



Universidad Popular Autónoma del Estado de Puebla

Centro Interdisciplinario de Posgrados

e Investigación

Escuela de Ingeniería

Maestría en Sistemas Integrados de Manufactura y Estrategias de
Calidad

TITULO DE LA TESIS.

***“ANÁLISIS DE LA RESPUESTA TRANSITORIA PARA EVALUAR EL
DESEMPEÑO DE UNA TURBINA EÓLICA NREL DE 5MW”***

Tesis que para obtener el Grado de Maestro
en Sistemas Integrados de Manufactura y Estrategias de Calidad

Presenta

ESTEFANY CAROL QUINTERO ROMERO

Director

EDGAR PERALTA SANCHÉZ

Puebla, México.

ENERO, 2016



UPAEP – Secretaría General

Dirección General de Apoyos Académicos

Dirección del Centro de Recursos para el Aprendizaje y la Investigación.

Biblioteca Central - **Karol Wojtyla**

Tesis Digitales Restricciones de uso:

DERECHOS RESERVADOS ©

PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de textos, imágenes, gráficas, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente de donde la obtuvo mencionando el autor o autores involucrados en el documento.

Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



Universidad Popular Autónoma del Estado de Puebla

Centro Interdisciplinario de Posgrados

e Investigación

Escuela de Ingeniería

Maestría en Sistemas Integrados de Manufactura y Estrategias de
Calidad

Se aprueba la Tesis:

***“ANÁLISIS DE LA RESPUESTA TRANSITORIA PARA EVALUAR EL
DESEMPEÑO DE UNA TURBINA EÓLICA NREL DE 5MW”***

Comité de Revisión.

Dr. Edgar Peralta Sánchez

Director

Dr. Héctor Simón Vargas Martínez

Asesor

Dr. Prudencio Fidel Pacheco García

Asesor

Puebla, México.

ENERO, 2016

RESUMEN

El proyecto abordado en este documento se originó a partir de la estancia de investigación como estudiante de movilidad en la Universitat Rovira i Virgili (URV) en Tarragona, España. Los anexos B y C muestran el reporte de actividades para CONACYT y certificado de calificaciones de la URV.

Este documento es desarrollado con la finalidad de introducir al lector en el tema comenzando por comprender como trabaja un aerogenerador. En los primeros capítulos se explica a detalle cada uno de los bloques que constituye un sistema eólico. Describe el uso del software Aeolus SimWindFarm, en particular la generación de viento, y el modelo de la turbina eólica NREL de 5MW por medio de las especificaciones y parámetros de dicho sistema. Cada bloque que constituye el modelo eólico es explicado de forma física, además de plasmar las secuencias de variables importantes en el modelo, se expone las imágenes de la estructura interna e identifica las ecuaciones de cada bloque.

Para este momento el lector ya está familiarizado con el tema y le será más fácil comprender como se comporta el aerogenerador en el análisis realizado mediante simulaciones para la respuesta transitoria y estado estacionario de la turbina NREL de 5MW, en especial la respuesta del control de potencia bajo condiciones de turbulencia en el aire y cambio en las potencia demanda.

Finalmente es analizada la respuesta transitoria teórica en base al cambio de ganancias del controlador PI del aerogenerador.

Es importante destacar que el software con el que se trabajó cuenta con poca información acerca del funcionamiento del mismo por lo cual este trabajo aporta una guía para el usuario y explica algunos aspectos que no son definidos en documentos referentes al software.

ABSTRACT

The project which is explained in this document was started in Tarragona Spain when I was studying like mobility student in Universitat Rovira i Virgili (URV), The Annex B and C shows the report of activities to CONACYT and certificate of notes to URV.

This thesis each one of the blocks that comprises a wind power system is explained. In addition the Aeolus SimWindFarm software is studied and described, special attention is paid on how the profile of wind is generated. This method is explained with details in this document.

The model of an NREL wind turbine of 5 MW is described through their specifications and parameters. Each block that comprises the wind power model is explained from a physics point of view; a logical sequence of the operation with important variables about this model is also explained. Illustrations of the internal structure of each block is also presented.

By means of simulations the transient response of the system is evaluated when this model is working on steady state or when changes in the speed of wind and the power demand are imposed to the model. The analysis of the transient response of the power control is evaluated under conditions of turbulences in the air. Finally the transient response is also analyzed for different gain values of the PI wind turbine controller.

It is important to notice that the information about the software is limited, so this project serves as a guide to the reader and explains some aspects that are not defined in documents about this topic.

“Serás feliz”, dijo la vida.

“Pero primero te haré fuerte”

Anónimo

Dedico esta tesis a:

A Dios

Porque me ha bendecido con una hermosa familia y me ha dado entendimiento, capacidad, y fortaleza para llegar a ser lo que soy.

A mi familia

Porque toda la vida me han apoyado incondicionalmente y desde que tengo uso de memoria han estado a mi lado levantándome cuando tengo intenciones de caer y celebrando mis triunfos, que mi Dios me los bendiga.

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecerle a Dios por darme vida, entendimiento, conocimiento y capacidad para lograr mis objetivos.

Agradezco a mi familia por el apoyo espiritual, emocional y económico. El poder tener ese pilar en mi vida me ha enseñado a luchar por lo que quiero.

Agradezco a mis amistades entre ellas mi mejor amiga Daniela Barajas Vélez quien me ha brindado una amistad pura y sincera desde hace muchos años y ha vivido conmigo la experiencia del aprendizaje

Agradezco a Harrynson Ramírez por brindarme el conocimiento básico para poder escribir esta tesis, además de su apoyo incondicional como ser humano.

Quiero agradecer a mi director, el Dr. Edgar Peralta Sánchez, por su dedicación e interés con respecto a este proyecto, además de la motivación y apoyo que me brindo como asesor.

INDICE

CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN.....	1-2
1.1 Problema técnico a resolver	2
1.2 Hipótesis	2
1.3 Objetivos de investigación	2
1.3.1 Objetivo general	2
1.3.2 Objetivos específicos	3
1.4 Antecedentes de la investigación	3-5
1.5 Justificación de la investigación	5-6
1.6 Alcances y limitaciones del proyecto	6
CAPITULO 2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA TURBINA EOLICA	7
2.1 Energía eólica.....	7
2.2 Aerogenerador.....	7
2.3 Funcionamiento general del aerogenerador	8
2.4 Componentes de un aerogenerador	9
2.4.1 Torre	10
2.4.2 Rotor	10
2.4.3 Góndola	11
2.4.4 Tren de potencia	11- 13
2.4.5 Controlador	14
2.4.6 Unidad de refrigeración	14
2.4.7 Anemómetro.....	15
2.4.8 Veleta.....	15
2.5 Tipos de aerogeneradores	15-17
CAPITULO 3 DESCRIPCION DEL SOFTWARE UTILIZADO	18
3.1 Software	18
3.2 Simulink	19
3.3 SimWindFarm	20
3.3.1 Parque eolico en SWF	21
3.3.1.1Límites de SWF	21
3.3.2 Campo de viento “Wind Field”	22-23
3.3.3 Modelado del viento	24

3.3.3.1 Turbulencia congelada	24-25
3.3.4 Campo de viento en el ambiente	25-27
3.3.5 Efectos estela	28-31
3.3.6 Funcionalidad de SinWindFarm	31
CAPITULO 4 MODELO DE LA TURBINA EOLICA NREL DE 5MW	32
4.1 Introducción del capítulo	32
4.1.1 Descripción general.....	32-33
4.2 Especificaciones de la turbina NREL de 5MW	34-36
4.3 Diagrama a bloques para el aerogenerador NREL con potencia 5MW	37
4.3.1 Controlador para el modelo de una turbina eolica NREL de 5MW	37-40
4.3.3.1 Regiones para el control del torque del generador	40-41
4.3.3.2 Definicion de carga parcial y carga maxima en el controlador	41
4.3.3.2.1 Carga parcial	42-45
4.3.3.2.2 Carga maxima	45-51
4.3.3.2.3 Filtro de velocidad.....	51-53
4.3.3.2.4 Diagrama de flujo del controlador	54-56
4.3.2 Actuador de paso	57-61
4.3.2.1 Identificación de ecuaciones en el actuador de paso	61
4.3.2.2 Diagrama de flujo del actuador	62
4.3.3 Aerodinámica de la turbina	63-64
4.3.3.1 Identificación de ecuaciones en el bloque aerodinámico	64-65
4.3.3.2 Diagrama de flujo del bloque aerodinámico	66-69
4.3.4 Deflexión en la torre	70-72
4.3.4.1 Diagrama de flujo de la torre	73
4.3.5 Tren de transmisión.....	74-76
4.3.5.1 Identificación de ecuaciones en el bloque del tren de transmisión	76
4.3.6 Generador eléctrico	77-78
4.3.6.1 Identificación de ecuaciones en el generador simple	78-79
CAPITULO 5 RESPUESTA TRANSITORIA DE UNA TURBINA EOLICA NREL DE 5MW EN EL TOOLBOX SWF DE MATLAB	80

LISTA DE SIMBOLOS

L_k	Parámetro de escala integral para el componente de velocidad
f	Frecuencia en Hertz
k	Componente de la velocidad
U	Velocidad del viento medida a una altura del buje
σ_x	Variación determinada por la intensidad de turbulencia T_i
C_K	Es el parámetro de la coherencia para cada dirección del viento
d	Es la distancia longitudinal entre la turbina con respecto al viento y p
C_T	Es el coeficiente de empuje de la turbina
i	Turbina
t_0	Tiempo
R	Es el radio del rotor
U_x	La dirección longitudinal teórica de la velocidad del viento sino hay turbinas en el campo de viento.
$w_i(d, t_k)$	Es el centro de estela en el tiempo k
$W_i(d, t_k - 1)$	Es la distancia del área de estela d a partir del tiempo de la turbina. i
$t_k - 1$	Tiempo de la turbina
$\bar{v}_{y,i}(d, W_i(d, t_k - 1))$	Velocidad lateral promedio sobre el área de estela
β	Ángulo de paso
β_{ref}	Ángulo de referencia
$K_{p/I}$	Son ganancias, proporcional e integral.
ω_{err}	Es el error o diferencia entre la velocidad angular nominal (ω_{rated}) del generador y la velocidad angular medida (ω).
$\tau\beta$	Constante de tiempo
u_β	Señal de entrada
u_β^λ	Señal de entrada con retraso
K_β	Constante del regulador proporcional
ρ	Densidad del aire
A	Área del disco del rotor
C_p	Coeficiente de potencia
C_T	Coeficiente de empuje
λ	Relación de velocidad de la punta.
$w_{rot} \text{ o } \Omega$	Velocidad angular del rotor
v_{rot}	Velocidad del viento sobre el rotor
M_{rot}	Fuerza de torsión del rotor
F_{tow}	Fuerza ejercida a la torre
$k_{tow}Z$	Fuerza elástica
$B_{tow}\dot{Z}$	Fuerza de fricción
$\ddot{Z}$	Fuerza resultante
m_{tow}	Masa de la torre
Z	Desplazamiento de la góndola
$\dot{Z}$	Velocidad del viento sobre la góndola
M_{gen}	Torque del generador
I_{gen} / I_{rot}	Son las inercias del generador y rotor respectivamente

M_{shaft}	Fuerza de torsión del eje principal
K_{shaft}	Coeficiente de elasticidad del resorte
B_{shaft}	Coeficiente de viscosidad
N	Relación de transmisión
M_{gen}	Fuerza de torsión del generador
P_{out}	Potencia de salida
ω_{gen} o ω	Velocidad angular del generador
P_{ref}	Potencia de referencia del generador
M_{shaft}	Torque del eje principal

INDICE DE TABLAS

Tabla 4.1 Especificaciones de la turbina NREL de 5MW [1].....	34-36
Tabla 4.2 Espacio de estados de la torre <i>Elaboración propia</i>	72

LISTA DE FIGURAS

	7
Figura 2.1 Aerogenerador <i>Imagen de la web</i>	
Figura 2.2 Procedimiento para el suministro de energía en un aerogenerador <i>Imagen de la web</i>	8
Figura 2.3 Componentes de un aerogenerador <i>Imagen de la web</i>	9
Figura 2.4 Torre <i>Imagen de la web</i>	10
Figura 2.5 Partes del rotor: A) Nariz B) Buje y C) Palas <i>Imagen de la web</i>	11
Figura 2.6 Partes de la góndola: A) Eje de baja velocidad, B) Multiplicadora, C) Eje de alta velocidad y D) Generador <i>Imagen de la web</i>	13
Figura 2.7 Sistema de refrigeración <i>Imagen de la web</i>	14
Figura 2.8 Anemómetro y veleta <i>Imagen de la web</i>	15
Figura 2.9 Turbinas de eje vertical: Modelo Savonius, Darrieus, Darrieus H o Giromill y Savonius helicoidal <i>Imagen de la web</i>	16
Figura 2.10 Rotor a barlovento y rotor a sotavento <i>Imagen de la web</i>	17
Figura 2.11 Turbinas de eje horizontal: Tripala, bipala y monopala <i>Imagen de la web</i>	17
Figura 3.1 Icono de Matlab <i>Imagen de la web</i>	18
Figura 3.2 Icono de Simulink <i>Imagen de la web</i>	19
Figura 3.3 Toolbox Aeolus SimWindFarm <i>Imagen de la web</i>	20
Figura 3.4 Efecto estela <i>Imagen de la web</i>	20
Figura 3.5 Parque eólico en SWF <i>Imagen de la web</i>	20
Figura 3.6 Bloque “Campo de viento” [2].....	22
Figura 3.7 Bloque “Campo de viento ambiente” [2].....	22
Figura 3.8 Malla para el campo de viento [2].....	23
Figura 3.9 Datos iniciales para generar un campo de viento 2].....	23
Figura 3.10 Transformación de remolinos o vórtices <i>Imagen de la web</i>	24
Figura 3.11 Estela de la turbina definida por el centro de expansión <i>Imagen de la web</i>	28
Figura 3.12 Ejemplo de distribución del parque eólico en SimWindFarm.....	31
Figura 4.1 Turbina NREL de 5MW [2].....	32
Figura 4.2 Diagrama de bloques del modelo para la turbina NREL de 5MW.....	33
Figura 4.3 Controlador [2].....	37
Figura 4.4 Estructura interna del controlador SimWindFarm.....	38
Figura 4.5 Diagrama para la visualización de controladores <i>Elaboración propia</i>	39
Figura 4.6 Regiones del controlador para el torque en el generador [1].....	40
Figura 4.7 Tabla de búsqueda para el par deseado del generador SimWindFarm.....	41
Figura 4.8 Estructura interna de la “región de verificación” SimWindFarm.....	42
Figura 4.9 Condición “Demanda limitada” <i>Elaboración propia</i>	43
Figura 4.10 Condición “Regulación de velocidad angular del generador” <i>Elaboración propia</i>	44
Figura 4.11 Condición “Regulación del ángulo de paso” <i>Elaboración propia</i>	44
Figura 4.12 “Ptch Controller” o control de paso SimWindFarm	45
Figura 4.13 Estructura interna del “control de paso” SimWindFarm	46
Figura 4.14 Sensibilidad de potencia aerodinámica en la pala región 3 [1].....	49
Figura 4.15 Ley de ganancia programada para el control de paso [1].....	51
Figura 4.16 Actuador de paso de una turbina <i>Imagen de la web</i>	57
Figura 4.17 Ángulos en la pala de una turbina <i>Imagen de la web</i>	58
Figura 4.18 Estructura interna del actuador de paso en el simulador SimWindFarm.....	59
Figura 4.19 Control de paso del actuador (bloque interno) SimWindFarm	60
Figura 4.20 Estructura del segundo sub-bloque del actuador SimWindFarm.....	60

Figura 4.21 Ecuaciones identificadas dentro del actuador de paso <i>SimWindFarm</i>	61
Figura 4.22 Expansión del aire para la aerodinámica de la turbina <i>Elaboración propia</i> ..	63
Figura 4.23 Bloque aerodinámico <i>Simulador SimWindFarm</i>	63
Figura 4.24 Ecuaciones identificadas en el bloque aerodinámico <i>SimWindFarm</i>	65
Figura 4.25 Tablas de búsqueda para C_p y C_T <i>Imagen de la web</i>	65
Figura 4.26 Fuerzas sobre la torre <i>Imagen de la web</i>	70
Figura 4.27 Bloque de la torre <i>Simulador SimWindFarm</i>	71
Figura 4.28 Estructura del bloque “Torre” <i>SimWindFarm</i>	72
Figura 4.29 Tren de potencia del aerogenerador <i>Imagen de la web</i>	74
Figura 4.30 Bloque del tren de transmisión <i>SimWindFarm</i>	75
Figura 4.31 Ecuación w_{rot} identificada en el bloque de tren de transmisión <i>SimWindFarm</i>	76
Figura 4.32 Ecuación w_{gen} identificada en el bloque de tren de transmisión <i>SimWindFarm</i>	77
Figura 4.33 Vista interna de una turbina eólica (generador eléctrico) <i>Imagen de la Web</i>	78
Figura 4.34 Generador simple <i>SimWindFarm</i>	79
Figura 4.35 Ecuación identificada en el bloque del generador simple <i>SimWindFarm</i> ...	80
Figura 5.1 Comportamiento de las variables V_{nac} y V_{rot} sin turbulencia <i>Elaboración propia</i>	82
Figura 5.2 Comportamiento de las variables V_{nac} y V_{rot} con turbulencia del 10%. <i>Elaboración propia</i>	82
Figura 5.3 Potencias involucradas en el modelo de turbina <i>Elaboración propia</i>	83
Figura 5.4 Ángulos involucrados en el comportamiento del modelo de turbina <i>Elaboración propia</i>	84
Figura 5.5 Comportamiento de C_p <i>Elaboración propia</i>	85
Figura 5.6 Rendimiento de la turbina eólica <i>Elaboración propia</i>	86
Figura 5.7 C_p Vs TSR <i>Elaboración propia</i>	86
Figura 5.8 Coeficiente de empuje <i>Elaboración propia</i>	87
Figura 5.9 Velocidad angular del rotor y del generador <i>Elaboración propia</i>	88
Figura 5.10 Fuerza de torsión del rotor, generador y eje principal <i>Elaboración propia</i> ...	88
Figura 5.11 Potencia <i>Elaboración propia</i>	89
Figura 5.12 Velocidades de viento <i>Elaboración propia</i>	89
Figura 5.13 Ángulos involucrados <i>Elaboración propia</i>	90
Figura 5.14 Velocidades angulares <i>Elaboración propia</i>	90
Figura 5.15 Torque del rotor, generador y eje principal <i>Elaboración propia</i>	90
Figura 5.16 C_p (Coeficiente de potencia) <i>Elaboración propia</i>	91
Figura 5.17 C_T (Coeficiente de empuje) <i>Elaboración propia</i>	91
Figura 5.18 Potencias del aerogenerador <i>Elaboración propia</i>	92
Figura 5.19 Velocidades de viento <i>Elaboración propia</i>	92
Figura 5.20 Ángulo de la turbina eólica <i>Elaboración propia</i>	93
Figura 5.21 Velocidades angulares <i>Elaboración propia</i>	93
Figura 5.22 Torque del rotor y del generador <i>Elaboración propia</i>	94
Figura 5.23 C_p (Coeficiente de potencia) <i>Elaboración propia</i>	94
Figura 5.24 C_T (Coeficiente de empuje) <i>Elaboración propia</i>	94
Figura 5.25 Valores para ganancias k_p y k_I <i>Elaboración propia</i>	95
Figura 5.26 Comportamiento del ángulo de referencia con respecto al cambio de ganancia K_p <i>Elaboración propia</i>	96
Figura 5.27 Comportamiento del ángulo de referencia con respecto al cambio de ganancia K_I	97

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

A medida que la energía eólica se afianza como una opción viable también es mayor la exigencia de obtener un servicio eficiente, estable, predecible y controlable. Es por ello que el control de las turbinas de viento es esencial en un parque eólico, y poder simular dicho entorno ofrece una ventaja para el análisis y diseño del mismo.

En particular este trabajo se enfoca al modelo de un aerogenerador NREL con potencia de 5MW el cual fue creado como un modelo de referencia llamado "*Aerogenerador línea base en alta mar NREL de 5MW*". Este modelo es el resultado de varios estudios hechos por el DOE's *Department of Energy's* y NREL *NAtional Renewable Energy Laboratory* a través del NWTC *NAtional Wind Technology*. NWTC ha patrocinado estudios conceptuales orientados a la evaluación de la tecnología eólica marina en aguas de los EE.UU. y otros sitios en alta mar en todo el mundo.

Los estudios antes mencionados fueron realizados tomando como prototipos los modelos M5000 y REpower 5M, WindPACT, RECOFF y DOWEC. Posteriormente al recopilar todos los datos y análisis necesarios se obtuvo una línea base a seguir para los aerogeneradores [1], la cual sirvió para establecer las especificaciones detalladas de un gran aerogenerador que sea representativo tanto en turbinas terrestres como marinas. Este sistema es de tamaño básico y potencia nominal de 5MW, con diversas características que posteriormente se describen en este trabajo.

El modelo de la turbina NREL ha sido y probablemente seguirá siendo utilizado como referencia por los equipos de investigación en todo el mundo para la estandarización de especificaciones de línea base en turbinas eólicas en alta mar y para cuantificar los beneficios y tecnologías avanzadas de energía eólica.

Posteriormente, Aeolus basado en las especificaciones de la turbina NREL de 5MW desarrolló un *Toolbox* en Matlab llamado SimWindFarm, con el objetivo de proporcionar un entorno rápido de simulación de un parque eólico para el desarrollo de algoritmos de control en dicho parque.

Con apoyo de esta *Toolbox* el presente trabajo realizara la descripción, análisis, y simulación de transitorios de potencia y velocidad en un aerogenerador de 5MW que forma parte de un parque eólico, así como el estudio del desempeño del mismo en base a simulaciones realizadas en SimWindFarm (*Toolbox* de Simulink) para el caso particular de un modelo de turbina creado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) “el aerogenerador de referencia NREL 5MW” el cual cuenta con una velocidad nominal de 11.4m/s, una velocidad de arranque de 3m/s y una velocidad de corte de salida de 25 m/s [1], será descrito en capítulos posteriores.

1.1 PROBLEMA TÉCNICO A RESOLVER

La respuesta transitoria del control de potencia para la turbina eólica NREL de 5MW con potencia demandada constante y sin turbulencia en el velocidad del viento es normalmente bien comportada, sin embargo cuando la potencia demandada es variable y la velocidad del viento tiene turbulencia el modelo es propenso a caer en problemas de inestabilidad.

1.2 HIPÓTESIS

El impacto de la turbulencia de la velocidad del viento en un sistema eólico puede comprometer la estabilidad de la respuesta transitoria del control de potencia.

1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1 Objetivo General:

Las perturbaciones de viento en un parque industrial deben ser analizadas y controladas, esto con el objetivo de suministrar la energía que requiere el parque eólico y posteriormente a la red, dichas perturbaciones llegan a ser perjudiciales al momento de producir la energía y en cuanto a la eficiencia del sistema eólico, es ahí donde radica la importancia de evaluar el desempeño dinámico del generador eólico NREL de 5MW por medio del análisis de la respuesta transitoria que producen los cambios de velocidad del viento y las variaciones de potencia demandada, y así proponer mejoras para hacer al sistema más robusto ante perturbaciones.

1.3.2 Objetivos específicos:

1.- Comprender la interfaz de la turbina eólica en el simulador SimWindFarm (SWF)

Para cumplir con el objetivo se estudiará a detalle cada bloque que constituye una turbina eólica en el simulador SimWindFarm, identificando su respectiva ecuación, entradas y salidas de cada bloque.

2.-Determinar las condiciones de operación nominal de la turbina

Simular la turbina operando con valores nominales tanto de sus parámetros característicos como de las variables de excitación para obtener una línea base que servirá como punto de partida. Los datos se han extraído de un artículo del Laboratorio de Energías Renovables (NREL) llamado *“Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine of offshore System Development”* [1].

3.-Analizar el sistema eólico SWF

Mediante simulaciones obtener datos cuantitativos representativos del desempeño de la turbina eólica operando en estado normal, sometido a cambios en la potencia demandada y/o con turbulencia en la velocidad del viento.

1.4 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

El tema abordado en este proyecto ya ha sido estudiado en distintos aspectos, algunos enfocados en los modelos aerodinámicos de las turbinas, otros en la multiplicadora, otros en el generador eléctrico, y otros en el controlador mismo. Sin embargo aunque el enfoque difiere existe la similitud de tener el mismo objetivo que es el estudio y estabilidad del sistema. Por mencionar algunos, GE Energy realizó un estudio de estabilidad transitoria en un sistema eólico comparando la dinámica de rendimiento de una turbina eólica utilizando diferentes modelos aerodinámicos, esto con la finalidad de desarrollar un modelo simplificado que pueda ser fácil de implementar y evaluar en proyectos que involucren turbinas eólicas de GE [3]. EL Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) realizó un estudio de la confiabilidad en la respuesta de la multiplicadora durante los eventos transitorios con respecto al tiempo y las cargas administradas al sistema [4]. En Noruega la editorial ELSEIVER publica el estudio realizado por Risø National Laboratory acerca del impacto del viento en el comportamiento transitorio de la falla en el sistema eólico de potencia Nórdico [5]. La universidad de Palermo en Italia realizó un estudio acerca de la estabilidad transitoria de una turbina eólica simulada en Matlab/Simulink, el artículo de dicho estudio describe el comportamiento de una turbina

eólica con velocidad fija que está conectada a una red, el comportamiento transitorio es controlado mediante un “controlador de paso” el cual busca la estabilidad de la turbina cuando se presentan fallas en la red, de esta manera, se trata de estabilizar el voltaje del sistema y así reducir la potencia de la turbina durante un corto circuito [6]. En Canadá se realizó un estudio acerca del control predictivo no lineal de potencia con limitantes para un aerogenerador, el artículo pretende adaptar un controlador predictivo no lineal de potencia para controlar la velocidad variable del eje vertical de una turbina y minimizar cambios y perturbaciones en la velocidad del viento, buscando un control y estabilidad en el sistema [7]. La universidad de Aalborg ciudad del puerto de Dinamarca realizó una evaluación acerca de la estabilidad del sistema de energía conforme a la penetración de la energía eólica. En Dinamarca, los parques eólicos terrestres y marinos son conectados a un sistema de distribución y posteriormente a un sistema de transmisión. El control y metodologías de protección de los parques eólicos ya sean terrestres o marinos definitivamente afectan la estabilidad transitoria del sistema de potencia o sistema de energía. Este estudio modeló a detalle los parques eólicos con el fin de evaluar la estabilidad transitoria del sistema de energía al occidente Danés, adicionalmente, el cálculo del momento crítico de compensación (CCT) en diferentes escenarios para evaluar la vulnerabilidad de distintas áreas en el sistema de energía occidental Danés. Posteriormente se detectó las fallas críticas para averiguar las zonas y puntos vulnerables en términos de estabilidad transitoria, de los cuales 8 fueron seleccionados como perturbaciones importantes para realizar su estudio de estabilidad transitoria en escenarios reales típicos observados en el año 2011 para evaluar el impacto del nivel de generación eólica y carga sobre la estabilidad transitoria, y finalmente esta estabilidad es evaluada por cálculos de CCT en variedad de patrones de flujo de energía. Los resultados de CCT permiten evaluar el impacto de la energía de viento en la estabilidad transitoria del sistema completo de energía [8]. En India el departamento de Ingeniería Electrónica en la Universidad de Mahatma Gandhi desarrolló un estudio para la mejora de la estabilidad transitoria en base a la operación de un STATCOM (Compensador síncrono estático) para el generador de potencia de viento, en dicho estudio es analizado el margen de estabilidad transitoria de un generador eléctrico de jaula de ardilla (SCWEG por sus siglas en inglés), el cual puede ser incrementado en gran medida por medio del STATCOM. La aplicación de compensador estático (D-STATCOM) tiene la función de restaurar el nivel de voltaje de las terminales del parque eólico bajo condiciones específicas de la falla en la red, este condensador ha sido propuesto para el mejoramiento

de la respuesta transitoria del SCWEG bajo diferentes tipos de condiciones en la falla [9]. Y por último en la universidad de Cádiz en España realizó un artículo acerca del control de velocidad variable en aerogeneradores usando funciones de sintonización en el sistema. El propósito del trabajo en la universidad de Cádiz es poder regular un punto de ajuste en la velocidad angular de la turbina eólica por medio del control de voltaje producido por el generador síncrono. El procedimiento de las funciones de sintonización adaptativas por el método “Backstepping” permite ajustar la velocidad de rotación con el fin de mantener la velocidad de la punta de la pala en su valor nominal y así mejorar la potencia permitida. Esto se ha simulado en el caso particular del control diseñado con algoritmos que llevan la velocidad angular a su valor nominal para la protección contra las ráfagas de viento cuyos valores de velocidad pueden ser superiores al valor de sintonización de la velocidad del viento. La novedad de este proyecto consiste en emplear el propio generador como limitador para el control de velocidad angular de las palas del rotor, este control algorítmico es capaz de cambiar la tensión del voltaje así como la velocidad del rotor del generador asíncrono y en consecuencia ajustar la velocidad angular de las palas del rotor para llegar a una estabilidad asintótica de todo el sistema [10]. Cada estudio realizado ha tenido su propio método, unos anexando elementos, otros cambiando los existentes y otros sustituyendo valores mejorados al sistema, y como se mencione al principio aunque existan diferencias en los métodos utilizados el objetivo no cambia, siempre será el análisis y estabilidad del sistema.

1.5 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La energía eólica en la actualidad se ha considerado una de las energías líderes dentro del amplio abanico de las energías renovables. Este tipo de energía busca remplazar a las fuentes de energía fósiles y así proteger al medio ambiente además de satisfacer las necesidades del ser humano. El principal medio para obtener la energía eólica son los aerogeneradores o “molinos de viento” que transforman con sus aspas la energía cinética del viento en energía mecánica, al agrupar varios aerogeneradores ya sea en tierra o en mar se forman los llamados parques eólicos o granjas eólicas, que, generalmente tienen un sistema que supervisa y adquiere datos constantemente utilizados para el control individual de las turbinas eólicas y así controlar el parque eólico completo. Adicionalmente se emplea para controlar los aspectos operativos del parque eólico y dar a los técnicos una visión del comportamiento del sistema.

El poder implementar en simulación nuestro entorno físico presenta diversas ventajas tales como controlar el tiempo de simulación, modificar y analizar diversas variables o comportamientos, reducir costos debido a que las mejoras se evalúan y cambian en un ambiente digital, siendo más sencillo visualizar y comprender los métodos estudiados además de analizar a mayor detalle dichos sistemas. Gracias a estas características es posible evaluar la estabilidad, comportamiento y respuesta del sistema sin correr el riesgo de afectarlo o dañarlo, dando como resultado un panorama del desempeño para posteriormente mejorarlo o poder asegurar la fiabilidad del sistema con el que se trabaja.

El presente trabajo se realiza con la finalidad de analizar el impacto de la turbulencia del viento y la variación de la potencia demandada, además de proporcionar al usuario un panorama general y detallado de uno de los diversos softwares utilizados para la simulación de parques eólicos, en concreto SimWindFarm cuenta con limitada información acerca del sistema por lo cual también se busca proporcionar una guía para el entendimiento de dicho software y de la turbina NREL de 5MW específicamente, además de obtener en este trabajo el panorama físico contrastado con el de simulación para así familiarizarse de forma más profunda con dicho programa, y complementariamente observar el comportamiento del sistema en base a transitorios de potencia y/o viento .

1.6 ALCANCES Y LIMITACIONES DEL PROYECTO

- Alcance 1: Se obtendrá de manera teórica el comportamiento del modelo de una turbina NREL de 5MW proporcionado por el *Toolbox* SWF.
- Alcance 2: Análisis de la respuesta transitoria de una turbina eólica NREL de 5 MW sometiendo al modelo eólico a cambios de ganancias en el controlador PI de la turbina eólica.
- Limitación 1: El análisis solo se hará en un ambiente virtual mediante el software SimWindFarm.
- Limitación 2: La información del software SWF es reducida y no disponible para el usuario común.

CAPITULO 2

DESCRIPCION GENERAL DE LA TURBINA EOLICA

2.1 Energía eólica

La energía eólica cuyo origen proviene del movimiento de masa de aire es decir del viento, es considerada como “energía limpia” que no genera contaminación y por consecuente no daña al medio ambiente. El viento es causado por corrientes de convección enormes en la atmosfera de la tierra, impulsadas por la energía térmica del sol, lo que significa que siempre y cuando el sol brille, habrá viento, y al moverse producirá enormes cantidades de energía cinética [11].

Los aerogeneradores o “molinos de viento” transforman con sus palas la energía cinética del viento a energía mecánica y posteriormente a energía eléctrica. La cantidad de energía que se puede obtener está en función del tamaño del “molino de viento”. A mayor longitud de las palas, se obtiene más potencia y por lo tanto más energía. El tamaño de estos modernos molinos de viento suele variar, ya que existen unidades que van desde los 400W y un diámetro de 3m utilizados para el uso doméstico, hasta los aerogeneradores comerciales instalados por empresas de electricidad que llegan a tener una potencia de 2,5 MW o mayor y 80m de diámetro en las palas . En los últimos años estas energías renovables han cobrado mayor importancia, pues permiten disminuir la dependencia de las fuentes tradicionales de energía (como el petróleo o gas) y aumentar la independencia energética de cada país. Además de proporcionar electricidad a zonas remotas que no están conectadas a la red eléctrica [12].

2.2 Aerogenerador

Es un dispositivo mecánico de rotación que aprovecha la energía del viento para generar energía eléctrica (Fig 2.1). La potencia obtenida en este proceso es directamente proporcional al cubo de la velocidad del viento, lo que da como resultado que las ligeras variaciones de la velocidad originen grandes variaciones de la potencia. El aerogenerador está compuesto por una torre de gran altura diseñada

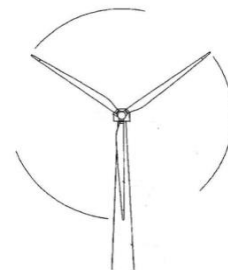


Fig. 2.1 Aerogenerador

para resistir la fuerza del viento y evitar turbulencias en su base, sobre la cual está situado un sistema de rotación o rotor conformado por palas que con la presión del viento giran, y con ayuda del sistema de rotación y regulación controla la posición con respecto al viento, en el apartado 2.4 se describen a detalle los componentes del aerogenerador [13].

2.3 Funcionamiento general de un aerogenerador

El funcionamiento del aerogenerador comienza cuando la turbina detecta viento en alguna dirección, los sensores de velocidad de viento se activan y mandan la señal al controlador, el cual ejecuta las siguientes órdenes:

1. *Posicionar el rotor frente al viento:* Se ejecuta la orden de posicionamiento la cual orienta la turbina con respecto a la dirección del viento.
2. *Liberar frenos:* Esto permite el giro de la turbina, la cual comienza a girar por el efecto de empuje del viento.
3. *Paso variable o ángulo de paso:* Envía el grado de posición de las palas progresivamente de 0° a 90° .

