

**CALCULO Y SELECCIÓN DE UN SISTEMA EOLICO
PARA SUMINISTRAR ENERGIA ELECTRICA A LA
COMUNIDAD WAYUU “JURIMAKAL”**

RAFAEL ADOLFO SOLANO DUARTE

**PROGRAMA DE INGENIERIA MECANICA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECANICA,
MECATRONICA E INDUSTRIAL
FACULTAD DE INGENIERIAS Y ARQUITECTURAS**



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
PAMPLONA, Junio/15/2016**

CALCULO Y SELECCIÓN DE UN SISTEMA EOLICO PARA SUMINISTRAR ENERGIA ELECTRICA A LA COMUNIDAD WAYUU “JURIMAKAL”

RAFAEL ADOLFO SOLANO DUARTE

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO MECÁNICO**

**Director: ELKIN G. FLOREZ S.
Doctor en Ingeniería Mecánica, Fluidos y Aeronáutica
Eflorez@unipamplona.edu.co**



**PROGRAMA DE INGENIERIA MECANICA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECANICA,
MECATRONICA E INDUSTRIAL
FACULTAD DE INGENIERIAS Y ARQUITECTURAS**

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA

Pamplona, Junio/15/2016

Dedicatoria

Este trabajo está dedicado a Dios quien siempre esta ay cuando uno lo más necesita, sin la ayuda de él no hubiese sido posible la realización de este trabajo, a mi mama Adeli's Teresa Duarte que siempre ha creído en su hijo no importando cualquier problema que pase con el gracias mami y a mi abuela Rosa Duarte que ha sido uno de mis pilares en mi vida la amo con toda mi alma mama Rosa.

AGRADECIMIENTOS

Se la agradece de corazón y con todo el cariño posible al Club Rotario - Cerrejón quien me brindo un apoyo incondicional en mi carrera, a mi familia que sin duda cree en su servidor no importa las adversidades que se presenten, al Señor Fabio Meléndez y a la Señora Luz Yamile por tantos consejos que me sirvieron para mi vida muchas gracias a ustedes.

Un agradecimiento profundo a mi Director de tesis el profesor ELKING FLOREZ S. donde me brindó su apoyo sin pedir nada a cambio, sin su gran ayuda no hubiese posible este trabajo, gracias a la plata de profesores de la Carrera Ingeniería Mecánica por brindar sus conocimientos a nosotros los estudiantes, muchas gracias a la profesora Luz Karime por sus enseñanzas al profesor William Mora por su ayuda prestada y a mi compañero Andrés Felipe Salas por la gran ayuda en la simulación de mi sistema eólico.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCION	10
2. JUSTIFICACION	11
3. OBJETIVOS	12
3.1 Objetivo general.....	12
3.2 Objetivos específicos	12
4. ESTADO DEL ARTE	13
4.1 ORIGEN DEL VIENTO.	13
4.2 RESEÑA HISTÓRICA DE LOS PRIMEROS MOLINOS DE VIENTO.	13
4.3 ENERGÍA EÓLICA.	15
4.4 TIPOS DE AEROGENERADORES.	15
4.4.1 Según su potencia.....	16
4.4.2 Según la disposición de su eje de rotación.....	16
4.4.2.1 : Aerogeneradores de eje vertical	16
4.4.2.2 De eje horizontal	18
4.5 APLICACIONES DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO.....	21
4.5.1 Aplicación de la energía eólica en países desarrollados	21
4.5.2 Aplicación de la energía eólica en países en desarrollo.....	22
4.5.3 Aplicación de la energía eólica en Colombia.....	23
4.5.4 Aplicación de la energía eólica y estado actual en la Comunidad Wayuu “Jurimakal”	24
4.6 MÉTODOS DE ANÁLISIS DEL POTENCIAL EÓLICO.	27
4.6.1 Distribución de Weillbull.....	27
4.6.2 Densidad de potencia eólica específica.....	28
4.6.3 Rosa de los vientos.....	29
5. CÁLCULO Y SELECCIÓN DEL SISTEMA EÓLICO	30
5.1 VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD CON RESPECTO A LA ALTURA.....	30
5.2 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA.....	33
5.3 DEMANDA ENERGÉTICA DE LA COMUNIDAD WAYUU JURIMAKAL..	33
5.4 CALCULO DE LA POTENCIA DEL VIENTO	34
5.5 TEOREMA DE BETZ.....	35

5.5.1	Conservación de la cantidad de movimiento:	35
5.6	EL ROTOR EÓLICO NO IDEAL: RENDIMIENTO	39
5.6.1	Rendimiento del aerogenerador	39
5.6.2	Determinación de la superficie de rotor requerida	41
5.7	VELOCIDAD ESPECÍFICA DEL ROTOR EÓLICO	42
5.7.1	Velocidad de giro del rotor eólico.....	43
5.8	PAR DE GIRO DEL ROTOR EÓLICO.....	44
5.9	CATÁLOGOS DE AEROGENERADORES PARA LA SELECCIÓN	46
6.	RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS	54
6.1	ANÁLISIS DE LAS VELOCIDADES CON RESPECTO A LAS ALTURAS...54	
6.2	ANÁLISIS DEL POTENCIAL EÓLICO DE LA ZONA.....	55
6.3	ANÁLISIS DE RENDIMIENTO DEL AEROGENERADOR.....	56
6.4	ANÁLISIS DE POTENCIAS DEL ROTOR.	56
6.5	ANÁLISIS DE COEFICIENTES DE POTENCIAS.....	57
6.6	CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR DISEÑADO.....	57
6.7	ANÁLISIS DE LOS CATÁLOGOS DE AEROGENERADORES.	58
7.	CONCLUSIONES	60
8.	RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS	62
9.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	63
10.	ANEXO 1.....	69
10.1	MANUAL DE FUNCIONAMIENTO DEL AEROGENERADOR.....	69
10.2	FUNCIONAMIENTO	69
10.3	COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR.....	70
11.	MANUAL PROGRAMADO DE MANTENIMIENTO DEL AEROGENERADOR. 74	
	ANEXO 2	75
12.	SIMULACIÓN EN EL SOFTWARE ANSYS.....	75
12.1	COMPONENTE GEOMETRY (ROTOR).	77
12.2	COMPONENTE MESH (ROTOR).	78
12.3	COMPONENTE GEOMETRY (ESTATOR).	79
12.4	COMPONENTE CFX (CONFIGURACIÓN).....	79
12.5	COMPONENTES CFX (PARÁMETROS PARA LA SOLUCIÓN).	80
12.6	COMPONENTE CFX RESULTADOS.	81

LISTA DE TABLAS

Tabla 5:1 Coeficiente de α Hellman para algunos tipos de terrenos (Eduardo García Correa, 2005)	31
Tabla 5:2 Demanda energética de una vivienda rural modelo (Fermin, 2007)	34
Tabla 5:3 : Velocidad V (m/s)	37
Tabla 5:4: Rendimiento de dicho aerogenerador (Voneschen, 2009)	40
Tabla 5:5: Potencia útil del aerogenerador	42
Tabla 5:6: Características de giro del rotor eólico	44
Tabla 11.1: Manual de mantenimiento programado	74

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Molino de eje vertical usado en china para el riego	14
Figura 2: Penémonas	14
Figura 3: Molino griego	14
Figura 4: Esquema general de un aerogenerador	15
Figura 5: Aerogenerador Darrieus	17
Figura 6: Aerogenerador Savonius	17
Figura 7: Aerogeneradores Panémonas.....	18
Figura 8: Configuración general de turbinas de eje horizontal (Izquierda: Disposición Sotavento; Derecha: Disposición barlovento).....	18
Figura 9: Aerogenerador Monopala.....	19
Figura 10: Aerogenerador Bipala.....	19
Figura 11: Aerogenerador Tripala.....	20
Figura 12: Aerogenerador Multipalas	20
Figura 13: crecimiento de la capacidad instalada de los principales productores de energía eólica en el 2013.....	22
Figura 14: Localización del parque eólico "Jepirachi" (EPM, 2010)	23
Figura 15: Parque eólico "Jepirachi"	24
Figura 16: Ubicación de la comunidad Wayuu "Jurimakal"	25
Figura 17: Entrada a Jurimakal Vía Férrea	25
Figura 18: Kiosco Comunitario de la Comunidad Wayuu "Jurimakal"	26
Figura 19: Tipo de casas de la Comunidad	26
Figura 20: Entrada a la Comunidad y molino de viento para el bombeo de agua	27
Figura 21: Ciclo anual promedio de la velocidad del viento para la zona de estudio. Las barras de error representan el error estándar de estimación de la media mensual respectiva (OTERO, ARMANDO JOSÉ EALO, 2011).....	28
Figura 22: Curvas de densidad de potencia.....	29
Figura 23: Variabilidad de las rosas de viento en la zona de estudio (OTERO, ARMANDO JOSÉ EALO, 2011).....	30
Figura 24: Velocidad del viento en función de la altura, para distintos valores de V_0 a partir del modelo de Hellmann	32
Figura 25: Cambio de velocidades (m/s)	32
Figura 26: Potencia aprovechable del viento P_0 por unidad de área (kW/m^2)	35
Figura 27: Flujo de aire que atraviesa el área A de captación de un rotor (Eduardo García Correa, 2005).....	36
Figura 28: Potencia cedida al rotor con respeto a la potencia aprovechable del viento.....	37
Figura 29: Potencia máxima que el rotor le puede adquirir a la potencia del viento.....	38
Figura 30: Potencia momentánea con base a las velocidades del viento	44
Figura 31: Par de giro y par de arranque en función de las velocidades del viento.....	45
Figura 32: Aerogenerador marca esperanza de 30 kW (Hoperful, 20016).....	46
Figura 33: Características técnicas del aerogenerador marca esperanza de 30 kW (Hoperful, 20016)	47
Figura 34: Curva de potencia del aerogenerador marca esperanza de 30 kW (Hoperful, 20016)	47

Figura 35: Aerogenerador Windon de 20 kW (wattnier, 20016).....	48
Figura 36: Aerogenerador Windon de 30 kw (wattnier, 20016).....	49
Figura 37: Aerogenerador marca PWG de 30 kW (PWG, 2016)	49
Figura 38: Características técnicas del aerogenerador marca PWG de 30 kW (PWG, 2016)	50
Figura 39: Curva de potencia del aerogenerador marca PWG de 30 kW (PWG, 2016).....	50
Figura 40: Aerogenerador AEOLOS de 20 kW (Aelos, 2016).....	51
Figura 41: Características del Aerogenerador AELOS de 20 kW (Aelos, 2016)	51
Figura 42: Aerogenerador de 5 kW marca Ren (Renergy, 2016)	52
Figura 43: Características del Aerogenerador de 5 kW marca Ren (Renergy, 2016).....	52
Figura 44: Aerogenerador de 20 kW marca evangel Fuente especificada no válida.	53
Figura 45: Características del Aerogenerador de 20 kW marca evangel Fuente especificada no válida.	53
Figura 46: Curva de la potencia aprovechable del lugar Pa (kW)	55
Figura 47: Potencia cedida al rotor en función de la potencia aprovechable del viento	56
Figura 48: Características del aerogenerador diseñado a partir de las velocidades anuales que más se frecuente en la estación meteorológica de la Mina	58
Figura 49: Esquema general de la distribución de energía en una vivienda rural con base en energía eólica (Enair, 2016)	59
Figura 50: Esquema de funcionamiento del aerogenerador	70
Figura 51: Principales partes de un aerogenerador	71
Figura 52: Diseño del aerogenerador con las especificaciones calculadas	76
Figura 53: Área de trabajo de ANSYS (Workbench)	77
Figura 54: Sustracción alabes, Góndola y cilindro	77
Figura 55: Enmallado en vista solida.....	78
Figura 56: Enmallado vista alámbrica.....	78
Figura 57: Zoom del enmallado en el rotor (vista lambrica)	79
Figura 58: Generación del túnel de viento para la parte estática	79
Figura 59: Configuración en el componente CFX	80
Figura 60: Convergencia en la simulación.....	80
Figura 61: Vista del aerogenerador en CFX de los resultados.....	81
Figura 62: mapa de contorno de la presion que genera el aerogenerador en funcionamiento	81
Figura 63: Mapa de contorno de la presion ejercida de la velocidad del viento al aerogenerador.....	82
Figura 64: Vectores de velocidad den aire en el aerogenerador	82
Figura 65: Vórtices de aire que se crean en el aerogenerador.....	82
Figura 66: Vortices en el aerogenerador	83
Figura 67: Líneas de corrientes de aire atreves del aerogenerador	83

CAPITULO I

1. INTRODUCCION

El interés por todas las fuentes renovables de energía (FRE) ha crecido en los últimos años y en especial las basadas en la energía producida por el viento. La potencia instalada ha supuesto un incremento notable en países como Estados Unidos, Alemania y España. Este desarrollo se ha venido dando de forma sostenida, motivado principalmente por el desarrollo de generadores eléctricos libres de emisiones de carbono (Rocha R. y., 2003). Hoy en día, la necesidad de la energía ha ido en aumento progresivamente con el crecimiento de la población y los avances de la tecnología, por lo tanto, la búsqueda de nuevas fuentes de energía se convierte en un tema muy importante para todo el mundo y donde esta es el factor más importante que afecta la estructura económica de un país (Kaplan, 2015). En los últimos años, se han hecho muchos esfuerzos para aumentar la implementación de FRE a través de investigaciones y aplicaciones, no sólo en los países desarrollados, sino también en los países en vía de desarrollo (Makbul A.M Ramli, 2016) (Sergio Juárez-Hernández, 2014).

A nivel mundial, la energía renovable representó el 19% del consumo de la misma en el 2012 y 22% de la generación de electricidad en el 2013, respectivamente. En más de 30 países, las FRE llevan más del 20% del suministro de energía, entre 2006-2011 la capacidad eoloeléctrica mundial creció a una tasa media anual del 26%, alcanzando al último de esos años 238 GW instalados, esto es, 61% de la capacidad mundial de generación con base a estas. La inversión mundial en energías renovables fue más de 214 mil millones de dólares en el 2013 (Xiaochun Zhang, 2016) (Sergio Juárez-Hernández, 2014) . Los mercados de energías renovables se cree que continuarán creciendo rápidamente en las próximas décadas para mitigar el cambio climático y la degradación del medio ambiente (Carlos Mario Zapata, 2005).

Con el Parque Eólico “Jepírachi”, EPM (Empresas Públicas de Medellín) abrió para Colombia la posibilidad de contar con la energía del viento como un complemento posible de su matriz energética y como una alternativa limpia para su futuro abastecimiento (Posada, 2010).

En el presente proyecto “CALCULO Y SELECCIÓN DE UN SISTEMA EOLICO PARA SUMINISTRAR ENERGIA ELECTRICA A LA COMUNIDAD WAYUU (JURIMAKAL)”, tendrá como base los datos de velocidad de viento, dirección, temperatura entre otros publicados por (OTERO, ARMANDO JOSÉ EALO, 2011) y (UPME, 2003), a partir de esta información se realizara el cálculo del potencial eólico aprovechable, que permita definir los rangos de generación de energía del sistema.

CAPITULO 2

2. JUSTIFICACION

El mundo está experimentando uno de los más fuertes movimientos ambientales que haya tenido lugar en todos los tiempos. Se han promovido encuentros a nivel mundial, tales como la conferencia de las Naciones Unidas sobre el cambio climático en 1992 y la convención de Kioto realizada en Diciembre de 1997 que produjo el denominado “Protocolo de Kioto”, y más recientemente, la Conferencia de Johannesburgo así lo expresa (Carlos Mario Zapata et al, 2005). Debido a la reestructuración del sector eléctrico colombiano durante las dos últimas décadas, el comportamiento del precio de la energía eléctrica ha incrementado su volatilidad, reflejando el riesgo existente para los diferentes agentes que intervienen en el mercado (Sergio Botero Botero et al, 2008). El alto costo que genera llevar la energía eléctrica por redes a esta comunidad Wayuu “Jurimakal” es la base para la justificación de este proyecto. Este esbozo permitirá a los habitantes de la comunidad Wayuu que puedan adaptarse a las nuevas tecnologías de generación de energía sin que se vean afectadas sus tradiciones y su cultura. Se espera que entre el 2018 y el 2020 esta comunidad cuente con el suministro de energía eléctrica que les permitirá mejorar su calidad de vida. Además, que sirva de ejemplo a nivel nacional e internacional.

CAPITULO 3

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

- Calcular y seleccionar un sistema eólico para suministrar energía eléctrica a la comunidad wayuu Jurimakal.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el estudio del estado del arte en el tema del proyecto, a nivel internacional, nacional y regional.
- Identificar y apropiar los principales datos a tener en cuenta para el diseño y cálculo del sistema eólico, correspondientes a la zona de emplazamiento.
- Plantear un diseño y realizar los cálculos del sistema eólico a partir de la caracterización del terreno y su potencial eólico.
- Determinar y definir las condiciones de operación de los equipos a utilizar en el sistema eólico para suministrarle energía eléctrica a la comunidad wayuu Jurimakal.
- Validar el sistema por medio del software ANSYS.
- Realizar el manual de funcionamiento y mantenimiento del sistema eólico.
- Socializar los resultados.

CAPITULO 4

4. ESTADO DEL ARTE

4.1 ORIGEN DEL VIENTO.

Según (FOCER, 2002), la energía eólica tiene su origen en la energía solar, más específicamente en el calentamiento diferencial de masas de aire por el Sol, ya sea por diferencias de latitud (vientos globales) o del terreno (mar-tierra o vientos locales). Las diferencias de radiación entre distintos puntos de la Tierra generan diversas áreas térmicas y los desequilibrios de temperatura provocan cambios de densidad en las masas de aire que se traducen en variaciones de presión.

Los movimientos de masas de aire tienden a compensar las diferencias de presión, de modo que, a mayor gradiente de presión, mayor velocidad de viento. El gradiente horizontal de presiones viene representado en los mapas meteorológicos mediante las isobaras, que son líneas que unen los puntos de igual presión. Otra representación útil de la presión viene dada por los mapas de isohipsas, las cuales permiten identificar la variación de la presión en función de la altura (Amada, 2005).

4.2 RESEÑA HISTÓRICA DE LOS PRIMEROS MOLINOS DE VIENTO.

Los molinos de viento existían ya en la más remota antigüedad. Persia, Irak, Egipto y China disponían de máquinas eólicas muchos siglos antes de J.C.; Hammurab I. rey de Babilonia, 17 siglos antes de J.C. utilizó molinos accionados por el viento para regar las llanuras de Mesopotamia y para la molienda del grano. Se trataba de primitivas máquinas eólicas de rotor vertical con varias palas de madera o caña, cuyo movimiento de rotación era comunicado directamente por el eje a las muelas del molino. En China hay referencias de la existencia de molinos de rotor vertical y palas a base de telas colocadas sobre un armazón de madera (ver figura 1) (Díez, 2016). Las primeras máquinas eólicas de las que se tiene documentación datan del siglo VI d.c. Eran de eje vertical (Ver Figura 2) y eran utilizadas para moler granos y bombear agua en la región de Sijistán, entre Irán y Afganistán. Existen indicios, aunque no demostrados, de que el uso de estos molinos, denominados panémonas, se remonta según distintos autores entre 200 y 500 años antes de nuestra era. Con posterioridad, y especialmente en las islas griegas del Mediterráneo, se desarrollaron molinos de viento de eje horizontal (Figura 3) cuya principal característica fue la utilización de velas triangulares a modo de palas. Aún hoy son utilizados en la isla griega de Mikonos para moler granos. Es de destacar que este tipo de diseño permite ajustar la superficie de captación, según la velocidad del viento, arrollando las velas en sus "mástiles" (Jaime Moragues, 2003). En Europa los primeros molinos aparecieron en el siglo XII en Francia e Inglaterra y se distribuyeron por el continente. Eran unas estructuras de madera, conocidas como torres de molino, que se hacían girar a mano alrededor de un poste central para levantar sus aspas al

viento. El molino de torre se desarrolló en Francia a lo largo del siglo XIV. Consistía en una torre de piedra coronada por una estructura rotativa de madera que soportaba el eje del molino y la maquinaria superior del mismo. Estos primeros ejemplares tenían una serie de características comunes. De la parte superior del molino sobresalía un eje horizontal. De este eje partían de cuatro a ocho aspas, con una longitud entre 3 y 9 metros. Las vigas de madera se cubrían con telas o planchas de madera. La energía generada por el giro del eje se transmitía, a través de un sistema de engranajes, a la maquinaria del molino emplazada en la base de la estructura (Benítez, Alberto Molinero, 2009).

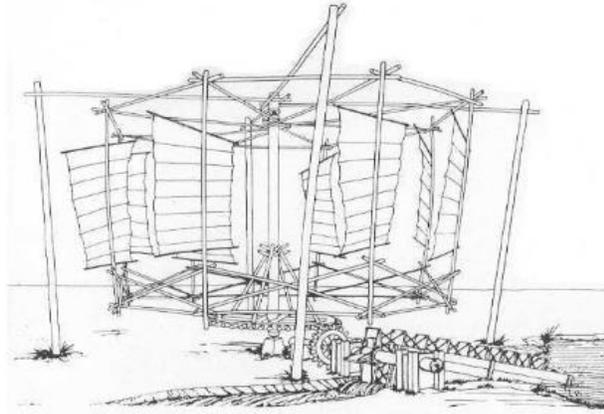


Figura 1: Molino de eje vertical usado en china para el riego

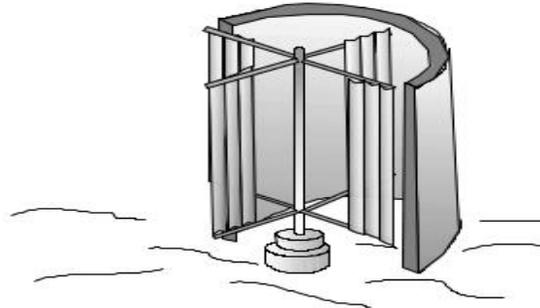


Figura 2: Penémonas

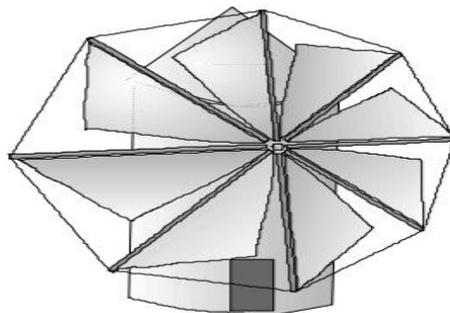


Figura 3: Molino griego

4.3 ENERGÍA EÓLICA.

Le energía eólica es un tipo de energía renovable cuya fuente es la fuerza del viento. La forma típica de aprovechar esta energía es a través de la utilización de aerogeneradores o turbinas de viento. De estos aerogeneradores se distinguen de dos tipos, eje horizontal y eje vertical (Martínez, Jesús Salinas, 2010). Los equipos de conversión de energía transforman esa energía cinética en potencia mecánica que puede ser convertida en electricidad o aplicada en sistemas de bombeo de agua. Los aerogeneradores más frecuentemente empleados son los de eje horizontal (menos frecuentes son los de eje vertical). Los aerogeneradores se clasifican según su potencia en pequeños (<100 kW) y grandes (>100 kW). Los pequeños se emplean en sistemas aislados o miniredes, mientras que los de mayor potencia se emplean en sistemas interconectados a la red (CORPOEMA, 2010).

4.4 TIPOS DE AEROGENERADORES.

Según (Erdwin Alexis Gomez Torres, et al, 2010), un aerogenerador es un generador eléctrico accionado por una turbina movida por el viento (turbina eólica). La energía eólica, en realidad es la energía cinética del aire en movimiento, que proporciona energía mecánica a un rotor- hélice, el cual a través de un sistema de transmisión mecánica hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador trifásico, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica, en la figura 4 se puede observar el esquema de un aerogenerador convencional de eje horizontal y sus partes principales.

