



Universidad Autónoma de Querétaro
Facultad de Ingeniería



Sistema embebido para la búsqueda del punto máximo de potencia para aerogeneradores de pequeña escala basado en algoritmos heurísticos

Tesis

Que como parte de los requisitos para obtener el grado de
Maestro en Ciencias (Instrumentación y Control Automático)

Presenta

César Oswaldo Mendoza Herbert

Dirigido por:

Dr. Manuel Toledano Ayala

Querétaro, Qro. A 5 de Junio de 2015



Universidad Autónoma de Querétaro
Facultad de Ingeniería

Maestría en Ciencias en Instrumentación y Control Automático

Sistema embebido para la búsqueda del punto máximo de potencia para aerogeneradores de pequeña escala basado en algoritmos heurísticos

Tesis

Que como parte de los requisitos para obtener el Grado de Maestría en Ciencias en instrumentación y control automático

Presenta:

César Oswaldo Mendoza Herbert

Dirigido por:

Dr. Manuel Toledano Ayala

Dr. Manuel Toledano Ayala
Presidente

Dr. Juan Carlos Jáuregui Correa
Secretario

Dr. Gonzalo Macias Bobadilla
Vocal

Dr. Genaro Soto Zarazúa
Suplente

Dr. Edgar Rivas Araiza
Suplente

Dr. Aurelio Domínguez González
Director de la Facultad

Firma

Firma

Firma

Firma

Firma

Dra. Ma. Guadalupe Flavia Loarca Piña
Directora de Investigación y Posgrado

Centro Universitario
Querétaro, Qro.
Mayo del 2015
México

Resumen

El presente documento constituye el desarrollo e implementación de un sistema embebido para el control de velocidad de aerogeneradores de pequeña escala, encontrando el punto máximo de potencia utilizando algoritmos heurísticos. Los sistemas de generación de energía a base del flujo del aire, cuentan con diversos subsistemas que regulan, convierten y almacenan la energía eléctrica obtenida, dichos subsistemas dependen de la cantidad de flujo de aire que logra captar el diseño de las aspas de la turbina eólica. Estos diseños han logrado una mejora con respecto a la captación de volumen de aire, materiales más ligeros y formas geométricas que eliminan turbulencias, cabe destacar que aun con el avance de tecnologías, siguen estando susceptibles a efectos de frenado por altas velocidades del viento, causando pérdidas de generación de energía y daño físico al generador eólico, por ello se requiere de un sistema de control de velocidad, el cual logre calcular el punto máximo de potencia generada y evitar el sobrepaso, para obtener la mayor capacidad de generación de energía eléctrica, evitando daños por altas velocidades o ráfagas de aire que sobrepasen el umbral de frenado.

El sistema de control de velocidad se basa en obtener la curva de potencia del aerogenerador, basándonos en algoritmos heurísticos, los cuales nos permiten encontrar una solución aceptable, la cual nos indica el punto máximo de potencia del modelo de turbina eólica, con esta información el sistema de frenado gradual es activado, estabilizando el sistema para evitar sobrepasar el punto de frenado por exceso de volumen de aire, utilizando un OMAP cortex A8 el cual se encuentra embebido en la placa de desarrollo BeagleBone Black, trabajando bajo un sistema operativo Linux-Embedded, se logra analizar el flujo de corriente proveniente del generador eléctrico trifásico, evitando la necesidad de modificación del sistema mecánico y sensores invasivos.

El análisis de los resultados de las pruebas, demuestra un aumento de hasta un 20% de eficiencia, en comparación de turbinas eólicas de sistemas de control de velocidad.

(Palabras clave: Sistema embebido, Algoritmo Heurístico, Aerogenerador)

Summary

This document presents the development and implementation of an embedded speed control for small-scale wind turbine system, using heuristic algorithms for the maximum power point tracking. The air flow based power generation systems have various subsystems that regulate, convert and store electric energy produced; these subsystems depend upon the amount of airflow captured by the blades' design of the wind turbine.

These designs have achieved an improvement on the uptake of air volume, lighter materials and shapes that eliminate turbulence. It is noteworthy that even with the progression of technology, the blades' designs are still susceptible to the effects of decelerating due to high wind speeds, which cause loss of power generation and physical damage to the wind turbine. This is the reason why it requires a system of speed control capable of calculating the peak power output and avoid overshoot, to obtain the greater capacity of power generation, preventing damage from high speeds or gusts of air that exceed the threshold braking.

The speed control system is based on obtaining the power curve of the wind turbine through heuristic algorithms, which allow us to find an acceptable solution to indicate the maximum power point tracking in a wind turbine model. With the information gathered by the embedded system the gradual braking is activated, in order to stabilize the system to avoid exceeding the breaking point of excess air volume. With an OMAP cortex A8, which is embedded in the BeagleBone Black platform working under Embedded Linux operating system, is possible to analyze the current flow from the three-phase electrical generator to the rectified phase. This development avoids the need of modifications within the mechanical system and the use of invasive sensors.

The analysis of the test results, shows an increase up to 20% of efficiency compared with other wind turbines without speed control systems.

*A mi Padre, por enseñarme a ser el mejor
a que siempre existe una manera de solucionar los problemas,
aun cuando el mundo entero te diga que no se puede*

AGRADECIMIENTOS

Al Doctor Manuel Toledano por confiar en mí aun cuando carecí de conocimiento, por sus consejos sobre la vida y la ciencia, por proponerme retos, demostrándome que siempre podemos realizar lo que nos proponamos y que el límite de nuestras capacidades lo definimos nosotros.

A mis compañeros Enma Godoy y Jorge Pitol, por apoyarme en todo momento, por la enseñanza de sus valores, por soportar mi desorden y aun considerarme su amigo y tener siempre la convicción de desarrollar ciencia en pro de la humanidad.

A mi Madre y mi Hermana, por los buenos deseos y el apoyo incondicional que siempre me han dado, pues aún lejos siempre están cerca de mí.

Al CONACYT y FUMEC por sus programas de apoyo al desarrollo de proyectos, debido a que gracias a ellos, logre desarrollar mi tesis y seguiré desarrollando proyectos a favor del conocimiento nacional.

Un agradecimiento especial al Dr. Rivas, Mtro. Rivas y Dr. Jauregui, por su gran apoyo y amistad.

Mariana, gracias por estar a mi lado.

A todos.....Gracias!

Índice

Resumen	i
Summary	ii
Dedicatorias	iii
Agradecimientos	iv
Índice	v
Índice de figuras	vii
Índice de tablas	ix
CAPÍTULO 1.....	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 PANORAMA GLOBAL DE LA ENERGÍA EÓLICA	1
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	5
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	6
1.3 HIPÓTESIS	7
1.4 OBJETIVO GENERAL	7
1.4.1 <i>Objetivos Particulares</i>	7
CAPÍTULO 2.....	8
REVISIÓN DE LA LITERATURA	8
2.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	8
2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES	11
2.2.1 <i>Aerogeneradores de eje horizontal</i>	11
2.2.2 <i>Aerogeneradores de eje vertical</i>	13
2.3 TECNOLOGÍAS MODERNAS DE ENERGÍA EÓLICA.....	16
2.4 MÉTODOS DE CONTROL PARA AEROGENERADORES POR SEGUIMIENTO DEL PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA (SPMP)	19
2.5 SISTEMA EMBEBIDO PARA CONTROL DEL SISTEMA.....	25
2.5.1 <i>Linux embebido</i>	29
CAPÍTULO 3.....	32
METODOLOGÍA.....	32
3.1 AERODINÁMICA DE AEROGENERADORES	32
3.2 MODELO DE PRUEBA AEROGENERADOR DE EJE VERTICAL.....	45
3.2.1 <i>Modelado y fabricación de aspas</i>	47
3.2.2 <i>Diseño y montaje de torre</i>	50
3.2.3 <i>Generador eléctrico</i>	52
3.2.4 <i>Acoplamiento del sistema de almacenaje energético</i>	55
3.3.4 <i>Sensor de corriente y voltaje</i>	58
3.4 ALGORITMO HEURÍSTICO PARA EL SEGUIDOR DEL PUNTO MÁXIMO POTENCIA	60

3.5 SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD POR FRENADO ELÉCTRICO	63
CAPÍTULO 4.....	67
RESULTADOS.....	67
4.1 RESULTADOS DEL MODELO DE AEROGENERADOR	67
4.2 RESULTADOS DE PRUEBAS DEL ALGORITMO DE SPMP	69
4.3 CONCLUSIONES	74
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	75

Índice de Figuras

2.1 MOLINO DE VIENTO ANTIGUO DE LAS ISLAS BRITÁNICAS	9
2.2 ANTIGUA GRANJA EÓLICA EN ESPAÑA	9
2.3 AEROGENERADOR “PICKET FENCE”, CONSTRUIDO POR CHARLES F. BRUSH EN CLEVELAND OHIO EN 1890	10
2.4 FLUJO DEL VIENTO EN AEROGENERADORES A BARLOVENTO Y SOTAVENTO	12
2.5 TIPOS DE AEROGENERADORES DE UNA PALA, DOS PALAS, TRES PALAS Y MULTIPALA.....	12
2.6 AEROGENERADOR DE EJE VERTICAL TIPO DARRIEUS	13
2.7 AEROGENERADOR DE BAJO COSTO TIPO SAVONIUS CON ASPAS DESFASADAS 90°	15
2.8 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL ROTOR SAVONIUS.....	15
2.9 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA TURBINA MUSGROVE.....	16
2.10 CARACTERÍSTICA DE LA POTENCIA Y EL ESCALÓN DE PERTURBACIÓN CON EL MÉTODO P&O.....	20
2.11 RELACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA-VELOCIDAD, PARA TRES DIFERENTES VELOCIDADES	22
2.12 CONJUNTO DE CURVAS DE POTENCIA DE LA TURBINA RELACIONADAS CON LA VELOCIDAD DEL GENERADOR, PARA VELOCIDADES DE VIENTO DIFERENTES, ADZIC ET AL. (2009)	22
2.13 ENTRENAMIENTO PROPUESTO PARA LA RED NEURONAL, PARA LA ESTIMACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO.....	23
2.14 RED NEURONAL PARA LA ESTIMACIÓN DE VELOCIDAD DEL VIENTO.....	23
2.15 BEAGLE BONE BLACK, DSP C200 Y FPGA SPARTAN6	28
2.16 TARJETA BEAGLEBONE BLACK, LA CUAL OBTIENE LOS DATOS DE CORRIENTE, CONTIENE EL ALGORITMO DE CONTROL Y GENERA EL PWM PARA FRENADO DEL AEROGENERADOR	29
2.17 VERSIONES DEL SISTEMA OPERATIVO LINUX DIPONIBLES PARA LA TARJETA DE DESARROLLO BEAGLEBONE BLACK.....	30
3.1 REPRESENTACIÓN DE LAS VELOCIDADES DEL FLUJO DE VIENTO EN UN PERFIL AERODINÁMICO DE UN ÁLABE DE AEROGENERADOR, ABBOTT-ALBERT (2008)	33
3.2 COMPONENTES DE UN ALABE PARA DETERMINACIÓN DE LA NACA.....	34
3.3 SUPERFICIE DE SUSTENTACIÓN Y ARRASTRE DE UN ALABE	35
3.4 ÁREA DE BARRIDO DEL ROTOR	35
3.5 DISCONTINUIDAD DE LA VELOCIDAD DEL AIRE (CORTESÍA DE WINDPOWER)	37
3.6 LA EFICIENCIA DEL ROTOR CONTRA LA RELACIÓN (V_0/V) TIENE UN MÁXIMO. LA EFICIENCIA DEL ROTOR ES UNA FRACCIÓN DE LA ENERGÍA DEL VIENTO EXTRAÍBLE POR EL ROTOR Y LA CUAL ALIMENTARA AL GENERADOR ELÉCTRICO	38
3.7 LA EFICIENCIA DEL ROTOR PARA ROTORES CON DIFERENTE NÚMERO DE ASPAS. EL ROTOR CON DOS ASPAS TIENE LA MÁS ALTA EFICIENCIA (CARILLO, 2001)	39
3.8 EFICIENCIA DEL ROTOR CONTRA LA RELACIÓN DE VELOCIDAD EN EL EXTREMO EXTERIOR DE SUS ASPAS (TSR) (PATEL, 1999)	42
3.9 LA EFICIENCIA DEL ROTOR Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL CONTRA EL TIP SPEED RATIO (TSR) (PATEL, 1999)	43

3.9 FORMA AERODINÁMICA DEL ASPA CON MODELO NACA 3615.....	45
3.10 CURVA DE ANÁLISIS POLAR DEL PERFIL NACA 3615	46
3.11 MODELO DE ASPAS EN 3D CON AERODINÁMICA DE NACA 3615	46
3.12 CONSTRUCCIÓN DEL ASPA DEL AEROGENERADOR	48
3.13 RECUBRIMIENTO DEL ASPA POR RESANADOR INDUSTRIAL PARA EVITAR FILTRACIONES	48
3.14 DETALLADO DE ASPAS Y MONTAJE EN EJE VERTICAL	49
3.15 Y 3.16 INSTALACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL DE 200 WATTS DE LA MARCA AIRBREEZE.....	50
3.17 Y 3.18 MONTAJE DEL MODELO DEL AEROGENERADOR PARA PRUEBAS DE ESTABILIDAD.....	50
3.19 Y 3.20 MONTAJE DE TORRE DEL AEROGENERADOR EN EL TECHO DE LA BIBLIOTECA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UAQ	51
3.21 Y 3.22 MONTAJE DE ASPAS CON MODIFICACIONES EN EL RADIO INTERNO	52
3.23 GENERADOR TRIFÁSICO DE 1KWATT MARCA GINLONG	54
3.24 FUNCIÓN DE VOLTAJE DE DC VS RPM.....	54
3.25 ADECUACIÓN DE MECANISMO PARA AUMENTAR LAS REVOLUCIONES CON SISTEMA DE ENGRANES...	55
3.26 DIAGRAMA DE OBTENCIÓN DE ENERGÍA PARA USO DOMÉSTICO Y CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA	56
3.27 BATERÍA CONECTADA CON CONTROLADOR DE CARGA E INVERSOR.....	57
3.28 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA AEROGENERADOR.....	57
3.29 SENSOR DE CORRIENTE DE EFECTO HALL ACS712	58
3.30 SENSOR ACS712 INSTRUMENTADO PARA ADAPTACIÓN CON DATALOGER DE NATIONAL INSTRUMENT.	59
3.31 CAPTURA DE DATOS PARA ANÁLISIS DE POTENCIA	59
3.33 PUNTO ÓPTIMO DE FRENADO EN BASE AL PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA	62
3.34 CURVA DE POTENCIA CON ALGORITMO DE CONTROL DE FRENADO GRADUAL EN BASE AL PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA.....	62
3.35 DIAGRAMA DE FUNCIONALIDAD DEL SISTEMA DE CONTROL	63
3.36 CIRCUITO DE RECTIFICACIÓN DE FASES Y FRENADO POR IGBT'S	64
3.37 PLACA PARA FRENADO DEL GENERADOR TRIFÁSICO CONECTADA A TARJETA BEAGLEBONE BLACK.....	64
4.1 Y 4.2 MODELOS DE AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL DE 1 KWATT CONSTRUIDOS EN LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE QUERÉTARO	67
4.3 GRAFICA DE SENSADO DE 10 SEGUNDOS	69
4.4 OBTENCIÓN DE 25675 DATOS A MUESTRAS DE CADA MILISEGUNDO	70
4.5 DATOS CAPTURADOS TRAS UN MINUTO CON MUESTRAS CADA MILISEGUNDO.....	70
4.6 DATOS OBTENIDOS A UN TIEMPO DE MUESTRA DE 15 MINUTOS	71
4.7 DATOS CON FILTRO DE MUESTRA DE CADA 500 MILISEGUNDOS	71
4.8 GRÁFICA DE MUESTRAS CADA SEGUNDO	72
4.9 GRAFICA DE MUESTRAS CADA 3 SEGUNDOS	72

4.10 GRÁFICA QUE MUESTRA LA CURVA DE CORRIENTE YA CON LA DETECCIÓN DEL PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA Y EL FRENADO ANTES DE LLEGAR A DICHO PUNTO.	73
4.11 GRAFICA DE COMPARATIVA DE CURVAS DE POTENCIA.....	73

Índice de Tablas

1.1. CAPACIDAD INSTALADA PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD 2012 FUENTE: RENEWABLES GLOBAL STATUS REPORT, REN 21 2013 (RGSR)	2
1.3. CENTRALES EÓLICAS PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD 2012, FUENTE: COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, CFE /COMISIÓN REGULATORIA DE ENERGÍA, CRE, 2012.....	4
2.1 COMPARATIVA DE VARIOS MÉTODOS SEGUIDORES DEL PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA (MUSUNURI, 2011).....	25
2.2 COMPARATIVA ENTRE TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA SISTEMAS EMBEBIDOS	27
2.3 DETALLES TÉCNICOS DE LA TARJETA BEAGLE BONE BLACK	28
3.1 COMPARACIÓN ENTRE DISTINTOS SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AEROGENERADORES ..	53

Capítulo 1

Introducción

El presente trabajo muestra una investigación en el desarrollo de nuevos métodos de control de potencia para aerogeneradores de baja escala, debido a las tendencias sobre generar energía a través de fuentes renovables, es imprescindible el enfoque que debe de tener la comunidad científica, sobre el desarrollo de nuevas tecnologías que aumente la eficiencia en sistema que aprovechen dichos recursos. El primer capítulo incluye una introducción al panorama de la energía eólica, la problemática que esta contiene y la justificación del desarrollo de esta tesis. En lo consiguiente el capítulo 2 incluye la revisión del estado del arte sobre los métodos de control en aerogeneradores, y las nuevas tendencias que se encuentran desarrollando. El capítulo 3 muestra el desarrollo de cada esquema de la investigación, como lo es el desarrollo del modelo de pruebas, el algoritmo de control y sistema embebido.

1.1 Panorama global de la energía Eólica

En 2012 la capacidad total instalada para la generación de energía eléctrica con energías renovables alcanzó un total de 1,471 GW, de los cuales el 67% fue aportado por centrales de energía hidráulica y el 19% por parques eólicos.

La electricidad generada por estas fuentes representó aproximadamente un 26% de la generación total de energía eléctrica global (5,640 GW). Algunos de los factores que han impulsado la industria de energías renovables, en especial en los nichos de energía eólica y solar, han sido: el avance tecnológico, la disminución de costos en tecnologías, la promoción de los gobiernos para el desarrollo sustentable, entre otros factores.

Tabla 1.1. Capacidad instalada para la generación de electricidad 2012 Fuente: renewables Global Status Report, REN 21 2013 (RGSR)

ENERGIA	CAPACIDAD INSTALADA (GW)	CRECIMIENTO (2011-2012)
Hidráulica	990.0	3.1%
Eólica	283.0	18.9%
Biomasa	83.0	12.2%
Solar fotovoltaica	100.0	40.8%
Geotérmica	11.7	2.6%
Solar de alta concentración	2.5	56.3%
Mareomotriz	0.5	0.0%
Total	1470.7	8.4%

Para 2035, se pronostica que la capacidad instalada para la generación de electricidad con fuentes renovables será de 3,437 GW, lo que representará el 40% del total del sistema eléctrico mundial.

La energía hidráulica y la eólica serán las principales fuentes de generación de electricidad. En 2012, cerca del 80% de la producción global de equipo eólico (aerogeneradores) estuvo concentrada en diez empresas. China es el país más relevante de la industria con al menos 30% de la producción.

Tabla 1.2 principales empresas manufactureras de equipo eólico 2012,
Fuente: RGSR, 2013 Y HOOVERS, 2013

EMPRESA	PAIS	% PRODUCCIÓN GLOBAL	VENTAS(USD MDD)	EMPLEADOS
GE Wind (GE Energy)	EE.UU	15.5%	\$44,000	1,700
Vestas	Dinamarca	14%	\$10,000	22,721
Siemens Wind Power (Siemens Energy)	Alemania	9.5%	\$28,000	98,000
Enercon	Alemania	8.2%	\$610	2,550
Suzlon Group (Suzlon Energy)	India	7.4%	\$4,050	13,000
Gamesa	España	6.1%	\$2,155	1,630
Goldwind	China	6%	\$726	3,500
United Power	China	4.7	\$716	4,000
Sinovel	China	3.2%	\$636	2,027
Mingyang	China	2.7%	-	-
Otras		22.7%	-	-

Con lo que respecta a la república mexicana la capacidad instalada de energía eólica en operación alcanzó los 1,289 MW en 2012, de los cuales sólo el 7% es operado por la Comisión Federal de Electricidad, mientras que el resto es operado a través de permisionarios bajo esquemas de autoabastecimiento, pequeños productores y productores independientes.