Posteriormente se genera una diferencia de presiones que produce la fuerza necesaria para desencadenar el movimiento rotatorio en el eje principal del generador eólico. Este eje se acopla a la multiplicadora donde se incrementa la velocidad de rotación del eje proveniente del rotor e impulsa al generador el cual utiliza campos magnéticos para convertir la energía rotacional en energía eléctrica. La energía del generador pasa por un convertidor el cual disocia la frecuencia electrónica del generador de la frecuencia de la red para después pasar por un transformador que adapta el voltaje necesario para la red de distribución (generalmente de 20 a 132 kilovoltios) y finalmente distribuir la energía eléctrica por medio de redes que reparten la energía por todo el país (Fig 2.2) [14].

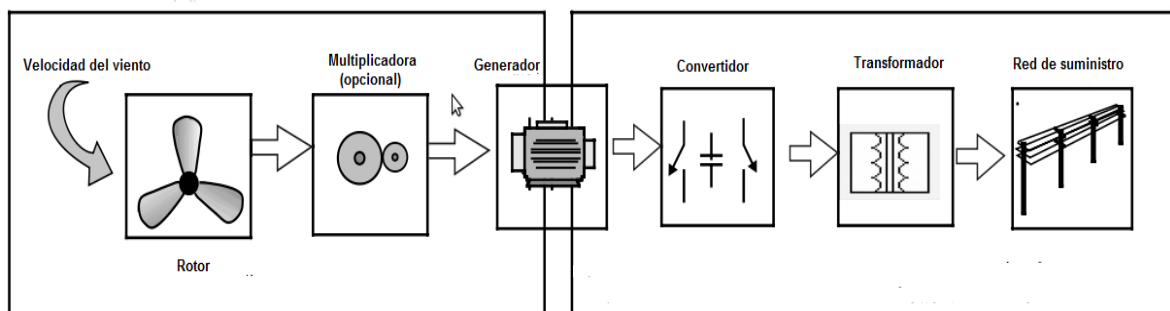


Fig. 2.2 Procedimiento para el suministro de energía en un aerogenerador

2.4 Componentes de un aerogenerador

La turbina eólica está constituida por una torre, un rotor, una góndola, un tren de potencia, un controlador electrónico, una veleta y un anemómetro como se muestra en la figura 2.3 cada uno de estos componentes son descritos a detalle en las secciones 2.4.1-2.4.8.

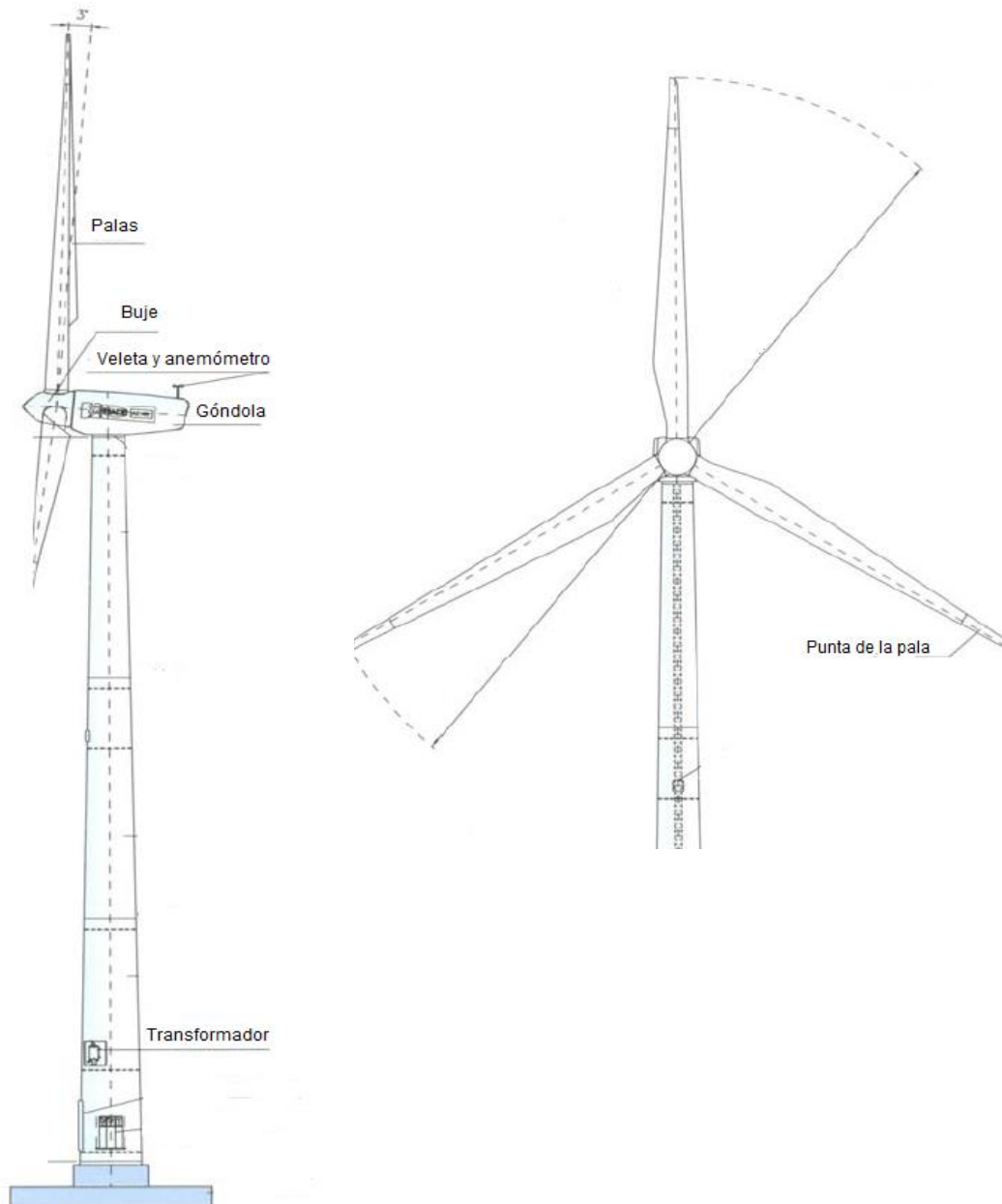


Fig. 2.3 Componentes de un aerogenerador

2.4.1 Torre

Elemento estructural que soporta todo el peso del aerogenerador. Está hecha de acero y normalmente hueca por dentro para poder permitir el acceso a la góndola (Fig.2.4). Ésta suele ser típicamente de acero de tipo tubular u hormigón armado (en la actualidad se suele utilizar estructuras mixtas en las que la parte inferior es de hormigón y la superior de acero). Este elemento eleva el aerogenerador lo suficiente como para que sea capaz de acceder a velocidades del viento mayores. Al extremo de la torre se fija una góndola giratoria de acero o fibra de vidrio [15].

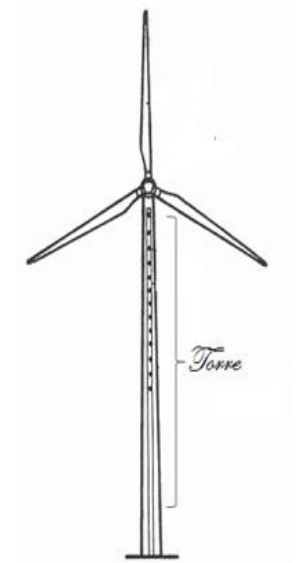


Fig. 2.4 Torre

2.4.2 Rotor

Elemento donde van unidas las palas, situado en la parte frontal del aerogenerador como se muestra en la figura 2.5. Aquí es donde la energía cinética del viento se convierte en energía rotativa, está acoplado al eje principal, y dotado de un freno aerodinámico que detiene el rotor cuando la velocidad del viento puede ser peligrosa para el equipo.

Se puede dividir en 3 elementos:

- a) **Nariz:** Es un elemento aerodinámico que se sitúa en la zona de unión entre las palas y el buje. Su misión consiste en direccionar el viento de la parte frontal del rotor y evitar turbulencias (Fig. 2.5 inciso A).
- b) **Buje:** Es la pieza de unión entre las palas y el eje principal, y por lo tanto es el transmisor de la fuerza del viento al interior de la góndola (Fig. 2.5 inciso B).
- c) **Palas:** Capturan la energía del viento y la transmiten hacia el interior de la góndola, su diseño es muy parecido al del ala de un avión, y la potencia que se genera depende del tamaño de las palas. Normalmente las turbinas modernas están formadas por dos o tres palas, con mayor frecuencia se prefieren las de tres palas por la suavidad en el giro que proporciona, mayor eficiencia (un aumento de 4% comparadas con las turbinas de dos palas), y mayor estabilidad. Las palas

van conectadas al buje de rotor y están fabricadas de un material compuesto de matriz polimérica (poliéster) con un refuerzo de fibra de vidrio o carbono para dar mayor resistencia (Fig. 2.5 inciso C). Dentro del buje hay ciertos elementos mecánicos que permiten variar el ángulo de paso (o pitch) de las palas.

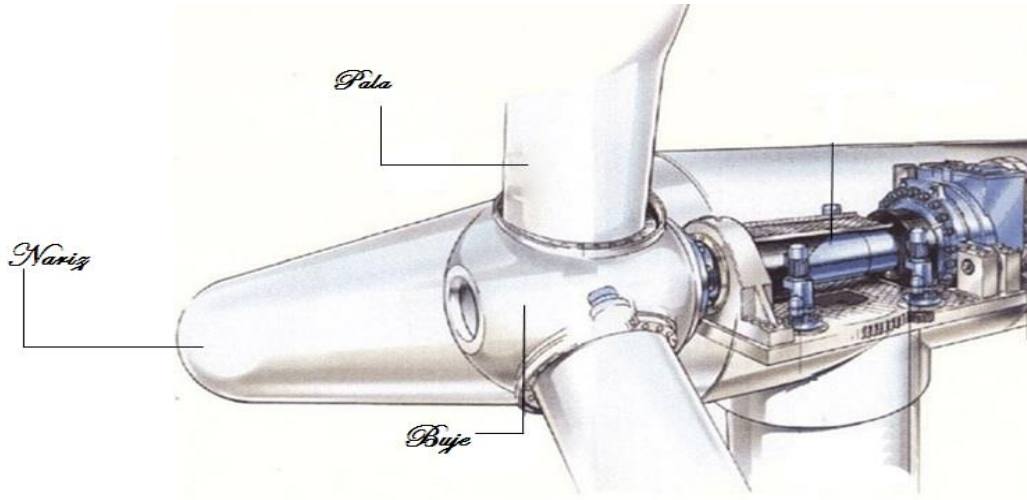


Fig. 2.5 Partes del rotor A) Nariz, B) Buje y C) Palas

2.4.3 Góndola

Carcasa que protege el mecanismo interno del aerogenerador (Fig.2.6), debe ser capaz de rotar para seguir la dirección del viento, y poner a la turbina encarada hacia él. Dentro de ella se encuentra la caja de cambios, el eje principal, los sistemas de control, el generador, los frenos y los mecanismos de giro de la góndola [16].

2.4.4 Tren de potencia

Es el encargado de transmitir la potencia mecánica producida por el rotor al generador eléctrico en condiciones adecuadas para la generación de electricidad, y está conformado por el eje principal, caja multiplicadora y eje secundario los cuales son descritos enseguida.

a) Eje principal o de baja velocidad:

Pieza que conecta el buje del rotor al multiplicador (Figura 2.6 inciso A), contiene conductos del sistema hidráulico de la turbina con el fin de activar sus frenos aerodinámicos cuando la fuerza de rotación es demasiado fuerte.

b) Multiplicador:

A su entrada se encuentra el eje principal o de baja velocidad, y mediante un sistema de engranajes, consigue que el eje de salida o de alta velocidad (con un menor diámetro que el principal) gire a mayor frecuencia entre 80 y 50 veces más rápido, dependiendo del modelo de la turbina. Se necesita llegar a una velocidad de sincronización para que el generador produzca la energía eléctrica con la frecuencia adecuada para la red eléctrica. El multiplicador tiene como función transmitir la potencia de giro del rotor al generador para producir energía (Fig. 2.6 inciso B). Este elemento convierte el par de fuerza del rotor en aumento de las revoluciones, a mayor diámetro de rotor mayor relación de transformación [17].

c) Eje secundario o de alta velocidad:

Este eje está conectado al generador eléctrico, la velocidad aproximada a la que gira es de 1500 revoluciones por minuto dependiendo del tipo de aerogenerador puede variar esta velocidad. Este eje está equipado con un freno de emergencia de disco mecánico el cual se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico en el eje principal, o durante las labores de mantenimiento de la turbina (Figura 2.6 inciso C).

d) Generador eléctrico:

El generador convierte la energía mecánica producida por el rotor en energía eléctrica, su funcionamiento es básicamente el de un motor eléctrico conectado de manera inversa. Los generadores eléctricos se pueden clasificar básicamente de acuerdo al tipo de señal eléctrica que producen: continúa o alterna en este caso el aerogenerador que

posteriormente se abordará es de señal de corriente alterna. Dentro de los generadores de corriente alterna se pueden clasificar por síncronos y asíncronos.

- **Los generadores síncronos** auto excitados, bien sea con corriente eléctrica continua inyectada en las bobinas del rotor o excitados mediante imanes permanentes, mantienen en reposo los conductores o espiras (estator), el movimiento giratorio se observara en el campo magnético respecto al conductor. Mediante el giro del rotor con múltiples polos se produce una fuerza electromotriz inducida en los conductores que están en reposo, cuya amplitud dependerá del nivel de corriente de excitación y su frecuencia de la velocidad mecánica de giro del rotor.
- **Los generadores asíncronos** o de inducción son excitados a partir de la red eléctrica conectada a las bobinas del estator de la máquina. La utilización de la maquina asíncrona o de inducción en generación de energía eléctrica mediante aerogeneradores es actualmente mayoritaria. En este tipo de aerogeneradores el campo magnético giratorio se crea a través del estator, cuyos devanados deberán estar conectados a una fuente exterior de tensión alterna [18]

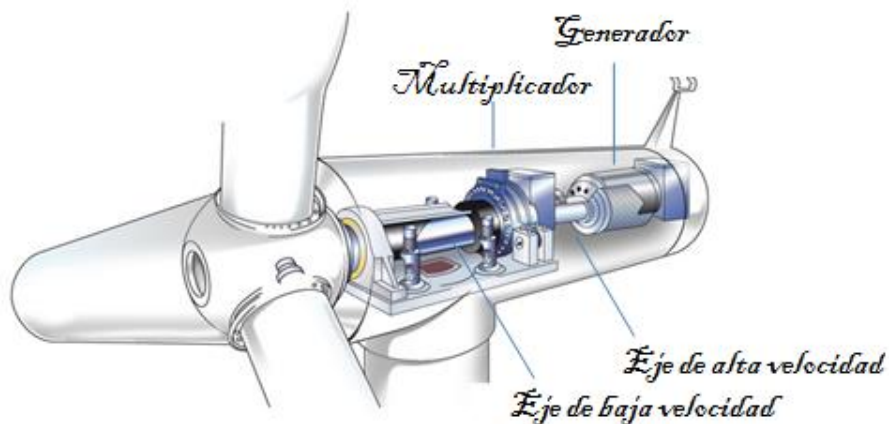


Fig. 2.6 Partes de la góndola:

A) Eje de baja velocidad, B) Multiplicadora, C) Eje de alta velocidad y D) Generador.

2.4.5 Controlador

Es un sistema formado por un PLC (Controlador lógico programable o autómatas) que se encarga del control de todo el sistema eléctrico y electrónico del aerogenerador y un SCADA (Software de control y adquisición de datos) para monitorizar las variables del aerogenerador sobre una PC, el cual actúa en tiempo real en base al proceso.

Este ordenador continuamente monitorea las condiciones del aerogenerador y regula variables como las velocidades y corrientes. Controla el mecanismo de orientación y monitorea el comportamiento del generador. En caso de cualquier anomalía detiene el sistema y avisa al ordenador de mantenimiento de la turbina que es supervisado por un operador.

Una vez puesto en marcha el aerogenerador, queda totalmente automatizado con sistemas de control formado por ordenadores, estos manejan la información que suministran la veleta y el anemómetro colocados encima de la góndola para orientar al aerogenerador y las palas de forma que la generación de energía se optimice lo máximo posible. Toda la información sobre el estado de la turbina se puede enviar de forma remota a un servidor central. Los sistemas de control en un aerogenerador tienen dos importantes cometidos, el primero es el aprovechamiento máximo de la fuerza del viento mediante la orientación del rotor, el segundo es la protección del aerogenerador ante velocidades de viento que podrían dañar la instalación.

Es necesario aclarar que el control sobre la orientación del rotor no se realiza en tiempo real, sino que el algoritmo con los datos recogidos debe ser capaz de garantizar que realmente el viento ha cambiado de dirección de forma estable, antes de que se produzca el giro de la góndola, ya que en caso contrario daría lugar a un movimiento errático del sistema que reduciría su eficiencia.

2.4.6 Unidad de refrigeración

Su finalidad es evitar sobrecalentamientos en el aerogenerador. Contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador, y una unidad refrigerante por aceite o agua empleada para enfriar el multiplicador (Fig. 2.7).



Fig. 2.7 Sistema de refrigeración

2.4.7 Anemómetro

Dispositivo usado para medir la velocidad del viento en todo momento. Este dispositivo manda datos al controlador el cual los registra y si es necesario en base a los datos recibidos activa el freno de emergencia (Fig.2.8).

2.4.8 Velea

Es un dispositivo que comprueba la dirección del viento y orienta la góndola. Detecta la dirección en la que sopla el viento y le manda los datos al controlador, para que este actúe sobre el motor de orientación en consecuencia (Fig.2.8).

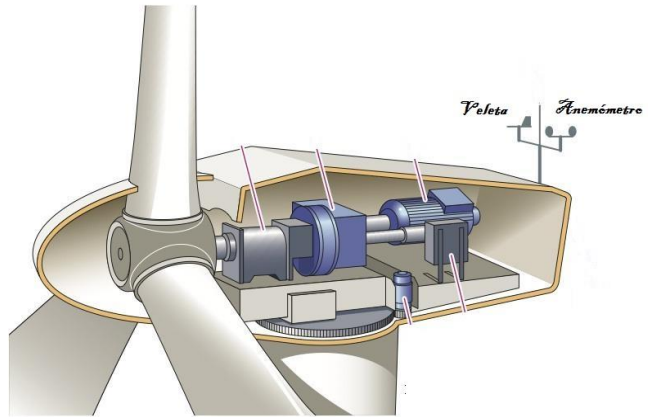


Fig. 2.8 Anemómetro y veleta

2.5 Tipos de aerogeneradores

Los aerogeneradores son clasificados de varias formas, en este trabajo solo se menciona la clasificación por tipo de eje los cuales son:

- **Eje vertical:** Los sistemas de generación de eje vertical son aquellos donde el eje de rotación se encuentra perpendicular al suelo, abarcan un rango de potencias entre los 200W y los 4kW y su característica principal es que son omnidireccionales y pueden adaptarse a vientos turbulentos, cambiantes en dirección y velocidad, y comúnmente se encuentran en azoteas de edificios urbanos, por lo tanto, los sistemas con turbinas de eje vertical son más adecuados para instalaciones urbanas que los sistemas de eje horizontal.

Dentro de los sistemas de eje vertical, es posible diferenciar varios modelos de turbinas como:

1. **Modelo de Savonius:** Es utilizado a velocidades bajas, presenta autoarranque y el giro se obtiene aprovechando la fuerza de arrastre del viento (Fig.2.9 inciso A).

2. **Modelo Darrieus:** En este modelo el giro se produce al aprovechar la fuerza de sustentación del viento, lo cual permite mayores velocidades que el rotor de tipo Savonius. Este rotor necesita de un sistema de arranque secundario, o añadiendo en el centro un rotor de tipo Savonius que facilite el arranque de la turbina (Fig.2.9 inciso B).
3. **Modelo Darrieus H o Giromill:** Las palas verticales cambian su orientación a medida que se produce el giro del rotor para mayor aprovechamiento de la fuerza de viento (Fig.2.9 inciso C).
4. **Modelo Savonius helicoidal:** La principal diferencia entre los demás rotores de eje vertical es el aprovechamiento del concepto aerodinámico, que la acerca a las eficiencias de las turbinas de eje horizontal, reduciendo el rizado de par y creando un efecto chimenea que acelera la turbina (Fig.2.9 inciso D).

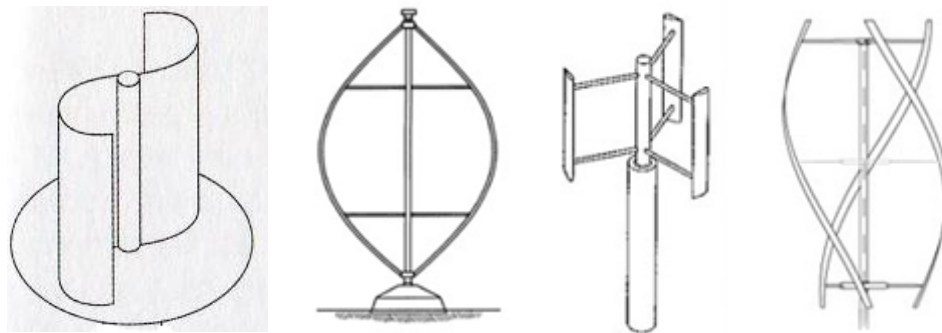


Fig. 2.9 Turbinas de eje vertical: A) Modelo Savonius, B) Darrieus, C) Darrieus H o Giromill y D) Savonius helicoidal (respectivamente).

- **Eje horizontal:** Las turbinas de eje horizontal son las más utilizadas en los sistemas de generación eólica, y se encuentran disponibles tanto para sistemas industriales enormes como para uso doméstico. La orientación de estos sistemas siempre están en dirección del viento y se pueden diferenciar dos tipos de rotores, el barlovento, en el cual el viento incide primero sobre las palas de la turbina y posteriormente sobre la torre de sustentación, y el sotavento, que es el caso contrario, donde el viento incide primero sobre la torre y la máquina y por último en las palas de la turbina (Fig.2.10).

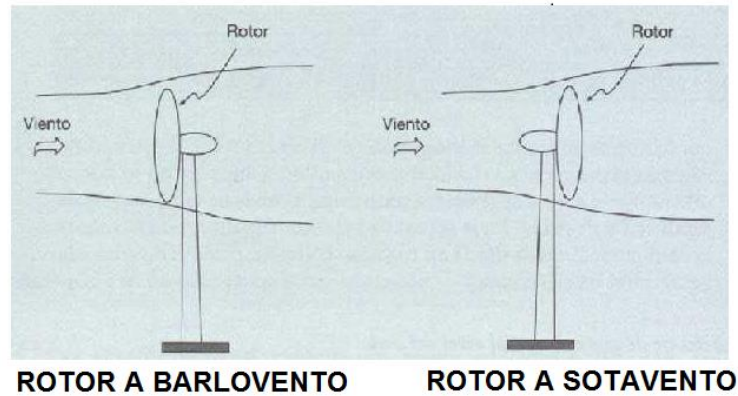


Fig. 2.10 Rotor a barlovento y rotor a sotavento

Para estos sistemas de generación eólica los rotores se encuentran compuestos de diferentes número de palas o aspas, variando generalmente entre 1 y 3 palas. Las turbinas comúnmente utilizadas son de tres, de dos y de una pala (tripala, bipala y monopala, respectivamente) como se muestra en la figura 2.11. Las turbinas compuestas de rotores monopalas y bipalas, presentan importantes vibraciones debido a su configuración asimétrica, por lo tanto, las turbinas con rotores tripala son las más utilizadas, ya que presentan una operación más estable, producto de una rotación más suave y uniforme, eliminando vibraciones en la torre y en la instalación [19] y [20].

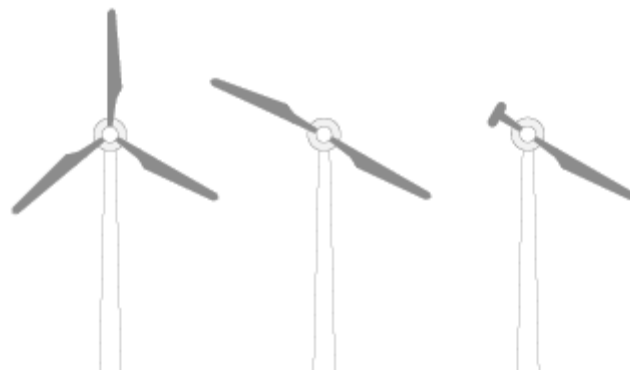


Fig. 2.11 Turbinas de eje horizontal: A) Tripala, B) bipala y C) monopala (respectivamente).

CAPITULO 3

DESCRIPCION DEL SOFTWARE UTILIZADO

3.1 Software

Matlab es un programa de desarrollo y aplicación muy flexible con gran aceptación en ingeniería, destinado a realizar cálculos técnico-científico (figura 3.1 logotipo Matlab). En dicho software se integran operaciones de cálculo, visualización y programación [21].

Los usos y aplicaciones típicos de Matlab son:

1. Matemáticas y cálculo.
2. Desarrollo de algoritmos.
3. Adquisición de datos.
4. Modelado, simulación y prototipo.
5. Análisis y procesamiento de datos
6. Gráficos científicos y de ingeniería.
7. Desarrollo de aplicaciones.

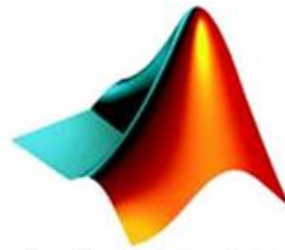


Fig. 3.1 Matlab

Este *software* cuenta con las siguientes características:

- a) Entorno de desarrollo.** Conjunto de utilidades que permiten el uso de funciones en Matlab y ficheros en general.
- b) Librería de funciones matemáticas Matlab.** Amplio conjunto de algoritmos de cálculo, comprendiendo funciones aritméticas, trigonométricas y de variable compleja, hasta funciones más sofisticadas como la inversión de matrices, el cálculo de auto valores, funciones de Bessel y transformadas rápidas de Fourier.
- c) Gráficos.** Utilidades destinadas a visualizar vectores y matrices en forma de gráficos. Existe una gran cantidad de posibilidades para ajustar el aspecto de los gráficos, destacando la visualización tridimensional con opciones de iluminación y sombreado, y la posibilidad de crear animaciones.

- d) **El interfaz de aplicación de Matlab (API).** Consiste en una librería que permite escribir programas ejecutables independientes en C y otros lenguajes.

Además Matlab dispone de complementos destinados a temas específicos, como por ejemplo **SIMULINK** el cual permite un enfoque más gráfico de los sistemas de control [21].

3.2 Simulink

Simulink desarrollado por The MathWorks es una aplicación de Matlab que permite construir y simular modelos de sistemas físicos (hardware y software) y su respectivo control mediante diagramas de bloques (Fig.3.2). El comportamiento de dichos sistemas se define mediante bloques de Matlab (funciones de transferencia) y señales predefinidas de todo tipo.

Simulink ofrece un editor gráfico, bibliotecas de bloques personalizables y *solvers* para modelar y simular sistemas dinámicos. Es posible integrar los algoritmos de Simulink a Matlab y exportar los resultados de la simulación para llevar a cabo análisis más detallados. Además de disponer de una serie de herramientas que facilitan la visualización, análisis y guardado de los resultados de simulación [22].

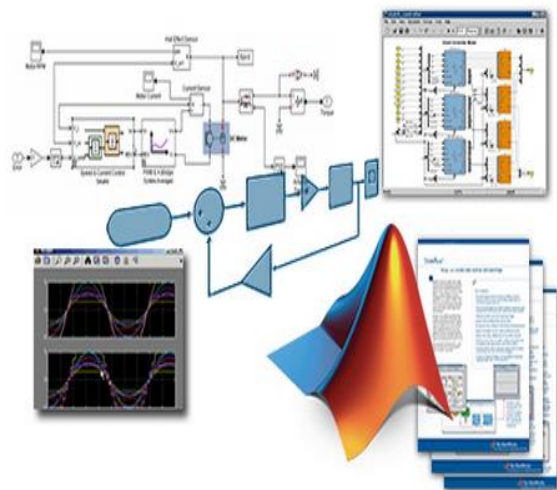


Fig. 3.2 Simulink

3.3 SimWindFarm

SimWindFarm con el logotipo mostrado en la Fig. 3.3 es un *toolbox* dentro de Simulink que tiene como objetivo ofrecer un entorno de simulación de parques eólicos y proporcionar un modelo simple para las turbinas eólicas, además de generar campos de viento y simular estelas de viento (fig.3.4).



Fig.3.3 *Toolbox*

SimWindFarm (SWF) es un paquete de simulación a disposición del público en general pero enfocado a los investigadores que desarrollan soluciones de control en un parque eólico. Con este *software* es posible generar modelos de simulación para los parques eólicos considerando parámetros de la turbina, geometría de dicho parque y velocidad del viento [23].

SWF consta de cinco componentes elementales:

1) dinámica de turbina, 2) interacción de campos de viento con la dinámica de la turbina, 3) control del parque eólico 4) operador de la red eléctrica y 5) Red eléctrica como se muestra en la Fig 3.5 [23]. En este proyecto no se ha utilizado el control del parque eólico, ni el operador de red eléctrica, ya que el análisis se ha enfocado en la dinámica de la turbina y su interacción con el viento y no en el modelo del parque eólico completo.



Fig.3.4 Efecto estela

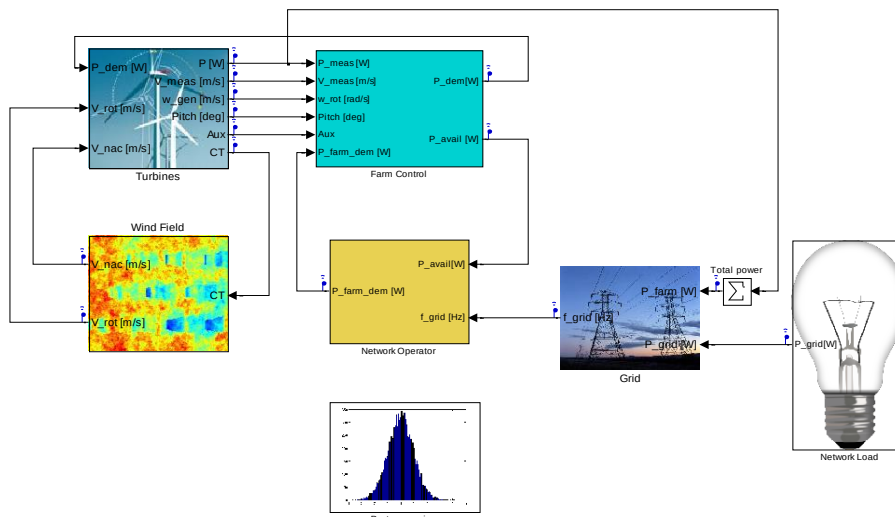


Fig.3.5 Parque eólico en SWF

Los bloques utilizados en este proyecto son: “Turbines” el cual es descrito en el capítulo 4 y el bloque “Wind Field” (Fig. 3.6) que posteriormente se describe.

3.3.1 Parque eólico en SWF

SWF puede generar modelos de parques eólicos en base a los requerimientos personalizados de cada usuario (Fig. 3.5). Para este *toolbox* existen dos principales elementos, el bloque de *turbinas* y el bloque de *campo de viento*. El primer bloque simula la dinámica de los parques eólicos basados en la velocidad del viento y el punto de ajuste de potencia. Cada turbina produce un número definido de salidas para posteriormente ser usadas en el control del parque eólico junto con el coeficiente de empuje, C_T , y así calcular la estela de viento [2]. El segundo bloque detallado en los apartados 3.3.2, 3.3.3, 3.3.4 y 3.3.5 genera y simula el comportamiento del viento con o sin turbulencia dependiendo las necesidades de la simulación.

SWF incluye también un controlador del parque eólico completo, un controlador de la red y un modelo de malla, los cuales pueden ser reemplazados con cualquier modelo o algoritmo de diseño de control que prefiera el usuario. El controlador del parque eólico es un algoritmo de distribución proporcional simple, el cual distribuye la potencia de referencia a las turbinas en base a una estimación sencilla de su actual capacidad de producción y potencia que suministra el operador de red [2].

3.3.1.1 Limitantes de SWF

- 1.- La “velocidad media del viento” es constante.
- 2.- “La dirección de la velocidad media del viento” es constante con respecto a la distribución del parque eólico. Si se requiere otra dirección entonces será necesario generar un nuevo modelo de simulación con diseño giratorio.
- 3.- Campo de viento 2D, el campo de viento solamente es generado a la altura del buje en el plano, los efectos de cizalladura de viento y sombra de la torre no son considerados.
- 4.- Turbina fija, sin giro.

3.3.2 Campos de viento “Wind Field”

El bloque del “Campo de viento en el ambiente” es la principal entrada para la simulación en SWF. Este bloque se llama “Campo de viento” y se muestra en la figura 3.6.

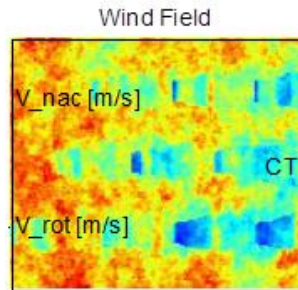


Fig.3.6 Bloque “Campo de viento”

La figura 3.7 muestra la estructura interna del bloque de “Campo de viento” el cual contiene los siguientes sub bloques:

1. Campo de viento en el ambiente
2. Efecto estela
3. Velocidad de viento

El primer bloque genera y simula velocidades en base a coordenadas “x” y “y”, el segundo bloque genera y simula el déficit, expansión y centro de la estela generada por la turbina, y por último el bloque de velocidad del viento calcula las velocidades del viento sobre el rotor y sobre la góndola en base a vectores. Estos bloques son descritos posteriormente.

