12 se tiene la rosa de viento buscada. En el caso del ejemplo la intensidad de turbulencia es relativamente constante con la dirección de viento, pero aparece una dirección, próxima al Norte donde parece aumentar la turbulencia. Esto puede deberse a la presencia de algún obstáculo particular en esa dirección. Permite tomar previsiones al momento de planificar la instalación de un nuevo aerogenerador, o buscar medidas que mitiguen altos valores de turbulencias si estos no fueran aceptables.

Viento Extremos

Para terminar la caracterización del viento algunas palabras sobre los vientos extremos. Ya se ha dado algunas pautas del origen de estos vientos extremos. Como es evidente, estos fenómenos pueden ser muy dañinos para un aerogenerador, llegando al extremo de destruirlos. La norma IEC 61400 da criterios para las exigencias que debe soportar una estructura para vientos extremos con un periodo de retorno de 50 años. A su vez define y da criterio para ráfagas de duración inferior a 10 min que también deben ser soportadas por las estructuras.

C.2. Del viento al electrón

Ahora que se tiene una descripción adecuada sobre el recurso esencial y máquina primaria de los aerogeneradores, se pasa a describir como a partir del viento se obtiene la energía eléctrica deseada. En la figura C.13 se tiene un esquema general sobre los principales elementos involucrados en la conversión energética.

El viento inside sobre un conjunto de palas conectadas a un hub que mueve el eje principal del aerogenerador. Mediante una caja de velocidades el eje de

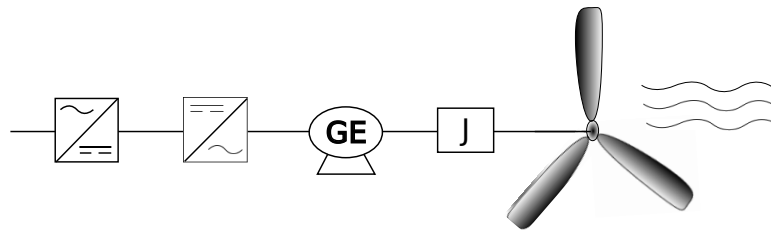


Figura C.13: Modelo general para una turbina eólica

baja velocidad es convertido en un eje de alta velocidad conectado al generador eléctrico. Este generador es vinculado a la red eléctrica para poder volcar la energía generada. Este vínculo puede darse de distintas maneras, siendo el de la figura el correspondiente a un sistema full converter, donde toda la energía del generador es transmitida a la red mediante electrónica de potencia.

Potencia Meteorológica

Antes de entrar en el análisis de la conversión de energía, interesa cuantificar que energía se tiene disponible. La mejor manera es hacer la evaluación por unidad de área. Es así que la energía cinética contenida en el viento de velocidad V que atraviesa un área A está dado por:

$$P_{aero} = \frac{1}{2} \rho A V \cdot V^2 \quad (C.7)$$

donde ρ es la densidad del aire, y se está asumiendo un flujo ideal.

Potencia Mecánica

Se define P_m como la potencia mecánica disponible en el eje de la máquina.

Coefficiente de Potencia

Ahora es posible definir el Coeficiente de Potencia como la relación entre la energía efectivamente extraída del viento y la potencia meteorológica.

$$C_p = \frac{P_m}{P_{aero}} \quad (C.8)$$

C.2.1. Disco Actuador

El Disco Actuador es el modelo usual para estudiar la transferencia de energía del viento a las palas.

En la figura C.14 se observa el esquema de la teoría. Se toma que hipótesis que el flujo es perpendicular al plano de giro de las palas, ideal, estacionario, no rotacional e incomprensible. Por su lado en la figura C.15 se tiene la distribución de presiones para el flujo a través del disco. El planteo consiste en un balance de

Apéndice C. Conversión de la Energía Eólica

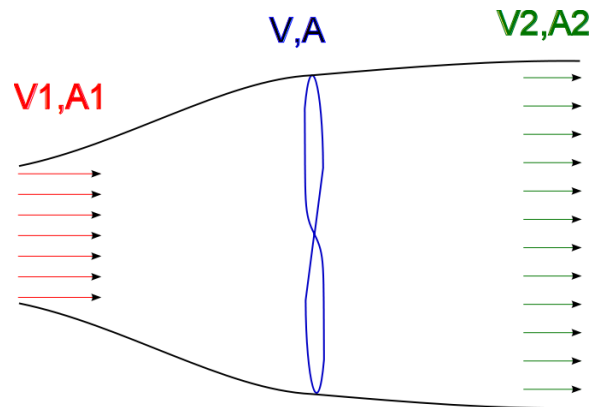


Figura C.14: Modelo de Disco Actuador

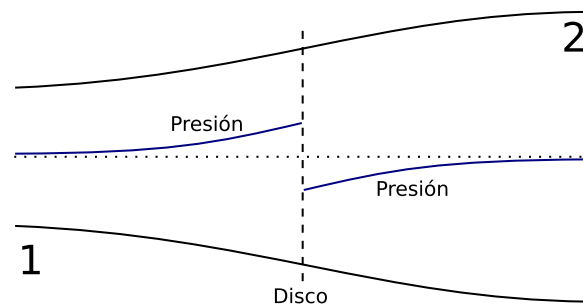


Figura C.15: Modelo de Disco Actuador, distribución de presiones

masas donde se considera que la tasa másica en el punto 1 y en el punto 2 son iguales, de esta manera:

$$A_1 V_1 = AV = A_2 V_2 = Q \quad (\text{C.9})$$

En términos de cantidad de movimiento, el trabajo realizado por las palas será:

$$T = \rho Q (V_1 - V_2) \quad (\text{C.10})$$

donde ρ es la densidad del aire. Igualando el trabajo a la variación de la cantidad de movimiento y aplicando el teorema de Bernulli se obtiene que:

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{C.11})$$

por más información consultar [28]. Ahora que se como varia la velocidad, hay que calcular cuanto varia. Entonces se plantea:

$$V = V_1(1 - a) \quad (\text{C.12})$$

$$V_2 = V_1(1 - 2a) \quad (\text{C.13})$$

donde a puede tomar valores entre 0 y 0,5. Ambos extremos no tiene sentido, ya que, si $a = 0$ significa que la velocidad no cambia por lo que no se tiene

transferencia de energía. Por otro lado, si $a = 0,5$ la velocidad V_2 sería nula, por lo que no es posible conservar la masa como se postulo más arriba. Es así que el objetivo es encontrar el valor de a que optimiza la transferencia de energía desde el aire en movimiento al disco. Para esto se observa el sistema desde un balance energético.

$$\Delta E = \rho \frac{Q}{2} (V_1^2 - V_2^2) = \frac{1}{2} \rho A V (V_1 + V_2)(V_1 - V_2) \quad (\text{C.14})$$

Sustituyendo con las expresiones para V y V_2 encontradas más arriba, se obtiene:

$$\Delta E = P = \frac{1}{2} \rho A V_1^3 4a(1-a)^2 \quad (\text{C.15})$$

Hallando al máximo para la expresión anterior en función de a , se obtiene que este máximo se alcanza para $a = 1/3$.

Limite de Betz

Si se toma $a = 1/3$ es inmediato calcular:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V_1^3 \frac{16}{27} \quad (\text{C.16})$$

Luego volviendo a la definición del coeficiente de potencia, C_p :

$$C_p = \frac{P}{P_{aero}} = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A V_1^3} \quad (\text{C.17})$$

Volviendo al caso $a = 1/3$, se tiene:

$$C_p = \frac{16}{27} \simeq 0,59 \quad (\text{C.18})$$

lo que se conoce como Limite de Betz, lo que significa que ningún generador será capaz de capturar más del 59% de la energía disponible en el viento que lo atraviesa. Pese a los avances y mejoras, los aerogeneradores aun se mantienen alejados de este valor, rondando usualmente $C_p = 0,4$.

Dejando un momento de lado el rendimiento, es interesante observar la dependencia de la potencia con la velocidad del viento y el radio del círculo barrido por las palas. Para esto, se rescribe la potencia como:

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 \cdot V^3 \quad (\text{C.19})$$

donde R es el radio del círculo. Como indica la formula, la potencia depende con el cuadrado del radio y el cubo de la velocidad del viento. En la figura C.16, a modo ilustrativo, se muestra un gráfico del aumento de la potencia generada con el radio para una velocidad de viento dada.

Pero también hay que recordar que los molinos de mayor radio, están a mayor altura, naturalmente. Y de la sección C.1 se vio que la velocidad del viento aumenta

Apéndice C. Conversión de la Energía Eólica

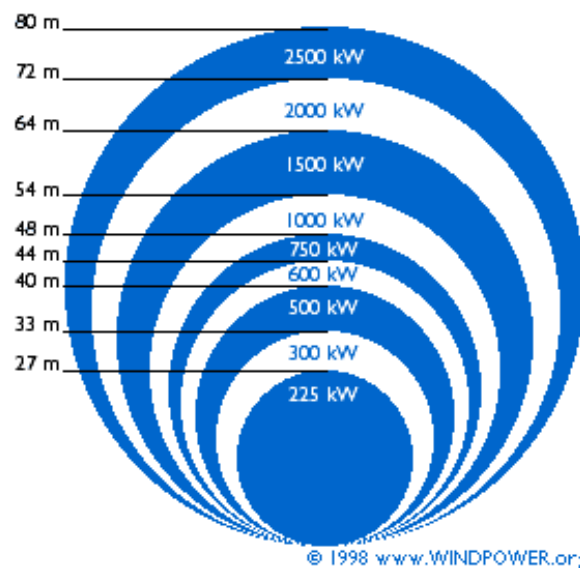


Figura C.16: Variación de la potencia con el radio. Fuente: <http://www.windpower.org>

con la altura. Pero entonces, a medida que se aumenta los radios y alturas de los aerogeneradores, se captan vientos más veloces y todo contribuye al aumento de la potencia generada, por lo que muchos especialistas se preguntan si se puede determinar el potencial eólico de un país. Para ser precisos se debe tomar algún criterio de altura y radio de generadores que por lo pronto sigue evolucionando.

C.2.2. Intercambio de Potencia

Para un mejor acercamiento a la transferencia energética realizada en la pala se deja atrás la teoría del disco actuador y se pasa a estudiar una pala real.

Perfil de pala

Usualmente los molinos comerciales tienen 2 o 3 palas vinculadas por un hub. En la figura C.17 se tiene un gráfico de las palas de un aerogenerador cortadas por un plano y luego a la derecha como queda este corte.

La forma de la pala determina la transferencia de la energía, por lo que distintas palas tienen distinta respuesta al viento. El diseño de palas es un complejo tema de estudio del cual no se darán más detalles. El comportamiento de la pala con el viento es igual al de un ala de avión, donde debido a una diferencia de presión entre un lado y otro de la pala (o ala) se produce una fuerza denominada fuerza de sustentación. Esta diferencia de presión se produce debido a que el aire fluye a distinta velocidad de un lado que del otro consecuencia de la forma que tiene la pala (o ala).

En la figura C.18 se diagrama de fuerzas actuantes sobre la pala y la interacción con el viento. En este esquema típico, la pala está rotando a una velocidad n y como

C.2. Del viento al electrón

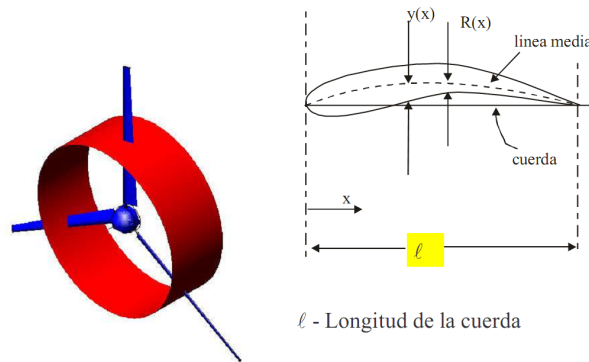


Figura C.17: Corte de pala de un aerogenerador

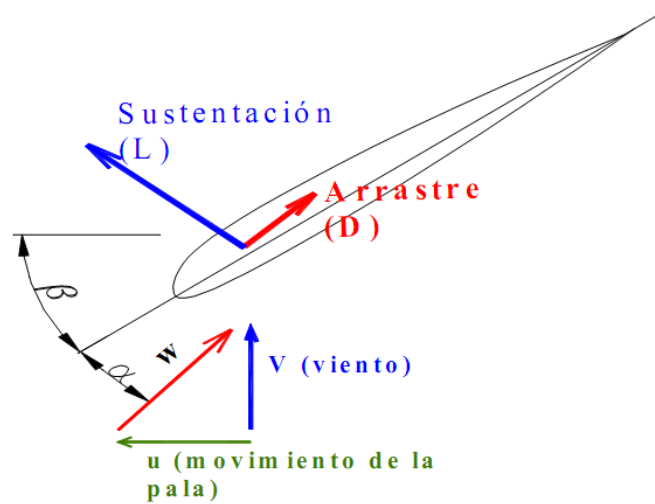


Figura C.18: Esquema de fuerzas sobre una pala. Fuente: Material de la asignatura Energía Eólica de la Facultad de Ingeniería.

consecuencia el diferencial de pala bajo estudio tiene una velocidad lineal $u = n \cdot r$, siendo r la distancia al eje de giro. Luego, el viento incide con una velocidad v perpendicular al plano de giro de las palas, y por composición, la velocidad de viento observada desde un sistema solidario a la pala está representado por w en el dibujo. También el dibujo define dos ángulos muy importantes, α denominado ángulo de ataque, que se forma entre la dirección de la cuerda de la pala y la dirección de la velocidad del viento relativa a la pala. Complementa β conocido con ángulo de *pitch*, determinado por la dirección de la cuerda de la pala y el plano de giro de las palas. Finalmente se indican las fuerzas actuantes sobre la pala, donde se distinguen la fuerza de sustentación representada por L (lift del inglés) y la fuerza de arrastre representada por D (drag del inglés). La fuerza de arrastre D es colineal con el sentido de la velocidad relativa de viento w , mientras que la fuerza de sustentación L es perpendicular al sentido de D . Es evidente que L es quien contribuye en mayor medida al giro de las palas, mientras que D solo

Apéndice C. Conversión de la Energía Eólica

aporta perdidas. De hecho es inmediato calcular una fuerza F en el sentido de giro de las palas como:

$$F = L \sin(\alpha + \beta) - D \cos(\alpha + \beta) \quad (\text{C.20})$$

lo que confirma lo antes supuesto y manifiesta el interes de maximizar L , frente a D .

Siguiendo lo presentado más arriba, se avanza un poco sobre las dependencias de estas fuerzas. Tanto L , como D , dependen de la velocidad de aire incidente w , de su densidad ρ , viscosidad μ y angulo de ataque α , como así también, de la forma de la pala, la cuerda l , rugosidad del material k , etc. Utilizando alguna de estas dependencias se construye dos parámetros adimensionales para la pala que representan el comportamiento de las fuerzas L y D en función de estos parámetros. Se debe tomar en cuenta que L y D son fuerzas por unidad de longitud.

Coefficiente de Sustentación: Utilizando el teorema de Π se llega a la siguiente expresión:

$$C_L = \frac{L}{\frac{1}{2}\rho l w^2} = C_L \left(\frac{\mu}{\rho w l}, \alpha, \frac{k}{l}, forma \right) \quad (\text{C.21})$$

Coefficiente de Arrastre: De la misma manera se obtiene:

$$C_D = \frac{D}{\frac{1}{2}\rho l w^2} = C_D \left(\frac{\mu}{\rho w l}, \alpha, \frac{k}{l}, forma \right) \quad (\text{C.22})$$

Usualmente, se desprecia la influencia de la viscosidad y la densidad del aire, obteniendose expresiones más simples de la forma $C_L(\alpha, forma)$ y $C_D(\alpha, forma)$.

En la figura C.19 se observa las formas típicas para los coeficientes encontrados en función del angulo de ataque del viento relativo y para una forma de pala dada. Ambos coeficientes tienen comportamientos bien definidos y diferentes.

Para el caso del coeficiente de sustentación C_L , se distinguen claramente dos regiones. Una primera etapa denominada Zona Lineal, donde el coeficiente varia proporcional al angulo de ataque, y luego de superada una barrera, que ronda los 12 o 15 grados, en el angulo de ataque, el coeficiente cae abruptamente entrando en la region denominada Zona de Perdida. Como es natural interesara trabajar con los valores de C_L altos sin caer en la zona de perdidas, aunque también será de utilidad la zona de perdida para algunas situaciones como se vera luego. Notar que C_L no se anula para $\alpha = 0$, esto solo sucede para el caso de perfiles simétricos, como es el caso de molinos de ejes vertical.

El el caso de C_D , es más simple, se trata de una función creciente con el angulo, donde la pala esta diseñada de manera que este coeficiente no tenga peso durante la etapa lineal de C_L , y luego que C_L entra en zona de perdida, C_D crece de manera apreciable.

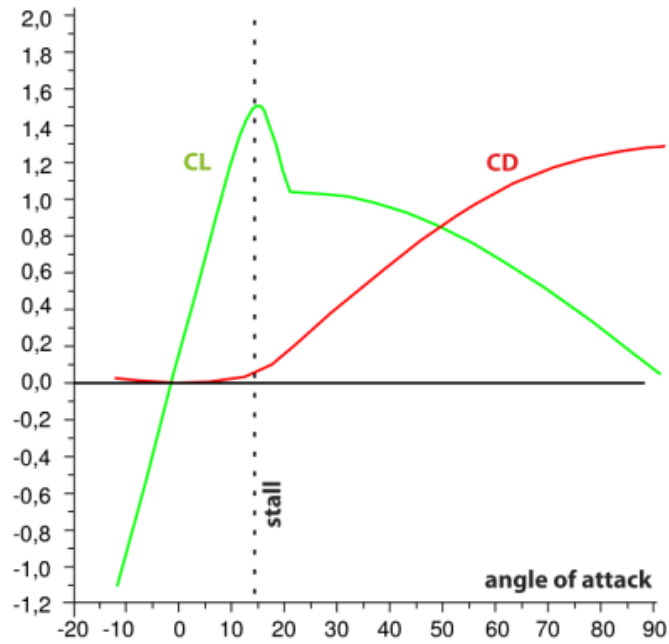


Figura C.19: Gráfica de C_L y C_D en función del ángulo de ataque α para un perfil de pala. Fuente: Material de la asignatura Energía Eólica de la Facultad de Ingeniería.

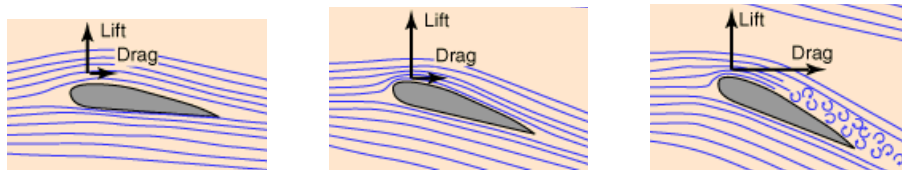


Figura C.20: Flujo alrededor de la pala. Fuente: Material de la asignatura Energía Eólica de la Facultad de Ingeniería.

A modo ilustrativo, en la figura C.20 se observan distintas situaciones de fluido alrededor de la pala, donde en particular interesa observar como cambia el fluido cuando la pala entra en la zona de pérdida correspondiente a la figura de la derecha.

A lo largo de la pala

Ahora que se ha avanzado sobre el comportamiento de la pala para un perfil dado, hay que observar que el perfil de la pala no es constante en todo su envergadura. Por razones constructivas, por supuesto, pero también por razones de eficiencia.

Como es inmediato, la velocidad lineal de la pala depende del radio r para un velocidad de giro n , por lo que a medida que r crece, también crece u . Dado que, por ahora, la velocidad del viento es constante, y recordando que $v = u + w$, se concluye que w crece y α disminuye conforme r crece. Es así que a medida que se recorre la pala a lo largo, las condiciones van cambiando y por ende las fuerzas

Apéndice C. Conversión de la Energía Eólica

involucradas. Esto representa un problema, ya que no es posible ajustar el ángulo β de manera óptima para todo el largo de la pala. Sin entrar en detalles constructivo, es posible pensar que si la pala fuera modificando su perfil a medida que se recorre su largo, este efecto negativo podría minimizarse, o visto de otra manera, sería posible que toda la pala trabaje en el punto óptimo deseado.

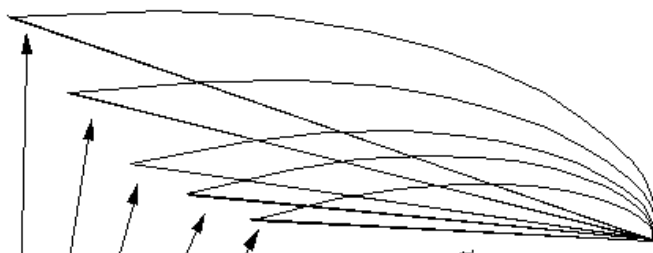


Figura C.21: Esquema de cortes de pala a distintas distancias radiales. Fuente: Material de la asignatura Energía Eólica de la Facultad de Ingeniería.

En la figura C.21 se muestra un esquema posible de como el perfil de la pala va cambiando a medida que se recorre su largo. En particular se observa como el perfil se va *torneando* para mantener el ángulo de ataque. También es interesante observar como a medida que se acerca a la punta de la pala, la misma va disminuyendo en tamaño.

En la sección C.1 se observó que el viento varía su velocidad con la altura dependiendo de algunos factores. Cuando se trata de diferencia de alturas menores, este cambio no es importante, pero cuando se trata de aerogeneradores de gran porte, cuyas palas superan los 30 m entonces la diferencia de velocidad de viento entre el extremo de la pala en el punto más bajo y el extremo de la pala en el punto más alto puede ser importante. Este punto que es interesante no será profundizado por ahora.

C.2.3. Parámetros adimensionados

Distintos parámetros adimensionados son definidos en el contexto de los aerogeneradores. Alguno de ellos se presentaron más arriba al comentar las características aerodinámicas de las palas. Ahora, interesa introducir algunos nuevos de gran utilidad en el estudio de la energía eólica y repasar los ya presentados.

Coefficiente de Velocidad

Para comenzar se define este coeficiente de velocidad que relaciona la velocidad de giro, el radio del círculo barrido por las palas y la velocidad del viento de la siguiente manera:

$$\lambda = \frac{n \cdot r}{v} \quad (\text{C.23})$$

donde r es el radio, n es la velocidad en rad/s y v es la velocidad del viento. Este parámetro adimensionado será de gran utilidad.

Coeficiente de Potencia

Este parámetro ya ha sido introducido, pero quizás sea el más importante por lo que se realizan algunos comentarios extras. Se define como:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho AV^3} \quad (\text{C.24})$$

donde P es la potencia mecánica obtenida en el eje, ρ es la densidad del aire, A es el área barrida y V es la velocidad del viento. Pero ahora que se ha avanzado sobre como la energía del viento es extraída mediante la pala, es posible analizar con mejor precisión de que depende el coeficiente de potencia C_p . Las características del viento, velocidad V , densidad ρ y viscosidad μ tienen influencia sobre la potencia extraída, Por su lado, el diámetro del círculo barrido por las palas D , la longitud de rugosidad k , el ángulo de pitch β , el ángulo Ψ definido como el que se forma entre la perpendicular al plano de giro y la dirección del viento, la velocidad de giro n y la forma del aerogenerador también influyen en la energía extraída al viento. Por lo que $P = P(V, \rho, \mu, D, k, \beta, \Psi, n, forma)$. Al igual que antes, utilizando el teorema Π es posible describir C_p como:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho V^3 \frac{\pi D^2}{4}} = P\left(\frac{\mu}{\rho V D}, \frac{k}{D}, \beta, \Psi, \frac{nD}{2V}, forma\right) \quad (\text{C.25})$$

Lo interesante de la última fórmula es que λ aparece explícitamente como $\frac{nD}{2V}$. Considerando k y μ lo suficientemente pequeño y despreciando el error que se comete al orientarse perpendicular al viento ($\Psi \approx 0$), se puede expresar C_p como una función de β y λ , $C_p(\beta, \lambda)$, forma usual en que se encuentra esta información. Con esta nueva dependencia, es interesante graficar su andamio.

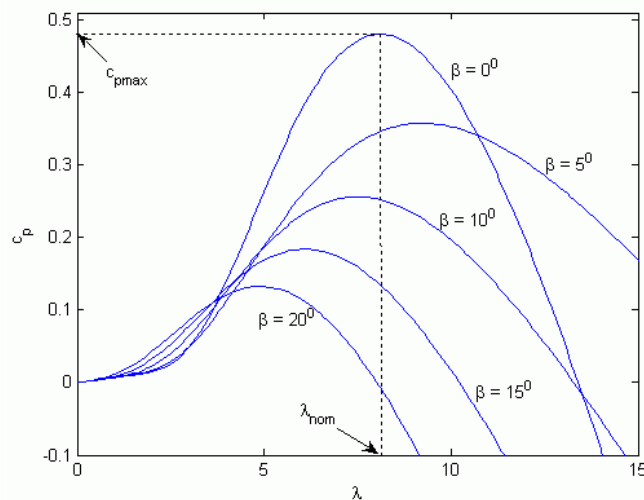


Figura C.22: Gráfica de C_p en función de λ y paramétrica con β . Fuente: <http://www.mathworks.com>

Apéndice C. Conversión de la Energía Eólica

En la figura C.22 se tienen curvas típicas de C_p en función de λ y paramétricas con β . Estas curvas son de gran interés. Se observa que el máximo C_p es alcanzado para $\beta = 0$ y para un valor de λ , lo que significa que para mantener la máxima eficiencia de la turbina la velocidad de giro n debe variar proporcional a la velocidad del viento V de manera de mantener λ en su valor nominal. Lo que significa que el sistema debe ser capaz de variar su velocidad de giro, como se verá luego esto no siempre es así y obtenerlo tiene algunas implicancias.

En las curvas del ejemplo de la figura C.22 el valor de λ óptimo ronda lo 7 o 8, valores aproximados a la realidad. Para ilustrar, si se toma una velocidad de viento $V = 10m/s$ se tiene $n \cdot R = 80m/s$ equivalente a la velocidad tangencial de la punta de pala, lo que significa $288km/h$, una velocidad nada despreciable. Pero por otro lado, si se toma un aerogenerador moderno con radio, por ejemplo, $R = 30m$, se obtiene $n = 2,67rad/s$ lo que equivale aproximadamente a $25rpm$. Un generador eléctrico convencional, de por ejemplo 3 pares de polos, girará cercano a las $1000rpm$, por lo que se debe vincular dos ejes que giran a velocidad muy diferentes mediante una caja multiplicadora muy compleja, cara y pesada. Una alternativa es aumentar la cantidad de pares de polos de la máquina generadora de manera de bajar la velocidad de giro, pero esto no es una tarea fácil y también implica aumento de los costos, masa y dimensiones en las máquinas.

En resumen, por un lado es de interés bajar el valor de λ nominal de manera de bajar la velocidad de punta de pala y en contraposición interesa aumentar el valor de λ de manera de aumentar la velocidad de giro de las palas. Este compromiso, es muy importante y cada fabricante lo balancea de la mejor manera posible, se volverá sobre el tema y también otros aspectos relacionados al avanzar el trabajo. Para completar el análisis del coeficiente C_p es muy interesante observar como son estas curvas comparativamente entre distintos tipos de aerogenerador.

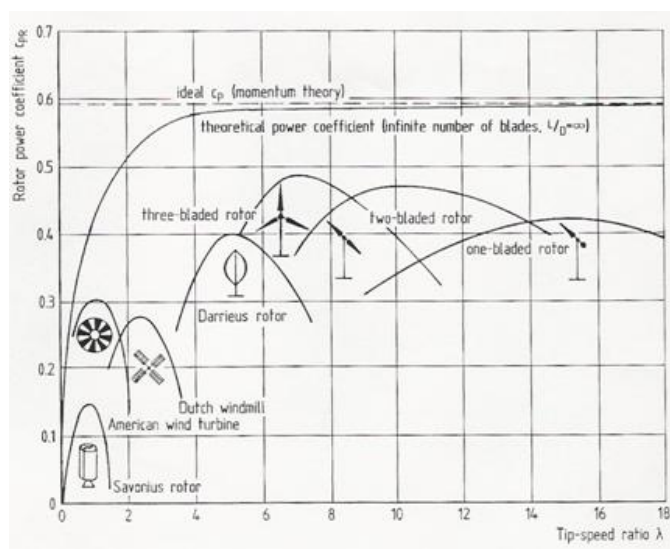


Figura C.23: Gráfica de C_p para distintos tipos de turbinas. Fuente: <http://www.scielo.cl>

En la figura C.23 se tiene un gráfico comparativo del andamio de C_p para

distintos tipo de aerogenerador donde se pueden distinguir dos zonas comparativas. Por un lado generadores antiguos, de muchas palas, o de el diseño de Savonius tienen bajos valores de C_p pero sobre todo, encuentran su máximo para muy bajos valores de λ , del orden de 1 o 2. Por lo que para una baja velocidad de giro trabajan en su punto óptimo. Luego, un segundo grupo parece reunir a generadores más modernos y grandes incluyendo al diseño de Darrieus. Este grupo mejora sensiblemente los valores de C_p y encuentran su máximo para valores de λ más altos, que van desde 5 o 6 a 15 o 16 dependiendo del modelo. Dejando de lado Darrieus, es interesante comparar que sucede con turbinas de similar diseño al variar el numero de palas. Por un lado, el generador de 3 palas es el que obtiene los mayores valores de C_p , pero por otro lado, la turbina con una sola pala trabaja para valores de λ mucho mayores lo que permite aumentar la velocidad de giro. En la practica, el generador de 3 palas se ha impuesto como la mejor solución, uno de los aspectos es el antes analizado, como también otros que se verán luego.

Coficiente de Par

También es interesante analizar el par en el eje. Este se obtiene de forma inmediata a partir de la potencia mecánica y la velocidad de giro mediante $P = n \cdot T$. El coeficiente de par C_q se define como:

$$C_q = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho V^2 \frac{\pi D^3}{8}} = \frac{C_p}{\lambda} \quad (\text{C.26})$$

La definición esta tomada de manera que se tenga una relación con C_p mediante λ como se indica en la formula anterior.

En la figura C.24 se tienen formas típicas para las curvas de coeficiente de par. Como se desprende de su formulación, las curvas de C_q están fuertemente relacionadas con las curvas de C_p .

Coficiente de Empuje

Para finalizar se define el coeficiente de empuje. La fuerza de empuje es aquella que la turbina ejerce sobre el viento, razón por la cual este disminuye su velocidad. Esta fuerza es de interés para el estudio de los esfuerzos sobre la turbina y principalmente la estela que un aerogenerador crea aguas abajo de si mismo. Una forma aproximada para el calculo de la fuerza de empuje es igualar esta fuerza a la variación de la cantidad de movimiento que atraviesa la turbina.

$$F = \rho AV (V_1 - V_2) \quad (\text{C.27})$$

donde se a utilizado la notación de la sección C.2.1, pero esta aproximación no siempre es adecuada.

Para hacer la definición adimensional del coeficiente de empuje se toma:

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2}\rho V^2 \frac{\pi D^2}{4}} \quad (\text{C.28})$$

Apéndice C. Conversión de la Energía Eólica

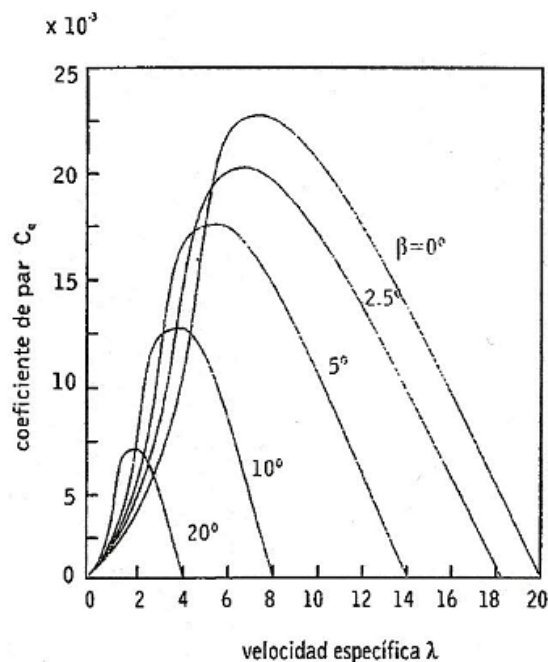


Figura C.24: Gráfica de C_q en función de λ y parametrico con β . Figura tomada de [16].

Una vez más, formas típicas de estas curvas de empuje se tienen en la figura C.25, donde lo más destacado a observar es la fuerte influencia de β en el valor de C_T .

C.3. Evaluación Energética

Si bien la evaluación completa del desempeño de un emprendimiento eólico es muy compleja, y depende de muchos factores, en lo siguiente se hará una aproximación a las consideraciones más importantes.

C.3.1. Aerogeneradores

Luego de establecida la teoría de como se extrae la energía del viento y tomando en cuenta numerosas consideraciones tecnológicas y efectos no considerados en la teoría, es posible comprender la información suministrada por el fabricante de turbinas.

Al momento de evaluar una aerogenerador, el primer parámetro de interés es la potencia nominal, luego para que velocidad de viento se obtiene ésta potencia y también la altura de la torre, diámetro y otras características físicas. Pero lo cierto es que esto es solo el comienzo, en particular, sobre el desempeño frente al viento se requiere de mucha más información.

El fabricante indica, de manera más o menos clara, una curva de potencia generada en función de la velocidad del viento y también, como consecuencia, el andamamiento

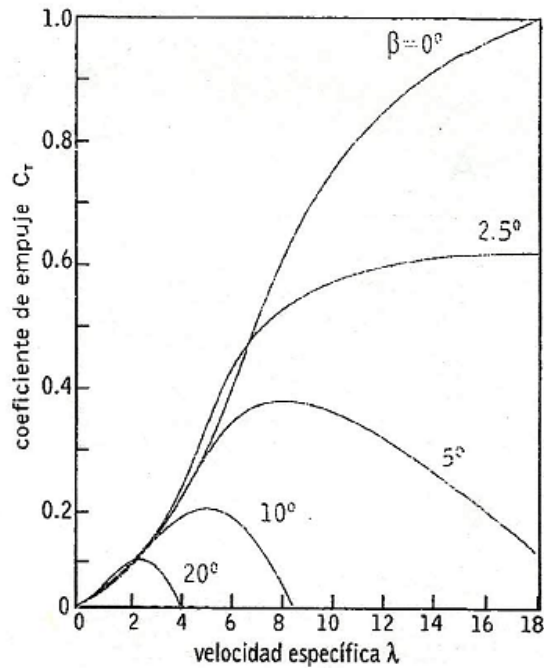


Figura C.25: Gráfica de C_T en función de λ y paramétrico con β . Figura tomada de [16].

de C_p en función de la velocidad.