Tabla 1.3. Centrales Eólicas para la generación de electricidad 2012, Fuente: Comisión Federal de electricidad, CFE /Comisión Regulatoria de Energía, CRE, 2012

CENTRAL/PERMISIONARIO	ESTADO ACTUAL	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	UBICACIÓN	TIPO DE SERVICIO
Oaxaca I,II,III and IV	En operación	408.0	Oaxaca	Publico
La Venta I,II and III	En operación	187.5	Oaxaca	Publico
Guerrero Negro	En operación	1.0	Baja California Sur	Publico
Yuumil'ilk	En operación	1.5	Quintana Roo	Publico
	En operación	691.1	Baja California, Chiapas y Oaxaca	Privado
Total en operación		1,289.0		
	En construcción y por iniciar operaciones.	2,460.0	Baja California, Nuevo León, Oaxaca, San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz.	Privado
Total		3,749.0		

México cuenta con 40,268 MW(SENER, 2012) de potencial de energía eólica, lo que representa más de la capacidad instalada de todo el sistema eléctrico nacional. Sin embargo, actualmente sólo se aprovecha el 3.2% de dicha capacidad.

Las regiones con la mayor capacidad de generación de energía eólica son:

El Istmo de Tehuantepec (Oaxaca) es donde se encuentran ubicados la mayoría de los parques eólicos del país, cuenta con 1,248 MW en operación. Además, el estado cuenta con ocho proyectos en construcción que suman un total de 1,251 MW. Debido a las excelentes condiciones del viento en esta zona es una de las más

privilegiadas en México y en el mundo (SENER, 2012). La Rumorosa (Baja California) tiene un potencial eólico de más de 5,000 MW. Actualmente, existen cuatro proyectos en operación y construcción que suman una capacidad instalada de 258 MW.

La costa del Golfo de México actualmente cuenta con proyectos en operación y en construcción por un total de 477 MW en los estados de Tamaulipas y Veracruz.

En la región norte y centro, Nuevo León cuenta con 274 MW que se tiene previsto entren en operación a más tardar en 2014. San Luis Potosí tiene una central eólica en construcción por un total de 200 MW de capacidad. Otra de las zonas con potencial eólico es la Península de Yucatán, ya que cuenta con excelentes corrientes de viento en la costa de Quintana Roo y en la isla de Cozumel.

1.2 Descripción del problema

Un generador eólico depende del flujo de aire para convertir la energía cinética en eléctrica, logrando una curva de potencia, la cual aumenta proporcionalmente a la velocidad angular del generador hasta llegar a un punto máximo, al sobrepasar dicho punto la potencia tenderá a disminuir. Si la velocidad es muy alta, las aspas tenderán hacer un efecto de pared, causando una disminución en potencia eléctrica generada.

Los aerogeneradores de baja potencia, no cuentan con sistemas de control de frenado por altas velocidades, además de sistemas capaces de obtener la máxima potencia en condiciones atmosféricas variables o extremas. Debido a esto se requiere el diseño e implementación de un sistema capaz de ser adaptado a cualquier modelo de aerogenerador de baja potencia, logrando aumentar su eficiencia al tener control sobre la velocidad del generador, para evitar pérdidas por altas velocidades, sin necesidad de alterar la estructura física del aerogenerador.

1.3 Justificación

En tiempos recientes se ha generado la discusión sobre la sobre explotación de producción de energía basada en combustibles fósiles. Causando un incremento en los gases que producen el efecto invernadero, además del aumento de contaminación en zonas de alta densidad poblacional. Debido a estas razones, se ha incrementado la investigación, difusión e implementación de sistemas de energía renovable.

La energía eólica se ha convertido en una fuente importante dentro de las energías renovables, no obstante al mencionar este tema, se tiene la idea de inmensos parques eólicos con gigantescas turbinas, olvidando el gran aporte que tienen los medianos y pequeños aerogeneradores (Rodríguez *et al.*, 2003). La investigación y desarrollo de la energía eólica se ha centrado en la evaluación del recurso eólico y en el diseño de aerogeneradores; el estudio aerodinámico de las palas, el cálculo estructural y la elección de materiales. El aspecto del sistema eléctrico solo se ha desarrollado para aerogeneradores de gran potencia, debido al alto costo, dejando a un lado el control eléctrico de los aerogeneradores de mediana y baja potencia (Haque *et al.*, 2010).

Un sistema de control para aerogeneradores de baja potencia, garantizara un aumento en la eficiencia, al obtener la máxima conversión de energía posible, evitando pérdidas de potencia y daños físicos al aerogenerador debido a altas velocidades. Además al utilizar un algoritmo genético para la búsqueda del punto máximo de potencia, se lograra reducir el error causado a velocidades con cambios extremos, en comparación de las otras técnicas, que no logran detectarlo en velocidades cambiantes.

1.3 Hipótesis

A través de un sistema embebido seguidor del punto máximo de potencia en un aerogenerador de pequeña escala, basado en algoritmos Heurísticos, es posible aumentar la eficiencia en un 20%, comparada con la eficiencia sin el sistema de control.

1.4 Objetivo General

Diseñar e implementar un sistema de control de velocidad para evitar las pérdidas de generación de energía eléctrica a altas velocidades, basado en la búsqueda del punto máximo de potencia sobre la curva generada por un aerogenerador, utilizando algoritmos Heurísticos.

1.4.1 Objetivos Particulares

1. Diseñar y fabricar un banco de pruebas para aspas de aerogeneradores de eje vertical para un generador de 1 Kwatt.
2. Diseñar e implementar un sistema de adquisición de datos, para analizar la potencia y la velocidad del generador, a través del sensado de flujo de corriente.
3. Diseñar un algoritmo heurístico, que permita encontrar el punto máximo de potencia de un generador trifásico.
4. Diseñar y fabricar un sistema de control de velocidad, para evitar pérdidas de potencia a altas velocidades, controlado por el algoritmo Heurísticos.

Capítulo 2

Revisión de la Literatura

En México la tecnología con respecto a la producción de energía eólica ha sido investigada en casos aislados, dando pauta al uso de aerogeneradores importados, impulsando el desarrollo de tecnología por parte de otros países. En este capítulo se presenta conceptos básicos sobre los efectos que logran convertir la energía del viento en energía eléctrica, la estructura de los aerogeneradores y la clasificación de estos.

2.1 Antecedentes históricos de la energía eólica

Los esfuerzos humanos por aprovechar la energía proveniente del aire, datan de tiempos antiguos, cuando se comenzó a utilizar para impulsar buques y navíos a través del mar; décadas más tarde se comenzó a utilizar en molinos de grano y bombas de agua. Durante el desarrollo de estos dispositivos rudimentarios, surgieron transformaciones que dieron como resultado maquinas con mayor eficiencia y sofisticación, como los son las turbinas eólicas que hoy en día se utilizan para generar grandes cantidades de energía a través del aire. Existe una disyuntiva sobre quien fue la primera civilización que utilizo el aire como fuente de energía, algunos adjudican al emperador Hamumurabi de Babilonia, quien planeaba utilizar la energía eólica para un proyecto de riego sumamente ambicioso en el siglo XVII a.c. (Golding, 1976), otros argumentan que el lugar de nacimiento de los molinos de vientos fue en la India, debido a que Kautiliya en su obra clásica Arthasastra, escrito que data del cuarto siglo antes de cristo, menciona el uso de artefactos operados por el viento (Sorensen, 1995), sin embargo no existe un registro preciso de quien o quienes fueron los padres de la energía eólica.



Figura 2.1 Molino de viento antiguo de las islas Británicas

El diseño más antiguo documentado sobre un molino de viento data al año 200 a.c., los persas lo utilizaban para moler granos, estos fueron hechos de eje vertical con aspas hechas de manojos de caña o madera, y estaban unidas al eje central por un puntal horizontal y lo largo de las aspas tenía un aproximado de 5 a 9 metros de largo, dependiendo el material de la zona.



Figura. 2.2 Antigua granja eólica en España

Esto es seguido por el uso de molinos de viento para bombeo de agua, el cual ha sido una de las aplicaciones más exitosa a lo largo de los tiempos, pues aún se sigue utilizando el mismo modelo, de los primero molinos de viento. El desarrollo de estas máquinas fue para bombear agua desde unos pocos metros por debajo de la

superficie para fines agrícolas, estas autobombas de agua, fabricadas con palas metálicas y diseños de ingeniería mejorados, ofrecieron una excelente herramienta de riego para el campo, instalando alrededor de seis millones de estas unidades en Estado Unidos solo entre los años de 1850 y 1930.

La era de los aerogeneradores eléctricos comenzó cerca de 1900, con el desarrollo de la primera turbina eólica moderna, diseñada para la generación de energía, la cual fue construida en Dinamarca en el año de 1890, con el afán de suministrar de energía eléctrica a zonas rurales, a la par se desarrolló un aerogenerador con un rotor de 17 metros, dando como resultado que por primera vez en la historia la introducción de una caja de engranajes de aceleración, al diseño de un aerogenerador, elevando su generación de potencia hasta 12KW nominal.

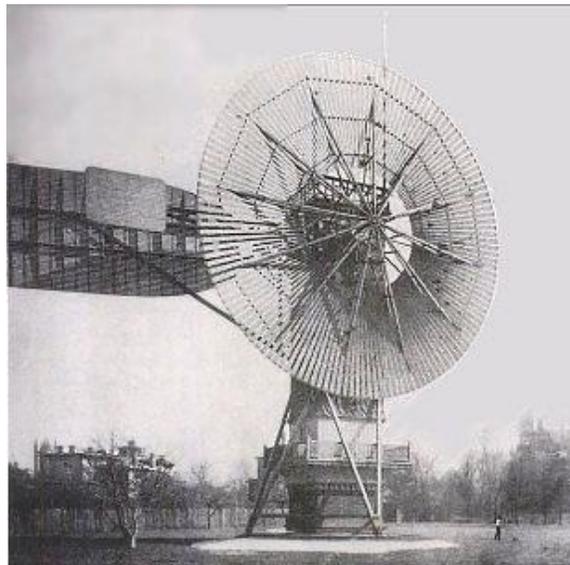


Figura 2.3 Aerogenerador “picket fence”, construido por Charles F. Brush en Cleveland Ohio en 1890

A partir de ese momento Aerogeneradores con mayor capacidad comenzaron a desarrollarse con mayor capacidad de producción de energía, impulsando a países a invertir en el desarrollo de estas tecnologías, tal como lo fue Rusia en 1931, que instaló un aerogenerador de 100 KW a orillas del mar Caspio, el cual trabajó durante dos años dando como resultado una generación total de 200 000 KW.

Investigaciones y desarrollos enfocados a la energía eólica se han logrado intensificar en los últimos años, debido a la gran problemática mundial del

calentamiento global por el uso de combustibles fósiles y la necesidad de utilizar energías limpias y renovables, como sustento a la gran demanda energética global; algunos nuevos conceptos sobre diseños mecánicos, eléctricos y de control, permiten visualizar un futuro prometedor en el aumento de la eficiencia de turbinas eólicas, como lo son la turbina de vórtice, el diseño de un difusor aumentado, el rotor Musgrove, etc.

2.2 Clasificación de los aerogeneradores

Desde el surgimiento de tecnologías enfocadas a la generación de energía a base del viento, se han desarrollado distintas formas, diseños y máquinas alrededor del mundo, alguno de estos han sido diseños innovadores que han sido aceptados en el mercado, debido a su eficiencia, facilidad de producción e instalación, es por ellos que se ha categorizado las máquinas eólicas, dependiendo su eje de posición de las aspas (Lysen, 1982).

2.2.1 Aerogeneradores de eje horizontal

Las turbinas de viento de eje horizontal "HAWT" (*Horizontal axis wind turbine*), tienen un eje de rotación colocado de manera horizontal con respecto al suelo y casi paralelo al viento, logrando percibir el flujo del viento de forma sotavento o barlovento. La mayoría de los aerogeneradores comerciales tanto de baja, mediana y alta escala caen en esta categoría, debido a sus ventajas de diseño, facilidad de instalación y eficiencia comprobada bajo análisis de flujo de aire. Sin embargo a mayor escala es necesario un acople de caja de engranes, torres con mayor altitud, lo que genera un gasto mayor en cimentaciones y la necesidad de orientación directa en sentido del flujo de aire.

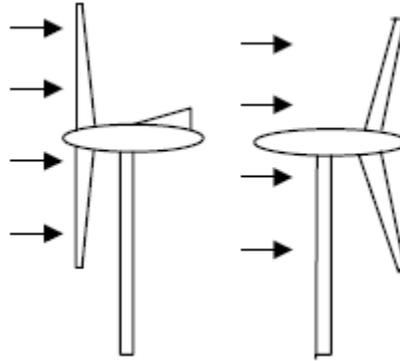


Figura 2.4 Flujo del viento en aerogeneradores a Barlovento y Sotavento

Una clasificación propia de las turbinas de eje horizontal, se define por el número de palas, ya sea una sola, dos, tres o multipala como se muestra en la figura 2.5. Los aerogeneradores de una sola pala suelen ser económicos por el ahorro de material, con respecto a los otros, sin embargo estos requieren de un contrapeso para equilibrar, lo cual suele volverlos en ocasiones inestables, al igual que algunos modelos de dos palas; la mayor parte de las turbinas eólicas instaladas en la actualidad son de tres palas, debido a su estabilidad y eficiencia aerodinámica. Existen otros modelos con mayor número de palas (6, 8, 12, 18 o más), pero en su mayoría son utilizadas como bombas de agua en lugares aislados, debido a que existe una relación entre el número de palas y el torque de arranque, entre mayor sea el número de palas, mayor será el par de arranque disponible para la succión de agua, pero tendrá una mínima velocidad de giro, volviendo ineficiente el modelo para conexión a un generador eléctrico (Burton, *et al.*, 2001).

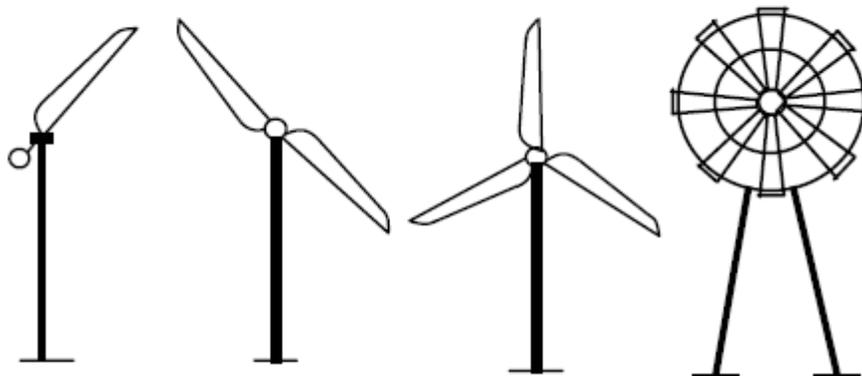


Figura 2.5 Tipos de aerogeneradores de una pala, dos palas, tres palas y multipala

Los aerogeneradores de eje horizontal de gran escala, suelen instalarse en zonas donde se ha encontrado una corriente de aire constante, de tal manera que no requieran un timón para direccionarlos hacia donde provenga el aire, en caso contrario aerogeneradores de pequeña y mediana escala, suelen tener un giro libre de 360° y un timón, el cual los direcciona el sentido de la dirección del viento, estos son ideales para zonas con altas turbulencias, como lo son las zonas urbanas, barcos y edificios donde no se tiene el datos del flujo de aire.

2.2.2 Aerogeneradores de eje vertical

En estos tipos de aerogeneradores la turbina de viento se encuentra en perpendicular a la dirección del viento tal como se ve en la figura 2.6, los aerogeneradores de eje vertical “VAWT”(*Vertical axis wind turbine*), pueden percibir el viento proveniente de cualquier dirección, eliminando timones y veletas de dirección; el generador eléctrico y la caja de engranes pueden instalarse a nivel de piso, lo que hace que el diseño de instalación o torre suelen ser simples y económicos, aunado a esto, al estar a nivel de piso el mantenimiento suele requerir menor tiempo.



Figura 2.6 Aerogenerador de eje vertical tipo Darrieus

Una gran desventaja de estos aerogeneradores suele ser la necesidad de algunos elementos adicionales, como lo es el sistema de arranque, para vencer el punto de inercia que causa el diseño mismo del aerogenerador. Los diseños de las aspas de

estos aerogeneradores suelen ser el principal factor de su eficiencia, ya que al momento del giro logran caer en una zona muerta, en donde no existe flujo de viento que permita el empuje, debido a ellos se han mejorado los diseños para evitar o disminuir esta zona de pérdidas.

Estos aerogeneradores son ideales para zonas de alta turbulencia debido a que logran captar todas las ráfagas de aire, sin embargo a esto suele venir una problemática, lo cual es la velocidad que logran alcanzar, por tal motivo es necesario un sistema de control de velocidad el cual garantice la seguridad tanto del aerogenerador y de las personas o inmuebles cercanos a donde se instalen.

Rotor tipo Darrieus

El aerogenerador de modelo Darrieus es llamado de esta manera en honor a su inventor George Darrieus Jeans, el cual funciona debido a la fuerza de sustentación generada por el perfil aerodinámico de sus aspas, como se muestra en la figura 2.6. El diseño original está basado en las hojas de una batidora de huevo y están unidas a un eje en el cual recae la tensión, minimizando el esfuerzo por flexión de las aspas; existen diversas variaciones en el diseño Darrieus, dentro de las cuales se encuentran los que cuentan con aspas verticales, llamados Giromills.

El Aerogenerador Darrieus generalmente trabaja en relación a velocidades bajas del viento, lo cual lo hace atractivo para la generación eléctrica en donde existan corrientes de aire bajas o muy variables. Sin embargo estos no son de auto-arranque por lo cual es necesaria la instalación de sistemas alternos de arranque, para vencer el momento de inercia.

Rotor tipo Savonius

El aerogenerador Savonius, inventado por S. J. Savonius, es una máquina de eje vertical que consta de dos figuras tipos elípticas o medio cilíndricas, en forma de "S" (figura 2.7). El lado convexo de uno de los medios cilindros y el lado cóncavo del otro son afectados por el viento, como se muestra en la fig. 2.7. La función básica del rotor Savonius es arrastrar gracias a la cantidad de viento que se almacena en

las aspas, con un coeficiente de resistencia de la superficie cóncava mayor que la superficie convexa, por lo tanto el medio cilindro con el lado cóncavo mirando hacia la dirección del viento experimentara más fuerza, de arrastre que el otro cilindro, obligando a que el rotor gire. Algunos diseños cuentan con más de un cilindro desfasado 90° , para suavizar las fluctuaciones del par durante el giro.



Figura 2.7 Aerogenerador de bajo costo tipo Savonius con aspas desfasadas 90°

Siendo máquinas de arrastre, los aerogeneradores tipo savonius tiene un coeficiente de potencia relativamente menor, sin embargo algunos modelos han demostrado que añadiendo adecuaciones a los discos y cilindros la eficiencia suele llegar a un 35%, debido al par elevado que asemeja a los multipala ocupados para bombas de agua.

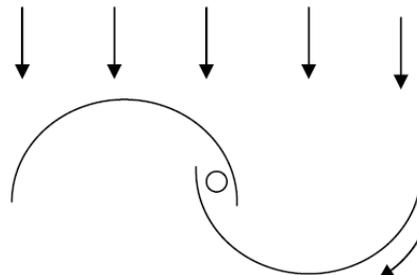


Figura 2.8 Principio de funcionamiento del rotor Savonius

Rotor Musgrove

El rotor Musgrove fue desarrollado por un equipo de investigadores a cargo del profesor Musgrove en la Universidad de Reading en el Reino Unido. Se trata básicamente de una máquina elevada de eje vertical la cual tiene unas cuchillas en forma de “H” (Figura 2.9), con altas velocidades las palas del rotor cambian su inclinación debido a la fuerza centrífuga, esto elimina el riesgo de ruptura por fuerzas causadas por la aerodinámica de las aspas.

Debido a su funcionamiento son caracterizadas como máquinas de elevación y arrastre, logrando estar en la clasificación de mediana y gran escala de potencia generada. Diseños actuales han logrado mostrar su alta eficiencia, cuando son utilizados en conjunto con diseños tipo Darrieus y Savoniuos.

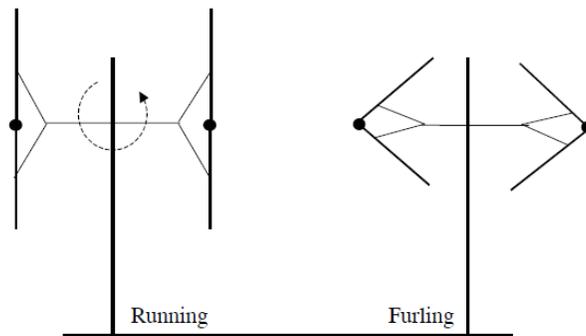


Figura 2.9 Principio de funcionamiento de la turbina Musgrove

2.3 Tecnologías modernas de energía eólica

A continuación se muestran las patentes más actuales al momento del desarrollo de este proyecto, las cuales logran mostrar distintos métodos de control en relación a turbinas eólicas de baja potencia, esto nos permite observar las técnicas comerciales que se ofertan en el mercado.