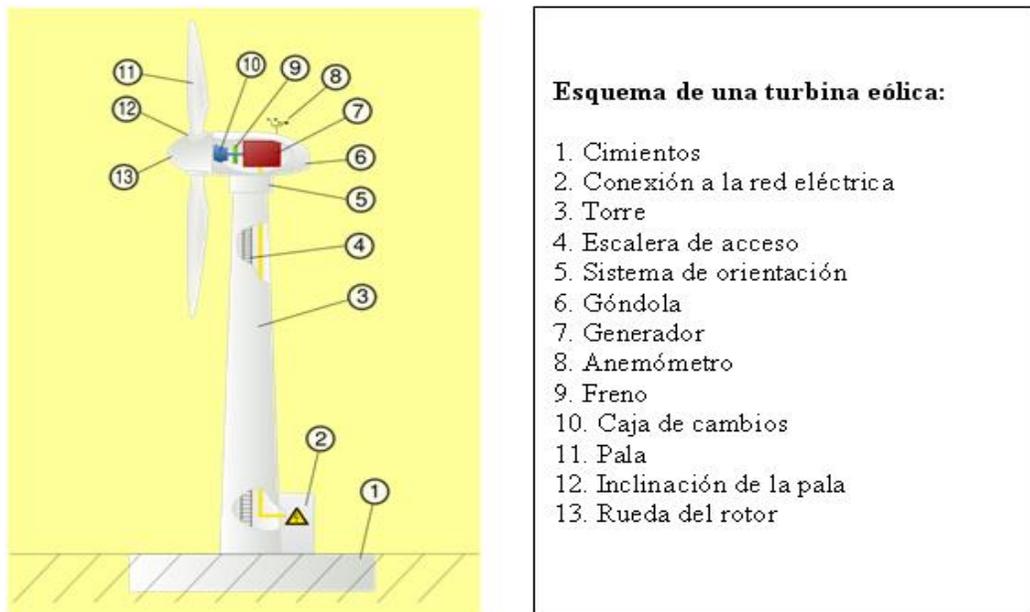


Figura 44: Esquema general de un aerogenerador

Existen diferentes tipos de aerogeneradores, depende de su potencia, la disposición de su eje de rotación, el tipo de generador, del número de palas entre otros (Díez, 2016), (Jaime Moragues, 2003). A continuación se describen algunos de ellos.

4.4.1 Según su potencia

Grandes. (Potencia > 1 MW). Generalmente son conectados a las redes de distribución nacional de electricidad, brindando su aporte directo y continuo a la misma.

Medios. (100 kW < Potencia < 1 MW). Se encuentran conectados tanto a la red de distribución nacional como a complejos industriales o medianas poblaciones.

Pequeños, (Potencia < 100 kW). Hacen parte de pequeñas instalaciones de uso doméstico o agrario.

4.4.2 Según la disposición de su eje de rotación.

4.4.2.1 : Aerogeneradores de eje vertical

Según (Roman, 2005), en las clásicas norias de agua, el agua llegaba en ángulo recto respecto al eje de rotación de la noria (Una noria es una máquina hidráulica que sirve para extraer agua siguiendo el principio del rosario hidráulico). Los aerogeneradores de eje vertical son en ese sentido como las norias, es decir, su característica principal es que el eje de rotación se encuentra en posición perpendicular al suelo. Son también llamados “VAWTs”, que corresponde a las siglas de la denominación inglesa “Vertical Axis Wind Turbines”. Los diseños más conocidos de eje vertical son los rotores de tipo Darrieus y los rotores tipo Savonius. También existe, aunque menos conocido, el tipo Panémonas.

1. Aerogeneradores Darrieus: La máquina Darrieus es la única turbina de eje vertical que se ha comercializado. Esta debe su nombre al ingeniero francés Georges Darrieus, quien patentó el diseño en 1931. La máquina Darrieus se caracteriza por sus palas en forma de C, que la hacen asemejarse a un batidor de huevos, como se muestra en la Figura 5. Normalmente se construye con dos o tres palas (Jaime Moragues, 2003) (Roman, 2005).



Figura 5: Aerogenerador Darrieus

2. Aerogeneradores Savonius: Estos aerogeneradores Savonius permiten convertir la potencia del viento en un torque, en una rotación de eje, y fue inventado por el ingeniero finlandés Sigurd J. Savonius en 1922, cuyo esquema se presenta en la Figura 6. Las turbinas tipo Savonius se usan cuando los costos o fiabilidad son mucho más importantes que la eficiencia (Alba Shirley Tamayo Arango, 2014) , (Díez, 2016).



Figura 6: Aerogenerador Savonius

3. Aerogeneradores Panémonas: Estos rotores (ver Figura 7) se componen de cuatro o más semicírculos unidos al eje central. Su rendimiento es bajo. En el siglo V a. C. se encuentran los primeros aeromotores en Asia: son máquinas de eje vertical iguales a las denominadas panémonas de algunas islas griegas. Los chinos utilizaban desde tiempos inmemoriales estos molinos de viento, que se usaban para bombear el agua en las salinas, e incluso algunos historiadores apuntan hacia la posibilidad de que pudieron ser los precursores de los molinos persas (Roman, 2005), (Alba Shirley Tamayo Arango, 2014).



Figura 7: Aerogeneradores Panémonas

4.4.2.2 De eje horizontal

Los aerogeneradores de eje horizontal, se les llama de esta forma ya que poseen los ejes principales con dirección paralela al suelo. Generalmente, necesitan un control de orientación al viento, una aleta posterior que asegura que las aspas del aerogenerador se direccionen perpendicularmente a la velocidad del viento. En aerogeneradores con capacidad de más de 50 kW este control se realiza por intermedio de motores eléctricos. Los elementos de conexión, multiplicador y generador, se encuentran a la altura del rotor en la góndola situado en lo alto de la torre, como se observa en la figura 8. La disposición de las palas, puede ser a barlovento o a sotavento (Figura 4.4), (Martínez, 2010) (Díez, 2016).

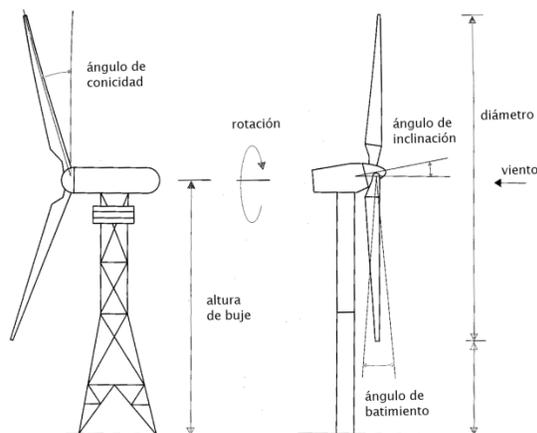


Figura 8: Configuración general de turbinas de eje horizontal (Izquierda: Disposición Sotavento; Derecha: Disposición barlovento)

4.4.2.2.1 Según el número de palas.

Dentro de las diferentes clases de aerogeneradores se encuentran aspectos estrechamente relacionados, en donde el número de palas y revoluciones junto con el diámetro del rotor, el perfil del alabe y la velocidad del viento priman en el diseño (Erdwin Alexis Gomez Torres, et al, 2010) (Díez, 2016). A continuación se describirán los aerogeneradores de eje horizontal según el número de palas.

- 1. Aerogenerador Monopala:** Al considerar una turbina eólica monopala, como la mostrada en la figura 4.9, se obtienen altas velocidades de giro lo cual es conveniente para tareas de generación, asimismo se reducen costos en elementos como son el generador eléctrico y el multiplicador además de contar con una sola pala en su diseño requieren de un contrapeso que permita el balance del conjunto (Martínez, 2010), (Díez, 2016).



Figura 9: Aerogenerador Monopala

- 2. Aerogenerador Bipala:** Las hélices bipala (ver Figura 10) y monopala comparten en cierto modo los inconvenientes de ser conjuntos dinámicamente inestables, requiriendo un diseño más complejo con un rotor basculante (buje oscilante) permitiendo al rotor inclinarse con el fin de evitar fuertes sacudidas en la turbina (Martínez, Jesús Salinas, 2010), (Erdwin Alexis Gomez Torres, et al, 2010).



Figura 10: Aerogenerador Bipala

- 3. Aerogenerador Tripala:** La mayoría de los aerogeneradores modernos tienen diseños tripala (ver Figura 11), Este diseño tiende a imponerse como estándar al resto de los conceptos evaluados, debido fundamentalmente a su mejor estabilidad estructural y aerodinámica, menor emisión de ruido y mayor rendimiento energético frente a los rotores de una o dos palas (Roman, 2005), (Jaime Moragues, 2003).



Figura 11: Aerogenerador Tripala

- 4. Aerogenerador Multipala:** Los rotores multipala, como la mostrada en la figura 12, se caracterizan por tener un número de palas que puede variar de 5 a 24 y por lo tanto una solidez elevada. Presentan elevados pares de arranque y una reducida velocidad de giro. La velocidad lineal en la punta de la pala de estas máquinas, en condiciones de diseño, es del mismo orden que la velocidad del viento incidente (Roman, 2005), (Jaime Moragues, 2003).



Figura 12: Aerogenerador Multipalas

4.5 APLICACIONES DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO.

En la actualidad, ante la disminución de los combustibles fósiles, el cambio climático y el calentamiento global, los países desarrollados y en vía de desarrollo le han apostado a las fuentes no convencionales de energía (FNCE), como alternativas limpias y segura en comparación con las demás energías primarias (Rocha R. L., 2003). Actualmente países como Taiwán, Arabia Saudita, Singapur entre otros más (EE.UU., Reino Unido y China son los principales mercados) han sido participes en la aplicación de la energía eólica en sus regiones con mayor potencial eólico para sus demandas energéticas (Shich- Yuan Liu, 2015), (B.R Karthikeya, 2016), (Makbul A.M Ramli, 2016).

4.5.1 Aplicación de la energía eólica en países desarrollados

En forma general algunos Países desarrollados del mundo como China, Alemania, España, Dinamarca, Estados Unidos, Taiwán, Japón, Reino Unido, son los principales mercados en la energía eólica y los países con mayor interés de contribuir al medio ambiente en la misma medida en que lo destruyen con otras actividades, han tomado la delantera en este tipo de fuentes energéticas, tales como la energía eólica. En efecto, se puede apreciar en la Figura 13, el crecimiento de la capacidad instalada de los principales productores de energía eólica en el 2013. Estos se consolidan cada vez más hacia un manejo mucho más ambiental basado en el desarrollo e introducción paulatina de energía generada mediante fuentes diferentes a las convencionales (Carlos Mario Zapata, 2005) (Shich- Yuan Liu, 2015, pág. 2) (Xiaochun Zhang, 2016).

Las estadísticas en el 2013 del Consejo Mundial de Energía Eólica (GWEC) muestra un aumento de las unidades instaladas en energía eólica, de 92700 (48,9 MW) en China, 7303 (19,0 MW) en los EE.UU. y 3068 (21,8 MW) en el Reino Unido, donde se tiene como evidente que hay una diferencia considerable entre los países que son pioneros en energía eólica y Taiwán, en donde Taiwán promulga la regulación en su dirección política de la energía y en su desarrollo económico, la seguridad energética y la protección del medio ambiente en comparación a los países desarrollados (Shich- Yuan Liu, 2015, pág. 2).

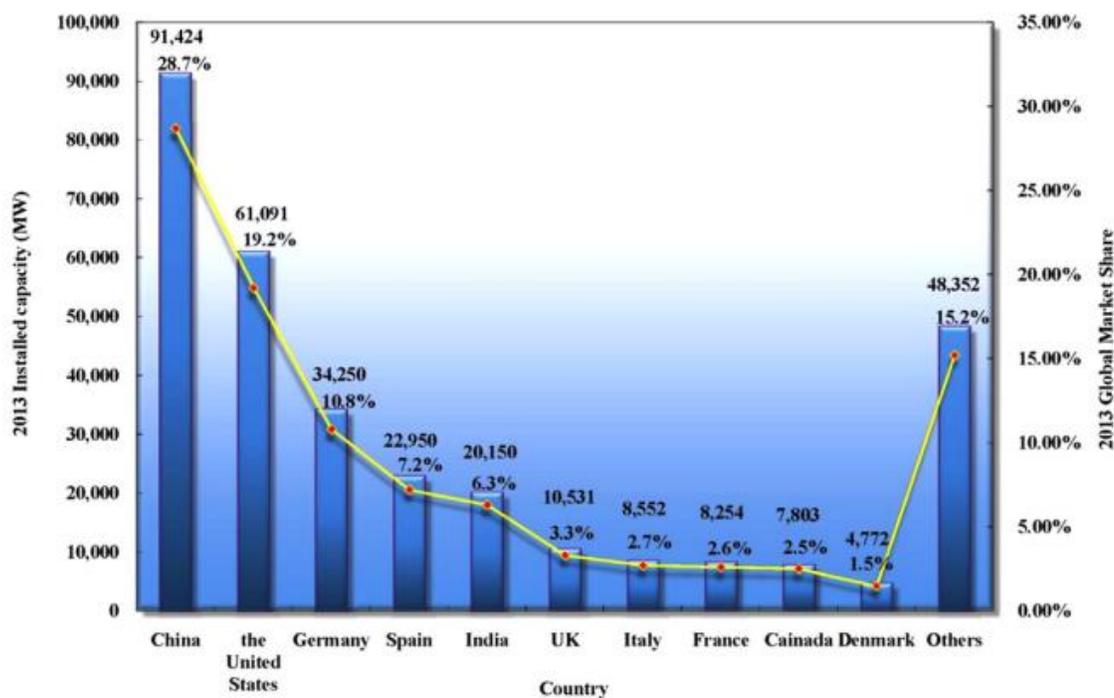


Figura 13: crecimiento de la capacidad instalada de los principales productores de energía eólica en el 2013

4.5.2 Aplicación de la energía eólica en países en desarrollo.

Según (Sergio Juárez-Hernández, 2014), La industria eólica mundial enfoca su atención hacia países en desarrollo con locaciones idóneas para la instalación de centrales eólicas. Algunos Países en vía de desarrollo como Arabia Saudita, Singapur, Chile, Turquía, Brasil, México, Argentina y Colombia en la actualidad, ven la energía eólica como una alternativa positiva en cuanto al cambio de los combustibles fósiles y también una manera de ayudar a la disminución de la contaminación ambiental y a la expansión de las economías locales en el futuro (Kaplan, 2015). A continuación una pequeña descripción general de algunos proyectos en esos países.

En su investigación (Makbul A.M Ramli, 2016), hace énfasis en la producción de energía y el costo de energía tanto de una turbina eólica y fotovoltaica (PV) en un análisis de energía tecno-económica de un sistema híbrido eólico / solar, estudio del caso para una zona costera occidental de Arabia Saudita, en su trabajo expresan el aumento en el consumo de los combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica y ha obligado al Reino de Arabia Saudita a prestar más atención en la generación de energía renovable.

Ellos expresan (B.R Karthikeya, 2016), que en los países altamente urbanizados como Singapur todas las vías posibles para la generación de energía necesitan atención. En este contexto, las azoteas de las instalaciones tanto de la energía solar y eólica son de particular interés para Singapur, sobre todo debido a la condición de limitación de tierras de Singapur.

En México, el sur del istmo de Tehuantepec es la región con mayor potencial eoloenergético y donde se concentra el despliegue de proyectos eólicos. Se examinó el desarrollo eólico en esa región y sus actores principales. Se analizaron diversos aspectos desde lo relativo al derecho a la información, hasta las implicaciones ambientales a fin de comprender la creciente oposición social a la instalación de proyectos en esa zona (Sergio Juárez-Hernández, 2014).

4.5.3 Aplicación de la energía eólica en Colombia

Según (EPM, 2010), Con el Parque Eólico “Jepirachi” que significa “vientos que vienen del nordeste”, EPM (Empresas Públicas de Medellín) abrió para Colombia, la posibilidad de contar con la energía del viento como un complemento posible de su matriz energética y como una alternativa limpia para su futuro abastecimiento, el parque eólico está ubicado en el Municipio de “Uribí”, en la alta Guajira colombiana, cerca de “Puerto Bolívar” y del “Cabo de la Vela”, principal atractivo turístico del Departamento de La Guajira (ver Figura 14). Ocupa una zona perteneciente al resguardo indígena “Wayuu”. El parque eólico “Jepirachi” está conformado por 15 aerogeneradores marca Nordex N60/ con una capacidad de 1.300 kW cada uno, para una capacidad instalada total de 19,5 MW de potencia nominal. Los aerogeneradores están compuestos por un rotor de 60 metros de diámetro (196.8 pies) y un generador instalado sobre una torre de 60 metros de altura (196.8 pies). Están distribuidos en dos filas de 8 y 7 máquinas respectivamente, separadas aproximadamente 1.000 metros (1,093 yardas). La distancia promedio entre aerogeneradores es de 180 metros (196,8 yardas), pero por situaciones propias de cada sitio, se requirió variar la separación entre aerogeneradores y la dirección de la línea, conservando una orientación de -10° Norte (Azimut 350°) (Figura 15).

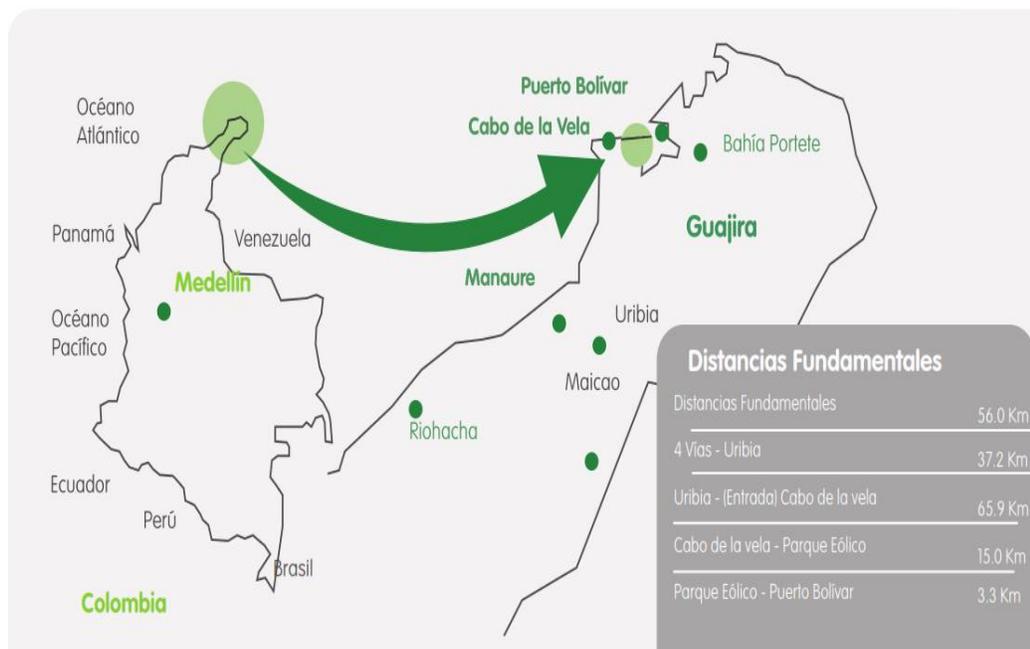


Figura 14: Localización del parque eólico "Jepirachi" (EPM, 2010)



Figura 15: Parque eólico "Jepirachi"

4.5.4 Aplicación de la energía eólica y estado actual en la Comunidad Wayuu "Jurimakal"

Los "Wayuu" no se establecen en poblados sino en conjuntos de viviendas o caseríos llamados rancherías, cuyos habitantes se encuentran unidos por lazos de parentesco y residencia común. La comunidad Wayuu Jurimakal cuenta actualmente con 60 casas, donde en promedio habitan 330 personas y no existe el servicio de energía eléctrica. Esta comunidad wayuu se ubica a una Latitud ($11^{\circ} 17' 05.5''$ N) y Longitud ($72^{\circ} 28' 31.8''$ W), como se observa en la figura 16. Aquí se puede observar que el municipio de Albania – Guajira, es el municipio con energía eléctrica más cercano a esta comunidad, aproximadamente a unos 27 Km de distancia. Por lo tanto, el actual proyecto permite aprovechar la ya validada energía eólica con que cuenta esta península de la Guajira, (OTERO, ARMANDO JOSÉ EALO, 2011) y (UPME, 2003).

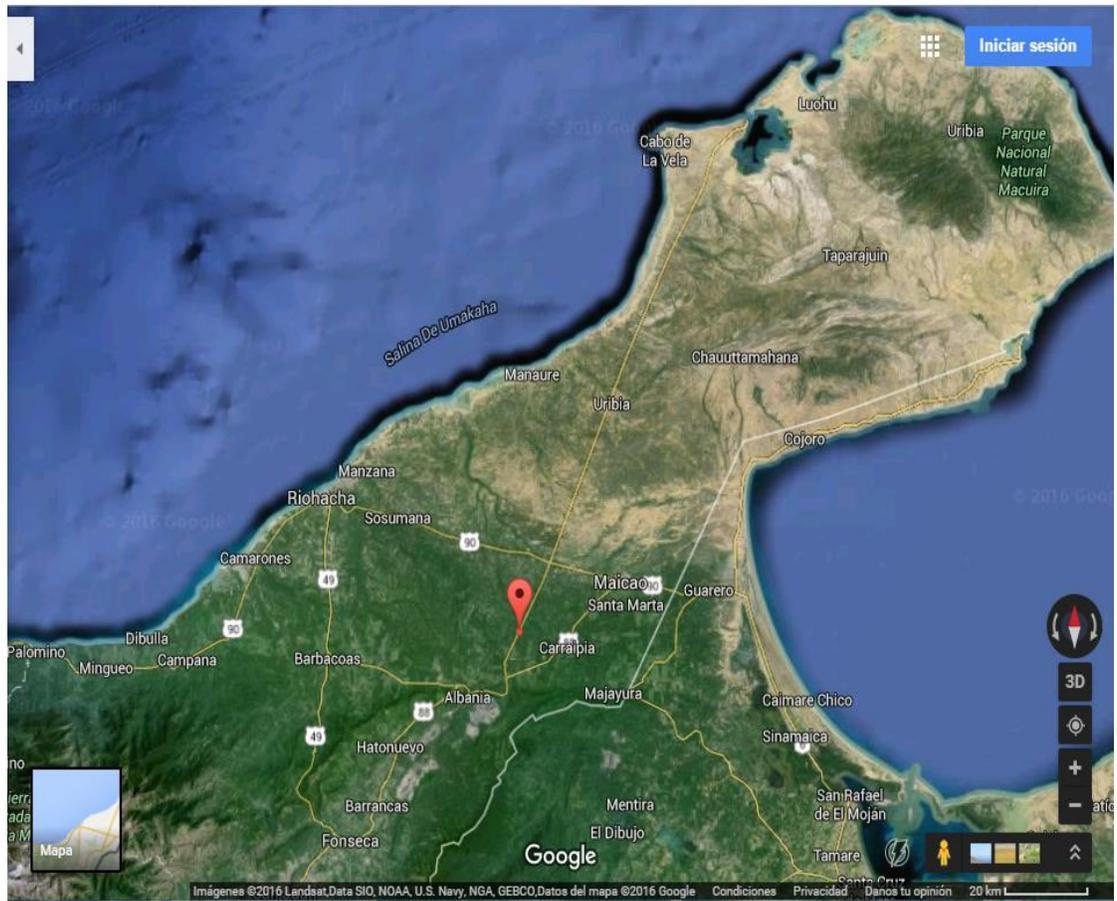


Figura 16: Ubicación de la comunidad Wayuu "Jurimakal"

En las siguientes Figuras (17, 18, 19, 20) se puede describir como son las características de la zona de emplazamiento donde se evidencia que es una zona semidesértica con poca vegetación y poco animales.



