Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería Eléctrica

Análisis energético de centrales eólicas

Trabajo de titulación previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico

Autores:
Jhonnatan Rodrigo Cochancela Araujo

Patricio Alcides Astudillo Salinas

Director:

Edgar Antonio Barragán Escandón

Cuenca – Ecuador

2012

RESUMEN

Este proyecto de monografía, da una guía paso a paso para realizar un análisis eólico previo a la instalación de una central eólica utilizando las distribuciones de Weibull y Rayleigh, también se hace una comparación entre dichas distribuciones para saber cuál de estas es más confiable o se aproxima más a la realidad en cuanto se refiere a la energía que se puede aprovechar del viento.

Palabras clave: Weibull, Rayleigh, Distribución, Viento, Recurso, Eólico, Potencia, Energía, Tecnología, Aerogeneradores, Turbinas, Meteorológica, Frecuencia, Probabilidad.

CONTENIDO

RESUMEN **1**
CONTENIDO **3**
ÍNDICE DE TABLAS **6**
ÍNDICE DE FIGURAS **7**
ÍNDICE DE GRÁFICAS **8**
ANTECEDENTES **11**
OBJETIVOS
OBJETIVO GENERAL 13
OBJETIVOS ESPECÍFICOS 13
ALCANCE **14**
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA
1.1. ESTADÍSTICAS DE LA ENERGÍA EÓLICA 16
CAPÍTULO 2: EL RECURSO DEL VIENTO
2.1. EL RECURSO EÓLICO 18
2.2. PATRONES GLOBALES DE CIRCULACIÓN DEL VIENTO 19
2.2.1. Escalas de vientos: variación horizontal 20
2.2.2. Variación de la velocidad del viento con la altura 22
2.3. CÁLCULO DE LA POTENCIA DEL VIENTO 25
2.4. INFORMACIÓN NECESARIA PARA EVALUAR EL USO DE LA ENERGIA EÓLICA 28
2.4.1 Datos meteorológicos requeridos 28
2.5. MÉTODOS UTILIZADOS PARA MEDIR LA VELOCIDAD DEL VIENTO. 30
2.5.1. Información Empírica 30
2.5.2. Anemómetros Totalizadores 32
2.5.3. Método de Correlación 33
2.5.4. Instalación de Pequeños Equipos Eólicos 34
2.5.5. Adquisición de Datos en Tiempo Real 34

2.5.6. Mapas Eólicos 35
CAPÍTULO 3: TECNOLOGÍA EÓLICA
3.1 HISTORIA DE LA TECNOLOGÍA EÓLICA 36
3.2 INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS EÓLICOS 37
3.3 TIPOS DE AEROGENERADORES 39
3.3.1 Aerogenerador de Eje vertical 39
3.3.2 Aerogenerador de eje horizontal 41
3.4 COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL DE GRAN POTENCIA 43
3.4.1 Cimentación 44
3.4.2 Torre 45
3.4.3 Góndola 47
3.4.4 Rotor 54
3.4.5 Mecanismo de orientación y Sistema de medición del viento 57
3.4.6 Sistema de elevación de tensión 57
CAPÍTULO 4: ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA
4.1. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE ENTREGA DE ENERGÍA 58
4.2. MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL 58
4.2.1. Determinación de los parámetros por el método de los mínimos cuadrados 60
4.2.2. Pasos para la aplicación del método de mínimos cuadrados 62
4.3. MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE RAYLEIGH 75
4.3.1 Pasos para la aplicación del método de Rayleigh 76
4.4. ROSA DE LOS VIENTOS 83
4.5. POTENCIA DISPONIBLE 84
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
5.1. CONCLUSIONES 85
5.2. RECOMENDACIONES 89
BIBLIOGRAFÍA 91

ANEXO 1

DATOS DE LA ESTACIÓN METEREOLÓGICA 94

ANEXO 2

CÁLCULO DE LA VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD CON LA ALTURA 98