Aerogenerador abatible con freno del rotor

Número de publicación	WO2013093124 A1
Tipo de publicación	Solicitud
Número de solicitud	PCT/ES2011/000376
Fecha de publicación	27 Jun 2013

Aerogenerador de tres aspas con un sistema de control en la potencia captada, opera con un mayor rango de velocidades de viento que los aerogeneradores actuales mediante un control de velocidad de giro en su rotor.

El objetivo de este sistema es tratar de proporcionar la velocidad de giro adecuada al alternador a través del multiplicador para generar directamente electricidad alterna a la frecuencia admitida por la red eléctrica, manteniendo casi constante las revoluciones por minuto en su rotor de palas, mediante 3 diferentes sistemas:

Pitch Control:

La rotación de las palas alrededor de su eje de giro o de "pitch", más de 10°. Este es un proceso mecánico, lo que implica la utilización de mecanismos automáticos que giran dentro del buje del aerogenerador con sofisticados sistemas de control.

Stall Control:

"Control por Pérdida Aerodinámica". Diseño aerodinámico del perfil de las palas para asegurar que éstas empiecen a dejar de girar al alcanzar la velocidad predeterminada de diseño. La principal ventaja es que se evitan las partes móviles de las palas del rotor y su complejo sistema de control. En contra, presenta un problema de diseño aerodinámico muy complejo.

Active Stall Control:

Rotación de las palas alrededor de su eje de giro o de "pitch", generalmente sin mecanismos automáticos, unos pocos grados, menos de 10°, para ajustar sus perfiles en las zonas de altas velocidades del viento (18 - 25 m/s) con el fin de que éstas empiecen a dejar de girar.

Generador eólico de aspas y cometas

Número de publicación	WO2011048233 A2
Tipo de publicación	Solicitud
Número de solicitud	PCT/ES2010/000393
Fecha de publicación	28 Abr 2011

Generador eólico que incluye aspas que giran alrededor del eje, las cuales en su parte alta van provistas de un elemento a modo de cometa, con el objeto de enfrentarlas al viento durante el desplazamiento rotativo, para favorecer el giro de las palas alrededor del eje, facilitando de esta manera el desplazamiento de rotación de las palas, de forma que se reduce la capacidad de viento necesario para iniciar o potenciar el movimiento giratorio de las palas alrededor del eje obteniendo con ello mayor rendimiento energético en condiciones de poco viento.

El generador eólico comprende un mástil en cuya parte superior se dispone un cabezal, en él se encuentra el eje central hueco en forma de cono, donde van alojados los mecanismos de rotación de las aspas, desde -45° a $+45^\circ$ para poder captar más o menos viento y optimizar la rotación del grupo.

Sistema para la generación de energía eléctrica a partir de energía eólica de baja velocidad con dos sistemas de ala impulsora

Número de publicación	WO2012073124 A1
Tipo de publicación	Solicitud
Número de solicitud	PCT/IB2011/052401
Fecha de publicación	7 Jun 2012

Sistema para la generación de energía eléctrica a partir de energía eólica, donde dicho sistema se caracteriza porque su diseño aprovecha las pequeñas corrientes de aire y permite que no requiera de una gran cantidad de aire para la generación de potencia o energía eléctrica.

Los perfiles aerodinámicos del sistema de la presente invención fueron diseñados específicamente para aprovechar las condiciones del viento propias de países ecuatoriales, logrando alcanzar una alta eficiencia para las velocidades del viento presentes en esta área geográfica, al mismo tiempo que logran trabajar para

incrementar el área efectiva de captación, lo que a su vez mejora la eficiencia global del sistema.

Este sistema integra dos tecnologías de generación concebidas bajo el concepto de eje de giro vertical, logrando independizar su movimiento de la dirección del viento. Una de dichas tecnologías se basa en fuerzas de arrastre, ideal para condiciones de baja velocidad, y la otra está basada en fuerza de sustentación, óptima para el trabajo a altas velocidades.

2.4 Métodos de control para aerogeneradores por seguimiento del punto máximo de potencia (SPMP)

Un generador eólico de velocidad variable ofrece la posibilidad de extraer la máxima potencia del viento disponible y así aumentar la cantidad de energía capturada. Aunque al aumentar el promedio de energía capturada por el sistema eólico se reduce el ciclo de vida, se compensa con el control de frenado, el cual disminuye el desgaste de los componentes a altas velocidades.

Varios estudios y comparaciones han demostrado que los controladores basados en algoritmos de seguimiento del punto máximo de potencia, logran una mayor eficiencia contra los controladores basados en sistemas anexos, como es la medición de la velocidad del viento con un anemómetro, ya que estos tienen un costo elevado y pueden llegar a variar con las turbulencias, desgaste del sistema eléctrico, etc.

En general los algoritmos del punto máximo de potencia se pueden clasificar en tres: Relación de control de la velocidad óptima (*TSR control*), control por señal de retroalimentación de potencia (*PSF control*) y búsqueda basada en la escala de la máxima curva de potencia (*HCS control*) (Abdullah *et al.*, 2011).

Existen tres tipos de algoritmos de seguimiento del punto máximo de potencia como se había mencionado con anterioridad. Los TSR son aquellos que regulan la velocidad del generador para mantener la velocidad constante, estos requieren información sobre la velocidad del viento y la velocidad de la turbina. El control PSF

emplea información sobre el comportamiento del generador ante las diferentes velocidades y del modelo matemático de la turbina, ambos requieren de sensores tanto internos, para medir la potencia y velocidad del rotor, además de externos para la medición del viento, este último con poca fiabilidad debido a la turbulencia que causan los propios aerogeneradores, esto da como resultado un control poco óptimo y costoso. El algoritmo por HCS, realiza una búsqueda en la curva de potencia de salida, al encontrar el punto máximo, mantendrá las condiciones necesarias para evitar que el generador sobrepase dicha zona y evitar pérdidas, sin la necesidad de sistemas o sensores, que eleven el costo del sistema.

Perturbar y Observar (P&O)

El algoritmo de P&O es comúnmente usado por requerir un bajo nivel de diseño, programación e implementación. Se basa en perturbar un parámetro del sistema y observar el impacto a la salida de potencia (Chermitti *et al.*, 2012), de tal manera que si la potencia sobrepasa, una vez perturbado el parámetro de control, este se volverá a modificar, hasta fijar el punto máximo de potencia. Este método es utilizado en diversos sistemas de energía renovable como son paneles fotovoltaicos, biodigestores, turbinas eólicas, etc.

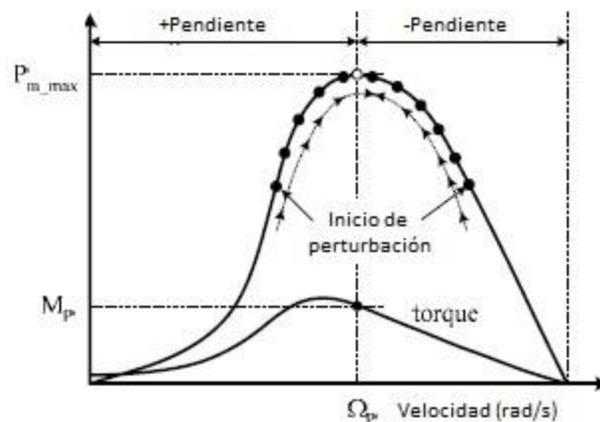


Figura 2.10 Característica de la potencia y el escalón de perturbación con el método P&O

En el caso de turbinas eólicas, se tiene la opción de perturbar la velocidad del generador y observar la potencia mecánica. Otra opción es perturbar alguna variable de entrada como el voltaje o corriente, y monitorear la salida de potencia eléctrica del sistema (Abdullah *et al.*, 2011).

Este método es de gran utilidad ya que no requiere el conocimiento de las características del generador eléctrico y el tipo de aerogenerador. Las limitantes de este método son en primera instancia la definición de máxima potencia, con respecto a los componentes eléctricos y electrónicos que se utilizaran para el muestreo de la señal de potencia, a su vez, los escalones de perturbación que se dan para modificar la señal de referencia, ya que si los escalones son muy grandes (Örs *et al.*, 2009), este método será poco fiable para variaciones rápidas de velocidad; si reducimos el tamaño de dichos escalones, el efecto se podrá observar en la velocidad de respuesta del sistema.

Otra desventaja de este método es la inercia que causan algunos modelos de aerogeneradores (Patsios *et al.*, 2009), además que está en continuamente perturbándose, ya que no establece un modelo exacto sobre el puntos máximo de potencia.

Control por lógica difusa

A diferencia del método anterior, el cual tenía errores a cambios bruscos de velocidad, el controlador por lógica difusa (*FLC, fuzzy-logic-control*), lograra resolver dichos inciertos, aunque este requiere un control más avanzado.

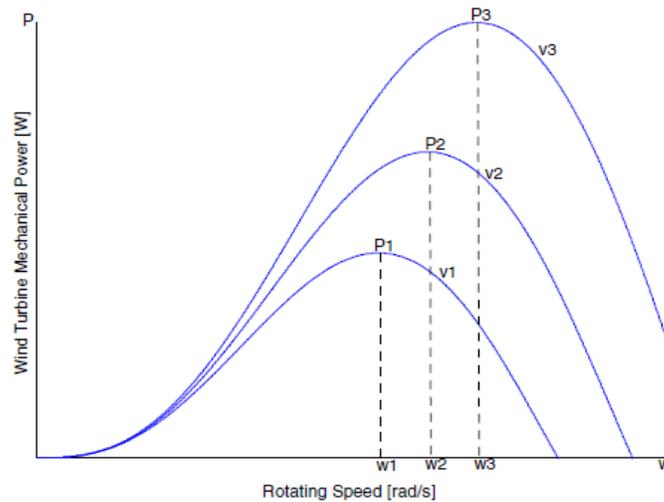


Figura 2.11 Relación de potencia máxima-velocidad, para tres diferentes velocidades

El controlador FLC, en estado estacionario, si el punto de operación está en el lado izquierdo del punto máximo de potencia como se muestra en la figura 2.11, para alcanzar el punto de operación óptimo, el controlador tiene que disminuir la corriente de referencia, dando como resultado, un aumento de la velocidad de rotación. De esta manera, el punto de operación se moverá a la derecha hasta a un punto de operación superior.

En caso contrario, cuando el punto de operación está en el lado derecho del punto máximo de potencia, la corriente de referencia necesita ser aumentada. De tal manera que la velocidad disminuirá y el punto de operación se moverá hacia la izquierda, a un punto de operación superior (Petrila *et al.*, 2009).

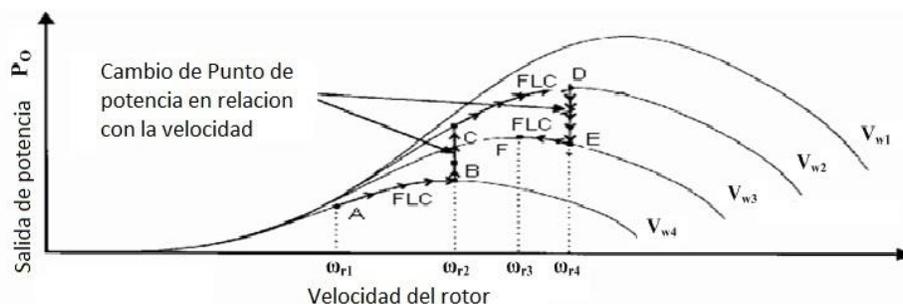


Figura 2.12 Conjunto de curvas de potencia de la turbina relacionadas con la velocidad del generador, para velocidades de viento diferentes, Adzic *et al.* (2009)

Este método resulta ser altamente eficiente comparado con otros, aunque cabe destacar, que requiere de cierta información, como es la velocidad rotacional, lo que conlleva a tener un sensor en el rotor de la turbina.

Red neuronal

Las redes neuronales (ANN) supervisadas, son utilizadas para una estimación precisa de la velocidad del viento, para conseguir un control instantáneo de la potencia máxima. Se propone el siguiente esquema de entrenamiento (Li *et al.* 2005):

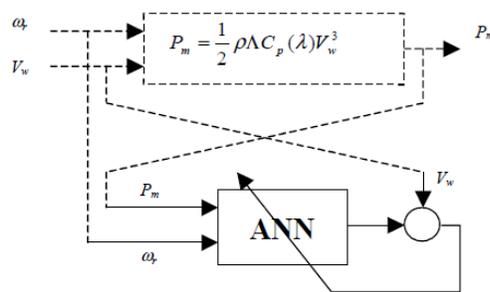


Figura 2.13 Entrenamiento propuesto para la red neuronal, para la estimación de la velocidad del viento

En la figura 2.13 se muestra Potencia de salida, producida por la ecuación 1.2, con datos pre-seleccionados de muestras del generador, la velocidad del rotor se podrá obtener con un promedio de 10000 neuronas, recombinadas en pares para formar la matriz neuronal. Por otra parte, la muestra de velocidad servirá para entrenar la red neuronal de tres capas, con dos neuronas de entrada, 5 neuronas en la capa oculta y una neurona en la capa de salida.

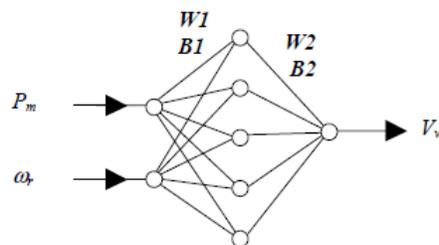


Figura 2.14 Red neuronal para la estimación de velocidad del viento

Las entradas de la red neuronal serán la potencia de la turbina y la velocidad del generador, que podrá ser obtenida por la potencia del generador y la frecuencia eléctrica síncrona.

Algoritmos Heurísticos

Debido a los diversos tipos y modelos de aerogeneradores, sus características eléctricas y mecánicas tienden a variar drásticamente, por lo tanto, se requiere de un algoritmo capaz de ser adaptable a los cambios que genere cada turbina eólica, basándose en un control no-lineal, donde se desprece el modelado electromecánico de la turbina eólica. Para ello se han desarrollado algoritmos Heurísticos basados en la búsqueda de una solución aceptable a sistemas cambiantes, a diferencia del algoritmo P&O, este encontrará la solución y establecerá los parámetros para mantener el punto máximo de potencia; aun cuando este llegase a cambiar por algún factor tanto interno o externo, este algoritmo volverá a encontrar el nuevo punto máximo de potencia.

La característica de este algoritmo es su alta complejidad a comparación de los anteriores, por lo cual se han utilizado en desde el diseño de construcción de la turbina eólica. La optimización de una turbina eólica utilizando algoritmos heurísticos, se basará en la estimación de la velocidad del viento, tomando en cuenta las características del generador (Abdelli *et al.*, 2007), como son el voltaje, corriente, resistencia, inductancia y fuerza electromotriz (FEM).

Estos algoritmos también han servido para optimizar los algoritmos antes mencionados, como lo es el entrenamiento de una red neuronal o la caracterización de una lógica difusa (Larbes *et al.*, 2009). Estos métodos están empezando a utilizarse en diferentes aspectos de la energía eólica, por su alta eficiencia para encontrar la solución más efectiva, a través, de la construcción de soluciones aleatorias, hasta encontrar la idónea.

Fredericks y DeVries (2007), propusieron una solución electrónica automatizada para los actuales métodos mecánicos que son costosos y reducen eficacia. El sistema de frenado automático frena al aerogenerador por medio de la resistencia de fase-fase del generador, lo que permite que el generador se desacelere en forma constante hasta que esté completamente frenado.

Tabla 2.1 Comparativa de varios métodos seguidores del punto máximo de potencia (Musunuri, 2011)

Técnica	Nivel de Complejidad	Velocidad de convergencia	Conocimiento previo del sistema	Necesidad de Memoria	Conocimiento de la velocidad del viento	Rendimiento bajo diferentes condiciones de viento
Basado en teoría	Simple	Rápido	No	No	No	Bajo
Lookup Table	Simple	Rápido	si	Alto	Si	Alto
Lógica Difusa	Alto	Rápido	Si	Alto	Depende	Alto
Red Neuronal	Alto	Rápido	Si	Alto	Depende	Alto
Pitch Control	Medio	Baja	Si	No	Si	Bajo
Estimación de flujo	Alto	Baja	Si	Depende	No	Moderado
Métodos adaptativos	Alto	Mediana	Si	Alto	Depende	Alto
Hill Climb	Alto	Depende	No	Mínimo	No	moderado

2.5 Sistema embebido para control del sistema

Actualmente, debido a los grandes retos que presentan la globalización y los mercados emergentes, en todos los sectores como lo son la industria automotriz inteligente, energías renovables, edificios inteligentes y tecnologías de la

información. La gran herramienta que resulta ser los sistemas embebidos para control de dispositivos específicos, dan un gran valor agregado, ofreciendo a los usuarios finales, un aumento en la eficiencia y confiabilidad de los productos.

Un sistema embebido consiste en un sistema de computación cuyo hardware y software están específicamente diseñados y optimizados para resolver un problema concreto eficientemente. El término embebido hace referencia al hecho que la electrónica o el sistema electrónico de control es una parte integral del sistema en que se encuentra. La característica principal que diferencia a los embebidos de los demás sistemas electrónicos es que, por estar insertados dentro del dispositivo que controlan, están sujetos en mayor medida a cumplir requisitos de tamaño, fiabilidad, consumo y coste, y su existencia puede no ser aparente. Algunos ejemplos de Sistemas Embebidos son los sistemas de información integrados en automóviles, trenes o aviones, y controladores de procesos en sistemas de producción industrial (Arilla & Arribas, 2009).

Un sistema embebido debe ser capaz de trabajar a un ritmo impuesto por el medio en el que se ejecuta, lo cual no es un requisito para un sistema de computación de propósito general, por ello los problemas de concurrencia y sincronización deben ser tratados en el diseño de sistemas embebidos. Además, de una serie de limitaciones como lo es el rendimiento, el costo y el consumo de energía. Mientras que un sistema informático de propósito general, involucra sólo el software, un sistema embebido es a menudo una mezcla de software y hardware partes. Software se ejecuta en los microprocesadores tradicionales, en los que se encuentran principalmente el procesador digital de señales (DSP), procesadores específicos de aplicaciones (ASP) y arreglos de compuertas programables (FPGA) (Radojevic & Salcic, 2011).

Tabla 2.2 Comparativa entre tecnologías disponibles para sistemas embebidos

TECNOLOGIA	BENEFICIOS	CONSIDERACIONES
Microcontroladores (MCU's)	Bajo costo con miniaturización, fácil de programar.	Insuficiente potencia (HP) para aplicaciones de alto rendimiento.
Microprocesadores	Mayores niveles de reloj para aplicaciones de alto desempeño, fácil de programar.	Mayor potencia, arquitectura de procesamiento secuencial.
DSP's	Componentes dedicados para procesamiento de señales, aritmética de Punto-Flotante.	Procesamiento inherente secuencial.
GPU's	Procesamiento en paralelo para aceleración de CPU's.	Mayor potencia requiere obligadamente un CPU.
FPGA's	Hardware flexible mediante software definido, circuitos reprogramables. Paralelo inherente para procesamiento.	Complejidad de programación en lenguajes de descripción de hardware.
ASSP's	Rapidez y optimización para aplicaciones específicas, ofrece chips estándares y disponibles comercialmente.	Sin flexibilidad para modificar diseños.
ASIC's	Chips completamente configurables, optimización limitada para un solo encapsulado y una sola aplicación.	Altas inversiones y factible solo en volúmenes altos.

En la tabla superior se describen las tecnologías actuales en las que se desarrollan sistemas embebidos, existen diversas características que definen cual sería la mejor plataforma para el proyecto, para el desarrollo del proyecto se utilizó la tarjeta BeagleBone Black, debido a su gran capacidad de escalamiento.