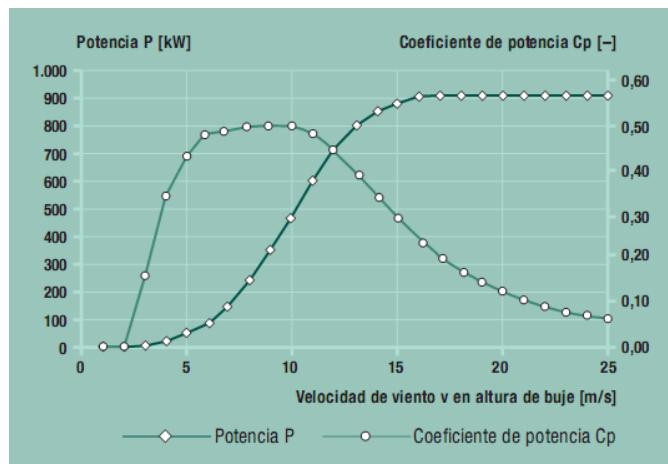


Figura C.26: Gráfica de potencia generada en función de la velocidad del viento. Fuente: <http://www.enercon.de>

En la figura C.26 se tiene un ejemplo típico de curvas de fabricante. En la misma se observa como para velocidades de viento muy bajas la turbina no es capaz de generar nada. Para velocidades superiores a la *velocidad de arranque*, en este caso unos 2 m/s , la turbina comienza a generar y esta potencia aumenta conforme aumenta el viento, hasta alcanzar una potencia máxima, de unos 900 kW para el caso del ejemplo. Este limite corresponde a la potencia nominal del aerogenerador.

Apéndice C. Conversión de la Energía Eólica

Esta potencia se mantiene constante hasta alcanzar una velocidad de viento máxima, denominada *velocidad de corte*, luego de la cual el aerogenerador se detiene por razones de seguridad, en el caso del ejemplo esta velocidad es de 25m/s .

Observando un poco más las curvas, se observa como la turbina hace un esfuerzo por mantener el máximo C_p desde el arranque hasta alcanzar las condiciones nominales. En el arranque esto no se alcanza, ya que implicaría velocidades de giro muy lentas, aparte de otras limitaciones tecnológicas. Luego cuando esta alcanzando las condiciones de nominales C_p comienza a disminuir de manera de evitar sobretiros que excedan la capacidad nominal de la turbina. Luego de alcanzada las condiciones nominales, el aerogenerador continua disminuyendo C_p conforme el viento aumenta de manera de mantener controlada la potencia transferida del viento al eje. También se observa que, si bien la generación comienza para valores de viento muy bajos (cerca de 2m/s), solo a partir de 5m/s se tiene un desempeño notable. Algunas de estas observaciones se desarrollarán mejor más adelante.

C.3.2. Comparativa Rápida

Cuando se diseña un nuevo proyecto eólico, se debe evaluar entre distintos aerogeneradores y concluir cual es el más adecuado para el proyecto. Esta evaluación es muy compleja e involucra diversos factores, como ser, económicos, financieros, tecnológicos, logísticos, políticos, sociales, etc. Pero limitándose a aspectos técnicos es interesante un pequeño ejemplo de evaluación.

Supongase que se tiene 3 aerogeneradores como los representados por las curvas de potencia de la figura C.27 y se requiere evaluar el más conveniente para un nuevo proyecto eólico.

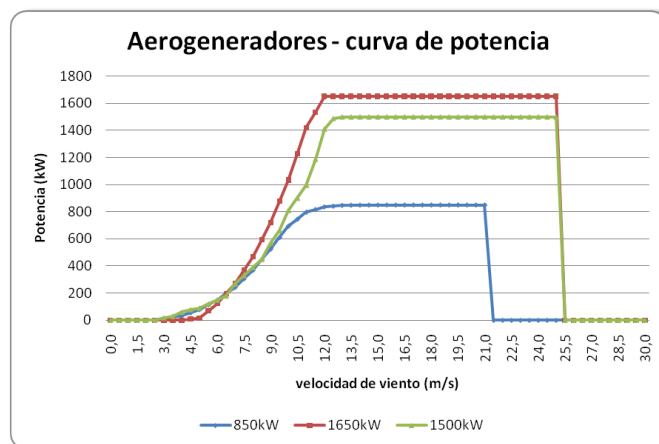


Figura C.27: Gráfica de potencia generada en función de la velocidad del viento para 3 generadores diferentes.

En una primera vista, se tiene la tentación de decretar que el generador de 1650kW es el más adecuado. Pero para agregar elementos a la discusión conviene graficar las curvas de potencia por unidad de manera que sean comparables desde otro punto de vista. La figura C.28 presenta estas curvas.

C.3. Evaluación Energética

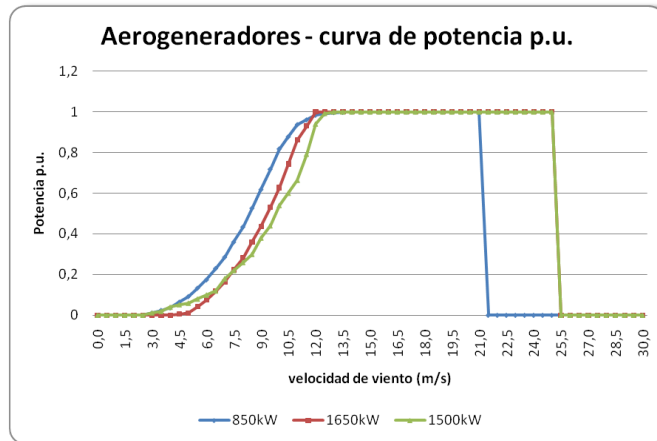


Figura C.28: Gráfica de potencia generada, en p.u., en función de la velocidad del viento para 3 generadores diferentes.

Es interesante observar como el generador más pequeño de $850kW$ es el de mejor desempeño, en términos relativos, para velocidades de viento bajas. Por lo que en términos de eficiencia ya no es evidente que el de mayor porte sea el más adecuado. También importa prestar atención a la velocidad de corte, mientras que los dos generadores de mayor porte la velocidad de corte es idéntica, para el más pequeño la velocidad de corte es sustancialmente menor.

Es evidente que para la correcta evaluación falta el elemento fundamental, el recurso eólico. Es claro que no solo importa como es el desempeño del aerogenerador para distintas velocidades de viento, sino que también, cuales serán las velocidades de viento con mayor probabilidad. En la figura C.29 se tiene superpuesto a las curvas de potencia, la curva de Weibull para el viento en el lugar de instalación.

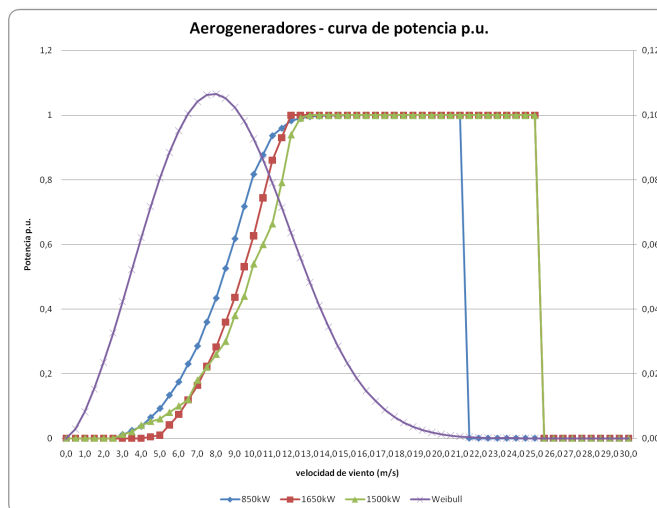


Figura C.29: Gráfica de potencia generada, en p.u., en función de la velocidad del viento para 3 generadores diferentes y la curva de Weibull para el viento.

Apéndice C. Conversión de la Energía Eólica

Como primer comentario, observar que para velocidades de viento mayores a $20m/s$ la probabilidad de ocurrencia es muy baja, por lo que la desventaja que presentaba el generador de $850kW$ en cuanto a su velocidad de corte, no parece muy relevante, ya que la energía contenida entre $22m/s$ y $25m/s$ es muy baja. Como es usual, la mayor parte de la energía disponible se encuentra para velocidades de viento medias, donde los aerogeneradores no han llegado a su velocidad nominal y realizan el mayor esfuerzo por obtener la mayor proporción de energía respecto a la energía disponible. En este sentido el generador más pequeño tiene el mejor desempeño proporcional, como ya se mencionó. De todas maneras en la practica, es difícil que *dos* generador de menor porte sea más conveniente *un* generador de mayor porte.

Si se opta por generadores más pequeños, se requerirán de mayor cantidad para alcanzar la potencia deseada. Pero la locación de una mayor cantidad usualmente acompleja el proyecto, por lo que la decisión depende de cada caso particular y no existe una solución única. La disposición de los aerogeneradores en un parque eólico es un tema muy importante y de cuidado. Se debe tener en cuenta la dirección predominante del viento, la interferencia por la estela generada por los propios aerogeneradores, intentando maximizar la potencia disponible por área ocupada.

El ejemplo presentado solo pretende estimular algunas análisis y no dar una regla absoluta. Para completar decir que otros aspectos también deben ser considerados al momento de estimar la energía a generar, como ser, la suciedad o hielo que se pueda acumular en las palas, error en la orientación, la presencia de ráfagas, las pérdidas del sistema eléctrico, etc.

Apéndice D

Componentes Principales del Aerogenerador

En este capítulo se presenta una descripción general de los distintos componentes de un aerogenerador. No pretende ser una descripción minuciosa de las distintas partes del sistema, pero sí generar una idea clara de la arquitectura de un sistema de este estilo, y las particularidades a tener en cuenta a la hora de estudiarlos.

D.1. Introducción General

En capítulos anteriores, se ha hecho referencia a que la morfología y funcionalidad de los aerogeneradores ha ido evolucionando con los años. Para el trabajo son de interés los generadores de eje horizontal con 3 palas (podrían ser dos), orientables con la dirección del viento y, en general, de gran porte.

En la figura D.1 se tiene un esquema y una imagen real del tipo de turbina bajo estudio. Del esquema, rápidamente se diferencian las partes principales, una base, una torre, una góndola, las palas y el hub donde se vinculan las palas y finalmente una estación transformadora.

Un molino de gran porte, por ejemplo 2 MVA, tiene una masa de unas 100 Tons y su góndola se ubica a unos 80 metros de altura. Las palas barren un círculo de diámetro de unos 80 m con una velocidad que puede variar entre 5 y 20 rpm. También existe, a veces a modo experimental, aerogeneradores mucho mayores que llegan hasta los 10 MVA y con alturas superiores a los 120 m.

D.2. Base, Torre y Góndola

La base y torre de un aerogenerador representan la columna vertebral en el sentido del sustento estructural del sistema. Las turbinas eólicas se encuentran sometidos a exigentes esfuerzos debido a su naturaleza de encontrarse en lugares de mucho viento y ser su objetivo captar la energía cinética del mismo. Por otro lado

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador



(a) Esquema general. Fuente: <http://www.wavege.com>



(b) Imagen real. Fuente: <http://www.pmw.ch>

Figura D.1: Vista general de un aerogenerador.

se trata de un máquina giratoria de enormes proporciones y masa lo que representa momentos de inercia muy importantes que repercuten sobre la estructura.

El conjunto base - torre es diseñado de manera que el aerogenerador sea capaz de soportar las condiciones extremas para las que fue especificado y durante su vida útil, que ronda los 20 o 30 años. La góndola aloja el corazón del sistema eólico y algunas de las piezas más importantes y complejas. Consiste en un gran avitaculo, con vincula el rotor eólico con la torre y en su interior se realiza la conversión de energía mecánica en energía eléctrica.

D.2.1. Base

El diseño y calculo de la base esta muy ligado a las características del terreno, y distintos terrenos pueden representar bases muy diferentes.

D.2. Base, Torre y Góndola

A grandes rasgos, la base consiste en un gran bloque de cemento con alta densidad de hierro, enterrado en el terreno. En algunos casos este bloque puede ser complementado con algunos pilotes que permitan alcanzar los requerimientos de diseño. En un terreno rocoso y muy solido, la base puede ser relativamente simple, pero en un terreno de baja compactación implica bases de mayor tamaño y el uso de pilotes.

La base es vinculada a la torre de distintas maneras, lo más usual es realizar el llenado de la base con una pieza especial de acero que contiene los bulones que luego conectarán en el brida de la base. En otros casos la torre puede estar directamente metida en el bloque de cemento.



Figura D.2: Base de aerogenerador. Fuente: <http://www.basinandrangewatch.org>

Para idea de dimensiones, una base ronda los $100m^2$ y puede tener 2 o 3 metros de profundidad. En la figura D.2 se tienen algunos ejemplos de estas bases.

Un capítulo aparte corresponde para instalaciones offshore, donde el entorno es otro. Para este caso dependiendo de la profundidad es la técnica a utilizar. En la figura D.3 se tienen algunos ejemplos de instalaciones offshore. En la figura de la izquierda se presenta como la técnica de fijación depende de la profundidad, llegando al caso donde la profundidad es tal que no resulta conveniente alcanzar el fondo marino con la estructura del aerogenerador, por lo que se utilizan bases flotantes. En la figura de la derecha se observan distintas alternativas de bases flotantes, sin entrar en detalles, anotar que muchas de estas técnicas y experiencias son heredadas de la industria del petróleo y sus plataformas marinas.

D.2.2. Torre

Es la torre una de las piezas de mayor masa y más sometida a exigencias mecánicas, por lo que el diseño y técnica de construcción son temas muy importantes.

En un comienzo, los aerogeneradores fueron diseñados y construidos con torres reticuladas, pero se trataba de molinos de 15 o 20 m de altura. Luego, al aumentar de tamaño y por consiguiente las exigencias sobre las torres, se pasaron a fabricar de acero tubulares. También en la actualidad se utilizan torres realizadas en cemento armado, usualmente se trata de estructuras pretensadas de gran resistencia. Las torres reticuladas han quedado de lado para grandes molinos, y las de acero tubulares son las que predominan. El uso de torres en hormigón armado, puede

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

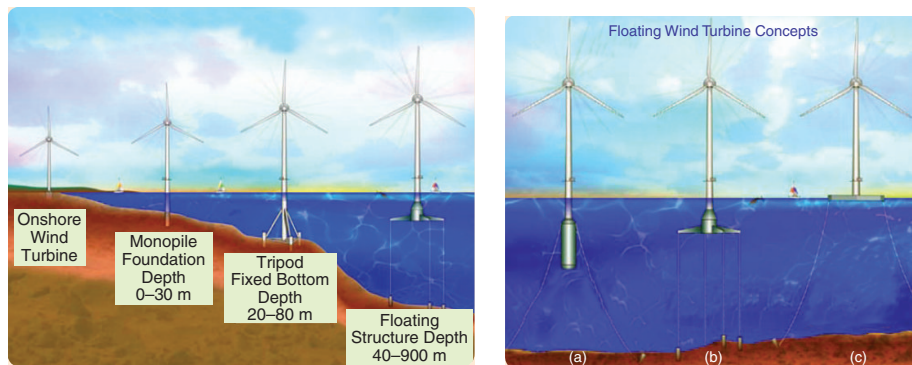


Figura D.3: Base de aerogenerador offshore. Figuras tomada de [30].

responder a temas sociopolíticos, debido al interés de los estados de incluir valor agregado local en los proyectos.



Figura D.4: Torre de aerogenerador.

En la figura D.4 se tienen algunos ejemplos de torres de aerogeneradores. En el caso de la figura de la izquierda se trata de un torre reticulada, en el caso de la figura central se muestra un detalle del montaje de una torre de concreto armado formada por pequeñas secciones de concreto pretensado prefabricado. La figura de la derecha simplemente muestra una torre de acero tubular.

Las torres de acero, usualmente se conforman por 2 o 3 tramos y se afinan en la parte superior de manera de disminuir el peso y los costos. Se trata de un tubo de acero de importante grosor en su base, que puede afinarse a medida que toma altura.

El diseño debe prever resistir distintos tipos de esfuerzos. Comenzando por las

exigencias estáticas devenidas del peso de la propia torre y fundamentalmente la góndola y las palas. Adicionalmente, debe soportar los esfuerzos devenidos del viento que impacta en el estructura y las consecuencias de una máquina rotativa de estas magnitudes. También el diseño debe contemplar los esfuerzos por la turbulencia a la que estará expuesto el aerogenerador y finalmente, una consideración especial sobre los modos normales de manera que los mismos no sean excitados por frecuencias naturales del aerogenerador. La norma IEC 61400 establece los criterios necesarios para el dimensionamiento.

Un mismo aerogenerador, puede ser adquirido con torres de distintas alturas dependiendo de las condiciones de viento local. De manera que los fabricantes ofrecen distintas alturas para que el integrador seleccione la que mejor se adapta a su proyecto. El incremento de altura, conlleva un incremento de costos como es natural. Las torres también son el medio de acceso a la góndola y parte superior del molino. Por lo que su diseño debe contemplar esta accesibilidad. Los molinos más bajos puede llegar a tener escaleras externas, pero todos los molinos de gran porte ofrecen un acceso interior al resguardo de las inclemencias del tiempo y de manera segura. En algunos casos llegan a tener pequeños ascensores internos pero usualmente se trata de escalerillas con algunas plataformas intermedias de descanso. Finalmente, por la torre debe bajar toda la energía generada en la parte superior, por lo que cables de potencias recorren todo el largo de la torre. Dependiendo del diseño estos cables pueden ser de baja tensión o media tensión si es que el transformador se encuentra en la góndola. Junto con la potencia, una serie de señales son intercambiadas entre la parte superior e inferior del molino, también utilizando cables a lo largo de la torre.

D.2.3. Góndola

La góndola contiene los elementos más importantes del sistema, a saber, el generador, la caja multiplicadora (si corresponde), transformador (si corresponde), convertidores de frecuencia (si corresponde), sistema de refrigeración, etc. Por lo que sus dimensiones siempre están ajustadas y se busca la mayor eficiencia para distribuir los elementos ahí dentro.

Estructuralmente, tiene la función de vincular el rotor eólico con la torre lo que implica mucha complejidad ya que las tres piezas involucradas (rotor, góndola y torre) se mueven unas respecto a las otras. Por un lado, la góndola rota su posición respecto a la torre, sobre un eje vertical, de manera de mantener la dirección del viento perpendicular al plano de giro del rotor eólico. Por otro lado, el rotor eólico, rota, sobre un eje horizontal, respecto a la góndola. Esto implica una serie de vínculos mecánicos especiales que permiten estos movimientos manteniendo la rigidez necesaria.

Del punto de vista de la construcción, usualmente consisten en una estructura muy fuerte de acero recubierto con algún material liviano, como ser fibra de vidrio. En cuanto a las dimensiones, es comparable a un apartamento pequeño de unos 40 o 50 m^2 y unos 4 m de altura, aunque estas dimensiones varían dependiendo de la potencia, de la tecnología y del fabricante del aerogenerador.

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

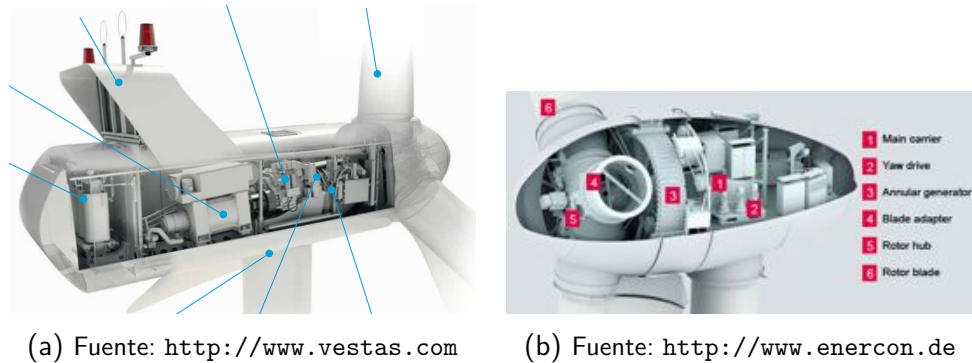


Figura D.5: Gondola de aerogenerador.

En la figura D.5 se tienen dos ejemplos de góndolas de concepción distinta pero que finalmente cumplen la misma función. En el caso de la izquierda se trata de un aerogenerador con caja multiplicadora y generador de doble alimentación, también se observa el transformador elevador en la parte posterior de la góndola. En la figura de la derecha, se trata de una tecnología sin caja multiplicadora, con un generador de múltiples pares de polos conectados directo al eje eólico, no lleva transformador de potencia en la góndola.

En la parte externa de la góndola se ubican algunos instrumentos y otros accesorios. Usualmente se tiene, un anemómetro y veleta para medir velocidad y dirección del viento. También suelen ubicarse balizas de navegación aérea y en algunos casos radiadores para el sistema de refrigeración.

Sistema de orientación

El sistema de orientación tiene por objetivo seguir la dirección del viento como ya se mencionó. Usualmente este movimiento está a cargo de una serie de motores eléctricos, pero existen casos con sistemas hidráulicos. Estos motores eléctricos accionan sobre una corona dentada donde conecta con la torre. Sensores externos detectan la dirección del viento y envían la información al sistema para que accione en consecuencia. El movimiento se realiza de manera muy lenta ya que al estar el rotor eólico girando, implica un cambio del momento de inercia que genera grandes esfuerzos sobre la torre.

En la figura D.6 se tiene una imagen del sistema de orientación, sobre la izquierda se aprecia la corona dentada y cuatro motores de accionamiento, sobre la derecha se tiene el detalle de uno de estos motores.

D.3. Rotor Eólico y Multiplicadora

Un tren mecánico central comienza en el rotor eólico y finaliza en el eje del generador, responsable de captar y transmitir la energía del viento hacia el gene-

D.3. Rotor Eólico y Multiplicadora



Figura D.6: Sistema de orientación de aerogenerador. Fuentes: <http://www.windtechtv.org> y <http://www.directindustry.es>

rador eléctrico. Las palas, usualmente 3, son vinculadas mediante el denominado hub, que se encuentra en un extremo del eje de giro lento, este eje es conectado en el otro extremo a una caja multiplicadora, la cual adapta el giro del eje lento a la velocidad de giro del generador eléctrico. A la salida de la caja multiplicadora se tiene un eje de giro rápido, que finalmente conecta con el generador. Algunos elementos extras como frenos de disco o fusibles mecánico son instalados sobre los ejes. Existen tecnologías que prescinden del uso de la caja multiplicadora, mediante el uso de generadores de muy baja velocidad, eliminando así un punto crítico del sistema como es la caja multiplicadora pero agregando otro como es un generador de esas características.

El eje de giro de las palas, no está perfectamente horizontal, sino que tiene una pequeña inclinación de manera de alejar la pala de la torra cuando la pala pasa por el punto más bajo. Se debe tomar en cuenta que la pala sufre un abatimiento en funcionamiento, donde los esfuerzos curvan la pala acercando la punta de la misa a la torre. Por otro lado, el ángulo de inclinación reduce el área barrida, ya que la proyección del círculo sobre el plano vertical disminuye con el ángulo de inclinación, por lo que se debe ajustar adecuadamente.

Topologías posibles

Los años de desarrollos han discurrido por distintos modelos de transmisión. En algunos casos preocupados por la velocidad de giro, en otra por la utilización de una caja multiplicadora de excesivo tamaño y paso, y otros, por el peso de todo el tren mecánico en altura. Muchas topologías han pasado por la historia de los aerogeneradores, algunos nunca se llegaron a construir, otro solo dieron unas pocas vueltas. Algunas de estas topologías se presentan en la figura D.7. Los casos D.7a y D.7c son las usuales en la actualidad.

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

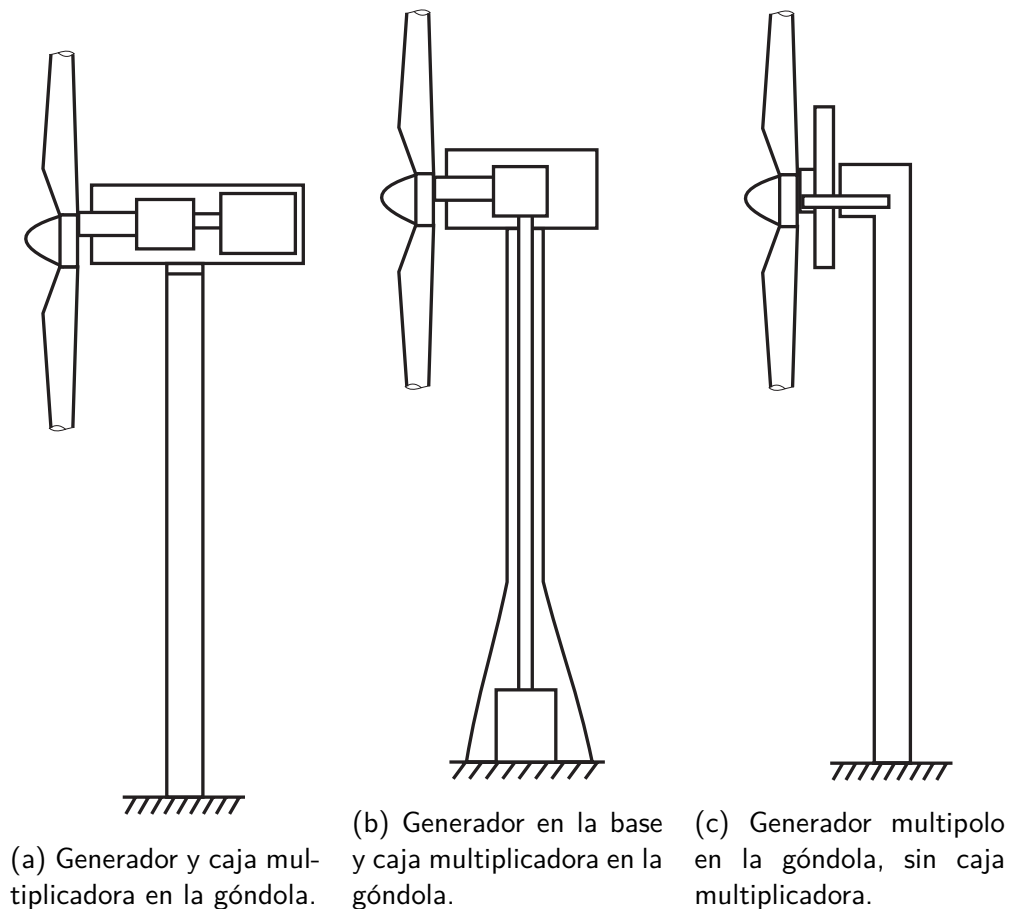


Figura D.7: Topologías mecánicas de aerogeneradores. Figuras tomadas de [10].

Coeficiente de velocidad nominal

El coeficiente de velocidad óptimo λ_{opt} para el cual será diseñado el sistema es un tema de constante discusión. Si bien el diseño se trata de un proceso iterativo, fijar ideas con un valor de λ es importante para comenzar el diseño. Como se verá esta elección influirá en muchos aspectos, hasta temas medioambientales debido a la emisión de ruido, pero la industria ha llegado a un consenso de facto donde turbinas de 2 palas trabajan para valores de λ entre 9 y 10, y turbinas de 3 palas trabajan para valores de λ entre 6 y 8. Estos valores se refieren a grandes aerogeneradores.

D.3.1. Palas

Las palas son uno de los temas centrales para los fabricantes de aerogeneradores, ya que en el diseño de las mismas se juega buena parte de la eficiencia del sistema. Los grandes fabricantes de aerogeneradores diseñan y fabrican sus propias palas, pero fabricantes menores compran las palas a empresas especializadas solo

D.3. Rotor Eólico y Multiplicadora

en el diseño y fabricación de palas. Los detalles de fabricación y los criterios de diseño son secretos muy bien guardados por los fabricantes ya que las palas se consideran un componente crítico del sistema.



Figura D.8: Imagen de pala de aerogenerador.

Materiales

Los materiales para la construcción de estas palas pueden ser diversos y han evolucionado con los años. Algunos de los materiales utilizados son heredados de la industria aeronáutica, pero debido a los altos costos que estos presentan, los fabricantes se han visto obligados a experimentar con otros materiales y actualmente se trata de un industria ya separada de la aeronáutica. Algunos de los materiales son:

- Aluminio
- Titanio
- Acero
- Fibra de vidrio o carbono
- Madera
- Resinas epoxy

Algunas de las propiedades más importantes a tener en cuenta para estos materiales son:

- Peso específico
- Resistencia límite
- Módulo de elasticidad
- Resistencia a la fatiga luego de 10^7 o 10^8 ciclos de carga
- Resistencia a la rotura en relación al peso específico
- Módulo de elasticidad en relación al peso específico

Algunos materiales como el titanio son descartados por su alto costo. Para el resto, se evalúan los costos en función de sus características. Las fibras de vidrio y las resinas epoxy son la de mayor difusión actualmente. En términos generales, las palas se conforman con una estructura interna que da soporte a un recubrimiento

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

de resinas epoxy, fibra de vidrio, fibra de carbono o una combinación de las anteriores para lograr una superficie que resista los esfuerzos a los que será sometida, al tiempo que se busca minimizar su peso.

Diseño

Existen múltiples diseños de palas, de hecho un mismo fabricante tiene distintos diseños para un mismo aerogenerador de manera de adaptarlo a las distintas condiciones de viento posibles. El objetivo central del diseño es maximizar la energía capturada al viento, pero tomando en cuenta el contexto. La pala trabajará en viento, con ciertas características de densidad, viscosidad y velocidad, será colocada en un aerogenerador que gira en rango de velocidades y puede controlar el paso de la pala en un rango. Todo esto debe ser balanceado para obtener la mejor geometría posible. Sin descuidar los esfuerzos a los que será sometida y el peso de la misma, ya que el resto del molino deberá ser capaz de soportar su peso y esfuerzos que de la pala devengan. Adicionalmente los costos se deben tener muy controlados, ya que se esta en un esquema de competencia muy fuerte, por lo que el diseño no solo busca la mejor performance aerodinamica, sino que la mejor pala que se pueda pagar.

Usualmente el proceso de diseño es muy complejo, esta basado en modelos matemáticos y simulaciones, en una amplia experiencia, en ensayos aerodinámicos, etc. Aquí se volcaran algunos conceptos de interés para alcanzar una primera comprensión sobre el tema.

Numero de Palas

Modelos matematicos más complejos que los expuestos antes, permiten calcular el comportamiento de C_p con respecto a la cantidad de palas. En la figura D.9 se presenta las gráficas del caso.

Se observa que a medida que aumenta la cantidad de palas, se obtiene un mayor valor de máximo de C_p . Esta tendencia no puedes ser generalizada para cualquier cantidad de palas, de hecho generados multipalas presentan valores de C_p sensiblemente menores. También se verifica que el máximo valor de C_p se alcanza para valores crecientes de λ a medida que se disminuye el numero de palas del rotor. Este comportamiento ya se habia expuesto en la figura C.23. Del gráfico se extrae que, al pasar de 1 pala a 2 palas el incremento en los valores de C_p es notorio (del orden del 10%), luego al pasar de 2 palas a 3 palas este incremento, aunque apreciable, ya no es tan significativo (del orden del 3%). Finalmente el salto de 3 a 4 palas es menor (del orden del 1%). La elección consiste en valorar el costo beneficio que significa aumentar el numero de palas. La experiencia ha hecho converger esta variable a 3 palas, aunque algunos fabricantes aun discuten esta determinación. Disminuir a dos palas, si bien no representa una perdida muy significativa en potencia y de hecho permite aumentar λ (con los beneficios que puede traer) y disminuir costos, acarea una serie de complicaciones en cuanto a los esfuerzos mecánicos sobre el sistema debido principalmente al desequilibrio que

D.3. Rotor Eólico y Multiplicadora

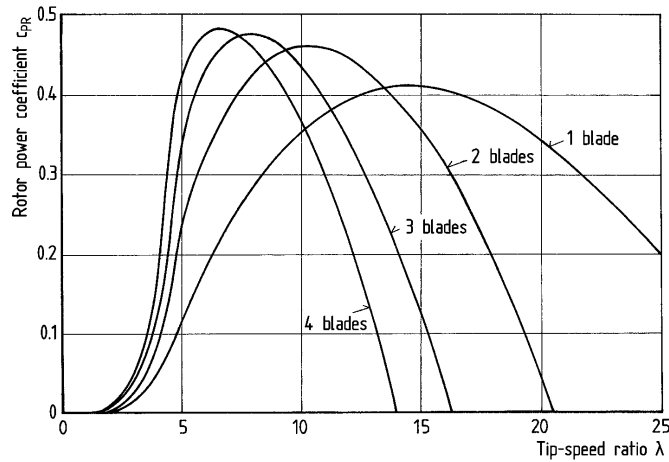


Figura D.9: Gráfica del C_p en función de λ y paramétrico con el número de palas N . Figura tomada de [10].

se genera por la nueva configuración. En el otro sentido, aumentar el número de palas a 4, produce un incremento muy menor de la energía capturada y representa un alto costo por la inclusión de una nueva pala y por el peso extra que esta representa.

Geometría Óptima

La geometría de la pala es un factor decisivo en la capacidad de captar energía que el rotor eólico desarrolla. Por lo que alcanzar una geometría óptima es un objetivo central del diseño.

Partiendo de un perfil aerodinámico dado, y utilizando modelos matemáticos como los expuestos antes (teoría del disco actuador) y algunos más complejos, es posible deducir una geometría óptima. El producto del coeficiente de sustentación C_L y el largo de la cuerda l , deben satisfacer una forma hiperbólica en función del radio r . El coeficiente de sustentación depende de del ángulo de ataque y el perfil seleccionado, como criterio de diseño, se parte del coeficiente de velocidad de diseño λ_{opt} y se elige el ángulo de ataque α tal que maximice la relación C_L/C_D (coeficiente de sustentación sobre coeficiente de empuje).

En la figura D.10 se observa un esquema donde se presenta como cambia la geometría óptima de la pala en función de λ y el número de palas. Es interesante observar como a medida que se tienen molinos de giro más rápidos la cuerda de la pala se disminuye, y también lo hace a medida que se aumenta el número de palas. Estas consideraciones podría descartar algunos diseños, ya que fabricar palas muy finas que giran a altas velocidades puede ser muy complejo del punto de vista estructural.

La construcción de una pala que siga una geometría hiperbólica exacta, como es óptimo, no es rentable económicamente por las dificultades constructivas que acarrea. De esta manera, la industria ha tenido que ensayar algunas aproximaciones.