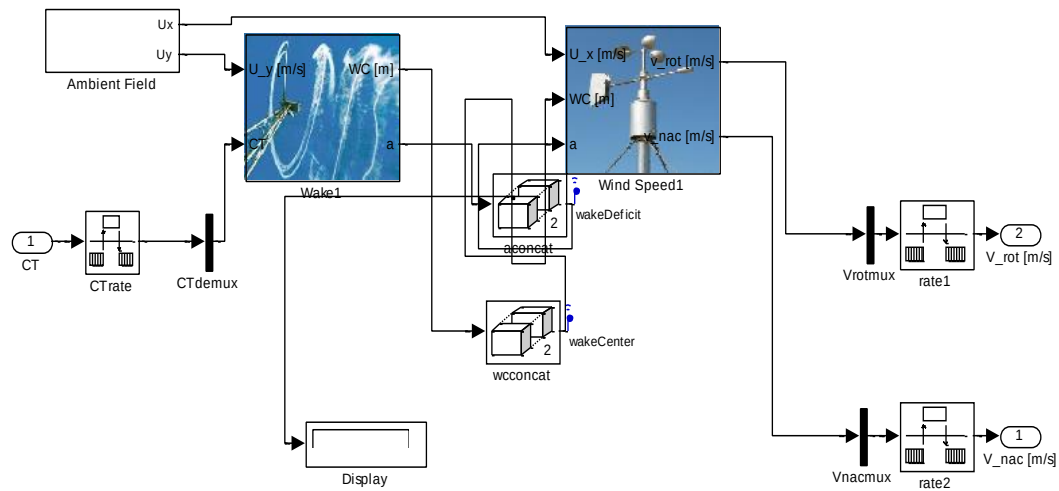


Fig.3.7 Bloque “Campo de viento en el ambiente”

El software define el campo usando una malla 2D en las coordenadas (x,y) del plano como se muestra en la figura 3.8, y la altura usada es la del buje de la turbina [2].

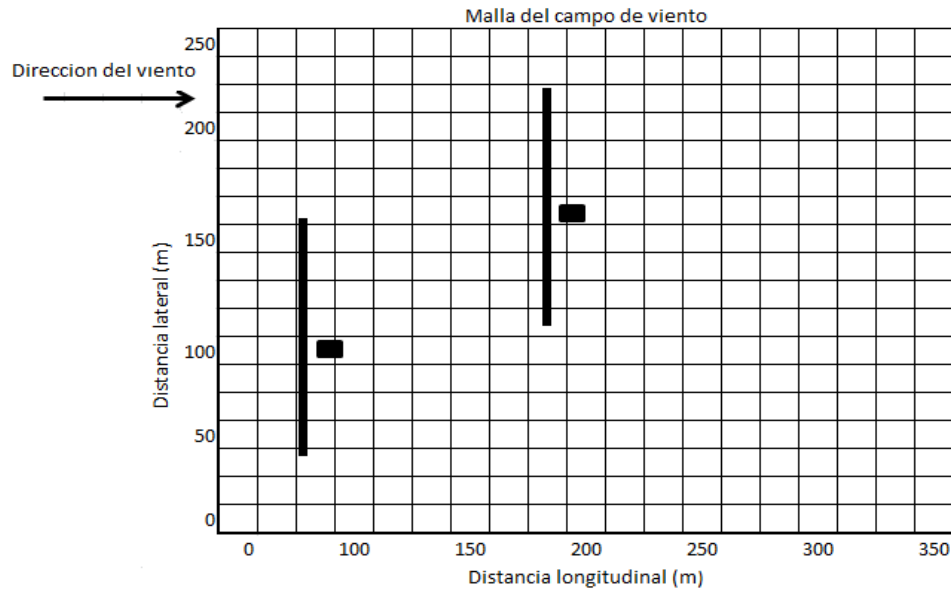


Fig.3.8 Malla para el campo de viento

Este campo al ser generado permite que el usuario introduzca la velocidad media del viento (la cual será constante en la simulación), las medidas de la malla y dimensiones del campo como se muestra en la Fig. 3.9, lo que no es posible cambiar es la dirección de la turbina ya que esta es fija.

Al generar el bloque para el *campo de viento* el usuario debe introducir los siguientes datos (Fig 3.9):

- La velocidad media
- La intensidad de turbulencia
- Longitud y ancho del campo de viento
- El tamaño de la malla
- Tiempo de simulación

Fig.3.9 Datos iniciales para generar un campo de viento

Posteriormente el bloque usa el algoritmo de Veers [24] para generar un campo de viento de acuerdo a IEC 61400-1.

3.3.3 Modelado del viento

La simulación del viento puede dividirse en dos modelos, el primero llamado “*campo de viento en el ambiente*” (detallado en el apartado 3.3.4) el cual describe el campo de viento cuando las turbinas presentadas no generan estela de viento, y el segundo llamado “*modelo de estela*” (detallado en el apartado 3.3.5) el cual describe el efecto de las turbinas en el medio ambiente al generar el efecto estela. Ambos modelos asumen la hipótesis de turbulencia congelada de Taylor de flujo no viscoso [2].

La hipótesis de turbulencia congelada no se profundizara en este trabajo únicamente se menciona lo necesario para entender el efecto de dicha turbulencia al momento de generar el campo de viento.

3.3.3.1 Turbulencia congelada

Debido a la rugosidad del terreno (árboles, montañas, edificios, etc), se forman remolinos o vórtices que perturban el flujo laminar del aire y lo transforman en turbulento (Fig. 3.10). Esta transformación se trata de un proceso en cascada donde los torbellinos grandes se separan formando torbellinos pequeños (zona inercial), disipando el calor (zona de disipación). En esta última zona la energía cinética que pasa por los vórtices grandes se transmite a los menores [24].

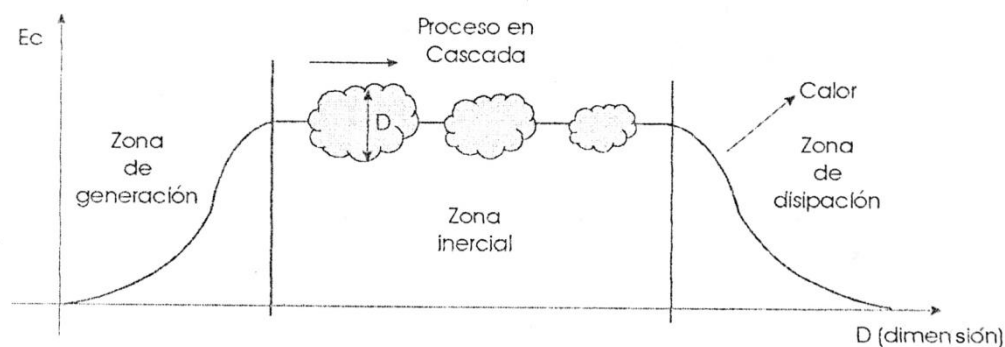


Fig.3.10 Transformación de remolinos o vórtices

De acuerdo a la hipótesis de Taylor o turbulencia congelada, un flujo turbulento puede entenderse como la superposición de torbellinos o remolinos de diferentes niveles energéticos. Estos remolinos se distribuyen en un amplio intervalo de escalas de longitud

y de tiempo, desde los más pequeños que pueden sobrevivir a la acción disipativa (dispersarse gradualmente) de la viscosidad, hasta los más grandes que toleran la geometría del flujo. Un remolino no es una estructura o forma de flujo claramente definido que pueda aislarse y seguirse para estudiar su comportamiento. Es más bien un concepto abstracto usado principalmente para describir cualitativamente la turbulencia. Un remolino puede considerarse semejante a un vórtice.

La hipótesis de Taylor sobre turbulencia congelada, establece que los remolinos turbulentos evolucionan mucho más rápido con respecto al tiempo que tarda el remolino en pasar por el anemómetro.

Según Richardson (1922) los remolinos de mayor escala son inestables descomponiéndose o rompiéndose y transfiriendo su energía a remolinos de menor escala. Estos remolinos de menor escala son igualmente inestables, transfiriendo su energía a otros remolinos aun menores.

“Grandes torbellinos contienen pequeños torbellinos, que se alimentan de su velocidad, y pequeños torbellinos tienen torbellinos aun menores, y así hasta alcanzar la viscosidad en sentido molecular” [25].

3.3.4 Campo de viento en el ambiente

El “*campo de viento en el ambiente*” en un parque eólico es usualmente representado por matrices espectrales que describen la variación del viento en una serie de puntos ubicados en cada turbina del parque eólico, además de estudiar la relación entre dichos puntos por medio del método “Sandia National Laboratories”. Este método usa la simulación numérica en un campo de viento tridimensional con turbulencia, para el análisis de la aerodinámica y estructura de las turbinas de viento. Las entradas requeridas para dicho método son puntos individuales de densidades espectrales de potencia llamados PSDs y la función de coherencia la cual se describe posteriormente. Con estos datos el simulador obtiene un “muestreo rotacional” de PSDs el cual es comparado con las mediciones obtenidas por Pacific Northwest Laboratories (los Laboratorios del Noroeste del Pacífico) en diversas turbinas y velocidades de viento reales con el fin de proporcionar datos confiables al momento de simular. El método Sandia se especializa

en el análisis del eje horizontal de la turbina eólica por fase de retraso en cada punto, así que la velocidad es simulada solo cuando la pala de la turbina pasa por el punto, reduciendo el almacenamiento y el tiempo de cálculo alrededor de una magnitud. Este método es descrito en [26].

El modelo del “*campo de viento en el ambiente*” asume que la “velocidad medida” es constante, que la “velocidad medida del viento lateral” es cero y que la “dirección del viento longitudinal” es constante.

Por lo general para la simulación del campo de viento se genera un número definido de procesos estocásticos en cada punto del plano. Sin embargo debido a que se asume una turbulencia congelada descrita anteriormente, SWF simula los procesos estocásticos únicamente en la primera línea del parque eólico en dirección lateral. Estas velocidades toman valores cercanos a la velocidad promedio en dirección longitudinal, de esta manera las velocidades de viento a favor del viento en los puntos de la malla son generadas aleatoriamente [2].

Este campo de viento es generado de acuerdo a la norma IEC 61400-3 turbinas de alta mar, y los parámetros de acuerdo a la norma IEC 61400-1 [27].

Al generar el modelo del “*campo de viento en el ambiente*” también se genera una turbulencia que es descrita por el espectro Kaimal.

La siguiente ecuación describe dicho espectro:

$$S_k(f) = \sigma_k^2 \frac{4 \frac{L_k}{U}}{\left(1 + 6f \frac{L_k}{U}\right)^{\frac{5}{3}}} \quad (3.1)$$

Dónde:

L_k = Es el parámetro de escala integral para el componente de velocidad

f = Es la frecuencia en Hertz

k = Componente de la velocidad

U = Velocidad del viento medida a una altura del buje

σ_x = Variación determinada por la intensidad de turbulencia T_i dada por la siguiente Ecuación:

$$\sigma_x = T_i \left(\frac{3}{4} U + 5.6 \right) \quad (3.2)$$

$$\sigma_y = 0.8 \sigma_x \quad (3.3)$$

Las ecuaciones 3.2 y 3.3 describen la variación de la velocidad del viento en base a la turbulencia en los ejes “x” y “y”. Y la función de coherencia, que es definida por una magnitud compleja de densidad transversal-espectral de los componentes longitudinales de velocidad del viento en dos puntos separados especialmente divididos por una función de auto-espectro [28], está definida por la ecuación 3.4, la cual describe la coherencia entre dos canales separados de forma lateral por la distancia l .

$$C_K(f) = e^{-C_K f \frac{l}{U}} \quad (3.4)$$

Donde;

C_K = Es el parámetro de la coherencia para cada dirección del viento en “x” y “y”.

El software asume que la altura del buje es de 60 m entonces $L_x = 340.2$ y $L_y = 113.4$ y C_x y C_y son ajustados a 7.1 y 4.2 respectivamente. También asume una turbulencia congelada con una coherencia de 1 en dirección longitudinal, la cual no está conforme con la norma IEC 61400-1, esta coherencia no perjudica el proceso de simulación únicamente es importante tener cuidado de no diseñar controladores que dependan de este hecho [2].

3.3.5 Efectos de estela

Debido a que se asume una “turbulencia congelada” y la “dirección del viento” constante, es posible clasificar cada turbina con respecto a otra turbina ya sea a favor del viento (en la dirección en la que el viento sopla) o en contra al viento (hacia la dirección en la que el viento sopla).

Para el cálculo del efecto de estela solo es necesario considerar las turbinas en contra al viento, y la relación fija entre ellas para simplificar cálculos considerablemente.

SimWindFarm (SWF) considera tres tipos de efectos de estela; 1) efecto déficit, 2) efecto expansión y 3) efecto centro (Fig. 3.6). El efecto déficit es una medición del decremento en la velocidad del viento a favor del viento, el efecto de expansión describe la extensión del área a favor del viento afectada por la estela, y por último el efecto del centro define la posición lateral del área de estela [2].

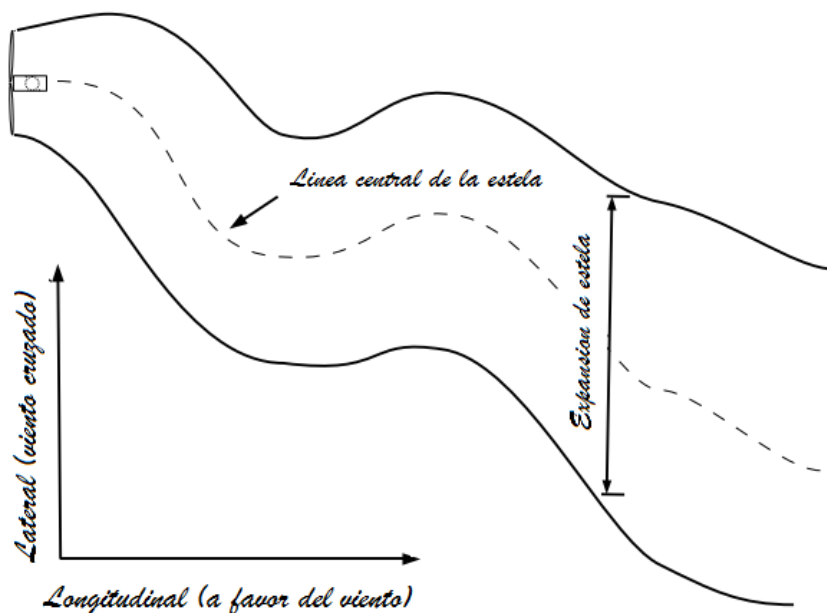


Fig.3.11 Estela de una turbina definida por el centro y expansión.

Este modelo asume la turbulencia congelada, por lo tanto el centro, la expansión y el déficit de estela están dados por el punto p (punto que sirve para calcular la velocidad del viento) a favor del viento a partir de la turbina en un tiempo t_1 definido por el campo de viento en la turbina y su coeficiente de empuje en el momento que el trazador libera. En

este caso el “efecto estela de centro” (posición lateral) es considerado como un trazador pasivo el cual se mueve a favor del viento y con respecto a la velocidad media [2].

El tiempo de **liberación en este trazador** está definido por la siguiente ecuación:

$$t_0 = t_1 - \frac{d}{U} \quad (3.5)$$

Dónde:

d = Es la distancia longitudinal entre la turbina con respecto al viento y p

U = Velocidad del viento medida a una altura del buje

El efecto del déficit de una turbina i a una distancia d puede ser aproximada por:

$$a_i(d) \approx 1 - \frac{1}{2} C_T(t_0) \left(1 + \frac{d}{4R}\right)^{-1} \quad (3.6)$$

Dónde:

$C_T(t_0)$ = Es el coeficiente de empuje de la turbina

i = Numero de turbinas

t_0 = Tiempo

R = Radio del rotor

Y la **velocidad del viento en p** a una distancia d a favor del viento a partir de la turbina i puede ser calculado por medio de la siguiente ecuación:

$$V_x(p) = a_i(d) U_x(p, t) \quad (3.7)$$

Dónde:

U_x = La dirección longitudinal en la velocidad del viento en el ambiente. Representando la velocidad del viento teórica cuando no hay turbinas presentes.

El déficit depende del coeficiente de empuje C_T y el coeficiente de potencia C_P . Y como C_P disminuye cuando extrae menos energía del viento es posible disminuir el déficit por una reducción de potencia, por lo tanto se puede controlar estratégicamente los déficits del parque eólico [2].

Sin embargo el déficit de estela es solamente aplicado para p en el área de estela la cual puede ser calculada a partir del centro de estela y la expansión de estela (Fig. 3.9).

SWF simplificó el modelo original para poder calcular el **radio de la expansión de estela**, el cual es independiente de C_T .

$$e_i(d) = 2R \sqrt{1 + \frac{d}{4R}} = \sqrt{4R^2 + dR} \quad (3.8)$$

El centro de estela es computarizado como un trazador pasivo, de tal forma que el centro en el momento t_k es una función del centro en el momento t_{k-1} , y la velocidad del viento lateral promedio esta sobre el área de la estela. Las siguientes ecuaciones definen la contribución de estela para cada turbina [2].

$$W_i(d, t_k - 1) = \{(x, y) | x = d \wedge y \in W_y\} \quad (3.9)$$

$$W_y = [w_i(d, t_k - 1) - e_i(d); w_i(d, t_k - 1) + e_i(d)] \quad (3.10)$$

$$w_i(d, t_k) = w_i(d, t_k - 1) + \bar{v}_{y,i}(d, W_i(d, t_k - 1)) \quad (3.11)$$

Dónde:

$w_i(d, t_k)$ = es el centro de estela en el momento k ,

$W_i(d, t_k - 1)$ = es la distancia del área de estela d a partir del momento $t_k - 1$ en la turbina

$\bar{v}_{y,i}(d, W_i(d, t_k - 1))$ = es la velocidad lateral promedio sobre el área de estela

Al usar las ecuaciones (3.9), (3.10) y (3.11) se puede calcular las contribuciones de estela para cada turbina y esto permite calcular la velocidad actual del viento en un punto en el parque como:

$$v_x(x, y) = U_x(x, y) \prod_{i \in I} a_i(d_i) \quad (3.12)$$

Donde I contiene los índices de turbulencia de todas las turbinas en el punto (x,y) y se encuentra en el área de estela y $\in W_i(x - P_{x,i})$, con $P_{x,i}$ empezando en la posición longitudinal de la i -ésima turbina [2].

3.3.6 Funcionalidad de SimWindFarm

SimWindFarm contiene las siguientes características

- *Toolbox* de código abierto
- Diseño y control de parques eólicos
- Flexible para cualquier diseño de parque eólico y número de aerogeneradores
- Flexible para diferentes simulaciones en condiciones de viento desiguales
- Los efectos de estela son incluidos a través de meandros de estela dinámicos
- Análisis de la carga de fatiga en componentes
- Simulación de los parques eólicos con la disposición arbitraria de datos
- Generación automática de modelos de parques eólicos
- Integración en Matlab
- Control de la granja simple y operación de la red

En la figura 3.12 es posible observar la distribución de las turbinas, el software calcula en base a un punto P de cada turbina la velocidad del viento que pasa por dicho punto.

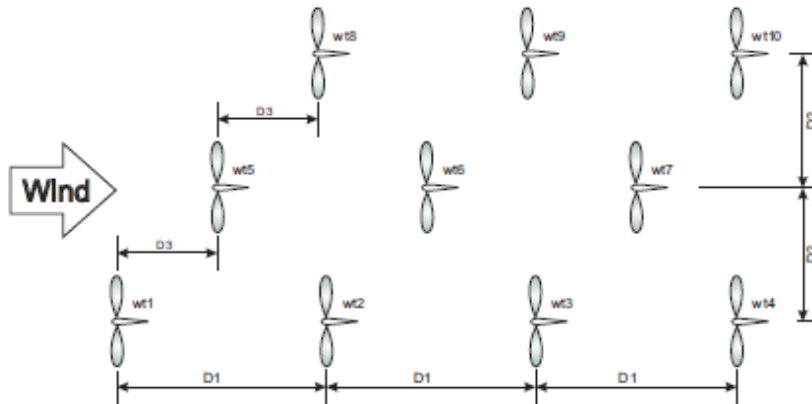


Fig 3.12 Ejemplo de la distribución del parque eólico en SimWindFarm

CAPITULO 4

MODELO DE LA TURBINA EOLICA NREL DE 5MW

4.1 Introducción

Este modelo de turbina fue creado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) del departamento de Estados Unidos, y es conocido como “Aerogenerador de referencia NREL de 5MW”. Esta turbina es de eje horizontal convencional y tiene tres palas [1].

4.1.1 Descripción general

El modelo del aerogenerador NREL de 5MW incluido en SimWindFarm tiene como base una turbina virtual de referencia para *offshore* (turbina en alta mar) de Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W. y Scott, G. Esta turbina cuenta con un modelo aero-elástico simplificado, el cual estudia la interacción entre fuerzas aerodinámicas, fuerzas elásticas y fuerzas de inercia mediante tablas de búsqueda aerodinámica C_p y C_T (Coeficiente de potencia y Coeficiente de empuje respectivamente), estos coeficientes se explican posteriormente en los siguientes capítulos. La potencia del aerogenerador está en función de la velocidad sobre el rotor al cubo es decir una función de transferencia de tercer orden, además de contar con un generador de primer orden (único polo), un actuador de paso de segundo orden, y una dinámica de torre de segundo orden. En la figura 4.1 se muestra el bloque de turbina utilizado en SimWindFarm (SWF) [1].

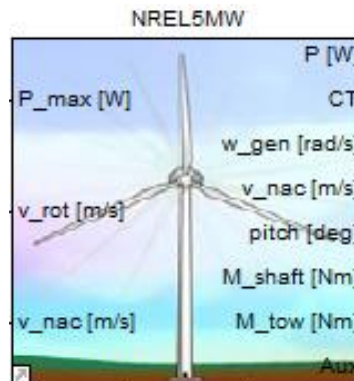


Fig.4.1 Turbina NREL 5 MW

El modelo de turbina cuenta con las siguientes entradas y salidas.

Entradas:

- Potencia demandada P_{dem} [W], suministrada por el control del parque eólico. Este controlador del parque eólico obtiene la potencia de salida actual de las turbinas varias veces por segundo con el fin de lograr una “potencia demandada”.
- Velocidad promedio del viento sobre el rotor V_{rot} [m/s] suministrado por el campo de viento.
- Velocidad del viento o velocidad sobre la góndola V_{nac} [m/s] suministrado por el campo de viento.

Salidas:

- Potencia de salida P_{out} [W]
- Coeficiente de empuje C_T
- Velocidad angular medida del generador $w_{gen\,meas}$ [rad/s]
- Velocidad medida del viento V_{meas} [m/s]
- Ángulo de paso en la pala medido β_{meas} [deg]
- Momento de torsión del eje principal M_{Shaft} [Nm]
- Momento de flexión de la torre M_{tow} [Nm]

Las entradas y salidas mencionadas se logran visualizar en la figura 4.1

Los principales componentes del modelo del aerogenerador son la aerodinámica, el tren de transmisión, la torre, el generador, el actuador de ángulo de paso, y el controlador de la turbina eólica mostrados en la figura 4.2, en el Anexo “A” se muestra el diagrama de simulación de la turbina eólica NREL de 5MW en el simulador.

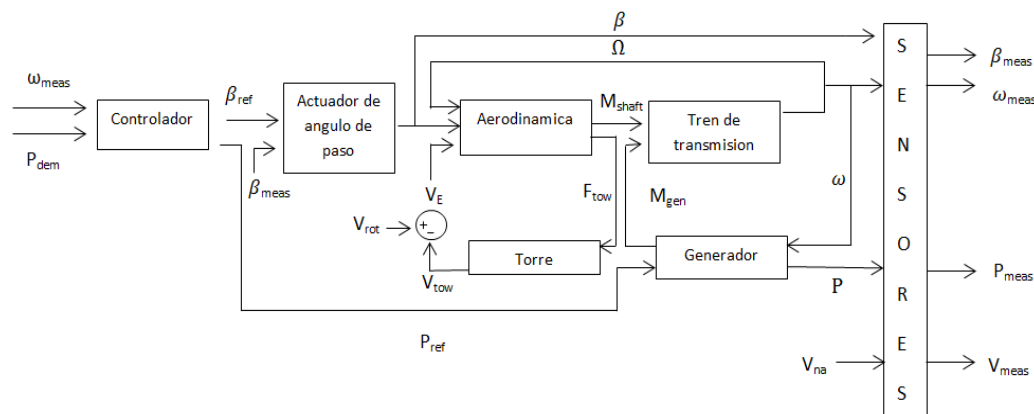


Fig.4.2 Diagrama de bloques del modelo para la turbina NREL 5 MW

En la sección 4.3 se hace una descripción detallada de cada uno de los bloques que integran el modelo.

4.2 Especificaciones de la turbina NREL de 5MW

En la tabla 4.1 se muestran las especificaciones y datos nominales de una turbina NREL de 5MW. Estas características generales servirán para determinar un punto de partida en el estudio abordado de este proyecto.

Tabla 4.1 ESPECIFICACIONES DE LA TURBINA NREL 5MW

Especificaciones de la turbina NREL 5MW	
Potencia	5MW
Orientación del rotor (configuración)	Contra el viento, tres palas
Control	Velocidad variable, y ángulo de paso
Tren de transmisión	Alta velocidad, varias etapas de cambio en la caja de engranes.
Diámetro del rotor	126m
Diámetro del buje	3m
Altura del buje	90m
Velocidad de arranque, velocidad nominal, velocidad de paro de la turbina (respectivamente)	3 m/s, 11.4m/s, 25m/s
Velocidad de arranque y nominal del rotor	6.9 rpm y 12.1 rpm
Velocidad nominal de la punta de la pala	80 m/s
1.- Distancia entre el centro del buje y la intersección del eje del rotor con la línea central de la torre.	5m, 5°, 2.5°
2.- Inclinación del eje de la turbina fija	
3.- Precon ángulo de conicidad fijo (incorporado a las palas de la turbina).	
Masa del rotor	110,000Kg
Masa de la góndola	240,000 Kg
Masa de la torre	347,460 kg
Masa de la torre en la parte superior	350,000 Kg
Localización de las coordenadas generales del centro de la masa (CM)	(-0.2m, 0.0m, 64.0m)
Frecuencia propia de la torre	0.3210 HZ
Coeficiente de amortiguación de la torre	0.08
Especificaciones de la estructura de la pala	
Longitud (a lo largo del eje del precon)	61.5 m
Factor para el ajuste de masa	0.04535
Masa total	17,740 kg

Eje de la turbina de viento	5 metros arriba de la altura de la torre
Masa del buje	56.780 Kg
Localización del CM	20.475 m
Especificaciones del buje y la góndola	
Altura de la góndola	3,5 m
Coeficiente amortiguamiento en el actuador	0.02
Coeficiente de amortiguamiento en la torre.	0.477465
Elevación de la corona de orientación sobre el suelo	87.60 m
Inercia del buje alrededor del eje de baja velocidad	115,926 kg*m ²
Inercia de la góndola alrededor del eje de guiñada	2,607,890 kg*m ²
Localización CM de la góndola en la dirección del viento al eje de guiñada	1.9m
Localización CM de la góndola por encima de la corona de orientación	1.75 m
Especificaciones del tren de transmisión	
Velocidad nominal del rotor	12.1 rpm
Velocidad nominal del generador	1173.7 rpm
Relación de transmisión (gen.N)	97:01:00
Eficiencia del generador	94.4%
Inercia del generador con respecto al eje de alta velocidad o eje principal (I_{rot})	534.116 kg*m ²
Inercia del rotor con respecto al eje de alta velocidad o eje principal (I_{gen})	35,444,067 Kg*m ²
Equivalente a la constante de torsión en el resorte y eje de transmisión (K_{shaft})	867,637,000 N*m/rad
Equivalente a la constante de torsión en el amortiguamiento y eje de transmisión. (B_{shaft})	6,215,000 N*m/(rad/s)
Torque de frenado del eje de alta velocidad totalmente desplegado	28,116.2 N*m
Tiempo constante de frenado del eje de alta velocidad	6 s
Especificaciones de la torre	
Relación Estructura-Amortiguación	1%
Frecuencia de la torre	0.3210 Hz
Altura de la torre	87.6 m
Masa de la torre en la parte superior	350,000 Kg
Masa total de la torre	347,462 Kg
Parámetros del sistema de control	
Constante del torque del generador Región 2	0.0255764 N*m/rpm ²

Potencia nominal mecánica	5.296610 MW
Torque nominal del generador	43,093.55 N*m
Torque del generador máximo	47,402.91 N*m/s
Torque nominal del generador máximo	15,000 N*m/s
Ganancia proporcional de ajuste mínimo en el ángulo de paso	0.01882681 s
Ganancia integral de ajuste mínimo en el ángulo de paso	0.008068634
Ajuste mínimo del ángulo de la pala	0°
Ajuste máximo del ángulo de la pala	90°
Máximo absoluto nominal del Angulo de la pala	8°/s
Especificaciones del generador	
Constante de tiempo de frenado en el torque del generador	0.01000 s
Eficiencia del generador	94%
Velocidad inicial del generador	50 rad/s
Especificaciones el actuador	
Regulador proporcional para el error del ángulo beta (K_{beta})	10
Tiempo de retraso en el actuador	0.0500 s

Esta información ha sido recopilada del artículo “Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development”, por J.Jonkman, S. Butterfield. W.Musial, and G. Scott investigadores del Laboratorio Nacional de Energía Renovable NREL [23]. Si requiere más información acerca del modelo del aerogenerador diríjase a dicho artículo.

4.3 Diagrama a bloques para el aerogenerador NREL con potencia de 5MW

4.3.1 Controlador para el modelo de una turbina eólica NREL de 5MW

El tipo de control para la regulación de potencia en este aerogenerador es por cambio del ángulo de paso “*pitch controlled* “. El controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada y en base a las condiciones internas de dicho controlador manda una señal que habilita el control de paso y modifica el ángulo de las palas por medio del actuador.

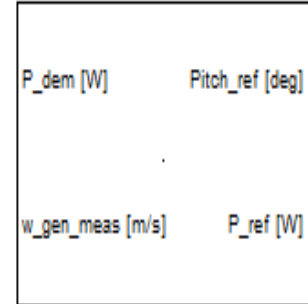


Fig.4.3 Controlador

El bloque del controlador para la turbina NREL de 5WM se describe en este trabajo como un controlador que siempre opera a la máxima potencia, la estructura externa e interna es posible observarla en las figuras 4.3 y 4.4 respectivamente. La estrategia de control ha sido alterada ligeramente permitiendo el cambio dinámico de potencia justo en el punto de transición de 1) carga parcial a 2) carga máxima. Se dice que el aerogenerador funciona a carga parcial cuando la potencia producida por el aerogenerador es inferior a la potencia de referencia. Mientras que funciona a carga máxima cuando la velocidad del viento supera la velocidad nominal limitando potencia y velocidad de giro. Los controladores para estas regiones operan como sigue:

- 1) **Carga parcial.** Este control se basa en una tabla de búsqueda y un “bloque de verificación” que tiene la velocidad del generador como entrada y la potencia de referencia del generador como salida. El ángulo de paso de las palas β se mantienen constante en 0 [1].
- 2) **Carga máxima.** En este control la potencia de referencia del generador se mantiene constante en la potencia nominal, mientras que la velocidad del rotor se controla mediante el ángulo de paso de las palas β , por un controlador de ganancia programada PI [1].

El cálculo de las ganancias del controlador PI está basado en la linealización de la sensibilidad de producción de potencia para un determinado ángulo β de las palas.

Ecuaciones para el comportamiento del PI en el controlador:

$$\beta_{ref} = K_p(\beta) \omega_{err} + K_i(\beta) \int \omega_{err} \quad (4.1)$$

$$K_{p/i}(\beta) = K_{p/i,0} \frac{\beta_2}{\beta_2 + \beta} \quad (4.2)$$

Dónde:

β = Ángulo de paso

β_{ref} = Ángulo de referencia

$K_{p/i}$ = Ganancias, proporcional e integral.

$\omega_{err} = \omega_{rated} - \omega$ Error entre la velocidad angular nominal del generador (ω_{rated}) y la velocidad angular del generador filtrada (ω).

$K_{p/i,0}$ es la base de la ganancia para el ángulo de paso $\beta = 0^\circ$

β_2 es el ángulo de paso que duplica la sensibilidad .

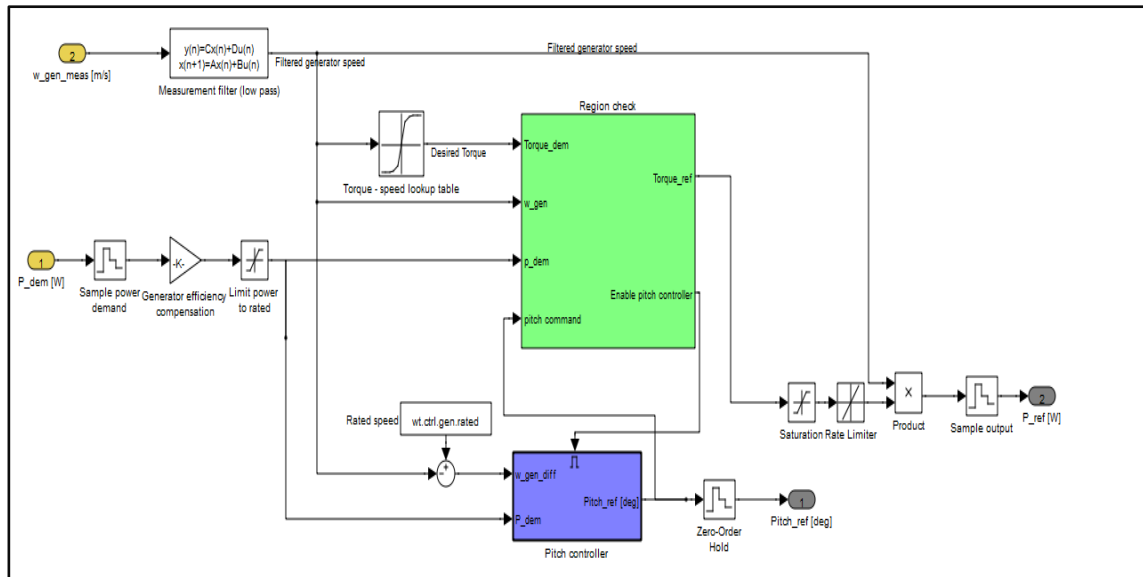


Fig.4.4 Estructura interna del controlador

El enfoque convencional para controlar la operación de producción de energía se basa en el diseño de dos sistemas de control básicos: un controlador del par del generador y un controlador del ángulo de paso. El objetivo del controlador para el “torque del generador” es maximizar la captura de energía por debajo del punto de operación nominal, en cuanto al controlador del “ángulo de paso” es regular la velocidad del generador por encima del

punto de operación nominal. El controlador de la turbina no realiza acciones de control para las llamadas operaciones de “no producción” tales como: secuencias de arranque, secuencias de cierre, funciones de seguridad y protección. Tampoco se desarrollan acciones de control para regular el ángulo de guiñada de la góndola [23].

La figura 4.4 muestra la estructura interna del controlador de la turbina, los bloques llamados “Región de verificación” y “Control de paso” son resaltados en color verde y azul respectivamente.

En la figura 4.5 es posible ubicar en el primer bloque el **control a “carga parcial”** y en el segundo bloque el **control a “carga máxima”**.