Figura 2.15 Beagle Bone Black, DSP C200 y FPGA Spartan6

Tabla 2.3 Detalles tecnicos de la Tarjeta Beagle Bone Black

	Feature
Processor	Sitara AM3358BZCZ100
Graphics Engine	1GHz, 2000 MIPS
SDRAM Memory	SGX530 3D, 20M Polygons/S
Onboard Flash	512MB DDR3L 800MHZ
PMIC	4GB, 8bit Embedded MMC
Debug Support	TPS65217C PMIC regulator and one additional LDO.
Power Source	Optional Onboard 20-pin CTI JTAG, Serial Header
PCB	miniUSB USB or DC Jack
Indicators	5VDC External Via Expansion Header
HS USB 2.0 Client Port	3.4" x 2.1" 6 layers
HS USB 2.0 Host Port	1-Power, 2-Ethernet, 4-User Controllable LEDs
Serial Port	Access to USB0, Client mode via miniUSB
Ethernet	Access to USB1, Type A Socket, 500mA LS/FS/HS
SD/MMC Connector	UART0 access via 6 pin 3.3V TTL Header. Header is populated
User Input	10/100, RJ45
Video Out	Reset Button Boot Button Power Button
Audio	16b HDMI, 1280x1024 (MAX) 1024x768, 1280x720, 1440x900, 1920x1080@24Hz w/EDID Support
Expansion Connectors	Via HDMI Interface, Stereo Power 5V, 3.3V, VDD_ADC(1.8V) 3.3V I/O on all signals McASP0, SPI1, I2C, GPIO(69 max), LCD, GPMC, MMC1, MMC2, 7 AIN(1.8V MAX), 4 Timers, 4 Serial Ports, CAN0, EHRPWM(0,2), XDMA Interrupt, Power button, Expansion Board ID (Up to 4 can be stacked)
Weight	1.4 oz (39.68 grams)
Power	Refer to Section 6.1.7



Figura 2.16 Tarjeta BeagleBone Black, la cual obtiene los datos de corriente, contiene el algoritmo de control y genera el PWM para frenado del aerogenerador

2.5.1 Linux embebido

Los sistemas embebidos han demostrado ser una gran herramienta en el desarrollo de proyectos de distinta índole, por tal motivo se estableció en un inicio el desarrollo de este proyecto enfocado a la integración de un sistema embebido capaz de adaptarse a cualquier sistema eólico del cual se desconozca su curva de potencia o con exactitud las especificaciones de generación eléctrica.

El algoritmo de control, las señales de corriente y las señales de frenado fueron adecuados bajo una instrumentación que permitiera a la tarjeta de desarrollo Beagle Bone Black, ser la plataforma de hardware para el sistema embebido, a su vez dicha tarjeta requiere de un sistema operativo embebido en el cual se cargue el algoritmo de control, estos sistemas operativos de libre acceso están basados en GNU/Linux, en sus distintas versiones. El desarrollo de distintos proyectos por parte de la Facultad de Ingeniería de la UAQ, conforme a sistemas embebidos, en relación con

estos sistemas operativos y distintas placas de hardware para desarrollo, dio pauta a la evaluación de las versiones disponibles para la tarjeta BeagleBone Black.



Figura 2.17 Versiones del sistema operativo Linux disponibles para la tarjeta de desarrollo BeagleBone Black

El sistema operativo Linux ofrece dos versiones compatibles con la tarjeta de desarrollo BeagleBone Black, en primera instancia se comenzó a utilizar la versión Ubuntu 11.01, 12.04 y 13.02, dicha versión es la más completa ya que cuenta con todos los controladores necesarios para los distintos puertos y conexiones que ofrece dicha tarjeta, incluyendo Wifi, Bluetooth y Ethernet, además de existir un amplio respaldo de librerías y paquetes en la red, como lo es el OpenCV simulador de códigos “.CPP” para lenguaje C++, Python e interfaz gráfica y salida de video HDMI, sin embargo esta versión causo ciertos conflictos al momento de su compilación en la tarjeta, debido a que contaba con demasiados recursos, los cuales no eran necesarios para dicho proyecto, por tal motivo al momento de correr el Algoritmo de control, la tarjeta resultaba inestable y comprometía el resultado de las pruebas.

El sistema operativo Linux ofrece la versión Debian, la cual es una versión más ligera que no cuenta con todos los paquetes, ya que se basa en los requerimientos mínimos de funcionalidad de la tarjeta BeagleBone Black, de tal manera que aquellos paquetes que se requieran serán instalados, utilizando la mayor capacidad del procesador ARM, para la ejecución del algoritmo de Control. Esta versión permitió instalar únicamente paquetes como el OpenCV en el cual de desarrollo el

algoritmo de Control, demostrando una estabilidad conforme al proceso de control y detección de señales de entrada. Por tal motivo fue la versión que se ocupó como plataforma.

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se describe el diseño y construcción de un modelo de prueba de un aerogenerador de eje vertical tipo Darrieus; además del desarrollo del algoritmo para el seguimiento del punto máximo de potencias, el hardware utilizado y la comparación de tecnologías disponibles para el diseño del control.

3.1 Aerodinámica de aerogeneradores

La aerodinámica explica los efectos que producen ciertos fluidos gaseosos sobre las aspas de los aerogeneradores, generando movimiento, turbulencias y frenado. Las teorías sobre aerodinámica son aplicadas no solo en aerogeneradores, sino también en aviones y helicópteros para definir el rendimiento de las turbinas de viento, sin embargo las teóricas aplicables para los aerogeneradores son más específicas, a continuación se explicaran de forma específica.

Superficie de sustentación (Airfoil)

La sección de una pala o perfil, debe seguir una forma aerodinámica correctamente definida para utilizar la fuerza del viento a su favor. Aunque las palas se pueden construir de forma plana o con una curvatura aleatoria, el utilizar un perfil aerodinámico incrementa el rendimiento del sistema a la vez que reducirá considerablemente el ruido y evitar pérdidas por flujos de aire elevados que surgen repentinamente. Ello se debe a que estos perfiles disminuyen el rozamiento con el aire facilitando la rotación (Chumioque, 2006).

Las características que presenta un perfil aerodinámico a lo largo de un álabe de aerogenerador se muestran en la figura 3.1.

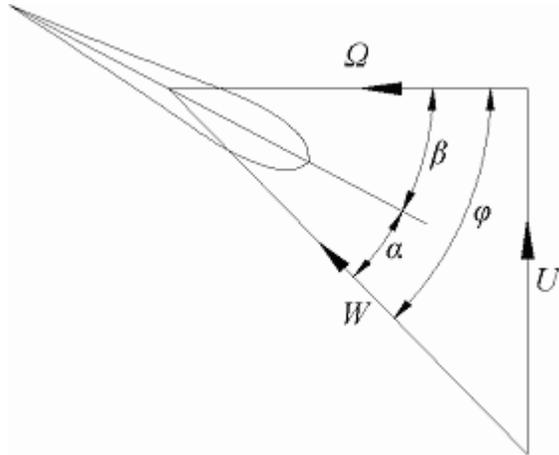


Figura 3.1 Representación de las velocidades del flujo de viento en un perfil aerodinámico de un álabe de aerogenerador, Abbott-Albert (2008)

- Ω = Velocidad angular [rad/s];
- W = Velocidad relativa [m/s];
- U = Velocidad del flujo (velocidad del viento) [m/s];
- φ = Ángulo del flujo [grados];
- α = Ángulo de ataque [grados];
- β = Ángulo de asiento [grados];

Los perfiles utilizados para las aspas de turbinas eólicas, están normatizados por NACA (*National Advisory Committee for Aeronautics*), el cual especifica las medidas para cada modelo, con un formato de 4 números, el primer número indica la curvatura máxima de la superficie de sustentación en la línea que divide al modelo llamada "Cuerda" (el porcentaje de la cuerda), el segundo número indica la ubicación del punto de máxima curvatura del ángulo de ataque, el tercer y cuarto número indican el espesor máximo (en porcentajes de cuerda). Así por ejemplo un perfil aerodinámico NACA 2415 tiene una curvatura máxima de 2%, que se encuentra en 0.4 veces la longitud de la cuerda desde el Ángulo de ataque y el espesor máximo es de un 15% de la cuerda.

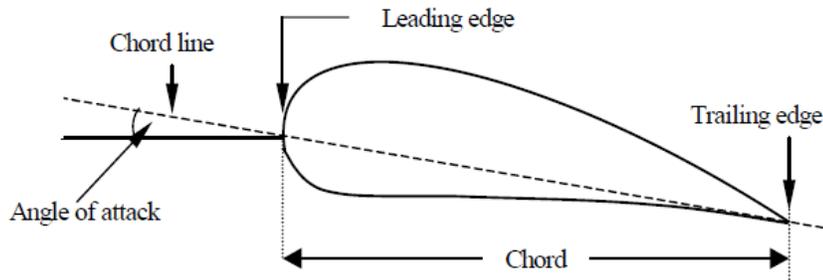


Figura 3.2 Componentes de un alabe para determinación de la NACA

En lo que refiere a las características generales de una turbina eólica, NACA solo especifica las características específicas del perfil aerodinámico, aun con diversas variaciones debido al número de Reynolds el cual se calcula arbitrariamente conforme a la turbulencia que exista en donde se instalara la turbina eólica, por ello existen diversos centro internacionales dedicados solo a la investigación de perfiles aerodinámicos como lo son *National Renewable Energy Laboratory* (Somers & Tangler, 1996) y *Riso National Laboratory* (Dahl, 1999).

Cuando un aspa de un aerogenerador con un perfil aerodinámico se coloca en una corriente de viento, el aire pasa través de ambas superficies la inferior y superior del aspa, debido a la curvatura típica de la cuchilla, el aire que pasa por la parte superior recorre más distancia por unidad de tiempo en comparación del aire que pasa por la parte inferior, de esta manera las partículas de aire en la parte superior mueven más rápido; de acuerdo al teorema de Bernoulli, esto se debe al crear una región de baja presión en la parte superior del perfil aerodinámico (superficie de sustentación). Esta diferencia de presión entre la superficie superior e inferior de la superficie de sustentación se traducirá en una fuerza "F". El componente de esta fuerza perpendicular a la dirección del flujo de viento se le llama fuerza de sustentación "L" (lift force); La fuerza en la dirección del flujo no perturbado llama fuerza de arrastre "D", estas fuerzas se ejemplifican en la figura 3.3.

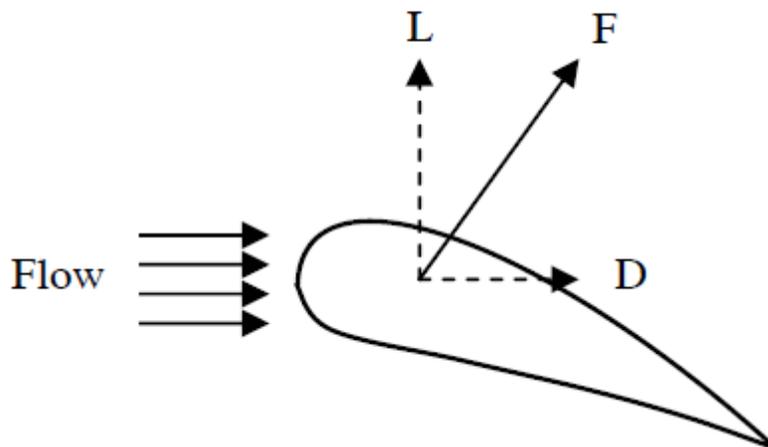


Figura 3.3 Superficie de sustentación y arrastre de un alabe

La potencia eólica disponible se demuestra a través de la “Ley de Betz”. La cual fue publica en su libro “Wind-Energie”, publicado en 1926, en donde demuestra las características de un fluido que atraviesa a una eólica.

$$P_w = \frac{\rho}{2} A v_1^3 \quad (1)$$

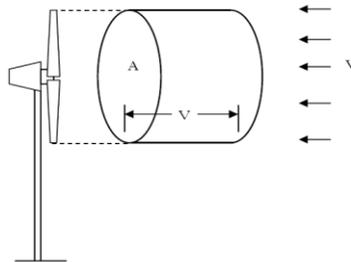


Figura. 3.4 Área de barrido del rotor

La Figura 3.4 muestra el flujo de aire que logra captar la turbina eólica, Mathew (2006), “la ley de Betz” dice que sólo puede convertirse menos del 59% de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador. Debido a que cada aerogenerador tiene diferentes características. Cada diseño cuenta con un coeficiente de potencia específico, dando como resultado:

$$P_w = \frac{\rho}{2} C_p \lambda A v_w^3 \quad (2)$$

Donde la relación de la velocidad de la punta λ , TSR (*tip-speed ratio*) es definida como:

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{v_w} \quad (3)$$

P_w = Potencia eólica obtenida [W];

ρ = Densidad del aire [Kg/m³];

A = Área de barrido del rotor [m²];

v_w = Velocidad del viento [m/s];

C_p = Coeficiente de potencia;

ω_r = Velocidad angular de las palas [rad/s];

R = Longitud de las palas (radio del rotor)[m];

Una turbina de viento es una máquina que convierte la energía cinética del viento en electricidad. Existen tres reglas básicas que surgen como producto de la experiencia, las cuales son las siguientes (Manwell *et al.*, 2002):

- La velocidad en la punta de la turbina es idealmente proporcional a la velocidad del viento.
- El par máximo es proporcional al cuadrado de la velocidad del viento.
- La potencia máxima es proporcional al cubo de la velocidad del viento.

Por lo tanto su estudio empieza con la fórmula de la energía cinética de una masa de aire “m” moviéndose con una velocidad “V” la cual está dada para el sistema internacional de unidades por la ecuación 4:

$$E_k = \frac{1}{2} mV^2 \quad (4)$$

La potencia del aire en movimiento es la relación entre su energía cinética y el tiempo, por lo tanto podemos expresar esto mediante la fórmula 5:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} (\text{flujo de aire por segundo}) V^2 \quad (5)$$

La velocidad del aire es discontinua desde V hasta V_0 en el plano de las aspas del rotor. La porción del flujo del aire a través de las aspas en movimiento, se deriva por lo tanto de multiplicar la densidad del aire con su velocidad promedio como se muestra (Patel, 1999)(Johnson, 1985):

$$\text{Porción de flujo} = \rho A \left(\frac{V + V_0}{2} \right) \quad (6)$$



Figura 3.6 Discontinuidad de la velocidad del aire (cortesía de windpower)

La potencia mecánica extraída por el rotor y la cual es transmitida al generador es:

$$P_0 = \frac{1}{2} \left[\rho A \left(\frac{V + V_0}{2} \right) \right] (V^2 + V_0^2) \quad (7)$$

La cual puede ser expresada algebraicamente como:

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A V^3 \frac{\left(1 + \frac{V_0}{V} \right) \left[1 - \left(\frac{V_0}{V} \right)^2 \right]}{2} \quad (8)$$

Por conveniencia se expresa la potencia extraída como una fracción de la velocidad de incidencia directa del viento como se muestra en la ecuación 9.

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \quad (9)$$

Donde

$$C_p = \frac{\left(1 + \frac{V_0}{V}\right) \left[1 - \left(\frac{V_0}{V}\right)^2\right]}{2} \quad (10)$$

C_p , representa la fracción de la energía del viento que al incidir directamente sobre las aspas de la turbina, es capturada por las mismas. La energía restante se fuga con las corrientes de viento que abandonan las aspas de la turbina.

Como se puede observar el coeficiente C_p depende de la relación entre las corrientes de viento de fuga e incidencia, esto es (V_0/V) . Al graficar esta relación se obtiene una gráfica como la mostrada en la figura 3.6:

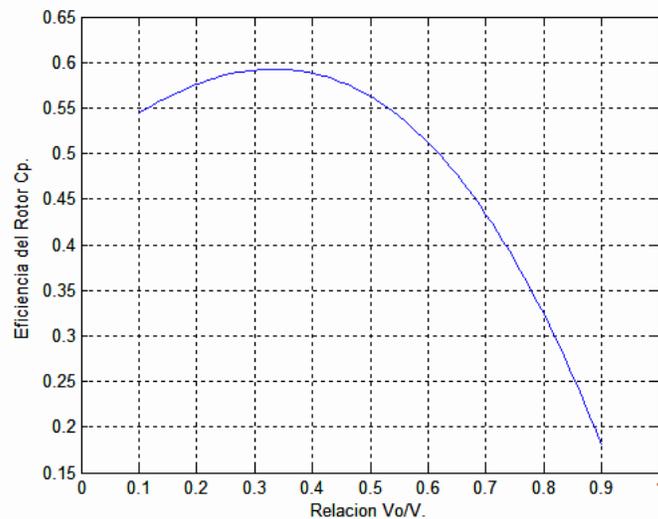


Figura 3.6 La eficiencia del rotor contra la relación (V_0/V) tiene un máximo. La eficiencia del rotor es una fracción de la energía del viento extraíble por el rotor y la cual alimentara al generador eléctrico

Como se puede apreciar en la figura 3.6, existe un valor máximo de 0.59 cuando la relación (V_0/V) es de aproximadamente un tercio. La potencia máxima extraída de una turbina de viento se presenta cuando la velocidad de incidencia directa es tres veces mayor que la velocidad de fuga. Bajo estas condiciones se tiene que teóricamente que la potencia máxima será:

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A V^3 * 0.59 \quad (11)$$

P_0 = Potencia máxima extraíble de una turbina de viento.

En diseños prácticos, el valor máximo está debajo de 0.5 para turbinas de alta velocidad con dos aspas, y entre 0.2 y 0.4 para turbinas de baja velocidad con más aspas. Las eficiencias de los diversos tipos de turbinas de viento existentes en el mundo, se muestra en la figura 3.7.

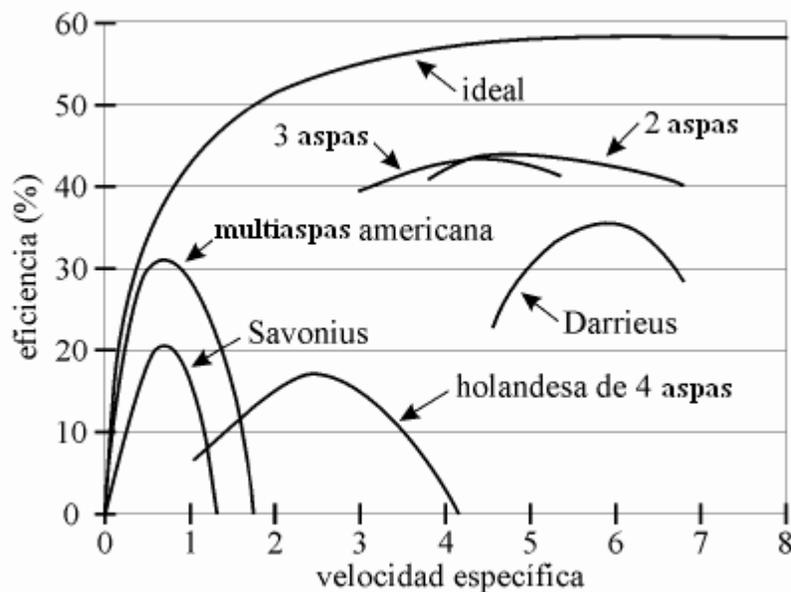


Figura 3.7 La eficiencia del rotor para rotores con diferente número de aspas. El rotor con dos aspas tiene la más alta eficiencia (Carillo, 2001)

Las turbinas de viento son manufacturadas en rangos que van desde fracciones y unos cuantos kW, en aplicaciones en áreas remotas y aisladas, hasta algunos MW (Gipe, 1995).

Los métodos de evaluación de los rangos nominales de las turbinas de viento no han sido estandarizados globalmente. Esta dificultad es debida a que la potencia de salida de la turbina depende del cuadrado del diámetro del rotor y del cubo de la velocidad del viento. El rotor con un diámetro dado, podría generar diferentes potencias a diferentes velocidades de viento (Patel, 1999). Una turbina que podría

producir 300 kW a 7 m/s podría producir 450 kW a 8 m/s, por lo tanto, muchos fabricantes han adoptado una combinación de los rangos de diseño, la potencia generada máxima seguida del diámetro de la turbina por ejemplo sistemas de viento de 300/30, lo cual significa que el sistema cuenta con un generador eléctrico de 300 kW y una turbina de viento con un diámetro de 30m (Patel, 1999) (Johnson, 1985):

La capacidad específica del generador (SRC) es utilizada como un índice comparativo entre diseños de turbinas de viento y se define como:

$$SRC = \frac{\text{Capacidad eléctrica del generador}}{\text{Área de barrido}} \quad (12)$$

Esta se incrementa con el diámetro del rotor lo cual origina una favorable economía de escala es la selección de grandes plantas. Los valores del SRC varían desde 0.2 kW/m² para turbinas de 10m de diámetro hasta 0.5 kW/m² para turbinas de 40m de diámetro y algunas llegan a alcanzar el 1.0 kW/m². Los esfuerzos mecánicos en operación de las aspas del rotor, son altos en turbinas con altos SRC's y estos originan un acortamiento en la vida útil de las aspas debido a las fatigas.

Los rangos de trabajo de las turbinas de viento son importantes pues indican, como será el diseño del sistema, el tamaño del generador de inducción, el transformador de la planta, los cables de conexión a la subestación y las líneas de transmisión a la red.

El sistema debe ser dimensionado sobre la capacidad del generador y el generador de una manera diferente a los turbinas de viento. La potencia de la turbina depende del cubo de la velocidad. Por lo tanto es necesario seleccionar adecuadamente la turbina y el generador para optimizar sus características de funcionamiento, esto significa que se debe seleccionar el rango de velocidad de la turbina en conjunto con el generador. Desde la fabricación de la caja de engranes hasta la del generador de inducción se realiza en tamaños discretos, la selección del rango de trabajo de la turbina es complejo. El costo beneficio es el criterio clave en su selección. Para

bajas velocidades se origina un gran gasto de energía cuando se presentan altas velocidades y si selecciona para altas velocidades, la eficiencia del rotor se vería degradada la mayoría de las veces.