En la figura D.11 se tiene el andamio de la pala, en términos de su coeficiente

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

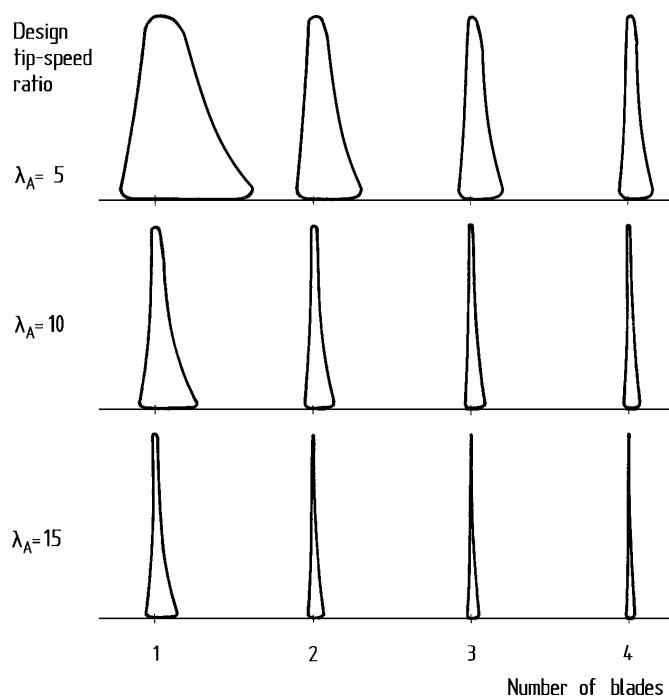


Figura D.10: Geometría óptima para distintos coeficientes de velocidad λ en función del número de palas. Figura tomada de [10].

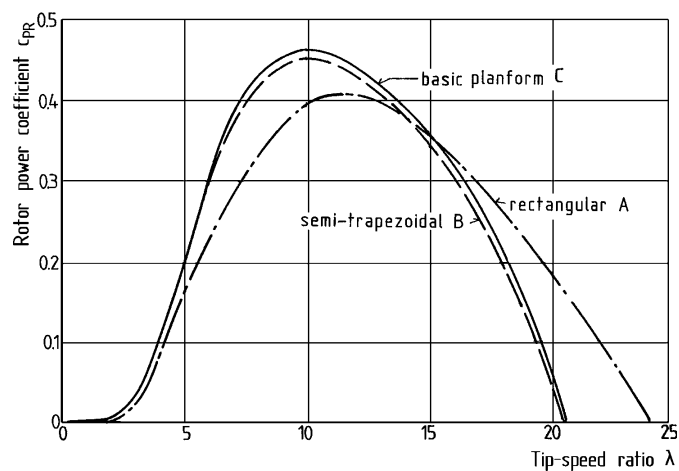


Figura D.11: Comportamiento de la pala para distintas geometrías que difieren de la óptima. Figura tomada de [10].

de potencia, para distintas formas de pala. El caso rectangular, claramente difiere sensiblemente del óptimo y no será utilizado. Por su lado, el caso trapezoidal se aproxima muy bien al comportamiento óptimo por lo que ha sido adoptado por la industria. Su construcción no es extremadamente compleja y se obtienen resultados muy aceptables.

Se definen algunos parámetros que ayudan a la caracterización de la geometría

D.3. Rotor Eólico y Multiplicadora

elegida. En primer lugar se define la solidez del rotor (*rotor solidity*) como la relación entre la superficie proyectada por las palas sobre el área total barrida por el rotor.

$$S = \frac{A_p}{A_{tot}} \quad (D.1)$$

$$A_p = N \int_{pala} c \cdot dr \quad (D.2)$$

donde N es el número de palas, c es la cuerda de la pala, r es el radio y A_{tot} es el área total del rotor ($R^2\pi$). Valores elevados de rigidez corresponden a molinos de alto par de arranque y baja velocidad, en el otro sentido, baja rigidez corresponde a molinos de bajo par de arranque y alta velocidad.

Luego se define la relación de aspecto (*aspect ratio*) como el cociente entre el cuadrado de la envergadura del ala y la proyección en el plano de la superficie del ala.

$$A_r = \frac{b^2}{S_a} \quad (D.3)$$

Finalmente se mide en qué medida la pala se afina, tomando el cociente entre la longitud de la cuerda en la punta de la pala y la longitud de la cuerda en el origen de la pala.

$$Taper = \frac{l_t}{l_r} \quad (D.4)$$

La porción de pala más próxima al hub es la que menos aporta en términos de potencia, por lo que muchas veces esta región es sacrificada en beneficio de una construcción más económica y sencilla. En la figura D.12 se presenta como varía el coeficiente de potencia de la pala, cuando se le resta la porción más próxima al rotor. A medida que se avanza en la pala desde el rotor hacia la punta, la pérdida es más significativa. Esta porción de pala no utilizada debe ser restada al momento de calcular los parámetros antes presentados.

Fabricantes como Enercon, lejos de desestimar esta porción de la pala, han encontrado diseños que potencian esta zona de la pala, logrando una mejor performance de todo el rotor eólico. Lo han logrado en una combinación entre el diseño de la pala y el diseño de la góndola.

Punta de Pala

En el otro extremo, la punta de la pala es muy importante en el desempeño de la pala y debe ser diseñado con cuidado. En la región final de la pala, es donde mayor energía se produce por lo que el valor de la cuerda c debe ser controlado con precisión. Adicionalmente, la forma de la punta de pala es muy importante ya que es responsable de la generación del vortice de punta de pala, este vortice tiene influencia en las fuerzas de empuje. Finalmente la punta de pala también influye fuertemente en el ruido producido por el rotor eólico al rotar.

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

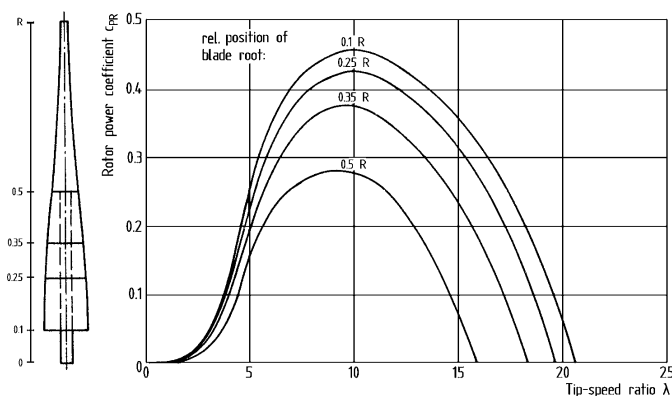


Figura D.12: Performance de la pala en función de la porción considerada. Figura tomada de [10].

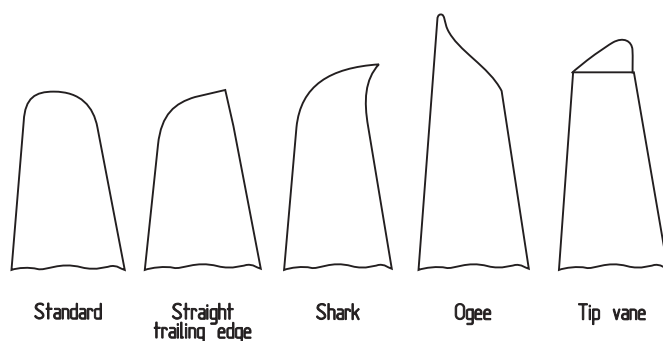


Figura D.13: Puntas de pala. Figura tomada de [10].

Cada fabricante decide como realizar su punta de pala en función de sus investigaciones. En particular, el uso de una aleta (*vane*), como los aviones modernos, en la punta de la pala genera discusión ya que pese a que en los modelos se obtiene buenos resultados, en el uso en atmósfera libre no se han podido confirmar mayores ventajas.

Torsión de Pala

A medida que se avanza por la pala, desde el origen hacia la punta, la velocidad tangencial aumenta como es natural. Debido a esto, la velocidad compuesta, suma de la velocidad del viento y la tangencial de la pala también cambia. Como se ha visto, el comportamiento óptimo de la pala en cuanto a C_L/C_D se obtiene para un ángulo de ataque α dado. Por lo que para mantener este ángulo de ataque, la pala sufre una torsión en función de la distancia al origen r . En la figura D.14 se tiene un esquema que representa la situación.

Se define el ángulo de torsión como entre la cuerda en el lugar donde se quiere medir, y la cuerda del perfil en el 70 % del largo de la pala. La torsión óptima solo puede ser obtenida para una velocidad de viento, usualmente se toma la velocidad de condiciones nominales donde se alcanza la máxima potencia de la máquina. En

D.3. Rotor Eólico y Multiplicadora

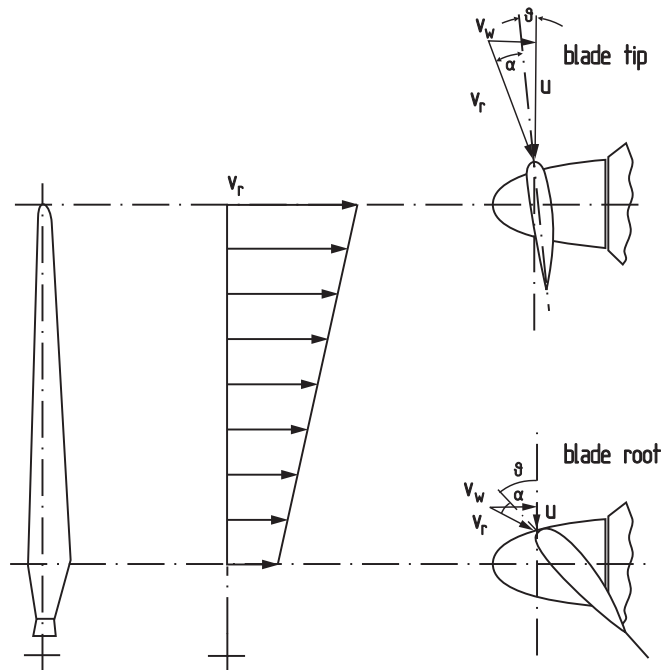


Figura D.14: Esquema de torsión de pala. Figura tomada de [10].

turbinas de paso fijo, donde no es posible cambiar el ángulo de pitch β , el diseño de torsión depende de lo explicado antes, pero también de su comportamiento en pérdida y del par de arranque requerido. Finalmente, razones constructivas siempre están de por medio, por lo que la forma definitiva de la torsión también se verá influenciada por limitaciones constructivas.

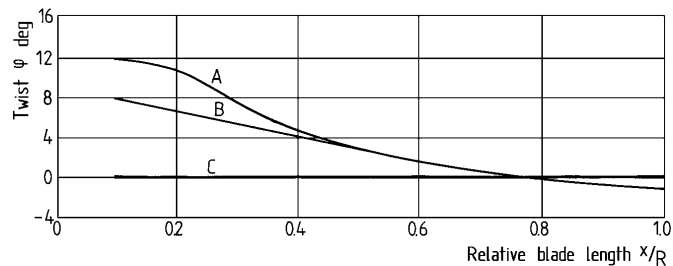


Figura D.15: Ejemplos de ángulo de torsión. Figura tomada de [10].

En las figuras D.15 y D.16 se presentan distintas posibles torsiones y su comportamiento en términos de C_p respectivamente. En particular, se comparan los casos A y B con el caso C correspondiente a una pala sin torsión. La fabricación de una pala con torsión es más costosa pero se obtiene una mejor performance. Depende de cada caso como se evalúa este balance. Para el caso de grandes generadores, la discusión está saldada, siempre las palas tienen torsión.

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

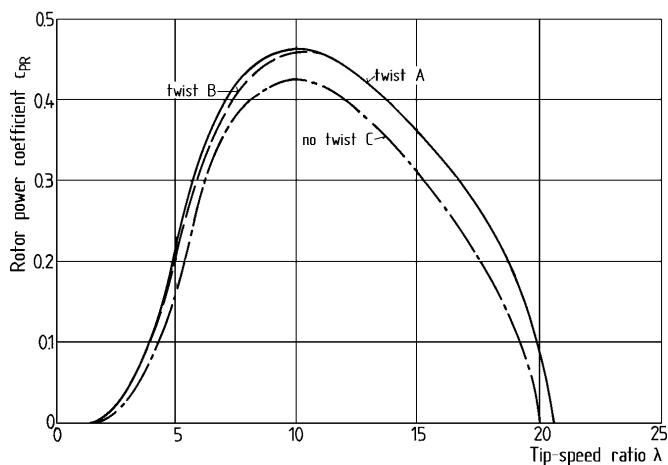


Figura D.16: Andamio para distintos ángulos de torsión. Figura tomada de [10].

Perfil Aerodinámico

El perfil aerodinámico elegido para la pala es uno de los aspectos decisivos para el rendimiento del sistema. El parámetro principal a evaluar al momento de seleccionar un perfil es el coeficiente L/D :

$$\frac{L}{D} = \frac{C_L}{C_D} \quad (D.5)$$

En la figura D.17 se gráfica como este coeficiente influye en la performance de la pala, parametrico con el numero de palas. El gráfico permite apreciar como, turbinas de giro lento se ven más influenciadas por la cantidad de palas que por la relación L/D , por lo que el perfil no resulta tan decisivo. En el otro extremo, turbinas de giro rápido, se ven muy influenciadas por el perfil, mientras que están menos influenciadas por el numero de palas.

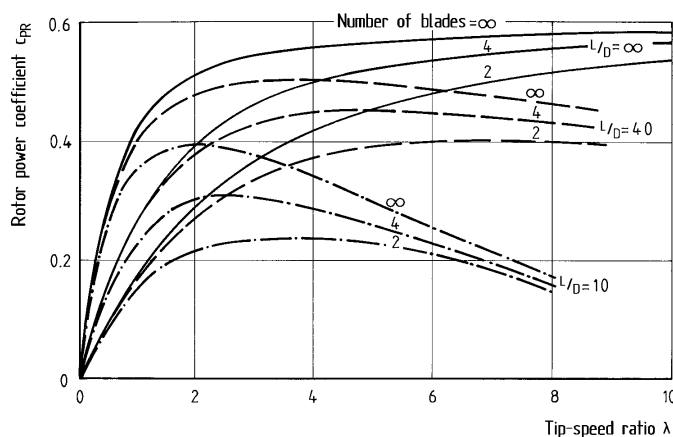


Figura D.17: Comportamiento de la pala para distintos perfiles. Figura tomada de [10].

D.3. Rotor Eólico y Multiplicadora

Como es esperable, esta área del desarrollo se ve fuertemente influenciada por la aeronáutica, de hecho, hasta no hace mucho, perfiles de la aeronáutica eran utilizados en turbinas eólica. Actualmente se han desarrollado perfiles específicos, atendiendo los requerimientos particulares que estos sistemas necesitan. Los perfiles están clasificados por distintas especificaciones, una de las más importantes es la NACA (*National Advisory Committee for Aeronautics*) que determina la característica de los perfiles en función de una serie de números. Por ejemplo NACA 4412 o NACA 23018. Existen series específicas para aerogeneradores como ser, LS, SERI y FFA. En la figura D.18 se presentan las medidas más importantes que determinan un perfil de pala.

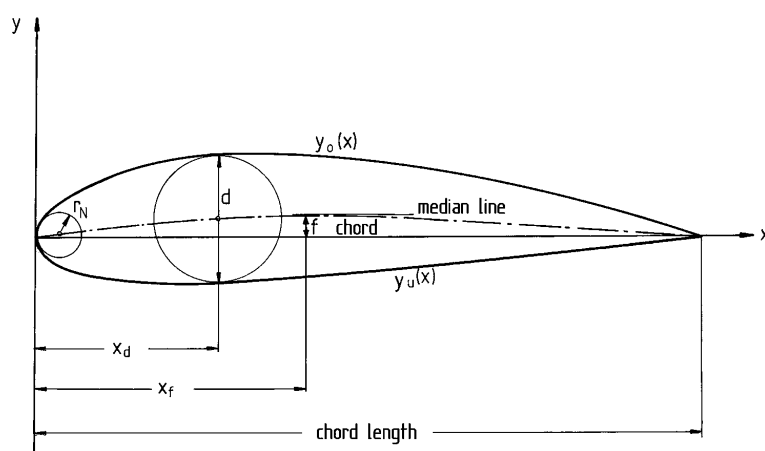


Figura D.18: Medidas notables de un perfil de pala. Figura tomada de [10].

Donde:

- c es el largo de cuerda (*chord length*)
- línea media: *median line*
- f mide la máxima distancia entre la cuerda y la línea media
- x_f distancia donde se mide f
- d mide el mayor diámetro posible de una circunferencia inscrita dentro del perfil
- x_d distancia donde se mide d
- r_N radio de nariz
- $y_o(x)$ y $y_u(x)$ representa las curvas que describen la parte superior e inferior del perfil respectivamente

Los perfiles son probados y caracterizados en el túnel de viento donde se lo evalúa en todo su rango de operación. De estos ensayos se generan algunas graficas

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

que resumen la información obtenida. En las figuras D.19 y D.20 se tienen ejemplos de diagramas polares extraídos de estos ensayos. La forma de representar los resultados difiere un poco, siendo útiles ambos dos. La información representada en el primer caso corresponde al coeficiente de sustentación C_L y el coeficiente de empuje C_D en función del ángulo de ataque, mientras que en el segundo caso, se grafica el coeficiente C_D en función de C_L , paramétrico con el ángulo de ataque.

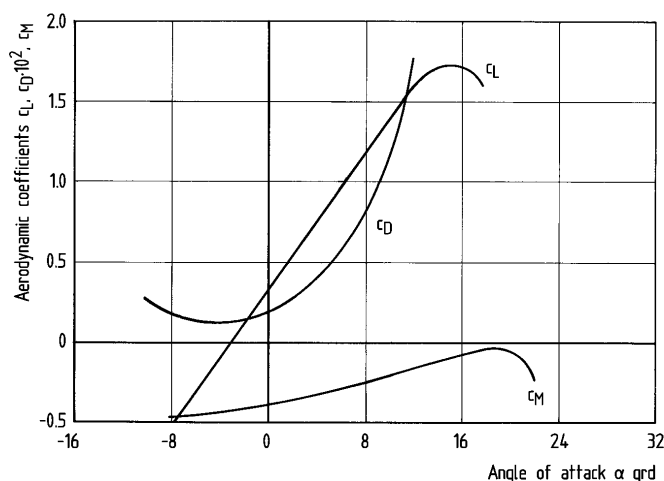


Figura D.19: Diagrama Polar. Figura tomada de [10].

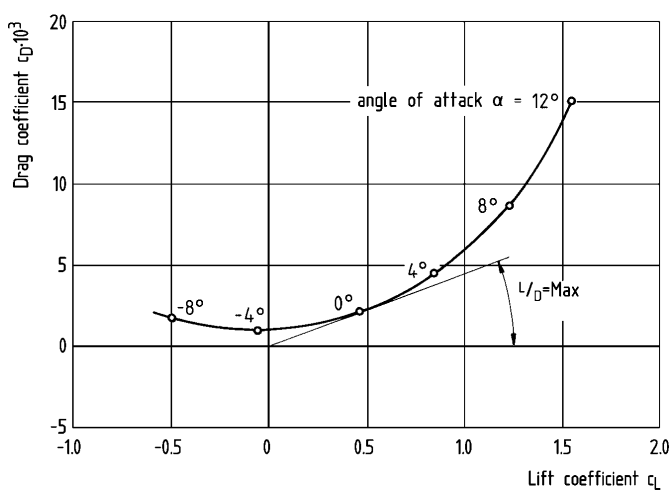


Figura D.20: Diagrama Polar. Figura tomada de [10].

El comportamiento aerodinámico del perfil no solo depende de la forma del mismo, sino también de las características del viento en el que esta inmerso. El parámetro de viento más importante es el Numero de Reynolds, que en la punta de pala puede ser del orden de 10^6 o mayor. Por lo que las curvas polares son representadas usualmente para distintos valores de Numero de Reynolds. A efectos

D.3. Rotor Eólico y Multiplicadora

ilustrativos, en la figura D.21 se presentan las curvas polares parametricas con el Numero de Reynolds.

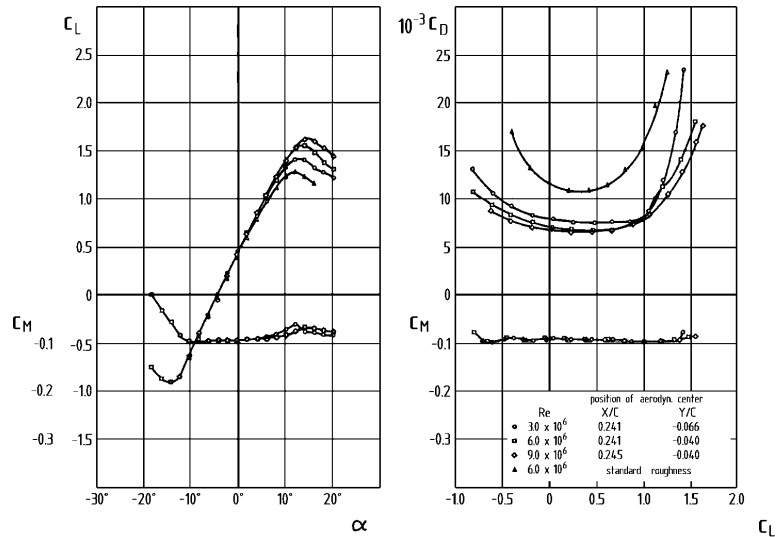


Figura D.21: Diagrama Polar para distintos Numeros de Reynolds. Figura tomada de [10].

Un último elemento muy importante a la hora de evaluar el perfil a seleccionar, es la variación de sus características aerodinámicas en función de la rugosidad de la superficie. Usualmente, los perfiles de mejor desempeño aerodinámico son más sensibles a variaciones en su superficie, debido a técnicas constructivas o alteraciones consecuencias del uso. En algunos casos estos cambios pueden ser radicales, por lo que este aspecto debe ser tenido en cuenta.

Espesor de Pala

El espesor de la pala a lo largo de su envergadura, es un compromiso entre cumplir con los requerimientos aerodinámicos del perfil seleccionado y las necesidades estructurales de rigidez y robustez de la pala.

En la figura D.22 se grafica el coeficiente de potencia de la pala C_p en función de λ y parametrico con la relación de espesor definida como el cociente porcentual entre el diámetro d y la cuerda c según la figura D.18. Como se observa a medida que la relación crece el coeficiente de potencia disminuye. Por lo que se debe balancear con cuidado el costo de fabricación en función de la pérdida de potencia.

Accesorios

Algunos elementos adicionales pueden encontrarse en las palas de un aerogenerador. Se repasan algunos de ellos.

Protección contra descargas atmosféricas: Las descargas atmosféricas sobre los aerogeneradores representa un verdadero problema para este tipo de instalaciones,

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

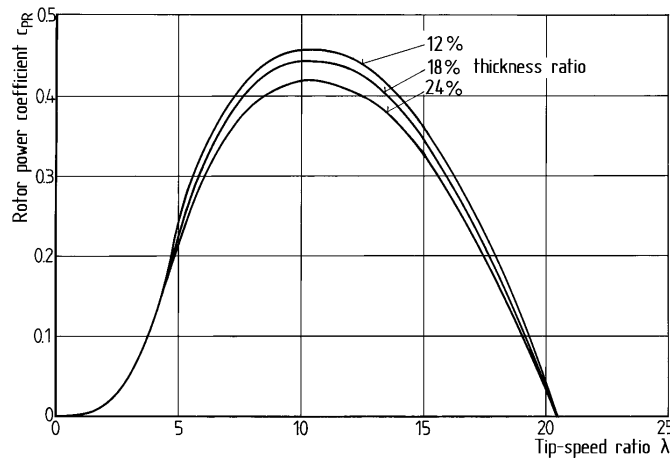


Figura D.22: Influencia de la relación de espesor en el comportamiento de la pala. Figura tomada de [10].

ya que producen grandes destrozos. Las palas son, usualmente, el componente que se lleva la peor parte. Inicialmente se intentó evitar los rayos al construir las palas de material no conductor, pero la realidad confirmó que esto no era suficiente. Por lo que en la actualidad, toda turbina de gran porte contiene un sistema de protección en sus palas.

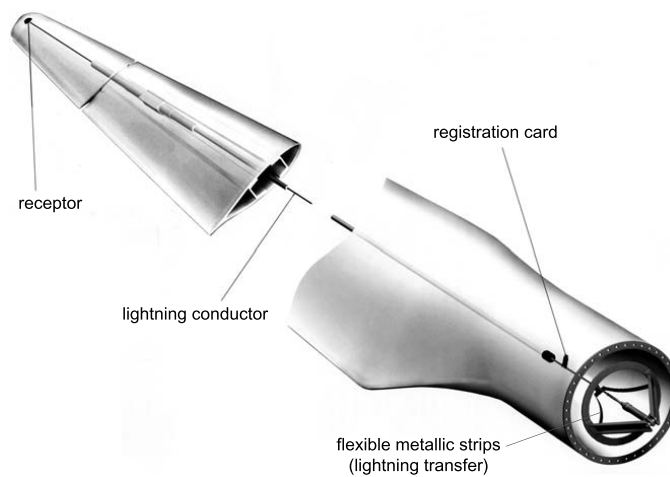


Figura D.23: Sistema de protección contra descargas atmosféricas en una pala. Figura tomada de [10].

Como se muestra en la figura D.23, el sistema consiste en un receptor metálico en la punta de pala y luego un conductor que canaliza la corriente a tierra, a través de la pala y luego a través de la torre. Hay que tener en cuenta que se requiere de contactos deslizantes debido a la naturaleza rotativa de la pala y la góndola. Por lo que esta canalización de la energía no es sencilla.

D.3. Rotor Eólico y Multiplicadora

Freno aerodinámico de punta de pala: Algunas turbinas, en especial modelos antiguos de velocidad fija y control por *stall* poseen en la punta de la pala, una zona articulada que permite establecer un freno aerodinámico. Por tratarse de un sistema de seguridad, por ejemplo para el caso de pérdida de red, eran accionados en forma automática mediante un sistema de resorte y el uso de la fuerza centrífuga. En la actualidad, los aerogeneradores que aun usan este sistema, tienen adicionalmente un sistema hidráulico que permite volver a la pala a su posición original sin necesidad de hacerlo manualmente. En la figura D.24 se muestra el esquema de funcionamiento y una imagen con el freno accionado.

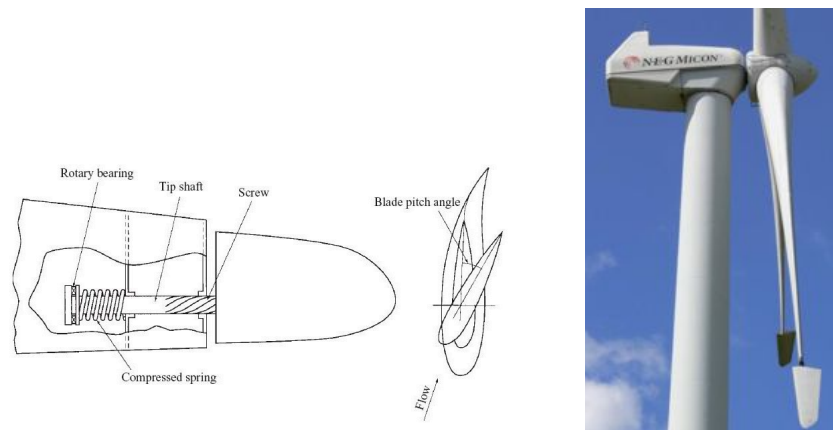


Figura D.24: Freno aerodinámico de punta de pala. Fuente: <http://www.ww2aircraft.net>

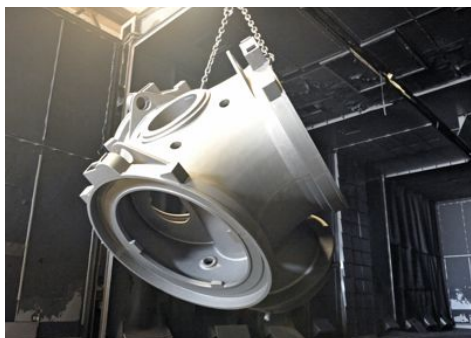
D.3.2. Hub

El hub del rotor se trata de una pieza central en el giro de las palas. En este punto se conectan las palas y su potencia es transmitida al eje principal del sistema. El hub se ve sometido a importantes exigencias mecánicas por lo que su diseño, selección de materiales y técnica de construcción deben ser realizados con mucho cuidado. En el caso de haber control de pitch, el hub incluye el equipamiento necesario para realizar este movimiento.

Son siempre construidos de acero, por sus requerimientos mecánicos y en la actualidad, se realizan en una sola pieza de acero fundido. Estas piezas pueden pesar entre 20 Ton y 45 Ton dependiendo del aerogenerador y se requiere de maquinaria pesada para su construcción debido a sus dimensiones y peso. Algunas imágenes a efectos ilustrativos se presentan en la figura D.25. En ambos casos se trata de hub para tres palas.

Los hub para rotores de dos palas, requieren una atención especial ya que es necesario proveerlos de un sistema basculante que compense los desequilibrios mecánicos que se generan en este tipo de configuración. Se han desarrollado algunas ideas interesantes pero no deja de representar un problema extra al momento del diseño.

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador



(a) Fuente: <http://www.siempelkamp.com>



(b) Fuente: <http://www.wwindea.org>

Figura D.25: Hub del rotor eólico.

Control de Pitch

Los sistemas de control de pitch están incluidos en todos los grandes aerogeneradores, ya que, el control en el paso de la pala es fundamental para obtener un alto rendimiento. Existen numerosas formas de implementar este sistema y la elección depende de cada fabricante, muchas veces condicionado por patentes vigentes. El sistema a implementar debe ser capaz de controlar el ángulo de paso (pitch) en un rango de unos 25 grados, más, usualmente, una posición en bandera como freno aerodinámico, lo que implica llegar a los 90 grados. Este movimiento, aunque debe cumplir con cierta respuesta en frecuencia, no requiere grandes velocidades.

Uno de los componentes críticos es el rodamiento que soporta el giro de la pala. Este rodamiento debe soportar todos los esfuerzos mecánicos que de la pala devienen, por lo que se trata de un rodamiento muy exigido. A su vez debe ser dimensionado para una vida útil de 20 a 30 años por la inconveniencia que representaría cambiarlo.

Existen básicamente dos métodos para lograr el movimiento, hidráulico y eléctrico. El sistema hidráulico solía ser el preferido, pero las virtudes de un sistema más limpio y controlable, como el eléctrico, se están imponiendo últimamente. Muy ligado a este tema está la disposición de los elementos actuantes, ya que la pala se encuentra en un sistema móvil respecto a la góndola. De esta manera, o bien el accionamiento se encuentra en el hub y en este caso se debe transmitir las señales y potencia, eléctricas o hidráulicas. O bien, el accionamiento se encuentra en la góndola y se debe transmitir el movimiento desde la góndola al hub. En cualquiera de los casos se trata de un sistema complejo y propenso a roturas y fallas.

Para el caso hidráulico donde los actuadores se encuentran en el hub, esto implica tener un vínculo rotativo hidráulico de manera que el líquido bajo presión llegue de la góndola al hub. Luego en el hub por medio de válvulas se regula el accionar. Este sistema acarrea muchos problemas en el vínculo rotativo. Por lo que la última tendencia en sistemas hidráulicos es colocar todo el accionamiento en la góndola y transmitir el movimiento mecánico al hub, con la notable ventaja de facilitar el

D.3. Rotor Eólico y Multiplicadora

acceso al equipamiento hidráulico para su mantenimiento. Esta última solución ha dado mejores resultados que la primera.

El caso eléctrico siempre ubica sus mecanismos de accionamiento en el hub y mediante anillos deslizantes transmite la potencia necesaria. Es claramente el sistema que terminará imponiéndose definitivamente debido a sus ventajas comparativas, de costo, mantenimiento e implementación.

Finalmente, se debe considerar que el sistema de control de paso participa en situaciones de emergencia donde se ha perdido toda conexión con la red y el sistema debe ser detenido. En este sentido, los aerogeneradores cuentan con sistemas de emergencia que fuerzan las palas a posición de bandera en caso de ser necesario. Los sistemas hidráulicos se proveen de este sistema mediante el uso de resortes y depósitos de líquido para emergencias. En el caso eléctrico se utilizan baterías colocadas en el hub.

En la figura D.26 se tienen un par de imágenes ilustrativas para un sistema eléctrico.



(a) Fuente: <http://www.boschrexroth-us.com>



(b) Fuente: <http://www.peeraer.com>

Figura D.26: Control de Pitch.

En el pasado se han desarrollado algunos sistemas de ajuste de paso de pala pasivos. Donde el aumento de la velocidad del viento y la velocidad de giro permitía cambiar el paso de la pala utilizando la fuerza centrífuga. De todas maneras estos sistemas solo han sido exitosos en pequeñas turbinas, y hoy en día han sido descartado para grandes aerogeneradores.

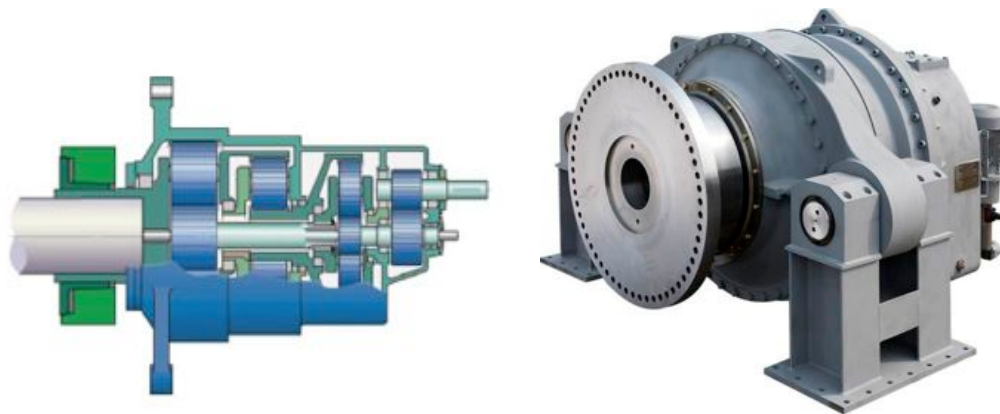
D.3.3. Caja Multiplicadora

La caja multiplicadora en una turbina adapta la velocidad de giro lenta del rotor eólico, a una velocidad de giro alta del generador eléctrico. Existen diseños de aerogeneradores que prescinden del uso de la caja multiplicadora mediante el uso de un generador eléctrico especial capaz de generar para muy bajas velocidades de giro. De todas maneras la gran mayoría de los aerogeneradores requieren de este equipamiento por lo que se harán algunos comentarios.