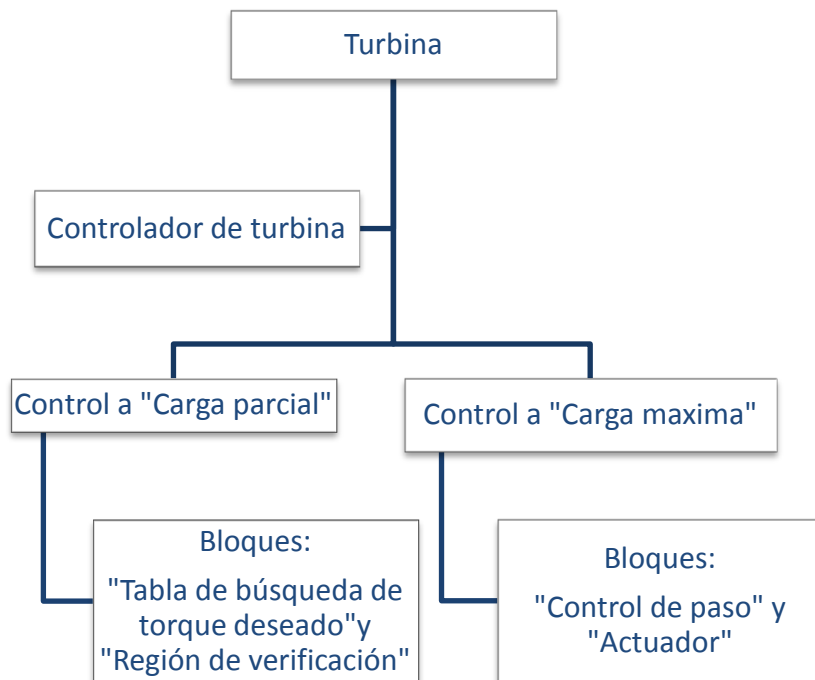


Fig.4.5 Diagrama para visualización de controladores

Es pertinente mencionar que ambas cargas están comunicadas por medio de una señal que habilita el sistema de “control de paso”. Como entrada a ambos controladores se tiene la velocidad filtrada (véase figura 4.4), esta velocidad antes de entrar al bloque de “Región de verificación” pasa por una tabla de búsqueda la cual arroja un torque deseado o de referencia que posteriormente ingresa a dicho bloque y sirve para establecer una “potencia de referencia” la cual será suministrada al generador. De igual manera esta

velocidad filtrada sirve para delimitar la potencia en la primera condicional del control de “carga parcial”.

Como se verá en el apartado 4.3.3.1.1 al cumplirse con alguna o todas las condicionales del bloque “Región de verificación” el sistema mandará una señal que habilite el “control de paso” PI de la turbina el cual obtendrá como resultado un “ángulo de paso de referencia” que es modificado en la pala de la turbina por el “actuador”.

4.3.3.1 Regiones para el torque del generador

El control de la turbina opera en diversas regiones las cuales determinan el comportamiento de la velocidad angular filtrada del generador (descrita en el apartado 4.3.3.3) y el torque del generador como se muestra en la figura 4.6.

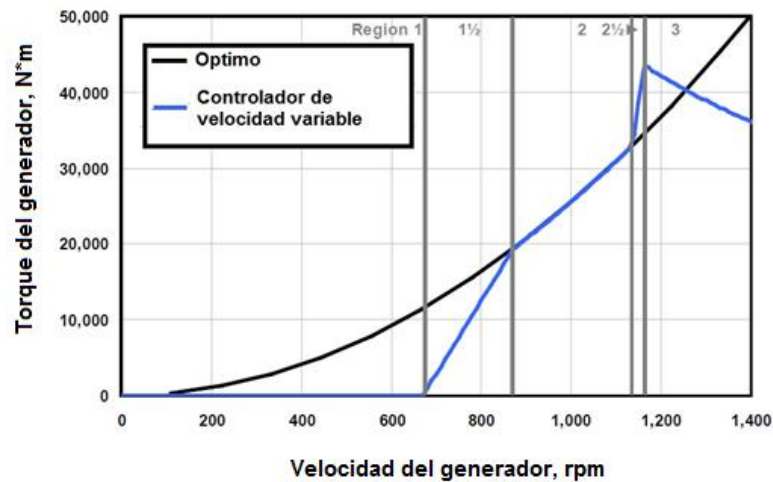


Fig. 4.6 Regiones del controlador para torque en el generador

El torque del generador es calculado como una función tabulada de la velocidad filtrada del generador, incorporando cinco regiones 1, 1 1/2, 2, 2 1/2, y 3. Descritas a continuación.

Región 1 Región de control ubicada antes de la “velocidad de arranque” de viento, donde el torque del generador es cero y ninguna potencia se extrae del viento; en cambio, el viento se utiliza para acelerar el arranque del rotor.

Región 1 1/2 Región de arranque, es una transición lineal entre la región 1 y 2. Esta región es usada para poner un límite inferior a la velocidad del generador y así limitar el rango de velocidad en el que opera la turbina de viento.

Región 2 Región de control para la optimización de potencia extraída. Aquí el torque del generador es proporcional al cuadrado de la velocidad filtrada del generador para mantener constante una óptima relación de punta de velocidad.

Región 2 $1/2$ Es una transición lineal entre las regiones 2 y 3 con una pendiente en el torque. Esta región es típicamente necesaria (en una turbina 5MW) para limitar la velocidad en la punta (y por lo tanto las emisiones de ruido) a potencia nominal.

Región 3 La potencia del generador es mantenida constante de modo que el torque del generador es inversamente proporcional a la velocidad del generador filtrada [23].

4.3.3.2 Definición de carga parcial y carga máxima en el controlador

Las regiones que se han mencionado en el apartado anterior son el resultado del control completo del modelo de la turbina eólica conformado por el control a “Carga parcial” y el control a “Carga máxima”.

El control a “carga parcial” es un control basado en el “torque del generador”. SWF se apoya de una “tabla de búsqueda para el torque del generador” (4.7 en color gris) la cual proporciona un torque deseado o demandado que posteriormente entrará al “bloque de verificación” donde se encuentran tres condicionales y al cumplirse alguna de estas condicionales se manda una señal que habilita el “control de paso” lo cual significa que entra al control a “carga máxima” para después modificar el ángulo de las palas por medio de un “actuador”. En cuanto a “carga máxima” el objetivo principal es controlar la velocidad del rotor mediante el ángulo de paso de las palas en β , y para que esto funcione se requiere del control de “carga parcial” mencionado en el párrafo anterior.

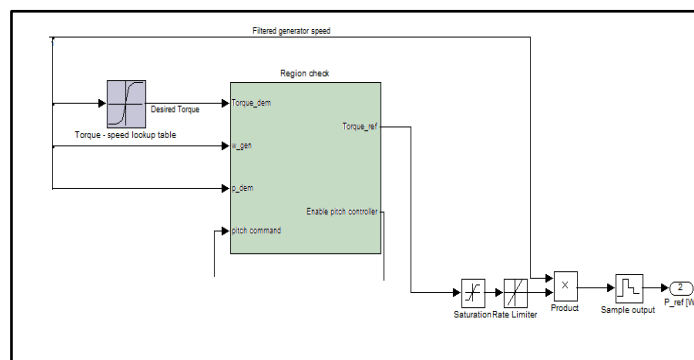


Fig. 4.7 Tabla de búsqueda para el par deseado del generador

4.3.3.2.1 Carga parcial

Conformada por la tabla de búsqueda del torque deseado (explicado en el apartado 4.3.3.1) y el bloque “Región de verificación” tiene como objetivo obtener un torque de referencia y habilitar el controlador de paso en base a señales condicionadas para limitar la potencia, regular la velocidad del generador y regular el ángulo de paso.

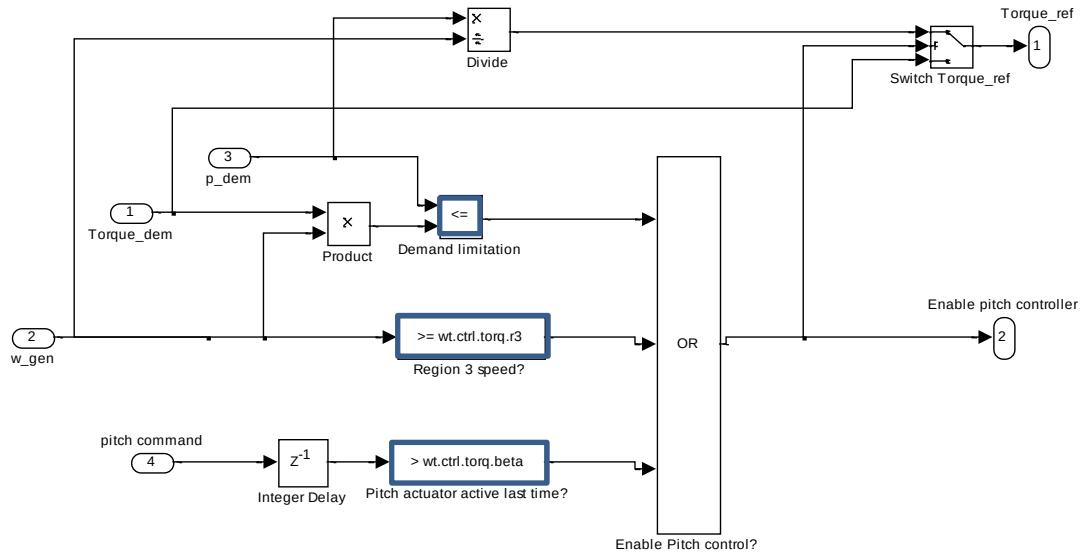


Fig.4.8 Estructura interna de la “región de verificación”

En la figura 4.8 es posible observar tres condicionales que rigen el comportamiento del bloque ya mencionado resaltadas en color azul. Las cuales son: 1) condición para limitar la potencia demandada, 2) condición para regular velocidad del generador y 3) condición para regular el ángulo de paso, posteriormente detalladas.

1) Condición para limitar la potencia demandada:

Para cumplir con esta condición se compara la potencia demandada con la potencia que se está generando en tiempo real la cual llamaremos “potencia del generador” que es el resultado de la multiplicación del torque demandado ($Torque_{dem}$) con la velocidad angular del generador (w_{gen}).

Condición 1: Si la “potencia demandada” es menor o igual a la “potencia del generador” entonces se habilita la señal del control de paso (Fig.4.9).

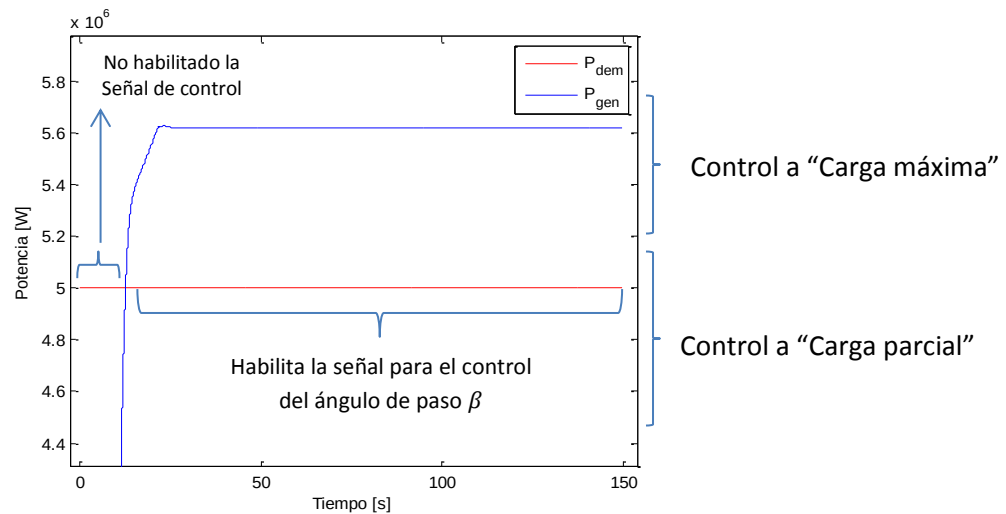


Fig. 4.9 Condición “Demanda limitada”

En la figura 4.9 es posible visualizar el comportamiento de la primera condicional. La “potencia demandada” se mantiene constante en 5MW pero la “potencia del generador” cambia conforme pasa el tiempo. El fin de esta condición es maximizar la potencia del generador por debajo de la potencia demandada.

Es prudente mencionar que el error estacionario entre la “potencia del generador” y la “potencia demandada” es solo parte de la condicional que se trabaja, ya que posteriormente esta “potencia del generador” sirve como guía para obtener la “potencia de referencia” en el controlador de la turbina y suministrarla al generador el cual la convertirá en la “potencia de salida” del modelo. Al momento de considerar la eficiencia del generador de 94.4% las potencias se igualan como se muestra en la figura 5.3 en el capítulo 5, esto debido a que esta eficiencia contrarresta pérdidas de potencia que se han generado en diferentes componentes del sistema.

2) Condición para regular la velocidad del generador:

Esta condición se cumple solo si la velocidad angular del generador filtrada es mayor o igual a la velocidad del generador nominal (rated generator speed), y cuando esto sucede se habilita la señal para el control del ángulo de paso y así poder regular la velocidad angular del generador filtrada (Fig. 4.10).

La figura 4.10 muestra el comportamiento de la segunda condicional. La velocidad angular nominal del generador de 121.6805 rad/s se muestra en color rojo y la velocidad del

generador filtrada en color azul. El objetivo de esta condicional es regular la velocidad del generador filtrada con el fin de mantenerla igual o por debajo de la velocidad nominal.

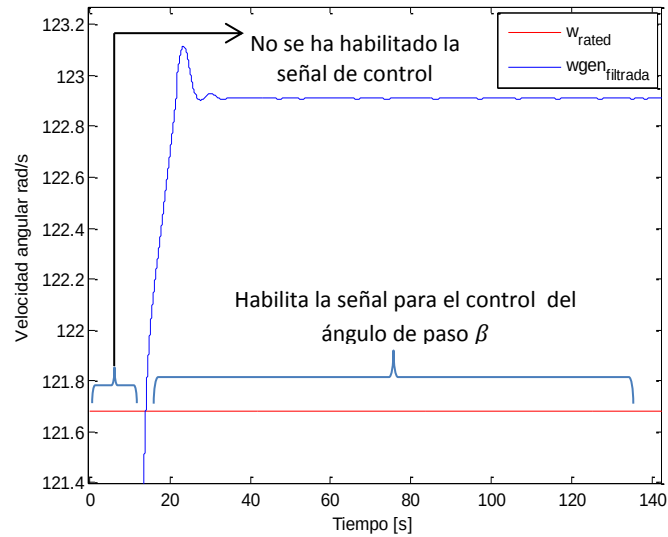


Fig. 4.10 Condición “Regulación de velocidad angular del generador”

3) Condicional para regular el ángulo de paso:

Esta condición se cumple si el ángulo de paso anterior es mayor a “cero”. Al cumplir con esta condición la señal para el control del ángulo de paso es activada, esto ayuda a mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento de todas las velocidades involucradas (Fig. 4.11).

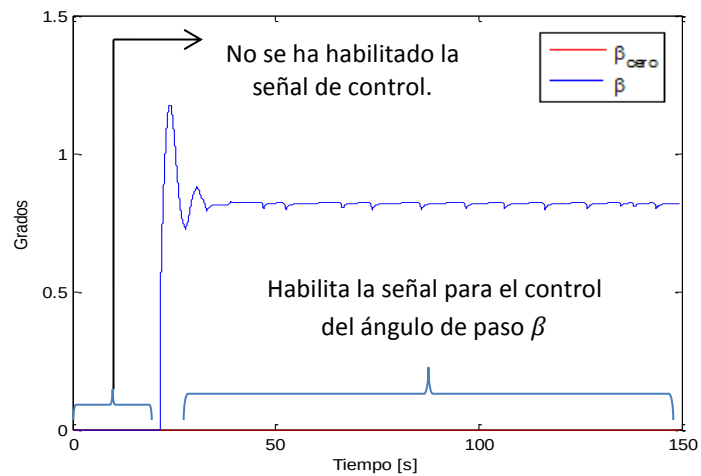


Fig. 4.11 Condición “Regulación del ángulo de paso”

La figura 4.11 muestra el comportamiento de la tercera condicional la cual habilita la señal para el control del ángulo de paso cuando el ángulo que entra a dicha condicional es mayor a cero.

4.3.3.2 .2 Carga máxima

Para que la carga máxima sea posible es necesario el funcionamiento coordinado de los bloques de “carga parcial”, de “control de paso” y del “actuador”.

En la región 3 del torque del generador mencionada en el apartado 4.3.2 los comandos de máximo valor medido, rotor colectivo y ángulo de paso son calculados utilizando ganancias proporcionales-integrales del controlador. Este control se aplica sobre el error resultante de la comparación de la velocidad filtrada del generador y la velocidad nominal del generador (1173.7 rpm) como se muestra en la figura 4.12 en color azul.

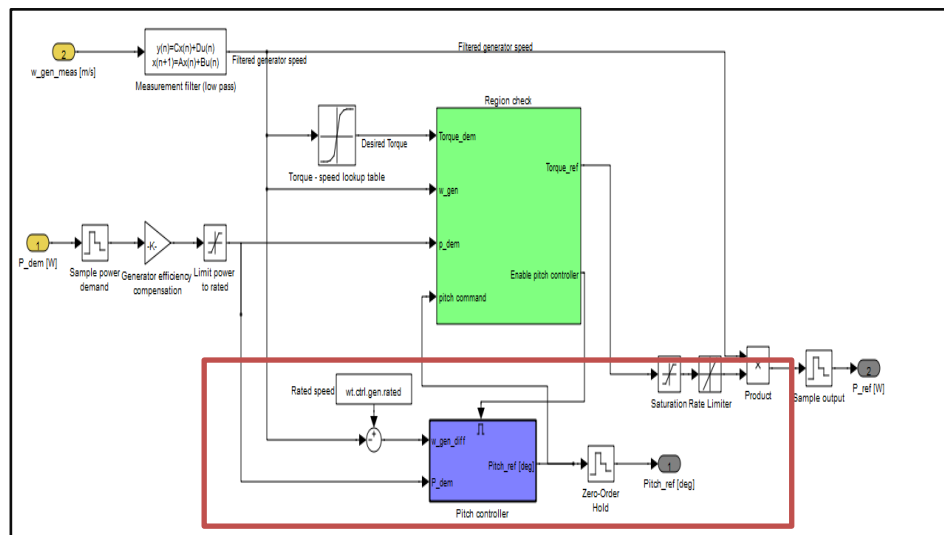


Fig. 4.12 “Pitch controller” o control de paso

La estructura interna del bloque llamado “control de paso” o “Pitch Controller” es posible visualizarse en la fig. 4.13, donde las entradas son el error de velocidad del generador y la potencia demandada. Estas entradas al pasar por las ganancias de dicho control dan como resultado un ángulo de referencia que posteriormente pasará al actuador el cual modificará el ángulo de las palas en el rotor.

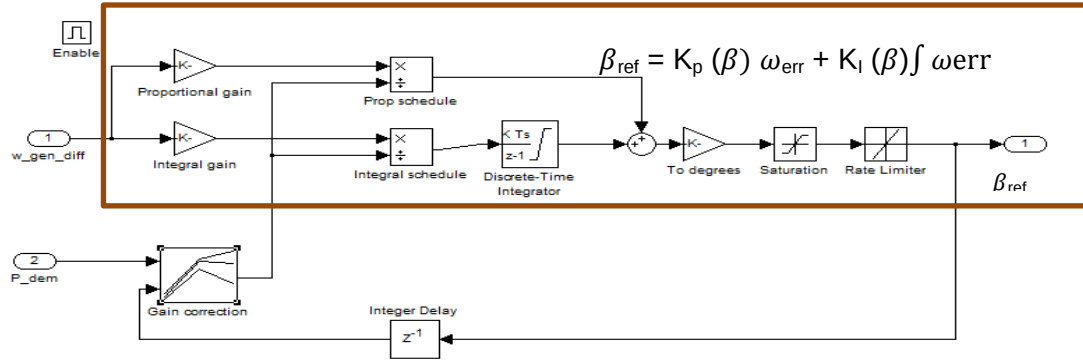


Fig. 4.13 Estructura interna del “control de paso”

Este es un sistema de control simple de un solo grado de libertad (Single-DOF por sus siglas en ingles single-degree-of-freedom) para el modelo de la turbina. Como el objetivo del control de paso es regular la velocidad del generador este grado de libertad es la rotación angular en los ejes de la turbina, y para calcular las ganancias del control es necesario examinar la *ecuación de movimiento de este sistema de un solo grado de libertad* a partir de un diagrama de cuerpo libre del tren de transmisión. La ecuación de movimiento es [23].

$$T_{Aero} - N_{Gear}T_{Gen} = (I_{Rotor} + N_{Gear}^2 I_{Gen}) \frac{d}{dt}(\Omega_0 + \Delta\Omega) = I_{Drivetrain} \Delta\dot{\Omega} \quad (4.3)$$

Dónde:

T_{Aero} = Torque aerodinámico del eje de baja velocidad

T_{Gen} = Torque del generador en el eje de alta velocidad

N_{Gear} = Radio del engrane del eje de alta velocidad a baja velocidad

$I_{Drivetrain}$ = Inercia del tren de potencia unido al eje de baja velocidad

I_{Rotor} = Inercia del rotor

I_{Gen} = Inercia del generador relativa al eje de alta velocidad

Ω_0 = Es la velocidad nominal de rotación del eje de baja velocidad

$\Delta\Omega$ = Son pequeñas perturbaciones en la velocidad de rotación del eje de baja velocidad con respecto a la velocidad nominal.

$\Delta\dot{\Omega}$ = Aceleración rotacional del eje de baja velocidad.

Debido a que el controlador del *torque del generador* mantiene constante la potencia del generador en la región 3, el par llega a ser inversamente proporcional a la velocidad del generador [23] aplicando la siguiente formula:

$$T_{Gen} (N_{Gear}\Omega) = \frac{P_0}{N_{Gear}\Omega} \quad (4.4)$$

Dónde:

P_0 = Potencia mecánica nominal

Ω = Velocidad rotacional del eje de baja velocidad

Del mismo modo, asumiendo alguna *variación insignificante del torque aerodinámico* con la velocidad del rotor, el torque aerodinámico en la región 3 será:

$$T_{Aero}(\theta) = \frac{P(\theta, \Omega_0)}{\Omega_0} \quad (4.5)$$

Dónde:

P = es la potencia mecánica

θ = es el rango de ángulo de paso máximo

Usando una ecuación de expansión en series de Taylor de primer orden, *el torque del generador y el torque aerodinámico* se basan en las ecuaciones 4.4 y 4.5.

$$T_{Gen} \approx \frac{P_0}{N_{Gear}\Omega_0} - \frac{P_0}{N_{Gear}\Omega_0^2} \Delta \Omega \quad (4.6)$$

$$T_{Aero} \approx \frac{P_0}{\Omega_0} + \frac{1}{\Omega_0} \left(\frac{\partial P}{\partial \theta} \right) \Delta \theta, \quad (4.7)$$

Dónde $\Delta \theta$ es una pequeña perturbación de los ángulos de paso con respecto a su punto de operación.

En este control proporcional-integral derivativo (PID), las *perturbaciones de la velocidad del rotor* están relacionadas por medio de la siguiente ecuación.

$$\Delta \theta = K_p N_{Gear} \Delta \Omega + K_I \int_0^t N_{Gear} \Delta \Omega dt + K_D N_{Gear} \Delta \dot{\Omega}, \quad (4.8)$$

Donde K_p, K_I , y K_D son ganancias proporcional, integral y derivativa respectivamente, la derivativa en este caso es nula [23].

Seleccionando $\dot{\varphi} = \Delta \Omega$, combinando las expresiones anteriores y simplificando, la *ecuación de movimiento para el error de velocidad del rotor* será:

$$\underbrace{\left[I_{Drivetrain} + \frac{1}{\Omega_0} \left(-\frac{\partial P}{\partial \theta} \right) N_{Gear} K_D \right]}_{M_\varphi} \ddot{\varphi} + \underbrace{\left[\frac{1}{\Omega_0} \left(-\frac{\partial P}{\partial \theta} \right) N_{Gear} K_p - \frac{P_0}{\Omega_0^2} \right]}_{C_\varphi} \dot{\varphi} + \underbrace{\left[\frac{1}{\Omega_0} \left(-\frac{\partial P}{\partial \theta} \right) N_{Gear} K_I \right]}_{K_\varphi} \varphi = \dot{\varphi} \quad (4.9)$$

Dónde:

M_φ = Inercia efectiva (masa)

C_φ = Amortiguación efectiva

K_φ = Rigidez efectiva

El error idealizado del controlador PID en la velocidad del rotor responderá como un sistema de segundo orden con frecuencia natural, $\omega_{\varphi n}$, y una razón de amortiguamiento, ζ_φ , dadas por:

$$\omega_{\varphi n} = \sqrt{\frac{K_\varphi}{M_\varphi}} \quad (4.10)$$

$$\zeta_\varphi = \frac{C_\varphi}{2\sqrt{K_\varphi M_\varphi}} = \frac{C_\varphi}{2M_\varphi \omega_{\varphi n}} \quad (4.11)$$

En este diseño del controlador de ángulo de paso se recomienda despreciar la ganancia derivativa, ignorando el amortiguamiento negativo del controlador del torque del generador con el objetivo de obtener la respuesta característica correspondiente a los valores de $\omega_{\varphi n} = 0.6$ rad/s y $\zeta_\varphi = 0.6$ a 0.7 aunque la ley simple de ganancias

programables no puede retener los valores de frecuencia natural y amortiguamiento a través de toda la región 3.

Debido a esto se conduce a expresiones directas para elegir ganancias PI apropiadas una vez que la sensibilidad de la potencia aerodinámica para el ángulo de las palas del rotor colectivo, $\partial P / \partial \theta$, sea conocida:

$$K_p = \frac{2I_{Drivetrain}\Omega_0\zeta_\varphi\omega_{\varphi n}}{N_{Gear}\left(-\frac{\partial P}{\partial \theta}\right)} \quad (4.12)$$

$$K_I = \frac{2I_{Drivetrain}\Omega_0\omega_{\varphi n}^2}{N_{Gear}\left(-\frac{\partial P}{\partial \theta}\right)} \quad (4.13)$$

Esta sensibilidad fue calculada por medio de un análisis de linealización realizado por NREL, con un número específico de datos y velocidades de viento uniforme. El análisis de linealización implicó perturbar el rotor colectivo y el ángulo de paso en cada punto de funcionamiento respectivamente, además de medir la variación en la potencia aerodinámica que resultaba de dicha perturbación.

NREL creó un método donde el proceso de linealización invoca a asumir una “estela-congelada”, en el cual las velocidades de estela inducidas son mantenidas constantes mientras que el ángulo de paso es perturbado. Esto da una linealización más precisa.

La figura 4.14 describe la relación de la velocidad del viento con la capacidad de corrección de potencia al mover el ángulo de paso.

Velocidad de viento (m/s)	Velocidad del rotor (rpm)	Angulo de paso (grados)	$\partial P / \partial \theta$ (watt/rad)
11.40 nominal	12.1	0.00	- 28.24E+6
12.0	12.1	3.83	- 43.73E+6
13.0	12.1	6.60	- 51.66E+6
14.0	12.1	8.70	- 58.44E+6
15.0	12.1	10.45	- 64.44E+6
16.0	12.1	12.06	- 70.46E+6
17.0	12.1	13.54	- 76.53E+6
18.0	12.1	14.92	- 83.94E+6
19.0	12.1	16.23	- 90.67E+6
20.0	12.1	17.47	- 94.71E+6
21.0	12.1	18.70	- 99.04E+6
22.0	12.1	19.94	- 105.90E+6
23.0	12.1	21.18	- 114.30E+6
24.0	12.1	22.35	- 120.20E+6
25.0	12.1	23.47	- 125.30E+6

Fig. 4.14 Sensibilidad de la potencia aerodinámica en la pala región 3

Dicha tabla muestra la sensibilidad de la potencia aerodinámica y la variación del ángulo de paso de la pala sobre la Región 3, así que las ganancias constantes en el PI no son adecuadas para el control de velocidad efectiva.

Ejemplo: con una velocidad del viento de 17 m/s el ángulo de paso equivale a los 13.54° grados para mantener la velocidad del rotor constante en 12.1 rpm dando a la pala una posibilidad de reducir 76.53MW por radian en la potencia.

La sensibilidad de paso, varía ligeramente de forma lineal con el ángulo de paso:

$$\frac{\partial P}{\partial \theta} = \left[\frac{\frac{\partial P}{\partial \theta}(\theta = 0)}{\theta_K} \right] \theta + \left[\frac{\partial P}{\partial \theta}(\theta = 0) \right] \quad (4.14-a)$$

$$\frac{1}{\frac{\partial P}{\partial \theta}} = \frac{1}{\frac{\partial P}{\partial \theta}(\theta=0) \left[1 + \frac{\theta}{\theta_K} \right]} \quad (4.14-b)$$

Dónde:

$\frac{\partial P}{\partial \theta}(\theta = 0)$: Es la sensibilidad del paso nominal

θ_K = Es el ángulo de paso de la pala donde la sensibilidad se duplica respecto a su valor en el punto de operación nominal: Esto es,

$$\frac{\partial P}{\partial \theta}(\theta = \theta_K) = 2 \frac{\partial P}{\partial \theta}(\theta = 0) \quad (4.15)$$

Al lado derecho de la ecuación 4.14-a es posible observar el primero y segundo término entre corchetes, los cuales representan la pendiente y la intersección de la línea de mejor ajuste respectivamente.

La relación lineal entre la sensibilidad de paso y la sensibilidad del ángulo de paso de la pala presenta una técnica para implementar la ganancia programada basada en el ángulo de paso, es decir:

$$K_p(\theta) = \frac{2I_{Drivetrain}\Omega_0\zeta_\phi\omega_{\phi n}}{N_{Gear} \left[-\frac{\partial P}{\partial \theta}(\theta=0) \right]} GK(\theta) \quad (4.16)$$

$$K_I(\theta) = \frac{I_{Drivetrain}\Omega_0\omega_{\phi n}^2}{N_{Gear} \left[-\frac{\partial P}{\partial \theta}(\theta=0) \right]} GK(\theta) \quad (4.17)$$

Dónde:

$GK(\theta)$ = Es el factor de corrección de ganancias sin dimensiones, el cual es dependiente del ángulo de paso.

$$GK(\theta) = \frac{1}{1 + \frac{\theta}{\theta_K}} \quad (4.18)$$

Para poder aplicar el factor de corrección de ganancias se utiliza el ángulo de paso de la etapa anterior. La figura 4.15 muestra el comportamiento de las ganancias y del factor de corrección.

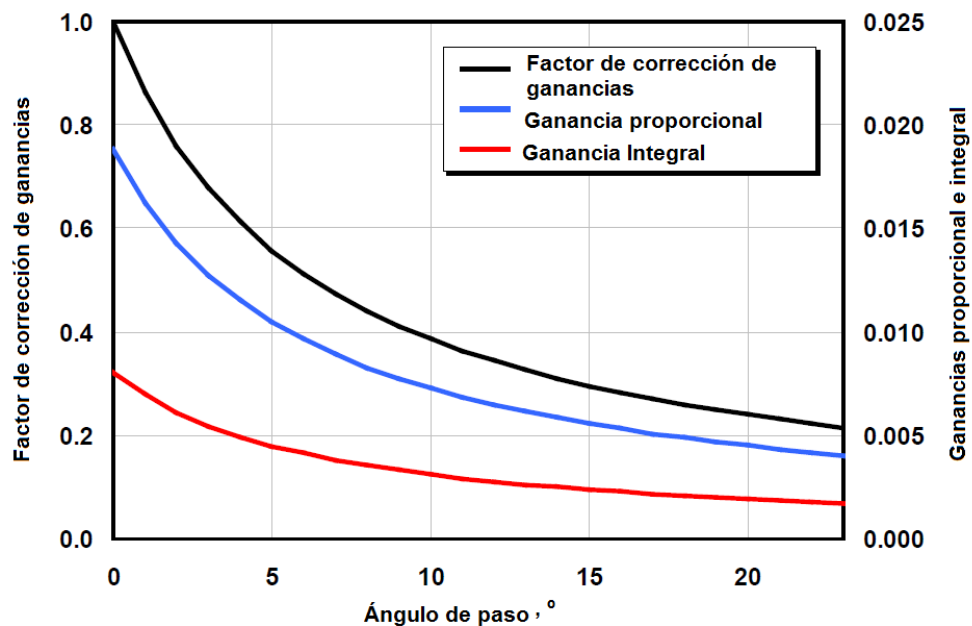


Fig. 4.15 Ley de ganancia programada para control de paso

Se ha utilizado el límite superior del coeficiente de amortiguamiento de 0.7 para compensar el amortiguamiento negativo del controlador del torque del generador en el término K_p .

4.3.3.2.3 Filtro de velocidad

Para la “carga parcial” y “carga máxima” mencionadas anteriormente se utiliza la velocidad del generador filtrada como entrada de retroalimentación. El filtro de paso bajo y el amortiguamiento exponencial son usados para eliminar las componentes de alta frecuencia de excitación del sistema de control.

Para este filtro se tiene:

$$y[n] = (1 - \alpha)u[n] + \alpha y[n - 1] \quad (4.19)$$

$$\alpha = e^{-2\pi T_s f_c} \quad (4.20)$$

Dónde:

y = Velocidad filtrada del generador

u = Velocidad del generador sin filtrar

α = Coeficiente de filtrado de paso bajo

n = Contador de tiempo discreto

T_s = Tiempo discreto, y

f_c = Frecuencia de esquina o frecuencia de corte.