ANEXO 3

CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR 100

ANEXO 4

DATOS DE LAS VELOCIDADES CALCULADAS A 60 m DE ALTURA 102

ANEXO 5

SOFTWARE WRPLOT View^{TM} 105

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1 Coeficiente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno 23
Tabla 2. 2 Valores de velocidad del viento a diferentes alturas..... 24
Tabla 2. 3 Variación de la potencia eólica específica..... 27
Tabla 2. 4 Densidad del aire a diferentes alturas sobre el nivel del mar 27
Tabla 2. 5 Escala de beaufort para la intensidad de viento..... 32
Tabla 3. 1 Proyectos Eólicos en construcción y en Estudios 37
Tabla 3. 2 Velocidades de un generador síncrono..... 53
Tabla 4. 1 Grupos de velocidades y frecuencias..... 64
Tabla 4. 2 Frecuencia puntual y frecuencia acumulada de las velocidades..... 65
Tabla 4. 3 Valores de X e Y de la transformación doble logarítmica..... 66
Tabla 4. 4 Valores para el cálculo de k y b..... 68
Tabla 4. 5 Puntos para la aproximación lineal..... 69
Tabla 4. 6 Función densidad de probabilidad de Weibull..... 71
Tabla 4. 7 Potencia instantánea, Potencia media y Potencia media de salida..... 74
Tabla 4. 7 Cuadro de valores de multiplicación entre velocidad por horas/año y velocidad media del viento..... 77
Tabla 4. 8 Distribución de Rayleigh , Funciones de Probabilidad Acumuladas y complementarias..... 80
Tabla 4. 9 Diferencias de probabilidades, Potencias medias y Producto de las Diferencias y Potencias Medias 82
Tabla A1. 1 Resumen de los datos de velocidad del viento tomados en 1 año..... 95
Tabla A1. 2 Datos de de velocidades del viento en intervalos de 15 días..... 96
Tabla A2. 1 Clases y longitudes de rugosidades..... 98
Tabla A3. 1 Potencias a diferentes alturas del aerogenerador REpower MM82 . 100
Tabla A4. 1 Resumen de los datos de velocidad del viento calculados a 60 metros de altura 103

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Paso de velocidad del viento a Potencia Eléctrica (curva P-v)..... 16
Figura 2. 1 Patrones globales de viento 20
Figura 2. 2 a) Brisa Marina; b) Brisa Terrestre 21
Figura 2. 3 a) Viento ascendente durante el día; b) Viento descendente durante la noche 21
Figura 2. 4 Perfiles de velocidad de viento, en función de las características topográficas del terreno..... 22
Figura 2. 5 Potencia Eólica especifica en función de la velocidad para condiciones normales de presión y temperatura..... 26
Figura 2. 6 Deformación causada en árboles de pino por la incidencia permanente del viento y su relación con la velocidad promedio anual esperada..... 31
Figura 2. 7 Anemómetro..... 33
Figura 3. 1 Sistema eólico de pequeña potencia..... 38
Figura 3. 2 Diagrama unifilar de un parque eólico..... 39
Figura 3. 3 Aerogenerador de Eje Vertical (Savonius) 40
Figura 3. 4 Aerogenerador de Eje Vertical (Darrieus) 40
Figura 3. 5 Aerogenerador de Eje Horizontal 42
Figura 3. 6 Sistema eólico de gran potencia 43
Figura 3. 7 Trabajos de cimentación para una unidad de generación de 1,5 MW en el Parque Eólico Villonaco..... 44
Figura 3. 8 Cimiento del aerogenerador cubierto con el material del terreno..... 45
Figura 3. 9 Torres tubulares de acero 46
Figura 3. 10 Escalera de acceso al interior de una torre 47
Figura 3. 11 Principales componentes de un aerogenerador..... 48
Figura 3. 12 Caja multiplicadora para aerogenerador de 1,5 MW..... 51
Figura 3. 13 Aerogenerador sin caja multiplicadora 53
Figura 3. 14 Rotor con las aspas mientras es montado a la torre 56
Figura 3. 15 Detalle del buje de una turbina eólica 56
Figura 4. 1 Rosa de los vientos correspondiente a la estación meteorológica del Puntas 83
Figura 4. 2 Rosa de los vientos sobre el sitio de estudio. 84