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

Es sin duda, una de las piezas más caras, pesadas y problemática del sistema. Con los años, se han conseguido importantes avances en cuanto a su desempeño pero siguen siendo un tema central de preocupación. Existen proveedores específicos de estos equipos y el desafío de los diseñadores de aerogeneradores es la correcta especificación, de manera de conseguir un equipo a un costo aceptable, del menor peso posible, capaz de entrar en el espacio reducido de la góndola y con una alta eficiencia. Conseguir todo esto junto no es una tarea sencilla.

La razón de la caja radica en la notable diferencia de velocidades entre el giro del rotor eólico y el generador eléctrico. Analizando un poco, se observa que la velocidad del rotor eólico está prácticamente determinada por la velocidad de punta de pala. Esta velocidad se limita por razones de esfuerzos, estructurales y de ruido a unos 70 m/s o 80 m/s, es así que a medida que se aumenta el diámetro del rotor, la velocidad de giro disminuye. En la actualidad las velocidades de giro para grandes aerogeneradores no superan los 20 rpm. En el otro extremo, los generadores eléctricos giran a velocidades ligadas a la frecuencia de red y el número de polos. Una máquina convencional, digamos 3 pares de polos en 50 Hz, gira a 1000 rpm, lo que dista mucho de los 20 rpm del rotor eólico. Aumentar considerablemente el número de polos no es una tarea sencilla y aumenta considerablemente los costos y el tamaño de la máquina. En el otro sentido, controlar la frecuencia, si bien teóricamente es muy sencillo mediante el uso de electrónica de potencia, equipos de grandes potencias y altamente confiables no era fácil de obtener. En el último tiempo, una combinación de ambas características, gran número de polos y frecuencia controlada, ha logrado eliminar la caja multiplicadora del sistema. La mayoría de los fabricantes no han tomado este camino, por lo que el uso de caja multiplicadora es inevitable. En base a los números anteriores, se requiere de cajas multiplicadoras del orden 1:100 capaces de manejar 2 MW o 3 MW. En la figura D.27 se presenta una imagen y un esquema de cajas multiplicadoras de aerogenerador a efectos ilustrativos.



(a) Fuente: <http://www.mywindpowersystem.com>

<http://www>

(b) Fuente: <http://www.hyosungpni.com>

Figura D.27: Caja Multiplicadora de aerogenerador.

Posibles configuraciones

Las cajas multiplicadores pueden ser basicamente de dos tipos, de engranajes rectos o helecoidales. Los engranajes rectos son utilizados en sistemas de ejes paralelos que pueden alcanzar relaciones de 1:5 en el mejor de los casos. Los engranajes helecoidales son utilizados en cajas tipo planetarias y su relación puede alcanzar 1:12. Las tipo planetarias no solo alcanzan mejores relaciones, sino que, tienen una mejor relación peso - potencia y son más robustas.

Para el caso de aerogeneradores, usualmente se requieren más de una etapa y muchas veces se cambian etapas planetarias con etapas de ejes paralelos. Los ejes paralelos tienen la ventaja de desalinearse el eje de alta y el eje de baja, que para algunas aplicaciones es muy útil.

Las cajas para aerogeneradores no solo contemplan la relación y potencia necesarias, sino que también, incluyen características constructivas que facilitan el montaje con el resto de los elementos.

Dimensionado

El dimensionado de la caja multiplicadora debe cubrir diversos aspectos. Comenzando por la relación de velocidades, que para generadores eólicos es del orden de 1:100.

Luego, el aspecto más importante es el torque que la caja debe ser capaz de transmitir. Por la naturaleza del viento no se trata de un valor constante sino que debe ser especificado mediante un espectro de carga de manera que el fabricante pueda dimensionarlo adecuadamente. Este espectro de carga puede ser determinado en forma experimental o estimado dependiendo de la información disponible. En la figura D.28 se tiene un ejemplo de espectro de carga a partir de datos empíricos.

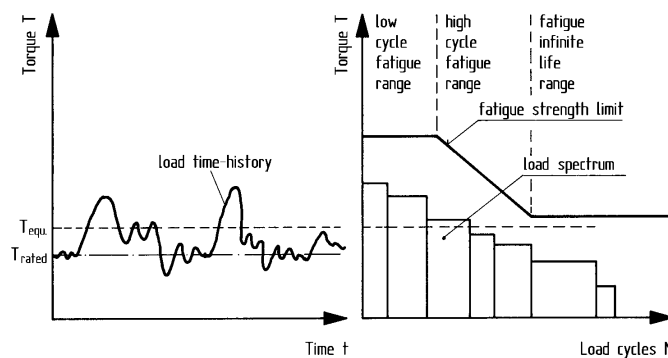


Figura D.28: Espectro de carga para una caja multiplicadora. Figura tomada de [10].

Cunado no es posible determinar el espectro de carga de forma experimental, se utilizan métodos aproximados que permiten hacer un dimensionamiento en función del tipo de aplicación. Como se puede ver en la grafica de la figura D.28 el torque nominal no es el máximo torque al que estará sometida la caja multiplicadora, ya que debido a las cargas dinámicas este valor se supera ampliamente. Se define un torque equivalente, T_{eq} , representativo del torque real, el cual se calcula como

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

$T_{eq} = K_A T_N$, donde T_N es el torque nominal. La constante K_A se determina tomando en cuenta las cargas a las que se vera sometida en ambos ejes. Para el caso de los aerogeneradores, esto depende, del tipo de rotor eólico, de la ubicación de freno, del tipo de generador eléctrico, del control sobre las palas y sobre el generador, de las turbulencias para lo cual esta especificado, etc. Existen algunos criterios y tablas preestablecidas que permiten ajustar K_A adecuadamente.

Eficiencia y Ruido

Como es natural, la eficiencia es un factor muy importante para una caja multiplicadora en este tipo de aplicaciones. En el último tiempo, los fabricantes han logrado cajas muy eficientes lo que ha sido muy importante para los fabricantes de aerogeneradores. Las perdidas de energía en una caja multiplicadora se traducen en calor y ruido generado.

Estas cajas multiplicadoras, trabajan con aceite que auspicia de lubricante y refrigerante enfriando los engranajes. Usualmente requieren de un circuito externo para enfriar el aceite. Las perdidas dependen en gran medida de la relación de velocidades y el tipo de etapas que contenga la caja. Usualmente una etapa de ejes paralelos tiene perdidas cercanas al 2% y una etapa planetaria cercanas al 1%. Las grandes cajas multiplicadoras, como las utilizadas en los aerogeneradores suelen tener mejores eficiencias que cajas multiplicadoras más pequeñas. En el gráfico de la figura D.29 se tienen valores de eficiencia en función de la potencia de la caja y parametrico con los tipo de caja multiplicadoras.

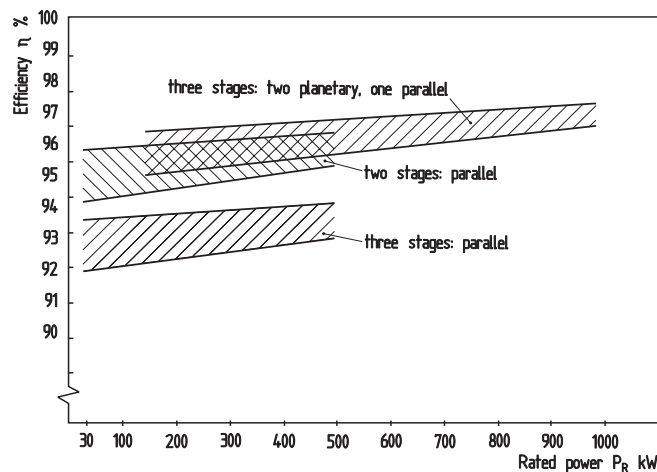


Figura D.29: Eficiencia para una caja multiplicadora. Figura tomada de [10].

Como se indico antes, los aerogeneradores utilizan cajas multiplicadoras con una etapa de ejes paralelos y dos etapas planetarias. Según el gráfico, la eficiencia en este caso ronda el 97% y crece con la potencia transmitida.

La generación de ruido en estos equipos puede llegar a ser un gran problema, dependiendo del emplazamiento final del aerogenerador. Debido a esto, los fabricantes de aerogeneradores hacen esfuerzos por bajar el nivel de ruido generado

D.4. Generador

por las turbinas. La caja multiplicadora tiene su emisión de ruido especificado a 1 m de distancia como indican las normas. A modo ilustrativo, una caja de mediano porte (1MW) de ejes paralelos puede generar un ruido de 80 a 85 dB, mientras que una de gran porte (3MW) de etapas planetarias genera 100 a 105 dB. Para contener este ruido, las góndolas son acondicionadas de manera de emitir lo menos posible al ambiente. Adicionalmente, estos equipos son montados sobre estructuras y soportes capaces de absorber vibraciones. De esta manera se reduce el ruido y las vibraciones que repercuten y generan ruido en todo el molino.

D.3.4. Freno

Los grandes aerogeneradores siempre cuenta con algún sistema de frenado mecánico en su eje principal. Este freno inmoviliza el giro de las palas, más allá de posibles frenos aerodinámicos como ya se presentaron.

Estos frenos son siempre del tipo de disco, como los utilizados en tantas otras aplicaciones. Lo que implica un sistema muy conocido y probado, que se adapta a una aplicación particular. Esta particularización implica el correcto dimensionado del sistema de frenado. Para dimensionar adecuadamente el freno se debe conocer las funciones que cumplirá. En este sentido la función más común es la bloquear el movimiento de las palas cuando estas están detenidas, de esta manera solo debe ser lo suficientemente fuerte para no ser vencido por el par de arranque de la máquina en el peor caso. Diferente es la situación cuando se pretende que el disco pueda detener el giro de las palas, por ejemplo, en un caso de emergencia. Esto último, implica una gran disipación de energía que para el caso de grandes aerogeneradores lo hace inviable.

Dada las restricciones que presenta un freno de estas características, las funciones más importantes que cumplen refiere al momento de la instalación, a tareas de mantenimiento o si debe salir de servicio por tiempos prolongados. Solo en algunos casos, estos frenos son utilizados como freno de emergencia.

El freno de disco puede ser ubicado, o bien en el eje de baja velocidad, o bien en el eje de alta velocidad. Es más económico y sencillo instalarlo en el eje de alta velocidad, pero esto trae algunos problemas, ya que por ejemplo, en caso de rotura del eje principal o caja multiplicadora, las palas perderían el freno. También se generan problemas en los engranajes de la caja multiplicadora debido a la constante oscilación que sufre el rotor eólico debido al viento. De todas maneras, en el caso de grandes aerogeneradores, es inviable la instalación en el eje de baja velocidad por las dimensiones que implicaría, por lo que se debe convivir con estos inconvenientes. En la figura D.30 se observa un freno de disco en el eje de alta sobre la derecha de la imagen.

D.4. Generador

El generador eléctrico es el equipamiento que da sentido al aerogenerador. En él se convierte la energía mecánica en energía eléctrica para luego ser volcada a la red. Distintos tipos de generadores han sido probados en este tipo de generadores,

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador



Figura D.30: Freno de disco de un aerogenerador. Fuente: <http://www.geograph.org.uk>

desde generadores asíncronos de inducción, a generadores multipolares sincrónicos de imanes permanentes, pasando por generadores de rotor bobinado con doble alimentación. El generador está muy ligado al tipo de conexión con la red, siendo inevitable estudiar su comportamiento en forma conjunta. Los generadores pueden ser sincrónicos o asíncronos, ser de velocidad fija o variable, todas las combinaciones existen o han existido. Si bien en lo siguiente no se dará una descripción exhaustiva del funcionamiento de los distintas configuraciones, se darán los elementos fundamentales para comprender el comportamiento.

D.4.1. Generador de Inducción Asíncrono

Se trata de una máquina de inducción funcionando en su zona de generador que corresponde a velocidades superiores a la de sincronismo. Estas máquinas son las más usuales en la industria actualmente por su alta confiabilidad y robustez, pero funcionando como motor. El funcionamiento como generador no era muy difundido para estas máquinas hasta la llegada de los aerogeneradores. En la figura D.31 se pueden observar las curvas de par para este tipo de máquina.

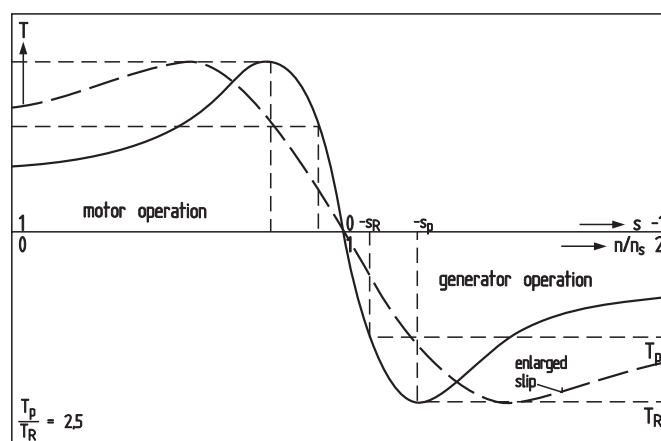


Figura D.31: Máquina de Inducción, curvas características. Figura tomada de [10].

Estas máquinas tienen una zona de trabajo estable, que corresponde a la zona

D.4. Generador

entre el par máximo de motor y el par máximo de generador. Como se observa, se trata de una zona de comportamiento lineal entre la velocidad y el par, y por esto se le denomina zona lineal. De todas manera esta curva tiene una pendiente muy alta, de manera que todo el rango de par de trabajo se cubre para una variación de velocidad muy pequeña, del orden del 1 o 2 % de la velocidad de sincronismo. Por lo que para una frecuencia dada, la velocidad de trabajo es prácticamente constante a menos del denominado deslizamiento definido como:

$$s = \frac{n_{syn} - n_{mec}}{n_{syn}} \quad (D.6)$$

donde n_{syn} corresponde a la velocidad de sincronismo y n_{mec} a la velocidad mecánica de la máquina. La velocidad de sincronismo se calcula como:

$$n_{syn} = \frac{2\pi f_s}{p} \frac{60}{2\pi} \quad (D.7)$$

donde f_s es la frecuencia de la fuente de alimentación y p la cantidad de pares de polo.

Se trata de máquinas de alta eficiencia (97 %) y con buena relación peso - potencia. Requieren de energía reactiva que deberá ser provista por la red o alguno otro elemento dependiendo del tipo de conexión. Su factor de potencia no es controlable y es generalmente malo, del orden de $FP = 0,88$.

Del punto de vista de su construcción, se trata de conjunto estator - rotor, donde ambos tienen algún tipo de bobinados. Para el caso del estator, se tiene un bobinado trifásico capaz de generar un campo giratorio en su interior, cuya velocidad de giro depende de la frecuencia impuesta y los pares de polo de la máquina. Para el caso del rotor se tienen dos configuraciones posibles. La situación más usual consiste en la denominada jaula de ardilla, donde una serie de barras son cortocircuitadas en sus extremos para darle un camino a las corrientes inducidas. Esta es la configuración clásica para las aplicaciones como motor y es de gran popularidad gracias a su alta confiabilidad, robustez, bajo mantenimiento, y relación peso - potencia. La alternativa a la jaula de ardilla, se denominan rotor bobinado, y corresponde a un rotor con bobinado trifásico cuyos bornes se encuentran disponibles. Esta configuración tiene algunas ventajas como motor pero ciertamente es muy poco usada. Pero los aerogeneradores han encontrado un excelente generador en esta configuración con una conexión particular que luego se describirá.

Velocidad Fija - Conexión directa a la Red

Se hizo referencia a esta configuración en la etapa introductoria. Ahora se dará algún detalle adicional. Se trata de una configuración muy utilizada en el pasado, que ha quedado un poco de lado por alternativas de mayor eficiencia. Se trata de una máquina de inducción la cual es conectada directamente a la red y el sistema solo llega al punto de funcionamiento. Un esquema se presenta en la figura D.32

Estos máquinas, pueden tener 2 o 3 pares de polos lo que en 50 Hz significa 1500 y 1000 rpm respectivamente, por lo que es inevitable el uso de caja multiplicadora. Muchas veces, estos generadores cuentan con dos bobinados, uno de 2

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

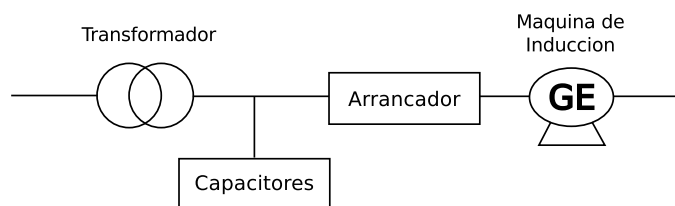


Figura D.32: Máquina de Inducción, velocidad fija.

pares de polos de plena potencia, y un segundo, de 3 pares de polos de menor potencia. De esta manera para vientos bajos pueden conectar el generador de 3 pares de polos de manera de reducir la velocidad y aumentar la eficiencia, luego, para vientos mayores utilizan el generador en la conexión de 2 pares de polos y llegar a plena potencia. Esta configuración acompleja la máquina, aumentando el precio y el tamaño pero los beneficios lo compensan.

Estas máquinas no cuentan con excitación propia, por lo que debe ser provista, mediante energía reactiva. Independientemente del flujo de potencia activa, estas máquinas siempre consumen energía reactiva de la fuente y poseen un factor de potencia deficiente, por lo que es usual contar con bancos de capacitores para realizar una compensación local. Estos bancos deben contar con algún tipo de regulación ya que la energía reactiva necesaria varía con la potencia activa generada. Estos bancos también pueden ser útiles para controlar el nivel de tensión en los bornes del generador.

Las máquinas de inducción se ven muy afectadas en su curva de par por la tensión de alimentación. De manera que un generador conectado directo a la red, recibirá en forma directa las perturbaciones que de esta devengan. Una caída en la tensión del 10% repercute en el par máximo en un 20% lo que puede generar la pérdida de sincronismo de la máquina y por consiguiente el control del molino.

En sentido contrario, la conexión directa del generador a la red implica que cualquier perturbación en la generación se verá reflejada en la red. De esta manera las variaciones en el viento corresponderán con variaciones de la potencia generada. Pero también las perturbaciones de alta frecuencia, por ejemplo, en una ráfaga de viento, o cada vez que una pala pasa frente a la torre, o turbulencia, repercutirá sobre la red. Es usual que las compañías eléctricas tengan restricciones sobre la emisión de flickers o armónicos, lo que puede dejar fuera de especificación a esta configuración de aerogenerador. También se debe tener en cuenta que la conexión en la red debe realizarse de algún modo suave para evitar picos de corriente. Es por esto que se coloca un arrancador suave que mediante electrónica de potencia varía la tensión de forma continua hasta alcanzar el valor nominal, luego un contactor de by-pass elimina del circuito al sistema de arranque.

Las máquinas de inducción tienen una muy buena respuesta dinámica frente a perturbaciones mecánicas, característica muy deseable en los sistemas eólicos. El par máximo puede alcanzar 2 veces el par nominal de manera transitoria, lo que le permite, por ejemplo, afrontar ráfagas de viento sin desconectarse de la red ni otros elementos extras para poder superar el transitorio.

Para comprender cómo se alcanza el punto de funcionamiento se recurre a la gráfi-

ca de la figura D.31 donde se tiene la curva de par de la máquina. El rotor eólico impone un par en el eje dependiente de la velocidad del viento y la velocidad de giro como ya se explicó, luego el sistema evoluciona hasta igual el par del rotor eólico al par del generador alcanzando un punto sobre la zona de trabajo estable. Estas máquinas son muy robustas en cuanto a su construcción y requieren de muy bajo mantenimiento, lo que lo convierte en un generador muy confiable. Estas características son muy importantes en un aerogenerador, razón por la cual mantienen su porción de mercado.

Muchas veces esta configuración es acompañada por un sistema aerodinámico del tipo stall para completar un sistema extremadamente simple lo que puede ser muy atractivo en algunas ocasiones.

Velocidad Variable - Doblemente Alimentado

Esta configuración también fue comentada en la etapa introductoria. Se trata de una configuración muy utilizada en la actualidad y de mucho interés por algunas de sus virtudes. Se trata de una máquina de inducción con rotor bobinado, el estator se conecta directo a la red, mientras el rotor es conectado utilizando electrónica de potencia de manera de controlar las corrientes que por los bobinados rotoricos circulan. En la figura D.33 se tiene un esquema de conexión para esta configuración.

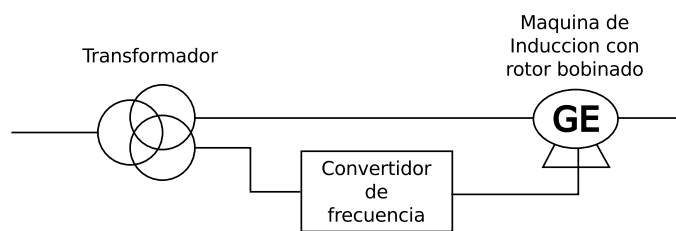


Figura D.33: Máquina de Inducción con rotor bobinado y doble alimentación.

No es intención dar una explicación detallada del funcionamiento de esta máquina, pero sí las explicaciones necesarias para comprender sus características. El rotor conectado a la red eléctrica impone un campo giratorio de velocidad igual a la velocidad de sincronismo n_{syn} . Luego el rotor genera un campo giratorio de velocidad n_r , y a su vez, el rotor gira a velocidad n_{mec} . La condición que se cumple siempre es $n_{syn} = n_{mec} + n_r$, de esta manera si n_{syn} está impuesta por la red y n_r está impuesta por el convertidor de frecuencia, n_{mec} queda determinada. En definitiva, controlando n_r es posible controlar la velocidad de giro, que es el objetivo. Este control tiene sus límites, debido a las potencias que puede manejar el rotor y su convertidor. Usualmente estos esquemas permiten un control de hasta el 40% en torno a la velocidad de sincronismo, controlando el 30% de la potencia en el rotor. Es decir, se requiere de un convertidor de frecuencia capaz de controlar solo el 30% de la potencia del generador.

En la figura D.34 se presenta un ejemplo de máquina de inducción con doble alimentación y su rango de trabajo, en este caso se trata de un rango restringido a

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

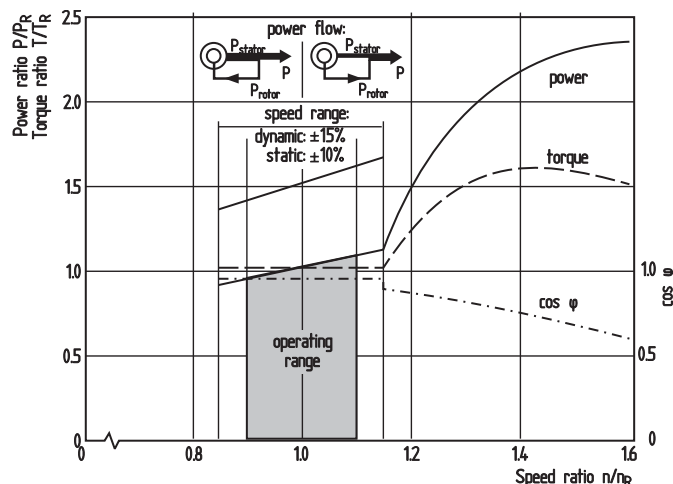


Figura D.34: Máquina de Inducción con rotor bobinado y doble alimentación, rango de trabajo. Figura tomada de [10].

solo el 10 %. También se indica en la figura como es el flujo de potencia dependiendo de la velocidad. Para velocidades sobresíncronicas, el rotor aporta potencia a la red al igual que el estator. Mientras que para el caso subsíncronico el rotor consume potencia de la red.

De la literatura de referencia, se puede extraer el siguiente análisis sencillo para una mejor comprensión. Se tiene P_{mi} como la potencia mecánica que el rotor eólico impone en el eje del generador. Entonces, si se desprecian todas las pérdidas, se obtiene:

$$P_S = \frac{P_{mi}}{1-s} \quad (D.8)$$

$$P_R = -s \frac{P_{mi}}{1-s} \quad (D.9)$$

donde s es el deslizamiento respecto a la velocidad de sincronismo, P_S es la potencia generada por el estator y P_R es la potencia generada por el rotor. Lo que confirma el sentido de las potencias que se indica en la figura D.34. Por otro lado, esta aproximación indica que un rango de velocidades mayores, implica mayor manejo de potencia en el rotor, lo que encarece al generador y al convertidor de frecuencia.

También es posible controlar la energía reactiva intercambiada con la red y el par impuesto por la máquina desde el rotor, controlando sus corrientes. Para mostrar esto, el análisis más conveniente consiste en expresar las variables del generador en un sistema dq , con d en la dirección del flujo estatorico. De esta manera, considerando tensión constante en la alimentación del stator y siguiendo algunas cuentas sencillas es posible desacoplar el control de la energía reactiva y el par del generador como:

$$Q_S = Q_0 - K_Q I_{Rd} \quad (D.10)$$

$$T_e = -K_T I_{Rq} \quad (D.11)$$

donde Q_S es la energía reactiva por el estator, Q_0 es proporcional a la energía reactiva debido al campo magnetizante, K_Q es una constante del sistema y I_{Rd} es la componente en el eje d de la corriente rotorica. Por su lado, T_e es el par ejercido por el generador, K_T es una constante del sistema y I_{Rq} es la componente en el eje q de la corriente rotorica. De esta manera se observa, que controlando las componentes d y q de la corriente rotorica es posible controlar de manera desacoplada la energía reactiva y el par. Una vez más, la potencia manejada en el rotor limita el rango de operación del sistema.

La ventaja más notable de estos sistemas radica en que es posible controlar la velocidad de giro, controlando solo una porción de la potencia involucrada. Adicionalmente en esta configuración es posible controlar la energía reactiva intercambiada con la red y el par, dentro de ciertos rangos, como también mitigar los efectos sobre la red que producen las perturbaciones aerodinámicas. De esta manera, esta configuración representa un esquema mejor preparado par cumplir con las exigencias de la red, en cuanto a las perturbaciones que un aerogenerador tiene permitido introducir en la red, como así también a soportar de mejor manera las perturbaciones que la red puede introducir en el generador.

De todas maneras, este dominio sobre la interacción eléctrica tiene sus límites ya que, como lo indica su conexión, solo se tiene manejo de una porción de la potencia en forma directa y de forma indirecta sobre el resto. De esta manera, el rango de reactiva intercambiada tiene límites, la respuesta frente a huecos de tensión o otros transitorios también tiene límites, al igual que el control sobre la potencia despachada a la red y sus perturbaciones. No obstante lo anterior, este sistemas logra excelentes resultados y ha evolucionado lo suficiente para poder superar las normativas vigentes.

Del punto de vista constructivo, estas máquinas de rotor bobinado, son de mayor tamaño y peso, más complejas de fabricar y por lo cual de mayor costo. A su vez, introducen un elemento de gran controversia, los anillos deslizantes debido a la debilidad que estos implican. Se trata de un sistema que requiere mantenimiento y es sensible a fallas. No obstante todo lo anterior, para poder determinar su viabilidad se debe balancear los elementos negativos con las ventajas de rendimiento que esta configuración representa en el sistema. En la actualidad, este balance es altamente positivo ya que esta configuración tiene mucha aceptación y esta muy difundido su uso.

Estos sistemas, usualmente, son acompañados por sistemas de control de pitch avanzados, completando de esta manera un aerogenerador de última generación donde todos los esfuerzos se centran en mejorar la eficiencia y bajar las solicitudes mecánicas.

Velocidad Variable - Full Converter

Un esquema más es posible para las máquinas de inducción, donde toda la potencia es controlada por un convertidor de frecuencia. No se trata de una configuración muy difundida para grandes generadores, ya que por un lado se tiene una electrónica costosa y compleja, una caja multiplicadora también costosa y

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

compleja, pero por el otro lado, el generador es muy simple. Los tres elementos, electrónica, caja multiplicadora y generador tienen problemas de eficiencia, esto ha alejado a los fabricantes de esta configuración, ya que se tiene un sistema costoso y complejo, y de una eficiencia media. Sin embargo, algunos fabricantes importantes, como Siemens, mantienen esta configuración para alguno de sus molinos. En la figura D.35 se tiene un esquema de la configuración en descripción.

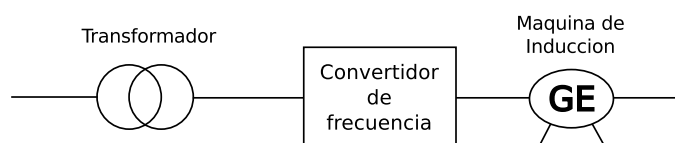


Figura D.35: Máquina de Inducción, Full Converter.

De todas maneras algunas ventajas le acuden a este esquema, propias de la conexión tipo Full Converter. En primer lugar se elimina el banco de condensadores ya que el convertidor maneja todo el intercambio de potencia con la red y es capaz de suministrar la energía reactiva que necesita el generador independiente de la interacción con la red. Luego, la ventaja fundamental, debido a la velocidad variable es capaz de trabajar siempre en el punto óptimo en cuanto al comportamiento aerodinámico, mejorando notablemente la eficiencia en comparación con el sistema de velocidad fija de la sección D.4.1. Del lado de la red, las mejoras también son notorias, ya que el convertidor maneja todo el intercambio con la misma, logrando de esta manera superar exigencias que los casos de velocidad fija y el de doble alimentación, no consiguen.

Como se explicó antes, las máquinas de inducción funcionan a una velocidad determinada por la frecuencia de la red y el número de pares de polos, a menos de un pequeño deslizamiento. De esta manera, para variar la velocidad alcanza con cambiar la frecuencia de alimentación, esta variación se debe realizar dentro de ciertos límites impuestos por la máquina comenzando por el flujo máximo.

Del punto de vista constructivo, estos generadores son muy similares a los utilizados para velocidad fija, del punto de vista de su composición estator - rotor, pero tienen algunas consideraciones especiales. El uso de convertidores de frecuencia, genera corrientes por los rodamientos que terminan destruyendo los mismos, por lo que deben ser provistos con rodamientos especiales que tiene un mayor costo. En el mismo sentido, las altas frecuencias de los convertidores generan picos de tensión altos que pueden comprometer la aislación de los primeros tramos de las bobinas, por lo que usualmente son reforzados. Finalmente, debido a que es posible que giren a velocidades bajas, el ventilador propio adosado al eje podría no ser suficiente, ya que las velocidades bajan pero las pérdidas se mantienen. Es así que usualmente requieren algún sistema adicional de refrigeración con intercambiadores, lo que encarece sensiblemente el costo.

D.4.2. Generador Síncrono

Los generadores sincros pueden ser de distinto tipo, de imanes permanentes, de excitación independiente o de reluctancia. En todos los casos, como lo indica

D.4. Generador

su nombre, la velocidad de giro queda determinada por la frecuencia de red y el numero de pares de polos, según la formulación:

$$n = \frac{60 \cdot f}{p} \quad (\text{D.12})$$

donde n es la velocidad de giro en revoluciones por minuto, f es la frecuencia de red y p es el numero de pares de polos.

La idea más tradicional de generador sincrónico consiste en un rotor que genera un campo magnético, esta campo es generado por un bobinado en el caso del generador de excitación independiente y por imanes en el caso del generador de imanes permanentes. Luego se tiene un estator bobinado, el cual es atravesado por este campo rotativo para generar la tensión en bornes del generador.

Estas máquinas no tiene una medida de deslizamiento como variable característica de funcionamiento. En este caso la curva de par queda determinada por el denominado, ángulo de carga. El par esta relacionado con el seno de este ángulo. En la figura D.36 se presentan estas curvas. Al igual que las máquinas de inducción, las máquinas sincrónicas pueden trabajar como motor o como generador. Como indica la figura, para el caso de ángulos negativos la máquina trabaja como motor, y para el caso de ángulos positivos trabaja como generador, esta última situación es la de interés. El par máximo, en ambos casos, corresponde a valores de ángulos iguales a $\pi/2$ en valor absoluto.

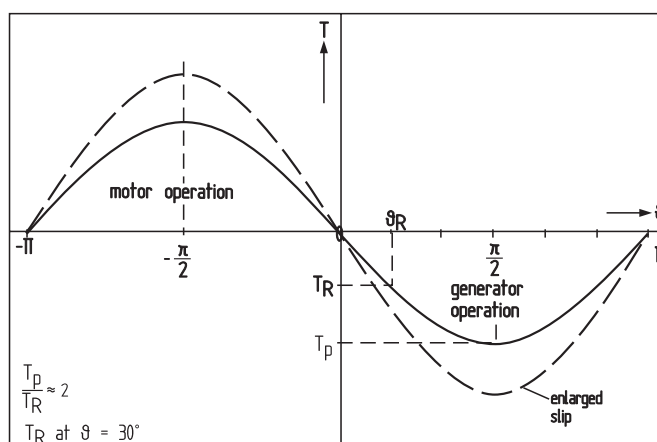


Figura D.36: Máquina Sincrónica, curvas características. Figura tomada de [10].

El caso del generador de excitación independiente es el más usual en plantas generadoras. Se tienen básicamente dos tipos, rotor liso y polos salientes. Esta clasificación refiere a la construcción del generador y tiene algunas consecuencias sobre su funcionamiento. En términos generales, los generadores de altas revoluciones (ej: 1500rpm) y eje horizontal corresponden a rotor liso, y para el caso de los generadores de bajas revoluciones (ej: 75rpm) y eje vertical corresponde a polos salientes. La excitación independiente se genera mediante una corriente continua que es transmitida al rotor mediante anillos deslizantes. Estos anillos representan

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

una debilidad por sus posibles fallas, pero por otro lado agrega una variable de control que permite regular la tensión en bornes del generador o la energía reactiva intercambiada con la red, dependiendo del caso. El generador se complementa con los denominados bobinados de amortiguamiento, que consisten en bobinados en cortocircuito ubicados adecuadamente en el rotor de manera de ayudar a amortiguar las oscilaciones del rotor en torno a la velocidad de sincronismo.

Por otro lado, los generadores de imanes permanentes, sustituyen la excitación mediante el uso de materiales magnéticos con el que se genera un imán permanente. Tiene la clara ventaja de eliminar los anillos deslizantes, que muchas veces son fuente de problemas. Pero tiene algunas dificultades, ya que estos materiales magnéticos son caros, escasos y presentan dificultades para su manipulación. Uno de los problemas que más preocupan es su sensibilidad a las altas temperaturas, de manera que la temperatura dentro de la góndola debe ser muy bien controlada para no arruinar el generador. También debe tenerse en cuenta que al no contar con excitación independiente se pierde una variable de control, esto implica que la vinculación a la red debe ser realizada mediante un sistema full converter.