Las ecuaciones recurrentes del filtro resultan en:

$$x[n] = y[n - 1] \quad (4.21a)$$

$$x[n + 1] = y[n] \quad (4.21b)$$

Se puede derivar una representación de espacio de tiempo discreto de este filtro como sigue:

$$\begin{aligned} x[n + 1] &= A_d x[n] + B_d u[n] \\ y[n] &= C_d x[n] + D_d u[n] \end{aligned} \quad (4.22)$$

Dónde:

$A_d = \alpha$ (*alfa*) es la matriz de estado de tiempo discreto,

$B_d = 1 - \alpha$ es la matriz de entrada en el tiempo discreto,

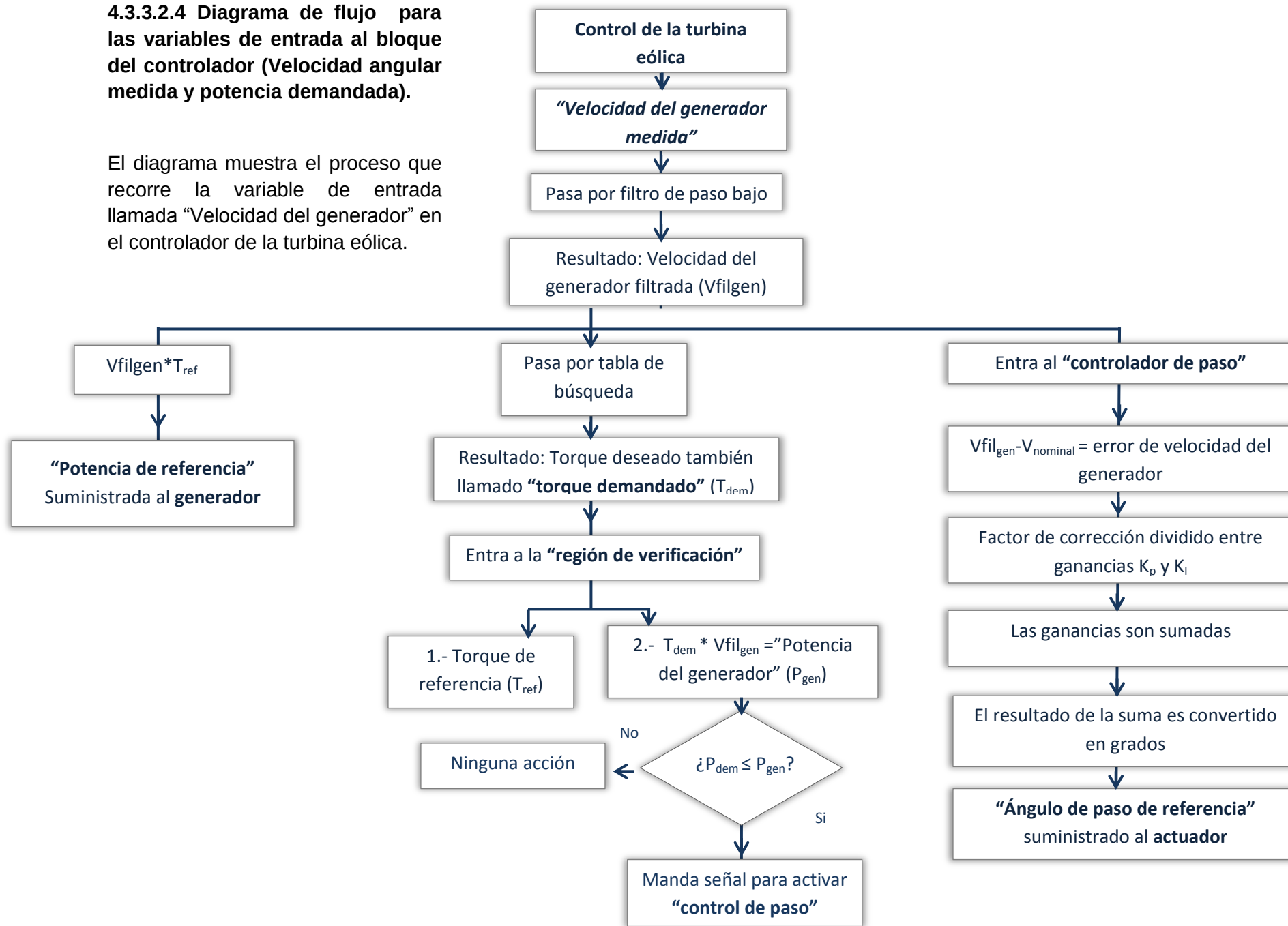
$C_d = \alpha$ es la matriz de estado de salida

$D_d = 1 - \alpha$ es la matriz de transmision de tiempo discreto.

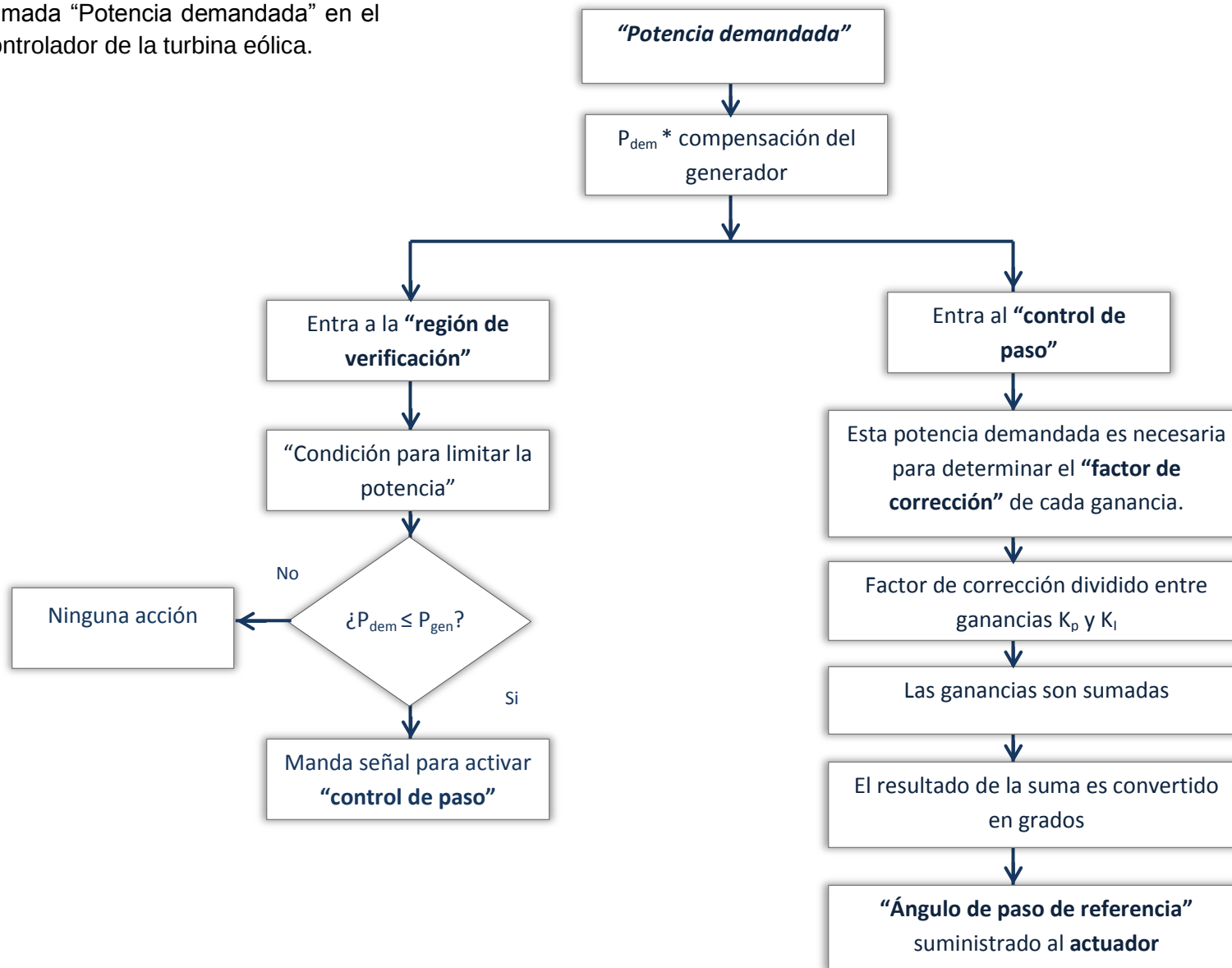
El espacio de estados que se representa en la ecuación 4.22 es usada para convertir el filtro en otras ecuaciones, tales como función de transferencia o respuesta de frecuencia.

4.3.3.2.4 Diagrama de flujo para las variables de entrada al bloque del controlador (Velocidad angular medida y potencia demandada).

El diagrama muestra el proceso que recorre la variable de entrada llamada "Velocidad del generador" en el controlador de la turbina eólica.



El diagrama muestra el proceso que recorre la variable de entrada llamada "Potencia demandada" en el controlador de la turbina eólica.



Nomenclatura de diagramas de flujo

- $V_{fil_{gen}}$: Velocidad filtrada de generador
- T_{ref} : Torque de referencia
- T_{dem} : Torque deseado
- K_p : Ganancia proporcional
- K_i : Ganancia integral
- K_{gen} : Eficiencia del generador
- P_{gen} : Potencia del generador
- $V_{nominal}$: Velocidad nominal del generador

4.3.2 Actuador de paso

El sistema de control de paso en una turbina eólica verifica la velocidad angular del generador varias veces por segundo, cuando la velocidad de salida cruza los límites establecidos por el sistema, se manda una señal de accionamiento al actuador o mecanismo de paso (Fig.4.16) el cual modifica las palas del rotor fuera del viento (para disminuirlo) o hacia el viento (para aumentarlo) en un rango de 0° a 90° grados donde 0° es hacia el viento y 90° fuera del viento. Este dispositivo debe ser capaz de modificar el ángulo de paso en una fracción de grado por segundo cada que el viento cambie, además de cumplir las siguientes funciones:

- 1.- Apoyarse de un actuador para el control de potencia y velocidad de la turbina eólica cuando el viento supera los valores establecidos del aerogenerador.
- 2.- Apoyarse del actuador para el sistema de frenado de la turbina eólica

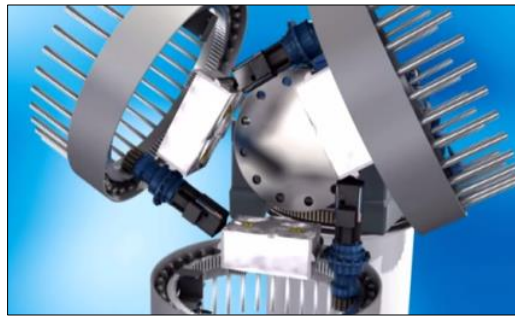


Fig. 4.16 Actuador de paso de una turbina

Para que las turbinas de viento puedan ajustar el ángulo de paso β de la pala se utiliza un actuador o servomecanismo. Existen dos tipos de actuadores (hidráulico y eléctrico) en este caso es utilizado el mecanismo hidráulico. Este tipo de actuador se encuentra alojado en el buje, y es el encargado de transformar la energía hidráulica o eléctrica en el movimiento de la pala. Este recibe la orden del controlador de la turbina y en función a ella se ejecuta el movimiento de las palas. Si la pala es girada, el ángulo de ataque α en consecuencia es cambiado, y aunque se tengan altas velocidades de viento la potencia mecánica será mantenida a nivel nominal por el ajuste de paso de las palas.

A causa de la forma aerodinámica de la pala en el aerogenerador se obtiene diferentes ángulos, de los cuales se consideran significativos el ángulo de paso y el ángulo de ataque que por definición son:

Ángulo de paso β , es el ángulo entre “la línea de la cuerda” de la pala y el plano de rotación. La “línea de la cuerda” es una línea recta que conecta los bordes inicial y final del perfil aerodinámico de la pala, y el “plano de rotación” es el plano en el cual las palas pueden girar.

Ángulo de ataque α , es el ángulo entre la “línea de la cuerda” de la pala y la dirección de la velocidad relativa o efectiva del viento.

La figura 4.17 muestra los ángulos antes mencionados.

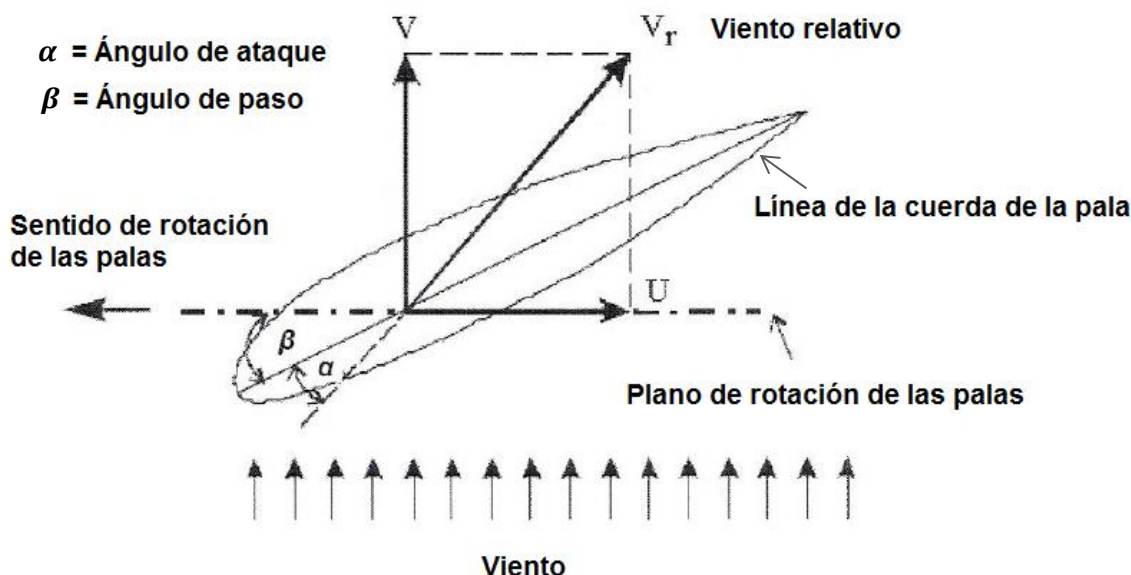


Fig. 4.17 Ángulos en la pala de una turbina

Para que sea posible el giro de las palas es necesario que exista sustentación esto implica una presión más baja en la superficie superior del ala que en la parte inferior, esta diferencia de presiones “empuja” verticalmente a la estructura de la pala manteniendo el giro del rotor.

El ángulo de ataque es necesario para obtener la sustentación, por lo tanto a mayor ángulo de ataque mayor sustentación. La sustentación es la fuerza generada sobre un cuerpo que se desplaza a través de un flujo (en este caso el aire) en dirección perpendicular a la velocidad de la corriente. Para que exista la sustentación se requiere la

velocidad del viento relativo y la variación del ángulo de ataque de las palas. La relación entre el ángulo de ataque y el ángulo de paso es inversamente proporcional, cuando el ángulo de ataque disminuye, el ángulo de paso aumenta y a la inversa. Al aumenta el viento por encima de la velocidad nominal, el ángulo de ataque disminuye, y cuando la velocidad de viento disminuye el ángulo de ataque aumenta.

Para el *Toolbox* SWF se utiliza un actuador de segundo orden que tiene como entradas el valor de referencia para el ángulo de paso β_{ref} , y el ángulo de paso medido por el sensor β_{meas} , y como salida obtenemos el ángulo de cabeceo final β . Este bloque llamado “actuador” está constituido por dos sub-bloques, el primero llamado “controlador de paso del actuador” y el segundo “sistema de paso”, los cuales se muestran en la figura 4.18.

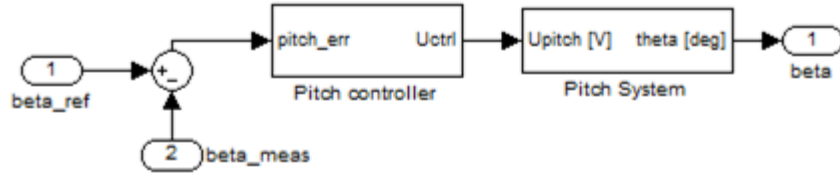


Fig. 4.18 Estructura interna del actuador de paso en el simulador

El sistema está basado en las siguientes ecuaciones:

$$\ddot{\beta} = \frac{1}{\tau_{\beta}} (U_{\beta}^{\lambda} - \dot{\beta}) \quad (4.23)$$

$$U_{\beta} = K_{\beta} (\beta_{ref} - \beta_{meas}) \quad (4.24)$$

A partir de la ecuación 4.23 y bajo la suposición de que las condiciones iniciales son nulas se obtienen las siguientes ecuaciones en el dominio de Laplace la cual se utiliza en el sub-bloque del actuador como constante de tiempo hidráulico.

$$\ddot{\beta} = \frac{1}{\tau_{\beta}} (u_{\beta} - \dot{\beta})$$

$$s^2 \beta = \frac{1}{\tau_{\beta}} (u_{\beta}^{\lambda} - \beta s)$$

$$\tau_{\beta} * s^2 * \beta + \beta s = u_{\beta}^{\lambda}$$

$$s\beta(\tau_{\beta} * s + 1) = u_{\beta}^{\lambda}$$

$$\frac{\beta}{u_{\beta}^{\lambda}} = \frac{1}{s(\tau_{\beta} * s + 1)}$$

Dónde:

- τ_β = Constante de tiempo
- u_β = Señal de entrada
- u_β^λ = Señal de entrada con retraso

La figura 4.19 muestra la estructura interna del sub-bloque “controlador de paso del actuador” el cual se rige bajo la ecuación 4.24 donde K_β es una constante del regulador. Este sub-bloque es el primero de dos y tiene como entrada el error del ángulo de paso ($\beta_{ref} - \beta_{meas}$) y como salida la señal u_β .

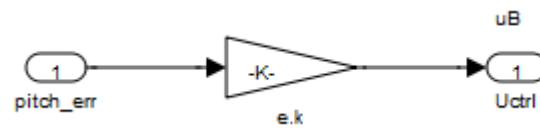


Fig.4.19 Controlador de paso del actuador (bloque interno)

La señal generada en la figura 4.19 es ahora la entrada para el “sistema de paso” (Fig.4.20) segundo sub-bloque, al cual se le aplica un retraso de tiempo específico de 0.0500 segundos que posteriormente pasa por la función de transferencia del sistema hidráulico y así obtiene una respuesta temporal, esta respuesta dará como resultado una señal de entrada con retraso u_β^λ y posteriormente el ángulo de paso final. El bloque del retraso hidráulico tiene como función evitar que se establezca un bucle algebraico en el bloque del controlador de paso de la turbina. Dicho bucle algebraico se establece debido a que el controlador PI cambia las constantes en función del ángulo de paso y necesita tener una lectura del ángulo; una señal de entrada es a la vez una señal de salida. Para conseguir evitar el bucle algebraico se retrasa el ángulo de paso 0.0500 segundos. De esta manera se consigue que una señal de entrada no sea una señal de salida en el mismo bloque y el valor de tiempo de retraso es tan pequeño que no influye en el comportamiento del sistema.

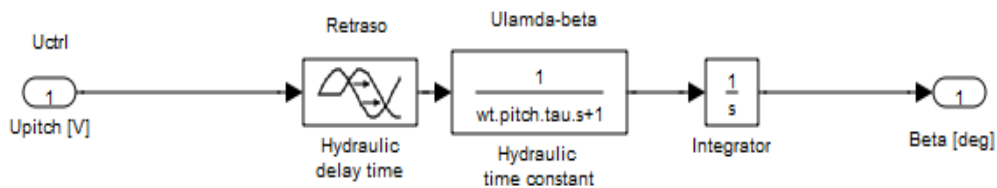
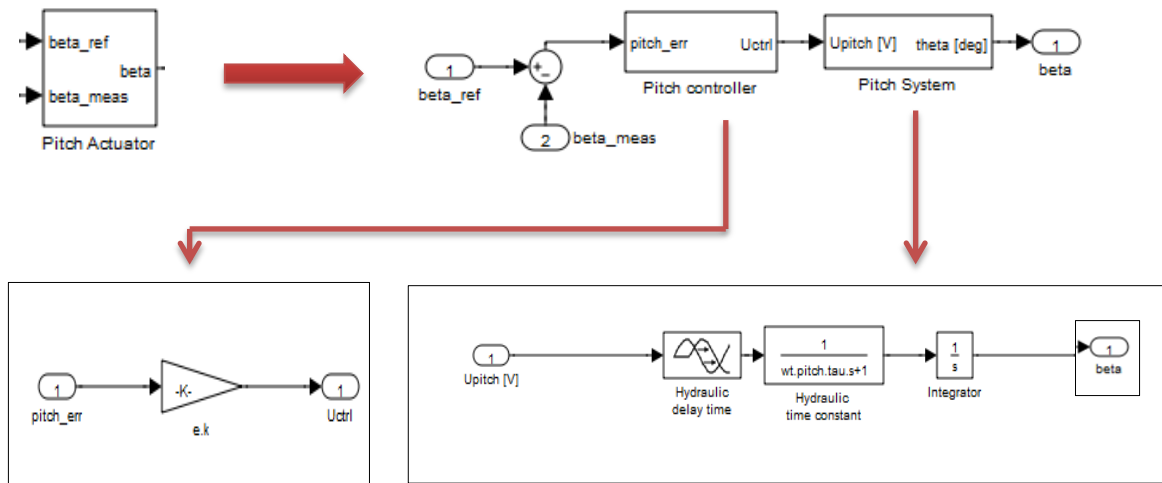


Fig. 4.20 Estructura del segundo sub-bloque del actuador.

El ángulo final del actuador es suministrado a la aerodinámica de la turbina para ser modificado conforme las necesidades del sistema y a los sensores.

4.3.2.1 Identificación de ecuaciones en el actuador de paso

En la figura 4.21 se muestran las ecuaciones 4.23 y 4.24 las cuales darán como resultado el ángulo de paso final que entrará al sistema eólico. El proceso ya fue descrito en el apartado anterior.



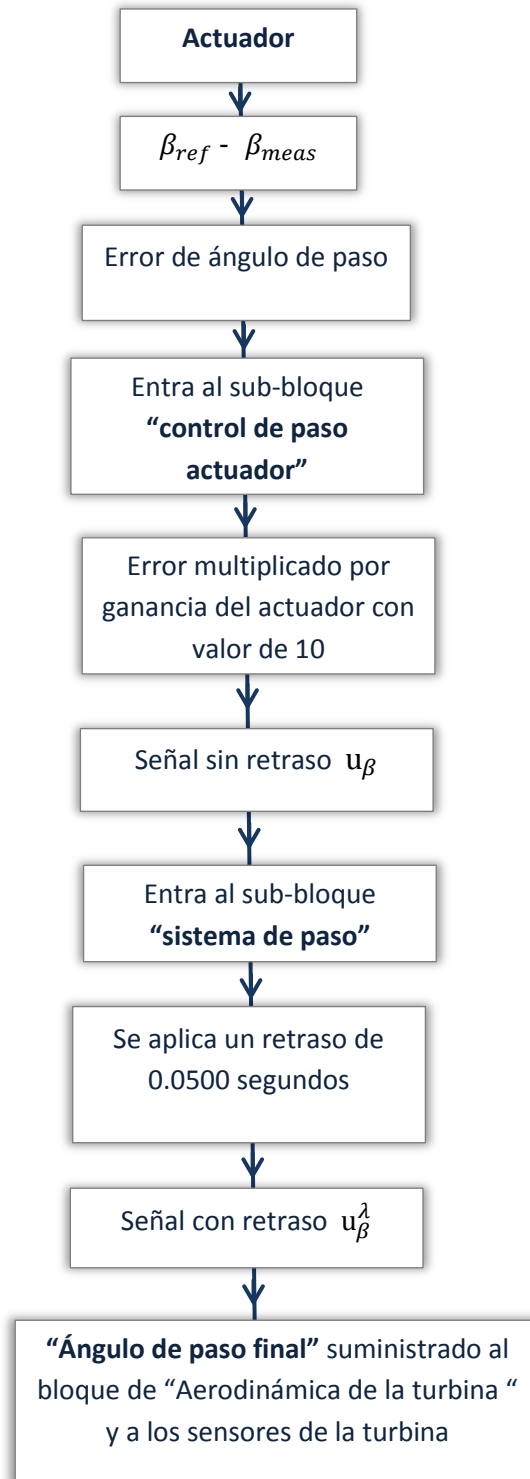
$$U_{\beta} = K_{\beta}(\beta_{ref} - \beta_{meas})$$

$$\ddot{\beta} = \frac{1}{\tau_{\beta}} (U_{\beta}^{\lambda} - \dot{\beta})$$

Fig. 4.21 Ecuaciones identificadas dentro del actuador de paso

4.3.2.2 Diagrama de flujo para las variables de entrada al bloque del actuador (Ángulo de paso de referencia y ángulo de paso medido por el sensor)

El diagrama 4.3 muestra el proceso que recorren las variables de entrada llamadas “ángulo de paso de referencia” y “ángulo de paso medido” en el actuador.



4.3.3 Aerodinámica de la turbina

La aplicación principal de las turbinas eólicas es la de extraer la energía del viento, por lo tanto, la aerodinámica es un aspecto muy importante para las turbinas eólicas.

El sistema aerodinámico de la turbina se encuentra en el rotor, es decir, en las palas, el buje y la nariz de la turbina. Este rotor reduce la velocidad del viento y al mismo tiempo transforma la energía cinética absorbida del aire en potencia mecánica. No es posible extraer toda la energía cinética del viento, debido a que esto significaría que el aire no se movería detrás de la turbina, solo extrae una fracción de la potencia de viento denominada coeficiente de potencia C_p . La figura 4.22 muestra la expansión del aire para la aerodinámica de la turbina además de representar la caída de presión del viento después del rotor.

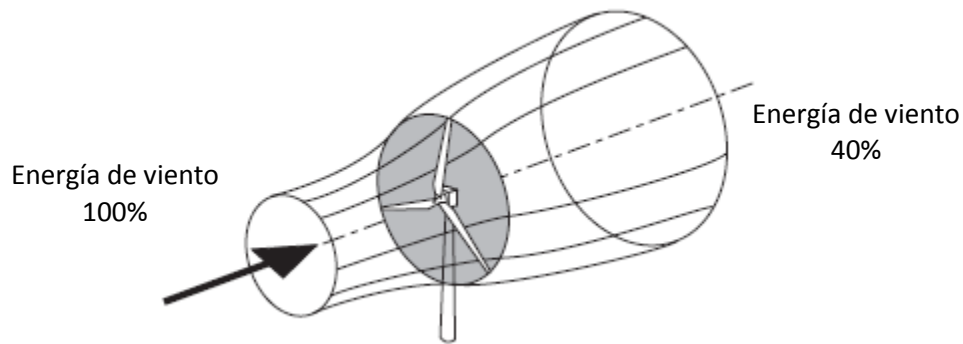


Fig.4.22 Expansión del aire para la aerodinámica de la turbina

El bloque aerodinámico del modelo de la turbina de NREL de 5MW (Fig. 4.23) representa el fenómeno físico de conversión de energía eólica a mecánica y está sujeta a las siguientes ecuaciones [1]:

$$M_{rot} = \frac{1}{2} v_{rot}^3 \rho A C_p(\lambda, \beta) \Omega^{-1} \quad (4.25)$$

$$F_{tow} = \frac{1}{2} v_{rot}^2 \rho A C_T(\lambda, \beta) \quad (4.26)$$

Dónde:

- ρ = Densidad del aire
- A = Área del disco del rotor
- C_p = Coeficiente de potencia
- C_T = Coeficiente de empuje
- $\lambda = \frac{R\omega}{V_{rot}}$ = Velocidad específica

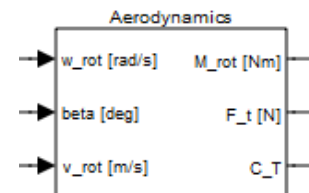


Fig. 4.23 Bloque aerodinámico

- M_{rot} = Torque del rotor
- F_{tow} = Empuje de la torre

La expresión para $C_p(\lambda, \beta)$ es la parte de la energía eólica extraíble y C_T caracteriza el empuje sobre la turbina, en este modelo C_p y C_T son obtenidas a través de tablas de búsqueda derivadas de la geometría de las palas, de la velocidad específica λ ($\lambda = \frac{R\omega}{v_{rot}}$) y del ángulo de paso. La velocidad específica TSR (Tip-Speed-Ratio relación de la velocidad periférica de la punta de la pala y la velocidad axial del viento que incide sobre el rotor) es un término que sustituye el número de revoluciones por minuto n del rotor; y sirve para comparar el funcionamiento de diferentes máquinas eólicas. Los parámetros son: ρ que es la densidad del aire y “A” el área del disco del rotor [1].

La velocidad de viento a través de una turbina es menor a la velocidad de viento sin perturbar debido a la diferencia de potencia extraíble. El cambio en dicha potencia afecta el ángulo de paso, donde se requiere de un tiempo determinado para que se alcance un nuevo valor de velocidad en estado estacionario debido a la inercia del aire.

4.3.3.1 Identificación de ecuaciones en el bloque aerodinámico.

El bloque aerodinámico cuenta con las siguientes entradas y salidas.

Entradas:

- ω_{rot} (Ω) [rad/s]: Velocidad angular del rotor
- β [deg] : Ángulo de paso
- v_{rot} [m/s]: Velocidad lineal del viento sobre el rotor

Salidas:

- M_{rot} (M_{shaft}) [Nm] : Fuerza de torsión del rotor
- F_t (F_{tow}) [N]: Empuje de la torre
- C_T : Coeficiente de empuje

Este bloque trabaja en base a las ecuaciones 4.25 y 4.26 la Fig. 4.24 muestra la ubicación de cada ecuación en dicho bloque, y la Fig. 4.25 las tablas de búsqueda para los coeficientes C_p y C_T .

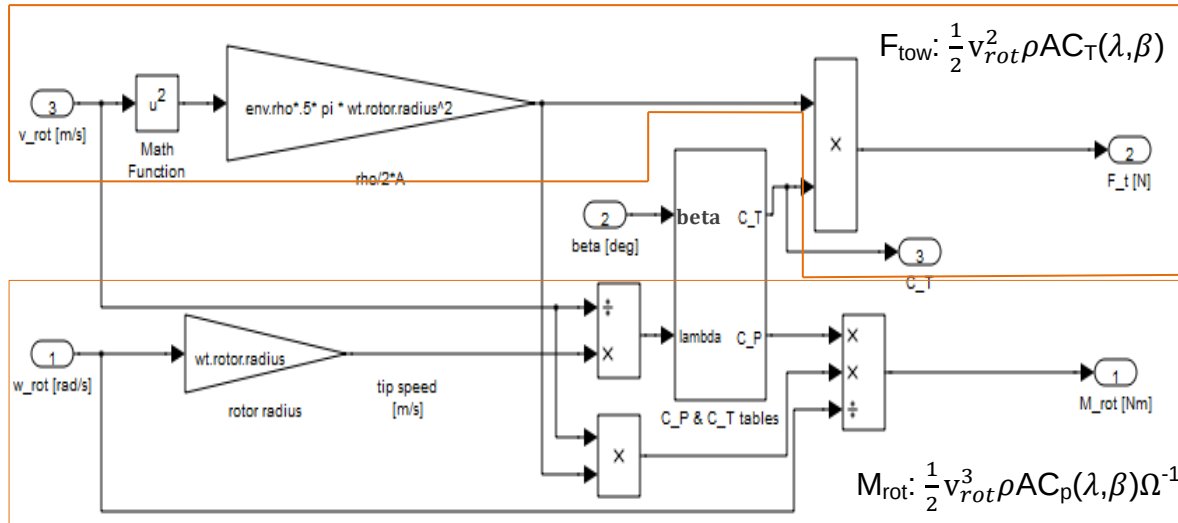


Fig.4.24 Ecuaciones identificadas en el bloque aerodinámico

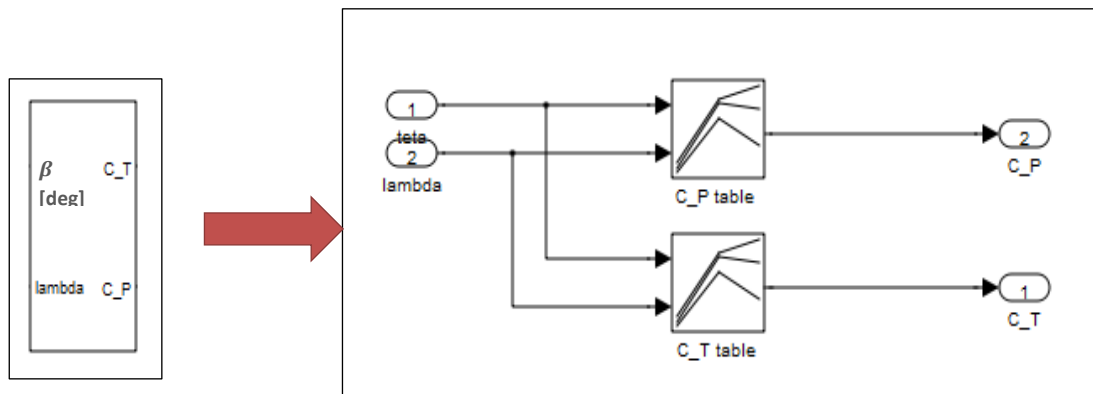
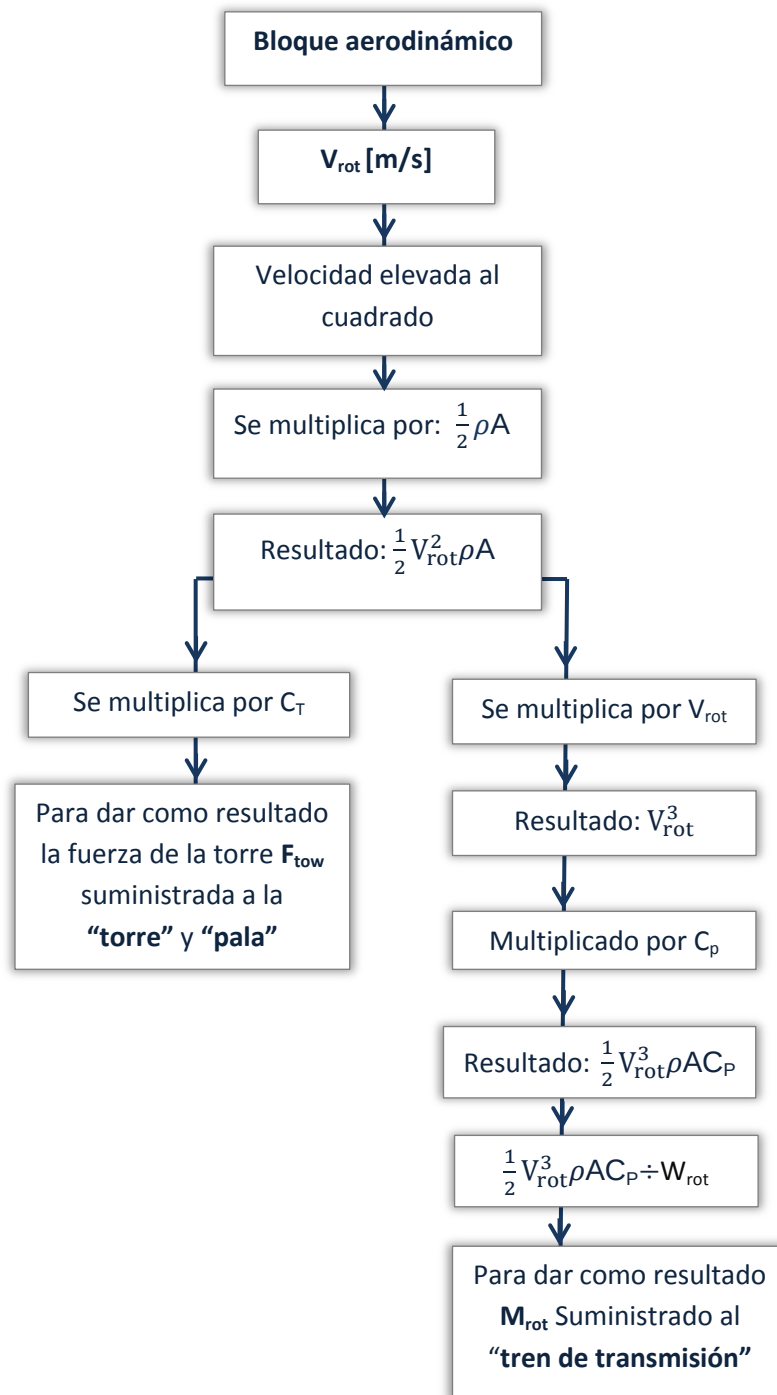
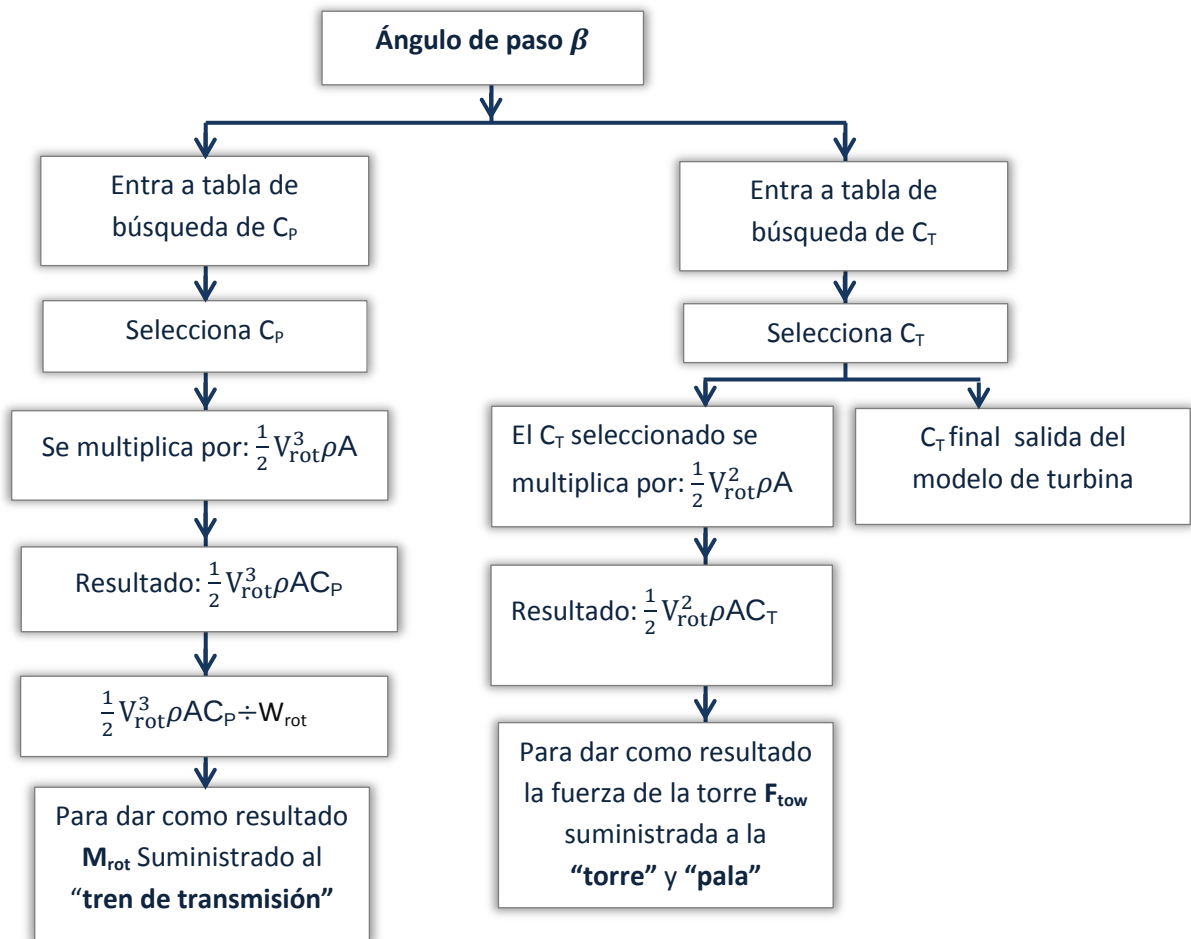


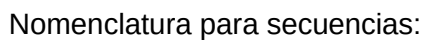
Fig. 4.25 Tablas de búsqueda para C_p y C_T

4.3.3.2 Diagramas de flujo para las variables de entrada al bloque del actuador (Velocidad angular del rotor, Ángulo de paso y Velocidad lineal del rotor).