Figura 17: Entrada a Jurimakal Vía Férrea



Figura 18: Kiosco Comunitario de la Comunidad Wayuu "Jurimakal"



Figura 19: Tipo de casas de la Comunidad



Figura 20: Entrada a la Comunidad y molino de viento para el bombeo de agua

4.6 MÉTODOS DE ANÁLISIS DEL POTENCIAL EÓLICO.

4.6.1 Distribución de Weibull

Determinar el potencial eólico, está relacionado con establecer los parámetros de la ecuación de distribución de Weibull, correspondientes al parámetro de escala c en m/s que determina la velocidad promedio del viento en el lugar de estudio y el parámetro de forma k que indica el grado de dispersión de los registros, con estos se puede establecer la frecuencia con la que se manifiesta una velocidad determinada del viento, establecida por la Ec. (4.1) y es conocida como distribución de la velocidad del viento de Weibull (William Fernando Álvarez Castañeda, 2013).

$$P(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (4.1)$$

Para determinar los parámetros de la ecuación de Weibull, se utiliza el ajuste de mínimos, Ec. (4.2) que corresponde a la ecuación de probabilidad de Weibull (F. Espinosa-arenal, 2011)

$$P_i(v \leq v_i) = 1 - e^{-\left[\frac{v_i}{c}\right]^k} \quad (4.2)$$

Esto se logra utilizando el método de regresión lineal propuesto por Touré (2005), donde relaciona las variables, el proceso se ve reflejado por las ecuaciones (4.3), (4.4), (4.5) y (4.6).

$$y_i = \text{Ln}[-\text{Ln}(1 - P_i)] \quad (4.3)$$

$$X_i = \text{Ln}(v_i) \quad (4.4)$$

$$a = -k\text{Ln}(c) \quad (4.5)$$

$$b = k \quad (4.6)$$

En el presente proyecto la distribución de velocidades con la que se trabajó para el diseño y cálculo del sistema eólico se obtuvo en (OTERO, ARMANDO JOSÉ EALO, 2011), donde presenta datos diarios y mensuales para la validación de los datos a la hora del diseño adquirido y se representa en la Figura 21.

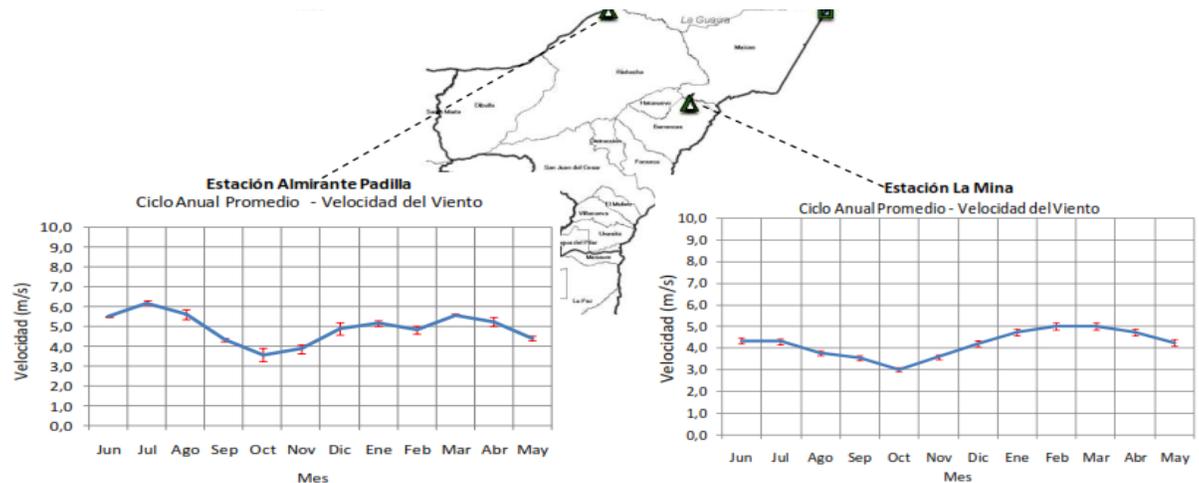


Figura 21: Ciclo anual promedio de la velocidad del viento para la zona de estudio. Las barras de error representan el error estándar de estimación de la media mensual respectiva (OTERO, ARMANDO JOSÉ EALO, 2011).

4.6.2 Densidad de potencia eólica específica

La densidad de potencia eólica se refiere a la cantidad de energía extraíble del viento por unidad de superficie en Watts/m^2 , donde se puede observar en la Figura 22. Se conoce como la distribución de energía eólica o densidad de potencia y es de bastante utilidad debido a que permite observar la potencia eólica que podría generarse para cada velocidad del viento registrada (UPME, 2003) (CUSARÍA, 2012)

La potencia eólica específica puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} * \rho * \frac{1}{n} * v^n \quad (4.7)$$

Dónde:

P/A: potencial eólico específico.

ρ : densidad del aire a la altura de la zona de estudio.

V_i : velocidad del viento promedio horaria.

n: número de horas de evaluación.

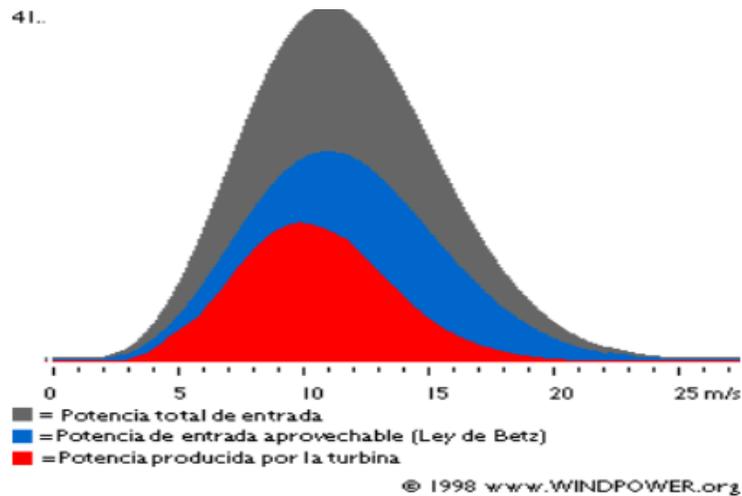


Figura 22: Curvas de densidad de potencia

4.6.3 Rosa de los vientos

La Rosa de los Vientos es un diagrama que muestra la distribución temporal de la dirección de los vientos y distribución de sus velocidades en un determinado sitio o área (CUSARÍA, 2012). Consiste en una gráfica con barras o extensiones que van desde el centro de un círculo hacia un punto determinado las cuales representan la variación porcentual de la dirección del viento, la longitud de cada extensión indicará el porcentaje de tiempo en el que el viento se dirigió hacia esa dirección (UPME, 2003). Este diagrama es una gran herramienta para mostrar datos adquiridos por un anemómetro en una zona donde se ubicarán futuros aerogeneradores. Las direcciones dominantes del viento son importantes para el emplazamiento de un aerogenerador, el cual en nuestro proyecto nos basaremos en la estación meteorológica de la mina (Guajira) en donde se puede observar la figura 23 (OTERO, ARMANDO JOSÉ EALO, 2011).

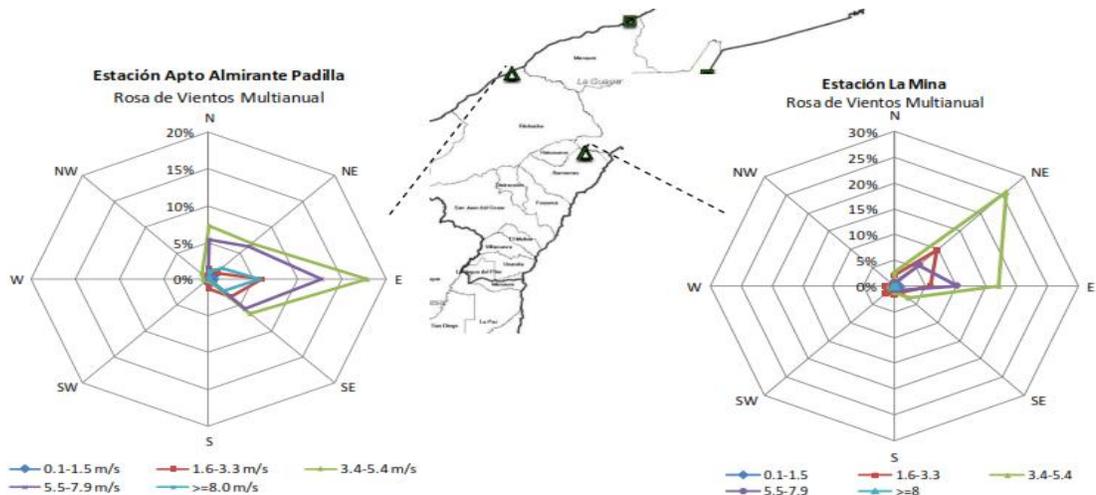


Figura 23: Variabilidad de las rosas de viento en la zona de estudio (OTERO, ARMANDO JOSÉ EALO, 2011).

Con este enriquecido estado actual y marco teórico proseguimos en el siguiente capítulo 5 orientado a la parte del Cálculo y Selección del sistema eólico para suministrar energía eléctrica a la comunidad Wayuu “Jurimakal”.

CAPITULO 5

5. CÁLCULO Y SELECCIÓN DEL SISTEMA EÓLICO

5.1 VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD CON RESPECTO A LA ALTURA

Según (OTERO, ARMANDO JOSÉ EALO, 2011) la velocidad del viento varía con respecto a la altura, siguiendo aproximadamente una ecuación conocida como ley exponencial de Hellmann, de la forma:

$$V = V_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (5.0)$$

Donde

V : es la velocidad del aire en (m/s) a la altura H en (m)

V_0 : es la velocidad del aire en (m/s) a una altura de referencia H_0 , de 10 m.

α : es el coeficiente de fricción o exponente de Hellmann (este depende de la topografía del terreno).

Al no contar con datos experimentales de velocidad del viento en la zona donde se propone implementar el sistema eólico, el valor de V_0 , utilizado en los cálculos, se define como el valor más bajo de velocidad durante todo el año, generados por las estaciones meteorológicas del IDEAM cercanas a dicha comunidad, y las cuales están ubicadas a la altura de 10 m. Estas son; la estación Almirante Padilla en Riohacha y la estación La Mina en Hato nuevo. Según la Figura 21, el valor más bajo de velocidad obtenido durante todo el año en las estaciones mencionadas es de 3 m/s, el cual corresponde a la velocidad promedio del viento durante el mes de Octubre en la estación de la Mina.

Por otra parte, el coeficiente de Hellmann utilizado en los cálculos, es tomado a partir de los valores experimentales que muestra la tabla 5.1 (Eduardo García Correa, 2005). Teniendo en cuenta que la zona es semidesértica con mínimo relieve y poca vegetación, tal como se observa en las figuras 17, 18, 19 y 20, se asimila ésta con un terreno poco accidentado, por lo tanto el valor de α asignado es 0,16.

Tabla 5:1 Coeficiente de α Hellman para algunos tipos de terrenos (Eduardo García Correa, 2005)

Características del terreno	Exponente (α)
Lugares llanos con hielo o hierba	0,08 – 0,12
Lugares llanos (mar, costa).	0,14
Terrenos poco accidentados.	0,13 – 0,16
Zonas rusticas.	0,2
Terrenos accidentados o bosques.	0,2 – 0,26
Terrenos muy accidentados y ciudades.	0,25 – 0,4

A partir del principio de Hellmann (ecuación. 5.0), y con los datos de H_0 y α mencionados anteriormente, se grafica el perfil de velocidad del viento en la zona para el rango de alturas de 10 m a 50 m. Con el fin de no incrementar los costos y facilitar el mantenimiento del sistema, en el actual proyecto solo se consideraron alturas de máximo 50 metros. La figura 24 muestra que a una altura de 50 m, la velocidad se elevara 0.88 m/s, con respecto a la velocidad $V_0 = 3.0$ m/s para la altura de 10 m. Además, describe los perfiles de velocidad del viento en función del rango de alturas de (10 a 50) metros, para valores de velocidad a 10 m de altura, V_0 de (3,5 a 5) m/s. Allí se puede observar que utilizando una $V_0 = 3$ m/s, la máxima velocidad que se obtiene es de 3,88 m/s, mientras que con una $V_0 = 5$ m/s, la máxima velocidad que se obtiene es de 6,47 m/s. Los anteriores dos datos permiten determinar la mínima y máxima potencia que se puede extraer del viento, en la zona de estudio, ubicando el aerogenerador a una altura de 50 metros.

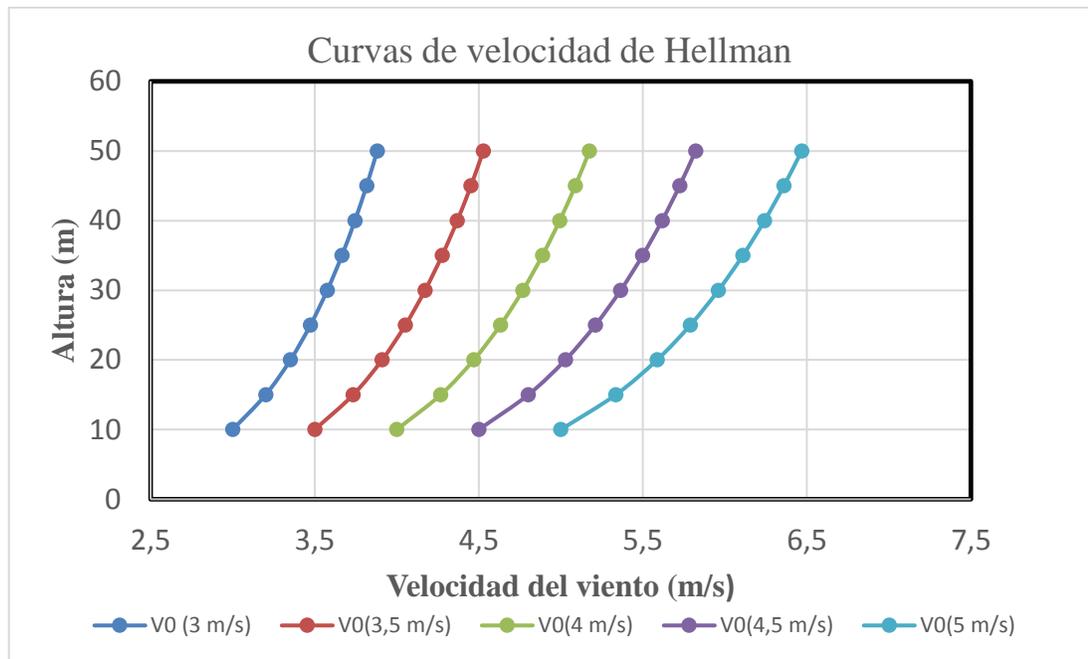


Figura 24: Velocidad del viento en función de la altura, para distintos valores de V_0 a partir del modelo de Hellmann

La figura 25, muestra que para alturas mayores a 50 m, el incremento de velocidad es pequeño comparado con el incremento de dicha velocidad para alturas por debajo de ésta medida. Allí se puede verificar que el incremento (aumento) de la velocidad entre 50 m y 55 m es de $\Delta V = 0.05963$ m/s, que equivale aproximadamente a un incremento en la potencia de $1,6$ W/m². Lo anterior sumado a el grado de dificultad de instalar aerogeneradores a grandes alturas, son el soporte para trabajar en el presente diseño con alturas menores o iguales a 50 m.

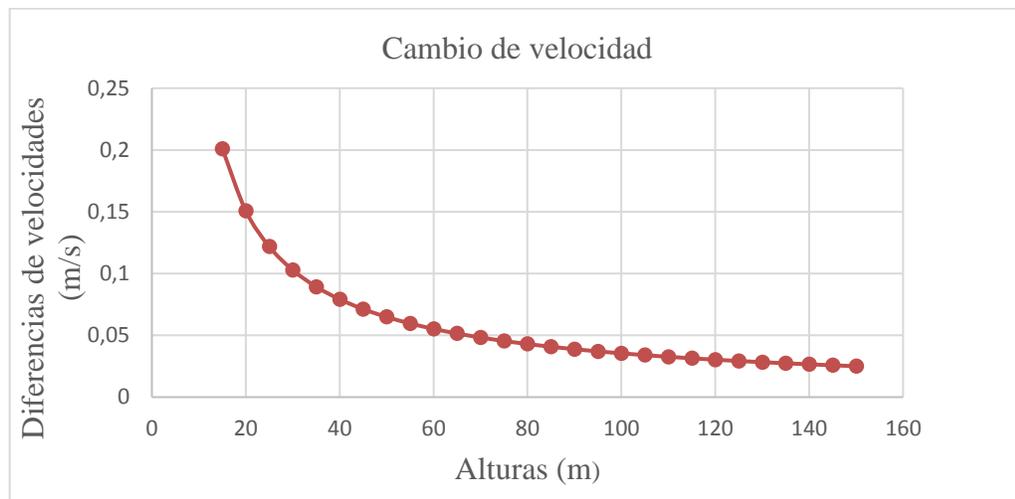


Figura 25: Cambio de velocidades (m/s)

5.2 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA

El promedio de la temperatura en el departamento de La Guajira es de 30°C, con máximas de hasta 45°C. Hay sólo lluvias entre septiembre y diciembre. El clima de La Guajira ha generado una vegetación muy árida, con arbustos espinosos y cactus. Es la zona más seca de Colombia según (Cerrejón, 2016).

La energía del viento es proporcional a la densidad del aire. Por lo tanto, es importante medir la presión del aire y también la temperatura. Según (Eduardo García Correa, 2005). la densidad del aire está dada por:

$$\rho = 1,225 \cdot \frac{288,15}{T} \cdot \frac{P}{101,3} \quad (5.1)$$

Donde

ρ : Densidad del aire (Kg/m³)

T : Temperatura absoluta del aire (K)

P : Presión atmosférica del lugar (kPa)

Al tener la temperatura promedio de 30°C en el departamento de la Guajira, que corresponde a una temperatura absoluta de $30+273,15 = 303,15$ K, y una presión atmosférica del lugar donde se va a implementar el sistema de $P = 101,2$ kPa, se obtiene una densidad promedio del aire en dicha zona de:

$$\rho = 1.164 \text{ Kg/m}^3$$

5.3 DEMANDA ENERGÉTICA DE LA COMUNIDAD WAYUU JURIMAKAL

Este diseño y cálculo se hará teniendo en cuenta una demanda energética promedio, de una vivienda en una zona rural. Lo anterior teniendo en cuenta, que esta comunidad no cuenta con el suministro de electricidad y que carecen de los electrodomésticos básicos que una vivienda rural normal podría tener y sumándose a esto carecen de agua potable y de servicios de internet (Departmental, 2015).

La comunidad Wayuu Jurimakal cuenta actualmente con 60 viviendas el cual a continuación se describen los elementos eléctricos promedio con los que podría contar una vivienda rural (ver Tabla 5.2), donde a continuación se mostraran los equipos e insumos eléctricos básicos de una vivienda modelo rural (Fermin, 2007), (EcoPotencia, 2016)

Tabla 5:2 Demanda energética de una vivienda rural modelo (Fermin, 2007)

Electrodomésticos	Cantidad	Consumo Uni .(W)	Horas de consumo diario (h/dia)	Consumo total kWh/dia
Televisión	1	100	3	0,3
Nevera	1	684	8	5,472
Equipo de sonido	1	100	2	0,2
Ventilador cuarto	2	80	8	1,28
Ventilador sala	1	80	5	0,4
Bombilla baño (11W)	1	13	2	0,026
Bombilla cuartos (11W)	2	15	4	0,12
Bombillo cocina (15W)	1	15	6	0,09
Bombilla sala (15W)	2	15	4	0,12
Licuadaora	1	600	0,25	0,15
Consumo total vivienda				8,158

Observando la Tabla 5.2 se nota a simple vista que la nevera es el electrodoméstico predominante ya que es la mayor consumidora de electricidad al igual que el equipo de sonido, estos dos son el centro principal ya que si se quiere reducir la cantidad de energía en estos se recomienda a la comunidad utilizar electrodomésticos con menos consumo energético y de igual eficiencia.

Para suplir la demanda energética de toda la comunidad en general se evidencia en la tabla 5.2 el consumo energético de una sola vivienda con un consumo total de 0,34 kW al multiplicar ese consumo por las 60 casas de la comunidad resulta un consumo total de 20,4 kW en promedio para esta ranchería “Jurimakal”, donde a continuación se harán los cálculos necesarios para suplir cierta demanda energética.

5.4 CALCULO DE LA POTENCIA DEL VIENTO

A continuación se adquirirá la potencia por unidad de superficie perpendicular a la dirección del flujo (potencia cinética específica) (Voneschen, 2009), (Juan M. Mejia, 2005), (Martinez, 2010), (Polo, 2008).

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho V^3 [W/m^2] \quad (5.2)$$

En una superficie A [m²], la potencia es:

$$Pa = \frac{1}{2} \rho AV^3 [W] \quad (5.3)$$

Al tener estas ecuaciones podemos determinar la potencia aprovechable del viento por unidad de área con la Ecu 5.2 en donde la Figura 26 nos muestra el incremento de esta potencia a medida que las velocidades a 50 m de altura aumentan que son 3.88 m/s, 4.53, 5.17, 5.82 y 6.45 m/s.

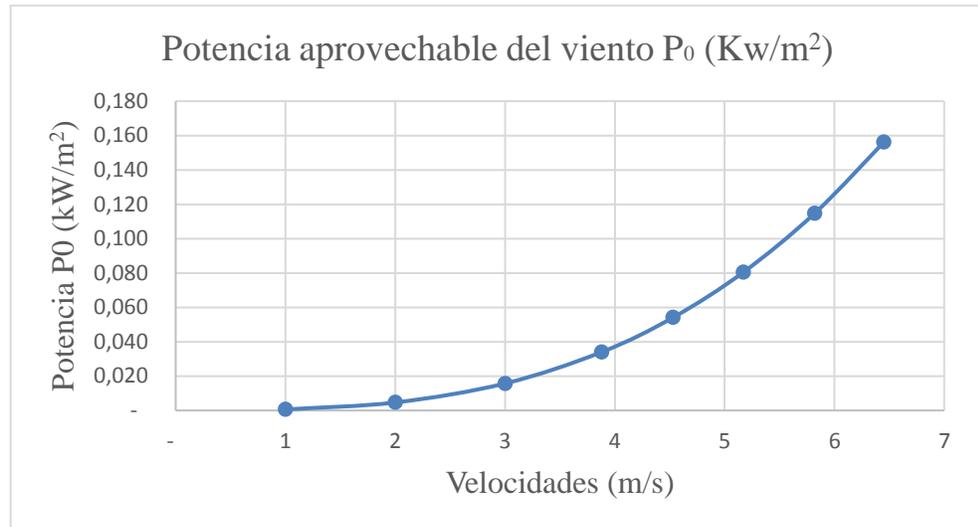


Figura 26: Potencia aprovechable del viento P_0 por unidad de área (kW/m^2)

5.5 TEOREMA DE BETZ

En la obra de Albert Betz publicado en 1926 la teoría sobre los rotores eólicos, consiguiendo presentar a un público relativamente amplio las bases teóricas de la energía eólica (Voneschen, 2009).

5.5.1 Conservación de la cantidad de movimiento:

La fuerza que se ejerce sobre las aspas del rotor (disco) es igual a la variación de la cantidad de movimiento (vease Figura 27) , (Eduardo García Correa, 2005), (Juan M. Mejía, 2005), (Voneschen, 2009):

$$F = \dot{m} \cdot (V_1 - V_2) = \rho \cdot A \cdot V \cdot (V_1 - V_2) \quad (5.4)$$

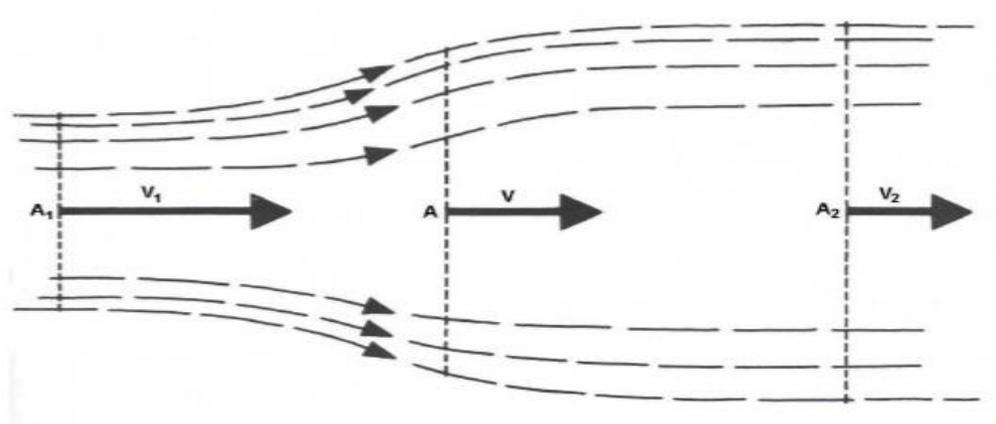


Figura 27: Flujo de aire que atraviesa el área A de captación de un rotor (Eduardo García Correa, 2005)

Donde la potencia extraíble del viento por el rotor es igual al cambio de la energía cinética del flujo de aire que atraviesa el tubo de corriente (Eduardo García Correa, 2005), (Juan M. Mejía, 2005):

$$\Delta P = \frac{1}{2} \dot{m} \cdot (V1^2 - V2^2) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V \cdot (V1^2 - V2^2) \quad (5.5)$$

Este cambio de la energía cinética ΔP es igual a la fuerza sobre el disco multiplicado por la velocidad del aire en el disco, y de la ecuación (5.5) se tiene:

$$\Delta P = F \cdot V = \rho \cdot A \cdot V^2 \cdot (V1 - V2) \quad (5.5.1)$$

Donde

$$V = \frac{V1 + V2}{2} \quad (5.5.2)$$

Reemplazando en la ecuación (5.5.1) se tiene:

$$\Delta P = \frac{1}{4} \rho \cdot A \cdot (V1^2 - V2^2) \cdot (V1 + V2) \quad (5.5.3)$$

La potencia máxima se obtiene cuando $\frac{\partial(\Delta P)}{\partial V2} = 0$, lo que se cumple cuando $V2 = \frac{V1}{3}$, es decir cuando el viento sufre un frenado equivalente a 2/3 de su propia velocidad.