Estos generadores tienen muy buen desempeño en cuanto a su eficiencia, usualmente mayores que para el caso de máquinas de inducción, y mejora para máquinas de mayor porte. El otro elemento que interesa a los generadores eólicos es el peso. En este sentido un factor muy influyente es la velocidad de giro, cuanto menor velocidad mayor es el peso de máquina, esto debido al aumento de los pares de polos. Por lo que se debe balancear con cuidado la relación entre las velocidades y los pesos del generador y la caja multiplicadora. Si se baja la velocidad de giro del generador buscando disminuir el peso y tamaño de la caja multiplicadora, se puede llegar a una situación peor aun al aumentar el peso y tamaño del generador. Como ya se mencionó existen otras variantes de generadores sincrónicos, como el caso de las máquinas de reluctancia que se verán más adelante en detalle.

Velocidad Fija - Conexión directa a la Red

Si bien la configuración de velocidad fija para un generador sincrónico es posible, y de hecho se fabricaron en el pasado, no es una configuración usual ni que tenga proyección. En la figura D.37 se tiene un esquema de esta configuración.

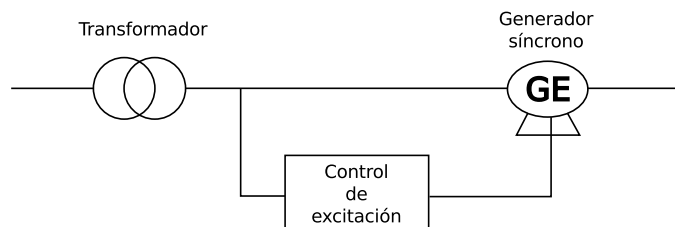


Figura D.37: Máquina Sincrónica, velocidad fija.

Estos generadores tienen una mala respuesta dinámica frente a cambios en el eje, situación permanente en los generadores eólicos. Cambios bruscos puede provocar la pérdida de sincronismo y, como la velocidad esta fija por la red, todas las

perturbaciones mecánicas repercuten fuertemente en el sistema mecánico, incluido el generador y la caja multiplicadora, aparte de los bobinados de amortiguamiento que trabajan permanentemente. Los intentos por implementar esta configuración han sido llevados a cabo utilizando acoples flexibles para poder ser viables.

Lo ventajoso de esta conexión, es la capacidad de regulación de reactiva que poseen lo que evita el uso de bancos de condensadores y permite colaborar con la red. La simplicidad del sistema también debe ser reconocido como un elemento de ventaja. En relación a la red, también se debe tener en cuenta que algún dispositivo de sincronización debe ser provisto para poder conectar el sistema en fase, estos sistemas tienen costos. Adicionalmente, la turbina debe ser controlable de manera de lograr una velocidad lo suficientemente constante como para realizar la sincronización con la red.

Luego en funcionamiento todas las perturbaciones serán transmitidas de manera directa a la red, lo que en la actualidad posiblemente sea inaceptable debido a las normativas que rigen en cada país.

Velocidad Variable - Full Converter

El caso de velocidad variable es el más interesante en los tiempos modernos, y el de mayor desarrollo. En el caso de los generadores sincrónicos, esto implica una configuración full converter, donde toda la energía es transmitida a la red mediante un convertidor de frecuencia. En la figura D.38 se tiene un esquema de esta configuración.

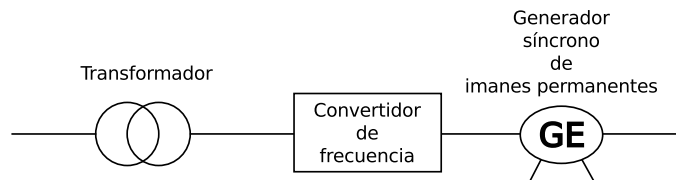


Figura D.38: Máquina Sincrónica, full converter.

Al igual que se explicó para el caso de generador de inducción, la ventaja más notable de este sistema viene por el lado de la velocidad variable. Del punto de vista aerodinámico, esto representa una mejora sustancial en la eficiencia del aerogenerador.

El convertidor de frecuencia se compone por dos inversores vinculados por un bus de continua, si bien existen otras posibilidades esta es la más importante. Este vínculo mediante un bus de continua permite separar, con ciertos límites, el control del generador de la interacción con la red. Hacia el lado de la red, esto significa cumplir con todas las exigencias impuestas por los entes reguladores y de buena manera hasta colaborar con la gestión de la red. El problema más importante refiere a los armónicos que estos dispositivos podrían inyectar en la red, pero lo cierto es que las tecnologías más avanzadas eliminan casi completamente estas perturbaciones. Del lado del generador, esta independencia permite el uso de generadores de imanes permanentes ya que el generador en sí no tiene ninguna interacción con

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

la red. Estos generadores son de sumo interés para los sistemas eólicos y tienden a imponerse en la familia de los generadores sincrónicos.

El no contar con bobinados en el rotor tiene diversas ventajas y algunas desventajas. Pero del lado de las ventajas, ya se nombro la eliminación de los anillos deslizantes, pero también del lado de la eficiencia se eliminan las perdidas por Joule en los bobinados rotoricos, tema muy importante. También suelen ser máquinas más livianas y de menor porte. Como desventaja más notable es la perdida de un variable de control, obligando al convertidor a compensar esta carencia con un sistema de control más complejo y en general corrientes de estator más altas debido a su factor de potencia bajo. Pero lo más importante, es que la combinación de estas ventajas permite la fabricación de generadores multipolares los cuales pueden ser conectados directo al rotor eólico sin necesidad del uso de caja multiplicadora.

De todas maneras, no todos los fabricantes que utilizan una configuración multipolar, lo hacen con generadores de imanes permanentes. Grandes fabricantes prefieren mantener la tecnología de excitación eléctrica alegando razones medioambientales. El uso de generadores multipolares y la eliminación de la caja multiplicadora, es un objetivo ciertamente deseable. La caja multiplicadora, pese a sus mejoras, sigue siendo una fuente de problemas e ineficiencias. Pero del otro lado, estos generadores de construcción tan específica son de alto costo y su desarrollo esta restringido a unos pocos fabricantes. El tiempo dirá si esta configuración se termina imponiendo.

D.4.3. Otros Generadores

Al tratarse de una industria en pleno desarrollo, muchas alternativas de generadores han pasado y pasarán. Las consignas se mantienen, lograr la mejor eficiencia al menor precio, con el agregado de la velocidad de giro para lograr eliminar la caja multiplicadora.

Una alternativa que despierta gran interés, son los generadores en media tensión. Las potencias han aumentado fuertemente, por lo que un generador de media tensión disminuiría sensiblemente la corriente lo que representa mejoras de eficiencia y disminución del sistema de refrigeración. Por otro lado, esto implica convertidores de frecuencia en media tensión, que si bien existen, hoy en dia aun estan muy despegados, en cuento a su precio, de los de baja tensión. Como último elemento, esta tecnología permitiría eliminar el transformador elevador lo que también representa un ahorro en la inversión inicial y de funcionamiento al eliminar las perdidas de este equipo.

Otro generador que tiene gran interés es el generador de doble alimentación pero sin anillos deslizantes. Se trata de una máquina de inducción con doble bobinado en el estator y rotor jaula de ardilla. Al igual que al de doble alimentación tradicional, uno de los bobinados es conectado directo a la red mientras que el segundo es manejado por un convertidor de frecuencia, logrando de esta manera una velocidad variable. El elemento destacado se centra en que el convertidor solo requiere conducir una parte de la potencia involucrada, lo que representa menores costos que el caso full converter.

También los generadores de reluctancia son estudiados para las aplicaciones eólicas ya que tienen algunas ventajas en cuanto a su densidad de potencia y eficiencia. Sobre este generador se entrara en detalles más adelante.

D.5. Sistema Eléctrico

El sistema eléctrico necesario para este tipo de generadores debe cubrir una serie de aspectos, muy similares a los necesarios para un sistema de generación tradicional. Una primer división posible es separar en tres sistemas, sistema eléctrico de potencia, sistema de control y sistema de servicios auxiliares. Los distintos sistemas dependerán del tipo de aerogenerador, de las exigencias de la normativa vigente, de los niveles de confiabilidad deseados, y otros aspectos. Para el análisis que sigue se considera un sistema eléctrico para un parque eólico de mediano a gran porte compuesto por aerogeneradores de gran porte.

D.5.1. Sistema Eléctrico de Potencia

El sistema eléctrico de potencia comienza en el generador eléctrico y termina en la conexión a la red eléctrica donde se despachara la energía generada. Este sistema involucra; el generador, el convertidor de frecuencia si corresponde, cables de baja y media tensión, transformadores, interruptores y dispositivos de maniobra, sistema de protección eléctrica, sistema de despacho de carga y supervisión eléctrica, sistema de compensación de reactiva. La definición de todos estos elementos depende de las necesidades de cada caso, pero como es natural, el sistema debe ser altamente confiable y eficiente. Es muy importante que todos los esfuerzos por mejorar la eficiencia de los aerogeneradores no sea degradada por un sistema eléctrico de baja eficiencia. Como también es muy importante la permanencia en servicio de este sistema, no se debe perder de vista que la energía que se pierda de generar nunca podrá ser compensada. En la figura D.39 se observa un esquema donde se esquematiza el recorrido de la energía desde el aerogenerador hasta la red eléctrica local.

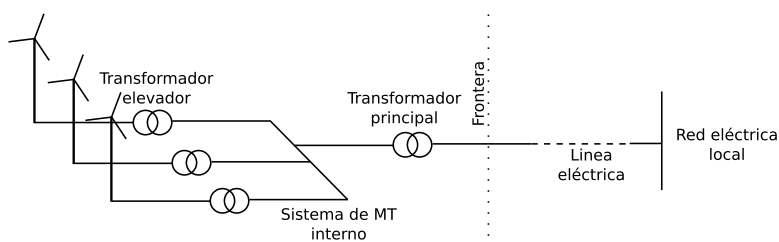


Figura D.39: Sistema Eléctrico de Potencia.

Un resumen de este camino puede ser el siguiente. La energía generada por cada aerogenerador es transmitida a una sistema de media tensión interno, mediante un transformador elevador desde baja tensión a media tensión. El sistema

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

de media tensión interno recorre el parque conectando los distintos aerogeneradores hasta conducir toda la energía hacia un puesto de conexión con la red local. En este puesto de conexión, usualmente mediante un transformador de gran potencia adapta el nivel de tensión interno al nivel de tensión de la red pública, que usualmente no coinciden. Finalmente, es habitual tener una línea de alta tensión que vincula el parque eólico con la red eléctrica pública.

El costo de este sistema es muy importante y puede determinar la viabilidad de un proyecto, en especial para parque de mediano porte.

Generador - Convertidor

Ya se han dado suficientes detalles sobre esta parte del sistema eléctrico por lo que no se harán mayores comentarios. Solo recordar que la generación es en baja tensión, 690 VAC por ejemplo, y dependiendo de la configuración del aerogenerador es el tipo de conexión a la red.

Transformador Elevador

Este transformador cumple la función de transformador de máquina en un sistema de generación tradicional, pero con algunas diferencias. Lo más interesante es observar que debido a la naturaleza de una generación muy variable en el tiempo y con un promedio anual del 30 % o 40 % del nominal, este transformador no trabaja en condiciones nominales en forma permanente. Esta diferencia es muy sustancial en cuanto a su vida útil, ya que al trabajar descargado se alarga considerablemente. Es más aun, con un estudio adecuado es posible dimensionar este transformador por debajo de la potencia nominal del aerogenerador, aunque esto nunca se hace. El transformador puede estar ubicado en la góndola o al pie del transformador, dependiendo del diseño de cada fabricante. El fabricante debe ser cuidadoso con los aspectos térmicos en el caso de colocarlo en la góndola. En la actualidad, los transformadores de aislación seca son los de mayor uso en esta industria por algunas de sus características, en especial su baja posibilidad de tomar fuego, su peso y el no contar con un líquido inflamable que pudiera volcar por toda la góndola y torre. Existe una norma, IEC 60076-16, específica de transformadores para aerogeneradores ya que debe ser especificados teniendo en cuenta algunas características especiales en cuanto a su carga, los armónicos, vibraciones, refrigeración, humedad, etc.

Cable en Torre

La energía eléctrica generada en la góndola debe ser transportada hasta nivel de piso, para ello se requieren de cables que recorren la torre, estos cables pueden ser de media o baja tensión dependiendo del modelo del aerogenerador. Pero lo más interesante es observar que estos cables son especiales ya que la góndola debe rotar con respecto a la torre para orientar el rotor en la dirección del viento. La historia cuenta distintas pruebas y prototipos, pero el sistema que ha sobrevivido es el siguiente. Se trata de un cable superflexible capaz de tornearse varias vueltas

sobre si mismo sin sufrir daños, de esta manera la góndola sigue el viento hasta un numero determinado de vueltas luego de lo cual debe desenroscar el cable. Esto no es habitual ya que en general los viento predominan en alguna dirección particular y el sistema de orientación optimiza sus movimientos de manera de no tener que llegar al extremo de parar el aerogenerador para desenroscar el cable.

Red de Media Tensión

La red de media tensión interna al parque tiene como objetivo vincular electricamente todos los aerogeneradores con la subestación principal del parque. Esta red esta compuesta por cables, lineas, transformadores, equipamiento de maniobra, etc. Para el diseño se debe tener en cuenta estudios de flujo de carga, potencias de corto circuito perdidas de la red en función de la carga.

Se puede utilizar cables enterrados o lineas aéreas, pero lo más conveniente son los cables enterrados. Las lineas aéreas se ven sometidas a los constantes vientos del lugar y pueden ser peligrosas para las tareas de mantenimiento de los aerogeneradores, en especial cuando se involucran grúas. La topología de la red dependerá mucho de la distribución de los aerogeneradores en el terreno, pero es usual que los aerogeneradores se agrupen en subestaciones intermedias que luego son conectadas a la subestación principal.

Subestación Principal

La subestación principal en un parque eólico es el punto por el cual se despacha la energía generada a la red pública. La configuración de esta subestación dependerá de las exigencias de la red a conectarse, pero básicamente hay dos situaciones posibles. O bien la subestación se ubica en la punta de un linea radial, donde muchas veces esta linea es de uso exclusivo del parque. O es posible que la nueva subestación deba ubicarse electricamente, interrumpiendo una red existente y vincular ambos extremos mediante equipos maniobra. Esta última es una alternativa más costosa ya que requiere de mayor cantidad de equipamiento.

Por lo general, un transformador importante vinculará la red de media tensión interna al parque con la red pública. Este transformador es de gran importancia ya que maneja toda la potencia del parque, dependiendo de la potencia es posible colocar dos transformadores en paralelo para una mejor seguridad del sistema. Usualmente este transformador es equipado con conmutador bajo carga, de manera de controlar la tensión de la red de media tensión. Las redes de alta tensión sufren variaciones de tensión debido a diversos factores, estas variaciones reflejadas dentro del parque pueden ser muy nocivas para el desempeño de los aerogeneradores por lo que un sistema que permita corregirla es muy importante.

Los interruptores que vinculan la red pública con el parque generador debe contar con teledisparo por parte del explotador de la red pública de manera de poder desvincular el parque en caso de emergencia.

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

Red de Puesta a Tierra

La red de puesta a tierra en estas instalaciones suele ser importante y muy extendida debido a la naturaleza de un parque eólico. El diseño debe contemplar la correcta circulación de las descargas a tierra provenientes de faltas eléctricas, evitando tensiones de toque y de paso que puedan ser peligrosas. Por otro lado, deben garantizar el correcto drenaje de las corrientes provenientes de descargas atmosféricas, de manera de mantener seguros a las personas y los equipos.

Por un lado, los aerogeneradores y la red de media tensión cuentan con una red de aterramiento según los requerimientos internos, esta red esta usualmente toda vinculada mediante conductores enterrados junto con los cables de media tensión. Y por otro lado, la subestación principal cuenta con otra red de puesta a tierra que contempla los requerimientos de la subestación en si, pero también los requisitos de la red pública. Estas dos redes de tierra pueden estar vinculadas electricamente o no, dependiendo del diseño evaluado.

Sistema de Protección Eléctrica

Los sistemas de potencia siempre cuentan con sistemas de protección eléctrica de manera de garantizar la seguridad de las personas y del equipamiento. Es muy importante el correcto diseño y ajuste de este sistema, debido al daño potencial que presenta un ajuste incorrecto. Un falso disparo implica la salida de servicio de parte o la totalidad de la generación con los costos que esto implica y la eventualidad de roturas en el equipamiento. Por otro lado, la falta de un disparo o un disparo a destiempo puede implicar el daño o destrucción total de equipamiento eléctrico con las consecuencias que esto implica. El sistema de protección esta dividido en zonas las cuales están vinculadas de alguna manera y coordinadas.

El primer nivel de protección corresponde al aerogenerador y su sistema de control y protección. Contempla las protecciones del generador y el resto del equipamiento interno. Protecciones de sobrecorriente, imagen termica, sobre y sub tensión, son solo algunas de las posibles. La actuación de estas protecciones implica sacar de servicio solo el aerogenerador involucrado.

Luego la segunda zona o nivel corresponde a la red de media tensión, esto involucra los conductores, subestaciones y transformadores involucrados. Protecciones de sobrecorriente, imagen térmica, sobre y sub tensión, diferenciales y otros son ajustadas para esta zona. Una actuación de estas protecciones puede implicar la salida de servicio de uno o más aerogeneradores.

En la última zona se tiene a la subestación principal, estas protecciones implican las propias de la subestación pero también las exigidas por la red eléctrica pública para la protección de las redes de alta tensión. El elemento central de protección en esta zona corresponde al transformador principal, el cual debe ser atendido con especial cuidado por su criticidad. En este caso se repiten algunas protecciones, como las de sobrecorriente, diferenciales, imagen térmica, sobre y sub tensión, etc. Pero también aparecen algunas nuevas vinculadas a las redes como ser de impedancia, diferenciales de linea, etc. Una actuación a esta nivel implica con seguridad la perdida de todo el parque, por lo que su ajuste y coordinación son muy criticas.

D.5.2. Equipamiento de Control

El sistema de control, para este tipo de instalaciones implica una serie de equipos a distintos niveles. Los niveles más bajos implican sistemas de control de tiempo real y se realizan con hardware específico dedicado, mientras que en el otro extremo se tienen sistemas de planificación y predicción basados en servidores. Los sistemas de control para estos emprendimientos es fundamental y su nivel de automatismo es muy alto. La generación eléctrica en estos sistemas dista mucho de ser constante o regular, por lo que sus sistemas de control deben prever muchas situaciones diferentes y adaptarse perfectamente. Por supuesto todo sin intervención de operadores o con la menor intervención posible. Los detalles del funcionamiento de estos sistemas se darán más adelante.

Control del Aerogenerador

Este nivel es resuelto por un sistema propio del aerogenerador, compuesto por hardware dedicado de tiempo real. Se tienen controles de muy bajo nivel, como ser el convertidor el cual controla las corrientes por el generador. Luego un nivel más arriba el sistema de control de par y velocidad de giro, el control de pitch y el control orientación. Sobre todos ellos rigen una serie de controles de seguridad que pueden sacar de servicio al aerogenerador de ser necesario. Por último un nivel de controles avanzados que actúan de diversas maneras abocados a optimizar la performance de la turbina.

Algunos fabricantes utilizan equipamiento estándar como ser PLC o controladores comerciales y en otros casos se utiliza hardware exclusivo del fabricante de manera de proteger mejor sus algoritmos. El conocimiento acumulado y las investigaciones realizadas por cada fabricante definen su desempeño y la diferencian de la competencia.

Sistema de Supervisión y Despacho

Los aerogeneradores están conectados en red y centralizada su información en sistema denominado usualmente como SCADA. Un sistema basado en servidores recaba y procesa información de los aerogeneradores, del viento, de la red eléctrica y otros. La función más básica que realiza consiste en administrar el despacho de la generación, usualmente se busca producir toda la energía disponible pero en algunos casos eso no es así y se debe administrar cuanto genera cada generador. Por otro lado centraliza y acumula la información meteorológica y de generación de manera de tener las estadísticas de desempeño y producción. También estos sistemas planifican el mantenimiento de los aerogeneradores en función de su funcionamiento y desgaste, esta información es muy importante para minimizar el tiempo fuera de servicio de los equipos. Finalmente, también prevén la supervisión del parque desde afuera vía Internet, y es usual que los fabricantes o inversores supervisen y gestionen sus parques desde la casa matriz en algunos casos a muchos miles de kilómetros de distancia.

Apéndice D. Componentes Principales del Aerogenerador

D.5.3. Servicios Auxiliares

El funcionamiento del aerogenerador requiere de una serie de servicios periféricos que requieren de su alimentación eléctrica. Sistema de refrigeración, sistema de lubricación, sistema de control, iluminación, etc, son algunos de los sistemas que requieren de una alimentación auxiliar. Usualmente se tienen dos sistemas auxiliares, uno de alterna y otro de continua.

Para el sistema de alterna se utiliza un pequeño transformador o se toma directo de sistema de baja tensión que alimenta el generador. Este sistema alimenta motores y bombas del sistema de refrigeración y lubricación, como también iluminación y otros. En el caso de perder la alimentación principal este servicio también se pierde.

El sistema de continua se forma por un banco de baterías cargado mediante un cargador alimentado con el sistema de alterna. Este sistema de continua alimenta los sistemas de control y comunicaciones. Se trata de una alimentación segura de manera que si se pierde la alimentación principal, este sistema continua activo durante un cierta autonomía.

D.6. Sistema de Control

El sistema de control para un aerogenerador se desarrolla en distintos niveles. Algunos de los detalles mejor guardados por parte de los fabricantes están en sus algoritmos. En el próximo capítulo se darán los detalles sobre el sistema de control y su funcionamiento, por lo que aquí solo se dará una idea general.

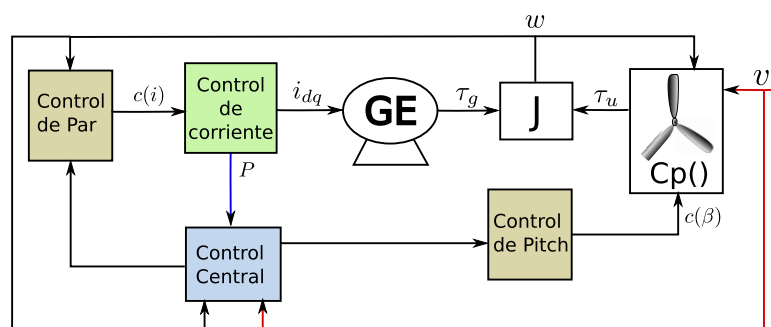


Figura D.40: Esquema general de Control.

En la figura D.40 se tiene un esquema general, muy simplificado, del sistema de control del aerogenerador. Donde se identifican tres niveles de control asociados a la jerarquía y tiempo de respuesta.

El más alto nivel corresponde a lo indicado en la figura como Control Central. Este sistema toma monitorea las variables globales del sistema, como ser: velocidad del viento, velocidad de giro, potencia generada, etc, y en base a los modelos y algoritmos que posea decide las consignas de velocidad para el generador y ángulo para el pitch de las palas. Como se vio en capítulos anteriores la eficiencia aerodinámica esta vinculada a estos elementos, para una velocidad de viento, existe una

velocidad y ángulo de pitch óptimos. Pero también este sistema gobernara la turbina teniendo en cuenta otros factores, como ser nivel de turbulencia o presencia de ráfagas, restricciones de potencia indicadas por el sistema de supervisión del parque, u otros elementos. La variedad de posibilidades para esta etapa del sistema de control son infinitas y es donde se concentra la mayor parte del conocimiento desarrollado.

En un segundo nivel se encuentra el Control de Par y el Control de Pitch. El Control de Par, consiste en el conjunto de algoritmos capaz de regular la velocidad del generador según una consigna. Estos algoritmos dependen fuertemente del generador utilizado, pero también de un par de carga bastante particular como es el producido por el rotor eólico. Este bloque de control da como salida las consignas de corriente que un control de más bajo nivel resuelve. Las exigencias de procesamiento para este control pueden ser importantes en comparación con otros debido a la alta frecuencia de procesamiento requerida.

El Control de Pitch consiste en los algoritmos capaz de manejar adecuadamente el ángulo de pitch de las palas. A partir de las consignas indicadas por el Control Central el sistema maneja los servomotores o dispositivos necesarios para el movimiento de las palas. Este movimiento puede ser en conjunto para las tres palas o de manera independiente dependiendo del nivel de complejidad del aerogenerador. Aunque no está indicado en la figura, otro control en este nivel corresponde al Control de Orientación. Se trata de las señales necesarias para mantener al rotor eólico adecuadamente orientado. Este control tiene una evolución muy lenta pero es muy importante mantener una adecuada orientación para mantener un desempeño aerodinámico óptimo.

Finalmente, de los controles de bajo nivel, el más importante es el control de las corrientes del generador. Dependiendo de la configuración generador - convertidor es el tipo de dispositivos y control implementado. De todas maneras este tema está bien estudiado por el desarrollo de convertidores y no implica grandes cambios por estar asociados a un aerogenerador.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice E

Sistema de Control de Aerogeneradores

E.1. Descripción General

El sistema de control de los aerogeneradores debe ser analizado con cuidado y todo el presente capítulo está dedicado a desarrollar los conceptos más importantes. Dos objetivos centrales ocupan al sistema de control, a saber:

- Maximizar la potencia extraída al viento.
- Minimizar los esfuerzos sobre las estructuras.

Aunque el primero parece ser el más importante, en la actualidad el segundo tiene mayor repercusión en la ecuación económica. Los fabricantes están muy preocupados por bajar los costos de fabricación, y la parte estructural representa un costo muy importante. Por supuesto el primer objetivo no pierde validez y se siguen volcando esfuerzos en este sentido también. Los sistemas de control son más interesantes cuando se trata de aerogeneradores de última generación donde se han volcado muchos años de experiencia e investigación.

Como ya se mencionó antes, el sistema de control puede dividirse en distintos niveles de jerarquía donde un control central gobierna el funcionamiento general del aerogenerador y una serie de controles de menor jerarquía desarrollan tareas más específicas. En los hechos, muchos de estos controles pueden estar implementados en el mismo dispositivo, pero a efectos analíticos la estructura jerárquica es la más adecuada.

El sistema de control central, el de mayor jerarquía tiene a su cargo el monitoreo de todas las variables centrales del generador, de las secuencias de funcionamiento, de las situaciones de emergencia o anormales y de la comunicación con el sistema SCADA central. En función del estado actual del sistema y las variables de entorno lleva adelante la secuencia de arranque y pare, decide el punto de funcionamiento y la estrategia a utilizar, realiza detenciones de emergencia o procesa alarmas de los distintos equipos instalados. Las acciones de control se llevan a cabo mediante una serie de controles de menor jerarquía que reciben las ordenes del control central. Algunos de estos controles son: Control de Par, Control de Pitch, Control de Orientación.

Apéndice E. Sistema de Control de Aerogeneradores

El Control de Par es el encargado de mantener la velocidad del generador según la consigna indicada por el control central. La implementación de este bloque de control puede requerir de tiempo de procesamiento bajos, pero nada que no pueda resolverse bien con la electrónica actual. Los algoritmos dependerán del tipo de generador utilizado, pero también de las características del rotor eólico.

El Control de Pitch se encarga de controlar el ángulo de las palas según la consigna del control central, para esto el control actúa sobre los servomotores que realizan el movimiento. Dependiendo del tipo control que se tenga, el ángulo podría depender no solo de la consigna sino también de la posición de la pala en el rotor eólico.

El Control de Orientación tiene por objetivo mantener al rotor eólico correctamente orientado respecto a la dirección del viento. Este control tiene una evolución muy lenta por las razones que ya se presentaron. También debe llevar la cuenta de la posición de la góndola respecto a la torre, para indicar cuando es necesario desenroscar los cables como ya se explicó.

Para algunos casos, como el control vectorial del generador, un nivel más de la jerarquía puede estar presente. Se trata de la menor jerarquía y tiene como objetivo imponer las corrientes del motor según las consignas indicadas por el Control de Par. Este control usualmente estará implementado en la propia electrónica del convertidor y su desempeño es más un problema del fabricante de convertidores que del fabricante de aerogeneradores.

E.2. Control Central

Para comenzar la descripción se darán los detalles del Control Central. Como ya se indicó, existen infinitas posibilidades diferentes para la implementación de este bloque de control. En lo que sigue se describe una posibilidad con el espíritu de reflejar los conceptos importantes que deben ser contemplados. Se describirán los modos de funcionamiento posible y los posibles eventos o situaciones particulares. Luego se detallarán las señales que serán supervisadas y registradas por el sistema y la comunicación con el SCADA central.

E.2.1. Señales y Comunicaciones

Muchas de las señales más importantes para el proceso son recibidas y manejadas por el Control Central, entre ellas las referidas a las condiciones meteorológicas, las variables eléctricas y las variables mecánicas, como así también una serie de señales de alarma y fallos de manera que el sistema pueda tomar alguna acción al respecto. Por otro lado maneja una serie de comunicaciones, donde la más importante refiere al SCADA central del parque. Con este sistema es capaz de intercambiar información sobre el estado del aerogenerador, como también recibir órdenes de acciones a tomar.

Variables Meteorológicas

Las variables a relevar más importantes son velocidad y dirección del viento. Para esto cuenta con instrumentos adosados a su góndola, un anemómetro para el caso de la velocidad y una veleta para el caso de la dirección del viento. La velocidad es fundamental para determinar el punto de trabajo del generador, cuando comenzar a generar, cuando detenerse por exceso de velocidad, o la región de trabajo. Como se analiza es un componente fundamental en los algoritmos abocados a maximizar la energía capturada del viento. Por su lado la dirección es necesaria para la correcta orientación de la góndola. Dado que los instrumentos se encuentran adosados a la góndola, la medida esta muy influenciada por el rotor eólico, mediante el procesamiento de los datos el sistema de adquisición compensa esta influencia para estimar el valor real de velocidad y dirección de viento. En algunos casos estos instrumentos pueden estar fuera del aerogenerador en una torre de medición y enviar la señales a todos los aerogeneradores en su área de influencia. De todas maneras esta configuración no es usual en la actualidad y se aplicaba a aerogeneradores de velocidad fija y regulación por stall. Otros variables meteorológicas son medidas de manera directa o indirecta por los aerogeneradores. Temperatura ambiente, humedad, presión, turbulencia, radiación o otras están dentro de las posibles. La turbulencia es una de las más importantes ya que un nivel de turbulencia muy alto puede implicar detener el generador para evitar daños. La temperatura o la presión pueden ser útiles para un modelado más ajustado, pero el uso de estas señales dependerá de la complejidad del sistema de control.

Variables Eléctricas

Todas las variables eléctricas disponibles son de interés para el Control Central, Potencia Activa, Potencia Reactiva, FP, Corrientes, Voltajes, contenido armónico flikers. En general, todas estas variables le son de interés en la interconexión con la red. La potencia generada es central para el aerogenerador, pero también el FP, el voltaje de alimentación o el contenido armónico. El uso de estas señales se verá con más detalle a medida que se desarrollan las estrategias de control. Estas señales a nivel del generador, si bien pueden ser de interés para el Control Central, están más asociadas a otros bloques de control de menor jerarquía.

Variables Mecánicas

Al igual que para las variables eléctricas, las variables mecánicas son de gran interés. Velocidad de giro, orientación, ángulo de pitch velocidad de punta de pala, etc, son algunas de las variables básicas que son medidas en forma directa o indirecta. En particular la velocidad de giro es central algunos de los algoritmos de control, esta medida se realiza tanto a nivel del rotor eólico como a nivel de generador y su relación debe ser consistente.

Apéndice E. Sistema de Control de Aerogeneradores

Temperaturas y Vibraciones

Tanto las temperaturas como las vibraciones son variables de sumo interés para detectar posibles fallas o condiciones inseguras, es por esto que muchas de estas señales son monitoreadas. En particular para las temperaturas se tiene; generador, convertidor, caja multiplicadora, ambiente, transformador, líquido lubricante, rodamientos, entre otros. Para las vibraciones se tiene: el generador, la caja multiplicadora, los ejes, torre, palas, entre otros. Muchas de estas señales pueden generar situaciones de alarma que requieran de alguna intervención más o menos inmediata, o en algunos casos directamente producir una parada de emergencia.

Señales Auxiliares

Otra serie de señales auxiliares también son manejadas por el sistema, como ser presión de algunos líquidos, tensiones de los servicios de alimentación auxiliar, consumo de ventiladores o bombas auxiliares, detección de humo o incendio, etc. Dependiendo del nivel de desarrollo y automatismo de cada aerogenerador dependerá la necesidad de estas señales, cuanto mayor autonomía y capacidad de diagnóstico a distancia se requiera, mayor cantidad de señales se debe implementar. La incorporación masiva de señales no es una tarea sencilla, más allá del costo que implica el instrumental necesario, también se debe tener en cuenta el nivel de confianza de este instrumental y si una falla en la lectura de estas señales puede terminar provocando un mal mayor.

Comunicaciones

Aunque el aerogenerador podría tener varias comunicaciones, la más importante corresponde al SCADA central del parque. Debido a las distancias estas comunicaciones se realizan por fibra óptica o microondas. Por este medio se reporta el estado del aerogenerador de manera periódica y se aportan los datos al SCADA para poder generar los registros históricos. Adicionalmente, bajo esta comunicación el aerogenerador puede recibir ordenes de funcionamiento.

E.2.2. Estados y Procesos

El aerogenerador, puede estar detenido o en marcha, si esta en marcha puede estar a la espera de viento suficiente, en carga parcial o en plena carga. También se tienen etapas o situaciones transitorias como ser el ciclo de arranque o parada, la parada de emergencia o la transición de carga parcial a plena carga.

Encendido

Parece evidente que cuando se enciende el aerogenerador una serie de verificaciones debe ser realizadas. Estas verificaciones y chequeos son realizados por el Control Central. Realiza un chequeo general de todos los subsistemas y en caso de encontrar valores fuera de rango o alarmas detendrá el proceso de startup y reportará el error.

En Espera

En esta situación la máquina termino con éxito su proceso de Encendido y esta lista para entrar en funcionamiento. En esta situación los servicios auxiliares están todos a la orden pero solo encendidos los necesarios. Usualmente los frenos estan accionados, ya que este estado también puede ser utilizado para mantenimiento.