Los diagramas del bloque aerodinámico en SWF muestran el proceso por el cual pasan las variables de entrada (W_{rot} , β y V_{rot}) y las de salida (M_{rot} , C_T , β_{meas} y F_{tow}), además es posible visualizar el origen de esas variables entrantes y el destino de las mismas.







- ρ densidad del aire
- A área del rotor
- V_{rot} Velocidad del rotor
- C_p Coeficiente de potencia
- W_{rot} Velocidad angular del rotor
- M_{rot} Torque del rotor
- r Radio del rotor
- $\text{Tip}_{\text{speed}}$ Velocidad del punta

4.3.4 Deflexión en la torre

Hasta ahora se ha descrito el “controlador de la turbina eólica”, el “actuador de paso” y el “bloque aerodinámico”, a continuación se describirá el bloque que lleva por nombre “torre”.

La torre de una turbina eólica es construida no solo para soportar el peso de la góndola y las palas del rotor, sino también debe absorber las cargas causadas por la variación del viento, por una parte la carga ejercida contra la torre de forma directa, y por otra parte, la carga transferida desde el rotor. Estas cargas de empuje, conducen a un gran momento de flexión en la base de la torre provocando que la torre se balancee y doble.

La altura es una de las características más importantes en el diseño de la torre de un aerogenerador debido a que el viento aumenta conforme la góndola se aleja del nivel del suelo y en consecuencia las cargas de empuje también. Por lo tanto después de la altura la segunda característica importante es la rigidez, la torre de la turbina eólica debe presentar una rigidez suficiente para soportar las cargas de empuje transmitidas por el rotor eólico, y por supuesto, las cargas que ejerce el viento a lo largo de la torre. Dichas cargas hacen que la torre sufra oscilaciones las cuales deben ser reducidas por medio del controlador, un mal diseño del controlador podría causar la amplificación de las oscilaciones de la torre y eventualmente conducir a un desplome [24].

De igual manera es importante conocer el efecto que causa la llamada “sombra de la torre” en la velocidad del viento, cuando una pala está alejada de la torre, la velocidad del viento no es alterada por la presencia de la misma, sin embargo, al aproximarse a la torre el viento sobre la pala aumenta levemente y luego se reduce bruscamente. El efecto “sombra de la torre” es especialmente severo en turbinas con rotor a sotavento, pues la velocidad del viento puede experimentar fluctuaciones de energía y de ruido por las palas e incluso anularse detrás de la estructura. Es importante mencionar que para el bloque utilizado en SWF no es considerado este efecto.

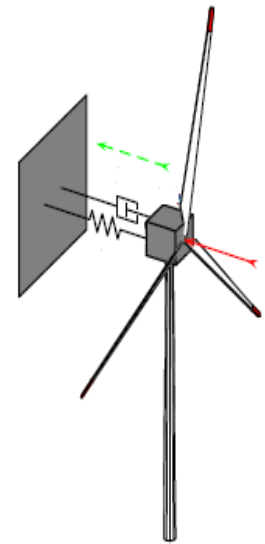


Fig. 4.26 Fuerzas sobre la torre

El bloque de la deflexión en la torre, z , es modelado como un sistema de resorte-amortiguador a diferencia del actuador que usa un sistema de segundo orden. Este sistema de resorte amortiguador está ligado al movimiento de la masa unida a la torre a través de la elasticidad y del amortiguamiento, esto implica deflexión en la torre la cual se trabaja por medio de la ecuación 4.27 y el espacio de estados de la torre en el bloque de en la figura 4.35.

Este sistema cuenta con una constante de elasticidad K_{tow} y amortiguamiento B_{tow} [1]:

Entrada:

- F_{tow} [N]: Fuerza de empuje de la torre

Salidas:

- v_{nac} [m/s]: Velocidad lineal sobre la góndola
- M_{tow} [Nm]: Torque o par de la torre

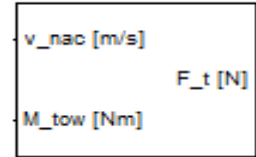


Fig. 4.27 Bloque de la torre

Fuerzas que interactúen en la torre:

- F_{tow} : Fuerza de empuje sobre la torre
- $k_{tow}z$: Fuerza elástica
- $B_{tow}\dot{z}$: Fuerza de fricción (amortiguamiento)
- $\ddot{z}$: Fuerza resultante (2 ley de newton)

Realizando sumatoria de fuerzas en la torre se obtiene:

$$\ddot{z} = \frac{1}{m_{tow}} (F_{tow} - k_{tow}z - B_{tow}\dot{z}) \quad (4.27)$$

Dónde:

- m_{tow} : [kg]: masa de la torre
- z : Desplazamiento de la góndola
- $\dot{z} = v_{nac}$ [m/s]: Velocidad del viento sobre la góndola

Se tiene un modelo de espacio de estados de la torre, el cual viene dado por las siguientes ecuaciones:

$$\dot{x} = Ax + Bu$$

$$y = Cx + Du$$

Dónde:

- $X=[x_1 \ x_2]^T = [z \ \dot{z}]^T$ Es el vector de estados
- $Y= [\dot{z} \ m_{tow} * \ddot{z}]^T$ Es el vector de salidas
- $u= F_{tow} [N]$ Es el vector de entradas o de control

La tabla 4.3.4 muestra el modelo matemático del sistema físico de la torre mediante un conjunto de entradas, salidas y variables de estado relacionadas por la ecuación diferencial matricial que también es posible observar en dicha tabla.

Tabla 4.2 Espacio de estados de la torre

A=	$\begin{bmatrix} \frac{-\beta_{tow}}{m_{tow}} & \frac{-k_{tow}}{m_{tow}} \\ 1 & 0 \end{bmatrix}$	Matriz de estado
B=	$\begin{bmatrix} 1 \\ \frac{m_{tow}}{0} \end{bmatrix}$	Matriz de entradas
C=	$\begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & -k_{tow} \end{bmatrix}$	Matriz de salidas
D=	$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}$	Matriz

En la Fig. 4.36 el bloque llamado “Torre 1” es apreciado de manera interna. En este sub-bloque es donde se realiza el espacio de estados de la torre. Como entrada se tiene la fuerza de empuje en Newton, y como salidas se obtiene la velocidad lineal sobre la góndola y una nueva fuerza de empuje, esta nueva fuerza de empuje se multiplicará por la altura de la torre para dar como resultado el momento de torsión de la torre o torque.

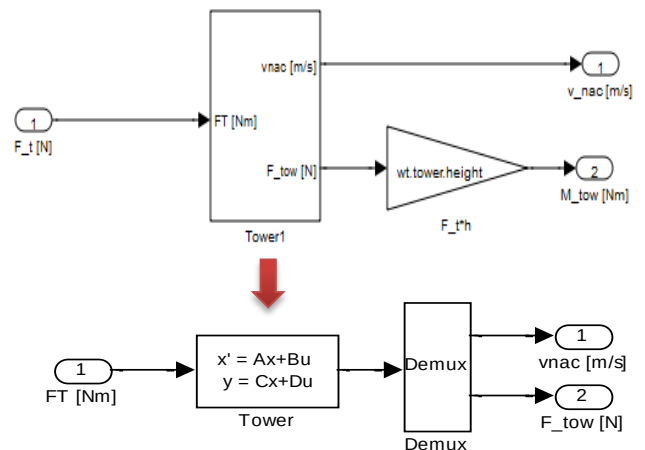


Fig. 4.28 Estructura interna del bloque “Torre”

4.3.4.1 Diagrama de flujo para la variable de entrada al bloque de la torre (Fuerza de empuje).

El diagrama 4.7 muestra el diagrama de flujo para la variable de entrada (F_{tow}) y las salidas (V_{nac} y M_{tow}),

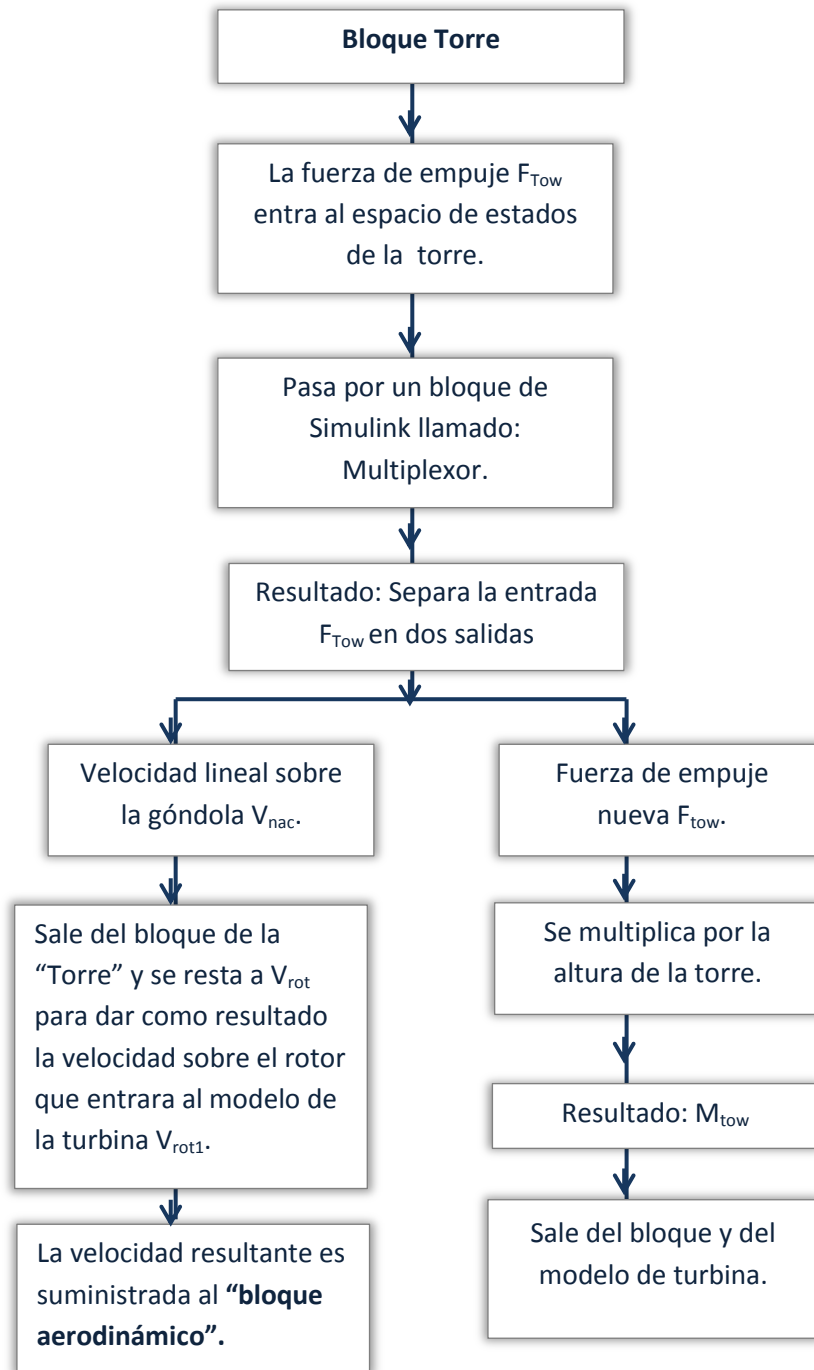


Diagrama 4.7 para la variable "Fuerza sobre la torre"

4.3.5 Tren de transmisión

La potencia que se genera en el rotor de la turbina eólica es transmitida hacia el generador a través del “tren de potencia” o “tren de transmisión”, es decir a través del eje principal de baja velocidad, la caja multiplicadora y el eje secundario de alta velocidad como se muestra en la figura 4.29.

Todo empieza cuando la diferencia de presiones en el aire hace que las palas comiencen a moverse y provoque una fuerza giratoria que se transmite al eje principal o de baja velocidad, posteriormente esta fuerza giratoria pasará por una multiplicadora donde la velocidad de rotación aumentará significativamente para después transmitirla al eje secundario o de alta velocidad acoplado al generador, el cual convertirá la energía mecánica en eléctrica.

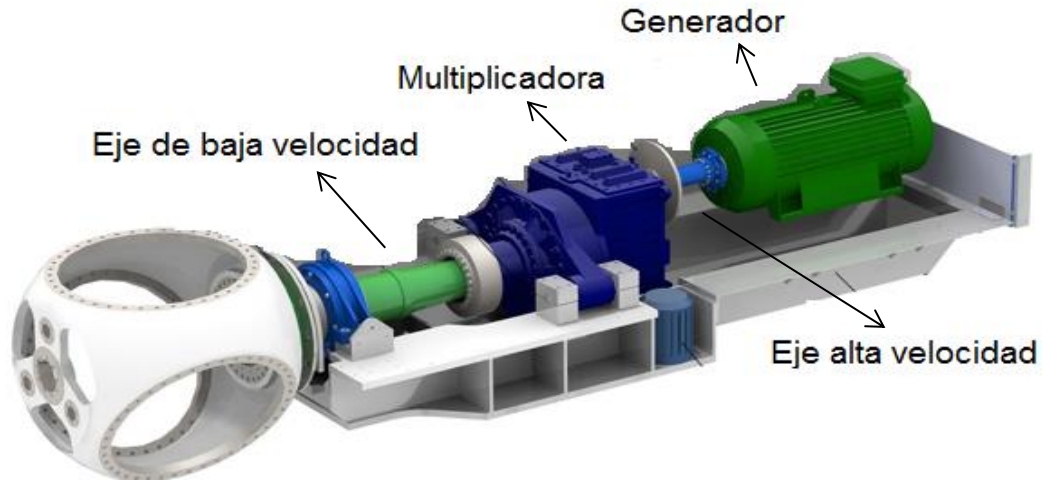


Fig. 4.29 Tren de potencia del aerogenerador

El bloque del tren de potencia en SWF es un modelo de tercer orden, el cual está basado en dos ejes de rotación conectados a través de una caja de cambios (multiplicadora) con una constante de elasticidad K_{shaft} , un coeficiente de fricción en la viscosidad B_{shaft} , y una relación de transmisión N de 1:97 [1].

El modelo del **tren de transmisión** (Fig. 4.39) se rige por las siguientes ecuaciones:

$$\dot{\Omega} = \frac{1}{I_{rot}}(M_{shaft} - \phi K_{shaft} - \dot{\phi} B_{shaft}) \quad (4.28)$$

$$\dot{\omega} = \frac{1}{I_{gen}}(-M_{gen} + \frac{1}{N}(\phi K_{shaft} + \dot{\phi} B_{shaft})) \quad (4.29)$$

$$\dot{\phi} = \Omega - \frac{1}{N} \omega \quad (4.30)$$

Dónde:

$\dot{\Omega} = \dot{w}_{rot} [rad/s^2]$: Derivada de la velocidad angular del rotor

$\dot{\omega} = \dot{w}_{gen} [rad/s^2]$: Derivada de la velocidad angular del generador

$\dot{\phi}$: Es el ángulo de torsión del eje principal

I_{gen} / I_{rot} : Son las inercias del generador y rotor respectivamente

M_{shaft} : Fuerza de torsión del eje principal o también llamado torque

K_{shaft} : Constante de elasticidad

B_{shaft} : Coeficiente de fricción viscosidad

N: Relación de transmisión

Para el bloque del “tren de transmisión” visualizado en la figura 4.30 se tiene las siguientes entradas y salidas:

Entradas:

- $M_{rot} [Nm]$: Fuerza de torsión del rotor
- $M_{gen} [Nm]$: Fuerza de torsión del generador

Salidas:

- $\Omega (w_{rot}) [rad/s]$: Velocidad angular del rotor
- $\omega (w_{gen}) [rad/s]$: Velocidad angular del generador
- $M_{shaft} [Nm]$: Fuerza de torsión del eje principal

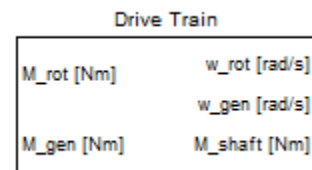


Fig.4.30 Bloque del tren de transmisión

El bloque para “el tren de transmisión” de la turbina se rige por medio de las ecuaciones 4.28, 4.29 y 4.30, que dan como resultado w_{rot} , w_{gen} y $\dot{\phi}$.

Para que se obtenga la velocidad angular del rotor, esta requiere restar: el momento de torsión del rotor, el resultado de la multiplicación del ángulo de torsión del eje principal por la constante de elasticidad, y el resultado de la multiplicación de la velocidad de torsión del eje principal por el coeficiente de fricción. Al restar estos valores se multiplican por la inercia del rotor invertida para llegar a obtener w_{rot} .

Por otro lado la velocidad angular del generador se obtiene al sumar el resultado de la multiplicación del ángulo de torsión del eje principal por la constante de elasticidad y el resultado

de la multiplicación de la velocidad de torsión del eje principal por el coeficiente de fricción. Para posteriormente ser multiplicado por la relación de transmisión invertida de $\frac{1}{97}$ y obtener un resultado el cual se restara al torque del generador, el resultado obtenido de esta resta se multiplica por la inercia del generador para obtener w_{gen} , estas secuencias son posibles visualizarlas en las figuras 4.31 y 4.32 respectivamente.

4.3.5.1 Identificación de ecuaciones en el bloque del tren de transmisión

Las figuras 4.31 y 4.32 muestran las ecuaciones que rigen el comportamiento del bloque para el tren de transmisión, en la primera figura se obtiene la velocidad angular del rotor y en la segunda la velocidad angular del generador.

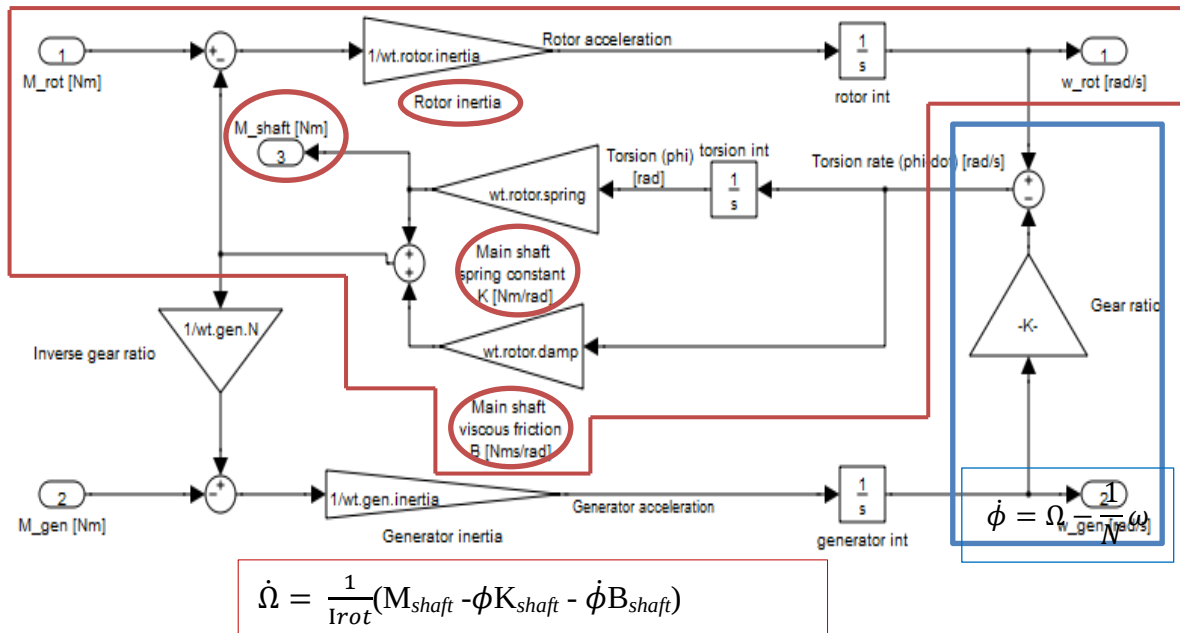
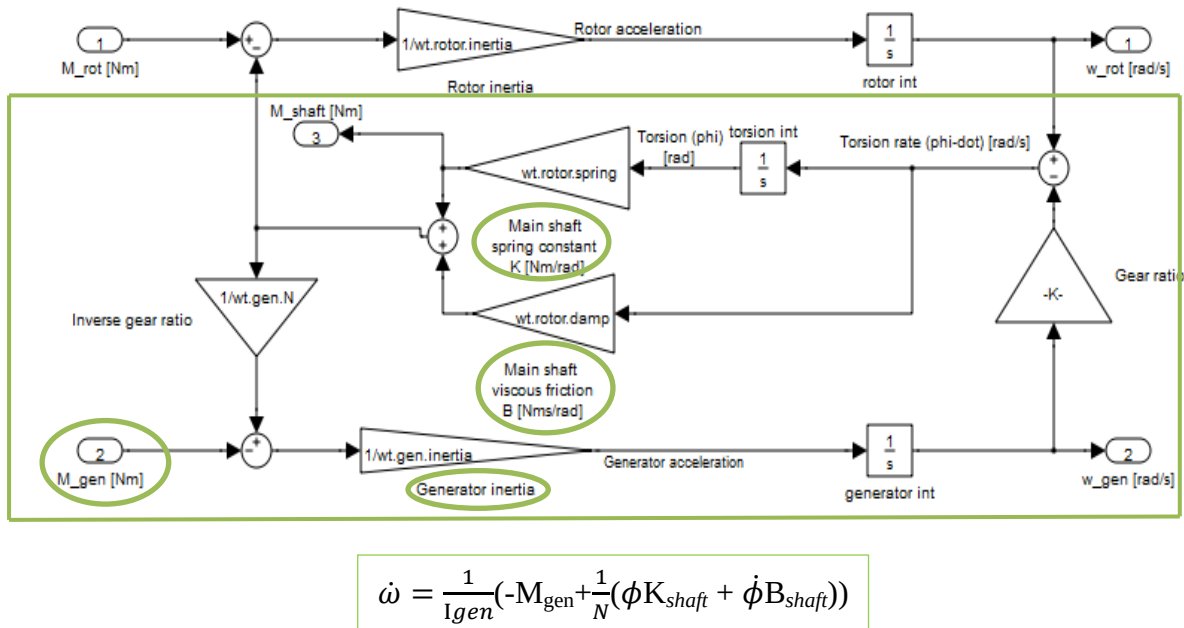


Fig.4.31 Ecuación w_{rot} identificada en el bloque de tren de transmisión



4.3.6 Generador eléctrico

La forma empleada para convertir la energía mecánica procedente del viento en energía eléctrica condiciona directamente el comportamiento de la turbina en cuanto a su velocidad de rotación. Dicha velocidad puede variar y es decisiva para el aprovechamiento del recurso eólico por la variación de la velocidad específica λ .

Para crear electricidad los ejes de la turbina deben estar conectados al generador como se muestra en la fig.4.29 antes vista. El generador usa el movimiento de giro del eje secundario para producir movimiento rotatorio en el rotor interno del generador, el cual contiene imanes de carga opuesta y está rodeado por bucles de alambre de cobre enrollados alrededor de un núcleo de hierro. El rotor crea “inducción electromagnética” y a medida que gira alrededor del interior del núcleo a través de las bobinas, se genera energía eléctrica.

La transformación de energía que se produce en un aerogenerador lleva asociadas inevitablemente pérdidas de potencia en los diferentes componentes del sistema, es por ello que no es posible convertir al 100% la energía cinética del aire a energía eléctrica.

El límite de Betz establece que cualquier sistema de aprovechamiento de recurso eólico puede transformar como máximo un 59.3% de la potencia. Las pérdidas de potencia son experimentadas como pérdidas aerodinámicas, pérdidas mecánicas, pérdidas de los rodamientos y pérdidas del generador.

En este caso las pérdidas del generador en el bloque de SWF, se compensan por medio de un porcentaje llamado “eficiencia del generador” con valor de 94.40%, esto con el fin de controlar la potencia entregada por el modelo completo de la turbina.

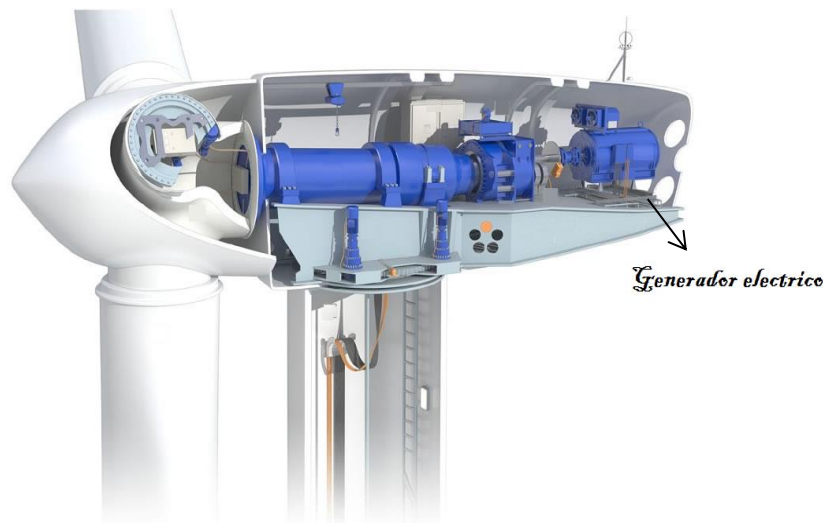


Fig.4.33 Vista interna de una turbina eólica (generador eléctrico)

El bloque para simulación de una turbina NREL 5 MW de un generador simple en SWF (Fig. 4.34) no maneja un modelo complejo del generador como tal, únicamente se incluye un modelo simplificado de primer orden con las siguientes entradas y salidas [1].

Entradas:

- w_{gen} [rad/s]: Velocidad angular del generador
- P_{ref} [W]: Potencia de referencia del generador

Salidas:

- M_{gen} [Nm]: Fuerza de torsión del generador
- P_{out} [W]: Potencia de salida

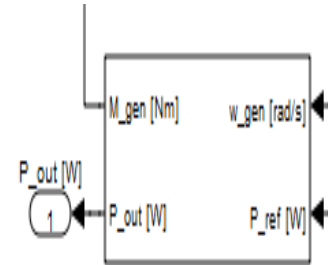


Fig. 4.34 Generador simple

Este bloque se rige por las siguientes fórmulas:

$$\dot{M}_{gen} = \frac{1}{\tau_{gen}} \left(\frac{P_{ref}}{w_{gen}} - M_{gen} \right) \quad (4.31)$$

$$P_{out} = \eta * M_{gen} * w_{gen} \quad (4.32)$$

Dónde:

$\frac{1}{\tau_{gen}}$ = es la constante de tiempo del generador.

η = Eficiencia del generador, $0 < \eta < 1$

4.3.6.1 Identificación de ecuaciones en el bloque del generador simple

La figura 4.43 muestra la estructura del bloque para un generador simple dentro de SWF, el cual cuenta con dos entradas y dos salidas anteriormente mencionadas.

Las entradas a este bloque son:

- La potencia de referencia suministrada por el controlador
- La velocidad angular del generador suministrada por los sensores de la turbina eólica

Las salidas:

- La potencia de salida, dirigida hacia el controlador del parque eólico.
- El torque del generador, dirigido hacia el tren de transmisión.

Este generador cuenta con una constante de tiempo de 0.1000 segundos y una eficiencia de 94.40%.

Para obtener la fuerza de torsión del generador es necesario multiplicar la constante de tiempo inversa del generador por el resultado de la resta entre la fuerza de torsión del generador de la etapa anterior y la fuerza de torsión del generador en ese momento, como se muestra en la fig.4.35.

La potencia de salida se obtiene al multiplicar la fuerza de torsión y la velocidad angular del generador por la eficiencia, de igual forma mostrada en la fig.4.35.

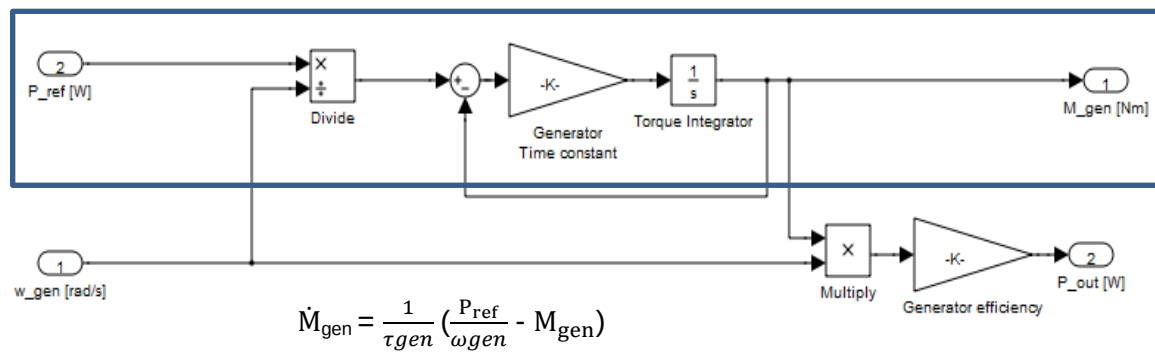


Fig. 4.35 Ecuación identificada en el bloque del generador simple

CAPITULO 5

RESPUESTA TRANSITORIA DE UNA TURBINA EOLICA NREL DE 5 MW EN EL *TOOLBOX* SWF DE MATLAB

5 Introducción

Este capítulo tiene como objetivo el análisis de la respuesta transitoria para el comportamiento del sistema eólico usando el modelo desarrollado en el capítulo 4 para la turbina NREL de 5MW.

5.1 Respuesta de la turbina a potencia constante

Las gráficas y descripciones que se observan en las siguientes páginas son obtenidas con el fin de conocer la respuesta del aerogenerador cuando la potencia demandada es constante en 5MW y el viento se trabaja sin turbulencia, excepto la gráfica que se muestra en la figura 5.2 que fue realizada con turbulencia de 10%.

5.1.1. Velocidades lineales en el modelo del aerogenerador

Las velocidades con las cuales trabaja este modelo de turbina eólica son las siguientes:

- Velocidad sobre el rotor V_{rot}
- Velocidad sobre la góndola V_{nac}

El comportamiento de dichas velocidades sin turbulencia se muestra en la figura 5.1, estas velocidades son generadas y suministradas por el bloque llamado “campo de viento” descrito en los apartados 3.3.2-3.3.6. Es posible observar que la velocidad sobre la góndola V_{nac} es menor a la velocidad sobre el rotor V_{rot} , esto ocurre debido a que el viento pierde velocidad al pasar por el rotor del aerogenerador. Por el contrario la figura 5.2 muestra el comportamiento de las mismas velocidades pero con 10% de turbulencia, lo cual da como resultado variabilidad en el comportamiento del viento.