Sustituyendo este valor en la ecuación (5.5.2) se tiene que la potencia máxima aprovechable del viento es:

$$\Delta P_{max} = \frac{16}{27} \cdot \left(\frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V1^3 \right) = 59,3 \% \text{ (Energía del viento)} \quad (5.5.4)$$

Con la ecuación 5.5.2 se procederá al cálculo de la velocidad V (véase Tabla 5.3) para obtener el coeficiente de potencia a las velocidades propuestas en el sitio de emplazamiento del sistema a una altura de 50 m que son de 3.88 m/s, 4.53 m/s, 5.17 m/s, 5.82 m/s y 6.45 m/s.

Tabla 5:3 : Velocidad V (m/s)

V1 (m/s)	V2(m/s)	V(m/s)
3.88	1.293	2.586
4.53	1.51	3,02
5.17	1.72	3.445
5.82	1.94	3.88
6,45	2.15	4.3

Es decir, la velocidad del viento a la altura del rotor es la media aritmética de las velocidades delante y detrás del mismo. Betz denomina la relación (Betz, Dr. Albert, 1926):

$$a = \frac{V}{V_1} \quad (5.6)$$

Factor de ralentización (o ralentización) del aire a la altura del rotor. La potencia del viento cedida al rotor se calcula del siguiente modo (Betz, Dr. Albert, 1926):

$$P_{wc} = \frac{1}{2} \cdot \left[1 - \left(\frac{V_2}{V} \right)^2 \right]^2 \cdot \left[1 + \frac{V_2}{V} \right] \cdot P_0 \quad [W] \quad (5.6.1)$$

$$P_{wc} = 4(a^2 - a^3) \cdot P_0 \quad (5.6.2)$$

Es decir, depende de la potencia de la corriente de aire delante del rotor y de la ralentización de su velocidad a la altura del rotor, donde el valor de la ralentización para nuestras velocidades es de $a = 0,66$ y en donde la Figura 28 nos muestra la potencia cedida al rotor por unidad de superficie (kW/m^2) a las diferentes velocidades del viento enunciadas anteriormente.

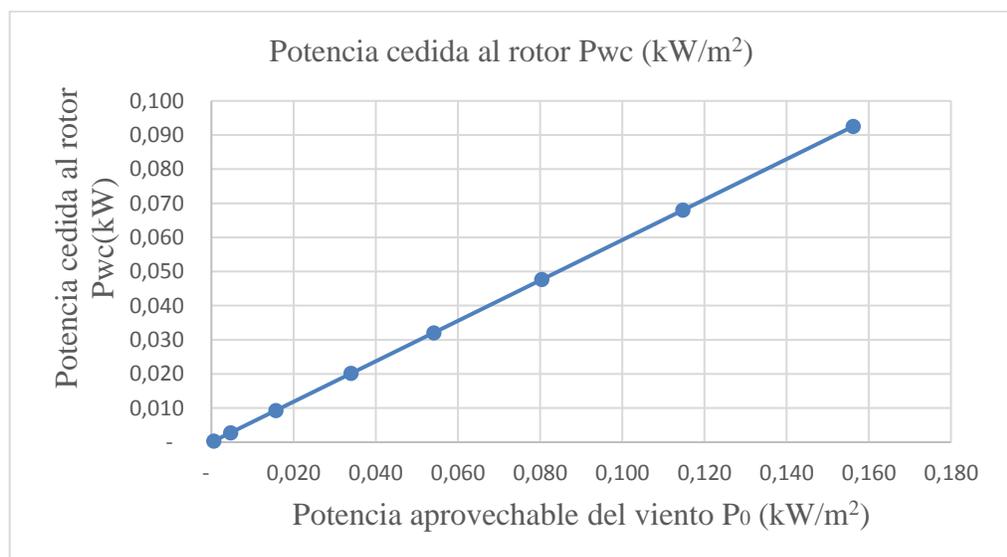


Figura 28: Potencia cedida al rotor con respecto a la potencia aprovechable del viento

La máxima potencia obtenible P_{wmax} puede ser determinada analítica o gráficamente para la ralentización óptima donde:

$$a_{opt} = \frac{2}{3} = 0,67 \quad (5.6.3)$$

Es decir

$$P_{wmax} = \frac{16}{27} P_0 = 0,5926 P_0 \quad (5.6.4)$$

En la teoría de los aerogeneradores, la relación

$$C_{pw} = \frac{P_{wc}}{P_0} \quad (5.6.5)$$

Se denomina *coeficiente de potencia*, cuyo valor máximo es:

$$C_{pw \ max} = \frac{16}{27} = 0,5926 \quad (5.6.6)$$

Según la ecuación (5.5.2.10), la potencia máxima de un rotor es:

$$P_{wmax} = C_{pwmax} \cdot P_0 [W] \quad (5.6.7)$$

Es decir, un rotor eólico ideal sólo podría aprovechar **16/27** de la energía del viento, el cual en nuestro diseño nos basaremos en un coeficiente de potencia de $C_{pw} = 0,45$ en donde las características del terreno se presta para el funcionamiento de un sistema eólico rápido según la teoría de los aerogeneradores rápidos (Eduardo García Correa, et al, 2005) , el cual se verá reflejado en la Figura 29 donde se observa que a medida que aumenta la velocidad del viento se eleva esta potencia máxima que el rotor le puede adquirir a la potencia del viento.

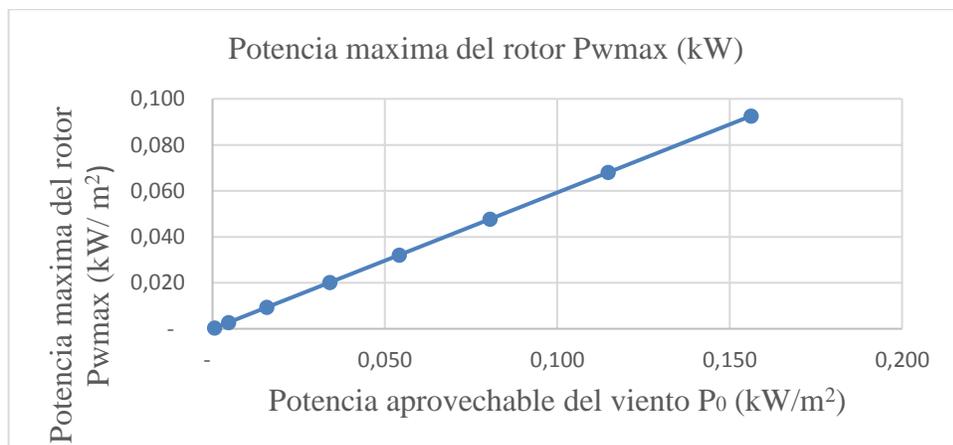


Figura 29: Potencia máxima que el rotor le puede adquirir a la potencia del viento

5.6 EL ROTOR EÓLICO NO IDEAL: RENDIMIENTO

Como toda máquina, un rotor eólico tiene pérdidas. Distinguimos entre pérdidas mecánicas, eléctricas y aerodinámicas (Voneschen, 2009), (Betz, Dr. Albert, 1926).

Pérdidas mecánicas

Los cojinetes del eje de transmisión y del generador eléctrico, los engranajes o las correas de transmisión etc. tienen pérdidas mecánicas (fricción).

Pérdidas eléctricas

El generador eléctrico o alternador, los cables y la(s) batería(s) y otros aparatos eléctricos asociados al aerogenerador tienen un determinado porcentaje de pérdidas.

Pérdidas aerodinámicas

1. Las palas de un rotor eólico no son ideales: tienen una resistencia aerodinámica, es decir, siempre habrá -como en la democracia- una fuerza opuesta al sentido de giro del rotor.
2. Pérdidas provocadas por la ralentización no ideal del aire a la altura del rotor: cualquier divergencia de las condiciones aerodinámicas, de la forma y posición óptimas de las palas provocará una ralentización no ideal, y una reducción de la potencia del rotor.
3. Pérdidas causadas por las turbulencias: detrás de los cantos de fuga de las palas se generan torbellinos, muy especialmente en las puntas, que giran a gran velocidad. La energía que generan estas turbulencias reduce la potencia del rotor.

5.6.1 Rendimiento del aerogenerador

Según (Voneschen, 2009) , (Alex M. Araújo et al, 2009) , (Giner, 2013) como toda máquina, un rotor eólico tiene pérdidas. Distinguimos entre pérdidas Mecánicas, eléctricas y aerodinámicas que hacen que todas estas pérdidas hacen que el límite de Betz no sea alcanzado. El rendimiento de un rotor eólico se puede definir de la siguiente manera:

$$\eta_w = \frac{P_{wu}}{P_{wmax}} \quad (5.7)$$

Donde P_{wu} es la potencia útil disponible en el eje del rotor.

En el campo de la energía eólica, en lugar del rendimiento arriba definido, es más usual utilizar el coeficiente de potencia del rotor (ecuación (5.6.5)), que se define con respecto a la potencia del viento imperturbado:

$$C_{pw} = \frac{P_w}{P_0} \quad (5.7.1)$$

Introduciendo la ecuación (5.6.7) en (5.7), obtendremos la siguiente relación entre el coeficiente de potencia y el arriba definido rendimiento del rotor en donde la Tabla 5.5 nos muestra algunos rendimientos según la denominación:

$$\eta_w = \frac{C_{pw}}{C_{pwmax}} = 1,6875 \cdot C_{pw} \quad (5.7.2)$$

O

$$C_{pw} = 0.5926 \cdot \eta_w \quad (5.7.3)$$

Según se prefiera utilizar el concepto de coeficiente de potencia según (5.5.2.10) (M. Mikati, 2012), o el de rendimiento neto según (5.7), la potencia útil de un aerogenerador puede calcularse con cualquiera de las fórmulas siguientes, el cual las diferentes potencias se evidencian en la Tabla 5.4 con las velocidades enunciadas desde un principio y a su vez utilizando la Ecu. (5.7.7). En la Tabla 5.5 se presentan los rendimientos que se tuvieron en cuenta para el diseño del aerogenerador de modo que estos rendimientos se encuentran en la actualidad (véase apartado 5.9) y teniendo como referente (Voneschen, 2009), (Alex M. Araújo et al, 2009) :

$$P_{wu} = 0,37 \cdot \eta_w \cdot A \cdot V^3 [W] \quad (5.7.4)$$

O

$$P_{wu} = 0,37 \cdot C_{pw} \cdot A \cdot V^3 [W] \quad (5.7.5)$$

Y para los aerogeneradores de eje horizontal:

$$P_{wu} = 0,29 \cdot \eta_w \cdot D^2 \cdot V^3 [W] \quad (5.7.6)$$

O

$$P_{wu} = 0,49 \cdot C_{pw} \cdot D^2 \cdot V^3 [W] \quad (5.7.7)$$

Tabla 5:4: Rendimiento de dicho aerogenerador (Voneschen, 2009)

Denominación	Rendimiento η_w %
Rendimiento de Betz	59,3
Rendimiento de la hélice	85
Rendimiento del multiplicador	98
Rendimiento del alternador	95
Rendimiento del transformador	98
Volante de inercia	95
Total rendimiento	44%

Para lograr obtener esta potencia útil del aerogenerador es necesario saber el diámetro de este en donde a continuación se calculara teniendo en cuenta la demanda energética de esta comunidad.

5.6.2 Determinación de la superficie de rotor requerida

Con la ecuación (5.7.4) se puede calcular la superficie del rotor que se requiere para generar una potencia Pr .

$$A = \frac{Pr}{0,37 \cdot \eta \cdot vr^3} \quad [m^2] \quad (5.7.8)$$

Donde

Pr : es la potencia útil que se desea obtener al final de la cadena formada por el rotor, engranaje, máquina de trabajo, baterías etc.

Vr : la velocidad del viento bajo la cual la eólica alcanza su potencia nominal o de diseño.

η el rendimiento de la eólica cuando está suministrando su potencia nominal.

Para eólicas de eje horizontal, si prescindimos de la superficie que abarca el buje, el diámetro del rotor requerido será:

$$D \approx 3,7 \sqrt{\frac{Pr}{vr^3}} \quad [m] \quad (5.7.9)$$

En el presente diseño optamos por un $Pr = 20,4$ kW que es la potencia máxima que deseamos que adquiera todo el aerogenerador y con una velocidad nominal $Vr = 6,45$ m/s con el cual queremos que ese rotor adquiera esa potencia nominal ya que es la máxima velocidad que se presenta en lugar, de acuerdo con esto obtendremos la superficie requerida del rotor al igual que el diámetro del rotor donde se tendrán los siguientes valores:

$$A = \frac{20,4 * 10^3}{0,37 * 0,44 * 6,45^3} = 466,98 [m^2]$$

$$D = 3,7 * \sqrt{\frac{20,4 * 10^3}{6,45^3}} = 32,3 \text{ m}$$

Calculado estos valores procedemos al cálculo de la potencia útil del aerogenerador diseñado el cual estas potencias tendrán gran importancia a la hora de la selección del sistema eólico en donde a continuación en la Tabla 5.5 se presentan estos valores con las velocidades descritas anteriormente en la Tabla 5.4 y con la Ecu 5.7.7 se procederá al cálculo de ellas.

Tabla 5:5: Potencia útil del aerogenerador

Coefficiente de potencia C_{pw}	Rendimiento η_w	Potencia útil P_{wu} (kW)
0,45	0,44	13,3
0,45	0,44	21,2
0,45	0,44	31,6
0,45	0,44	45
0,45	0,44	61,35

5.7 VELOCIDAD ESPECÍFICA DEL ROTOR EÓLICO

Para la descripción del funcionamiento y el cálculo de la forma y posición óptimas de las palas del rotor, la introducción de una relación denominada velocidad específica λ_0 ha demostrado ser de gran utilidad (Voneschen, 2009), (Miguel E. González, 2010), (Giner, 2013).

$$\lambda_0 = \frac{u_0}{v} \quad (5.8)$$

Donde u_0 es la velocidad de las puntas de las palas y v la velocidad del viento delante del rotor.

Uno de los motivos es que el aire a la altura de las palas sólo adquiere el factor de ralentización óptimo de *Betz* ($a = 2/3$, ecuación (5.6.3)) bajo dicha velocidad específica nominal o de diseño λ_d . La ecuación (5.5.2) sigue siendo válida, pero η_w ya no puede ser considerada una constante, sino que dependerá de la velocidad específica momentánea del rotor λ_o , por lo que la potencia del mismo también será una función de la velocidad específica momentánea:

$$P_w(\lambda_o) = 0,27 \cdot \eta(\lambda_o) \cdot A \cdot V^3 \quad [W] \quad (5.8.1)$$

Donde las características del coeficiente de potencia versus velocidad específica de algunos rotores de eje horizontal se verán a continuación.

- A: Turbina “americana” de bombeo de 16 palas (λ_d del orden de 1)
- B: Molino “holandés” de 4 palas (λ_d del orden de 2)
- C: Eólica moderna rápida de 3 palas (λ_d entre 3 y 5)
- D: Eólica moderna rápida de 2 palas (λ_d entre 7 y 9 o más)

Las velocidades específicas nominales λ_d de cada tipo de rotor se encuentran debajo de los máximos de las respectivas características, es decir:

$$\lambda_d = \lambda_o(\eta_{max}) \quad (5.8.2)$$

La velocidad específica puede ser calculada a partir de la velocidad de rotación del rotor. Según las leyes de la mecánica, la velocidad de un punto que gira alrededor de un eje es (Miguel E. González, 2010), (Amable López, 2014), (Giner, 2013):

$$u_0 = \frac{2 \cdot \pi \cdot R}{60} \cdot n \quad \left[\frac{m}{s} \right] \quad (5.8.3)$$

Siendo n la velocidad de giro del rotor [r.p.m.] y R el radio del rotor el cual su valor es 16,15 [m].

Introduciendo esta relación en la ecuación (5.7.1), con $R = D/2$ obtendremos:

$$\lambda_0 = \frac{\pi \cdot D \cdot n}{60V} \quad [-] \quad (5.8.4)$$

Conociendo la velocidad del viento, la velocidad de giro y el diámetro del rotor, con la ecuación (5.8.4) podemos calcular la respectiva velocidad específica momentánea λ_0 .

Se eligió una velocidad específica nominal $\lambda_d = 4$ de una eólica moderna rápida de 3 palas para los respectivos cálculos el cual se eligió del promedio entre 3 y 5 con el que se estará trabajando en el presente diseño y cálculo.

5.7.1 Velocidad de giro del rotor eólico

La velocidad de giro en [r.p.m.] puede calcularse con la ecuación (Betz, Dr. Albert, 1926) (Voneschen, 2009), (Miguel E. González, 2010), (Giner, 2013):

$$n = \frac{60 \cdot \lambda_0 \cdot V}{\pi \cdot D} \quad (5.8.5)$$

La velocidad de giro óptima, bajo la cual el rotor genera su potencia máxima con las diferentes velocidades se puede apreciar en la Tabla 5.5.3 y en la Figura 5.6 es:

$$n_{opt} = \frac{60 \cdot \lambda_d \cdot V}{\pi \cdot D} \quad (5.8.6)$$

Utilizando la Ecu 5.8.2 pasaremos al cálculo de la velocidad específica del rotor eólico donde su valor se encuentra representado en la Tabla 5.6 y de igual forma las otras características mencionadas anteriormente con respecto a las velocidades enunciadas desde un comienzo y en donde se encuentra la potencia momentánea adquirida del rotor con dichas velocidades como se ve en la Figura 30 su respectiva representación en función de ellas:

Tabla 5:6: Características de giro del rotor eólico

$P_w(\lambda_0)$ [Kw]	λ_0	η [r.p.m.]	u_0 (m/s)	η_{opt} [r.p.m.]
3,2	9.09	20,85	35,3	9,17
5,15	9.09	24,34	41,1	10,71
7,66	9.09	27,8	47,0	12,2
10,9	9.09	31,3	52,9	13,7
14.88	9.09	34,7	58,7	15,2

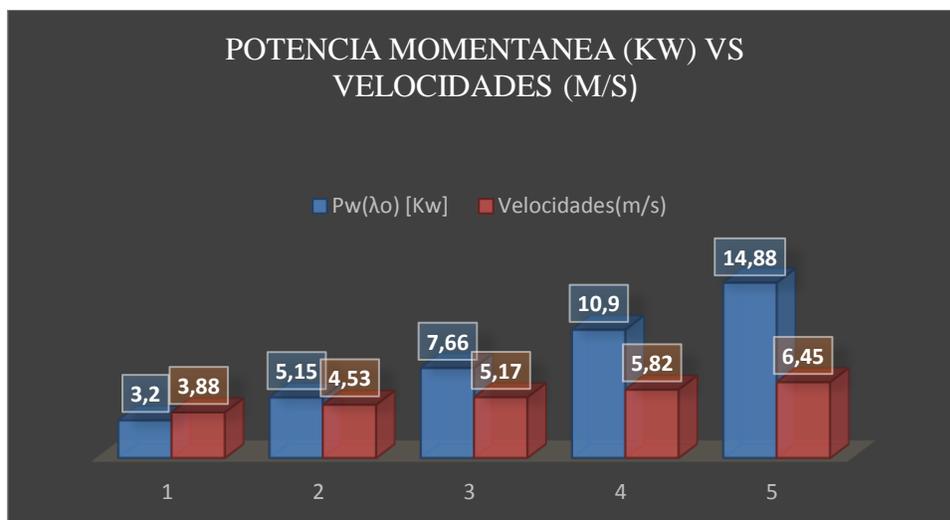


Figura 30: Potencia momentánea con base a las velocidades del viento

5.8 PAR DE GIRO DEL ROTOR EÓLICO

Según las leyes de la mecánica, un rotor que genera una potencia P_w [W] a la velocidad de giro n [r.p.m.] desarrolla el siguiente par de giro M_w (Betz, Dr. Albert, 1926), (Voneschen, 2009), (M. Mikati, 2012), (Juan M. Mejía, 2005), (Giner, 2013) :

$$M_w = \frac{60 \cdot P_w}{2\pi \cdot \eta} \quad (5.9)$$

Introduciendo en esta fórmula la ecuación (5.6.7) y (5.8.4), para $D = 2R$ obtendremos:

$$M_w = \frac{C_{p_w}}{\lambda_0} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot R \cdot A \cdot v^2 \quad [Nm] \quad (5.9.1)$$

O, expresado de otro modo

$$M_w = C_m \cdot \frac{\rho}{2} \cdot R \cdot A \cdot v^2 \quad [Nm] \quad (5.9.2)$$

Denominamos el factor

$$C_m = \frac{C_{pw}}{\lambda_0} \quad [-] \quad (5.9.3)$$

Coefficiente de par del rotor eólico. Este valor puede determinarse punto por punto a partir de las características C_{pw} , λ_0 .

Par de giro que las palas desarrollan cuando el rotor está parado ($\lambda_0=0$):

$$M_0 = C_{m_0} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot R \cdot A \cdot V^2 \quad [Nm] \quad (5.9.4)$$

El par de arranque del rotor M deberá ser mayor que el par de arranque requerido por el conjunto engranaje - máquina de trabajo acoplado al mismo, ofrece la siguiente fórmula empírica para calcular el coeficiente de par de arranque del rotor:

$$C_{m_0} = \frac{0,5}{\lambda d^2} \quad [-] \quad (5.9.5)$$

Al hacer los cálculos obtenemos un coeficiente del par en el rotor de $C_m= 0.049$ y un coeficiente de par de arranque de $C_{m_0} = 0.03125$, con un coeficiente de potencia $C_{pw}= 0.45$ y con la velocidad específica de $\lambda_0= 9.09$, a partir de las velocidades que más se frecuentan en el año por el cual se está diseñando con la velocidad más baja que es de 3,88 m/s y no olvidando las otras velocidades que más se presentan para ver su variabilidad con respecto a los cálculos, donde estas velocidades son 4.53, 5.17, 5.82 y 6.45 m/s, en donde la Figura 5.7 se ven representadas las características enunciadas anteriormente a las diferentes velocidades, no obstante estas características nos proporcionan la ayuda necesaria a la hora de la selección del aerogenerador requerido en este diseño y cálculo.