En Funcionamiento

Mediante un orden externa o algún automatismo interno, el sistema pasa del estado En Espera al estado En Funcionamiento. En este estado el aerogenerador enciende todos los sistemas necesarios para comenzar su funcionamiento normal, los frenos se liberan y comienza a orientar su rotor eólico y a girar el mismo en procura de comenzar a generar. En este estado de funcionamiento seguirá hasta ser pasado nuevamente a En Espera o pasar a un estado de Emergencia. Todos los sistemas son verificados para comprobar su correcto funcionamiento.

Arranque

Con el aerogenerador en estado En Funcionamiento y las condiciones de viento necesarias el sistema comienza el proceso de arranque mediante el cual comienza a generar energía eléctrica. Este estado es provisorio y termina cuando el sistema esta generando de forma estable. El finalizar este proceso, y si fue finalizado con éxito el aerogenerador quedará en el estado de Carga Parcial. Si durante el proceso de Arranque se produce alguna alarma o error el sistema pasara a un estado de Emergencia o volverá al estado de En Funcionamiento hasta una nueva oportunidad de Arranque, dependiendo del tipo de evento.

Carga Parcial

Luego de un proceso de Arranque exitoso el aerogenerador permanece en estado de Carga Parcial. En este estado el aerogenerador esta trabajando por debajo de su potencia nominal debido a la velocidad del viento o bien por demanda del SCADA central de restringir la generación. Todo el aerogenerador es monitoreado permanentemente y en caso de alarma o fallo el sistema es detenido y pasado a un estado de Emergencia. Para el caso de que la velocidad del viento limita la potencia generada, el objetivo central de este estado es poder obtener del viento la máxima energía posible. Como se explicó anteriormente, existe una relación entre la velocidad del viento y la velocidad de giro que maximiza la potencia obtenida. El caso ideal tiene una solución muy simple para maximizar la potencia. Pero debido a la infinidad de apartamientos que se tienen de la condición ideal, se han desarrollado diversas técnicas para lograr alcanzar este punto óptimo. Resolver bien esta estrategia ha sido el tema central en el desarrollo de los aerogeneradores, ya que la mayoría de la energía se obtiene en esta región de trabajo. Todo tipo de modelado y técnicas de control avanzado han sido propuestas y probadas, y cada fabricante mantiene a buen resguardo sus algoritmos y estrategias. Más adelante se darán más detalles sobre estos algoritmos.

Apéndice E. Sistema de Control de Aerogeneradores

Plena Carga

Cuando la velocidad del viento alcanza el valor nominal, el aerogenerador alcanza el estado de Plena Carga. Para velocidades de viento mayores el sistema permanecerá en este estado donde el objetivo central consiste en restringir la energía transferida del viento al rotor eólico de manera que el aerogenerador no supere su potencia nominal. Al igual que para el caso de Carga Parcial, el sistema monitorea de manera permanente todo el estado del aerogenerador y en caso de necesidad el aerogenerador es detenido.

En este estado donde se debe restringir la potencia transferida desde el viento al rotor eólico, la herramienta fundamental es el ángulo de pitch de las palas. Como se recordará, el ángulo de pitch de la pala tiene fuerte influencia en la potencia transferida, la velocidad generalmente se mantiene constante. La preocupación central en este caso, es minimizar las exigencias dinámicas sobre la estructura, ya que puede representar importantes ahorros en la construcción del aerogenerador.

Detención

Diversas razones pueden llevar al aerogenerador a transitar un estado de Detención, ya sea por falta de viento, por exceso de viento, por una orden externa, por una condición de alarma, etc. Durante este proceso, el sistema desconecta el generador y queda listo para un nuevo arranque en estado En Funcionamiento. Por lo que los sistemas auxiliares permanecen activos y el rotor puede permanecer girando. Se trata de un proceso de detención controlado.

Emergencia

El estado de Emergencia implica una detención completa del aerogenerador por una situación anómala que requiere de una intervención externa. Si bien la detención puede ser controlada, el aerogenerador no queda disponible para un nuevo arranque hasta bien no se atienda la situación que lo llevo a este estado y todos los sistemas auxiliares son apagados. Las situaciones más comunes puede ser alarmas internas del aerogenerador o bien una indicación externa de seguridad. En general, se entiende que se alcanza este estado cuando esta comprometida la seguridad de las personas o del aerogenerador.

E.3. Control de Orientación

El estrategia en el Control de Orientación es un balance entre la eficiencia a la hora de capturar la energía y los esfuerzos sobre las estructuras que este movimiento representa, por lo que los detalles dependerán del viento en el lugar de emplazamiento y el aerogenerador elegido.

Utilizando la veleta que tiene adosada le aerogenerador, el sistema mide en forma periodica la dirección del viento en relación a su posición actual y registra este valor. En función de esta diferencia y el tiempo transcurrido actúa en consecuencia.

En la figura E.1 se muestra un ejemplo del sistema de control para su respuesta temporal.

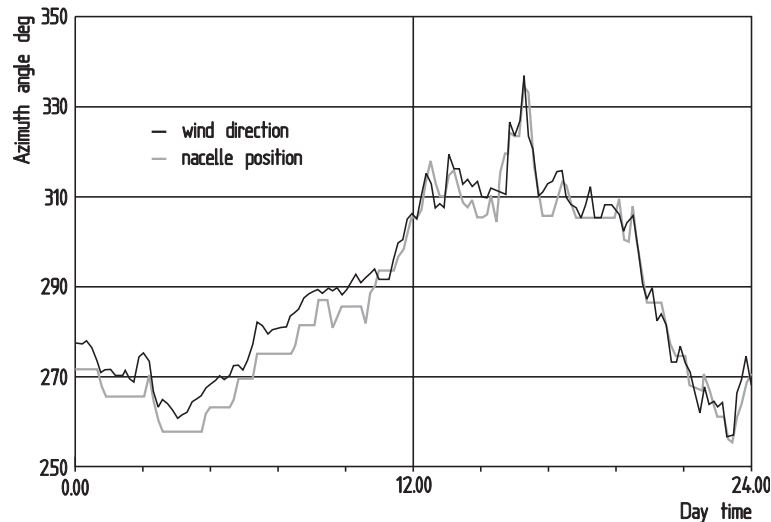


Figura E.1: Control de Orientación, respuesta en el tiempo. Figura tomada de [10].

Los movimientos son siempre muy lentos, por ejemplo 0,5 grados por segundo y es bloqueado para velocidades de viento muy altas. La velocidad de respuesta del sistema de control depende de la diferencia en el ángulo de orientación. Es así que para diferencias de ángulo pequeño, hasta 2 o 3 grados, el sistema no reacciona y permanece donde está. A medida que la diferencia aumenta la velocidad de reacción también aumenta. Para una diferencia de 10 grados el sistema puede tardar hasta 60 segundos en reaccionar, si la diferencia es de 20 grados la reacción se produce en 20 segundos y si es mayor a 50 grados la reacción comienza en forma inmediata. Esta estrategia de control conduce a que los aerogeneradores trabajen usualmente con un error en su ángulo de orientación, lo que representa una pérdida de eficiencia que al año puede representar el 2%. Esta pérdida tiene sentido en la región de carga parcial ya que en plena carga no tiene importancia porque la potencia se ve limitada por la capacidad nominal. En la figura E.2 se representa como merma la potencia transferida por el rotor eólico debido al error en el ángulo de orientación.

E.4. Control de Pitch

Controlar el ángulo de ataque de las palas, es la manera más eficiente de controlar el par entregado por el rotor eólico. También es posible a partir de la velocidad de giro, pero este método es muy lento debido a la inercia del rotor y por lo cual es ineficiente. En capítulos anteriores se dieron detalles de cómo el ángulo de ataque α y la forma de la pala determinaban los coeficientes de sustentación C_L y de empuje C_D . Recordando lo expuesto en esos capítulos, se tiene que partiendo del ángulo α^* de funcionamiento óptimo, es posible disminuir la potencia transferida disminuyendo o aumentando el ángulo de ataque. En el primer caso disminuyendo

Apéndice E. Sistema de Control de Aerogeneradores

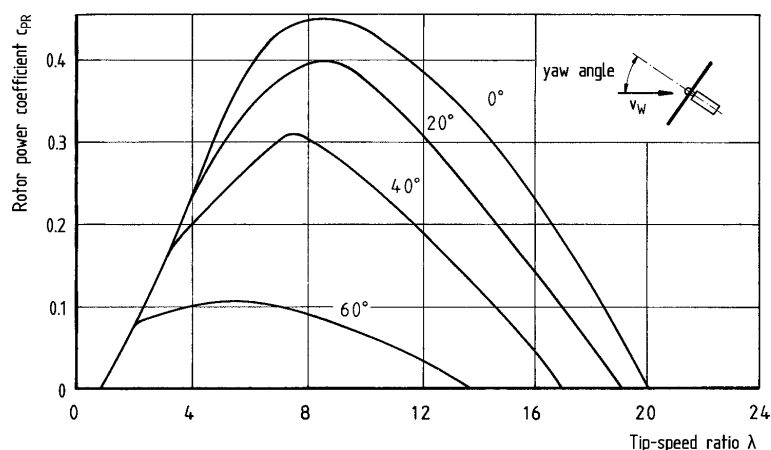


Figura E.2: Control de Orientación, pérdida de potencia. Figura tomada de [10].

el coeficiente de sustentación y en el segundo caso entrando en pérdida la pala y aumentando el coeficiente de empuje considerablemente.

La pala es una estructura flexible de gran porte que se ve sometida a permanente esfuerzos mecánicos, el sistema de control debe contemplar esta característica para un correcto desempeño del punto de vista aerodinámico y minimizar los esfuerzos sobre la pala.

El control del ángulo de pala no solo contribuye a la regulación de la potencia durante la generación, sino que también colabora en el proceso de aceleración y frenado del rotor eólico. Por lo que cuando no se cuenta con esta facilidad se debe recurrir a diseños especiales o dispositivos que ayuden en estas etapas.

Para modelar la respuesta del sistema de pitch, usualmente es aceptable representar al conjunto pala-actuador con un modelo de primer orden y un pequeño retraso, dependiendo de si se trata de un sistema hidráulico o eléctrico. En estas condiciones, un lazo de control PI o PID obtiene una buena respuesta dinámica. De todas maneras las implementaciones son siempre más complejas y en especial cuando se trata de un sistema de control que gobierna las 3 palas por separado dependiendo de la posición relativa de la pala en el rotor eólico.

E.4.1. Stall Control

Para comenzar a describir el control de Pitch, se describe el caso sin control de ángulo de pala. En esta situación el diseño de la pala es tal que la potencia transferida crece hasta un valor máximo conforme crece la velocidad del viento, luego de lo cual cae y se mantiene acotada para vientos mayores. Este sistema de control se utiliza en generadores de velocidad fija, usualmente conectados directo a la red eléctrica. Este sistema tuvo gran desarrollo en el pasado y dominó el mercado de los aerogeneradores, aunque actualmente está quedando de lado debido a su baja eficiencia y los altos esfuerzos que la estructura debe soportar.

En la figura E.3 se recuerda como es el andamio de los coeficientes de sustentación y empuje de la pala en función del ángulo de ataque α y como este

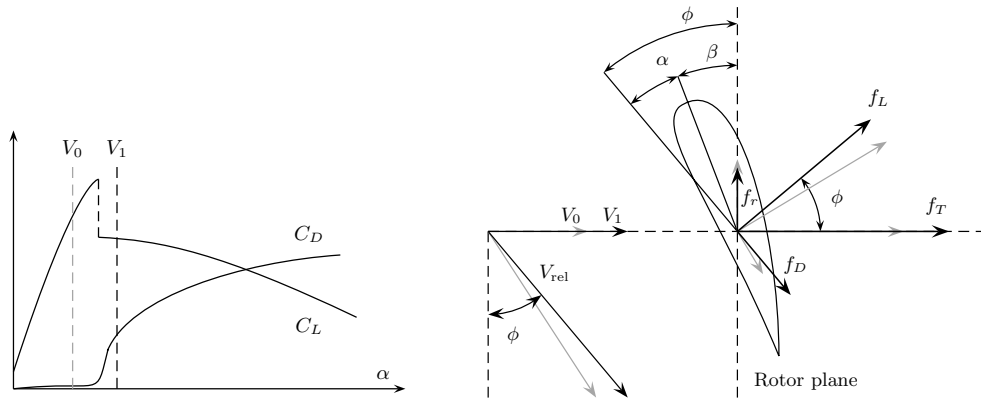


Figura E.3: Stall Control. Figura tomada de [11].

ángulo varia con la velocidad de viento incidente considerando velocidad de giro constante y ángulo de pala β constante. Para un ángulo de ataque pequeño C_L tiene valor positivo y crece conforme aumenta el ángulo de ataque mientras C_D se mantiene prácticamente nulo. Luego de un cierto valor crítico de α , la pala entra en pérdida cayendo bruscamente el coeficiente de sustentación y a la vez que aumenta el coeficiente de empuje de manera muy significativa.

E.4.2. Control Activo de Pitch

Este sistema regula la potencia transferida de la pala al rotor eólico de manera activa variando el ángulo de pala β . El ángulo de ataque α es función de la velocidad de giro, la velocidad del viento y el ángulo β , por lo que controlando β se tiene controlado α . De esta manera y recordando que C_L y C_D son función de α para una pala dada, es posible gobernar la potencia transferida.

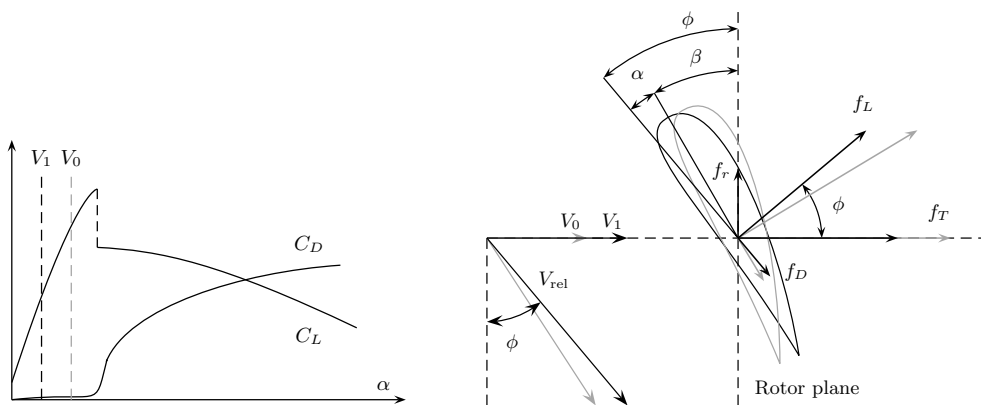


Figura E.4: Control Activo de Pitch. Figura tomada de [11].

Para comprender mejor, en la figura E.4 se recuerda el comportamiento de la pala en función de α y el movimiento de la pala para regular la potencia. Lo que

Apéndice E. Sistema de Control de Aerogeneradores

interesa de este control, es que el sistema variará el ángulo de la pala de manera de controlar la potencia en la zona previa a la entrada en pérdida. Esto es, el valor de α no puede superar el valor crítico que implica la entrada en pérdida de la pala. Esta estrategia tiene como ventaja que minimiza los esfuerzos sobre los componentes mecánicos pero implica un rango de variación para β grande, del orden de 30 grados.

Luego se verán los detalles de la estrategia de control, la cual siempre está combinada con un sistema de velocidad variable.

E.4.3. Control Activo de Stall

El último caso refiere a un sistema también activo donde se tiene un movimiento sobre la pala, pero esta vez para forzar su entrada en pérdida. Siguiendo un razonamiento idéntico al anterior se observa que el ángulo de ataque α puede ser controlado mediante el ángulo de pala β , pero en este caso el movimiento será en sentido contrario de manera de producir una entrada en pérdida de la pala.

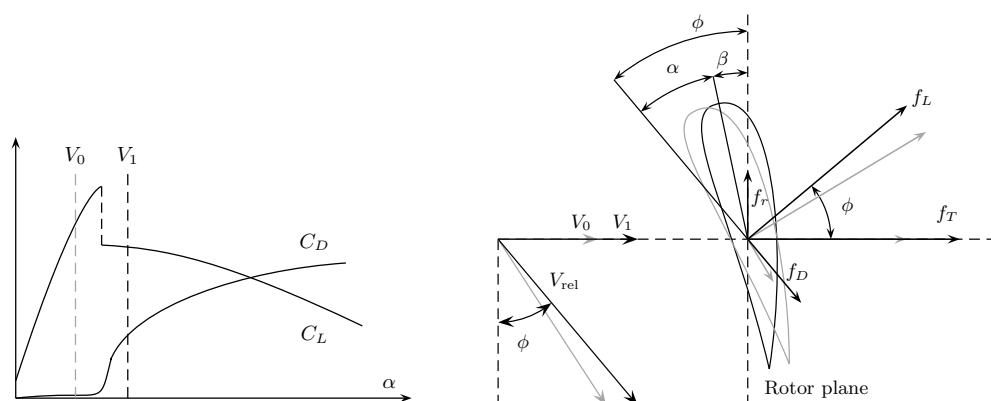


Figura E.5: Control Activo de Stall. Figura tomada de [11].

Al igual que antes, la figura E.5 ayuda a comprender mejor el funcionamiento. Como se puede observar, la idea central radica en limitar la potencia transferida haciendo que la pala entre en pérdida, esto se logra aumentando el ángulo α y para ello se disminuye el ángulo β . Este sistema implica una solitudes mecánicas mucho mayores que el anterior pero tiene como ventaja que con unos pocos grados en la variación del ángulo β se obtiene el control deseado. Aunque en la teoría, del punto de vista de la regulación de la potencia es equivalente al sistema anterior, en la práctica esto no se cumple debido a dificultades de implementación. El comportamiento en pérdida de la pala es muy abrupto lo que dificulta mantener controlado con precisión la potencia transferida mediante el ángulo α , por lo que se trata de un sistema de regulación más primitivo y poca difusión en los sistemas modernos. Algunos aerogeneradores de velocidad fija recurren a este sistema de manera de bajar las exigencias respecto a un sistema de Stall clásico.

E.5. Control de Par

El segundo elemento de control importante en el sistema refiere a la posibilidad de control sobre el generador eléctrico. Este control, es básicamente la posibilidad de controlar el par que ejerce la máquina sobre el eje y como consecuencia de la dinámica del sólido permite controlar la velocidad de giro. Por lo que este control es un poco más complejo que solamente controlar el par eléctrico impuesto por el generador, sino que se encarga de controlar la velocidad de giro de la máquina y por consecuencia del rotor eólico.

Por lo anterior, es claro que este sistema de control dependerá del generador eléctrico pero también del resto del sistema mecánico y las cargas que el rotor eólico impone. De la sección C.2 se recuerda que la función que relaciona el parámetro λ y la potencia entregada por el viento es fuertemente no lineal.

El dispositivo que permite el controlar los generadores son los convertidores de frecuencia, que como se presento en la sección D.4 existen distintas combinación convertidor - generador. Estos dispositivos han avanzado enormemente en los últimos años gracias al control de motores para aplicaciones industriales. En la actualidad los sistemas de control vectorial están bien dominados por los fabricantes y han concentrado esfuerzos en avanzar en eficiencia y emisión de armónicos a la red, todos temas de gran interés para la aplicación en cuestión.

Para situar mejor la situación, se comienza por recordar como es la transferencia producida en el rotor eólico debido a la velocidad del viento y la velocidad de giro. En la figura E.6 se observa que para cada velocidad de viento existe una potencia máxima transferible que depende de la velocidad de giro del aerogenerador. En principio el sistema intentará mantenerse sobre la línea oscura para maximizar la potencia conseguida.

Si se observa del punto de vista del par, la situación es un poco diferente, aunque existe un máximo para cada velocidad de viento, este máximo no es el punto de mayor potencia. En la figura E.7 se presentan las curvas.

Luego, la dinámica del sólido se puede estudiar con distinto grado de complejidad pero para comenzar la expresión más simple es de la forma:

$$J\dot{w} = T_{aero} - T_{gen} \quad (E.1)$$

donde w es la velocidad angular del sólido, J representa el momento de inercia compuesto por el rotor eólico, el eje, la caja multiplicadora y el generador eléctrico, T_{aero} es el torque ejercido por el rotor eólico debido a la acción del viento y T_{gen} es el torque impuesto por el generador. Se trata de la expresión más simple posible pero es suficiente si solo se quiere estudiar la velocidad de giro del rotor. Para evaluar las vibraciones o los modos común involucrados se debe modelar con mayor complejidad estableciendo vínculos flexibles entre las distintas partes del mecánicas.

El torque eólico proviene de las curvas antes expuestas, pero el torque del generador dependerá del tipo de generador utilizado y la forma de controlarlo. Cada generador tiene su rango de trabajo, sus límites de funcionamiento y su respuesta

Apéndice E. Sistema de Control de Aerogeneradores

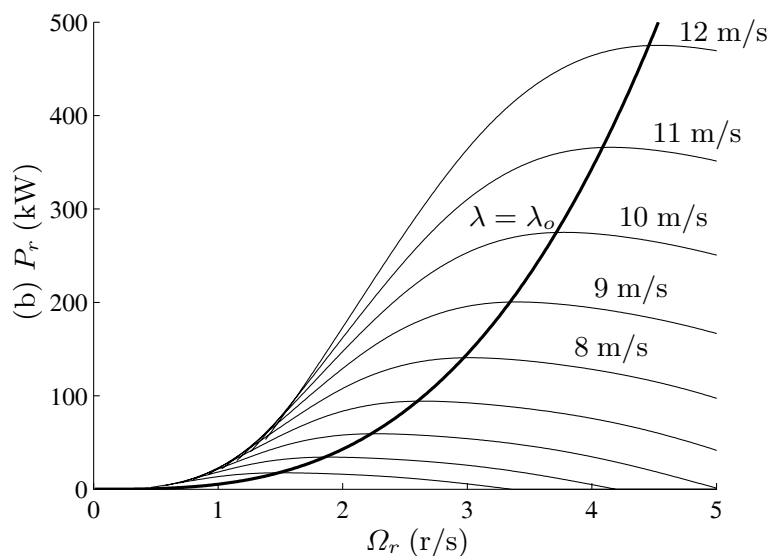


Figura E.6: Control de Par, curva de potencia en función de la velocidad de giro y parametrico con la velocidad del viento. Figura tomada de [11].

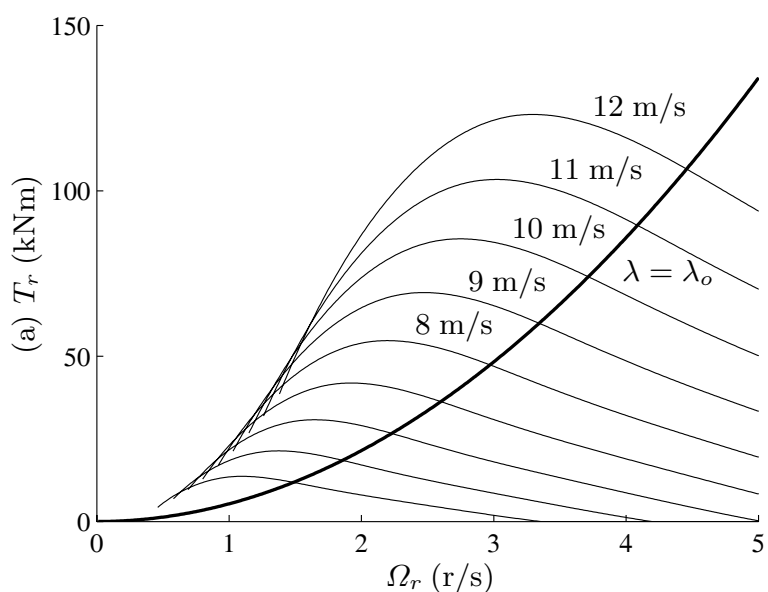


Figura E.7: Control de Par, curva de par en función de la velocidad de giro y parametrico con la velocidad del viento. Figura tomada de [11].

dinámica en cuanto al par. Esto último muy influenciado por la forma de control elegida. Los casos que más interesan corresponden a generadores con algún tipo de convertidor con control vectorial. En esta situación la dinámica del par del generador puede considerarse instantánea en relación a la dinámica del sólido, ya que la inercia del sólido es muy importante y la capacidad de respuesta eléctrica es muy veloz.

E.5.1. Sistema de Velocidad Fija

Para analizar las alternativas se comienza por la que carece de control, se trata de los generadores conectados directo a la red y por lo cual su velocidad queda determinada por la misma. Como se vio antes (D.4) el generador puede ser de inducción o sincrónico, pero lo usual para esta configuración son los de inducción con jaula de ardilla.

Para esta situación la respuesta del par queda determinada por la curva característica de la máquina. En la figura E.8 se recuerda la curva de par para una máquina de inducción. Si bien esta curva no contempla el comportamiento dinámico del generador, debido a la diferencias en las escalas de tiempo es adecuada para estudiar la evolución del solido. Pero si se quiere estudiar las perturbaciones eléctricas que este sistema introduce en la red se debe recurrir a un modelo dinámico para el generador.

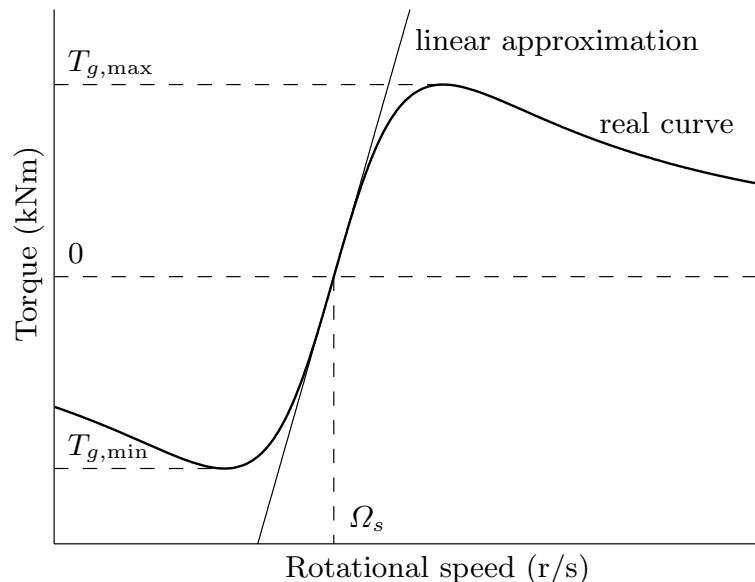


Figura E.8: Curva de par para una máquina de inducción. Figura tomada de [11].

El caso de la figura muestra una máquina con muy buena respuesta en par, pudiendo alcanzar un par máximo de 2 veces el nominal, manteniendo la velocidad casi constante. No es así el caso de los generadores sincrónicos que se ven más afectados por las variaciones de par pudiendo llegar a perder el sincronismo. Esta buena respuesta implica que todas las perturbaciones en el par son traducidas de inmediato a la red eléctrica, situación que no siempre es aceptable.

E.5.2. Sistema de Velocidad Variable

Los casos de velocidad variable involucran convertidores de frecuencia, ya sea para toda la potencia involucrada o para parte de ella. También en este caso el generador puede ser de distinto tipo, de inducción con jaula de ardilla, de inducción

Apéndice E. Sistema de Control de Aerogeneradores

con rotor bobinado, sincrónico de imanes permanentes, etc. Para comparar con el caso anterior, se estudia el caso de generador de inducción con jaula de ardilla. Existen básicamente dos formas de controlar estas máquinas, denominado control escalar o control vectorial. El control escalar consiste en proveer al motor de una fuente de alterna trifásica de frecuencia variable. Por razones de saturación, el flujo máximo está acotado por lo que la relación U/f debe conservarse o ser menor que la nominal. En la figura E.9 se presentan las curvas para un generador de inducción con convertidor de frecuencia. Se observa que la curva original es trasladada en el eje de velocidades manteniendo el resto de sus características, si bien esto no es cierto para cualquier velocidad permite una variación en un amplio rango.

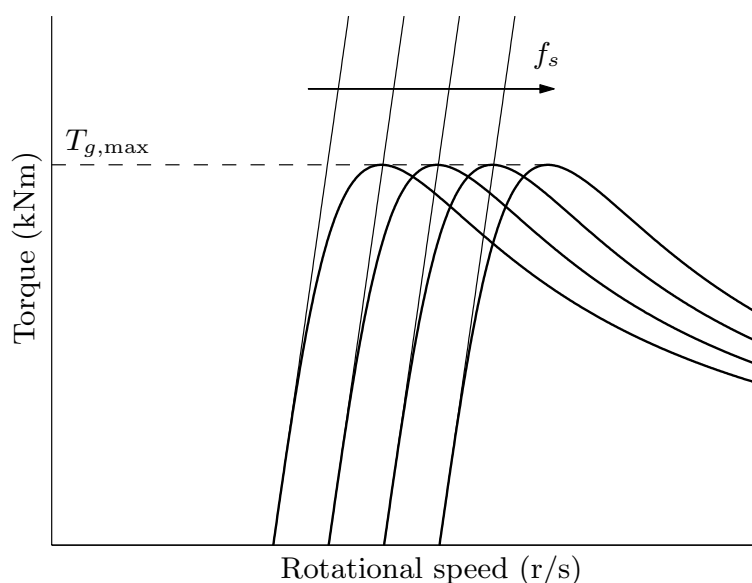


Figura E.9: Curva de par para una máquina de inducción con convertidor de frecuencia. Figura tomada de [11].

La variación de velocidad tiene amplias ventajas del punto de vista de la generación pero del punto de vista del par interesa poder manejar el par que impone el generador en el sólido. Esto permite controlar las perturbaciones eléctricas en la red y las solicitudes mecánicas que las variaciones en el viento producen. El control vectorial es el generalmente usado para estas aplicaciones dado el amplio dominio que se tiene sobre esta técnica. En este caso el convertidor controla las corrientes con precisión y de esta manera controla el par que la máquina ejerce. Este sistema de control requiere de mayor potencia de cálculo pero obtiene mejores resultados.

E.6. Estrategias de Control

Los elementos antes presentados se combinan para obtener un sistema de control conjunto de manera de obtener el mejor desempeño. Obtener el mejor desem-

E.6. Estrategias de Control

peño contempla varios aspectos u objetivos que luego se detallaran, pero es claro que al aumentar el tamaño de los aerogeneradores las exigencias sobre el sistema de control aumentan y se requiere de técnicas más complejas.

En lo que sigue se dará una descripción simple de la estrategia a seguir del punto de vista aerodinámico para distintas configuraciones. No se dan detalles sobre comportamiento dinámico y se asume que los rangos de actuación para los distintos elementos son suficientes.

Como ya se ha indicado los objetivos centrales son dos: obtener la máxima energía del viento y minimizar las solicitudes mecánicas sobre la turbina. A lo que hay que agregar un tercer objetivo que implica calidad de energía generada lo que se traduce en cumplir con las exigencias de la red eléctrica. Para la descripción a continuación se tiene en cuenta principalmente los dos primeros objetivos.

Para situarse en el problema se recuerda en la figura E.10, la curva de potencia ideal para un aerogenerador típico. En esta se distingue una velocidad mínima y una velocidad máxima para el funcionamiento, estos limites responden a económicas, ya que la energía disponible fuera de estos limites no justifica el costo extra que implicaría aumentarlos.

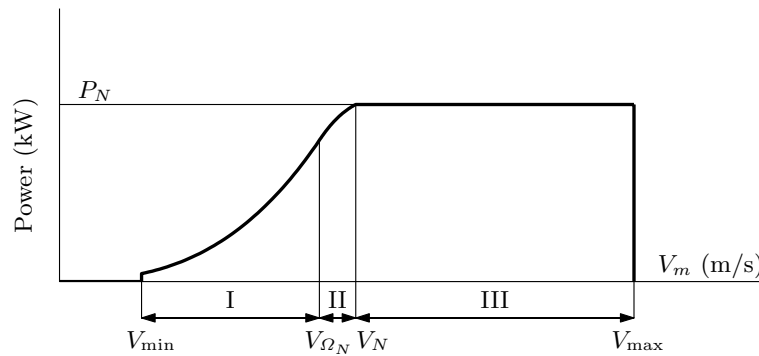


Figura E.10: Curva de potencia ideal para un aerogenerador. Figura tomada de [11].

Luego, dentro de los limites se distingue tres regiones. Un primer región (I) donde la energía disponible en el viento es menor a la potencia nominal del aerogenerador por lo que el sistema de control procurara capturar toda la energía posible. Se recuerda que la potencia disponible se puede expresar como $P = C_P P_{aero}$ donde P_{aero} es la potencia disponible en el viento y depende del cubo de la velocidad del viento, y C_P es el coeficiente de potencia del aerogenerador el cual se buscara maximizar.

En el otro extremo se tiene la región III donde la energía disponible en el viento supera la potencia nominal del aerogenerador por lo que el sistema de control debe actuar para limitar la potencia transferida a través del rotor eólico. Volviendo al expresión de la potencia disponible el sistema tendrá que limitar C_P de manera de mermar la potencia involucrada.

Finalmente la región II corresponde a una zona de transición y es señalada porque muchas veces esta es una zona de cuidado para el sistema de control y lograr una

Apéndice E. Sistema de Control de Aerogeneradores

correcta transición es muy importante. Es posible no considerar esta zona y estudiar solo las regiones I y III, pero en este caso es preferible identificar la región II explícitamente.

Del punto de vista de los esfuerzos mecánicos que el aerogenerador debe soportar existen distintas clasificaciones. En una primera división se dividen los estáticos de los dinámicos, donde básicamente los estáticos responden al valor medio del viento y los dinámicos responden a las variaciones temporales y espaciales que tenga el viento. El control tiene mayor influencia sobre los esfuerzos dinámicos y en estos se concentra su estudio.

Dentro de los dinámicos se identifican dos variedades. Los esfuerzos transitorios responden a variaciones o perturbaciones puntuales, como ser ráfagas o turbulencia. Para este caso se debe tener especial cuidado en la zona II donde se transita de la zona de máxima potencia disponible a una zona de limitación de la potencia. Luego se tienen las cargas periódicas debidas básicamente al giro del rotor y las palas. De esta manera se tienen comportamientos periódicos de periodo P y NP , donde P es el periodo de rotación y N el número de palas. Un caso típico corresponde a la perturbación que se tiene cuando una pala enfrenta al torre y se encuentra con un viento disminuido. Este comportamiento periódico preocupa especialmente en la excitación de modo comunes los cuales deben ser estudiados cuidadosamente.

Sobre la calidad de energía no se harán mayores comentarios. Solo indicar que en el caso de generadores conectados directo a la red la posibilidad del control de intervenir es prácticamente nula pero en el caso de aerogeneradores con convertidores de frecuencia las posibilidades son muy amplias.