La velocidad en el punto de generación de máxima potencia no es la misma con la cual se produce el par máximo cuando se trabaja fuera de las zonas de diseño. La estrategia de operación de una turbina de viento bien diseñada es adecuar la carga eléctrica del generador de tal manera que el rotor opere continuamente a una velocidad lo más cercana como sea posible a aquella con la cual se obtiene el punto de máxima generación. Dado que el punto de generación máxima cambia con la velocidad del viento, la velocidad del rotor debe ser ajustada de acuerdo con la velocidad del viento para que el rotor trabaje continuamente en el punto de generación máxima (Johnson, 1985).

En un lugar específico las velocidades del viento pueden variar desde cero hasta un valor muy alto como cuando se presentan huracanes.

Dada la variación de velocidades que llega a presentar en el viento es necesario introducir un concepto importante el cual es la relación de la velocidad lineal de los extremos exteriores de las aspas de la turbina con respecto a la velocidad del viento (Tip speed ratio TSR) que se define de la manera siguiente:

$$TSR = \frac{\text{Velocidad lineal en los extremos exteriores de las aspas de la turbina}}{\text{Velocidad libre de incidencia del viento}} = \frac{wR}{V} \quad (13)$$

Donde R y w son el radio del rotor y su velocidad angular respectivamente.

Para una velocidad del viento dada, la eficiencia del rotor CP varia con el TSR como se muestra en la figura 3.8. El máximo valor del CP ocurre aproximadamente a la misma velocidad en la que se presenta la potencia generada máxima. Con el fin de capturar la energía máxima del viento, el rotor debe girar a cierta velocidad, como respuesta a la cambiante velocidad del viento, esto con el fin de mantener el TSR constante a un nivel óptimo (García y Romero, 2004 a, b).

Dentro del funcionamiento de las turbinas del viento, tres características importantes en su operación se encuentran relacionadas con el TSR y estas son:

Los esfuerzos mecánicos debidos a las fuerzas centrífugas en el material de las aspas, son proporcional al TSR. Una máquina que trabajada con un alto TSR tendrá altos esfuerzos mecánicos.

- La habilidad de la turbina de viento para arrancar bajo carga es inversamente proporcional al diseño del TSR. Con un incremento en el TSR, el par de arranque producido por las aspas del rotor decrece.
- El TSR está relacionado con el punto de operación para extraer la máxima potencia. La eficiencia máxima del rotor es lograda a un valor particular del TSR, el cual es específico según el diseño aerodinámico de la turbina dada. El TSR necesario para extraer la energía máxima de una turbina con múltiples aspas funcionando a bajas velocidades, es de aproximadamente uno, mientras que para turbinas modernas de dos aspas y que funcionan a altas velocidades es de cerca de seis, ver figura 3.8.

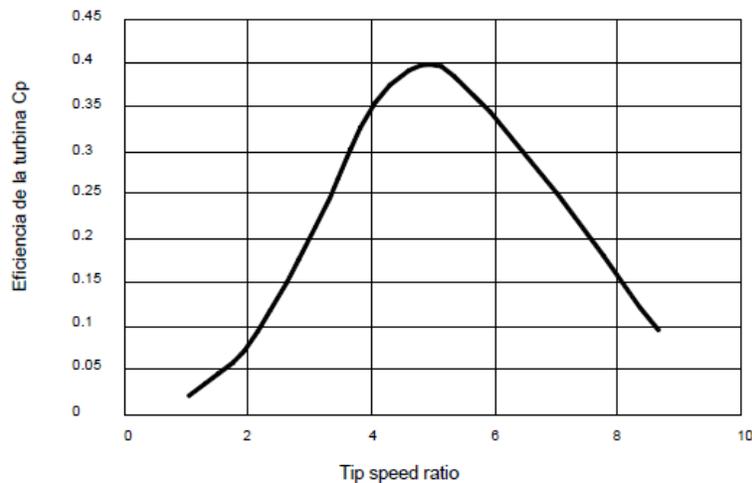


Figura 3.8 Eficiencia del rotor contra la relación de velocidad en el extremo exterior de sus aspas (TSR) (Patel, 1999)

El único modo de operación para extraer la máxima energía es variar la velocidad de la turbina de tal manera que el TSR se mantenga constante e igual al requerido por el máximo valor del coeficiente de eficiencia C_p de la turbina. La experiencia de campo así como la teoría indica que la variación de la velocidad en la turbina produce entre 20 y el 30% más energía que con una velocidad fija de operación.

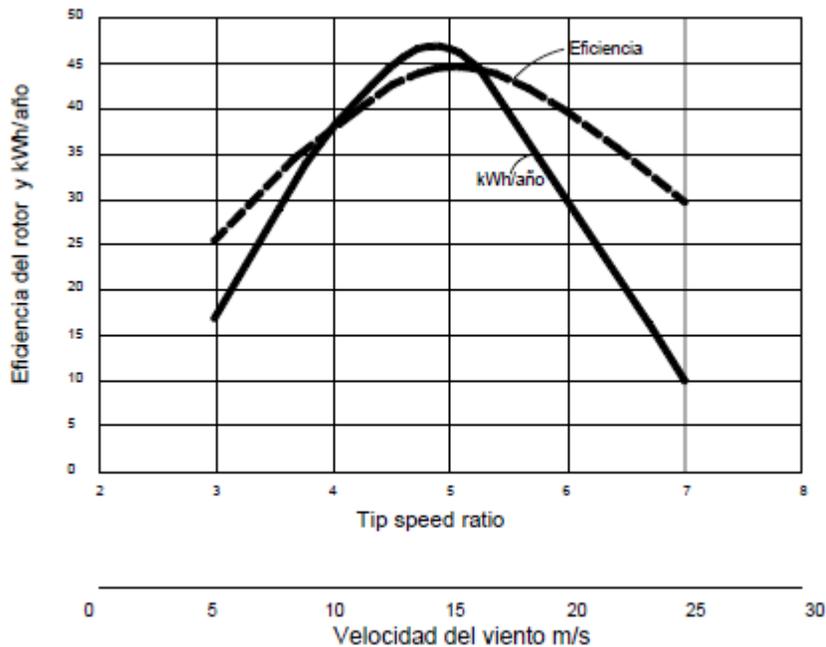


Figura 3.9 La eficiencia del rotor y producción de energía anual contra el tip speed ratio (TSR) (Patel, 1999)

El requerimiento de que el TSR se mantenga constante se basa en el hecho de que la energía extraída máxima se presenta cuando se mantiene un valor óptimo constante del TSR a todas las velocidades del viento. El valor óptimo del TSR es característico de una turbina de viento específica (Johnson, 1985). El valor óptimo del TSR es utilizado como valor de referencia en el sistema de control. Por lo tanto es necesario medir continuamente la velocidad del viento y compararla con la velocidad del extremo exterior de las aspas de la turbina. La señal de error es entonces alimentada al sistema de control, el cual cambia la velocidad de la turbina para minimizar el error. El TSR es muy sensible a los cambios en la carga de las aspas, por lo tanto el valor óptimo del TSR debe cambiar gradualmente (García y Romero, 2004 b).

La velocidad de un generador asíncrono variará con la fuerza de giro (momento, o par de torsión) que se le aplique. En la práctica, la diferencia entre la velocidad de rotación a potencia máxima y en vacío es muy pequeña, alrededor de un 1 por ciento.

Esta diferencia en porcentaje de la velocidad síncrona es el llamado deslizamiento del generador. El hecho de que el generador aumente o disminuya ligeramente su velocidad si el par de torsión varía es una propiedad mecánica muy útil. Esto significa que habrá menor rotura y desgaste en la caja multiplicadora (menor par de torsión máximo). Esta es una de las razones más importantes para la utilización de generadores asíncronos, en lugar de generadores síncronos, en aerogeneradores directamente conectados a la red eléctrica (García y Romero, 2004 a).

Una de las razones por las que se puede querer hacer funcionar la turbina a velocidad variable es que el control del ángulo de paso (control del par de torsión para evitar sobrecargas en la caja multiplicadora y en el generador, variando el ángulo de paso de las aspas), el cual es un proceso netamente mecánico (Bialasiewicz *et al.*, 2001). Lo cual significa que el tiempo de reacción del mecanismo de cambio del ángulo de paso viene a ser un factor crítico en el diseño de turbinas.

Sin embargo, si se tiene un generador de deslizamiento variable, se puede empezar a aumentar el deslizamiento una vez se esté cerca de la potencia nominal de la turbina. La estrategia de control aplicada en un diseño ampliamente utilizado en turbinas danesas es la de hacer funcionar el generador a la mitad de su deslizamiento máximo cuando la turbina está funcionando cerca de su potencia nominal. Cuando sopla una ráfaga de viento, las señales del mecanismo de control hacen que el deslizamiento aumente para permitir que el rotor gire un poco más rápidamente, hasta que el mecanismo de cambio del ángulo de paso puede hacer frente a la situación, girando las palas más hacia afuera del viento. Una vez que el

mecanismo de cambio del paso ha hecho su trabajo, el deslizamiento disminuye de nuevo. En el caso de que el viento caiga de repente, el mecanismo aplicado es el inverso.

3.2 Modelo de prueba aerogenerador de eje vertical

En la figura 3.9 se muestra un corte del perfil utilizado en los siguientes análisis, tomando en cuenta que este será el perfil para la fabricación de un aerogenerador de eje vertical a velocidad variable, debido a las condiciones climáticas, tráfico vehicular, y características de la zona geográfica.

La forma del perfil se puede descomponer en dos tipos de coeficientes, C_l (coeficiente de sustentación) y C_d (coeficiente de resistencia). Dichos coeficientes tienen una relación en el análisis polar del perfil, el cual da como resultado su comportamiento ante el tipo de viento con el cual trabajará la turbina eólica.

Al inicio del proceso de análisis por software, se estableció el parámetro del número de Reynolds, el cual hace una relación entre la densidad, viscosidad, velocidad y dimensión típica en un fluido, en este caso el viento.

Se cuenta con un valor constante de densidad de viento y el número de Reynolds hace mención, entre mayor sea la turbulencia presentada por el fluido, mayor será este número y debido a la característica del aerogenerador del presente estudio, se optó por utilizar un número de Reynolds elevado, ya que desea instalar el aerogenerador en zonas urbanas donde el flujo de viento presenta turbulencia y dirección del viento aleatorio.

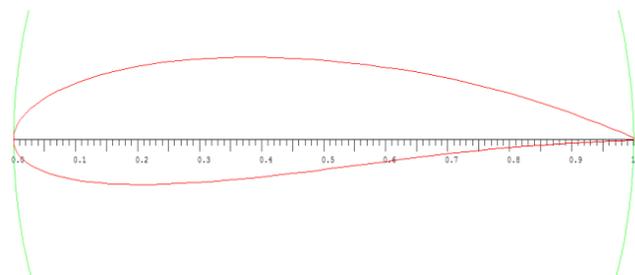


Figura 3.9 Forma aerodinámica del aspa con modelo NACA 3615

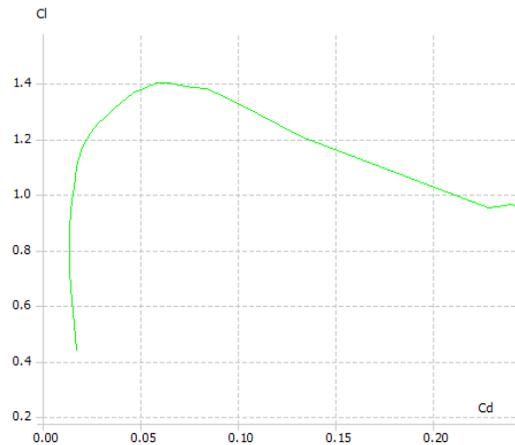


Figura 3.10 Curva de análisis polar del perfil NACA 3615

En la gráfica mostrada en la Figura 3.10, se logra observar que la relación de coeficientes generó una curva suave sin cambios extremos, además con un coeficiente bajo de resistencia se logra un coeficiente alto de sustentabilidad. Esto da como resultado que el perfil logre atravesar un flujo de viento generando poca resistencia.

Naca 3615

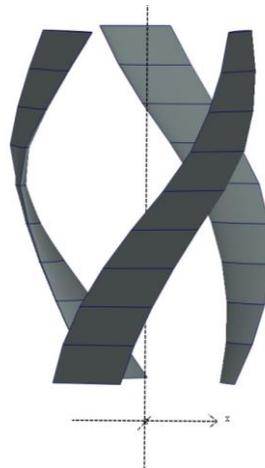


Figura 3.11 Modelo de aspas en 3D con aerodinámica de NACA 3615

Las turbinas eólicas de velocidad variable proporcionan en sus hojas de datos del fabricante la capacidad de potencia máxima que pueden generar a cierta velocidad.

Éstos son datos requeridos por el software para el análisis de la curva de potencia con respecto a la velocidad del viento. Para ello se consideraron los parámetros que ofrece el generador eléctrico de imanes de neodimio de la marca Ginlong el cual tiene una capacidad máxima de generación de energía de 1000 Watts a 480 rpm. Los aerogeneradores usualmente manejan este tipo de generadores eléctricos debido a la necesidad mínima de rpm para comenzar a generar energía eléctrica, sin embargo, la velocidad que logran alcanzar las turbinas eólicas oscilan entre de 0 a 120 rpm, lo cual no es suficiente para el generador eléctrico y sugiere un diseño de una transmisión mecánica que interconecte el eje central en la estructura del aerogenerador y el generador eléctrico.

3.2.1 Modelado y fabricación de aspas

El modelo de prueba del aerogenerador de eje vertical consta de tres partes, las cuales fueron diseñadas y fabricadas de manera única, ya que se necesitaría comprobar los datos de las simulaciones. Las partes con las que cuenta dicho diseño son las aspas, la torre y el sistema de engranes para el generador eléctrico.

El diseño de las aspas estuvo basado en las simulaciones realizadas en el software Qblade, las cuales se mostraron en el capítulo pasado, sin embargo el software cuenta con algunas limitaciones, ya que el algoritmo con el cual calcula la potencia generada, está basado en fórmulas para aerogeneradores de eje horizontal. Debido a la complejidad del diseño de las aspas fue necesario incorporar un esqueleto que permitiera las curvas del diseño y la forma de la NACA, el cual fue hecho a base de 10 piezas de MDF (cartón comprimido) y tubular PTR de 1", con el que se fue dando una torsión 8°, por cada pieza de NACA.



Figura 3.11 y 3.12 Construcción del aspa del aerogenerador

El esqueleto fue recubierto con tiras de madera de 3 cm de ancho por 189 cm de largo, para dar forma a la curvatura del aspa. Dicho proceso fue el más complicado debido a la forma irregular de aspa y a las características de material, ya que por cada aspa fueron utilizadas 52 tiras adheridas a las NACA, por un adhesivo industrial.



Figura 3.13 Recubrimiento del aspa por resanador industrial para evitar filtraciones

Al terminar el recubrimiento del aspa, se procedió a la aplicación del resanador industrial, con esto se podría reducir la turbulencia causada por irregularidades en el aspa, debido al material que se utilizó en la fabricación; el recubrimiento también serviría para evitar filtraciones, debido a que estas estarán a la intemperie bajo condiciones climáticas y mucho estrés.



Figura 3.14 Detallado de aspas y montaje en eje vertical

El eje vertical fue diseñado para poder montar aspas de una altura de hasta 190 cm, con el fin de contener un modelo en donde se puedan probar distintos tipos de aspas, en la figura 3.14 se logra observar el montaje de las tres aspas, y el detallado final de cada aspa, para eliminar pequeñas imperfecciones que podrían causar algún efecto de turbulencia. Cabe señalar que este diseño fue realizado de forma experimental, para probar el algoritmo de control debido a que anteriores aerogeneradores que ya se habían instalados en la parte superior de la biblioteca de la facultad de ingeniería de la Universidad autónoma de Querétaro, como se muestra en las figuras 3.14 y 3.16, estos fueron adquiridos a una empresa Airbreeze, pero estos ya cuentan con un control de velocidad para altas velocidades.



Figura 3.15 y 3.16 Instalación de aerogeneradores de eje horizontal de 200 Watts de la marca AirBreeze

3.2.2 Diseño y montaje de torre

El prototipo fue diseñado para instalarse sobre una superficie plana sin desniveles, para probar los modelos de aspas que se fabricaron y en un futuro modelos que desarrollen alumnos de la maestría en energías. Por tal motivo se requiere de un área de 4x4 metros de la base y 6 metros de altura. En una primera



Figura 3.17 y 3.18 Montaje del modelo del aerogenerador para pruebas de estabilidad

Una vez hecho pruebas de esfuerzos, se tomaron en cuenta ciertas modificaciones como lo fueron el centro de masa, radio interno del aerogenerador y torsión de las aspas, debido que había demasiadas perdidas de volumen de viento. Se realizaron las adecuaciones necesarias y se procedió a montar la torre en el techo de la biblioteca de la facultad de Ingeniera, debido a que donde se había montado, las rafas de aire eran escasas y no contenían el suficiente volumen para hacer girar el aerogenerador.



Figura 3.19 y 3.20 Montaje de torre del Aerogenerador en el techo de la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la UAQ

Las adecuaciones que se implementaron en el diseño final fueron proteger el generador eléctrico de las condiciones climáticas para evitar daños, ya que el equipo es de un alto costo, se niveló la torre debido a que el techo contenía cierta pendiente y se utilizaron tensores en las esquinas para evitar que la fuerza del aerogenerador ocasionara que se cayera el modelo de pruebas. El eje fue ubicado justo en medio de la torre para conservar el centro de masa apoyado en el centro de la torre.



Figura 3.21 y 3.22 Montaje de aspas con modificaciones en el radio interno

Al finalizar el modelo quedo como se muestra en la figura 3.22, con las aspas ubicadas con un radio de un metro y un desfase de 28° entre los postes que soportan a las aspas. Este diseño permitirá en un futuro realizar la prueba de distintos modelos de aspas, ya que cuenta con la adecuación para probar en distintos radios y desfases entre postes de sujeción, el modelo actual de aspas es al cual se le aplicara el control de velocidad por medio del seguidor del punto máximo de potencia.

3.2.3 Generador eléctrico

En un aerogenerador la energía cinética del viento es transformada en energía mecánica mediante el giro del rotor eólico, este a su vez en forma de par y vueltas pro unidad de tiempo se transforma en energía eléctrica mediante un generador eléctrico.

Tabla 3.1 Comparación entre distintos sistemas de generación eléctrica para aerogeneradores

Tipo de generador eléctrico	Nivel de aplicación
Generador asíncrono de rotor de jaula de ardilla	Aplicado en la mayoría de las máquinas antiguas
Generador asíncrono con rotor de jaula de ardilla con doble embobinado	Aplicado en la mayoría de las máquinas actuales de media y gran potencia
Generador asíncrono con rotor bobinado y sistema de conversión electrónica	Este concepto está utilizado en máquinas de velocidad variable, siendo mayoritario su uso a medida que se incrementa la potencia de las máquinas
Generador síncrono de bajo número de polos con control de excitación y sistema de conversión electrónica	Solo algunos prototipos
Generador síncrono multipolar con control de excitación y sistema de conversión electrónica	Este concepto está utilizado en máquinas de velocidad variable, siendo mayoritario su uso a medida que se incrementa la potencia de las máquinas.
Generador síncrono multipolar de imanes permanentes y sistema de conversión electrónica	Utilizado para máquinas de pequeña potencia normalmente en aplicaciones aisladas.y sistema de gran potencia (actualmente en prototipos)
Generador síncrono de reluctancia conmutada	Actualmente solo en prototipos.

Existe una gran variedad de tipos de generadores y, debido al crecimiento reciente en el mercado de aerogeneradores, se ha aumentado la producción de generadores específicamente diseñados para adaptarse a las aplicaciones eólicas.

En el desarrollo del prototipo de prueba fue utilizado un generador trifásico de 1Kwatt de potencia de la marca *Ginlong*. Dicho generador se ha utilizado en distintos proyectos realizados en la Universidad Autónoma de Querétaro, en la imagen 3.23 se muestra el generador.



Figura 3.23 Generador trifásico de 1Kwatt marca Ginlong

Las figura 3.24 muestra la potencia de salida y el voltaje para una serie de velocidades de rotación, por lo cual es necesario un velocidad de rotación muy elevada para alcanzar la potencia de 1 Kwatt, por tal motivo se realizó una caja multiplicadora para poder alcanzar dichas revoluciones.