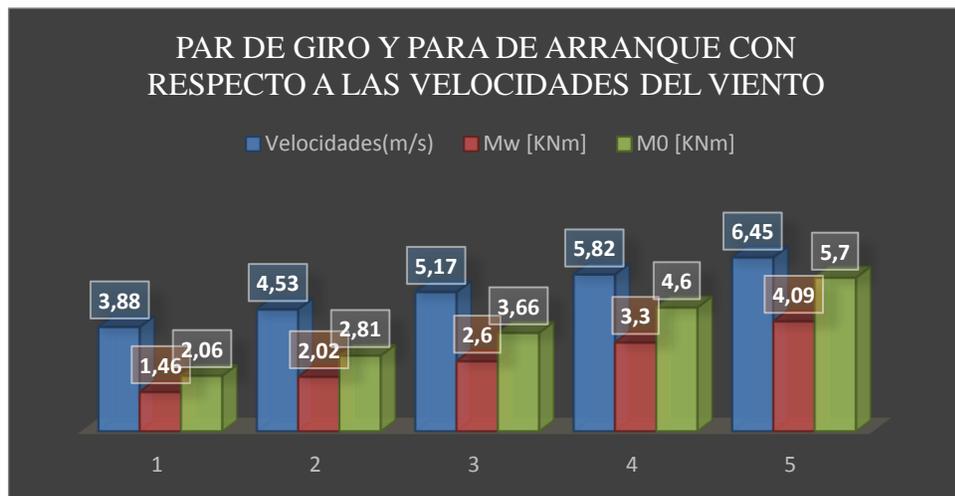


Figura 31: Par de giro y par de arranque en función de las velocidades del viento

En la figura 31 se puede observar de que a medida aumenté la velocidad del viento, el par de giro y de arranque aumentan, con estas características pasamos a los diferentes catálogos comerciales para la selección del aerogenerador que mejor se acople a las condiciones de operación del lugar.

5.9 CATÁLOGOS DE AEROGENERADORES PARA LA SELECCIÓN

A continuación se presentan algunos catálogos de aerogeneradores con características similares al diseñado, se mostraran estos equipos con base a su potencia y a su velocidad de arranque con respecto al estudio de la velocidad del viento en el lugar de emplazamiento del sistema, estos aerogeneradores fueron adquiridos de las páginas oficiales de sus empresas donde a continuación se visualizan con sus características:



Figura 32: Aerogenerador marca esperanza de 30 kW (Hoperful, 20016)

Model	H12-30K
Rated Voltage	240Vdc
Rated Current	125A
Rated Power	30KW
Rotor diameter	12.0m
Blade material	Advanced composite materials
Start-up wind speed	2.5m/s
Rotation direction (Along wind direction)	Clockwise
Rated wind speed	12.5m/s
Cut-out wind speed	20m/s
Survival wind speed	45m/s
Type	Upwind
Angle of elevation	6°
Rated rotating speed	75rpm
No. of blades	3
Tower height	18m
Cable length	22m

Figura 33: Características técnicas del aerogenerador marca esperanza de 30 kW (Hoperful, 20016)



Figura 34: Curva de potencia del aerogenerador marca esperanza de 30 kW (Hoperful, 20016)

Especificación detallada

Potencia nominal 20kW
 Diámetro de rotor 12 m
 Altura de buje 18/24/30m
 Concepto Accionamiento directo [sin multiplicadora]
 Convertidor del 100% de la potencia
 Sin sistemas hidráulicos

Clase de viento
 Velocidad nominal 12 m/s
 Velocidad máxima 22 m/s
 Vida mínima 20 años

Normativa IEC 61440-1
 Concepto de seguridad certificado por GL

Rotor Tripala, a barlovento (upwind)

Generador:
 Potencia nominal: 20.000W
 Potencia máxima: 25.000 W

Palas:
 Material: Fibra de vidrio
 Diámetro: 12 m
 Área de barrido: 113m²

Torre:
 La altura de 18m / 24m / 30m
 Espesor del material 6mm
 Número de secciones de 3 piezas / 5 piezas
 Peso 2150kg / 2985kg
 Material de acero galvanizado

Inversor:
 Modelo: ABB ACS-800-11-30
 Eficiencia: 95-99%
 Potencia: 37 kW
 Voltaje: 400 V CA
 Hz: 50 Hz/s



Figura 35: Aerogenerador Windon de 20 kW (wattnier, 20016)



18

Turbinas eólicas

windon

30kW

Especificación detallada

Potencia nominal: 30kW
 Diámetro de rotor: 14,4 m
 Altura de buje: 24/30m
 Concepto: Accionamiento directo (sin multiplicadora)
 Convertidor del 100% de la potencia
 Sin sistemas hidráulicos

Clase de viento:
 Velocidad nominal: 12 m/s
 Velocidad máxima: 22 m/s
 Vida mínima: 20 años

Normativa: IEC 61400-1
 Concepto de seguridad certificado por GL

Rotor: Tripala, a barlovento (upwind)

Generador:
 Potencia nominal: 30.000W
 Potencia máxima: 37.500 W

Palas:
 Material: Fibra de vidrio
 Diámetro: 14,4 m
 Área de barrido: 162,7 m²

Torre:
 La altura de 24m / 30m
 Espesor del material 6mm
 Número de secciones de 5 / 6 piezas
 Peso 2985kg / 3500kg
 Material de acero galvanizado

Inversor:
 Modelo: ABB ACS-800-11-30
 Eficiencia: 95-99%
 Potencia: 45 kW
 Voltaje: 400 V CA
 Hz: 50 Hz/s



Figura 36: Aerogenerador Windon de 30 kw (wattnier, 20016)



Figura 37: Aerogenerador marca PWG de 30 kW (PWG, 2016)

Modelo	FD30KW
Potencia nominal (KW)	30
Tensión nominal (V)	380
Diámetro del rotor (m)	12
Puesta en marcha la velocidad del viento (m / s)	3
Velocidad del viento clasificada (m / s)	12
velocidad de viento de la seguridad (m / s)	60
Tipo La desviación	Electrónica
nominal tasa de rotación (r / m)	130
forma de trabajo Generador	saturación magnética
Material Generador	Acero
Material de la lámina	fibra de vidrio
cantidad hoja	3
Torre Altura (m)	18
capacidad de la batería sugerido	12V200AH 164pcs
inversor Igualados escriba	senoidal

Figura 38: Características técnicas del aerogenerador marca PWG de 30 kW (PWG, 2016)

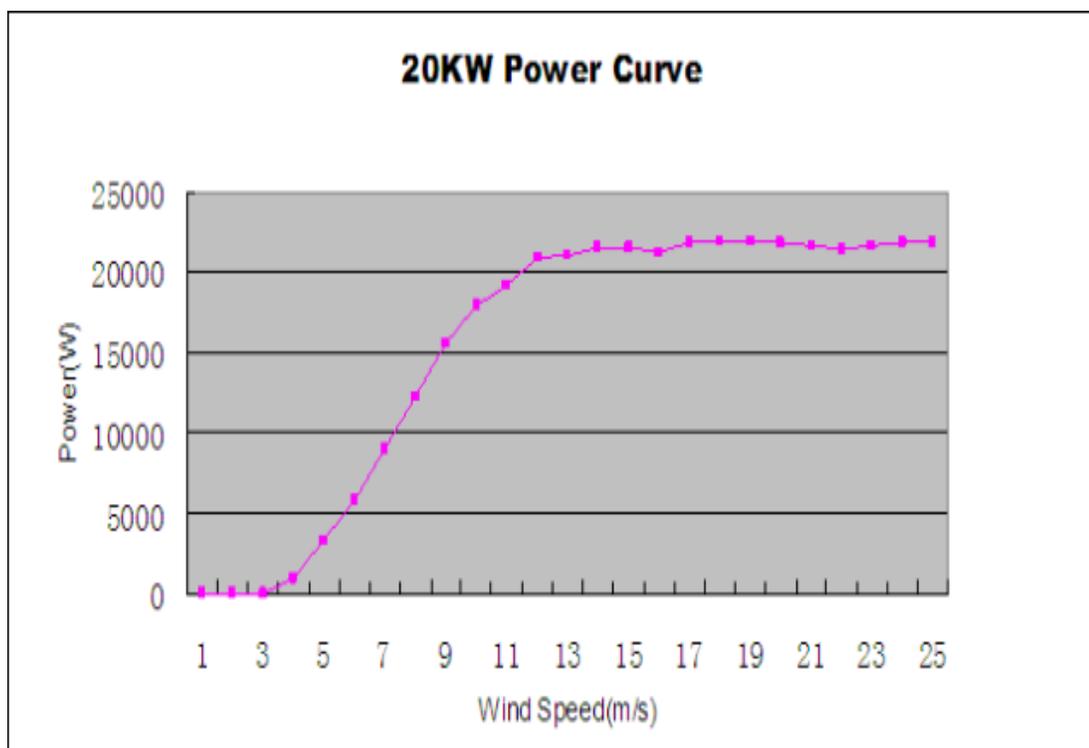


Figura 39: Curva de potencia del aerogenerador marca PWG de 30 kW (PWG, 2016)



Figura 40: Aerogenerador AEOLOS de 20 kW (Aelos, 2016)

Potencia Nominal	20 kw
Máxima Potencia de Salida	25 kw
Generador	Generador de Impulsión Directa Magnético Permanente
Número de Palas	3 Palas de Fibra de Vidrio
Diámetro del Rotor de Palas	10.0 m (32.8 pies)
Velocidad de Arranque del Viento	3.0 m/s (6.7 mph)
Velocidad Nominal del Viento	10 m/s (22.3 mph)
Velocidad de Supervivencia del Viento	50 m/s (111.5 mph)
Controlador	PLC Con Pantalla Táctil
Sistema de Seguridad	Control de Orientación, Freno Eléctrico y Freno Hidráulico
Peso de Turbina	960 kg (2112 lbs)
Ruido	55 db(A) @ 7m/s

Figura 41: Características del Aerogenerador AELOS de 20 kW (Aelos, 2016)



Figura 42: Aerogenerador de 5 kW marca Ren (Renergy, 2016)

Datos Básicos

Lugar del origen:	China (Continental)	Marca:	Ren	Número de Modelo:	5KW
Tipo:	Generador de la energía eólica	Eje de rotación:	Horizontal	Número de la hoja:	Múltiples-Blade
Tipo de generador:	Trifásico, de imanes permanentes	Certificación:	CE, EN61400-2, ISO9001: 2000	Tecnología:	Paso controlado
Velocidad del viento de trabajo:	3-30 m/s	Aplicación:	Hogar, granja, etc		

Paquete

Paquete: 5KW: caja de madera, 5 paquetes, 1900 kg, 5.2CBM, 7 sets por contenedor;

Especificaciones

kit de 5000 vatios de aerogeneradores igual que la marca de vestas turbina de viento

Figura 43: Características del Aerogenerador de 5 kW marca Ren (Renergy, 2016)



Figura 44: Aerogenerador de 20 kW marca evangel (Evangel, 2016)

Diámetro del rotor (m)	7.2
Material y número de la hoja	Fibra de vidrio reforzada * 3
Potencia nominal/potencia máxima (kw)	10/12
Velocidad del viento (m/s)	12
Velocidad nominal de rotación (r/min)	220
Velocidad del viento de arranque (m/s)	2.5
Trabajar velocidad del viento (m/s)	3~30
Sobrevivieron velocidad del viento (m/s)	60
Voltaje de funcionamiento (v)	DC400V
Método de regulación de velocidad	Paso controlado
Deje de método	Freno manual
Estilo Generador	Imán permanente, trifásico, AC
Turbina de viento peso corporal	450 kg
Nivel de ruido	≤ 65dB
AAA torre altura/peso (m/kg)	12/1000

Figura 45: Características del Aerogenerador de 20 kW marca evangel (Evangel, 2016)

CAPITULO 6

6. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS

En el capítulo 5 se evidenció cada uno de los pasos que se tuvieron en cuenta para el diseño y cálculo del sistema eólico siguiendo uno a uno los parámetros de los libros (Betz, Dr. Albert, 1926), (Voneschen, 2009) y otros autores; en este capítulo 6 se procederá al análisis de resultados, tanto de la variación del viento con respecto a la altura, como del potencial eólico de la zona, análisis del rendimiento del aerogenerador, análisis de las potencias del rotor, análisis de coeficientes, características del aerogenerador diseñado y análisis de los catálogos de aerogeneradores adquiridos por empresas actuales en generación eléctrica a partir de la energía eólica, para su respectiva selección teniendo en cuenta características similares del diseño adquirido.

6.1 ANÁLISIS DE LAS VELOCIDADES CON RESPECTO A LAS ALTURAS.

Como se ha descrito en el capítulo anterior, la velocidad del viento puede cambiar de forma inexplicable con respecto a su altura, esto se puede apreciar en la Figura 24 (véase Capítulo 5), en esta, se observa la variación de las diferentes velocidades con la ecuación conocida como ley exponencial de Hellmann, interactuando con las velocidades de la estación meteorológica más cercana al sitio. En nuestro caso fue la estación meteorológica de la Mina (IDEAM) a una altura $H_0 = 10$ m ubicada aproximadamente a unos 27 Km de distancia de esta comunidad Wayuu "Jurimakal". Esta grafica fue obtenida en la herramienta Excel a partir de la altura H_0 con las velocidades que más se frecuentan en el año que varían desde 3.0 m/s, 3.5, 4.0, 4.5 y 5 m/s hasta una altura $H=50$ m, donde se obtuvieron las siguientes velocidades: 3,88 m/s, 4.53, 5.17, 5.82 y 6.47 m/s donde se evidencia un aumento significativo de velocidades del viento con respecto a la altura H_0 del orden de 0.88 m/s con respecto a la velocidad más baja .

Se optó por diseñar a una altura de 50 m porque en la figura 25, se muestra que para alturas mayores a esta, el incremento de velocidad es pequeño comparado con el incremento de dicha velocidad para alturas por debajo de ésta medida. Allí se puede verificar que el incremento (aumento) de la velocidad entre 50 m y 55 m es de $\Delta V= 0.05963$ m/s, que equivale aproximadamente a un incremento en la potencia de $1,6 \text{ W/m}^2$. Lo anterior sumado a el grado de dificultad de instalar aerogeneradores a grandes alturas, son el soporte para trabajar en el presente diseño con alturas menores o iguales a 50 m.

6.2 ANÁLISIS DEL POTENCIAL EÓLICO DE LA ZONA.

De acuerdo con la demanda energética del lugar (véase Tabla 5.2) se procedió al cálculo del potencial eólico de la zona con la Ecu 5.2, en donde gracias a esta se pudo determinar las potencias aprovechables de las velocidades del viento por unidad de área (véase Figura 26) donde se evidencia un aumento muy significativo de esta potencia, el cual brinda una mayor capacidad al rotor, al igual que su capacidad máxima que puede adquirir el rotor diseñado por unidad de área donde es evidente en las figuras 27 y 28.

De acuerdo a estos potencias aprovechable por unidad de área se puede determinar la potencia aprovechable en el rotor, ya que esta área al igual que el diámetro del rotor requerido fue calculada de acuerdo con la demanda energética de la comunidad con las Ecu 5.7.8 y 5.7.9 donde los valores obtenidos fueron $A= 466,98 \text{ m}^2$ y $D= 32,3 \text{ m}$ el cual con estos valores se puede realizar la Figura 6 para apreciar la potencia aprovechable de las velocidades del viento a 50 m de altura utilizando la Ecu 5.3.

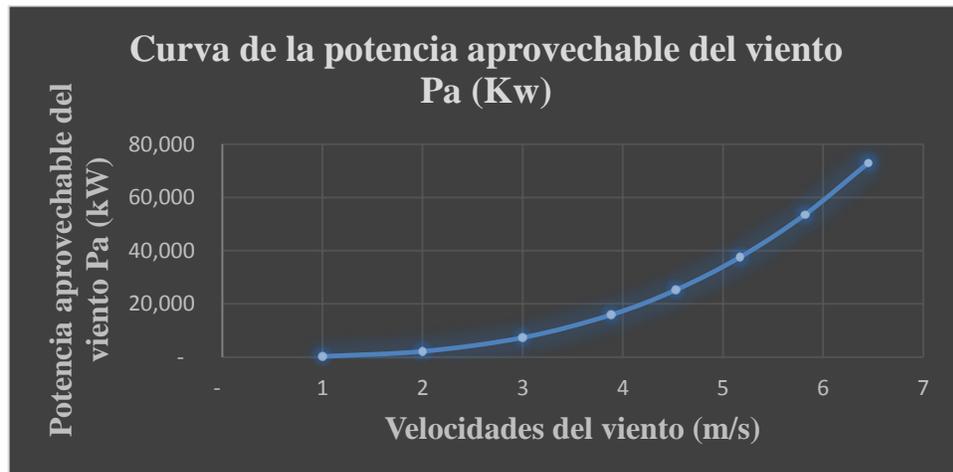


Figura 46: Curva de la potencia aprovechable del lugar Pa (kW)

En la Figura 46 se puede apreciar que a medida que la velocidad aumenta la potencia aprovechable de esa energía del viento será mucho mayor y mucho más favorable para las condiciones de operación del sistema eólico, en donde concierne con esta grafica provee una gran ayuda a la hora de seleccionar el aerogenerador requerido para esta comunidad, que se verá reflejado más adelante en este capítulo.

No obstante con la Figura 46 también se puede deducir la potencia cedida del rotor en función de la potencia aprovechable del viento para lograr observar que tanta potencia le cede al rotor con las velocidades del viento, esto se puede verificar en la Figura 47 utilizando la Ecu 5.6.2.

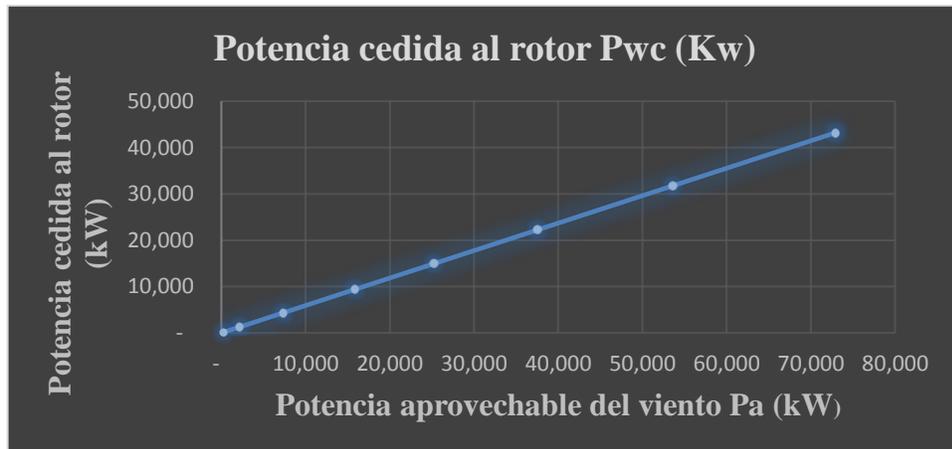


Figura 47: Potencia cedida al rotor en función de la potencia aprovechable del viento

En la Figura 6.1 se puede identificar que la potencia cedida al rotor en función de las variaciones de las potencias aprovechables del viento en ese lugar se considera que van en aumento, lo que nos indica que la potencia cedida al rotor es proporcional a la potencia aprovechable del viento como se indica en la Figura anterior.

La anterior Figura 47 se realizó en función del factor de ralentización calculado con la Ecu 5.6 y en donde la potencia máxima obtenible de dicho rotor es igual a la misma potencia cedida porque se eleva de la misma manera a medida que esas velocidades del viento incrementan.

6.3 ANÁLISIS DE RENDIMIENTO DEL AEROGENERADOR

En el apartado 5.6 del anterior capítulo se detallaron cada uno de los aspectos que influyen en el rendimiento del aerogenerador como pérdidas, mecánicas, eléctricas y aerodinámicas que hacen que el límite de *Betz* no sea alcanzado, ósea el 59.3 %. En este apartado analizamos el rendimiento del aerogenerador diseñado con las denominaciones actuales que se tienen en el mercado dispuestos también en este sistema, utilizando la Tabla 5.5.2 se muestra cada uno de los elementos que se evaluaron con sus respectivos rendimientos que al multiplicarlos todos resultó un rendimiento total del aerogenerador del 44% según lo evaluado en el diseño, y por lo tanto este valor se puede corroborar e con algunos catálogos comerciales que se ven en la actualidad.

6.4 ANÁLISIS DE POTENCIAS DEL ROTOR.

Después que se han analizado los rendimientos de dicho aerogenerador, se pasa al análisis de las potencias transmitidas del rotor como lo son, la potencia útil del aerogenerador que está constituido en la Tabla 5.5.1 en el cual se deduce un incremento de potencia a medida que la velocidad del viento acrecienta; La velocidad específica del rotor, en el que este se calculó a partir de la Ecu 5.8.1, por el cual algunos autores la consideran como una característica

importante a la hora de diseñar, como un parámetro fundamental; La velocidad específica nominal o de diseño (elegida de una eólica moderna de 3 palas que varían entre 3 y 5), que en este caso su valor se obtuvo tomando un valor promedio entre ellas de una eólica moderna, se tomó el valor promedio de $\lambda_d = 4$ en base a las que hay en la actualidad; de igual forma la potencia momentánea del rotor que se encuentran descritas en la tabla 5.5.4 y en la Figura 30, se muestra de que a medida que se elevan las velocidades del viento en ese lugar aumenta la producción de la potencia momentánea en el aerogenerador y de igual manera el par de giro con el par de arranque mostrada en la Figura 31 calculados con las Ecu 5.9 y 5.9.4 indican de que a medida que se elevan dichas velocidades del viento, estos par aumentan con ellas de igual forma como se ve en las potencias transmitidas del rotor enunciadas desde el principio de este análisis.

6.5 ANÁLISIS DE COEFICIENTES DE POTENCIAS.

En este análisis, los coeficientes que se ven en dicho diseño como lo es el coeficiente de potencia máximo que se prefirió conforme al sistema, se tuvieron en cuenta 3 categorías de aerogeneradores, entre lentos, intermedios y rápidos, por lo tanto se optó por un coeficiente de potencia máxima de un aerogenerador rápido que su valor equivale $C_{pw} = 0,45$ que comienza a funcionar a partir de una velocidad de 4 m/s, donde las condiciones de operación del sistema y del lugar se prestan para este diseño.

El coeficiente del par del rotor eólico se pudo determinar su valor punto por punto a partir de las características, C_{pw} y λ_o con la Ecu 5.9.3 el cual su valor fue de $C_m = 0.049$ y de igual forma se calculó el coeficiente del par de arranque con un valor de $C_{m0} = 0.0312$ hallado con la Ecu 5.9.5, estos valores indican que entre menor sean estos coeficientes el aerogenerador comenzara a producir energía eléctrica sin tanto esfuerzo.

6.6 CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR DISEÑADO.

En este apartado se verán reflejadas las características del aerogenerador diseñado para el sistema eólico, dichas singularidades se verán reflejadas en la Figura 48, y de acuerdo a estas características se pasara al análisis de los catálogos de aerogeneradores para la selección de dicho equipo requerido en el sistema, que pueda adaptarse de la mejor forma a las condiciones de operación que hay en el lugar, sin olvidar que tengan iguales o similares peculiaridades al diseño y calculo adquirido, para así poder suplir la demanda energética de la comunidad Wayuu “Jurimakal”.

CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR DISEÑADO							
Velocidades del viento en (m/s)	P _{wmax} del rotor (kW)	P _{unil} del aerogenerador (kW)	P _{mom} del rotor (kW)	η del rotor (rpm)	η_{opt} del rotor (rpm)	Par momento M _w (kN.m)	Par arranque M ₀ (kN.m)
3,88	9,405	13,3	3,2	20,85	9,17	1,46	3,88
4,53	14,967	21,2	5,15	24,34	10,71	2,02	4,53
5,17	22,249	31,6	7,66	27,8	12,2	2,6	5,17
5,82	31,741	45	10,9	31,3	13,7	3,3	5,82
6,45	43,204	61,35	14,88	34,7	15,2	4,09	6,45

Figura 48: Características del aerogenerador diseñado a partir de las velocidades anuales que más se frecuenta en la estación meteorológica de la Mina

6.7 ANÁLISIS DE LOS CATÁLOGOS DE AEROGENERADORES.

Al indagar y al observar los diferentes catálogos que se encuentran en el mercado con respecto a aerogeneradores de pequeñas potencias, se puede analizar en el capítulo anterior (véase apartado 5.9) que hay ciertas similitudes de algunos equipos con características del aerogenerador diseñado para suplir cierta demanda energética. Si se analiza desde la parte técnica y no de la económica y de acuerdo a la demanda energética del lugar se tendrá que llevar a cabo una selección del aerogenerador más adecuado que pueda adaptarse mejor a las condiciones de operación del lugar como parámetro fundamental la velocidad mínima del viento del lugar de emplazamiento.