Dependiendo de la configuración del sistema generador-convertidor se obtienen distintas posibilidades pero en alguna medida siempre es posible controlar la energía reactiva intercambiada, las fluctuaciones de potencia y la producción de armónicos o flickers a la red. Aunque todo el sistema de control se ve involucrado en los efectos del aerogenerador sobre la red, la parte del convertidor que conecta la red con el bus de continua es la de mayor influencia. En lo que sigue no se darán mayores detalles sobre este punto.

Los casos que se estudian a continuación representan los casos más usuales y surgen de combinar velocidad fija y velocidad variable, con pitch fijo y pitch variable. En todos los casos se realiza un análisis en estado estacionario, es decir no se estudian los transitorios.

E.6.1. Velocidad Fija - Pitch Fijo

Este primer caso corresponde al caso sin control ninguno, ya que tanto la velocidad como el pitch son fijos. Esta configuración corresponde a los generadores conectados directo a la red y con control por Stall. Los primeros aerogeneradores usaban este sistema y al día de hoy muchos los conservan aunque por su malo desempeño lo hace inviable para aerogeneradores de gran porte.

E.6. Estrategias de Control

Su funcionamiento es muy simple, luego de alcanzado el valor mínimo de velocidad de viento el generador es conectado a la red lo que fija la velocidad del mismo, luego el generador quedara conectado mientras no se supere el valor máximo de velocidad de viento permitido o la velocidad de viento caiga por debajo de la velocidad mínima. En la figura E.11 se representa este comportamiento donde se grafican las curvas de torque ejercido por el viento para distintas velocidades de viento y se intercepta con la curva del generador de velocidad constante. En la representación se asume que el generador es capaz de entregar cualquier par que se le solicite.

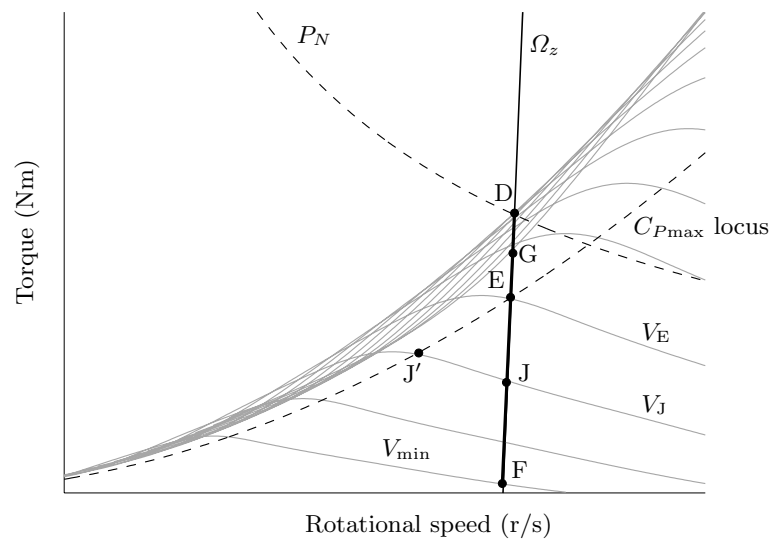


Figura E.11: Estrategia para Velocidad Fija y Pitch Fijo. Figura tomada de [11].

Yendo un poco más en detalle, el punto F corresponde al punto de funcionamiento para la mínima velocidad de viento (V_{min}). Luego al aumentar la velocidad se recorre la curva vertical hacia el punto D. El punto D corresponde al punto de mayor torque (o potencia) posible, luego del cual para velocidades de viento mayores se desplaza por la curva vertical hacia el punto G (correspondiente a V_{max}), por lo que disminuye la potencia transferida. Para entender esto último se debe recordar de la sección E.4.1 el funcionamiento del control aerodinámico por Stall. Como se vio en su momento, superada cierta velocidad de viento, la pala entra en pérdida y la potencia transferida del viento a la pala disminuye. Un punto notable de funcionamiento corresponde al punto E donde el rotor eólico trabaja en su máxima eficiencia, este estado solo es alcanzado en este punto, ya que como se recordara depende de la relación entre velocidad de viento y velocidad de giro. Como la velocidad de giro esta fija, la relación óptima solo se cumple en un punto. Esto da la pauta de un sistema poco eficiente.

La figura E.12 ayuda a comprender mejor el funcionamiento. En la grafica superior se observa la potencia entregada por el generador en función de la velocidad del viento, donde se observa que la potencia nominal del aerogenerador solo se alcanza para un punto lo que implica una sobredimension de todo el sistema para

Apéndice E. Sistema de Control de Aerogeneradores

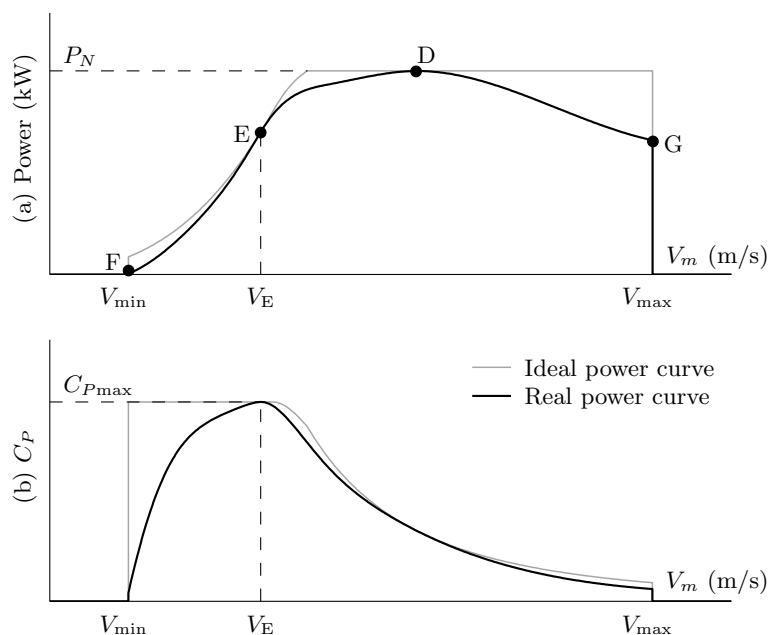


Figura E.12: Estrategia para Velocidad Fija y Pitch Fijo. Figura tomada de [11].

atender ese punto de funcionamiento. Por otro lado en la región I solo alcanza la máxima potencia disponible para el punto E y luego en la región III también es generada una potencia menor a la disponible con excepción del punto D.

En la grafica inferior se el coeficiente de par en función de la velocidad del viento. Nuevamente el valor ideal solo se alcanza en dos punto. En el punto E donde el rotor trabaja en su máxima eficiencia y en el punto D donde el aerogenerador trabaja en su máxima potencia.

Del punto de vista de las solicitudes mecánicas, el sistema no es capaz de regular nada y todos las variaciones en el viento repercuten sobre el tren mecánico. Pero aun más importante es el hecho de utilizar un sistema de control aerodinamico por entrada en perdida. Estos sistemas generan importantes esfuerzos sobre todo la estructura mecánica cuando entran en perdida.

Finalmente sobre la calidad de energía, una vez más el sistema no tiene ninguna capacidad de reacción por lo que todas las perturbaciones serán transferidas directo a la red. Usualmente tampoco cuentan con sistema de regulación de energía reactiva por lo que se deberán instalar banco de capacitores para evitar un factor de potencia inaceptable.

Alternativa: Doble Velocidad de Giro

Como se estudió en la sección D.4 sobre los posibles generadores, existen generadores de inducción con doble bobinado estatorico, de manera de tener dos velocidades de giro, por ejemplo, 2 y 3 pares de polos. Usualmente el bobinado de baja velocidad es de menor potencia, y el bobinado de alta velocidad es de la potencia nominal. La idea es utilizar el bobinado de baja velocidad para bajas

velocidades de viento y el bobinado de alta velocidad para las altas velocidades de viento.

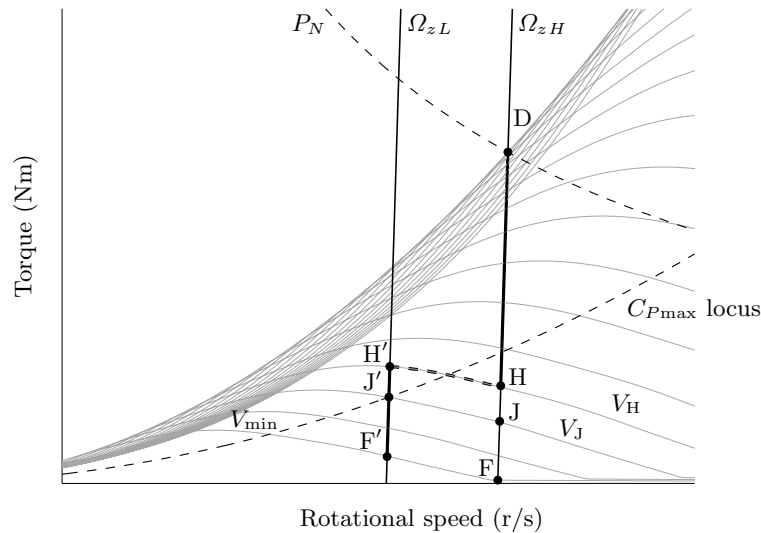


Figura E.13: Estrategia para Velocidad Fija y Pitch Fijo, alternativa de generador con doble velocidad. Figura tomada de [11].

La figura E.13 ayuda a comprender el funcionamiento. Para la velocidad de viento V_{min} , el sistema conecta el generador de baja velocidad correspondiente al punto F' , para velocidades crecientes evoluciona hacia el punto H' . En este punto, el sistema cambia de velocidad de giro, desconectando el bobinado de baja velocidad y conectando el bobinado de alta velocidad, lo que implica pasar al punto H . Luego para velocidades de viento mayores el sistema evoluciona hacia el punto D al igual que para el caso de generador simple.

El bobinado de baja velocidad mejora el desempeño del aerogenerador porque permite comenzar a trabajar para velocidades de viento menores y para su rango de funcionamiento obtiene una mejor eficiencia en comparación con el bobinado de alta. Como ejemplo, se observa el punto J , donde para el caso del bobinado de baja trabaja en el punto máxima eficiencia y para el bobinado de alta trabajaría en un punto de menor eficiencia.

En la figura E.14 se observa el desempeño de esta nueva configuración. Se obtiene una notoria mejora en comparación con el caso de simple velocidades, en particular para bajas velocidades. El elemento importante es la elección de las velocidades de giro, las cuales no pueden ser cualquiera ya que dependen de los pares de polos, y donde conmutar entre una velocidad y otra. El proceso de conmutación lleva su tiempo porque el rotor debe acelerarse o frenarse dependiendo del caso, por lo que permanentes conmutaciones pueden terminar siendo contraproducentes para la energía generada y para la vida útil de los equipamientos.

Apéndice E. Sistema de Control de Aerogeneradores

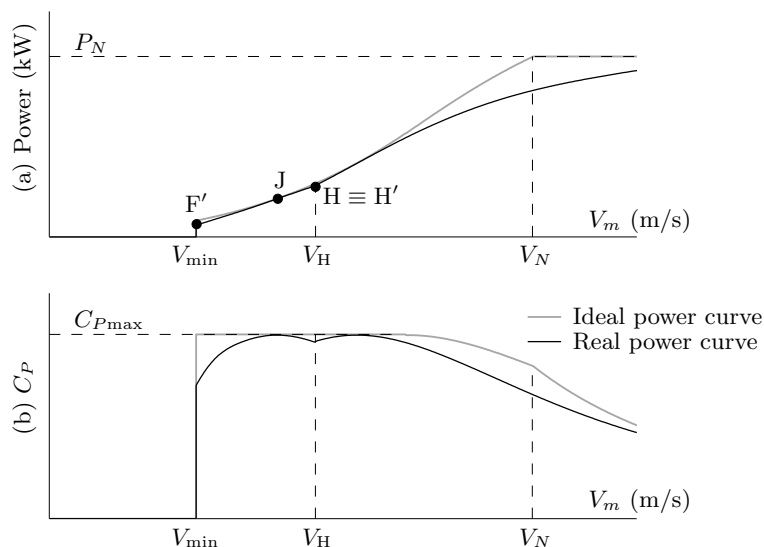


Figura E.14: Estrategia para Velocidad Fija y Pitch Fijo, alternativa de generador con doble velocidad. Figura tomada de [11].

E.6.2. Velocidad Fija - Pitch Variable

Este segundo modo de operación implementa la posibilidad de controlar el ángulo de pala pero mantiene constante la velocidad de giro del rotor. El sistema ha sido muy utilizado en el pasado y algo en la actualidad como alternativa al sistema de velocidad fija y pitch fijo. Representa un mejora ya que el control del ángulo de pala permite aliviar las cargas mecánicas. Para analizar el desempeño se estudian las distintas zonas de trabajo.

La región I de trabajo corresponde a potencia menores a la nominal del aerogenerador por lo que el objetivo es capturar toda la energía posible. Recordando lo expuesto en la sección C.2 se tiene que para obtener la máxima potencia posible el ángulo de pala debe permanecer en $\beta = 0$. Si bien en las zonas de menor velocidad de viento esto podría no cumplirse y los sistemas de control toma acción, a efectos ilustrativos se considera $\beta = 0$ para toda la región de trabajo. Luego de alcanza la potencia nominal, el sistema de pitch regula de manera de no superar este valor máximo y permanecer generando a potencia nominal. En la figura E.15 se dan detalles gráficos.

Al igual que para el caso anterior, la velocidad esta fija, es así que el lugar de trabajo esta contenido en una curva vertical, que comienza en el punto F correspondiente a la mínima velocidad de viento V_{min} y se extiende hasta el punto G correspondiente a la máxima velocidad de viento V_{max} .

En el segmento F-D el comportamiento es similar al visto para el caso E.6.1 donde solo para el punto E se alcanza la máxima eficiencia del sistema (C_{Pmax}).

Luego el sistema de control de pitch debe limitar la potencia transferida del viento al rotor eólico, para esto, y según se estudió en E.4, existen dos posibilidades denominadas Control Activo de Pitch y Control Activo de Stall. Ambos métodos

E.6. Estrategias de Control

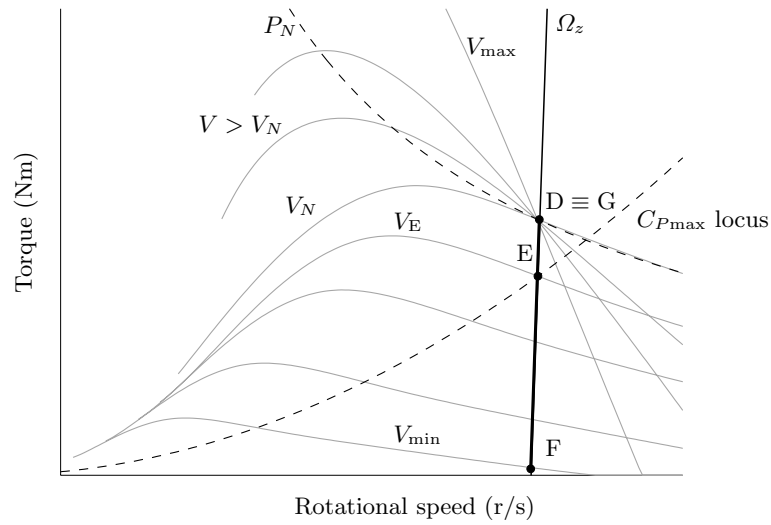


Figura E.15: Estrategia para Velocidad Fija y Pitch Variable. Figura tomada de [11].

pueden controlar la potencia transferida de manera de que la generación permanezca constante para velocidades entre V_N y V_{max} . Por lo que volviendo a la figura E.15 luego de alcanzado el punto D el sistema queda en ese punto hasta V_{max} donde se desconecta por razones de seguridad. En la figura se observa como las curvas de par para velocidades de viento mayores a V_N han sido forzadas a pasar por el punto D.

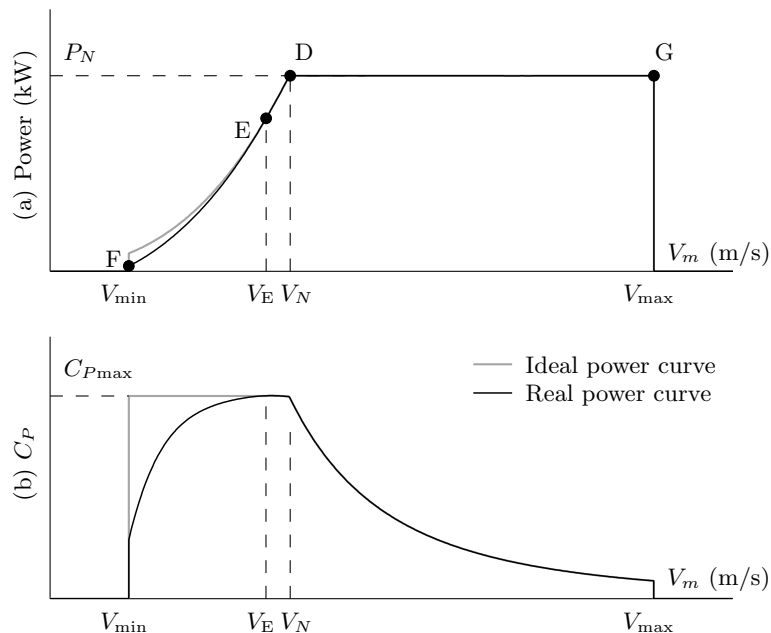


Figura E.16: Estrategia para Velocidad Fija y Pitch Variable. Figura tomada de [11].

En la figura E.16 se presenta el andamio del aerogenerador con esta configu-

Apéndice E. Sistema de Control de Aerogeneradores

ración. En comparación con el caso E.6.1 el desempeño es muy superior. La región III tiene un comportamiento ideal y luego la región dos es mejorada sensiblemente ya que el aerogenerador se diseña para obtener la mejor aproximación posible en la región II.

El método seleccionado para el control de pitch tendrá fuerte influencia en las exigencias mecánicas del aerogenerador. El caso del Control Activo de Pitch los esfuerzos son menores pero debe ser necesario un rango de movimiento más amplio. El caso de Control Activo de Stall los esfuerzos son muy significativos pero el rango de movimiento de las palas se ve muy reducido. En la figura E.17 se compara el andamiento en una y otra técnica de control, donde queda claro las diferencias en el rango de ángulos barridos.

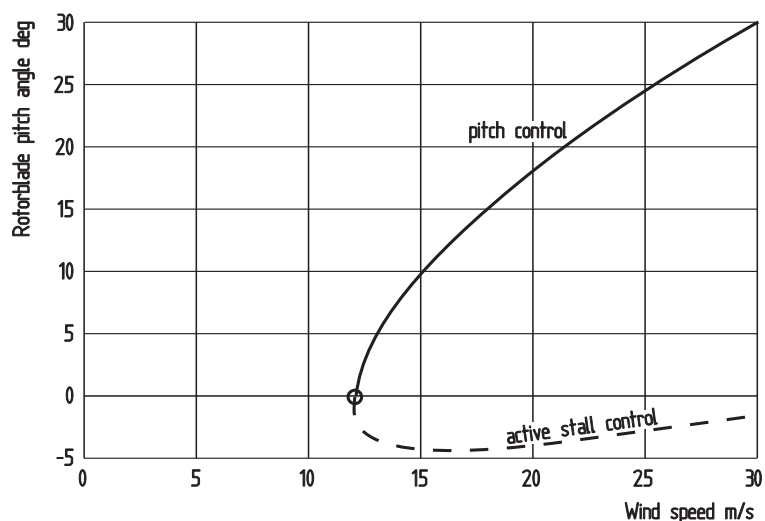


Figura E.17: Estrategia para Velocidad Fija y Pitch Variable, comparación de pitch. Figura tomada de [10].

Finalmente, si bien el control de Pitch permite cierta intervención en la potencia generada y en las perturbaciones provenientes del viento, el hecho de ser un control relativamente lento y tener el generador conectado directo a la red implica que la calidad de la energía volcada a la red no podrá ser controlada ni regulada con precisión. Es así que las mayorías de los efectos provenientes del viento pasaran directo a la red sin mayor filtro.

E.6.3. Velocidad Variable - Pitch Fijo

En este caso se incorpora la posibilidad de variar la velocidad de giro del rotor, mientras se deja fijo el ángulo de pala β . Para poder controlar la velocidad es necesario incorporar un convertidor de frecuencia como ya se ha señalado. Dependiendo del tipo de generador, será el convertido que se tenga y como será conectado, pero afectos de la descripción que sigue no tiene incidencia.

Como se estudio en C.2 la conversión de energía eólica depende del ángulo de pala β , del coeficiente de velocidad λ y naturalmente de la velocidad del viento

E.6. Estrategias de Control

V . También se observó que el máximo valor para el coeficiente de par C_{Pmax} se obtiene para valores de β_o y λ_o . Entonces si se elije $\beta = \beta_o$ y se controla w tal que $\lambda = \lambda_o$ para toda V , se estará obteniendo el mejor rendimiento posible para toda velocidad de viento.

Esta estrategia es muy conveniente hasta alcanzar la potencia nominal del aerogenerador, luego de lo cual se debe limitar la potencia transferida. En este punto se tienen dos elementos en juego, por un lado la pala entrará en pérdida para cierta velocidad de viento y por otro lado, es posible variar la velocidad para perder eficiencia. Las estrategias siguen a continuación.

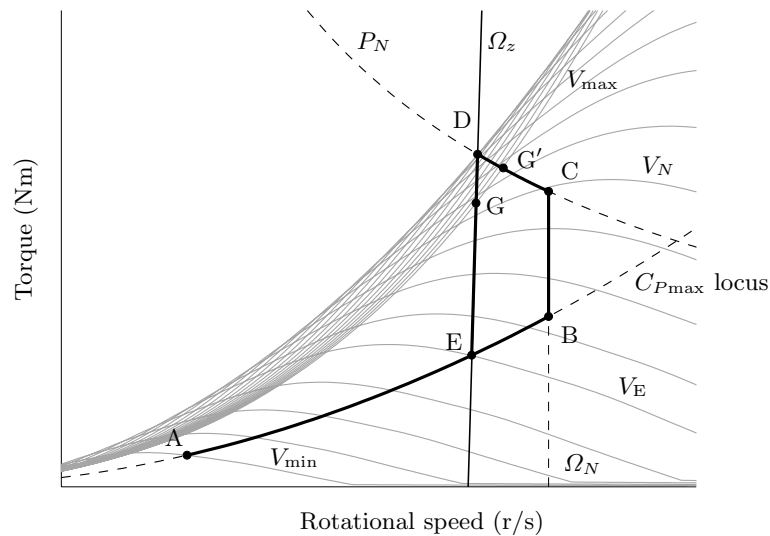


Figura E.18: Estrategia para Velocidad Variable y Pitch Fijo. Figura tomada de [11].

La figura E.18 ayuda a comprender la estrategia en el sistema de control. En la gráfica se presentan las curvas de par para las distintas velocidades de viento, y también el lugar geométrico de C_{Pmax} y de P_N .

La primer estrategia corresponde a la regulación aerodinamica por entrada en pérdida de la pala como fue explicada en E.4.1. El punto A corresponde a la intersección de la curva de par para la velocidad mínima de viento (V_{min}) con la curva del lugar geométrico de C_{Pmax} . Por lo que el sistema comienza, para una velocidad V_{min} con una velocidad de giro tal que $\lambda = \lambda_o$. Luego a medida que aumenta el viento, la velocidad de giro aumenta de manera proporcional para conservar $\lambda = \lambda_o$ hasta el punto E. Luego de este punto la velocidad se conserva constante y la regulación depende del comportamiento de la pala al igual que el caso de E.6.1. Es así que el sistema evoluciona por la curva vertical desde el punto E hasta el punto D donde alcanza la potencia nominal. Finalmente, para velocidades mayores la pala entra en pérdida y el sistema pierde potencia evolucionando desde el punto D al punto G, donde alcanza la velocidad de viento máxima permitida (V_{max}). Este comportamiento es similar al observado para el caso de E.6.1 pero con mejor desempeño en bajas velocidades.

Apéndice E. Sistema de Control de Aerogeneradores

El segundo caso de estudio, consiste en utilizar la variación de velocidad no solo para bajas velocidades, sino también para lograr una mejor adaptación a velocidades altas. Utilizando la figura E.18 el análisis es como sigue. Se comienza de forma idéntica que antes desde el punto A y se evoluciona para velocidades de viento crecientes sobre el lugar geométrico de C_{Pmax} hasta el punto B pasando de largo por el punto E. El punto B es tal que luego de este punto la velocidad se deja constante hasta alcanzar la potencia nominal. La evolución entre los puntos B y C para velocidades de viento creciente depende de la aerodinámica de la pala, y su diseño es tal que la evolución se aproxima muy bien al caso ideal. Luego para velocidades de viento mayor, el sistema evoluciona entre los puntos C y D disminuyendo la velocidad de giro de manera de perder eficiencia y mantener controlada la potencia máxima. En la parte final la turbina es acelerada nuevamente entre los puntos D y G' para mantener siempre la potencia nominal hasta llegar a la velocidad V_{max} .

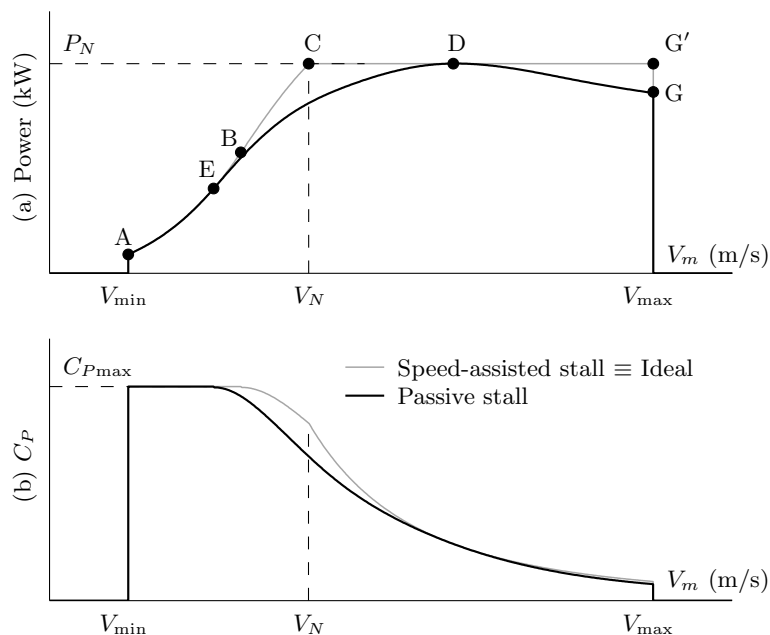


Figura E.19: Estrategia para Velocidad Variable y Pitch Fijo. Figura tomada de [11].

En la figura E.19 se presenta y comparan las dos estrategias explicadas en función de la velocidad del viento. En la gráfica superior se tiene la curva de potencia del aerogenerador donde es evidente las ventajas del segundo método frente al primero. La misma diferencia es apreciable en la gráfica inferior. En un análisis mecánico, ambas soluciones implican la entrada en pérdida de la pala lo que representa esfuerzos importantes. Si bien en el segundo caso las pérdidas en la pala son menores, los esfuerzos aun pueden ser muy importantes. En este caso, al existir un convertidor, las posibilidades de intervenir en la calidad de energía son relevantes. Las posibilidades dependerán de la configuración, pero

como podrá participar en la regulación de reactiva, en minimizar las variaciones de potencia y colaborar en transitorios.

Transición suave

Interesa estudiar ahora la región de transición para el caso de control aerodinámico asistido por velocidad (ABCDG'). El funcionamiento de esta máquina a potencia nominal bajo viento con alta turbulencia conduce inevitablemente a superar la potencia nominal en forma transitoria.

La dinámica es la siguiente, funcionando a potencia nominal, frente a un aumento en el viento debe disminuir su velocidad de giro para mantener la transferencia aerodinámica constante. Pero para disminuir esta velocidad de giro se debe aumentar la potencia generada en forma transitoria para disminuir la potencia cinética en el rotor. Como se traba a potencia nominal, este aumento representa una sobrecarga para el sistema no permitida.

La propuesta consiste en mantener un margen respecto a la potencia nominal de manera de tener oportunidad de ajuste sin superar la potencia máxima, esto tiene como contrapartida una pérdida en la energía generada. La figura E.20 ayuda para la explicación que continua.

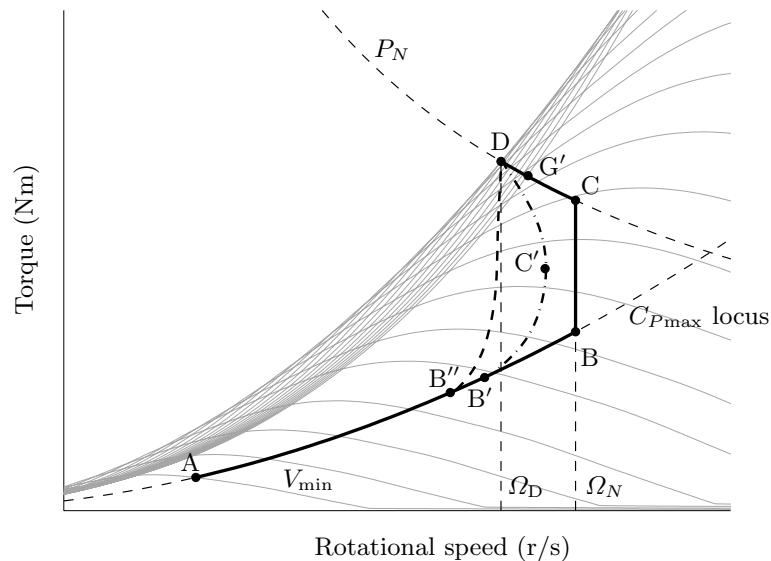


Figura E.20: Estrategia para Velocidad Variable y Pitch Fijo, transición suave. Figura tomada de [11].

Como alternativa al lugar geométrico de trabajo ABCDG' se propone AB'C'DG'. La primera parte para velocidades de viento bajas, queda igual, luego al llegar al punto B', la trayectoria se separa de C_{Pmax} y evoluciona hasta C' donde alcanza la velocidad máxima de giro. Luego la velocidad disminuye aumentando la potencia generada hasta llegar a D, donde finalmente evoluciona a G' de igual manera que antes. Una alternativa más radical está indicada como AB''DG', en este caso la curva de máxima eficiencia se abandona antes (B'') y evoluciona hasta D sin

Apéndice E. Sistema de Control de Aerogeneradores

superar la velocidad correspondiente al punto D. Este último caso puede verse como una transición suave del caso AEDG de la figura E.18. En la figura E.21 se muestran las curvas de potencia y desempeño para las propuestas de transición suave. En las curvas queda de manifiesto la pérdida de energía que representa esta estas estrategias, inevitables si se pretende mantener la generación acotada a la potencia nominal, incluso en situaciones transitorias.

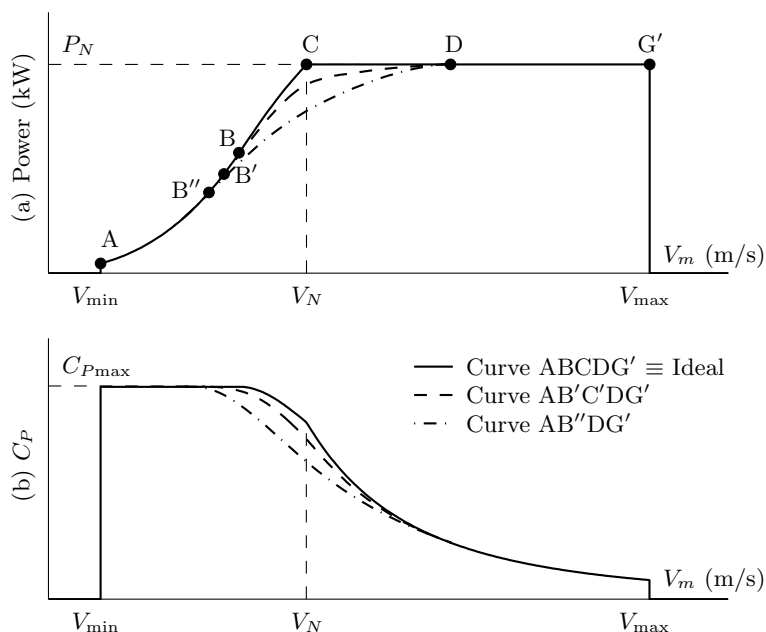


Figura E.21: Estrategia para Velocidad Variable y Pitch Fijo, transición suave. Figura tomada de [11].

E.6.4. Velocidad Variable - Pitch Variable

La última configuración de estudio corresponde a la de mayor complejidad y versatilidad. El sistema es capaz de variar su velocidad de giro en un rango dado y también variar el ángulo de pala β en un rango. Esta configuración es la de mayor desarrollo actualmente y todos los grandes generadores utilizan esta configuración. El sistema combina elementos de las estrategias antes desarrolladas, ya que cuenta con todas las libertades de control. Para la región de baja velocidad de viento (I) el aerogenerador fija su ángulo de pala en $\beta = \beta_o$ y varía la velocidad de manera de mantenerse sobre el lugar geométrico de C_{Pmax} . Alcanzadas las condiciones nominales, el sistema fija la velocidad y controla el ángulo de pala de manera de mantener constante la potencia generada.

Al igual que en el resto de los casos, en la figura E.22 se presentan las curvas de par para el viento y el desarrollo de la máquina sobre estas curvas. Se parte del punto A para una velocidad de viento V_{min} y evoluciona, conforme aumenta el viento, por el segmento A-B. Luego, en el punto B se fija la velocidad por

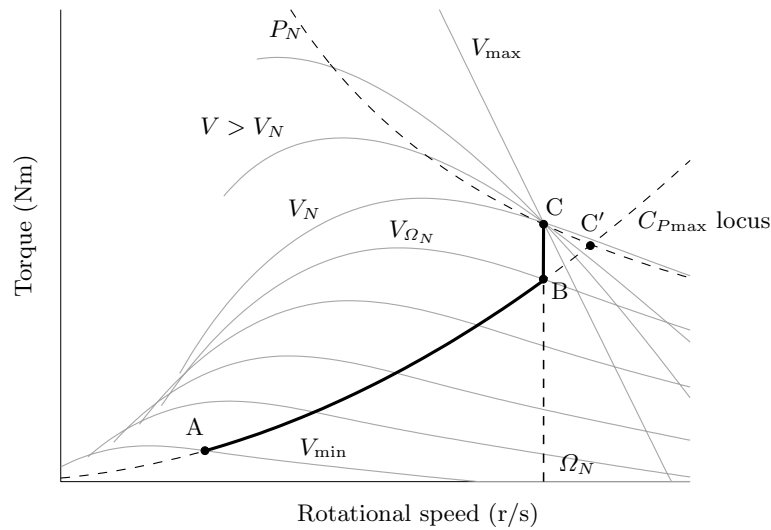


Figura E.22: Estrategia para Velocidad Variable y Pitch Variable. Figura tomada de [11].

haber alcanzado el máximo permitido, y el sistema evoluciona para velocidades de viento crecientes según la aerodinámica de la pala. Alcanzado el punto C, el sistema de control de pitch comienza a actuar para mantener el sistema en ese punto hasta una velocidad V_{max} donde el aerogenerador debe ser desconectado. Si no se tienen restricciones de velocidad de giro, la evolución desde velocidades baja podría seguir hasta el punto C' donde permanecería hasta el final. Esta estrategia tiene un desempeño ideal en cuanto al desarrollo de potencia en función del viento. Al igual que se desarrollo en E.6.2, se tienen dos metodos para limitar la potencia mediante el control de pitch, denominados Control Activo de Pitch y Control Activo de Stall. El primer método evita la entrada en perdida de la pala, y por lo cual los grandes esfuerzos mecánicos, por lo que será el sistema preferido para los grandes generadores.