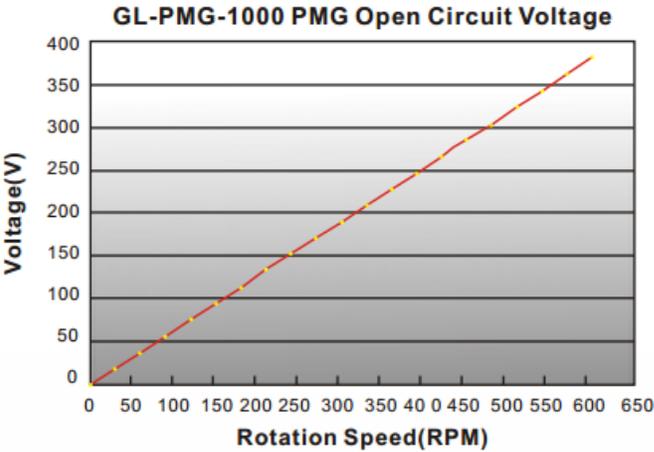


Figura 3.24 Función de voltaje de DC Vs RPM

En la figura 3.25 se muestra la caja de engranes que se utilizó, con una relación 1 a 2, la cual nos permite a bajas velocidad obtener una velocidad de rotación mayor, este soluciona algunos problemas que presentaban modelos anteriores que no contaban con caja multiplicadora y necesitaban velocidades de viento mayores, de las necesitadas con dicha adecuación.

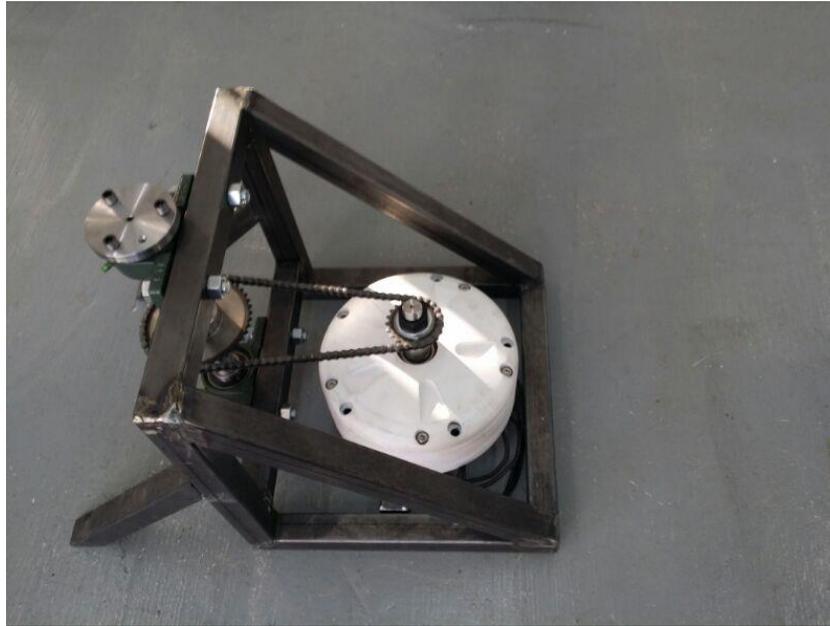


Figura 3.25 Adecuación de mecanismo para aumentar las revoluciones con sistema de engranes

3.2.4 Acoplamiento del sistema de almacenaje energético

Los sistemas de generación de energía a base de fuentes eólicas, requieren de ciertos elementos para poder suministrar de energía constante a una casa habitación, debido a que el flujo de aire no es constante. Por ello es necesario de un banco de baterías de Litio de descarga profunda, las cuales serán las encargadas de almacenar la energía producida por el generador, en cuanto exista un flujo de aire y proveer de energía en corriente directa, la cual a su vez deberá de ser transformada a corriente alterna, debido a que la mayoría de los aparatos electrodomésticos se alimentan con corriente alterna.

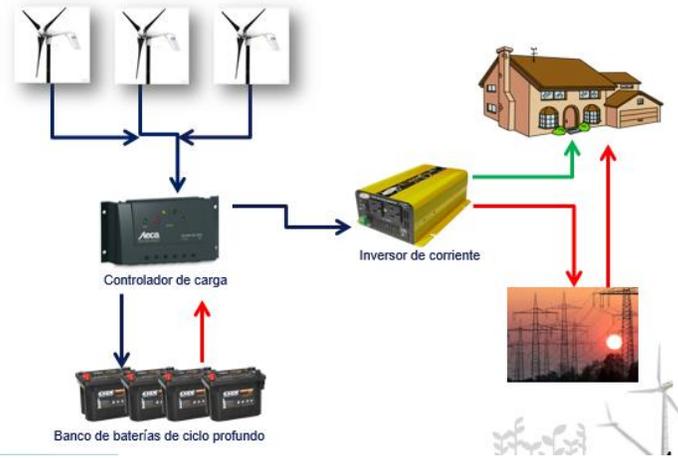


Figura 3.26 Diagrama de obtención de energía para uso doméstico y conexión a la red eléctrica

En la figura 3.26 se muestran los componentes principales para un sistema de energía eólico, debido a que la generación de energía no es constante por parte del generador eléctrico, este manda la energía a un banco de baterías, las cuales están protegidas por un controlador de carga, el cual es capaz de realizar un corte de energía cuando las baterías se encuentran cargadas a su totalidad, existe una sobrecarga por parte del generador eléctrico o se encuentran en niveles críticos de bajo voltaje, evitando daños por estas circunstancias; a su vez las baterías son conectadas a un inversor de corriente para poder obtener una salida de 110 VCA o 220 VCA, dependiendo la capacidad y potencia del inversor. Los inversores son capaces de producir ondas casi idénticas a las senoidales, pero se dividen en dos, los enfocados a usos domésticos y los que permiten la conexión a la red, eliminando ruidos y armónicos.

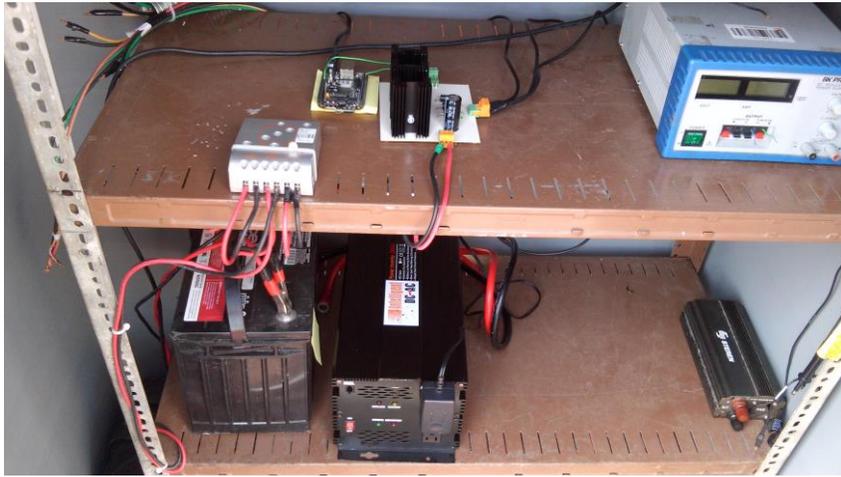


Figura 3.27 Batería conectada con controlador de carga e inversor

La producción de energía generada por la turbina eólica, se almacena en 4 baterías marca Trojan de 120 Ah, protegidas por un controlador de carga de 7 Amperes máximo, como se muestra en la figura 3.27, todo el sistema está protegido para evitar algún deterioro por estar a la intemperie.



Figura 3.28 Sistema de almacenamiento de energía para Aerogenerador

3.3.4 Sensor de corriente y voltaje

Debido a las características del generador, es necesario el conocimiento del nivel de voltaje y corriente que este produce conforme a la velocidad del viento y las revoluciones que tenga el modelo del aerogenerador. Los aerogeneradores que se encuentran en el mercado cuentan con controles de velocidad para evitar pérdidas, pero estos se basan en estudios y modelados de las partes eléctricas y mecánicas, sin embargo para modelos de aerogeneradores los cuales no cuenten con dicha información es necesario realizar una estimación del modelo, o en su defecto conocer la velocidad del viento, para ello se requiere la adecuación de un anemómetro al sistema, aunque este debe de encontrar por lo menos a 6 metros de distancia, ya que la turbulencia ocasionada por el Aerogenerador, causara una medida errónea. Por tal motivo es necesario un algoritmo capaz de encontrar el punto máximo de potencia generado por el aerogenerador, sin las necesidades del modelado de las partes eléctricas y mecánicas, ni la necesidad de conocer la velocidad del viento. Es por ello que la forma de conocer la curva de potencia que genera el aerogenerador, es conociendo su corriente generada, para la cual se utilizó un sensor lineal de efecto hall ACS712, el cual es conectado después de la etapa de rectificación de las fases.



Figura 3.29 Sensor de corriente de efecto Hall ACS712

Dicho sensor ofrece una salida lineal de 0 a 5VCD, y tiene tres modelos para sensar de +-5, +-20 y +-30 Amperes, para este modelo de aerogenerador se decidió utilizar el modelo que sensa de +-5 Amperes, conectado para pruebas en una primera fase a un *Datalogger* de la marca National Instruments como se muestra en la figura 3.32,

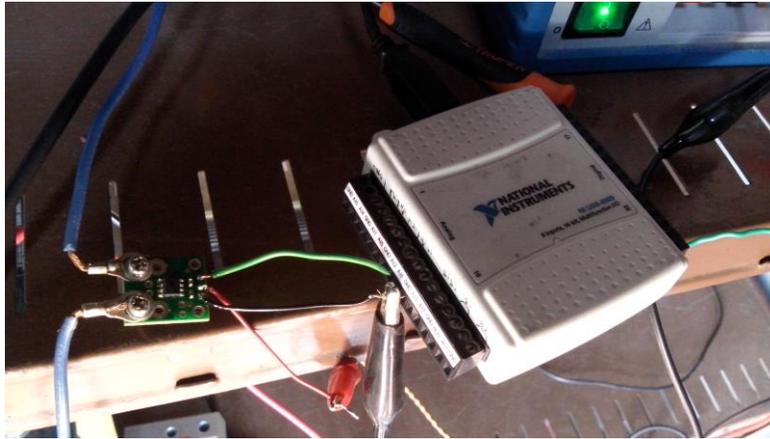


Figura 3.30 Sensor ACS712 instrumentado para adaptación con Datalogger de National Instrument

De esta manera se logró obtener los primeros datos ya que el rango de entrada analógica del *Datalogger* es de 0 a 10VCD; para la adecuación a la tarjeta BeagleBone Black, fue necesario realizar un fase de adecuación de la señal, debido a que las entradas analógicas de la tarjeta solo son de 0 a 1.2 VCD, esto sugiere una pérdida de información, por tal motivo es necesario el diseño de sistemas embebidos para control de sistemas de potencia.

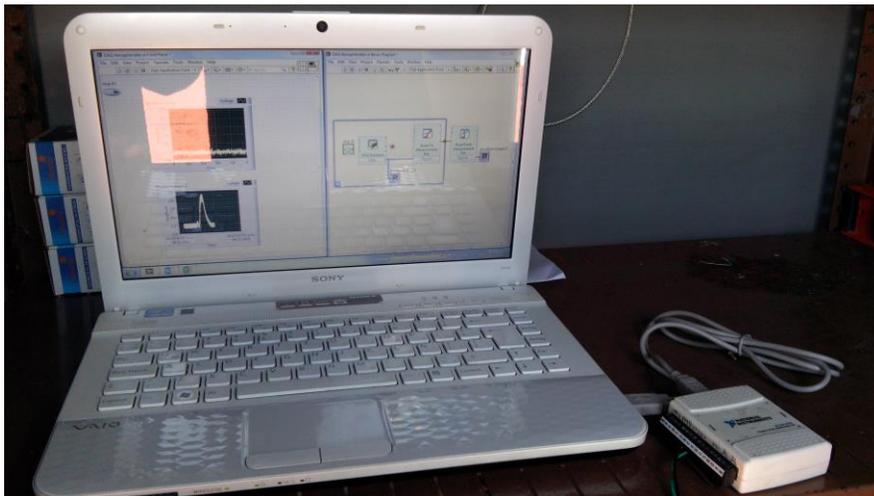


Figura 3.31 Captura de datos para análisis de Potencia

3.4 Algoritmo heurístico para el seguidor del punto máximo potencia

Los algoritmos de optimización basados en búsquedas locales recorren el espacio de soluciones tratando de conseguir una buena solución en un tiempo razonable para minimizar o maximizar un valor y tratando de evitar quedarse estancado en mínimos o máximos locales. Parten de una solución y la modifican aplicando ciertos operadores para calcular soluciones vecinas que mejoren la calidad de la solución inicial.

Estas técnicas de búsqueda se aplican a problemas en los que el espacio de búsqueda es muy grande y es necesario el uso de funciones heurísticas para eliminar rutas de búsqueda no prometedoras.

Los métodos heurísticos se han aplicado de manera exitosa en los últimos años a los métodos formales; los métodos formales son técnicas que típicamente han sido aplicadas tanto a la especificación formal como a la verificación formal de sistemas, buscando desarrollar especificaciones claras, concisas y sin ambigüedades. El punto de encuentro entre estas dos áreas es debido a un problema práctico que aparece en los métodos formales: éstos deben analizar sistemas en los que el número de estados de la especificación crece exponencialmente y es aquí donde las heurísticas proporcionan estrategias eficientes (Marti & Rabanal, 2011).

El método heurístico Hill Climbing es un algoritmo de búsqueda local y se utiliza con el fin de optimizar recursos, logrando encontrar soluciones razonables en espacios continuos o infinitos en donde los algoritmos sistemáticos suelen fallar. Generalmente cuando se busca encontrar el máximo de una función, el algoritmo realiza los siguientes pasos.

- 1.- Inicio en un punto aleatorio
- 2.- Calcular valores para encontrar al próximo vecino.
- 3.- Desplazarse hasta el punto vecino.
- 4.- Terminar si no hay valor más alto que se pueda conocer, de lo contrario empezar con el punto No. 1.

El problema estándar con este algoritmo es que podría no encontrar un máximo global, solo un máximo local, pero esto logra solucionarse con el reinicio del algoritmo.

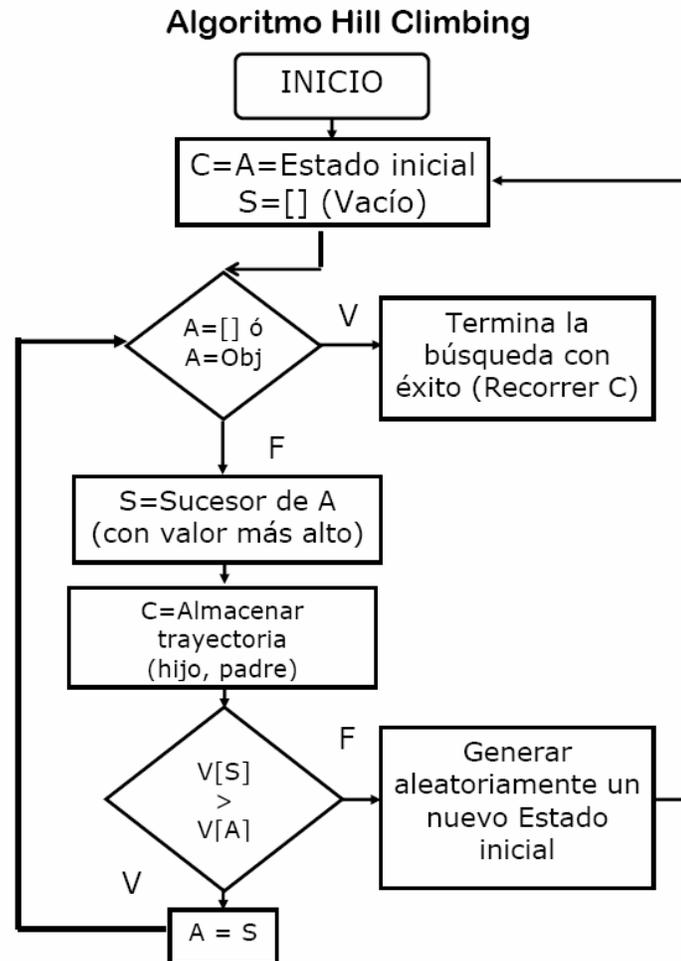


Figura 3.32 Diagrama de flujo del algoritmo Hill Climbing

Una vez que el algoritmo encuentre el Punto máximo de potencia se analiza la pendiente anterior a dicho punto para evaluar en qué punto es necesario comenzar el frenado.

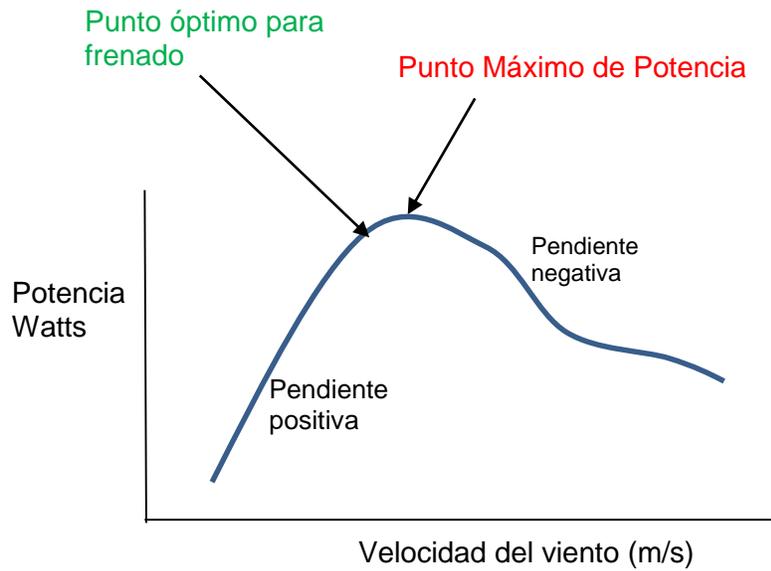


Figura 3.33 Punto óptimo de frenado en base al punto máximo de potencia

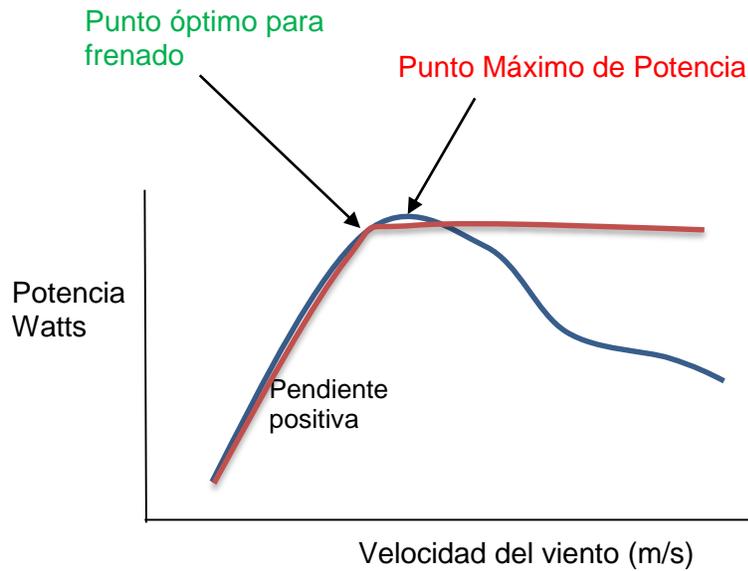


Figura 3.34 Curva de potencia con algoritmo de control de frenado gradual en base al punto Máximo de Potencia

3.5 sistema de control de velocidad por frenado eléctrico

El siguiente diagrama muestra la funcionalidad del sistema de control por frenado eléctrico, la literatura antes mencionada, muestra distintos tipos de frenado dependiendo el modelo del aerogenerador, para este modelo de aerogenerador el más adecuado es el frenado eléctrico.

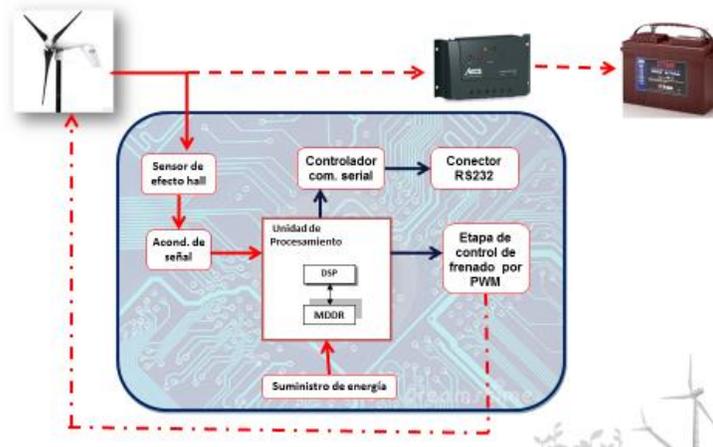


Figura 3.35 Diagrama de funcionalidad del sistema de control

Cuando un generador empieza a suministrar corriente a una batería, sufre un frenado que aumenta con la intensidad de corriente. Este frenado es la reacción de las bobinas al movimiento de los imanes, y fue enunciado por Lenz. También es la explicación del principio de conservación de la energía: cuando los imanes se mueven tienen energía cinética, la cual pasa a las bobinas en forma de energía eléctrica, por tanto la energía cinética de los imanes disminuye, y se nota el frenado de los imanes.