Analizando y observando las gráficas de potencias y características de cada uno de los aerogeneradores enunciados en el capítulo anterior se optó por seleccionar el aerogenerador marca esperanza de 30 kW por sus características representadas en su curva de potencia (véase Figura 34) comparando a este con otros aerogeneradores de los diferentes catálogos que hay en la actualidad, el cual este equipo tiene ciertas similitudes al diseñado propuesto.

Al comparar este aerogenerador con respecto a los otros enunciados en el apartado 5.9 y estudiando cada una de las curvas de potencias, se evidencio que el aerogenerador seleccionado brinda una mayor potencia con respecto a la velocidad mínima del lugar, el cual su valor es 3.88 m/s, donde a esta velocidad el aerogenerador brinda una potencia de 5 kW, lo que indica que para suplir la demanda energética del lugar que tiene como valor 20,4 kW se requirieran 4 aerogeneradores de este tipo que sumado estos valores se obtiene un total de 20 kW con respecto a la velocidad mínima del lugar.

Se preguntara ¿qué pasa con las potencia de este aerogenerador con respecto a las otras velocidades del viento? Sencillo, esta comunidad no solo tiene la problemática de la electricidad sino también del suministro del agua potable como se evidencia en el plan de

desarrollo territorial de la Guajira (Departmental, 2015), donde la energía restante se puede acumular en un banco de baterías (Véase figura 49) y de igual forma se puede aprovechar esta energía acumulada para diseñar un sistema de bombeo de agua donde no solo se estaría solucionando la problemática del suministro eléctrico sino también del saneamiento básico comunitario.

Se preguntara también al observar las características de este aerogenerador ¿si la altura de la torre del aerogenerador seleccionado es de 18 m como adaptaran este aerogenerador a la altura de 50 m? buena pregunta, como es de saber al adaptar este aerogenerador a dicha altura se le propondrá al proveedor el aumento del costo del aerogenerador con respecto a los 32 m de altura restante. Si el costo no es viable para el proyecto se tendrá que tener en cuenta reducir la altura del aerogenerador, pero al hacer esto no producirá la misma cantidad de energía, ya que la velocidad del viento se estaría disminuyendo, otra opción sería ver otros catálogos diferentes con mayor potencia a mayor altura, todo cabria entre las posibilidades.

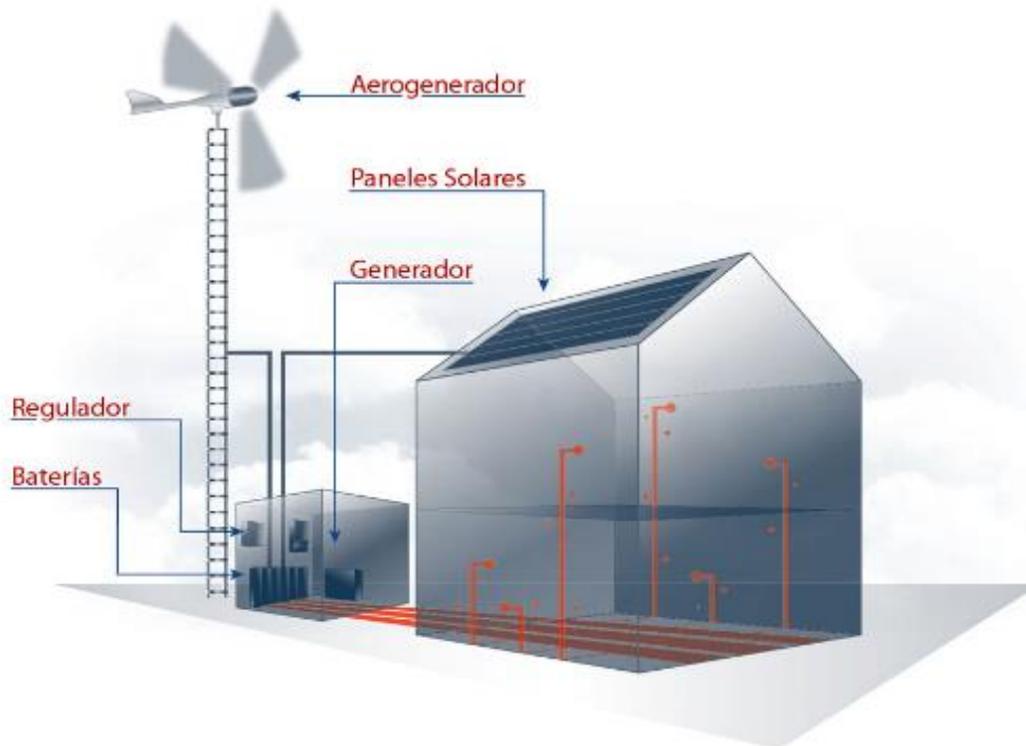


Figura 49: Esquema general de la distribución de energía en una vivienda rural con base en energía eólica (Enair, 2016)

Capítulo 7

7. CONCLUSIONES

Como se ha apreciado en el capítulo anterior, se realizó un análisis exhaustivo de todos los parámetros que se tuvieron en cuenta a la hora del diseño y cálculo del sistema eólico y en donde es importante recalcar el análisis en base a las velocidades del viento con respecto a las alturas, se indicó que es de vital importancia determinar a qué altura se podría ubicar el aerogenerador. De acuerdo a esto se concluye que:

La variación de la velocidad en la península de la Guajira es favorable para cualquier tipo de proyecto eólico ya que las velocidades del viento son superiores a 5 m/s hasta alcanzar 11 m/s en esta (UPME, 2003).

Se evidenció en la Tabla 5.2 la demanda energética de una vivienda rural con los electrodomésticos básicos promedios que una casa podría tener, al no contar esta comunidad con estos equipos se concluye como una visión futura a tener presente a la hora de comprar sus electromediscos.

Cabe resaltar el potencial eólico de la comunidad Wayuu “Jurimakal” ya que es viable de forma técnica, donde el procedimiento propuesto en este trabajo sugiere que tanto la velocidad media anual como el régimen de viento sean considerados como parámetros fundamentales para definir las características técnicas del sistema eólico para una preselección de cualquier tipo de aerogenerador en esta comunidad.

Apreciando el valor del rendimiento, obtenido en la Tabla 5.5, considera tanto el valor del coeficiente de potencia como también las pérdidas de origen mecánica, eléctrica y aerodinámica en nuestro diseño, donde la cantidad máxima para el coeficiente C_{pw} se obtiene alrededor de una eólica moderna de 0,45 (Eduardo García Correa, et al, 2005), aunque el límite teórico de C_{pw} es 0.5926, dado por el coeficiente de Betz (Betz, Dr. Albert, 1926). Por esta razón, se puede decir que los rendimientos que se tuvieron en cuenta, en la Tabla 5.5, son consistentes en todos los rangos de velocidad.

En el apartado 6.5 del capítulo anterior (véase capítulo 6), indica ciertas características a tener en cuenta para la selección de un aerogenerador, como base fundamental a llevar presente en cualquier tipo de proyecto a pequeñas, medianas y grandes escalas (Voneschen, 2009), (Betz, Dr. Albert, 1926), en donde es de gran importancia un estudio previo a fondo del potencial eólico de cualquier zona.

A través de un análisis comparativo y exhaustivo en donde se somete el aerogenerador seleccionado con los diversos catálogos que hay en el mercado actualmente, se concluye que

fue la mejor opción a ver optado por este aerogenerador (Aerogenerador marca esperanza de 30 kW), por simples razones, produce mayor energía eléctrica con la velocidad más baja del lugar en comparación a otros aerogeneradores, se acopla mejor a las características obtenidas en el presente trabajo y por ultimo su velocidad de arranque, donde comienza a producir energía eléctrica con una velocidad mínima de 2,5 m/s que es de gran ventaja en esta comunidad donde la velocidad mínima es de 3,88 m/s lo que indica que constantemente se estará produciendo energía eléctrica en todo el año.

Se puede concluir, que el par momento y par de arranque juegan un papel muy importante a la hora de la selección de un aerogenerador donde estos son de vital importancia ya que de acuerdo a la velocidad del viento en cualquier lugar de emplazamiento se requiere que estos valores sean menores, para que no hallan dificultades a la hora de la producción de la energía, donde se concluye que estos, teniendo valores altos se dificultan los movimientos del rotor lo que implica un frenado mayor en el aerogenerador y no se producirá la energía requerida, pero esta problemática se puede solucionar mejorando los materiales del rotor para que esto no suceda.

El área del disco cubierto por el rotor (y por supuesto, las velocidades del viento) determina cuanta energía le podemos aprovechar al viento y de igual forma cuanto podemos recolectar de esa energía en un determinado tiempo, como se puede apreciar en las figuras .6 y 6.1 del capítulo anterior en donde este valor es un factor de gran importancia a la hora de la selección de un aerogenerador o diseño del mismo.

El emplazamiento de los aerogeneradores, tras un estudio profundo de los vientos, es inmediato. La colocación debe ser en filas perpendiculares a las direcciones predominantes, de forma que el aprovechamiento sea máximo. El espacio entre filas será de un mínimo necesario para evitar casos de posibles turbulencias y que el viento entre limpio y con la potencia máxima disponible en el siguiente molino (Benítez, Tesis "Proyecto de un parque eólico", 2009).

Capítulo 8

8. RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En los capítulos anteriores se analizó y se concluyó sobre el sistema eólico diseñado teniendo en cuenta ciertos parámetros establecidos por diferentes autores, en donde este capítulo tiene el fin de hacer ciertas observaciones de forma en general para tener en cuenta en trabajos futuros para cualquier tipo de proyecto eólico en las comunidades Wayuu de la Guajira, con el fin de mitigar sus necesidades básicas, donde a continuación se describirán ciertas recomendaciones que se sugieren a tener en cuenta en este sistema eólico proporcionado a la comunidad Wayuu “Jurimakal”, estas son:

Se recomienda hacer un estudio previo del estado del viento en este lugar precisando de esta manera con una estación meteorológica en la comunidad Wayuu, ya que no se tiene precisión de las velocidades del viento en este lugar, donde cabe recalcar que este trabajo se llevó a cabo teniendo en cuenta una estación meteorológica más cercana al sitio de emplazamiento y así poder corroborar los cálculos propuestos en este.

Se propone a las familias de esta comunidad que cuando vallan a adquirir sus electrodomésticos lo hagan de una forma consiente y que vean la tabla de la demanda energética de este proyecto y puedan adquirir sus equipos con base a esas potencias para que no excedan el consumo energético de esta comunidad ya que se estaría sobredimensionando el sistema.

Se sugiere de igual forma seguir el paso a paso del plan de mantenimiento programada de las piezas del aerogenerador presente en este proyecto (véase Anexo 1), en donde este es de vital importancia en este sistema para prevenir posibles fallas que afecten el rendimiento de ellos y no tengan ningún inconveniente con su producción de energía y de igual forma se recomienda que la distancia entre los aerogeneradores sea equivalente a 10 veces el diámetro del molino (120 metros) (Benítez, Tesis "Proyecto de un parque eolico", 2009).

Se recomienda hacer una simulación previa en cualquier tipo de proyecto eólico en función del potencial eólico en la Guajira en cualquier comunidad Wayuu, donde se quiere que este sea un proyecto piloto en esta región para mejorar la calidad de vida en estas comunidades, donde una simulación es de gran ayuda a la hora de ver el comportamiento que podría tener cualquier tipo de aerogenerador diseñado o seleccionado (véase Anexo 2).

Se llevara este proyecto a las entidades gubernamentales de la Guajira para su estudio previo y ver su viabilidad en forma técnica- económica para una posible ejecución, y que este proyecto sea un ejemplo más a seguir en cualquier lugar del mundo en generación de energía

para suplir cualquier demanda energética a partir de fuentes renovables de energías que sean amigables con el medio ambiente.

9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aelos. (07 de 06 de 2016). *Aelos Wind Turbine*. Obtenido de <http://www.windturbinestar.com/Aerogenerador-20kw.html>
- Alba Shirley Tamayo Arango, e. a. (2014). *La investigacion un compromiso con la sociedad*. Medellin: FURLAN.
- Alex M. Araújo et al. (2009). Simulación de la Producción de Energía Eléctrica con erogeneradores de Pequeño Tamaño. *Información Tecnológica Vol. 20(3)*, 37-44 (2009), 4-5.
- Amable López, J. A. (2014). Modelado Energético de Convertidores Primarios para el Aprovechamiento de las Energías Renovables Marinas . *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, 288.
- Amada, J. M. (2005). *Master Europeo en Energías Renovables y Eficiencia Energética*. Zaragoza: Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza.
- B.R Karthikeya, P. S. (2016). Wind resource assessment for urban renewable energy application in Singapore. *Renewable Energy*, 8-9.
- Benítez, A. M. (2009). *PROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO* . Madrid- España : UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS - ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI) .
- Benítez, A. M. (2009). *Tesis "Proyecto de un parque eolico"*. Madrid- España: UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS - ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI) .
- Benítez, Alberto Molinero. (2009). *Tesis "PROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO"*. Madrid- España: UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS - ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI).
- Betz, D. A. (1926). *La energía eólica y su aprovechamiento mediante molinos de viento*. Alemania: Director del Instituto de ensayos aerodinámicos de Göttingen.
- Betz, D. A. (2012). *La energía eólica y su aprovechamiento mediante molinos de viento*. Alemania: Director del Instituto de ensayos aerodinámicos de Göttingen .
- Betz, Dr. Albert. (1926). *La energía eólica y su aprovechamiento mediante molinos de viento*. Alemania: Director del Instituto de ensayos aerodinámicos de Göttingen.
- Betz, Dr. Albert. (1926). *La energía eólica y su aprovechamiento mediante molinos de viento*. Alemania: Director del Instituto de ensayos aerodinámicos de Göttingen.

- Betz, Dr. Albert. (1926). *La energía eólica y su aprovechamiento mediante molinos de viento*. Alemania: Director del Instituto de ensayos aerodinámicos de Göttingen.
- Betz, Dr. Albert. (1926). *La energía eólica y su aprovechamiento mediante molinos de viento*. Alemania: Director del Instituto de ensayos aerodinámicos de Göttingen.
- BUN-CA. (2002). *Manuales Sobre Energía Renovables*. Costa Rica: Copyright.
- Carlos Mario Zapata et al. (2005). Fuentes alternativas de generación de energía, incentivos y mandatos regulatorios: Una aproximación teórica al caso colombiano. *Energetica* 34, 4-5.
- Carlos Mario Zapata, M. M. (2005). Fuentes alternativas de generación de energía, incentivos y mandatos regulatorios: Una aproximación teórica al caso colombiano. *Instituto de Energía, Universidad Nacional de Colombia-Sede Medellín*, 2.
- Cerrejón, R. M. (2016). www.cerrejon.com/site/. Obtenido de <http://www.cerrejon.com/site/nuestra-empresa/la-guajira/datos-de-interes-sobre-la-guajira.aspx>
- CORPOEMA, C. E. (2010). *FORMULACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA EN COLOMBIA (PDFNCE)*. Bogotá: Volumen 3.
- CUSARÍA, J. A. (2012). *Tesis "ESTUDIO DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EOLICA EN LA ZONA DEL PÁRAMO DE CHONTALES, MUNICIPIOS DE PAIPA Y SOTAQUIRÁ. DEPARTAMENTO DE BOYACÁ*. Bogotá: UNIVERSIDAD LIBRE- FACULTAD DE INGENIERÍA- INSTITUTO DE POSTGRADOS.
- Departmental, P. (07 de 06 de 2015). *PLAN DE DESARROLLO DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA*. Obtenido de <file:///C:/Users/lenovo/Downloads/Plan%20de%20Desarrollo%20Asamblea%20Departamental%20Aprobado2012-2015.pdf>
- Díez, P. F. (17 de 05 de 2016). *Energía eólica*. Obtenido de <http://www.termica.webhop.info/>
- E.S.P., E. d. (2016). *Consumo de tus electrodomésticos*. Obtenido de <http://www.electrificaribe.com/co/hogar/consejos/consejos+de+ahorro+de+energia/1297110312235/consumo+de+tus+electrodomesticos.html>
- EcoPotencia. (08 de 06 de 2016). *Consumo promedio vivienda*. Obtenido de <http://www.ecopotencia.com/vivienda.html>
- Eduardo García Correa, e. a. (2005). *MANUAL TEÓRICO DE CAPACITACIÓN EN ENERGÍA EÓLICA*. Obtenido de https://erciliogaray.files.wordpress.com/2012/01/eolica_manual_teorico2.pdf
- Eduardo García Correa, et al. (2005). *MANUAL TEÓRICO DE CAPACITACIÓN EN ENERGÍA EÓLICA*. *Inwent y de SENATI*, 34-35.
- Eduardo García Correa, et al. (2005). *MANUAL TEÓRICO DE CAPACITACIÓN EN ENERGÍA EÓLICA*. Lima peru.
- Enair. (08 de 06 de 2016). *MI ENERGÍA SOLAR / MI EE.RR*. Obtenido de http://mienergiasolar.es/energy_technologies/micro_wind.htm

- Energy, L. (25 de 05 de 2016). *Manual practico energia eolica*. Obtenido de <http://autolibreelectrico.com/autoContenido/uploads/2012/04/Tema-22-Manual-de-eolica-Practico-de-evaluacion.pdf>
- EPM, F. R. (2010). *Jepirachi: Una experiencia con la comunidad indigena Wayuu de la alta Guajira en Colombia*. Medellin: CREG.
- Erdwin Alexis Gomez Torres, e. a. (2010). *Seminario de investigacion en energia eolica*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander - facultad de Ingenierias Fisico- Mecanica.
- Evangel. (08 de 06 de 2016). *Alibaba.com*. Obtenido de <http://spanish.alibaba.com/product-gs/20kw-vertical-wind-generator-generator-vesta-wind-turbine-60055673564.html>
- F. Espinosa-arenal, R. S.-f.-b. (2011). EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ESTADO DE VERACRUZ . *ASSESSMENT TO WIND POWER FOR ELECTRICITY GENERATION IN THE STATE OF VERACRUZ* , 215-221.
- Fermin, M. G. (2007). *Tesis "Diseño de un suministro de energia electrica usando celdas solares para viviendas en localidades remotas"*. Colombia: Universidad Simon Bolivar.
- FOCER. (10 de NOVIEMBRE de 2002). *Manuales Sobre Energia Renovables "EOLICA"*.
- Galindo, D. R. (2006). DISEÑO DE PERFILES AERODINAMICOS. *INSIUO POLITECNICO NACIONAL ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA*, 10-11.
- Gamesa. (10 de 06 de 2016). *Operacion y mantenimiento*. Obtenido de <http://www.gamesacorp.com/recursos/doc/productos-servicios/operacion-y-mantenimiento/catalogo-de-servicios-de-om.pdf>
- Giner, D. T. (2013). *Tesis "Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw"*. Cartagena: Universidad Politecnica de Cartagena.
- Hoperful. (08 de 06 de 2016). *Alibaba.com*. Obtenido de <http://spanish.alibaba.com/product-gs/30kw-wind-turbine-hydraulic-tower-240v--936514189.html>
- Isograph. (27 de 05 de 2016). *Componentes de un aerogenerador*. Obtenido de <http://energiadoblezero.com/energias-renovables/energia-eolica/componentes-de-un-aerogenerador>
- Jaime Moragues, A. R. (17 de 05 de 2003). *ENERGIA EOLICA*. Obtenido de <file:///C:/Users/lenovo/Downloads/Energ%C3%ADa%20e%C3%B3lica-.pdf>
- Juan M. Mejia, F. C. (2005). Simulation of wind energy output at Guajira, Colombia. *Renewable Energy* , 3-5.
- Kaplan, Y. A. (2015). Overview of wind energy in the world and assessment of current wind energy policies in Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1.
- León, S. J.-H. (2014). Energía eólica en el istmo de Tehuantepec: Desarrollo, actores y oposición social. *Revista Problemas del Desarrollo*, 1.

- Llopart, C. S. (2011). *Tesis "Análisis con FAST y Aerodyn del funcionamiento de un mini-aerogenerador para suministro de energía eléctrica en áreas remotas"*. Catalunya: UPC.
- M. Mikati, M. S. (2012). Modelado y Simulación de un Sistema Conjunto de Energía Solar y Eólica para Analizar su Dependencia de la Red Eléctrica . *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, 275.
- Makbul A.M Ramli, A. H.-T. (2016). Techno-economic energy analysis of wind/solar hybrid system: Case study for western coastal area of Saudi Arabia. *Renewable Energy*, 4-5.
- Manuel Leal Rubio, e. a. (25 de 0.5 de 2016). *Diseño de aerogeneradores*. Obtenido de file:///C:/Users/lenovo/Downloads/Dise%C3%B1o%20de%20Aerogeneradores.pdf
- Martínez, J. S. (2010). *CONTROL DE UN AEROGENERADOR*. Barcelona: Universitat Politècnica de Catalunya (UPC).
- Martinez, J. S. (2010). *Teisis "Control de un aerogenerador"*. Barcelona: Universidad Politecnica de Catalunya.
- Martínez, Jesús Salinas. (2010). *Tesis "CONTROL DE UN AEROGENERADOR"*. Barcelona: Universitat Politècnica de Catalunya.
- Miguel E. González, F. V. (2010). Control Multivariable Centralizado con Desacoplo para Aerogeneradores de Velocidad Variable. *Revista Iberoamericana de Automatica e Informacion Industrial*, 3-4.
- MIRANDA, V. A. (2014). *Tesis "DISEÑO DE UN AEROGENERADOR DE EJE VERTICAL DE 2.5 KW"*. Lima: UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DEL CONO SUR DE LIMA (UNTECS).
- OTERO, A. J. (2011). ANÁLISIS DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA ENTRE ENERGÍA HIDRÁULICA Y EÓLICA: GENERACIÓN ISAGEN – PROYECTOS EÓLICOS EN LA GUAJIRA COLOMBIANA. *Escuela de Geociencias y Medio Ambiente Facultad de Minas*, 44-46.
- OTERO, ARMANDO JOSÉ EALO. (2011). *ANÁLISIS DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA ENTRE ENERGÍA HIDRÁULICA Y EÓLICA*. Medellín-Antioquia: Universidad Nacional de Colombia Sede- Medellín.
- OTERO, ARMANDO JOSÉ EALO. (2011). ANÁLISIS DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA ENTRE ENERGÍA HIDRÁULICA Y EÓLICA: GENERACIÓN ISAGEN – PROYECTOS EÓLICOS EN LA GUAJIRA COLOMBIANA. *Escuela de Geociencias y Medio Ambiente Facultad de Minas*, 44-46.
- Pablo Cobreiro Rodríguez, N. J. (25 de 0.5 de 2014). *Aerogeneradores (I): funcionamiento y marco normativo de prevención de riesgos laborales*. Obtenido de <http://www.aeeolica.org/uploads/documents/10170-aerogeneradores-i-funcionamiento-y-marco-normativo-de-prevencirn-de-riesgos-laborales.pdf>
- Polo, J. M. (2008). Potencial de generación de energía a lo largo de la costa colombiana mediante el uso de corrientes inducidas por mareas. *EMDEPA Consultoría S.A. Bogotá D.C., Colombia*, 5-6.