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 2. 1 Valores de velocidad del viento a diferentes alturas 24
Gráfica 2. 2 Variaciones diarias en la estación meteorológica del Puntas en los meses de Enero y Febrero del 2012 29
Gráfica 4. 1 Distribución acumulativa (azul) y Distribución acumulativa complementaria (rojo). 59
Gráfica 4. 2 Aproximación lineal y los puntos de la transformación doble logarítmica. 70
Gráfica 4. 3 Comparación entre histograma de velocidades y distribución de Weibull 72
Gráfica 4. 4 Distribución acumulativa complementaria de Weibull 72
Gráfica 4. 5 Comparación entre Histograma de Velocidades del Viento y la Distribución de Rayleigh 78
Gráfica 4. 6 Porcentaje del tiempo en que la velocidad del viento sea mayor a "v". 79
Gráfica 5. 1 Variaciones diarias promedio 86
Gráfica 5. 2 Comparación de velocidades del viento a la altura que se tomó los datos (10m) y a la altura de eje del aerogenerador (60m) 87
Gráfica 5. 3 Comparación entre el Histograma de velocidades y las Distribuciones de Weibull y Rayleigh 88
Gráfica A3. 1 Curva de Potencia del aerogenerador REpower MM82 101

Jhonnatan Rodrigo Cochancela Araujo, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Jhonnatan Rodrigo Cochancela Araujo, certifica que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

COCHANCELA A

Jhonnatan Rodrigo Cochancela Araujo.
010408170-8

Patricio Alcides Astudillo Salinas, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Patricio Alcides Astudillo Salinas, certifica que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Patricio Alcides Astudillo Salinas.
140058862-8

ANTECEDENTES

Es un hecho indiscutible la preocupación mundial respecto al cambio climático en nuestro planeta. El viento constituye una fuente de energía de la cual el hombre tiene conocimiento desde épocas muy antiguas, sin embargo, se ha volcado al uso de energías menos sanas, el aprovechamiento del viento hoy se puede usar para evitar el calentamiento terrestre y parar reducir la emisión de millones de toneladas de dióxido de carbono. Actualmente existen varios organismos en diferentes países destinados a tomar las medidas respectivas para reducir el índice de contaminantes que afectan nuestro entorno.

Ecuador es un país rico en energías limpias, pero lamentablemente su explotación es extremadamente reducida; Por ventaja a la fecha se están dando los primeros pasos para incentivar el uso de nuevas tecnologías que usen energías renovables.

Según el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador, se prevé que para el año 2020 el 86% de la energía eléctrica sea generada por centrales hidroeléctricas, complementado con un 8% en energías renovables.

Los aerogeneradores pueden ser instalados aislados o en agrupaciones que aportan energía a las redes de distribución. Las características que diferencian al viento con otras fuentes de energía son su imprevisible variabilidad y su dispersión. Ello obliga a sutiles perfeccionamientos en el diseño de las palas y el sistema de control para evitar velocidades excesivas durante los vendavales y orientar el rotor hacia la posición más favorable.

La energía eólica, es inagotable, no contamina; y aunque la instalación de uno de estos aparatos es relativamente costosa, a la larga se sentirán los resultados positivos, especialmente en el campo económico. Un punto que vale hacer notar, es la autonomía frente a la fuente más cercana accesible.

Para ello es necesario hacer una planificación energética para obtener el mejor rendimiento y saber qué beneficios se tiene en cada lugar al instalar una central Eólica.

La búsqueda de independencia energética, en un medio donde se usa al petróleo como fuente primaria de energía, siendo éste un recurso no renovable; obliga al interés no sólo como una alternativa novedosa sino como un mecanismo necesario la implementación de energías no convencionales, las mismas que cobrarán un fuerte impacto en los próximos años al ser influenciadas por leyes e incentivos para promover esta nueva forma de generar energía con una esperanza de cambio a mediano plazo.

En el caso particular la utilización de tecnologías limpias, la Constitución en su artículo 413, establece que “El Estado promoverá la eficiencia energética, […], energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico, ni el derecho al agua.”

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

El objetivo es entender y obtener mediante 2 métodos la velocidad del viento promedio anual con la que se va a trabajar en la central y también calcular la potencia y energía a la cual operaria.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Conocer la forma en que se debe ir obteniendo la curva de distribución de velocidad con los datos de un año.

Estudiar cuáles son los métodos para medir la velocidad del viento

Estimar la energía eólica con información confiable sobre el régimen de viento en un lugar específico. Luego se relacionará con las características de generación de un equipo.