Es el mismo fenómeno que se produce cuando se cortocircuita el generador y se queda prácticamente parado por el gran frenado que produciría la corriente de cortocircuito.

El algoritmo de control lograra encontrar el punto máximo de potencia que alcanzara el aerogenerador, una vez encontrado dicho punto, la tarjeta de BeagleBone Black, generara un PWM, el cual servirá para empezar con un frenado gradual, generando un corto entre las fases conectadas a una resistencia de Potencia de 20 Watts, en la figura 3.35 se muestra el diagrama que servirá como rectificación de fases, al cual

se le añade un IGBT IRFP250N por cada fase, logrando generar un corto circuito gradual por medio de una resistencia de potencia y controlado por PWM, de esta manera se logra proteger el generador y evitar fallas por generar un frenado con corrientes elevadas.

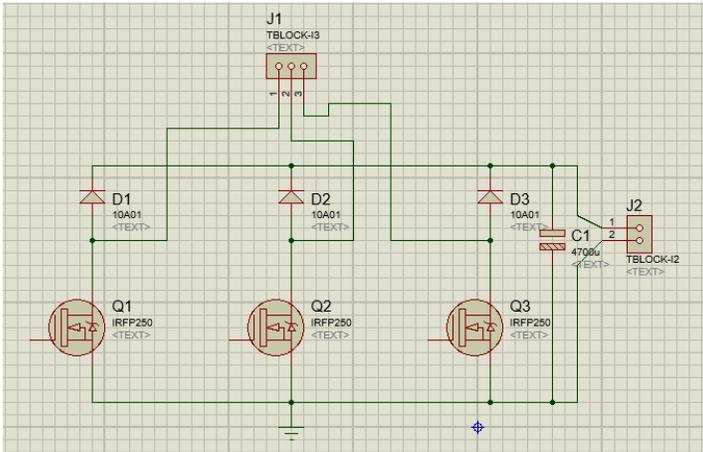


Figura 3.36 Circuito de rectificación de fases y frenado por IGBT'S

En la figura 3.37 se observa el circuito desarrollado, ya en conexión con el generador trifásico, el cual se encuentra en la base del aerogenerador, dicho circuito se encuentra en el gabinete junto con las baterías y el sistema de control de carga, para protegerlo de la intemperie.

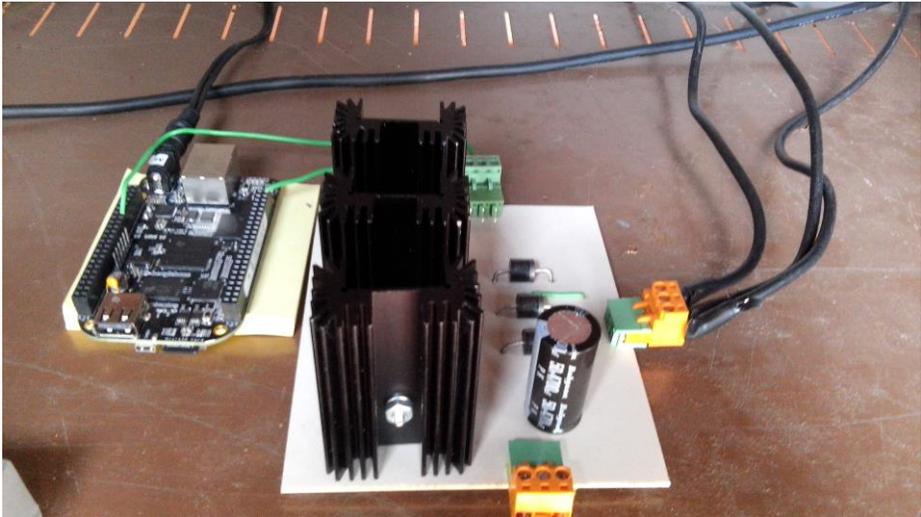


Figura 3.37 Placa para frenado del generador trifásico conectada a tarjeta BeagleBone Black

La tarjeta de desarrollo BeagleBone Black cuenta con la posibilidad de generar 8 PWM's y 4 timers, con la siguiente instrucción de programación desde la terminal.

Se genera un PWM con una frecuencia de 2 KHz

```
var b = require('bonescript');
```

```
b.analogWrite('P9_14', 0.7, 2000, printJSON);
```

```
function printJSON(x) { console.log(JSON.stringify(x)); }
```

8 PWMs and 4 timers

P9				P8			
DGND	1	2	DGND	DGND	1	2	DGND
VDD_3V3	3	4	VDD_3V3	GPIO_38	3	4	GPIO_39
VDD_5V	5	6	VDD_5V	GPIO_34	5	6	GPIO_35
SYS_5V	7	8	SYS_5V	TIMER4	7	8	TIMER7
PWR BUT	9	10	SYS RESETN	TIMER5	9	10	TIMER6
GPIO_30	11	12	GPIO_60	GPIO_45	11	12	GPIO_44
GPIO_31	13	14	EHRPWM1A	EHRPWM2B	13	14	GPIO_26
GPIO_48	15	16	EHRPWM1B	GPIO_47	15	16	GPIO_46
GPIO_5	17	18	GPIO_4	GPIO_27	17	18	GPIO_65
I2C2_SCL	19	20	I2C2_SDA	EHRPWM2A	19	20	GPIO_63
EHRPWMOB	21	22	EHRPWMOA	GPIO_62	21	22	GPIO_37
GPIO_49	23	24	GPIO_15	GPIO_36	23	24	GPIO_33
GPIO_117	25	26	GPIO_14	GPIO_32	25	26	GPIO_61
GPIO_115	27	28	ECAPPWM2	GPIO_86	27	28	GPIO_88
EHRPWMOB	29	30	GPIO_122	GPIO_87	29	30	GPIO_89
EHRPWMOA	31	32	VDD_ADC	GPIO_10	31	32	GPIO_11
AIN4	33	34	GND_ADC	GPIO_9	33	34	EHRPWM1B
AIN6	35	36	AIN5	GPIO_8	35	36	EHRPWM1A
AIN2	37	38	AIN3	GPIO_78	37	38	GPIO_79
AIN0	39	40	AIN1	GPIO_76	39	40	GPIO_77
GPIO_20	41	42	ECAPPWMO	GPIO_74	41	42	GPIO_75
DGND	43	44	DGND	GPIO_72	43	44	GPIO_73
DGND	45	46	DGND	EHRPWM2A	45	46	EHRPWM2B

Figura 3.38 Terminales disponibles en la BeagleBone Black

Capítulo 4

Resultados

4.1 Resultados del modelo de aerogenerador

El diseño de un aerogenerador de eje vertical resulta ser un complejo análisis de modelos de aerodinámica, para lo cual aún no existe ningún software que logre implementar todos los análisis requeridos. Sin embargo los modelos resultantes del diseño utilizando “Qblade”, nos logran mostrar los fundamentos para poder realizar modificaciones que resulten en modelos eficientes. Se sugiere a todo aquel investigar que en un futuro contemple el diseño y fabricación de un aerogenerador de eje vertical, tenga en cuenta el modelo aquí presentado, tomando en cuenta las siguientes adecuaciones al modelo, ya que durante el desarrollo de esta tesis se logró el análisis de dos modelos de aerogeneradores de eje vertical diseñados y fabricados en la UAQ.



Figura 4.1 y 4.2 Modelos de aerogeneradores de eje vertical de 1 KWatt
construidos en la Universidad Autónoma de Querétaro

Del modelo presentado en la figura 4.1 se logró observar que a velocidades elevadas de 7 m/s comenzaba a frenarse abruptamente, además de que las uniones inferiores al eje se generaban un estrés en las aspas, lo que condujo a una fisura, se recomienda las siguientes mejoras.

- 1.- Reducción de peso utilizando distintos materiales, además de reducir las capas de fibra de vidrio que se le agregaron.
- 2.- Modificar la unión inferior al eje, para reducir el estrés generado a las aspas.
- 3.- Modificar el eje, de una barra solida a un tubo de diámetro 2”.
- 4.- Revisar la nivelación de las aspas para evitar tendencias de desgaste mayor en ciertas zonas.
- 5.- Agregar una caja de engranes para aumentar las revoluciones del generador.

Conforme al modelo presentado en la figura 4.2, se realizó con el fin de tener un banco de pruebas para aspas de aerogeneradores de eje vertical, para este modelo se tomaron en cuenta los puntos antes mencionados, diseñando aspas diferentes para realizar pruebas con distintos modelos, con este modelo se lograron encontrar mejoras, pero aun es necesario seguir realizando mejoras para próximas investigaciones, aquellos investigadores que tomen en cuenta esta tesis como apoyo en diseño de aspas y modelos de aerogeneradores de eje vertical, deben de tomar en cuenta lo siguiente conforme al modelo presentado.

- 1.- Modificación de las aspas para aumentar el efecto de aerodinámica provocada por las turbulencias que existe en las zonas urbanas.
- 2.- Para el generador presentado Ginlong de 1KWatt, se recomienda el aumento a 1:4, para aumentar las revoluciones a velocidades pequeñas.
- 3.- Agregar un sistema de arranque con un algoritmo de control para poder utilizar los vientos de baja velocidad.
- 4.- Se realizó un modelo de prueba de “túnel de viento”, el cual se recomienda utilizar para el análisis de modelos de aspas a escala, en el cual se lograra visualizar la turbulencia generada por los modelos.

4.2 Resultados de pruebas del algoritmo de SPMP

Una vez realizado toda la instrumentación necesario, se comenzaron a recabar datos en los cuales se logra observar que la señal proveniente por lo sensores cuenta con cierto ruido debido a la sensibilidad del Hardware utilizado, se utilizó un muestreo de 1 milisegundo, pero dicha muestra presenta acumulación de datos donde el algoritmo podría presentar algunos datos erróneo, ya que la velocidad del aire presenta cambios tan repentinos se modificó la muestra a cada 3 segundos.

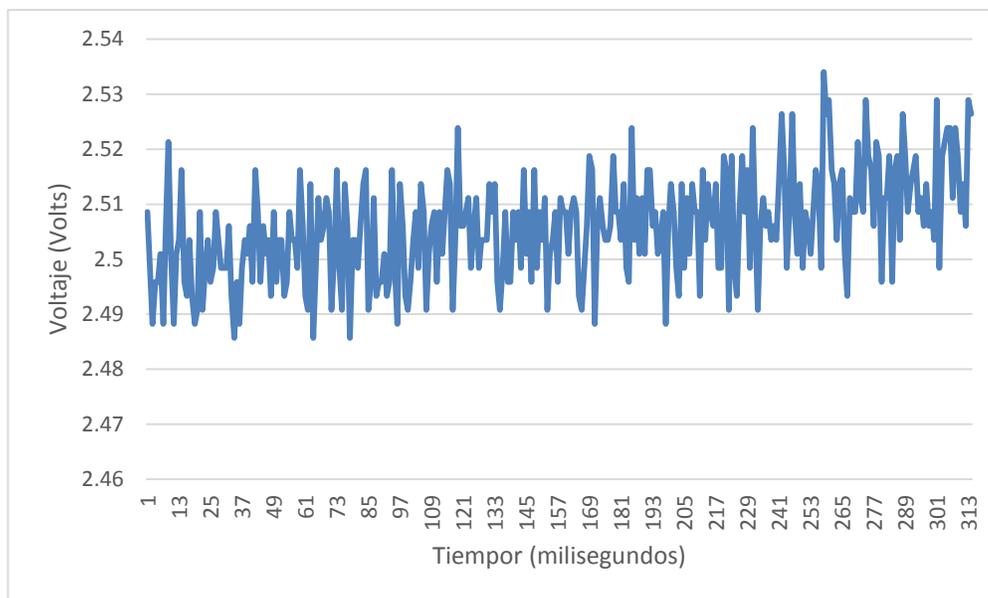


Figura 4.3 Grafica de sensado de 10 segundos

Como se logra observar en la figura 4.3 en tan solo 10 segundos la variación del viento es muy escasa, aun cuando exista vientos turbulentos, debido a ello el sensor presenta un ruido, en la figura 4.4 se presenta una gráfica de un tiempo mayor para obtención de datos, existe tan cantidad de ruido que no logra visualizarse en la gráfica, sin embargo el algoritmo encontraría demasiados máximos locales, lo cual podría causar que se quedara oscilando en alguno de ellos, por tal motivo se adecua un filtro a la señal.

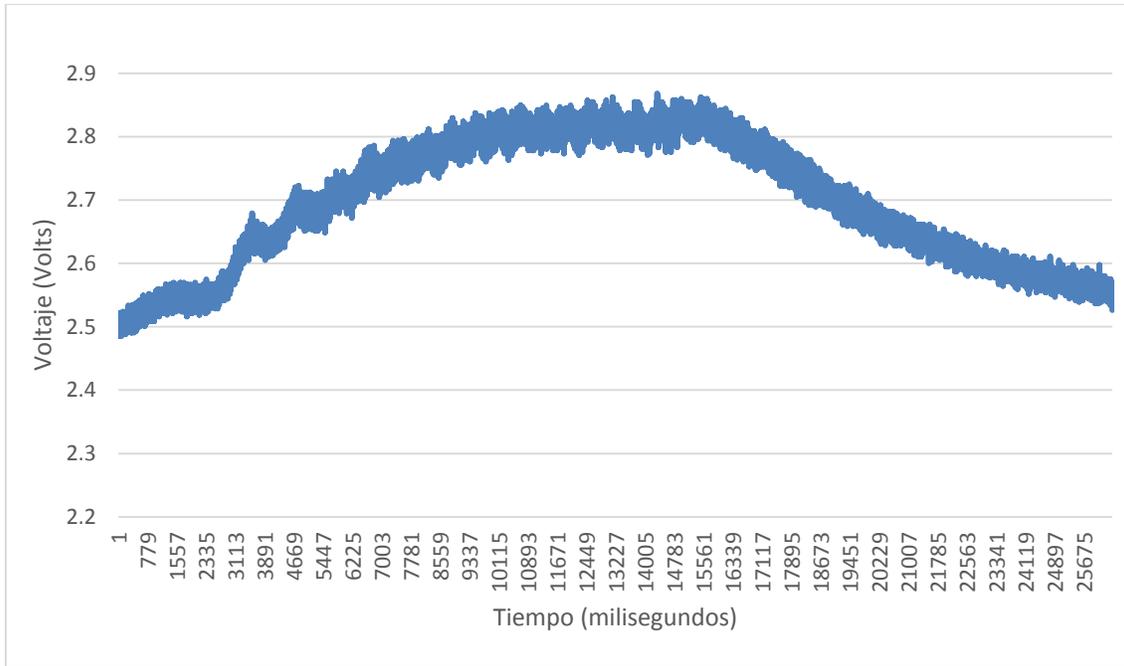


Figura 4.4 Obtención de 25675 datos a muestras de cada milisegundo

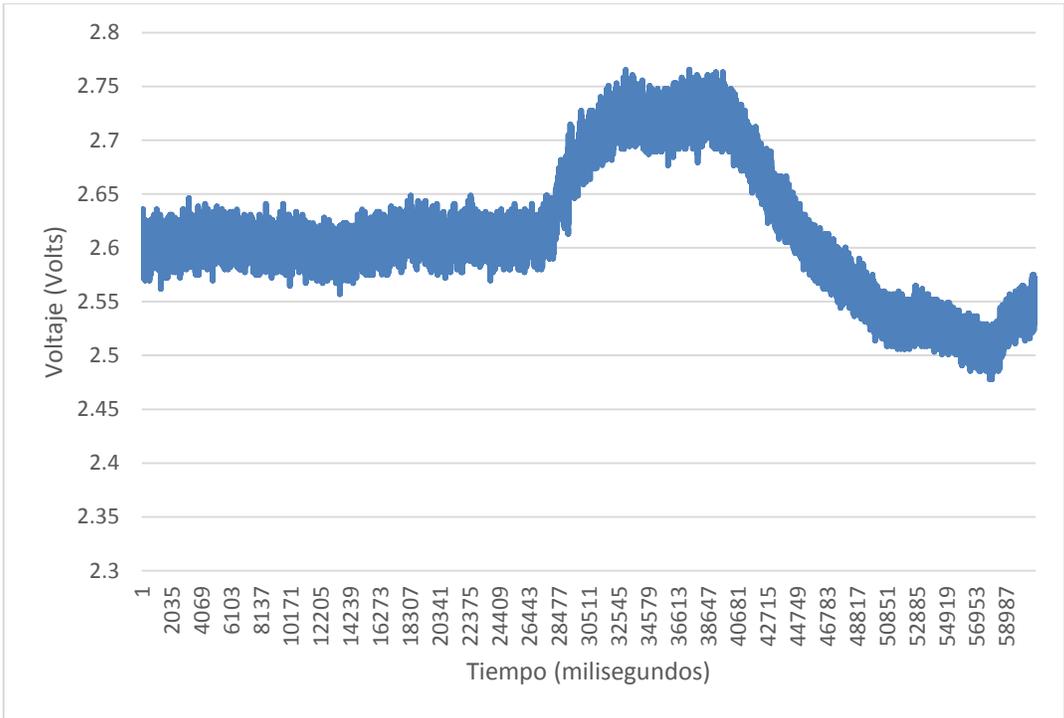


Figura 4.5 Datos capturados tras un minuto con muestras cada milisegundo

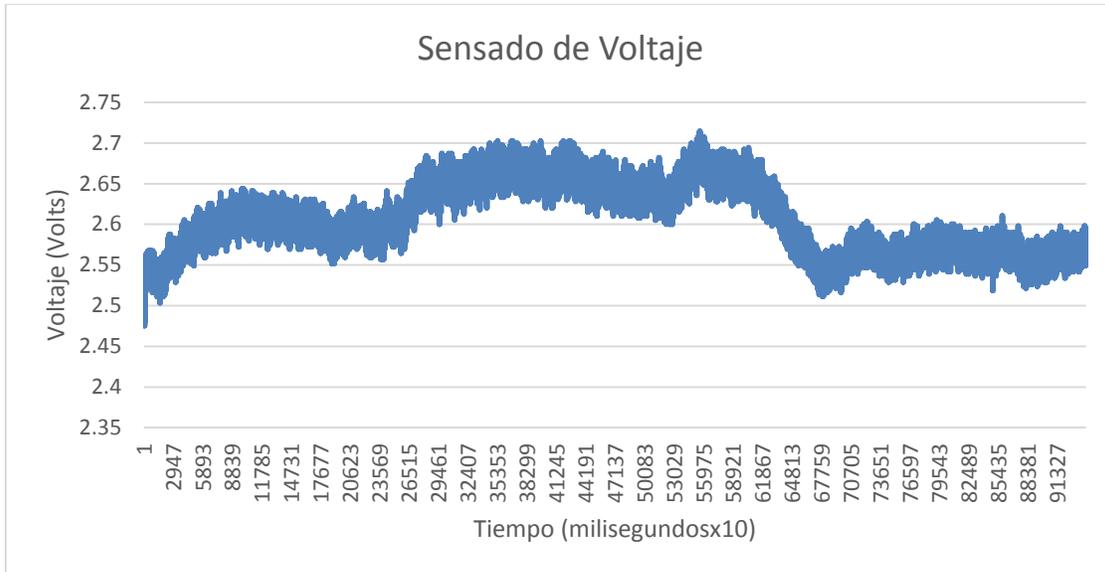


Figura 4.6 Datos obtenidos a un tiempo de muestra de 15 minutos

Después del análisis de datos se contempló a aplicar filtros que permitieran obtener información confiable para la aplicación del algoritmo, sin que el mismo filtro empezara a omitir información relevante, se tomaron tres muestras a diferente tiempo de muestreo, cada 500 milisegundos, cada segundo y cada 3 segundos.