Al igual que antes el uso de convertidores mejora notablemente las posibilidades de interacción con la red, pudiendo cumplir con las exigencias y regulaciones locales.

Transición suave

En el caso de la estrategia de velocidad variable y pitch variable, la forma más simple de resolverlo es mediante dos lazos de control independientes, uno para la velocidad y otro para el pitch. En la región de transición, cercana al punto C, ambos lazos interactúan de alguna manera, en particular frente a fluctuaciones importantes del viento esta interacción pueden generar problemas.

La manera de controlar propuesta como óptima implica que llegado al punto C, el control de Pitch debe regular la potencia para no superar las condiciones nominales. Esto en condiciones de fluctuaciones importantes requiere de un alto desempeño dinámico del control de Pitch lo que usualmente no es fácil de obtener.

Distintas alternativas son posibles para mitigar estos problemas de control. Algunas basadas en el control de par, otras basadas en el control de Pitch, o una

Apéndice E. Sistema de Control de Aerogeneradores

combinación de ellas. En la figura E.23 se tiene una alternativa de control utilizando la velocidad para asistir en la regulación aerodinámica como se presentó en E.6.3. En lugar del camino presentado para el caso ideal, el sistema recorre el camino $AB'C'C$. De esta manera, al arribar al punto C' , donde se alcanza el máximo de par, el sistema está únicamente regulado por el control de Par. Luego próximo al punto C el control de Pitch también comienza a actuar.

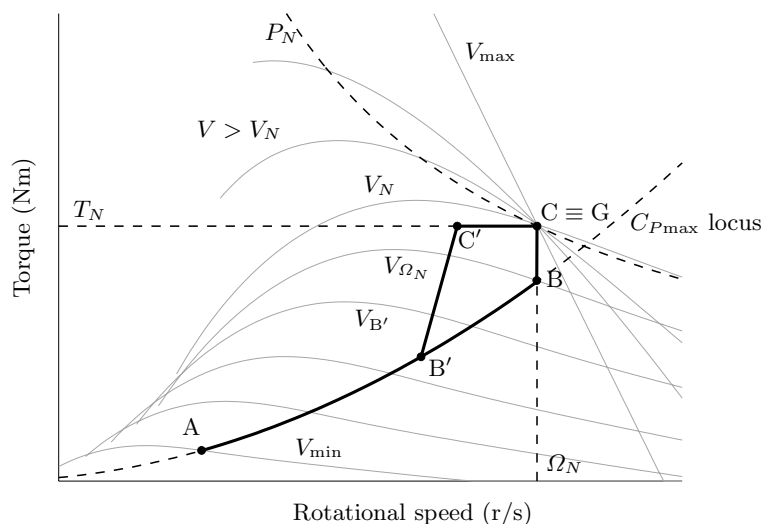


Figura E.23: Estrategia para Velocidad Variable y Pitch Variable, alternativa en el control de velocidad. Figura tomada de [11].

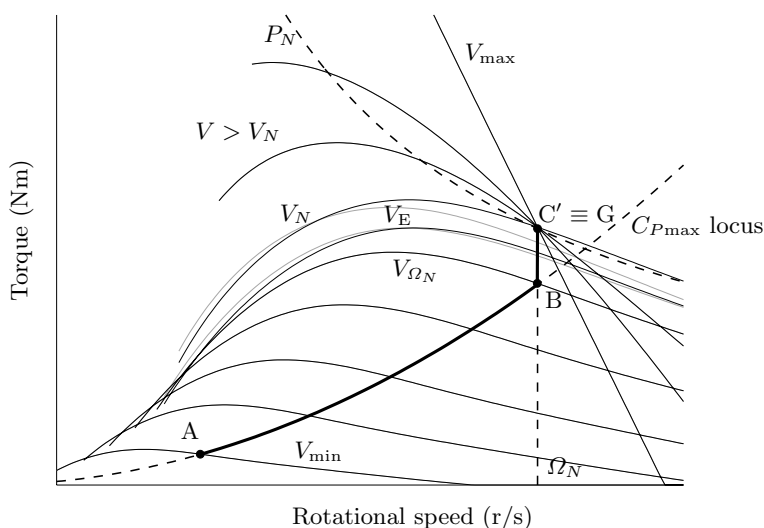


Figura E.24: Estrategia para Velocidad Variable y Pitch Variable, alternativa en el control de pitch. Figura tomada de [11].

Luego en la figura E.24 se tiene un caso de control alternativo con foco en el control de pitch. En este caso lo que se observa es que la velocidad se comporta

E.6. Estrategias de Control

como el caso ideal, mientras que el pitch tiene variaciones. La idea consiste en comenzar a variar el ángulo β antes de alcanzar el punto nominal de trabajo de manera de tener margen frente a perturbaciones. De esta manera a medida que el sistema se aproxima a sus condiciones nominales el sistema de pitch comienza a actuar y baja su eficiencia aerodinámica alcanzando las condiciones nominales para una velocidad un poco mayor que el caso original. Esto denota una pérdida de energía claramente, costo que hay que pagar para mejorar la controlabilidad del sistema.

Lo cierto que el sistema de control preciso dependerá de muchos factores que no serán abordados aquí. Pero es casi seguro que una combinación de los esfuerzos provenientes del control de par, en conjunto con los provenientes del control de pitch se utilizarán para lograr la mejor performance posible en la región de transición, en cuanto a la energía capturada, a los esfuerzos mecánicos y la calidad de la energía generada.

Un ejemplo de lo anterior se muestra en la figura E.25 donde se presenta como se controlan el ángulo de pitch β y la velocidad de giro, en función de la velocidad de viento. Como se observa hay una región de transición (II) donde ambos controles participan en forma conjunta para lograr los mejores resultados. Siempre hay involucrada una pérdida de energía como contrapartida en estas estrategias.

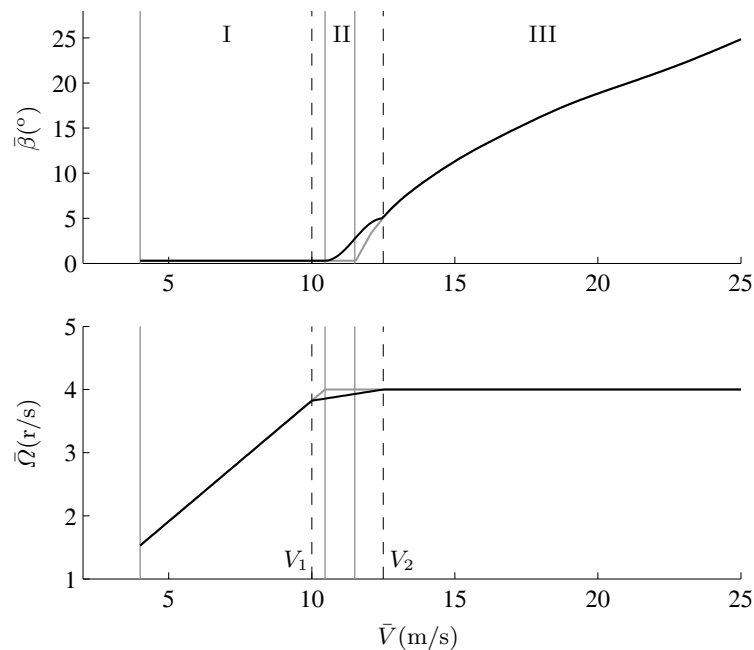


Figura E.25: Estrategia para Velocidad Variable y Pitch Variable, alternativa conjunta. Figura tomada de [11].

E.6.5. Particularidades

Algunas elementos de control pueden ser comunes a todas o partes de las estrategias expuestas antes.

Curva de C_{Pmax} con alta turbulencia

Lograr que el sistema evolucione sobre el lugar geométrico tal que $C_P = C_{Pmax}$ no es siempre una tarea fácil debido a las incertidumbres que presenta el modelo. Pero aunque este objetivo se logre con precisión para el valor medio del viento, interesa analizar que sucede frente a las perturbaciones introducidas por las turbulencias. Para ello se recurre a la figura E.26 donde se presentan las curvas de par para el rotor eólico paramétricas con la velocidad del viento, y sobre estas se traza el lugar geométrico correspondiente a C_{Pmax} y a valores de 99%, 97% y 95% de este valor máximo.

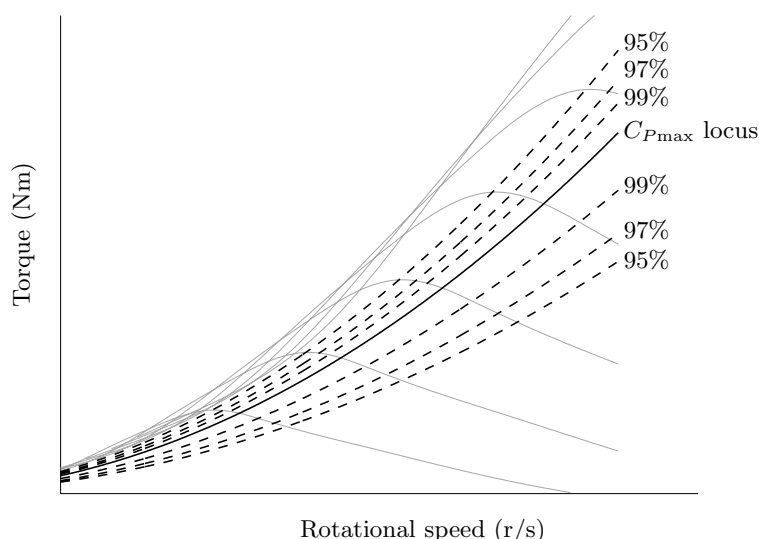


Figura E.26: Lugar geométrico de C_{Pmax} . Figura tomada de [11].

Las líneas de menor coeficiente de par (C_P) que se encuentra por arriba de C_{Pmax} están más apretadas que las que se encuentran por debajo. Esto es debido a la proximidad de la zona de entrada en pérdida de la pala. Entonces, si en valor medio el sistema trabaja sobre C_{Pmax} pero está sometido a fuertes turbulencias, implicaría que en forma transitoria se desplace, por una recta vertical, hacia valores de menor eficiencia. Si las perturbaciones son lo suficientemente fuertes, puede representar pérdidas de eficiencia importantes, en especial para los transitorios de mayor velocidad. Es así que, se plantea que en un escenario de alta turbulencia es preferible trabajar sobre la curva correspondiente, por ejemplo, al 99% que la curva de C_{Pmax} . De esta manera se obtiene un mejor desempeño en términos de eficiencia. Esta no es una regla general sino que depende del estudio particular de cada caso, pero debe tenerse en cuenta.

Referencias

- [1] *Dirección nacional de energía*, <http://www.dne.gub.uy>.
- [2] *Energía - wikipedia*, <http://es.wikipedia.org/wiki/Energia>.
- [3] *Global wind energy council*, <http://www.gwec.net>.
- [4] *Programa de energía eólica en uruguay*, <http://www.energiaeolica.gub.uy>.
- [5] *Ren21*, <http://www.ren21.net>.
- [6] *The wind power*, <http://www.thewindpower.net>.
- [7] *The world wind energy association*, <http://www.wwindea.org>.
- [8] Jemaa Brahmi, Lotfi Krichen, and Abderrazak Ouali, *A comparative study between three sensorless control strategies for pmsg in wind energy conversion system*, *Applied Energy* **86** (2009), no. 9, 1565 – 1573.
- [9] A.I. Bratcu, I. Munteanu, E. Ceanga, and S. Epure, *Energetic optimization of variable speed wind energy conversion systems by extremum seeking control*, EUROCON, 2007. The International Conference on Computer as a Tool”, sept. 2007, pp. 2536 –2541.
- [10] Horst von Renouard Erich Hau, *Wind turbines fundamentals, technologies, application, economics*, Springer, 2006.
- [11] Hernán De Battista Fernando Bianchi, Ricardo Mantz, *Wind turbine control systems*, Springer, 2007.
- [12] R. Chaer G. Casaravilla, *Introducción al control en régimen dinámico de un motor de inducción*, Extracto de la tesis de grado., 1992.
- [13] Hua Geng and Geng Yang, *Output power control for variable-speed variable-pitch wind generation systems*, *Energy Conversion, IEEE Transactions on* **25** (2010), no. 2, 494 –503.
- [14] N.A. Cutululis E. Ceanga I. Munteanu, A.I. Bratcu, *Optimal control of wind energy systems*, Springer, 2008.

Referencias

- [15] E. Iyasere, M. Salah, D. Dawson, and J. Wagner, *Nonlinear robust control to maximize energy capture in a variable speed wind turbine*, American Control Conference, 2008, june 2008, pp. 1824 –1829.
- [16] S. Arnalte Gómez J.L. Rodríguez Amenedo, J.C. Burgos Díaz, *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*, Rueda S.L., 2003.
- [17] K.E. Johnson, L.Y. Pao, M.J. Balas, and L.J. Fingersh, *Control of variable-speed wind turbines: standard and adaptive techniques for maximizing energy capture*, Control Systems, IEEE **26** (2006), no. 3, 70 – 81.
- [18] H.K. Khalil, *Nonlinear systems*, Prentice Hall, 2002.
- [19] Andrew Kusiak, Wenyan Li, and Zhe Song, *Dynamic control of wind turbines*, Renewable Energy **35** (2010), no. 2, 456 – 463.
- [20] Jason Laks, Lucy Pao, Alan Wright, Neil Kelley, and Bonnie Jonkman, *The use of preview wind measurements for blade pitch control*, Mechatronics **21** (2011), no. 4, 668 – 681.
- [21] J.H. Laks, L.Y. Pao, and A.D. Wright, *Control of wind turbines: Past, present, and future*, American Control Conference, 2009. ACC '09., june 2009, pp. 2096 –2103.
- [22] H. Li and Z. Chen, *Overview of different wind generator systems and their comparisons*, Renewable Power Generation, IET **2** (2008), no. 2, 123 –138.
- [23] S.E. Lyshevski, A. Nazarov, A. El-Antably, C. Yokomoto, A.S.C. Sinha, M. Rizkalla, and M. El-Sharkawy, *Design and optimization, steady-state and dynamic analysis of synchronous reluctance motors controlled by voltage-fed converters with nonlinear controllers*, Electric Machines and Drives, 1999. International Conference IEMD '99, may 1999, pp. 782 –784.
- [24] Reza Rajabi Moghaddam, *Synchronous reluctance machine (synrm) design*, Master's thesis, Royal Institute of Technology, 2007.
- [25] R.R. Moghaddam, F. Magnussen, and C. Sadarangani, *Theoretical and experimental reevaluation of synchronous reluctance machine*, Industrial Electronics, IEEE Transactions on **57** (2010), no. 1, 6 –13.
- [26] R.R. Moghaddam, F. Magnussen, C. Sadarangani, and H. Lendenmann, *New theoretical approach to the synchronous reluctance machine behavior and performance*, Electrical Machines, 2008. ICEM 2008. 18th International Conference on, sept. 2008, pp. 1 –6.
- [27] N. Mohan and T.M. Undeland, *Power electronics: converters, applications, and design*, Wiley India, 2007.
- [28] D.P. Molenaar, *Cost-effective design and operation of variable speed wind turbines*, Delft University Press, 2003.

- [29] Tinglong Pan, Zhicheng Ji, and Zhenhua Jiang, *Maximum power point tracking of wind energy conversion systems based on sliding mode extremum seeking control*, Energy 2030 Conference, 2008. ENERGY 2008. IEEE, nov. 2008, pp. 1 –5.
- [30] L.Y. Pao and K.E. Johnson, *Control of wind turbines*, Control Systems, IEEE **31** (2011), no. 2, 44 –62.
- [31] Guo Peng, *Nonlinear feed forward pitch controller for wind turbine based on rotor's aerodynamic characteristic*, Machine Learning and Cybernetics (ICMLC), 2010 International Conference on, vol. 2, july 2010, pp. 879 –883.
- [32] Paul C. Roberts, *A study of brushless doubly-fed (induction) machines*, Ph.D. thesis, University of Cambridge, 2004.
- [33] R.A. Roberts and C.T. Mullis, *Digital signal processing*, Addison-Wesley Series in Electrical Engineering, no. v. 1, Addison-Wesley, 1987.
- [34] T. Senjyu, O. Yasutaka, A. Yona, and H. Sekine, *Parameter identification of wind turbine for maximum power point tracking control*, Electrical Machines and Systems, 2007. ICEMS. International Conference on, oct. 2007, pp. 248 –252.
- [35] Tomonobu Senjyu, Yasutaka Ochi, Yasuaki Kikunaga, Motoki Tokudome, Atsushi Yona, Endusa Billy Muhando, Naomitsu Urasaki, and Toshihisa Funabashi, *Sensor-less maximum power point tracking control for wind generation system with squirrel cage induction generator*, Renewable Energy **34** (2009), no. 4, 994 – 999.
- [36] S. Sul, *Control of electric machine drive system*, Wiley, 2010.
- [37] R. Vepa, *Nonlinear, optimal control of a wind turbine generator*, Energy Conversion, IEEE Transactions on **26** (2011), no. 2, 468 –478.
- [38] Ciprian Vlad, Iulian Munteanu, Antoneta Iuliana Bratcu, and Emil Ceanga, *Output power maximization of low-power wind energy conversion systems revisited: Possible control solutions*, Energy Conversion and Management **51** (2010), no. 2, 305 – 310.
- [39] L. Xu, X. Xu, T.A. Lipo, and D.W. Novotny, *Vector control of a synchronous reluctance motor including saturation and iron loss*, Industry Applications, IEEE Transactions on **27** (1991), no. 5, 977 –985.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de figuras

1.1.	Modelo de la máquina sincrónica de reluctancia	10
1.2.	Modelo eléctrico de la máquina sincrónica de reluctancia. Figura tomada de [26].	14
1.3.	Inductancias L_d y L_q . Figura tomada de [26].	15
1.4.	Diagrama vectorial para el estado estacionario del sistema en la zona motor	15
1.5.	Diagrama vectorial para el estado estacionario del sistema en la zona generador	16
1.6.	Curvas par para la máquina	20
1.7.	Lugar geométrico de los voltajes en régimen permanente	21
1.8.	Curvas de par de la máquina para flujo constante	22
1.9.	Factor de Potencia Interno para la máquina	23
2.1.	Esquema básico para una turbina eólica	26
2.2.	Curva típica de C_p para una turbina eólica. Figura tomada de [17].	27
2.3.	Curva típica de potencia para una turbina eólica. Figura tomada de [17].	28
2.4.	Esquema de control para una turbina eólica	29
2.5.	Curva típica de C_p para un $\beta = cte$. Figura tomada de [17].	31
2.6.	Modelo en Simulink para una Turbina Eólica simple	31
2.7.	Curvas de C_p para Turbina Eólica simple. Figura tomada del bloque Wind Turbine de Simulink.	33
2.8.	Respuesta mecánica frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica simple	34
2.9.	Respuesta potencia mecánica frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica simple	35
2.10.	Respuesta eléctrica frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica simple	35
2.11.	Diagrama vectorial frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica simple	36
2.12.	Respuesta en potencia frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica simple	36
2.13.	Respuesta mecánica frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Eólica simple	37

Índice de figuras

2.14. Respuesta potencia mecánica frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica simple	38
2.15. Respuesta eléctrica frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica simple	39
2.16. Digrama vectorial frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica simple	39
2.17. Respuesta en potencia frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica simple	40
3.1. Modelo eléctrico de la máquina sincrónica de reluctancia. Figura tomada de [26].	43
3.2. Inductancias L_d y L_q . Figura tomada de [26].	44
3.3. Diagrama vectorial completo para régimen estacionario del sistema en la zona generador	45
3.4. Curvas de Par para la máquina con el modelo completo	46
3.5. Curvas de Par para la máquina en zona generador para módulo de corriente constante	47
3.6. Curvas de Par para la máquina en zona generador para suma de corriente constante	47
3.7. Leyes de control: lugares geométricos	49
3.8. Respuesta mecánica frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica con generador SynRM	59
3.9. Respuesta potencia mecánica frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica con generador SynRM	59
3.10. Respuesta eléctrica frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica con generador SynRM	60
3.11. Digrama vectorial frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica con generador SynRM	60
3.12. Respuesta en potencia frente a un escalón ascendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica con generador SynRM	61
3.13. Respuesta mecánica frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica con generador SynRM	62
3.14. Respuesta potencia mecánica frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica con generador SynRM	63
3.15. Respuesta eléctrica frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica con generador SynRM	63
3.16. Digrama vectorial frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica con generador SynRM	64
3.17. Respuesta en potencia frente a un escalón descendente en la velocidad de viento para una Turbina Éolica con generador SynRM	65
4.1. Esquema para estimación de L_d	69
4.2. Estimación L_d^* en función de la corriente.	70
4.3. Sistema de control con estimación de L_d : Respuesta Mecánica.	71
4.4. Sistema de control con estimación de L_d : Respuesta Potencia Mecánica.	71

4.5. Sistema de control con estimación de L_d : Respuesta Eléctrica. . . .	72
4.6. Sistema de control con estimación de L_d : Respuesta Eléctrica - Diagrama Vectorial.	72
4.7. Sistema de control con estimación de L_d : Respuesta en Potencia. . .	73
4.8. Curvas de Par para la máquina en zona generador para módulo de corriente constante	74
4.9. Esquema de Extremum Seeking Control	75
4.10. Esquema de Extremum Seeking Control para el Óptimo de la Máquina	76
4.11. Máquina Óptima: Respuesta Mecánica	77
4.12. Máquina Óptima: Respuesta en Potencia Mecánica	77
4.13. Máquina Óptima: Respuesta Eléctrica.	78
4.14. Máquina Óptima: Respuesta Eléctrica - Diagrama Vectorial.	78
4.15. Máquina Óptima: Respuesta Eléctrica - Diagrama Vectorial de Corriente.	79
4.16. Máquina Óptima: Respuesta en Potencia	79
4.17. Curva de Par de las palas en función de la velocidad de giro. Figura tomada de [11].	82
4.18. Curva de Potencia transferidas por las palas en función de la velocidad de giro. Figura tomada de [11].	82
4.19. Curva de C_p en función de λ . Figura tomada del bloque Wind Turbine de Simulink.	83
4.20. Esquema de Extremum Seeking Control para el Óptimo del Aerogenerador	83
4.21. Aerodinámica Óptima: Respuesta en Potencia Mecánica.	84
4.22. Aerodinámica Óptima: Andamio del parámetro K.	85
4.23. Aerodinámica Óptima: Respuesta en Potencia Mecánica.	85
4.24. Aerodinámica Óptima: Andamio del parámetro K.	86
4.25. Aerodinámica Óptima: Respuesta en Potencia Mecánica.	86
4.26. Aerodinámica Óptima: Andamio del parámetro K.	87
4.27. Aerodinámica Óptima: Respuesta en Potencia Mecánica.	87
4.28. Aerodinámica Óptima: Andamio del parámetro K.	88
4.29. Esquema general de control.	89
4.30. Sistema Completo: Respuesta Mecánica	90
4.31. Sistema Completo: Respuesta en Potencia Mecánica	90
4.32. Sistema Completo: Andamio del parámetro K.	91
4.33. Sistema Completo: Respuesta Eléctrica.	91
4.34. Sistema Completo: Respuesta Eléctrica - Diagrama Vectorial. . . .	92
4.35. Sistema Completo: Respuesta Eléctrica - Diagrama Vectorial de Corriente.	92
4.36. Sistema Completo: Respuesta en Potencia	93
4.37. Sistema Completo: Respuesta Mecánica	94
4.38. Sistema Completo: Respuesta en Potencia Mecánica	95
4.39. Sistema Completo: Andamio del parámetro K.	95
4.40. Sistema Completo: Respuesta Eléctrica.	96
4.41. Sistema Completo: Respuesta Eléctrica - Diagrama Vectorial. . . .	96

Índice de figuras

4.42. Sistema Completo: Respuesta Eléctrica - Diagrama Vectorial de Corriente.	97
4.43. Sistema Completo: Respuesta en Potencia	97
A.1. WWEA Reporte Anual 2011: Potencia Instalada Mundial. Figura tomada de [7].	108
A.2. WWEA Reporte Anual 2011: Pocisiones Mundial en potencia instalada. Figura tomada de [7].	108
A.3. WWEA Reporte Anual 2011: Pocision Relativa de Uruguay en potencia instalada. Figura tomada de [7].	109
A.4. Mapa Eólico del Uruguay. Figura tomada de [4].	110
B.1. Modelo general para una turbina eólica	114
B.2. Aerogeneradores	115
B.3. Modelo de turbina eólica de velocidad fija	117
B.4. Modelo de turbina eólica de velocidad variable con generador de doble alimentación	118
B.5. Modelo de turbina eólica de velocidad variable con <i>full converter</i>	119
B.6. Software para estudios a Microescala, salida gráfica.	121
B.7. Red Eléctrica, esquema general	122
B.8. Vestas Tower Crane. Fuente: http://www.craneblogger.com	125
C.1. Peine del Viento: obra de Eduardo Chillida y Luis Peña Ganchegui. Fuente: http://es.wikipedia.org	127
C.2. Viento en Microescala, esquema ilustrativo. Fuente: http://www.oas.org	128
C.3. Espectro de Energía típico para el viento. Fuente: http://www.wind-power-program.com	129
C.4. Perfil Vertical de Velocidades de Viento	130
C.5. Distribucion de Weibull, variación con k	132
C.6. Distribucion de Weibull, variación con c	133
C.7. Distribucion de Weibull, ejemplo de ajuste	133
C.8. Rosa de Vientos, velocidad media	134
C.9. Rosa de Vientos, dirección	134
C.10. Rosa de Vientos, potencia meteorológica.	135
C.11. Turbulencia, Intensidad en función de velocidad media	135
C.12. Turbulencia, Rosa de Vientos	136
C.13. Modelo general para una turbina eólica	137
C.14. Modelo de Disco Actuador	138
C.15. Modelo de Disco Actuador, distribución de presiones	138
C.16. Variación de la potencia con el radio. Fuente: http://www.windpower.org	140
C.17. Corte de pala de un aerogenerador	141
C.18. Esquema de fuerzas sobre una pala. Fuente: Material de la asignatura Energía Eólica de la Facultad de Ingeniería.	141

C.19.	Gráfica de C_L y C_D en función del ángulo de ataque α para una perfil de pala. Fuente: Material de la asignatura Energía Eólica de la Facultad de Ingeniería.	143
C.20.	Flujo alrededor de la pala. Fuente: Material de la asignatura Energía Eólica de la Facultad de Ingeniería.	143
C.21.	Esquema de cortes de pala a distintas distancias radiales. Fuente: Material de la asignatura Energía Eólica de la Facultad de Ingeniería.	144
C.22.	Gráfica de C_p en función de λ y paramétrica con β . Fuente: http://www.mathworks.com	145
C.23.	Gráfica de C_p para distintos tipos de turbinas. Fuente: http://www.scielo.cl	146
C.24.	Gráfica de C_q en función de λ y paramétrico con β . Figura tomada de [16].	148
C.25.	Gráfica de C_T en función de λ y paramétrico con β . Figura tomada de [16].	149
C.26.	Gráfica de potencia generada en función de la velocidad del viento. Fuente: http://www.enercon.de	149
C.27.	Gráfica de potencia generada en función de la velocidad del viento para 3 generadores diferentes.	150
C.28.	Gráfica de potencia generada, en p.u., en función de la velocidad del viento para 3 generadores diferentes.	151
C.29.	Gráfica de potencia generada, en p.u., en función de la velocidad del viento para 3 generadores diferentes y la curva de Weibull para el viento.	151
D.1.	Vista general de un aerogenerador.	154
D.2.	Base de aerogenerador. Fuente: http://www.basinandrangewatch.org	155
D.3.	Base de aerogenerador offshore. Figuras tomada de [30].	156
D.4.	Torre de aerogenerador.	156
D.5.	Gondola de aerogenerador.	158
D.6.	Sistema de orientación de aerogenerador. Fuentes: http://www.windtechtv.org y http://www.directindustry.es	159
D.7.	Topologías mecánica de aerogeneradores. Figuras tomadas de [10].	160
D.8.	Imagen de pala de aerogenerador.	161
D.9.	Gráfica del C_p en función de λ y paramétrico con el número de palas N . Figura tomada de [10].	163
D.10.	Geometría óptima para distintos coeficientes de velocidad λ en función del número de palas. Figura tomada de [10].	164
D.11.	Comportamiento de la pala para distintas geometrías que difieren de la óptima. Figura tomada de [10].	164
D.12.	Performance de la pala en función de la porción considerada. Figura tomada de [10].	166
D.13.	Puntas de pala. Figura tomada de [10].	166
D.14.	Esquema de torsión de pala. Figura tomada de [10].	167
D.15.	Ejemplos de ángulo de torsión. Figura tomada de [10].	167
D.16.	Andamio para distintos ángulos de torsión. Figura tomada de [10].	168

Índice de figuras

D.17.Comportamiento de la pala para distintos perfiles. Figura tomada de [10].	168
D.18.Medidas notables de un perfil de pala. Figura tomada de [10].	169
D.19.Diagrama Polar. Figura tomada de [10].	170
D.20.Diagrama Polar. Figura tomada de [10].	170
D.21.Diagrama Polar para distintos Numeros de Reynolds. Figura tomada de [10].	171
D.22.Influencia de la relación de espesor en el comportamiento de la pala. Figura tomada de [10].	172
D.23.Sistema de protección contra descargas atmosféricas en una pala. Figura tomada de [10].	172
D.24.Freno aerodinamico de punta de pala. Fuente: http://www.wv2aircraft.net	173
D.25.Hub del rotor eólico.	174
D.26.Control de Pitch.	175
D.27.Caja Multiplicadora de aerogenerador.	176
D.28.Espectro de carga para una caja multiplicadora. Figura tomada de [10].	177
D.29.Eficiencia para una caja multiplicadora. Figura tomada de [10].	178
D.30.Freno de disco de un aerogenerador. Fuente: http://www.geograph.org.uk	180
D.31.Maquina de Inducción, curvas características. Figura tomada de [10].	180
D.32.Maquina de Inducción, velocidad fija.	182
D.33.Maquina de Inducción con rotor bobinado y doble alimentación.	183
D.34.Maquina de Inducción con rotor bobinado y doble alimentación, rango de trabajo. Figura tomada de [10].	184
D.35.Maquina de Inducción, Full Converter.	186
D.36.Maquina Sincrónica, curvas características. Figura tomada de [10].	187
D.37.Maquina Sincrónica, velocidad fija.	188
D.38.Maquina Sincrónica, full converter.	189
D.39.Sistema Eléctrico de Potencia.	191
D.40.Esquema general de Control.	196
E.1. Control de Orientación, respuesta en el tiempo. Figura tomada de [10].	205
E.2. Control de Orientación, perdida de potencia. Figura tomada de [10].	206
E.3. Stall Control. Figura tomada de [11].	207
E.4. Control Activo de Pitch. Figura tomada de [11].	207
E.5. Control Activo de Stall. Figura tomada de [11].	208
E.6. Control de Par, curva de potencia en función de la velocidad de giro y parametrico con la velocidad del viento. Figura tomada de [11].	210
E.7. Control de Par, curva de par en función de la velocidad de giro y parametrico con la velocidad del viento. Figura tomada de [11].	210
E.8. Curva de par para una máquina de induccion. Figura tomada de [11].	211
E.9. Curva de par para una máquina de induccion con convertidor de frecuencia. Figura tomada de [11].	212
E.10. Curva de potencia ideal para un aerogenerador. Figura tomada de [11].	213

E.11. Estrategia para Velocidad Fija y Pitch Fijo. Figura tomada de [11].	215
E.12. Estrategia para Velocidad Fija y Pitch Fijo. Figura tomada de [11].	216
E.13. Estrategia para Velocidad Fija y Pitch Fijo, alternativa de generador con doble velocidad. Figura tomada de [11].	217
E.14. Estrategia para Velocidad Fija y Pitch Fijo, alternativa de generador con doble velocidad. Figura tomada de [11].	218
E.15. Estrategia para Velocidad Fija y Pitch Variable. Figura tomada de [11].	219
E.16. Estrategia para Velocidad Fija y Pitch Variable. Figura tomada de [11].	219
E.17. Estrategia para Velocidad Fija y Pitch Variable, comparación de pitch. Figura tomada de [10].	220
E.18. Estrategia para Velocidad Variable y Pitch Fijo. Figura tomada de [11].	221
E.19. Estrategia para Velocidad Variable y Pitch Fijo. Figura tomada de [11].	222
E.20. Estrategia para Velocidad Variable y Pitch Fijo, transición suave. Figura tomada de [11].	223
E.21. Estrategia para Velocidad Variable y Pitch Fijo, transición suave. Figura tomada de [11].	224
E.22. Estrategia para Velocidad Variable y Pitch Variable. Figura tomada de [11].	225
E.23. Estrategia para Velocidad Variable y Pitch Variable, alternativa en el control de velocidad. Figura tomada de [11].	226
E.24. Estrategia para Velocidad Variable y Pitch Variable, alternativa en el control de pitch. Figura tomada de [11].	226
E.25. Estrategia para Velocidad Variable y Pitch Variable, alternativa conjunta. Figura tomada de [11].	227
E.26. Lugar geométrico de C_{Pmax} . Figura tomada de [11].	228

Esta es la última página.
Compilado el lunes 13 mayo, 2013.
<http://iie.fing.edu.uy/>