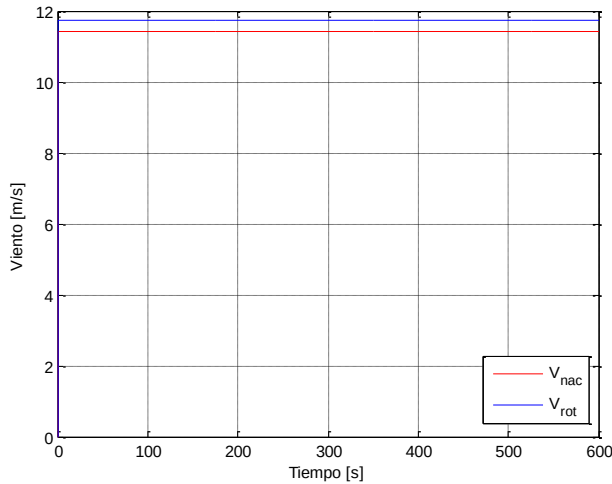


Fig. 5.1 Comportamiento de las variables V_{nac} y V_{rot} sin turbulencia.

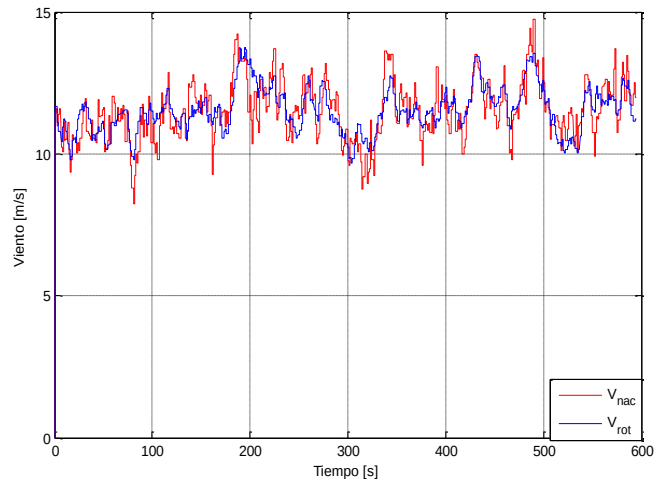


Fig. 5.2 Comportamiento de las variables V_{nac} y V_{rot} con turbulencia del 10%.

5.1.2 Potencias en el modelo del aerogenerador

El viento es uno de los principales factores para obtener potencia, de hecho la potencia depende cúbicamente de la velocidad del aire, es decir, que los pequeños cambios de velocidad del aire suponen grandes cambios en la potencia obtenida.

Las potencias trabajadas en este modelo de turbina eólica son las siguientes:

- Potencia demandada ($P_{demandada}$)
- Potencia de salida (P_{salida})
- Potencia de referencia ($P_{referencia}$)

La potencia demandada es suministrada por el control del parque eólico, este controlador mide la potencia de salida actual de las turbinas varias veces por segundo con el fin de lograr la potencia demandada, en este caso se le ha suministrado dicha potencia de forma directa sin intervención del controlador del parque eólico debido a que este trabajo se enfoca únicamente a una turbina eólica no al parque completo. Por otra parte la potencia de referencia suministrada por el controlador de la turbina es aquella que servirá de guía en el generador al momento de transformar esa energía o potencia mecánica en eléctrica, y por último la potencia de salida es la potencia generada por el sistema eólico completo.

En la figura 5.3 se muestra el comportamiento de las potencias involucradas en el modelo de turbina, la potencia de salida se ajusta a la potencia demandada lo cual indica que el sistema obtiene la potencia que se está requiriendo. Con respecto a la potencia de referencia es posible observar un offset entre dicha potencia y las demás este offset es eliminado al adherir la eficiencia del generador y es originado debido a las pérdidas acumuladas en el sistema.

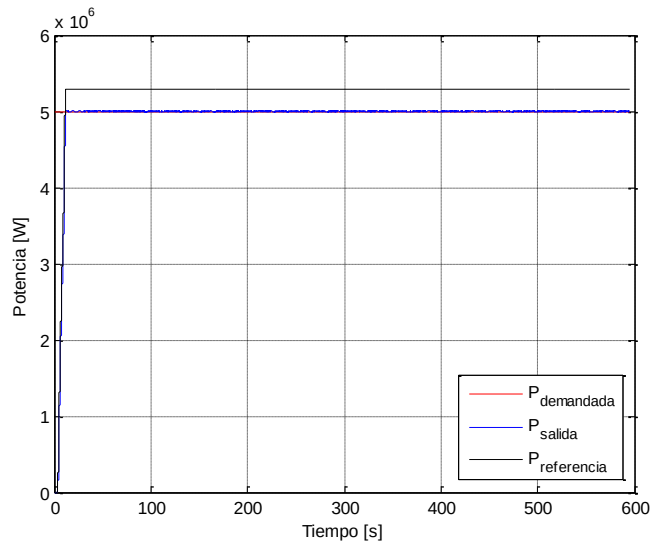


Fig. 5.3 Potencias involucradas en el modelo de turbina

5.1.3 Ángulos involucrados en el comportamiento del modelo del aerogenerador

Los ángulos que se presentan en este modelo de turbina son los siguientes:

- Ángulo beta de referencia (Beta_{ref}), suministrado por el controlador de la turbina
- Ángulo beta medido ($\text{Beta}_{\text{meas}}$), suministrado por los sensores
- Ángulo beta final ($\text{Beta}_{\text{final}}$), resultado del control de los ángulos antes mencionados, este ángulo se modifica en base a las necesidades del modelo en tiempo real.

Estos ángulos son representados en la gráfica de la figura 5.4. El sobrepaso de los ángulos durante los primeros 30 segundos es debido a que la turbina eólica para poder comenzar el movimiento de las palas tiene que llegar a un valor mínimo necesario de velocidad de viento de 3m/s, al pasar el tiempo las velocidades mayores comenzarán a entregar potencia que responde a la conocida ley del cubo de la velocidad. Esto será así hasta que se alcance la potencia nominal, generalmente la máxima que puede entregar la

turbina. Este aerogenerador continuará operando a velocidades mayores hasta que se alcance la velocidad de corte donde, por razones de seguridad, se detiene.

Los ángulos que se ven en la figura 5.4 son la causa de regulación de paso durante la transición de velocidades bajas, medias hasta llegar a una potencia nominal.

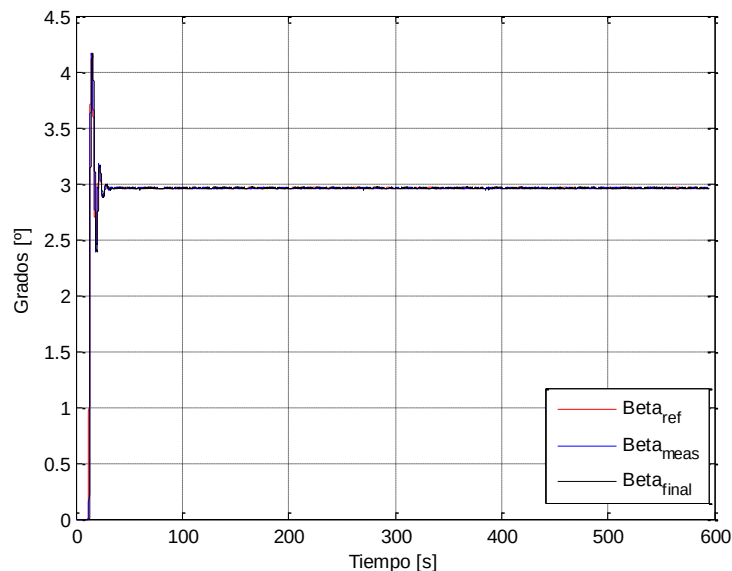


Fig. 5.4 Ángulos involucrados en el comportamiento del modelo de turbina

5.1.4 Coeficiente de potencia

El coeficiente de potencia (C_p) indica con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad. Este coeficiente es muy importante dentro del modelo del aerogenerador, ya que es el factor que determina la cantidad de energía cinética que se puede extraer del viento para convertirla en electricidad, C_p es limitado por el Límite de Betz el cual menciona que un aerogenerador solo puede convertir un 59% de la energía mecánica en energía eléctrica.

La figura 5.5 muestra el comportamiento de C_p en el modelo de aerogenerador trabajado en este documento. El valor máximo que ha alcanzado C_p es de 48.52% para después estabilizarse en 43.1% este comportamiento va ligado al del viento y por lo tanto al de la potencia, en un principio las velocidades de viento son bajas y con el transcurso de tiempo llegan a estabilizarse lo cual influye también en la energía extraída.

El C_p negativo que se observa en la figura 5.5 corresponde a la operación de la turbina cuando funciona como un ventilador, regresando la energía al viento.

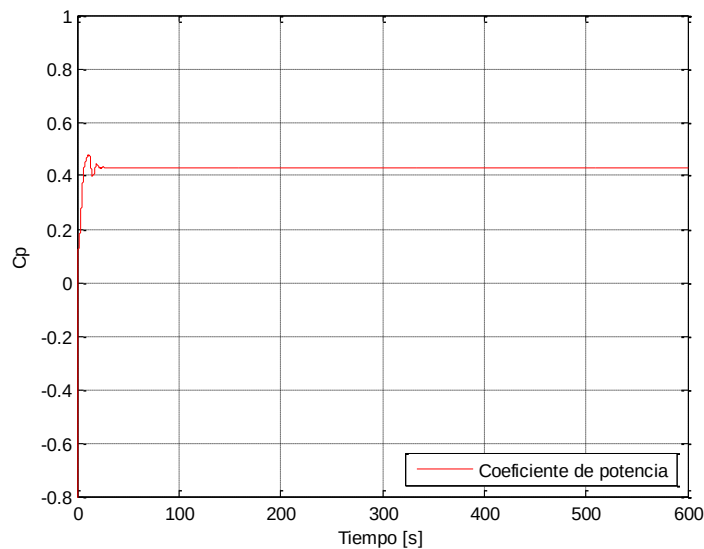


Fig. 5.5 Comportamiento de C_p

5.1.5 Rendimiento de la turbina en base al coeficiente de potencia y la velocidad TSR

Como se ha mencionado en capítulos anteriores no es posible convertir toda la energía cinética del viento en energía mecánica rotacional y eléctrica. La velocidad TSR es un término que sustituye al número de revoluciones por minuto de la turbina; y sirve para comparar el funcionamiento de diferentes turbinas eólicas, es por ello que también se llama velocidad específica.

La velocidad específica (λ o TSR) es la relación que existe entre la velocidad tangencial en el extremo de la pala y la velocidad del viento, λ indica que la punta de la pala circula a una velocidad TSR (Tip Speed Ratio) veces mayor que la velocidad del viento. Cualquier disminución en este valor tendrá como consecuencia la disminución del rendimiento del rotor.

La velocidad TSR combina las variables más importantes en el diseño aerodinámico de la turbina como lo es: el radio del rotor, la velocidad angular del rotor, y la velocidad del viento de tal modo que el comportamiento de cualquiera de las palas queda definido con el coeficiente de potencia en función de la relación con la velocidad TSR. Esta velocidad

es un parámetro esencial para analizar el comportamiento de C_p de cada aerogenerador, el coeficiente C_p no es constante y varia con la velocidad del viento sobre el rotor y la góndola, la velocidad angular y el ángulo de paso de las palas.

En la figura 5.6 es posible obtener el rendimiento de la turbina NREL de 5MW, en los puntos máximos para las dos variable, el valor de λ tiene máximo de 6.80, lo que significa que la punta de la pala llega a circular a una velocidad TSR de 6.80 veces mayor que la velocidad del viento. Y con respecto al coeficiente de potencia se obtiene un valor de 0.44 lo cual indica que la turbina se encuentra dentro del rango establecido por los estudios de rendimiento de las palas inicialmente analizado por Glauert en 1937 [29]. Este rendimiento es contrastado con el máximo teórico límite de Betz de 0.595 (Fig. 5.7).

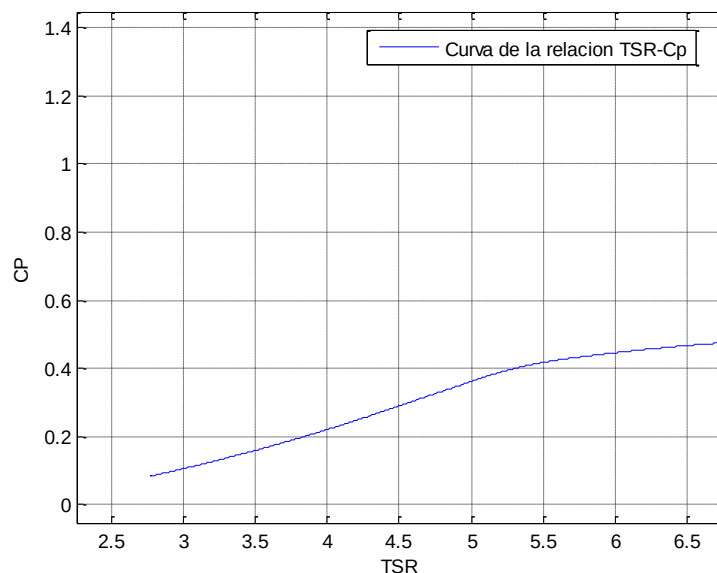


Fig. 5.6 Rendimiento de la turbina eólica

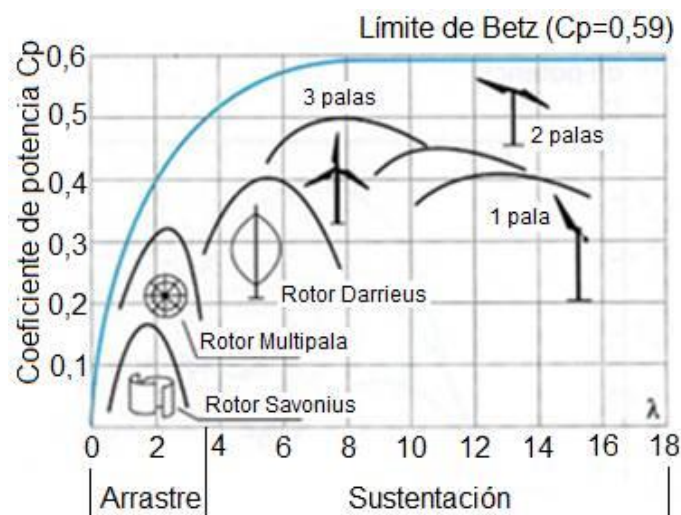


Fig. 5.7 C_p Vs TSR

5.1.6 Coeficiente de empuje

El coeficiente de empuje (C_T) es la relación entre la fuerza ejercida sobre el disco actuador y la fuerza disponible del viento, este coeficiente considera el hecho de que las palas están girando y soportando la fuerza de empuje ejercida sobre ellas.

En la figura 5.8 se muestra el comportamiento de C_T , en los primeros segundos de la simulación se nota un aumento y descenso demasiado rápido lo cual es debido a que la turbina para poder arrancar necesita de torque mínimo que debe de aumentar conforme transcurre el tiempo y estabilizarse cuando el sistema está trabajando a la potencia nominal.

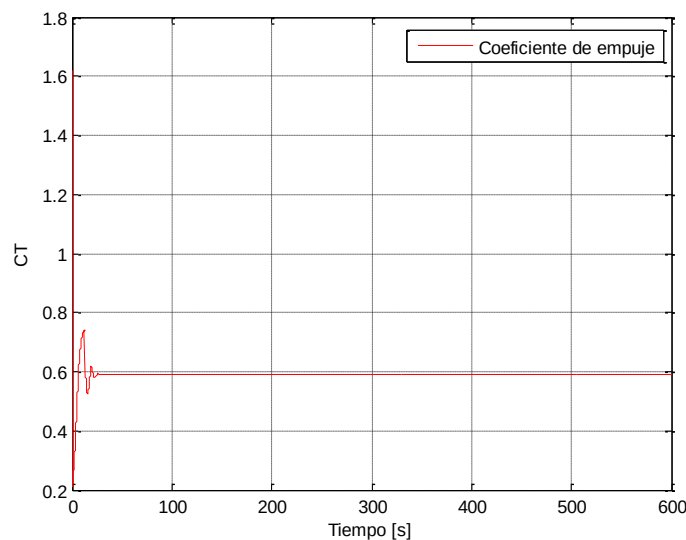


Fig. 5.8 Coeficiente de empuje

5.1.7 Velocidad angular y torque

En la figura 5.9 se observa el comportamiento de la velocidad angular en el rotor y generador.

Es posible observar que entre la velocidad angular del rotor y la velocidad angular del generador existe una diferencia de 97 unidades esto debido a la relación de transmisión que existe entre ellas que es de 97:1, lo cual indica que el generador gira 97 veces más rápido que el rotor.

La velocidad angular del generador (ω_{gen}) empieza en 50 rad/s (velocidad que necesita para poder comenzar un trabajo útil) hasta llegar a un punto máximo de 124.66 rad/s para posteriormente estabilizarse en 122.9 rad/s (velocidad nominal del generador) lo que

significa que el controlador de la turbina eólica está funcionando y cumpliendo con la condición de mantener la velocidad angular del generador en la su estado nominal o debajo (fig. 5.9).

La velocidad angular del rotor (W_{rot}) es mucho menor a la del generador debido a la transmisión por la que esta velocidad angular tiene que pasar. W_{rot} llega a estabilizarse en 1.267 rad/s (velocidad angular nominal del rotor) debido a que el controlador de la turbina busca mantener esa velocidad nominal (fig. 5.9).

En la figura 5.10 es posible observar los torques o fuerza de torsión involucrados en la turbina eólica los cuales son:

- Torque del rotor M_{rot}
- Torque del generador M_{gen}
- Torque del eje principal $M_{eje\ principal}$

El torque del rotor y del eje principal llega a unirse debido a que el giro del rotor se transmite al eje de baja velocidad o eje principal sin transmisión alguna. El sobre impulso de M_{rot} en los primeros 30 segundos es característico del arranque de una turbina con control de potencia.

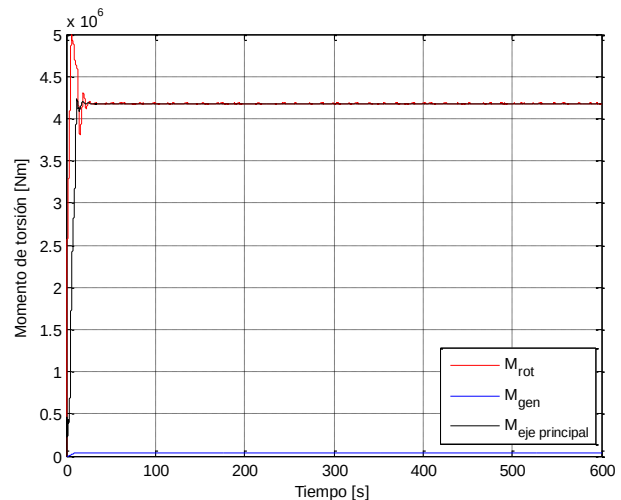
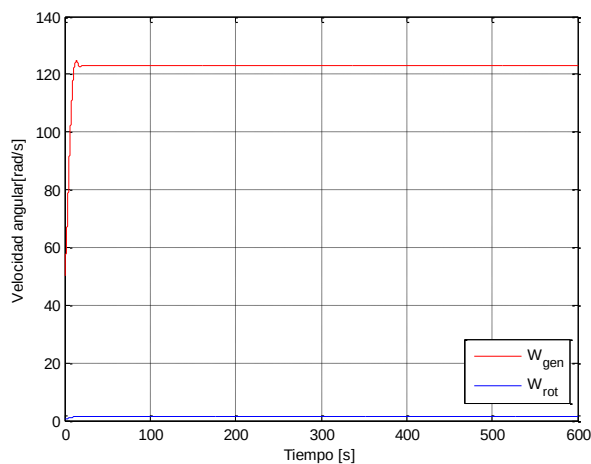


Fig. 5.9 Velocidad angular del rotor y del generador Fig. 5.10 Fuerza de torsión del rotor, generador y eje principal

5.2 Simulación con potencia variable

En la siguiente simulación la potencia demandada se ha variado en un rango de 4MW +/- 1MW y es posible observar el comportamiento de dicha potencia en la figura 5.11.

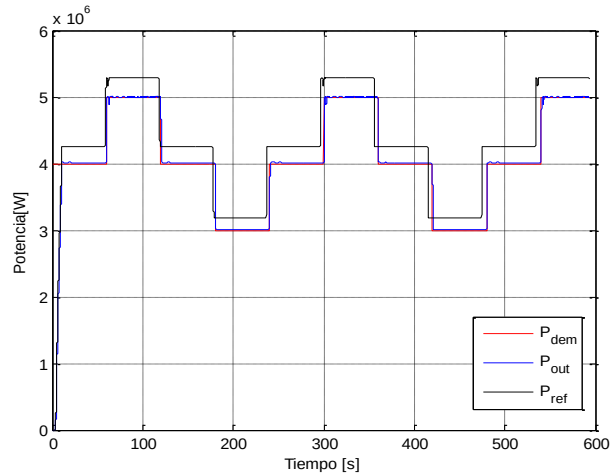


Fig. 5.11 Potencia

Esta simulación se ha realizado con una velocidad sobre el rotor y sobre la góndola sin turbulencia como se muestra en la figura 5.12.

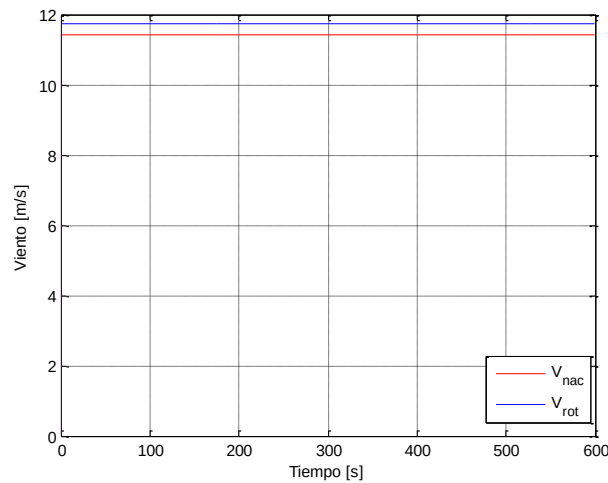


Fig. 5.12 Velocidades de viento

El comportamiento del ángulo de paso es afectado debido a la variación en la potencia, los ángulos sufren transitorios máximos y mínimos justo al momento del cambio en la potencia demandada esto debido a que el objetivo del controlador de la turbina eólica es entregar la potencia que se le está demandando al sistema (Fig.5.13).

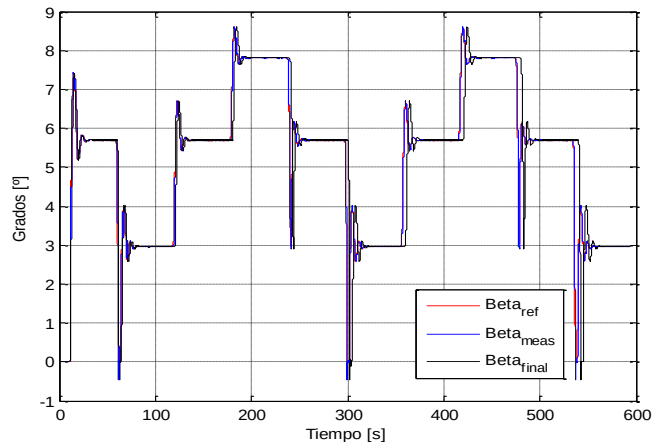


Fig. 5.13 Ángulos involucrados

La velocidad angular y el momento de torsión del rotor y generador son afectados ya que están directamente relacionados a la potencia (fig 5.14 y 5.15). En la figura 5.14 es posible observar el comportamiento de la velocidad angular del generador W_{gen} y del rotor W_{rot} , donde W_{gen} obtiene mayor velocidad angular que W_{rot} debido a la transmisión por la que pasa dicha velocidad, W_{gen} es afectada por el cambio de potencia debido a la relación que tiene la potencia demandada con la potencia de salida en el modelo eólico. El controlador al recibir la señal de potencia demandada genera una referencia de potencia y la manda hacia el generador el cual utilizará dicha referencia para calcular la potencia de salida por medio de la multiplicación de la referencia de potencia con W_{gen} y así transformar la potencia mecánica en eléctrica.

La fuerza de torsión o torque es mostrado en la figura 5.15, la potencia mecánica que la turbina eólica extrae del viento es el producto de la velocidad angular por el torque impartido por la velocidad del viento sobre el rotor. El torque es el momento alrededor del centro de rotación debido a la fuerza impartida por el viento en las palas del rotor, a menor velocidad angular mayor torque, e inversamente, a mayor velocidad angular menor torque.

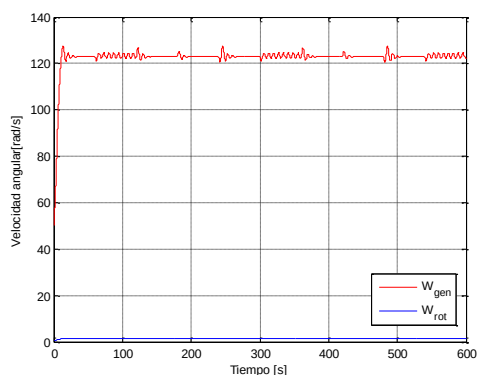


Fig. 5.14 Velocidades angulares

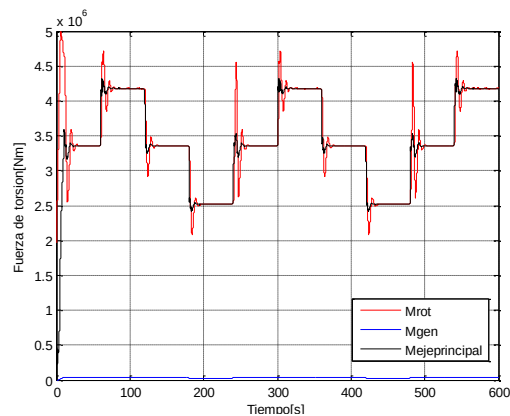


Fig. 5.15 Torque del rotor, generador y eje principal

El coeficiente de potencia cambia de forma simultánea al cambio de potencia demandada, esto es debido a que al aumentar o disminuir la potencia demandada también aumenta o disminuye el porcentaje de potencia extraída en el aerogenerador (fig.5.16), en cuanto al coeficiente de empuje en la figura 5.17 se puede observar un sobrepaso máximo de 1.6 esto significa que la fuerza de empuje en un principio es mayor debido a que se necesita de dicho empuje para comenzar a girar el rotor.

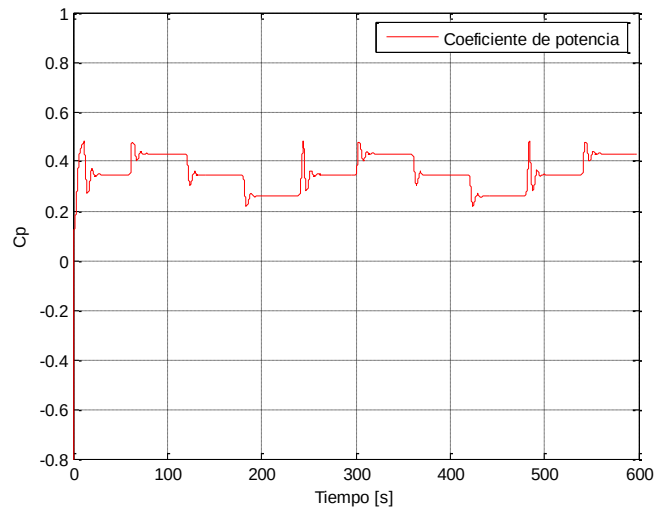


Fig. 5.16 C_p (Coeficiente de potencia)

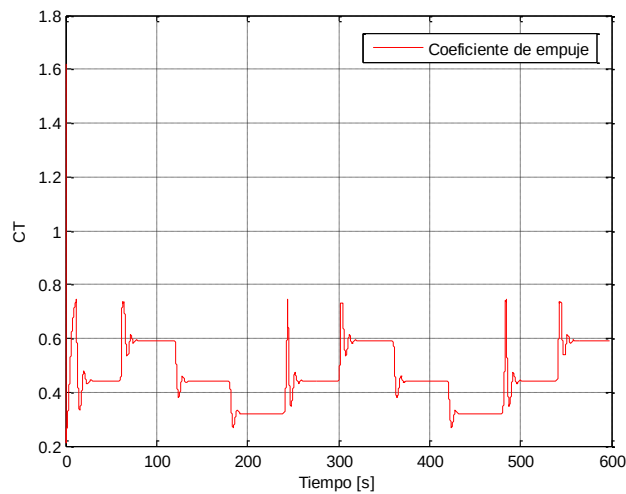


Fig. 5.17 C_T (Coeficiente de empuje)

5.3 Simulación con velocidad variable y potencia constante

En la siguiente simulación la velocidad es variable debido a que se le ha suministrado una turbulencia de 10%. La potencia como se muestra en la figura 5.18 es afectada debido a la variación en la velocidad el viento, la P_{out} o potencia de salida trata de ajustarse a la potencia demandada (P_{dem}) por acción del controlador, pero en algunos momentos se observa que la potencia de salida no llega a la potencia demandada esto debido a que la velocidad del viento no es suficiente y la turbina requiere de más velocidad para poder entregar la potencia que se le demanda al sistema en este caso 5MW.

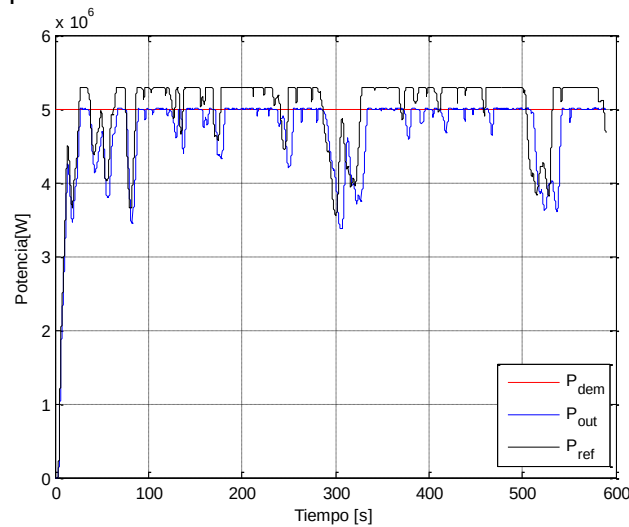


Fig. 5.18 Potencias del aerogenerador

En la figura 5.19 se observa el comportamiento de la velocidad del viento sobre la góndola y sobre el rotor, ambas obtienen un comportamiento variable pero dentro de un rango de 10% debido a la turbulencia.

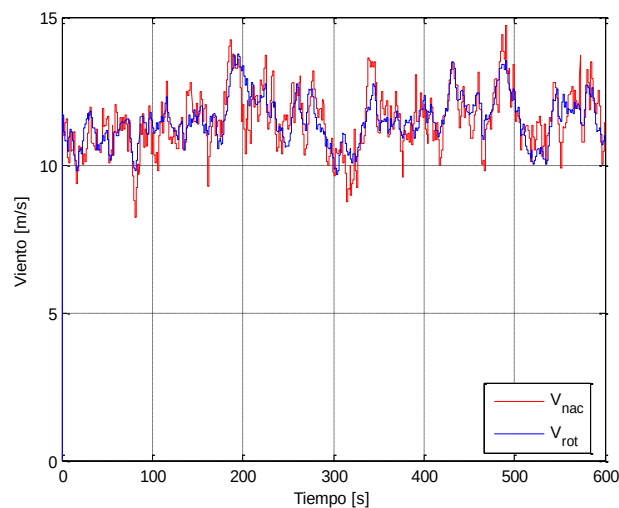


Fig. 5.19 Velocidades de viento

Con respecto al ángulo de paso en comparación con las anteriores simulaciones ha aumentado hasta llegar 8.59 grados como se muestra en la figura 5.20, este comportamiento refleja el “control para ángulo de paso de la turbina eólica” descrito en el capítulo 4 el cual busca aprovechar el movimiento del ángulo para maximizar la potencia extraída y como la turbulencia afecta al comportamiento de la velocidad del viento de igual manera afecta el comportamiento del ángulo de paso.

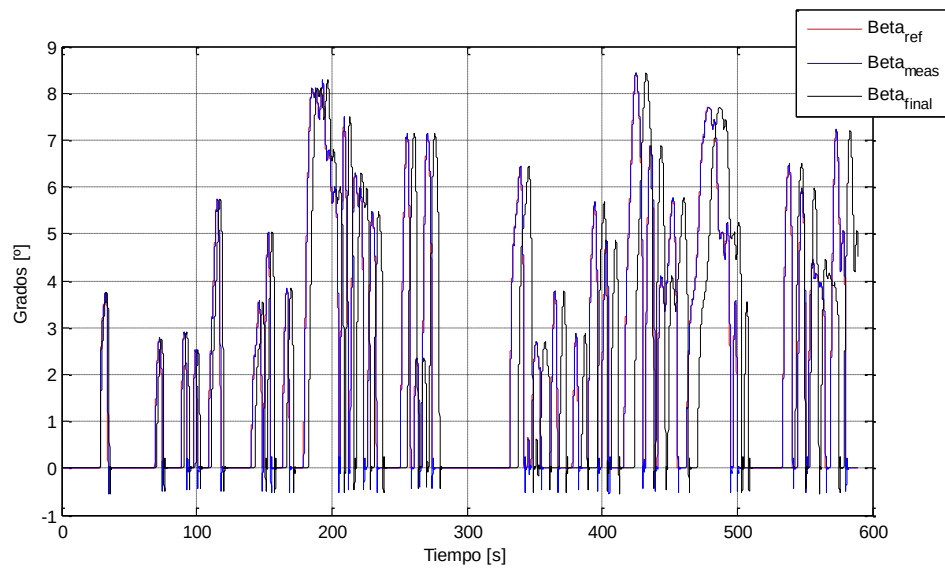


Fig. 5.20 Ángulo de la turbina eólica

La figura 5.21 muestra el comportamiento de la velocidad angular del rotor W_{rot} y del generador W_{gen} . Las velocidades W_{rot} y W_{gen} también son afectadas por la turbulencia. Es posible observar que la velocidad angular del generador es más afectada que la del rotor debido a que al aumentar la velocidad también aumenta el efecto de la variabilidad que existe en la velocidad del viento.