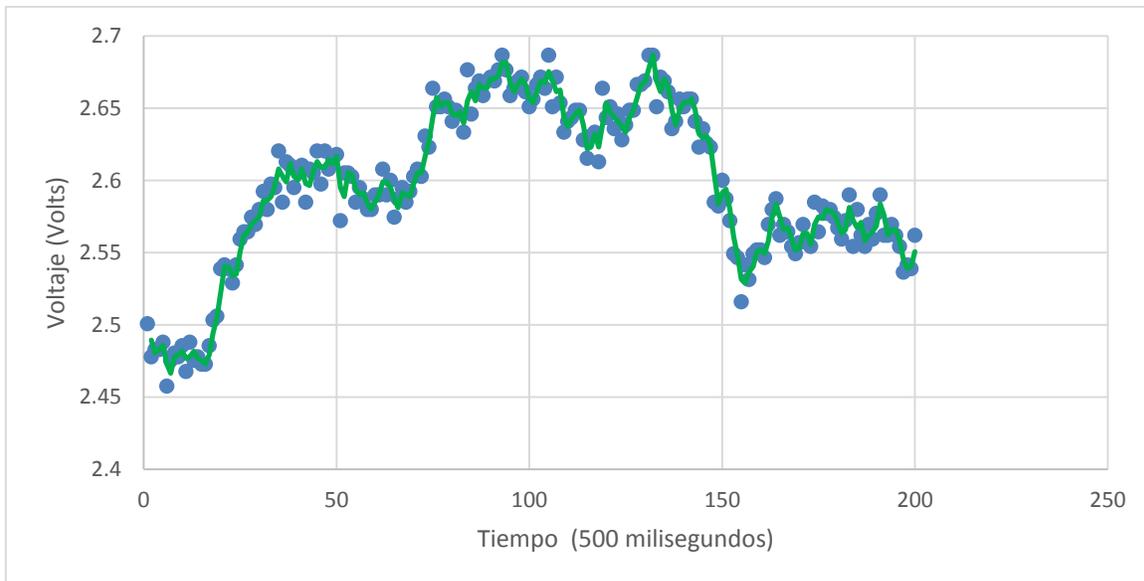


Figura 4.7 Datos con filtro de muestra de cada 500 milisegundos

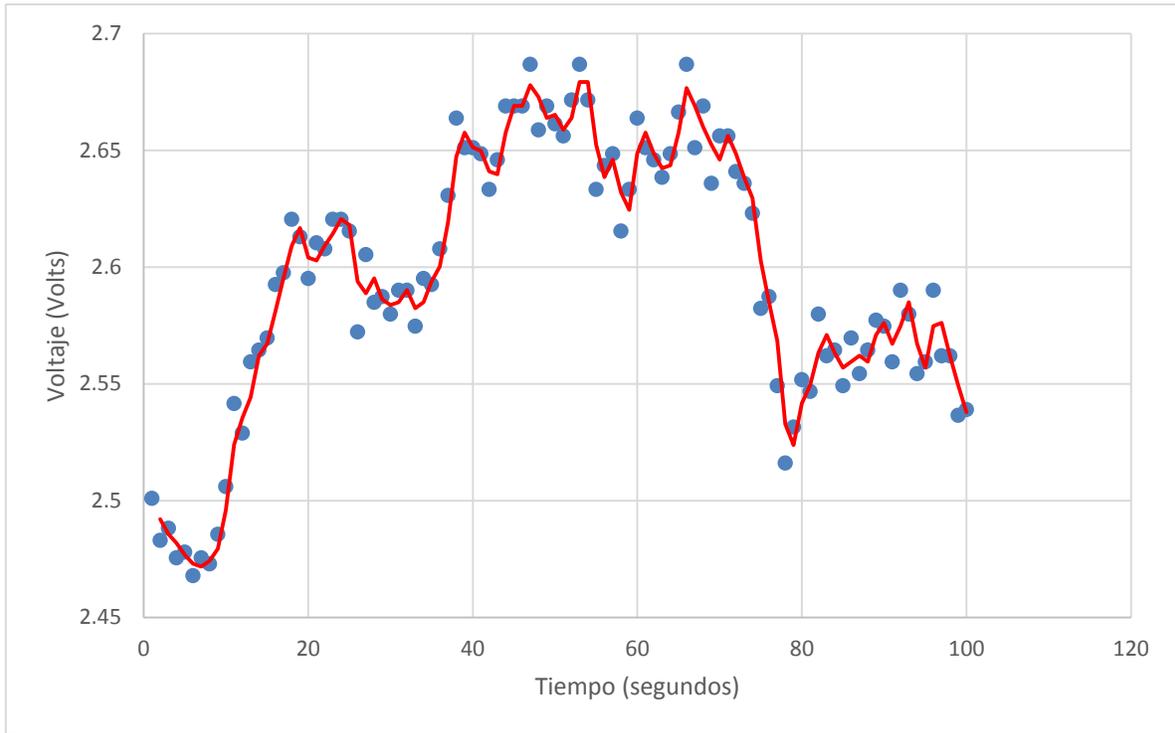


Figura 4.8 Gráfica de muestras cada segundo

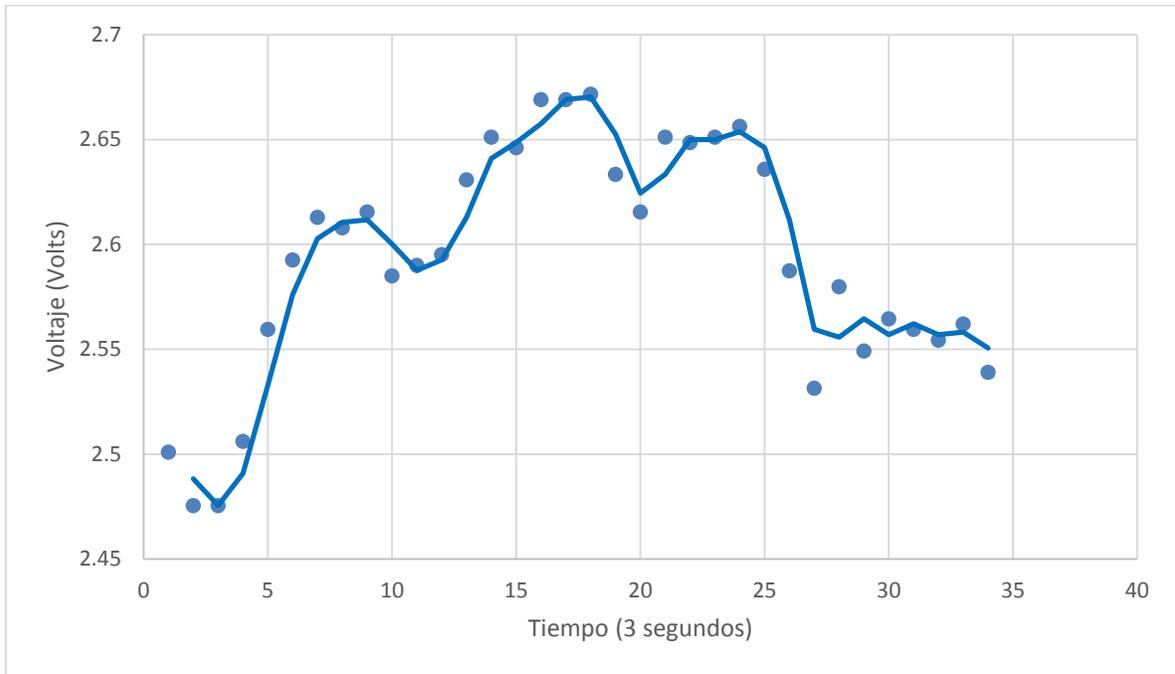


Figura 4.9 Grafica de muestras cada 3 segundos

Estas graficas han mostrado la relación de voltaje y tiempo conforme al sensor el cual toma un rango de 2.5 a 5 volts, para detectar un corriente de 0 a 10 Amperes, con la última muestra se aplicó el algoritmo para encontrar el punto máximo de potencia.

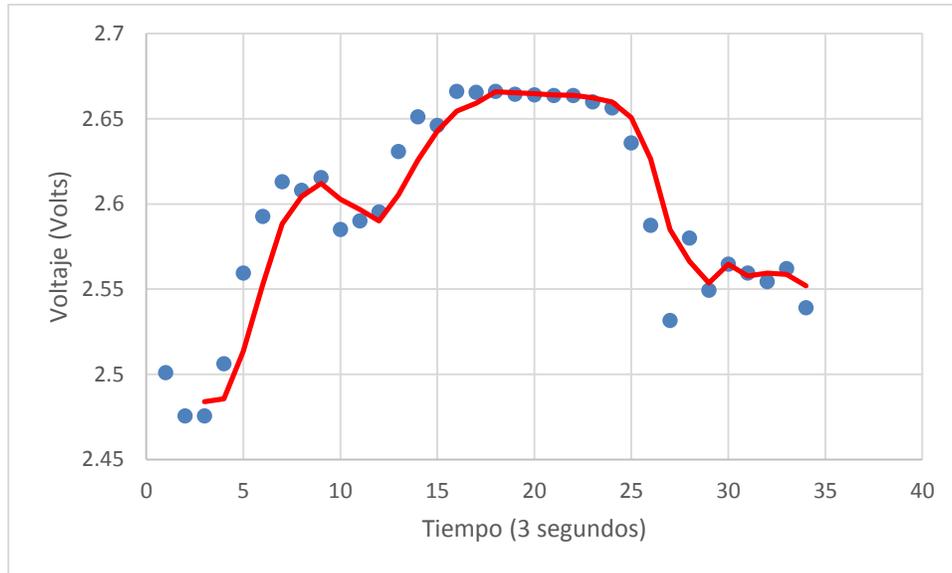
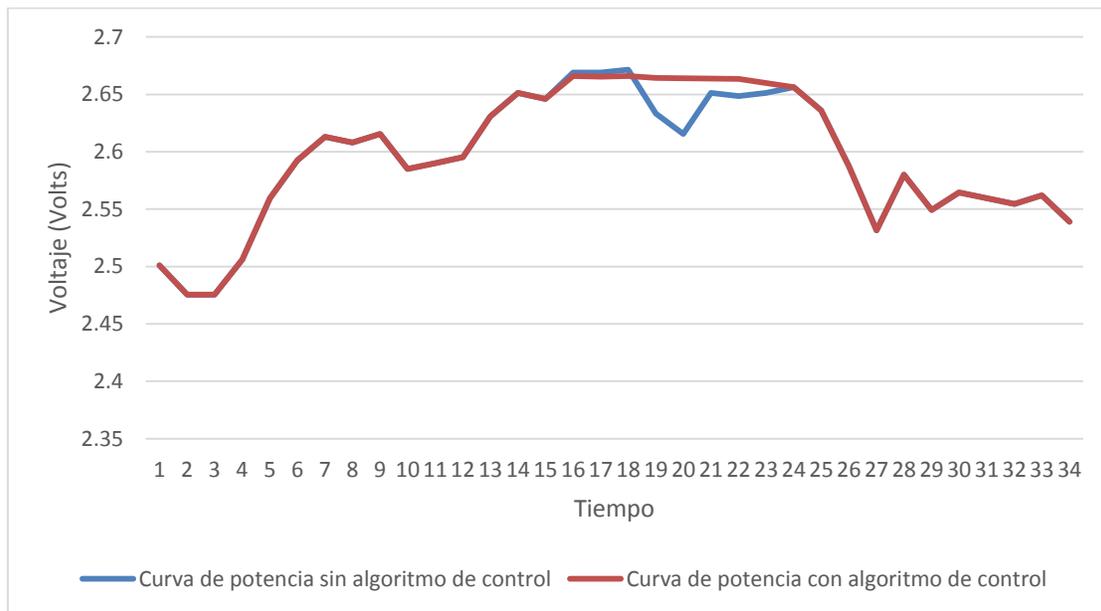


Figura 4.10 Gráfica que muestra la curva de corriente ya con la detección del punto máximo de potencia y el frenado antes de llegar a dicho punto.



4.11 Grafica de comparativa de curvas de potencia

4.3 Conclusiones

Al finalizar esta investigación se logra corroborar la hipótesis inicial, la cual menciona el aumento de la eficiencia de sistemas eólicos que cuentan con elementos de control de velocidad basados en la búsqueda del punto máximo de potencia. Como se muestra en la figura 4.1, la curva de potencia sin control muestra una caída de potencia a una cierta velocidad, aplicando el algoritmo de búsqueda del punto máximo de potencia, se logra encontrar el punto exacto donde la potencia comenzara a disminuir por el efecto de captura de fuerza cinética, una vez detectado dicho punto se ejerce un freno gradual para evitar llegar a tal cresta y comenzar con un control de velocidad, para estabilizarla y lograr captar un promedio de 20% comparación con sistemas eólicos que no cuentan con sistemas de control.

Cabe destacar que el punto de discusión de este trabajo, es el periodo de aplicación del algoritmo, debido a que a lo largo de un año, los vientos suelen variar, por tal motivo se deja una semilla activa para modificación y reinicio del algoritmo. Se recomienda la evaluación de modelos de aerogeneradores con dicho control de velocidad, bajo condiciones controlables, como lo resultan ser los túneles de viento, con el afán de evitar la espera de corrientes de aire elevadas, en lugares donde no se cuentan con datos históricos de la velocidad del viento. Sin duda alguna, el desarrollo de nuevas tecnologías enfocadas al aprovechamiento de recursos renovables es primordial para eliminar la dependencia a combustibles fósiles, además de lograr una autonomía con respecto a la conexión al sistema eléctrico regional.

Referencias Bibliográficas

Abdelli, A., Sareni, B. & Roboam, X., 2007. Optimization of a Small Passive Wind Turbine Generator with Multiobjective Genetic Algorithms. *International Journal of Applied Electromagnetics and Mechanics*, ISSN 1383-5416, 26(3-4), pp. 175-182.

Abdullah, M., Yatim, A. & Wei, C., 2011. A study of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Wind Energy System. *Clean Energy and Technology (CET)*, 2011 IEEE First Conference on, pp. 321-326.

Adzic, E., Ivanovic, Z., Adzic, M. & Katic, V., 2009. Maximum Power Search in Wind Turbines Based on Fuzzy Logic Control. *Acta Polytechnica Hungarica*, 6(1).

Arilla, C. & Arribas, L., 2009. *Tendencias y aplicaciones de los Sistemas Embebidos en España*. 1 ed. Madrid: Fundación OPTI.

Barlas, T. & Van Kuik, G., 2010. Review of state of the art in smart rotor control research for wind turbines. *Progress in Aerospace Sciences*, Volumen 46, pp. 1-27.

Białasiewicz, J., 2008. Renewable Energy Systems With Photovoltaic Power Generators: Operation and Modeling. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 55(7), pp. 2752-2758.

Białasiewicz, J., Muljadi, E. & Nix, R., 2009. *Renewable energy power system modular simulator*. Colorado, EUA: Department of Energy Laboratory Operated by Midwest Research Institute.

Bianchi, F., Battista, H. & Mantz, R., 2007. *Wind Turbine Control Systems Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*. London: Springer.

Blaabjerg, F. & Chen, Z., 2006. *Power Electronics for modern wind turbines*. EUA: Morgan & Claypool.

Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N. & Bossanyi, E., 2001. *Wind Energy Handbook*. England: John Wiley & Sons.

Carillo, J., 2001. *Análisis y simulación de sistemas eólicos aislados*. España: Universidade de Vigo Departamento de Energía eléctrica.

Chermitti, A., Boukli-Hacene, O. & Mohamed, B., 2012. Improvement of the "Perturb and Observe" MPPT Algorithm in a Photovoltaic System under Rapidly Changing Climatic Conditions. *International Journal of Computer Applications*, 56(12), pp. 11-16.

Dahl, K., 1999. Experimental verifications of the new RISO-A1 airfoil family for wind turbines. *Proceedings of EWECC'99*, pp. 85-88.

Egea-Alvarez, A. y otros, 2014. Control of a wind turbine cluster based on squirrel cage induction generators connected to a single VSC power converter. *Electrical Power and Energy Systems*, Volumen 61, pp. 523-530.

Fernández, P., 2002. *Energía Eólica*. Cantabria: Departamento de Ingeniería eléctrica y energética.

- Franco, J. & Toledano, M., 2011. *Diseño de un Sistema Seguidor del Punto Máximo de Potencia con Regulador de Auto-frenado para Aerogenerador de Baja Potencia*. México, Querétaro: Tesis.
- García, I. G. & Romero, D. R., 2004a. Respuesta del generador de inducción en forma aislada y conectada a un sistema bus infinito aplicado en plantas eoloelectricas. *IEEE Sección México. Reunión de verano de potencia*, Volumen RVP AI/2004. SIS-30..
- García, I. & Romero, D., 2004b. Análisis del generador de inducción empleado en plantas eoloelectricas. *EEE Sección México. Reunión de verano de potencia*, Volumen RVP AI/2004. SIS-32..
- Gipe, P., 1995. *Wind energy comes of age*. s.l.:John Wiley & sons.
- Golding, E., 1976. *The generation of electricity by wind power*. New York: Halsted Press.
- Hanque, E., Negnevistky, M. & Muttaqi, K., 2010. A novel control strategy for a variable-speed wind turbine with a permanent-magnet synchronous generator. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*, 46(1), pp. 331-339.
- Hansen, M. y otros, 2006. State of the art in wind turbine aerodynamics and aeroelasticity. *Progress in Aerospace Science*, Volumen 42, pp. 285-330.
- Hau, E., 2013. *Wind Turbines Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. 3 ed. Germany: Springer.
- Johnson, G. L., 1985. *Wind energy systems*. EUA: Prentice hall.
- Larbes, C., Cheikh, S., Obeidi, T. & Zerguerras, A., 2009. Genetic algorithms optimized fuzzy logic control for the maximum power point tracking in photovoltaic system. *Renewable Energy*, 34(10), pp. 2039-2100.
- Li, H., Shi, K. & McLuren, P., 2015. Neural Network Based Sensorless Maximum Wind Energy Capture with Compensated Power Coefficient. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*, 41(6), pp. 1551-1553.
- Lysen, E., 1982. *Introduction to wind energy*. Netherlands: CWD.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G. & Rogers, A., 2002. *Wind Energy Explained*. s.l.:John Willey & Sons.
- Mathew, S., 2006. *Wind Energy, fundamentals, Resource Analysis and Economics*. 1 ed. India: Springer.
- Mérida, J., Aguilar, L. & J., D., 2014. Analysis and synthesis of sliding mode control for large scale variable speed wind turbine for power optimization. *Renewable Energy*, Volumen 71, pp. 715-728.
- Michalewicz, Z. & Fogel, D., 1998. *How to Solve It: Modern Heuristics*. 2nd ed. Berlin: Springer.
- Musunuri, S., 2011. *Comprehensive Review of Wind Energy Maximum Power Extraction Algorithms*. Power Extraction Algorithms, IEEE, pp. 1-8.
- Musunuri, S. & Ginn III, H., 2011. *Comprehensive Review of Wind Energy Maximum Power Extraction Algorithms*. San Diego, CA, Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE.
- Örs, M., 2009. Maximum Power Point Tracking for Small Scale Wind Turbine With Self-Excited Induction Generator. *CEAI*, 11(2), pp. 30-34.
- Patel M. R., 1999. *Wind and Solar Power Systems*. EUA: CRC Press.

- Patsios, C., Chaniotis, A., Rotas, M. & Kladas, A., 2009. *A comparison of Maximum-Power-Point Tracking Control Techniques for Low-Power Variable-Speed Wind Generators*. Francia, IEEE.
- Petrila, D., Blaabjerg, F., Muntean, N. & Lascu, C., 2012. *Fuzzy logic Based MPPT Controller for a Small Wind Turbine System*. Barsovia, Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM), 2012 13th International Conference on, p. 993.
- Radojevic, I. & Salcic, Z., 2011. *Embedded Systems Design Based on Formal Models of Computation*. New York: Springer.
- Radojevic, I. & Salcic, Z., 2011. *Embedded Systems Design Based on Formal Models of Computation*. London: Springer.
- Redlinger, R., Dannemand, P. & Morthorst, P., 2002. *Wind Energy in the 21st Century*. London: UNEP Collaborating Centre on Energy and Environment.
- Rodriguez, J., Arnalte, S. & Burgos, J., 2003. *Sistemas Eólicos de producción de energía eléctrica*. 3 ed. EUA: Rueda.
- Sanchez, P., 2009. *Tendencias y aplicaciones de los Sistemas Embebidos en España*. España: Fundación OPTI.
- SaqibHameed, M. & KamranAfaq, S., 2013. Design and analysis of a straight bladed vertical axis wind turbine blade using analytical and numerical techniques. *Ocean Engineering*, Volumen 57, pp. 248-255.
- Somers, D. & Tangler, J., 1996. Wind tunnel test of the S814 thick root airfoil.. *Solar Energy Engineering*, Volumen 118, pp. 217-221.
- Sorensen, B., 1995. History of, and recent progress in, wind-energy utilization. *Annual Review of Energy and the Environment*, Issue 20, pp. 387-424.
- Stiebler, M., 2008. *Wind Energy Systems for Electric Power Generation*. 1 ed. Berlin: Springer.
- Svorcan, J. y otros, 2013. Aerodynamic design and analysis of a small-scale vertical axis wind turbine. *Journal of Mechanical Science and Technology*, 27(8), pp. 2367-2373.
- Thongam, J. & Ouhrouche, M., 2011. *MPPT Control Methods in Wind Energy Conversion Systems*. s.l.:Dr. Rupp Cariveau.
- Varzaneh, S., Gharehpetian, G. & Abedi, M., 2014. Output power smoothing of variable speed wind farms using rotor-inertia. *Electric Power Systems Research*, Volumen 116, pp. 208-217.
- Vermeer, L., Sorensen, J. & Crespo, A., 2003. Wind turbine wake aerodynamics. *Progress in Aerospace Sciences*, Volumen 39, pp. 467-510.