- Posada, F. R. (2010). libro jepirachi en español. *Jepirachi:una experiencia con la comunidad indigena wayuu de la alta guajira en colombia*, 2.
- PWG. (08 de 06 de 2016). *Foshan Ouyad Electronic Co., Ltd.* Obtenido de http://es.made-in-china.com/co_ouyada/product_30kw-Wind-Turbine-Power_egieriysg.html
- Rafael Medina Noguerón . (2011). CÁLCULO Y DISEÑO DE LA PALA (EHECAMANI) DE UN AEROGENERADOR. *INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN* , 21-22.
- Raul Garduño Ramirez, e. a. (27 de 05 de 2016). *Investigacion, desarrollo innovacion tecnologica de sistemas de control de aerogeneradores.* Obtenido de <http://www.iie.org.mx/boletin022012/divulga.pdf>
- Renergy. (08 de 06 de 2016). *Alibaba. com.* Obtenido de <http://spanish.alibaba.com/product-gs/5000-watt-wind-turbine-kit-same-as-the-vestas-brand-wind-turbine-60270203169.html>
- Responsable, C. M. (2016). *www.cerrejon.com/site/.* Obtenido de <http://www.cerrejon.com/site/nuestra-empresa/la-guajira/datos-de-interes-sobre-la-guajira.aspx>
- Rocha, R. L. (2003). A multivariable H control for wind energy conversion system. *Journal of Automatic Control IEEE*, 206-211.
- Rocha, R. y. (2003). A multivariable H control for wind energy conversion system. *Journal of Automatic Control IEEE* , 206-211.
- Román, Á. L. (2012). *Tesis "Diseño de un aerogenerador para uso particular"*. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid.
- Roman, R. G. (2005). *DISEÑO Y CÁLCULO PRELIMINAR DE LA TORRE DE UN AEROGENERADOR.* Madrid- España: UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID- DEPARTAMENTO DE MECÁNICA DE MEDIOS CONTINUOS Y TEORÍA DE ESTRUCTURAS.
- ROMÁN, R. G. (2005). *DISEÑO Y CÁLCULO PRELIMINAR DE LA TORRE DE UN AEROGENERADOR.* Madrid- España: UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID- DEPARTAMENTO DE MECÁNICA DE MEDIOS CONTINUOS Y TEORÍA DE ESTRUCTURAS .
- Sergio Botero Botero et al. (2008). Analisis de series de tiempo para la prediccion de los precios de la energia en la bolsa de Colombia. *Engineering Management*, 1-2.
- Sergio Juárez-Hernández, G. L. (2014). Energía eólica en el istmo de Tehuantepec. *Revista Problemas del Desarrollo*, 1.
- Shich- Yuan Liu, Y. F. (2015). Wind energy applications for Taiwan buildings: What are the challenges and strategies for small wind energy systems exploitation? *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 2-3.
- UPME. (2003). *Velocidad del viento en superficie.* Colombia: Atlas de viento y energia eolica en Colombia.
- Voneschen, M. F. (2009). *Introducción a la teoría de las turbinas eólicas.* Alemania.

- wattnier. (07 de 06 de 2016). *ENERGÍA DISTRIBUIDA; energía alternativa y sostenible*. Obtenido de http://www.repoweringsolutions.com/ficheros_pdf/2012/TURBINAS%20EOLICAS%20energia%20distribuida%202011.pdf
- William Fernando Álvarez Castañeda, L. A. (2013). APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE WEIBULL PARA DETERMINAR POTENCIAL EÓLICO EN TUNJA-COLOMBIA. *XX SIMPOSIO PERUANO DE ENERGIA SOLAR*, 4-5.
- Windspot. (07 de 06 de 2016). *La revolucion minieolica*. Obtenido de <http://www.windspot.es/>
- Xiaochun Zhang, C. M. (2016). The impacts of wind technology advancement on future global energy. *Applied Energy*, 2-3.

CAPÍTULO 10

10. ANEXO 1

10.1 MANUAL DE FUNCIONAMIENTO DEL AEROGENERADOR

Como ya se ha mencionado en el Capítulo 4, la definición de la energía eólica no es más que un tipo de energía renovable cuya fuente es la fuerza del viento donde la forma típica de aprovechar esta energía es a través de la utilización de aerogeneradores o turbinas de viento. De estos aerogeneradores se distinguen de dos tipos, eje vertical y de eje horizontal que es objeto de estudio en este capítulo. Los equipos de conversión de energía transforman esa energía cinética en potencia mecánica que puede ser convertida en electricidad o aplicada en sistemas de bombeo de agua. Los aerogeneradores más frecuentemente empleados son los de eje horizontal (menos frecuentes son los de eje vertical). Los aerogeneradores también se clasifican según su potencia en pequeños (<100 kW) y grandes (>100 kW). Los pequeños se emplean en sistemas aislados o miniredes, mientras que los de mayor potencia se emplean en sistemas interconectados a la red.

10.2 FUNCIONAMIENTO

Los tres componentes principales para la conversión de la energía del viento en las turbinas eólicas son: el rotor o sistema de captación de viento, la caja de engranajes o multiplicadora y el generador eléctrico (Pablo Cobreiro Rodríguez, 2014). En la figura 50 se sintetiza el esquema de funcionamiento de un aerogenerador de eje horizontal. La turbina comienza a funcionar cuando el anemómetro (situado en su parte superior) detecta una velocidad de viento suficiente para producir electricidad. Los sistemas de giro colocan al aerogenerador en la dirección del viento y liberan los mecanismos de freno para que se produzca el movimiento libre del rotor. El umbral de producción de una turbina está comprendido entre 3 m/s y 25 m/s de velocidad de viento, mientras que con valores superiores o inferiores la turbina se detiene (Energy, 2016). Es importante conocer la velocidad del viento para establecer los límites por encima de los cuales podría ser peligroso trabajar en ellas.

El rotor (formado principalmente por las palas y el buje) convierte la energía cinética del viento en energía mecánica que se transmite al eje lento. Dicho eje conecta el buje a la multiplicadora (también denominada caja multiplicadora o caja de engranajes), elemento que existe en la mayoría de modelos. Por el interior del eje discurren conductos del sistema hidráulico y eléctrico (aerofrenos) que regulan el movimiento de las palas. La función de la

Multiplicadora es conseguir que el eje de salida (eje rápido) gire a mayor velocidad que el de entrada, y así conseguir una velocidad de giro de 50 a 80 veces mayor (Pablo Cobreiro Rodríguez, 2014). A la salida del eje rápido la energía mecánica se transforma en eléctrica (de baja o alta tensión) en el generador (Energy, 2016) .

Desde éste, la energía se distribuye mediante conductores eléctricos específicos hacia la base de la torre donde generalmente se encuentra el transformador interno que transforma la energía de baja tensión (generalmente 690 V) en alta tensión (20.000 o 30.000 V) y así se envía a la red para consumo. La configuración citada anteriormente es la más frecuente, aunque también existen modelos de turbinas eólicas que no poseen multiplicadora y están formadas por dos fases, la de captación de viento por un lado y el generador multipolo por otro (así la velocidad de giro del eje de la máquina eléctrica es igual a la velocidad de rotación del rotor eólico) (Manuel Leal Rubio, 2016) (Llopart, 2011) (Pablo Cobreiro Rodríguez, 2014).

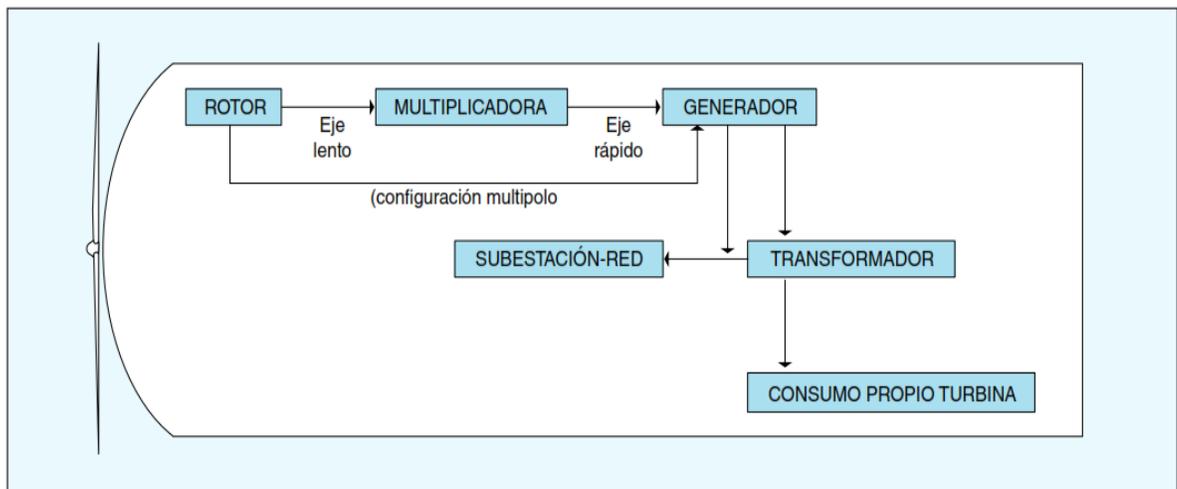


Figura 50: Esquema de funcionamiento del aerogenerador

10.3 COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR

En la figura 10.2 se pueden ver los principales elementos de un aerogenerador donde se detallaran a continuación cada una de sus partes fundamentales:

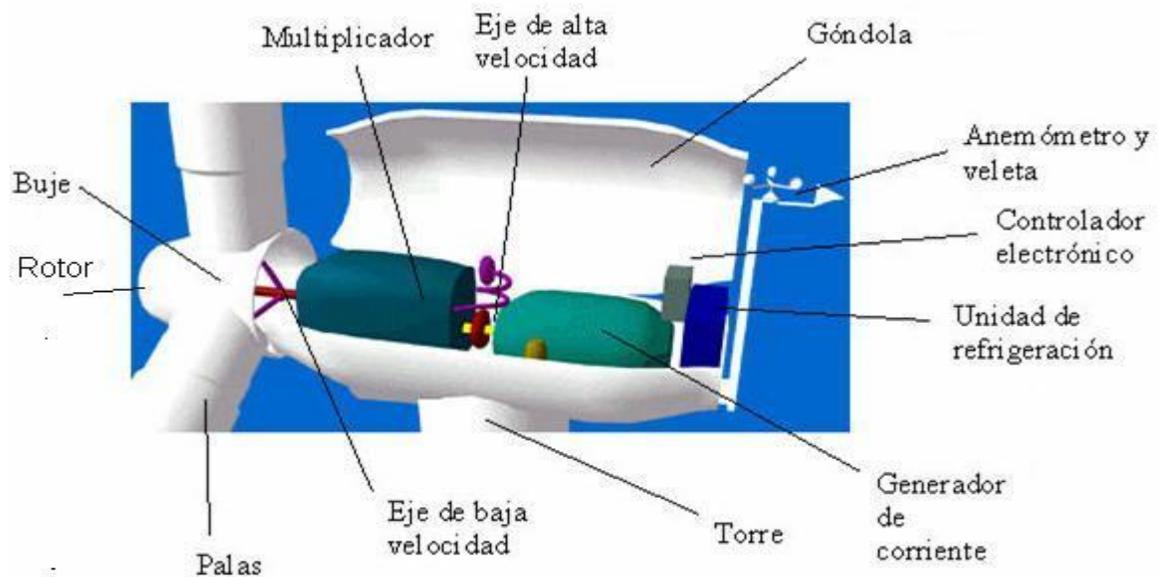


Figura 51: Principales partes de un aerogenerador

Donde se detallaran los siguientes componentes (Pablo Cobreiro Rodríguez, 2014), (Manuel Leal Rubio, 2016), (Román, 2012), (MIRANDA, 2014), (Raul Garduño Ramirez, 2016):

- 1. Cimentación:** Es la Plataforma de alta resistencia sobre la cual se dispone el conjunto del aerogenerador, se suelen ubicar los armarios de baja tensión y las celdas de maniobra de alta tensión. A veces estos armarios eléctricos se sitúan en el exterior del aerogenerador en instalaciones prefabricadas. En algunas máquinas, desde el suelo de la base se accede al foso, que es un habitáculo de difícil acceso donde se sitúan los conductores de alta tensión que transportan la corriente hacia la subestación.
- 2. Torre:** Sobre el cimient (o base) se levanta un tubo o torre, generalmente metálico, aunque puede ser de hormigón o celosía. Algunas turbinas cuentan con un elevador de servicio para el trasporte de trabajadores a las diferentes alturas de trabajo y unas escalas para el ascenso a pie y donde la torre también es la encargada de soportar la góndola y el rotor. Cuanta más alta sea la torre mayor cantidad de energía podrá obtenerse, ya que la velocidad del viento aumenta con la altura respecto al nivel del suelo.
- 3. Góndola:** Contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina, La góndola del aerogenerador protege a todos los componentes del mismo de las inclemencias del tiempo, a la vez que aísla acústicamente el exterior del ruido generado por la máquina.

La capota de la góndola, fabricada en material compuesto, está unida al chasis, sobre el que se montan todos los componentes. Está construida en un 30% de fibra de vidrio

y en un 70% de poliéster. Dispone de tomas de aire para la refrigeración, trampilla, pararrayos, anemómetro y veleta.

4. **Buje:** transmite la energía captada por las palas a la multiplicadora (a través de un eje principal llamado eje lento). Es un elemento hueco donde se alojan los elementos del sistema pitch (sistema de regulación de control de movimiento de rotación sobre su eje de las palas). Generalmente, los trabajadores de mantenimiento acceden a su interior a través de una Puerta alojada en la góndola o desde el exterior de la misma por la zona superior de la góndola. En ocasiones, se accede al espacio del buje y de aquí a las palas para realizar diferentes tareas de mantenimiento.
5. **Rotor:** el rotor consiste en palas con formas especiales, superficies aerodinámicas. Los rotores están hechos normalmente de compuestos de fibra de vidrio, plástico reforzado o madera. La cantidad de energía que una turbina eólica producirá está determinada sobre todo por el diámetro de este rotor. El diámetro del rotor define su “área de barrido”, o la cantidad de viento interceptado por la turbina eólica. Las palas son giratorias para conseguir un cierto ángulo de ataque con respecto al viento, para así controlar la velocidad de giro del rotor e impedir que este gire con vientos que son o demasiado altos o demasiados bajos para producir electricidad.
6. **El eje de baja velocidad:** Conecta el buje del rotor al multiplicador. En un aerogenerador moderno de 600 kW. El rotor gira muy lento, a unas 19-30 r.p.m. El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.
7. **Sistema de cambio de paso:** La principal función del sistema de cambio de paso es el control de potencia el sistema de control está continuamente comparando la curva de potencia con la producción del aerogenerador, seleccionando el paso de la pala óptimo para cada velocidad de rotación.

El cambio de paso se realiza mediante un actuador hidráulico individual para cada pala, aumentando o disminuyendo la presión. Con este sistema se logra una mayor precisión en la regulación, optimizar la dinámica del sistema y una mayor seguridad frente a fallos.

8. **El tren de potencia y multiplicador:** El tren de potencia está constituido por el eje lento, el soporte principal de dicho eje, el multiplicador de velocidades y el acoplamiento. Su misión es transmitir la potencia mecánica al generador eléctrico en las condiciones adecuadas para la generación de electricidad. El multiplicador tiene en la entrada el eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad que está a la salida gire más de 50 veces más rápido que el eje de baja velocidad. El multiplicador tiene una relación de velocidades mayores a 1:50, que consigue mediante una primera etapa planetaria y dos etapas más de ejes paralelos helicoidales. El sentido de giro en eje lento y eje rápido es el mismo. La potencia nominal de entrada en el eje lento puede ser de 715 kW o 860 kW.

- 9. El eje de alta velocidad:** Gira aproximadamente a 1.500 r.p.m. lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.
- 10. Generador:** Transforma la energía cinética de rotación procedente de la multiplicadora en energía eléctrica. Consta de rotor y estator. El generador produce generalmente energía de baja tensión, entre 480 V y 690 V dependiendo del modelo, si bien en algunas máquinas la energía eléctrica generada es de alta tensión, Suele ser un generador asíncrono o de inducción. En los aerogeneradores modernos la potencia máxima suele estar entre 500 y 1.500 kW.
- 11. La unidad de refrigeración:** Contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad refrigerante por aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores refrigerados por agua.
- 12. Las palas del rotor:** Se mueven con el viento y transmiten su potencia hacia el buje. En un aerogenerador moderno de 600 Kw. cada pala mide alrededor de 20 metros de longitud y su diseño es muy parecido al del ala de un avión. Los materiales que tradicionalmente se han utilizado en la fabricación de las palas de los aerogeneradores se han visto desplazados por la utilización de plásticos y resinas, La fibra de vidrio se aplica al 99% de los grandes aerogeneradores. Existe una tendencia clara hacia el uso de epoxi (generalmente resina de poliéster) reforzado de fibra de vidrio o carbono.
- 13. Sistema de orientación:** El sistema de orientación alinea la turbina eólica con el viento. La mayoría de las pequeñas unidades usan una simple cola que dirige el rotor hacia el viento. Existen ciertos mecanismos especiales para desorientar la turbina en caso de vientos peligrosamente elevados.
- 14. Convertidor:** Tiene el cometido de regular el par que es opuesto por el generador eléctrico a la turbina, regulando de esta forma su velocidad de giro, y el de inyectar la energía producida en la red con la máxima calidad posible. El convertidor se encuentra en una plataforma intermedia de la torre. Su entrada se encuentra conectada al generador a través de mangueras flexibles, y la salida es dirigida de igual forma al transformador de media tensión para su distribución.
Los objetivos que el convertidor cumple son:
. Inyección de potencia a la red de forma óptima.
. Reducción máxima de fluctuaciones de potencia y efecto Flickering.
- 15. El controlador electrónico:** Es un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción (por ejemplo, un sobrecalentamiento en el multiplicador o en

el generador), automáticamente para el aerogenerador y llama al ordenador del operario encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante MODEM.

16. El anemómetro y la veleta: Las señales electrónicas de anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectarlo cuando el viento alcanza aproximadamente 5 m/s. El ordenador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 m/s, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico para girar el aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.

Así concluimos con este pequeño manual de funcionamiento detallando cada una de sus partes principales y el funcionamiento de cada una de ellas y por el cual concluiremos este capítulo con el manual de mantenimiento del equipo en general.

11. MANUAL PROGRAMADO DE MANTENIMIENTO DEL AEROGENERADOR.

Con el manual de funcionamiento del equipo y detallada cada una de sus partes principales pasamos al Manual programado de mantenimiento de cada una de sus partes vitales para el seguimiento de funcionamiento del aerogenerador para que opere en sus mejores condiciones con este pequeño manual, en donde el capítulo 5 es de vital importancia ya que hay se encuentran los cálculos requeridos de los ciclos (rpm) de los elementos que están expuestos a esfuerzos cíclicos, donde se verá a continuación en la tabla 11.1 las revisiones programadas del equipo, y el cambio de sus partes según lo requiera el aerogenerador (Isograph, 2016), (energy O. , 2016), (Gamesa, 2016).

Tabla 11.1 Manual de mantenimiento programado

Componentes	Material	Ciclos (rpm)	Periodo de revisión (meses)	Tareas a ejecutar
Cimentación	Hormigón armado			
Torre	Acero		3	Revisión fisuras y alineación
Góndola	Fibra de vidrio(o acero inoxidable)		3	Revisión fisuras y abolladuras
Rotor	Fibra de vidrio+ poliéster	20,85 - 34,7	3	Revisión alineación y desgaste
Palas	Fibra de vidrio	35, 3 – 38,7	1	Revisión fisuras y abolladuras

Buje	Fibra de vidrio+ poliéster	20,85 - 34,7	1	Revisión desgaste y juego
Eje lento	Acero 1050	20,85 – 34,7	3	Revisión corrosión y alineación
Eje rápido	Acero 1050		3	Revisión corrosión, fisuras y alineación
Caja de engranajes (Multiplicadora)	Acero Macizo		3	Revisión lubricante, ajuste y vibraciones(revisar vida útil)
Sistema de orientación	Acero		2	Revisión fisuras y abolladuras
Controlador eléctrico	Aluminio		2	Revisión conexiones
Convertidor	Aluminio		3	Revisión alineación y desgaste
Unidad de refrigeración	Aluminio		2	Revisión abolladuras y desgaste
Generador eléctrico	Aluminio		3	Revisión rodamientos y bobinas
Frenos aerodinámicos	Acero		2	Revisión alineación y desgaste

Estas son unas posibles revisiones con sus respectivos tiempos probables que se le deben proporcionar a los aerogeneradores teniendo ciertas referencias en los fabricantes que se encuentran en el mercado y en la actualidad.

ANEXO 2

12. SIMULACIÓN EN EL SOFTWARE ANSYS

En este anexo se verá el desarrollo de la simulación correspondiente del sistema eólico, en donde el CAD fue realizado en el Software Solid Edge V20 (véase Figura 52) con especificaciones calculadas de una torre de 50 m de altura y un rotor de 32.3 m (buje + aspas); el perfil del ala elegido en este diseño fue Naca 64-818, ya que este brinda un alto rendimiento aerodinámico con un coeficiente de sustentación máximo de 1,41 y un coeficiente de arrastre de 0.02574. (Rafael Medina Noguerón , 2011).

Se exporto al Software ANSYS en la extensión punto Step en donde a continuación en las figuras 54-67 presentaremos las simulaciones con las velocidades enunciadas en un principio en la Tabla 5.3 para ver las variaciones y los resultados que tendrá el aerogenerador.

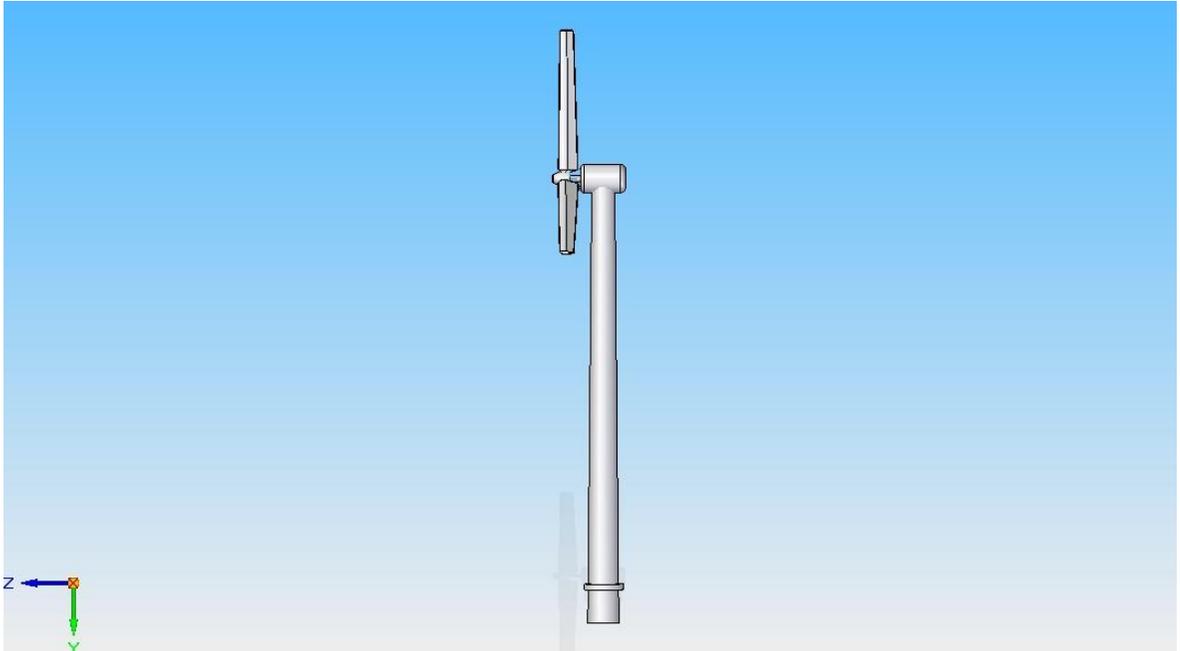


Figura 52: Diseño del aerogenerador con las especificaciones calculadas

Inicialmente se hizo una ramificación (véase Figura 53) con los diferentes componentes que podemos encontrar en la herramienta ANSYS. Los componentes que se utilizaron son:

- Geometry
- Mesh
- CFX

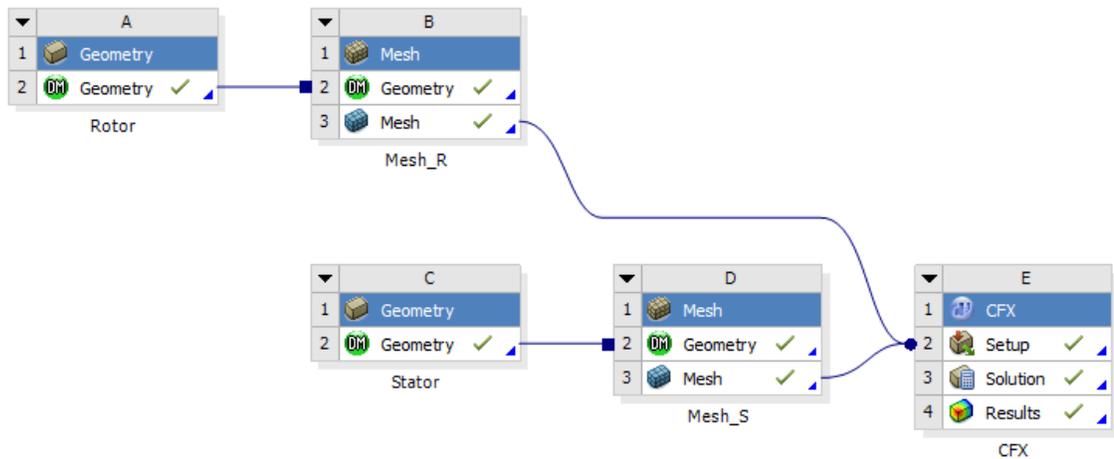


Figura 53: Área de trabajo de ANSYS (Workbench)

Se puede apreciar en la Figura 53 que se crearon dos componente Geometry (A) y Mesh (B) para simular la parte dinámica del aerogenerador, después se crearon otros componentes similares a estos para simular la parte estática del equipo y las características de estos 4 componentes se enlazaron al componente CFX (simulación de la interacción de un fluido y un sólido).