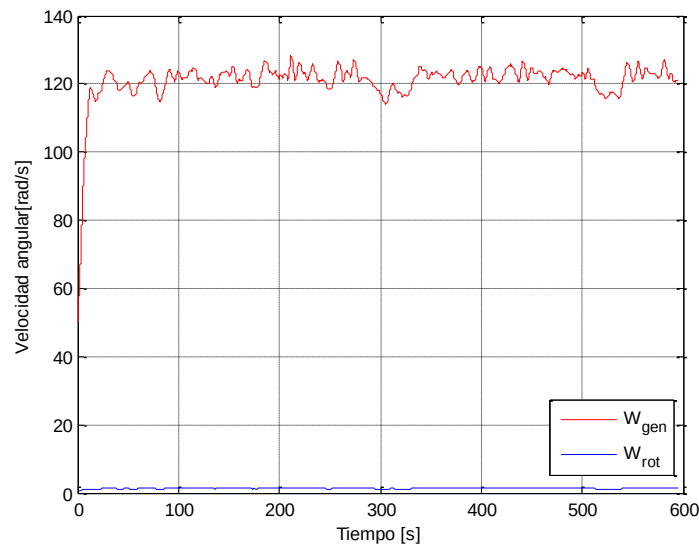


Fig. 5.21 Velocidades angulares

La figura 5.22 muestra el comportamiento del torque para el generador, eje principal y rotor. El torque del rotor y del eje principal tienen un comportamiento similar con la diferencia de que el torque del rotor M_{rot} cuenta con sobre impulsos máximos y mínimos más pronunciados a diferencia del torque en el eje principal $M_{ejeprincipal}$ debido a la exposición del rotor contra el viento. Con respecto al torque del generador de igual manera es afectado aunque no se logre apreciar a simple vista.

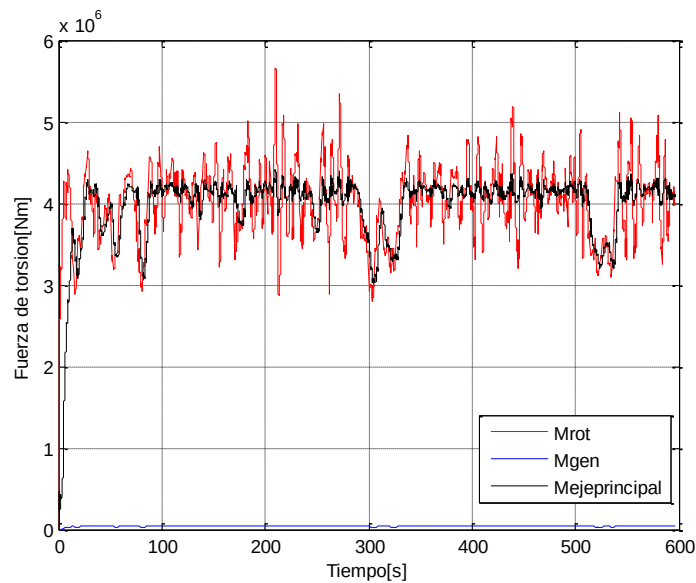


Fig. 5.22 Torque del rotor y del generador

El coeficiente de potencia y el coeficiente de empuje son afectados debido a la variación del viento (turbulencia), el primero con respecto a la energía extraída del viento y el segundo con respecto a la relación de la fuerza ejercida sobre el rotor y la fuerza disponible del viento (Fig.5.23 y 5.24).

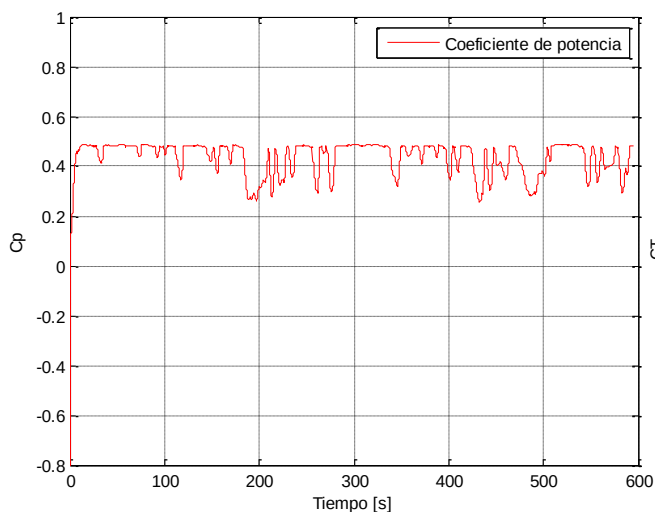


Fig. 5.23 C_p Coeficiente de potencia

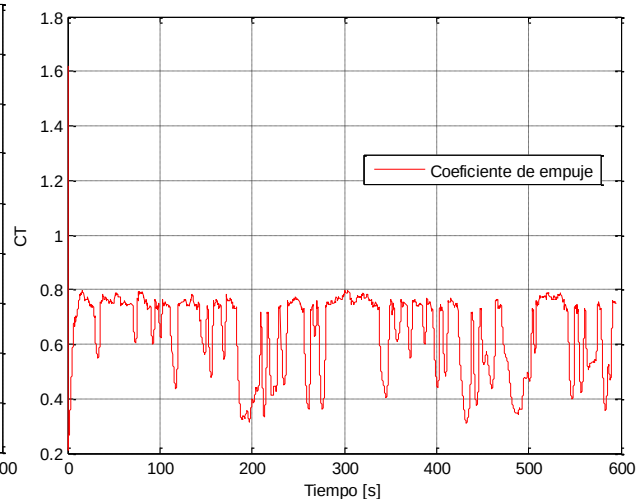


Fig. 5.24 C_T Coeficiente de empuje

5.4 Comportamiento del ángulo de referencia sometido a cambios en la ganancia proporcional del controlador PI en la turbina eólica.

El controlador cuenta con una ganancia proporcional de -0.2143 y una ganancia integral de -0.0918, estas constantes son multiplicadas por la velocidad angular del generador filtrada y el resultado de esta operación es corregido por el “corrector de ganancias” el cual obtendrá un valor adecuado en base a la potencia demandada y el ángulo de referencia, al pasar por este proceso las ganancias son cambiadas constantemente con signo positivo o negativo como se muestra en la figura 5.25 debido a que el sistema no es lineal así que el corrector de ganancias ajusta los valores en función de la posición en donde se encuentra el ángulo de paso.



Fig.5.25 Valores para las ganancias k_p y k_i .

Para poder analizar el comportamiento del ángulo de referencia (salida del controlador) se ha requerido cambiar los valores de las ganancias ya establecidas del software aumentando y disminuyendo esos valores con respecto a dichas ganancias. En el caso de la ganancia proporcional k_p la simulación comienza en un valor mínimo de -0.300 para terminar con un valor máximo de -0.150, al ir aumentando la ganancia el tiempo de subida disminuye, el sobre impulso aumenta, el tiempo de estabilización aumenta y el error en estado estable aumenta como se muestra en la figura 5.26.

La parte proporcional del PI que se está trabajando es el producto entre la señal de error y la constante proporcional. Esta señal al ser más grande es disminuida por medio de la ganancia proporcional.

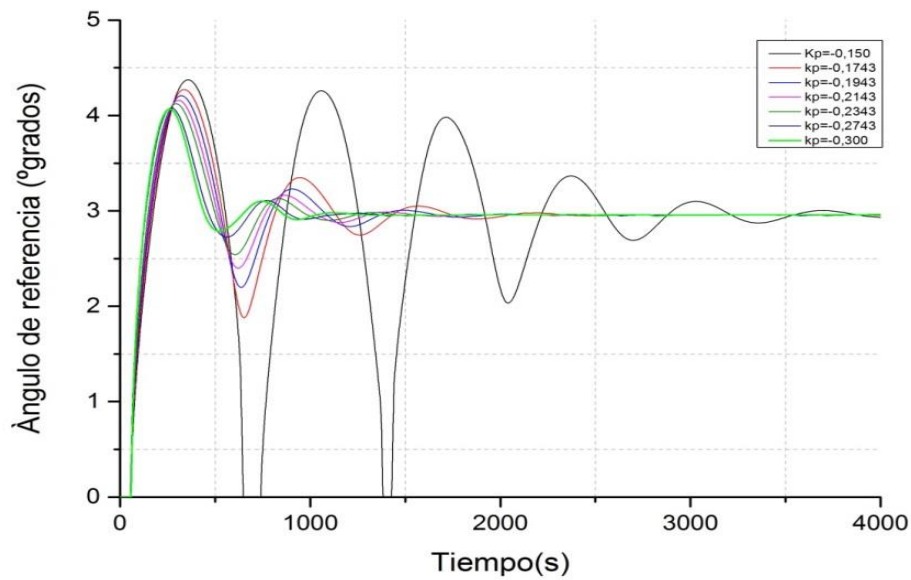


Fig.5.26 Comportamiento del ángulo de referencia con respecto al cambio de ganancia Kp

La parte proporcional no considera el tiempo, por lo tanto la mejor manera de solucionar el error permanente y hacer que el sistema contenga alguna componente que tenga en cuenta la variación con respecto al tiempo es incluyendo y configurando la acciones integrales.

5.5 Comportamiento del ángulo de referencia sometido a cambios en la ganancia integral del controlador PI en la turbina eólica.

La figura 5.27 muestra el comportamiento del ángulo de referencia con respecto al cambio de ganancia integral en el controlador de la turbina eólica. Al aumentar esta ganancia aumenta el tiempo de subida, disminuye el sobre impulso, disminuye el tiempo de estabilización y disminuye el error en estado estable.

El modo de control integral tiene como propósito disminuir y eliminar el error en estado estable provocado por el modo proporcional. La velocidad de respuesta del sistema de control dependerá el valor K_i , el inconveniente del cambio en esta ganancia es que la respuesta inicial es muy lenta, y el controlador empieza a hacer efectivo hasta haber transcurrido un cierto tiempo.

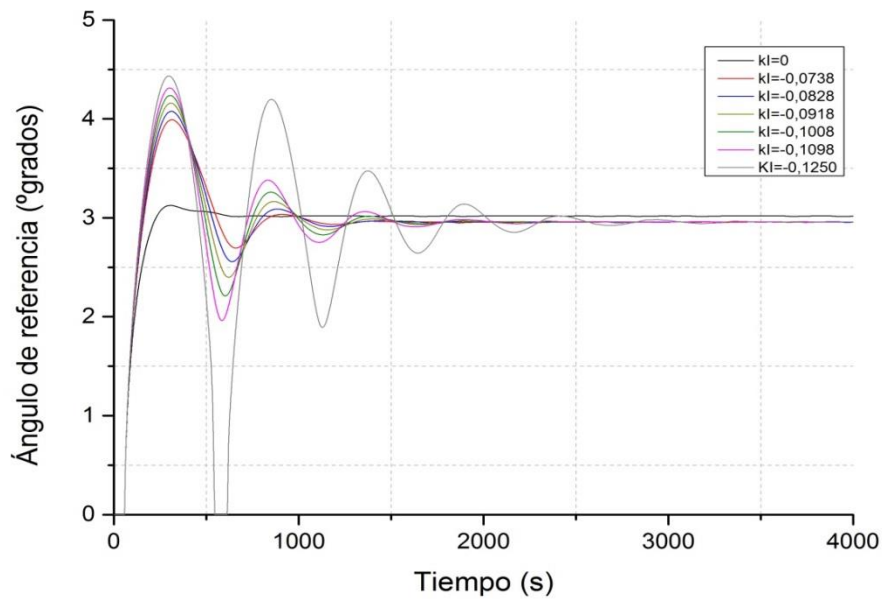


Fig.5.27 Comportamiento del ángulo de referencia con respecto al cambio de ganancia KI

El análisis del controlador PI de la turbina eólica logró demostrar el comportamiento del modelo de la turbina frente a cambio de ganancias. En el controlador PI entra primero la acción proporcional mientras la acción integral actúa durante un intervalo de tiempo, en este caso el offset entre los ángulos de la turbina está dentro del rango y el sobre impulso es el adecuado.

5.6 Interpretación de resultados

El modelo eólico sin turbulencia ni cambios de potencia demandada trabaja de manera estable y genera la potencia que se le está demandando al sistema, pero al someterlo a cambios de potencia o turbulencia el comportamiento del sistema comienza a variar.

El impacto de la turbulencia de viento es mayor al del cambio de la potencia demandada debido a que los cambios y perturbaciones en la velocidad del aire afectan demasiado a la potencia de salida a consecuencia de la relación entre dichas variables.

Al someter al sistema a cambios de ganancias K_p y K_I en el PI fue posible obtener el comportamiento del control sobre la variable “ángulo de paso” bajo el efecto de dichos

cambios, además de observar que las constantes negativas de las ganancias para el controlador son transformadas en positivas.

5.7 Seguimiento de la investigación

El sistema con el que se trabaja es un sistema no lineal de lazo cerrado y contiene al menos 4 tablas de búsquedas para el coeficiente de potencia, coeficiente de empuje, torque deseado en el generador y el corrector de ganancias respectivamente. Para poder realizar un rediseño de cualquier elemento del sistema eólico será necesario linealizar el modelo y evaluarlo.

Las sugerencias para trabajos futuros acerca del tema son:

- 1.-Evaluar diferentes controladores en este modelo de turbina y evaluar el desempeño del modelo al conectar cada uno de ellos. Analizar la respuesta transitoria con ganancias positivas después de haber sintonizado el controlador, y evaluar el aporte del corrector de ganancias para esta nueva situación.
- 2.- Evaluar y comparar la estabilidad del sistema al probar varios modelos de generadores en el sistema eólico, esta sugerencia emerge de la simplicidad del modelo del generador utilizado en este sistema

CONCLUSIONES

El estudio realizado en esta tesis tiene dos enfoques, el primer enfoque es proporcionar información al usuario acerca de Aeolus SimWindFarm (SWF) y servir como guía para el entendimiento del mismo los capítulos 3 y 4 son los responsables de ello.

El segundo enfoque es analizar y estudiar el comportamiento de la respuesta transitoria del modelo eólico NREL, primero sometiendo al aerogenerador a cambios de potencia demandada como se muestra en el apartado 5.2 y posteriormente someténdolo a turbulencia en la velocidad del viento (apartado 5.3), además de analizar el comportamiento del ángulo de paso en la turbina al cambiar las ganancias en el controlador PI del aerogenerador como se muestra en el apartado 5.4 y 5.5.

Las simulaciones de las figuras 5.1 al 5.10 muestran que el sistema sin turbulencia de viento y sin cambios de potencia demandada trabaja de forma normal y estable, pero al momento de someter al sistema a turbulencia de viento comienza a desestabilizarse y la potencia de salida no es suministrada como debería, en la figura 5.18 es posible visualizar dicho comportamiento, la potencia de salida en algunos momentos no es suministrada como lo requiere el sistema debido a que no hay suficiente viento para poder generar la. De igual manera si el sistema se somete a cambios de potencia demandada el comportamiento transitorio se nota mucho más en las gráficas para el control de potencia por medio del ajuste del ángulo de paso (fig. 5.13) esto debido a que el controlador se rige bajo la condición de aumentar potencia y controlar velocidad del eje.

El análisis realizado al modelo de la turbina NREL de 5MW de potencia nominal tiene como finalidad obtener datos representativos del comportamiento de dicho modelo y así obtener propuestas de mejora o seguimiento de dicha investigación mencionadas en el apartado 5.7.

REFERENCIAS

[1] J.Jonkman, S. Butterfield, W.Musial, and G. Scott, Laboratorio Nacional de Energía Renovable NREL, "Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development".

Link: <http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/38060.pdf>

[2] Jacob D. Grunnet, Mohsen Soltani, Torben Knudsen, Martin Kragelund y Thomas Bak "Aeolus toolbox for dynamics wind farm model, simulation and control". Alborg university.

Link: <http://vbn.aau.dk/files/20043114/paper.pdf>

[3] J.J Sanchez-Gasca, GFE energy, "Simplified Wind turbine Generator Aerodynamic Models for transient stability studies".

Link: <https://www.wecc.biz/Reliability/Simplified%20Aero%20-%20Price%20-%20Juan%20Sanchez.pdf>

[4] Y.Guo and J.Keller *National Renewable Energy Laboratory*, T. Moan and Y. Xing *Centre for Ships and Ocean Structures (CeSOS)- Norwegian University of Science and Technology (NTNU)*. "Model Fidelity Study of Dynamic Transient Loads in a Wind Turbine Gearbox".

Link: <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/58414.pdf>

[5] Clements Jaunch, Poul Sorensen, Ian Norheim, Carsten Rasmussen, Risø National Laboratory, SINTEF Energy Research. "Simulation of the impact of wind power on the transient fault behavior of the Nordic power system".

Link: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779606000472>

[6] L. Dusonchet, F. Massaro y E. Telaretti, *Department of Electrical, Electronic and Telecommunication Engineering, University of Palermo*. "Transient stability simulation of a fixed speed wind turbine by Matlab/Simulink".

Link: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=4272479&queryText%3Dstabilization+of+control+system+in+a+model+of+turbine>

[7] L. Lavoie, Ph. Lautier, Memeber, IEE Envitech Automation Inc. "Nonlinear Predictive Power Controller with constraint for a wind turbine system".

Link: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=4077910&queryText%3Dpredictive+controller+in+a+turbine>

[8] Liu, Chengxi; Chen, Zhe; Bak, Claus Leth; Lui, Zhou; Lund, Per ; Ronne-Hansen, Peter. AALBORG UNIVERSITY DENMARK . "Transient Stability Assessment of Power System with Large Amount of Wind Power Penetration".

Link: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6523312&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D6523312

[9] Elezabeth Skaria, Beena.M. Varghese and Sheela Joseph. *Electrical and Electronics Engineering, Mahathma Gandhi University, Kotamangalam, Kerala, INDIA*. "Statcom Operation for Wind Power Generator with Improved Transient Stability".

Link: http://www.ripublication.com/aeer_spl/aeer4n3spl_06.pdf

[10] Manuel Haro Casado, A.F. Ameal, D.E. Corbellini. *Faculty of Nautical Sciences, University Of Cadiz..* "Variable speed control of wind turbines using tuning funtions desing".

Link: <http://www.nt.ntnu.no/users/skoge/prost/proceedings/ecc03/pdfs/460.pdf>

[11] Importancia.org "Importancia de las energías limpias o renovables"

Link: <http://www.importancia.org/energias-limpas-o-renovables.php>

[12] Twenergy iniciativa de Endesa por la eficiencia y la sostenibilidad "¿Qué es la energía eólica?"

Link: <http://twenergy.com/a/que-es-la-energia-eolica-382>

[13] Construmática "Energía Eólica",

Link: http://www.construmatica.com/construpedia/Energ%C3%ADa_E%C3%B3lica

FUNCIONAMIENTO

Sitios de internet

[14] Parque Eólico Experimental, SOTAVENTO “Funcionamiento”

Link: <http://www.sotaventogalicia.com/es/area-tecnica/instalaciones-eolicas/funcionamiento>

[15] SUSTENTADOR “¿Cómo funciona un generador eólico?”

Link: <http://sustentator.com/blog-es/blog/2010/02/05/como-functiona-un-generador-eolico/>

[16] Por Conrado Moreno Figueredo, Doctor en ciencias técnicas, miembro de la academia de ciencias de Cuba y de la junta directiva de CUBASOLAR. E-mail: conrado@ceter.cujae.edu.cu, “Componentes de una turbina eólica de eje horizontal”,

Link: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia36/HTML/articulo03.htm>

[17] Energiadoblezero, “Componentes de un aerogenerador”,

Link: <http://energiadoblezero.com/energias-renovables/energia-eolica/componentes-de-un-aerogenerador>

[18] Curso RED-RIGE-UTE Montevideo Uruguay, “Sistemas de generación eléctrica para aerogeneradores”.

Link: <http://es.scribd.com/doc/243459175/generadores-eolicos-pdf#scribd>

TIPOS DE AEROGENERADORES

[19] Univertitat Rovira i Virgili. Freddy Flores Bahamonde, Tesis doctoral “Estructuras eléctricas para la integración de un sistema de generación eólica a la red eléctrica”

Link: http://www.tdx.cat/bitstream/handle/10803/132857/DocTesis_FreddyFloresBahamonde.pdf?sequence=1

Sitios en internet

[20] Planeta neutro, “Como funciona un aerogenerador”,

Link: <http://www.renovables-energia.com/2009/03/como-funciona-un-aerogenerador/>

SOFTWARE

Sitios en internet

[21] MathWorks Accelerating the pace of engineering and science. “MATLAB, El language de cálculo técnico ”.

Link: www.mathworks.es

[22] MathWorks Accelerating the pace of engineering and science. “SIMULINK, Simulación y diseño basado en modelos”.

Link: www.mathworks.es/products/simulink

[23] Aeolus SimWindFarm, Link: www.ict-aeolus.eu/SimWindFarm/index.html

[24] Alfred Wuest, “Turbulence-dynamic, spectra and measurements”

Link: http://www.eawag.ch/forschung/surf/teaching/trans_mix/trans_mix/tmnw_4.pdf

[25] Universidad de Almería, Escuela Superior de Ingeniería, Ing. Agr. Alejandro López Martínez. Tesis doctoral “Contribución al conocimiento del microclima de los invernaderos mediterráneos mediante anemometría sónica y termografía”.

Link:

<https://books.google.com.mx/books?id=2T9BAQAAQBAJ&pg=PA47&lpg=PA47&dq=De+a+cuerto+a+la+hip%C3%B3tesis+de+Taylor+o+turbulencia+congelada,+un+flujo+turbulento>

[+puede+entenderse+como+la+superposici%C3%B3n+de+torbellinos+o+remolinos+de+diferentes+niveles&source=bl&ots=OOJX9NQ5uM&sig=os-HcOrS_ub6wDJBQYDVt0SkGZk&hl=es&sa=X&ei=vr7HVLizDMlyATwpYKIAg&ved=0CB4Q6AEwAA#v=onepage&q&f=false](#)

[26] P.S. Veers, "Three-dimensional wind simulation", Sandia National Laboratories, Tech. Rep. SAND88-0152 UC-261, 1988.

Link: <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/1988/880152.pdf>

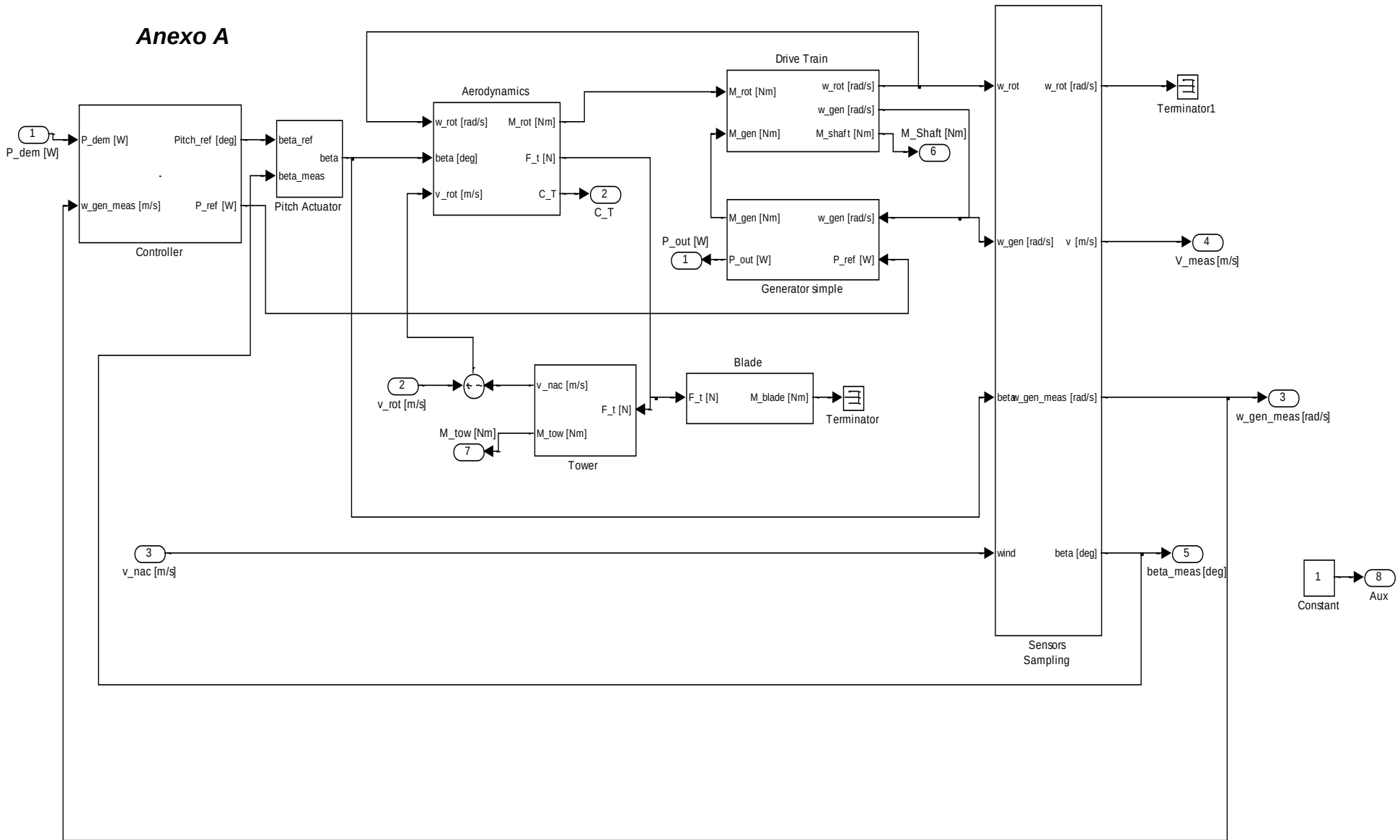
[27] Reporte de Investigación 2008-01 Responsables: Prof. Francisco M. González - Longatt. Supervisor: Prof. Francisco M. González -Longatt Normativa IEC 64100-1 "Modelado del viento en condiciones normales Parte I".

Link: <http://fqlongatt.org/OLD/Reportes/PRT2008-01.pdf>

[28] Unidad de planeación minero energética. "Formulación de un programa básico de normalización para aplicaciones de energías alternativas y difusión", documento ANC-0603-16-01. Anteproyecto de norma aerogeneradores requisitos de seguridad.

Link: http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias_alternativas/normalizacion/ANTEPROYECTO_DE_NORMA_AEROGENERADORES_REQUISITOS_DE_SEGURIDA.pdf

Anexo A



Anexo B



FORMATO DE INFORME DE ACTIVIDADES REALIZADAS BECA MIXTA

Nombre del becario:

Quintero Romero Estefany Carol
Apellido Paterno Apellido Materno Nombre(s)

No. de becario: 277361 CVU: 485520 Grado: Maestría

Institución Origen Universidad Popular Autónoma del Estado de Puebla (UPAEP)

Nombre del Programa de Posgrado Sistemas integrados de manufactura y estrategias de calidad

Institución Destino Universitat Rovira I Virgili País España

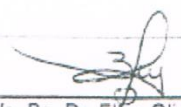
Modalidad :	En el extranjero	Movilidad nacional	En los sectores de Interés		Estancia de investigación
			En el país	En el extranjero	
				X	

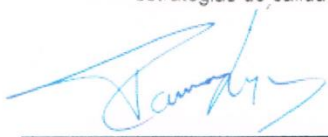
Período de la Beca Mixta : de: 01/02/2014 a: 15/07/2014
dd / mm / aaaa dd / mm / aaaa

Actividades Realizadas (elegir una opción de calificación):

Desempeño Académico	Satisfactorio ☒	No Satisfactorio ☐
Cumplimiento del plan de trabajo presentado	Si cumplió ☒	No cumplió ☐
Cumplió con el objetivo de la Beca Mixta	Si ☒	No ☐

Comentarios sobre la evaluación:


Vo. Bo. Dr. Elías Olivares Benítez
Coordinador académico de la maestría de
sistemas integrados de manufactura y
estrategias de calidad.


Dr. Ramón Leyva Grasa


Dr. Elías Olivares Benítez


Estefany Carol Quintero Romero

Fecha de evaluación: 25 / 07 / 2014
dd mm aaaa

Anexo C



PROGRAMA DE TRABAJO



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

CALENDARIZADO PARA INTERCAMBIO EN LA URV

Posgrado: Sistemas Integrados de Manufactura y Estrategias de calidad.
Matricula: 19200157

Alumna:

Estefany Carol Quintero Romero

Convenio:

Universitat Rovira i Virgili

Universidad Popular Autónoma del Estado de Puebla (UPAEP)

Proyecto:

“Análisis de la respuesta transitoria para evaluar el desempeño de una turbina eólica”

Justificación:

El presente trabajo se realizó con la finalidad de analizar el impacto de la turbulencia del viento y la variación de la potencia demandada, además de proporcionar al usuario un panorama general y detallado de uno de los diversos softwares utilizados para la simulación de parques eólicos, en concreto SimWindFarm cuenta con limitada información acerca del sistema por lo cual también se busca proporcionar una guía para el entendimiento de dicho software y de la turbina NREL de 5MW específicamente, además de obtener en este trabajo el panorama físico contrastado con el de simulación para así familiarizarse de forma más profunda con dicho programa, y complementariamente observar el comportamiento del sistema en base a transitorios de potencia y/o viento .

PROGRAMA PARA ESTUDIO

Curso	Título del curso	Créditos UPAEP	Curso	Título del curso	Créditos URV
ING511	Estrategias Tecnológicas	7	17655223	Gestión de transferencia e innovación	4
TEM001	Tesis de Maestría I	7	17605301	TREBALL DE FI MÁSTER	30



DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Paso	Actividades	Objetivos	Resultados esperados	Inicio	Termino
1	Inicio de clase de las materias: Gestión de transferencia e innovación. En paralelo comienzo del proyecto simulación del comportamiento transitorio de turbinas eólicas conectadas a una red.	Obtención de conocimientos durante los cursos. Definición del proyecto en simulación del comportamiento transitorio de turbinas eólicas conectadas a una red.	Conocimiento adquirido	05/02/2014	06/03/2014
2	Comprender la interfaz de la turbina eólica en el simulador SimWindFarm (SFW).	Proceso del generador eólico.	Identificar el proceso del generador eólico.	07/03/2014	28/03/2014
3	Determinar las condiciones de operación nominal de la turbina.	Obtener simulación del generador Eólico para visualizar comportamiento.	Identificar áreas de oportunidad.	01/04/2014	18/04/2014
4	Analizar el sistema eólico SWF	Obtener datos cuantitativos representativos del desempeño de la turbina eólica operando en estado normal y sometido a cambios en la potencia demandada y/o con turbulencia en la velocidad del viento.	Propuestas eventuales para el mejoramiento en la respuesta transitoria en el sistema eólico.	21/04/2014	16/05/2014
5	Análisis de propuestas de mejora en la respuesta transitoria del sistema eólico.	Generar resultado del análisis y validarlo.	Que la revisión sea aplicable.	19/05/2014	13/06/2014
6	Finalización de las clases: Gestión de transferencia e innovación.	Obtención de conocimientos durante los cursos	Conocimiento adquirido	22/05/2014	23/05/2014
7	Preparación para la defensa	Identificar procedimiento para la defensa	Obtener un procedimiento para la defensa	16/06/2014	30/06/2014
8	Defensa		Excelente exposición	01/07/2014	04/07/2014
9	Entrega de documentación			07/07/2014	11/07/2014

*NOTA: Simultáneamente se realizaron nuestros estudios académicos en la URV.

- **GESTIÓ DE LA TRANSFERÈNCIA I INNOVACIÓ-GESTION DE LA TRANSFERENCIA E INNOVACION:**

La asignatura quiere introducir a los estudiantes de ingeniería sobre las metodologías y técnicas utilizadas en los procesos de innovación de las instituciones en general y las empresas en particular. Se hace énfasis en las herramientas utilizadas habitualmente para este procesos: vigilancia tecnológica, protección de los resultados, valoración de la tecnología, gestión de proyectos de I + D + i, etc.

- **TREBALL DE FI MÁSTER-PROYECTO DE MAESTRIA:**

El alumno desarrollara un tema asesorado por un catedrático experto en dicho tema, y finalmente lo defenderá.



Vo.Bo

Dr. Elías Olivares Benítez
Coordinador del programa de
Maestría en Sistemas de manufactura
Y estrategias de calidad.
17 poniente 901 Col. Santiago
UPAEP
Tutor

Vo.Bo



Dr. Ramón Leyva Grasa
Maestro del departamento de ingeniería
electrónica, eléctrica y automática.
Campus Sescelades Av. del Paisos Catalans,
26 43007 Tarragona
URV
CO-Tutor

DEFINICIONES Y TERMINOLOGÍA DEL PROYECTO

- 1.- Área de barrido (swept área):** El área que cubre al girar el rotor de la turbina eólica, calculada con la formula $A = \pi R^2$, donde R es el radio del rotor.
- 2.- Potencia nominal (rated output capacity):** La potencia de salida de una turbina eólica operando a la velocidad del viento nominal.
- 3.- Coeficiente de potencia (power coefficient CP):** La razón de la potencia extraída del viento por una turbina eólica y la potencia disponible en una corriente de viento.
- 4.- Curva de potencia (power curve):** gráfica que muestra la potencia en una turbina eólica a través de un rango de velocidad.
- 5.-Densidad (density):** la cantidad de masa en una unidad de volumen.
- 6.-Parque eólico (wind farm):** Un grupo de turbinas eólicas, frecuentemente pertenecientes y operadas a una compañía. También se le conoce como planta eólica.
- 7.-KW:** Kilowatts, una medida de la potencia eléctrica (1,000 watts).
- 8.-KWh:** Kilowatts-hora, una medida de la energía, igual al uso de un kilowatt durante una hora.
- 9.-MW:** Megawatt, una medida de potencia (1,000,000 watts)
- 10.-Perfil aerodinámico (airfoil):** La forma de la sección transversal de las palas, la cual está diseñada para aumentar el empuje y mejorar el funcionamiento de la turbina.
- 11.-Razón de la velocidad de punta (tip speed ratio):** La velocidad lineal a la que se mueve la punta de la pala dividida entre la velocidad del viento.
- 12.-Red (grid):** Sistema de distribución de electricidad. Es la red que conecta los generadores de electricidad con los usuarios de la misma.
- 13.-Rotación longitudinal (yaw):** El movimiento de la góndola que permite que la turbina eólica siempre este de frente al viento.
- 14.-Turbulencia (turbulence):** Los cambios en la dirección y velocidad del viento.
- 15.-Velocidad de arranque (cut-in wind speed):** Velocidad del viento necesaria para que la turbina empiece a generar electricidad.
- 16.-Velocidad de viento nominal (rated wind speed):** La velocidad de viento mínima para que la turbina alcance su potencia nominal.
- 17.-Velocidad de paro (cut-out wind speed):** Velocidad del viento a la cual la turbina deja de generar electricidad.
- 18.-Velocidad del rotor (rotor speed):** El número de revoluciones por minuto del rotor.

19.-Velocidad del viento de arranque (start-up wind speed): La velocidad del viento a la cual el rotor empieza a girar.

20.-Velocidad promedio del viento (average wind speed): La velocidad media del viento sobre un periodo de tiempo en específico.

21.-Energía cinética (kinetic energy): Referente a cuando un cuerpo está en movimiento. Para que un cuerpo este en movimiento se requiere de una fuerza aplicada

22.- Sistema yaw: Se trata de un mecanismo que rota la góndola para que encare adecuadamente el viento.

23.- Sistema pitch: Ajusta el ángulo de las palas para que capten de la manera más eficiente el viento dominante. [5].