12.1 COMPONENTE GEOMETRY (ROTOR).

En este componente se realizó una sustracción entre la góndola y los tres alabes en un cilindro para realizar un análisis más eficaz donde éste actuaría como un túnel de viento y poder observar los fenómenos físicos que ocurren en esta parte del aerogenerador (véase Figura 54).

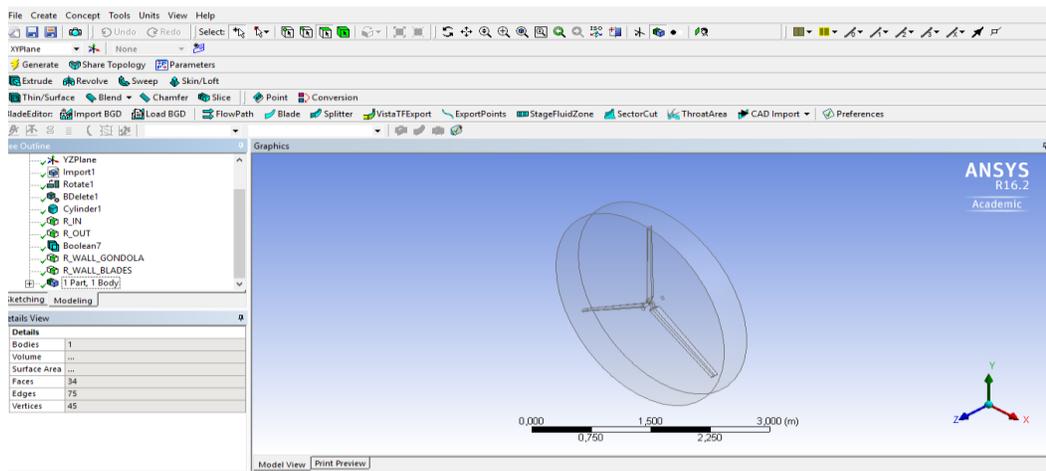


Figura 54: Sustracción alabes, Góndola y cilindro

12.2 COMPONENTE MESH (ROTOR).

Aquí se procedió a realizar un correcto enmallado con preferencias físicas CFD (simulación de la dinámica de un fluido) y preferencias de solución CFX utilizando el enmallado por Defaults que utiliza ANSYS para estos análisis (véanse las Figuras 55,56 y 57)

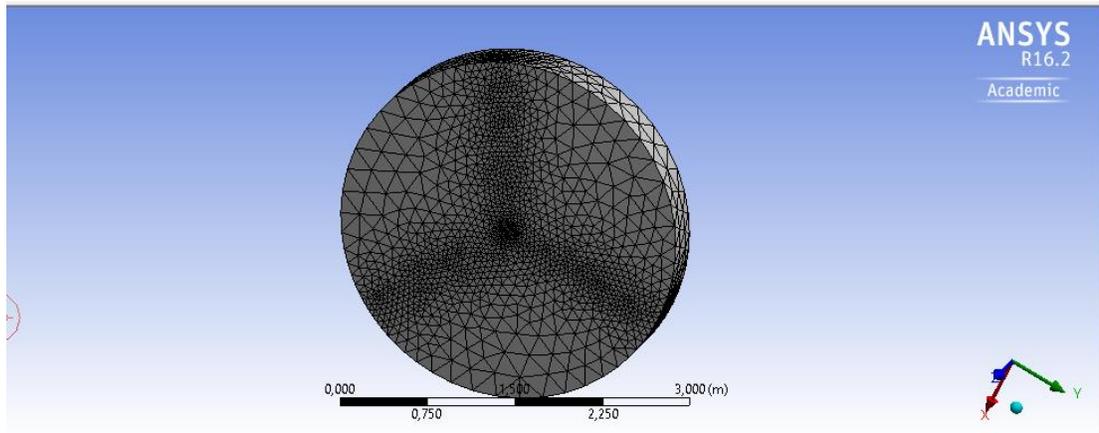


Figura 55: Enmallado en vista solida

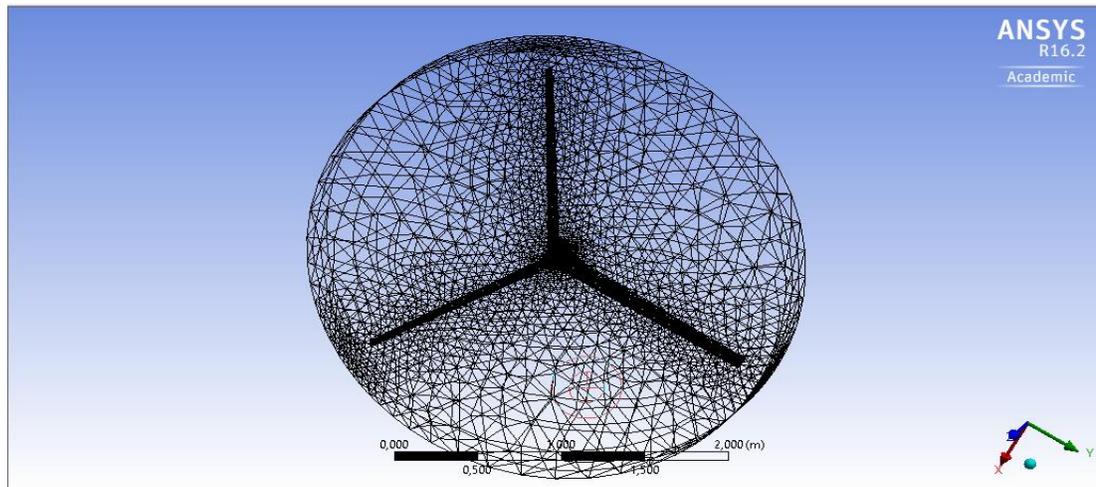


Figura 56: Enmallado vista alámbrica

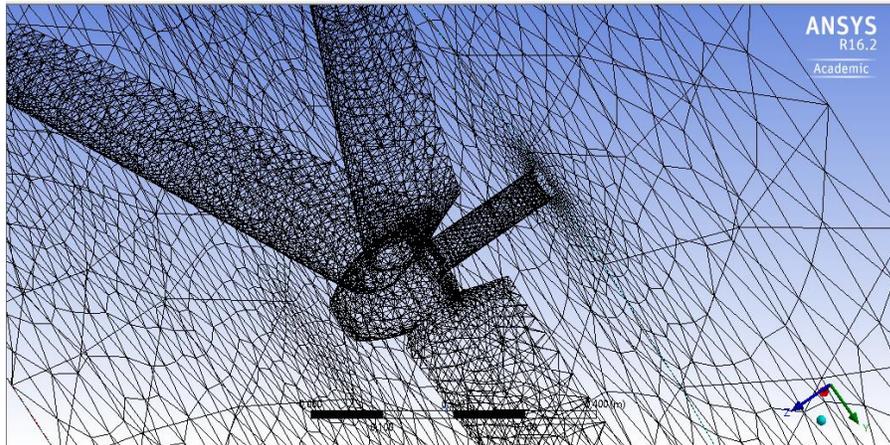


Figura 57: Zoom del enmallado en el rotor (vista lambrica)

12.3 COMPONENTE GEOMETRY (ESTATOR).

Para la parte de la simulación estática se realizó un túnel de viento que contuviera el aerogenerador y el cilindro anteriormente mencionado (véase Figura 58)

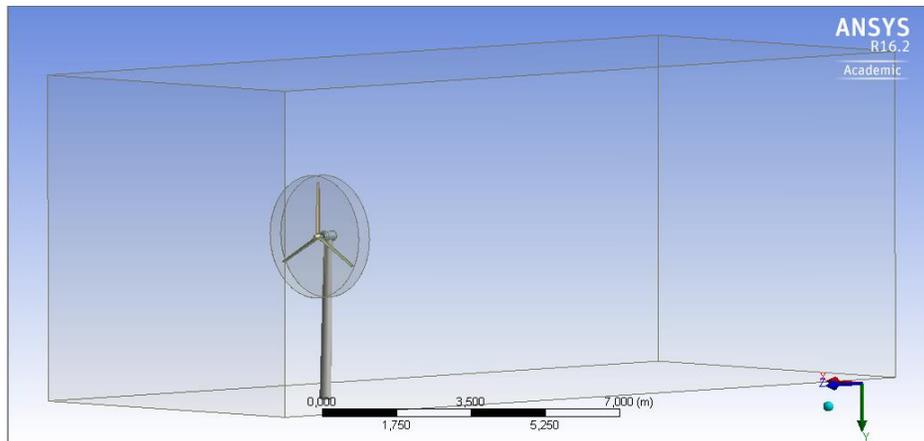


Figura 58: Generación del túnel de viento para la parte estática

12.4 COMPONENTE CFX (CONFIGURACIÓN).

En la Figura 59 podemos observar las configuraciones físicas y los parámetros de entradas y salidas en los túneles de vientos para efectuar el análisis del aerogenerador.

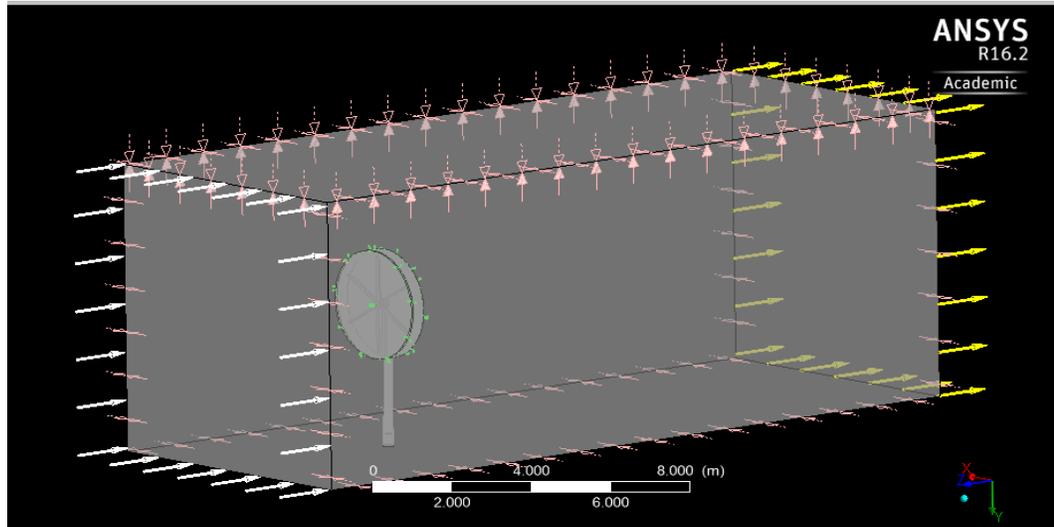


Figura 59: Configuración en el componente CFX

12.5 COMPONENTES CFX (PARÁMETROS PARA LA SOLUCIÓN).

Se suministró en la simulación los datos de entradas y de salidas (velocidades del viento, revoluciones con las que debería girar el aerogenerador), entre otros datos por cuestión de análisis en el programa ANSYS y finalmente se realizaron las correspondientes iteraciones, analizando momento y masa, la transferencia de calor y la turbulencia. La convergencia de esta simulación se obtuvo teniendo en cuenta las ecuaciones de k-epsilon (véase Figura 60)

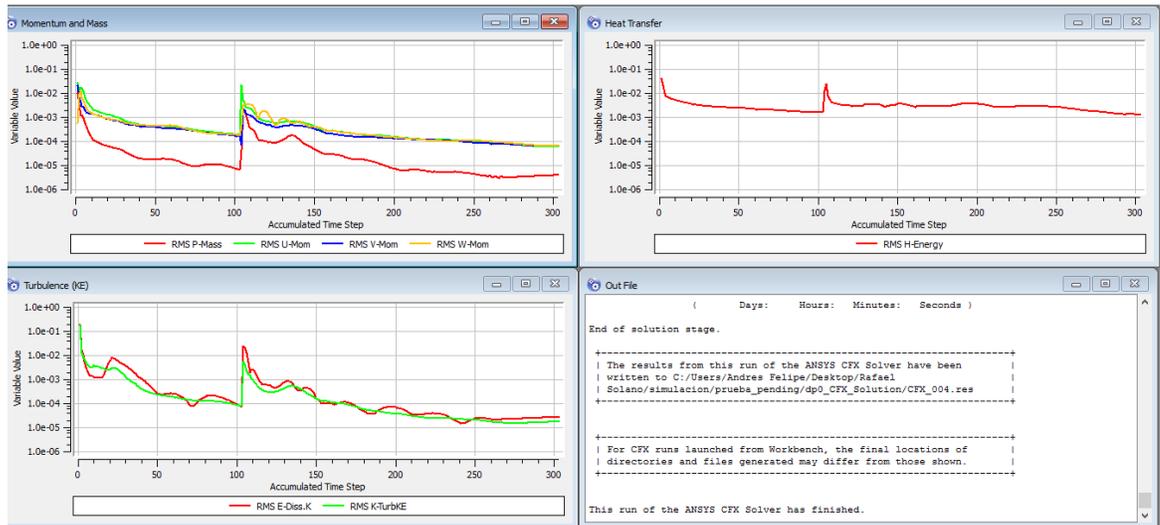


Figura 60: Convergencia en la simulación

12.6 COMPONENTE CFX RESULTADOS.

Después de haber realizado las iteraciones necesarias y habiendo conseguido la convergencia en la simulación pudimos obtener las siguientes ilustraciones en base al cálculo de los datos suministrados (véanse Figuras 61- 68).

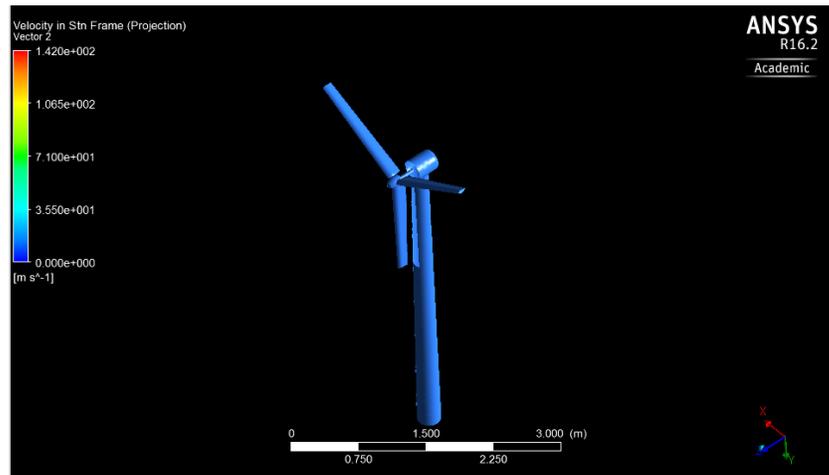


Figura 61: Vista del aerogenerador en CFX de los resultados

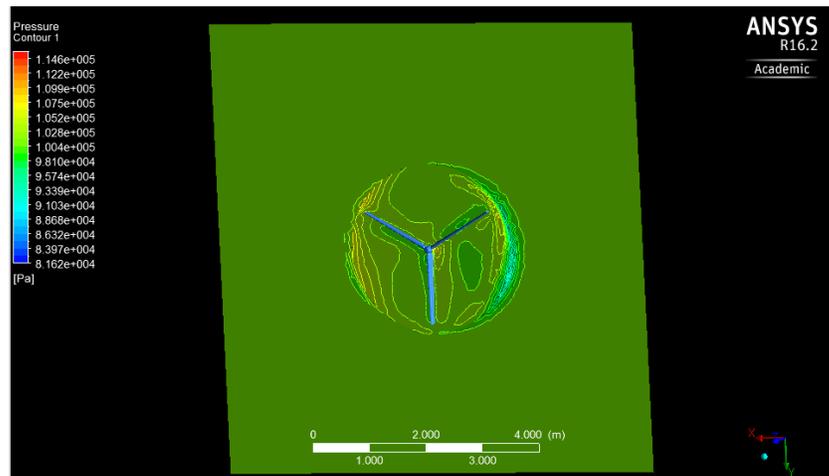


Figura 62: mapa de contorno de la presión que genera el aerogenerador en funcionamiento

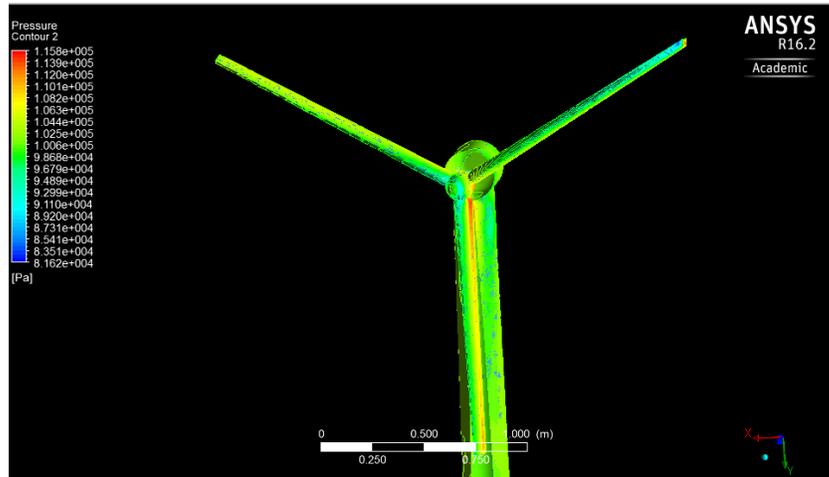


Figura 63: Mapa de contorno de la presión ejercida de la velocidad del viento al aerogenerador

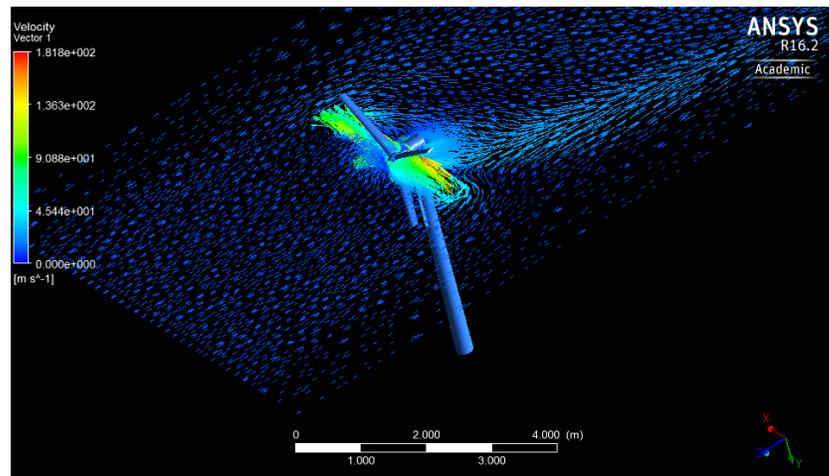


Figura 64: Vectores de velocidad de aire en el aerogenerador

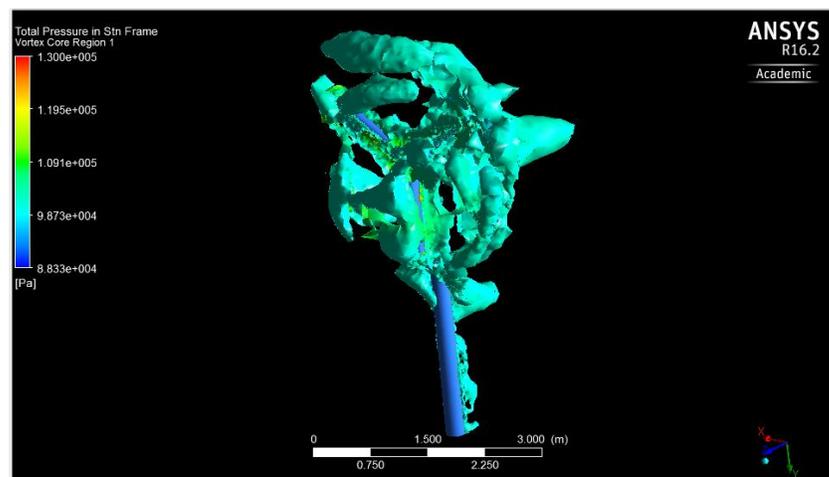


Figura 65: Vórtices de aire que se crean en el aerogenerador

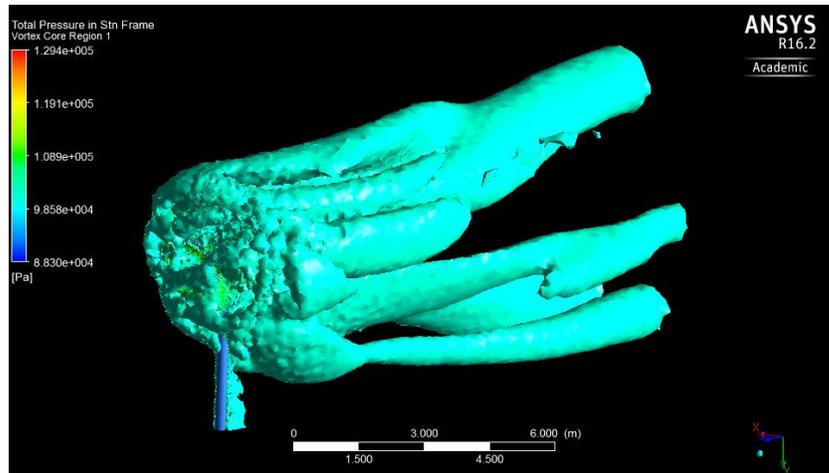


Figura 66: Vórtices en el aerogenerador

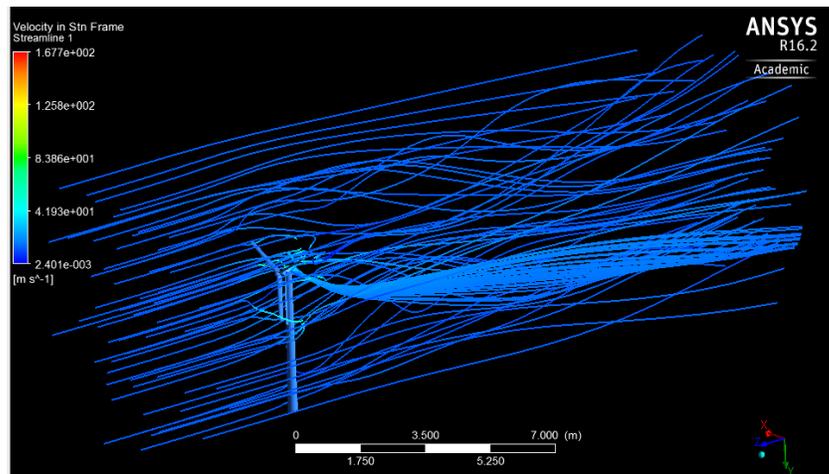


Figura 67: Líneas de corrientes de aire a través del aerogenerador

Como se pudo apreciar se hizo una validación teórica y numérica del sistema eólico para tener unas bases sólidas y técnicas para un correcto diseño de los aerogeneradores de eje vertical como se puede apreciar en este trabajo, como base fundamental el estudio eólico del lugar de emplazamiento (Comunidad Wayuu Jurimakal).