Obtener con la información de distribución de viento y de curva de potencia de un aerogenerador una estimación de la producción de energía en un período determinado.

ALCANCE

El presente documento presentara el análisis de dos métodos para la determinación de la velocidad del viento promedio anual con la que se debe diseñar una Central Eólica.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica o energía producida por el viento es una forma indirecta de energía solar, alrededor del 1 o 2 % de la energía que proviene del sol es convertida en viento, esto se debe al calentamiento desigual de la superficie terrestre ocasionando el movimiento del aire, el mismo que puede transformarse en energía mecánica o eléctrica. (1)

La capacidad energética del viento ha sido utilizada por el hombre desde hace cientos de años en aplicaciones como la navegación a vela, molienda de granos, bombeo de agua y riego, pero su uso para generación eléctrica es más reciente con aplicaciones a mayor escala desde mediados de la década del 70 como una respuesta a la crisis del petróleo y las consecuencias negativas del uso de combustibles fósiles para el medio ambiente, por lo que las fuentes energéticas que provienen de recursos renovables se presentan como una alternativa en la generación eléctrica. Con relación a este tipo de energía se crearon mapas eólicos que permitieron cuantificar el potencial del viento y se construyeron máquinas cada vez más potentes que se suelen agrupar en parques eólicos. (2)

La energía eólica en la década del 80 recuperó un importante rol, el mismo que lo perdió a principios del siglo XIX. Así se desarrollaron primero plantas experimentales hasta llegar a la actualidad a de sistemas eólicos comerciales. (3)

La producción de energía con una turbina eólica o aerogenerador está en función de la velocidad del viento. La relación que se tiene entre la velocidad del viento y la energía se define por la curva de potencia la cual es única para cada aerogenerador. En la mayor parte de aerogeneradores la mínima velocidad del viento a la que genera potencia utilizable es de 3 a 4 m/s, la potencia nominal logra a los 13m/s, y a velocidades del viento muy altas típicamente de 25 m/s, se detiene la producción de energía y se apagan. La variabilidad en los recursos eólicos hace que el aerogenerador en funcionamiento esté continuamente cambiando los niveles de potencia. En la Figura 1.1 se observa el paso de la velocidad del viento a potencia eléctrica. (4)

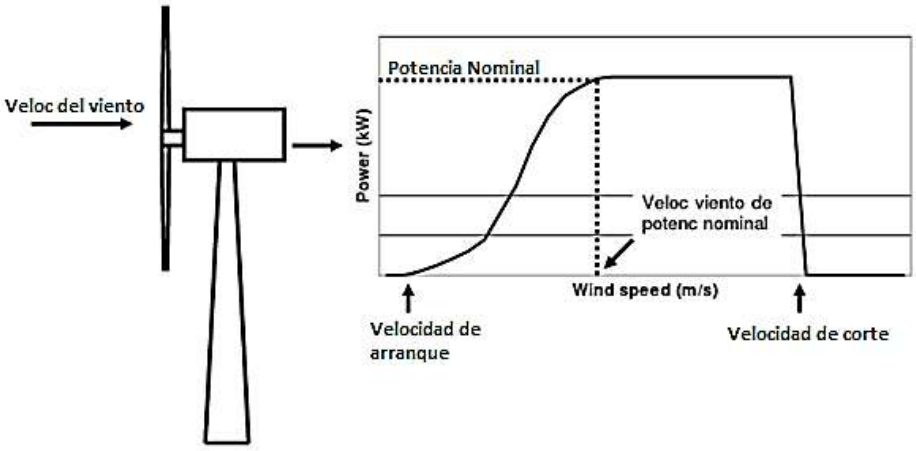


Figura 1. 1 Paso de velocidad del viento a Potencia Eléctrica (curva P-v).

Fuente: Manual Práctico Energía Eólica

En la actualidad el uso de la energía eólica como una fuente de energía libre de polución es una alternativa atractiva y que en los últimos años ha despertado el interés en muchos países para su implementación como fuente de generación eléctrica. (3)

1.1. ESTADÍSTICAS DE LA ENERGÍA EÓLICA

En noviembre del 2007 la capacidad eólica instalada en el mundo superaba los 93,000 MW, siendo líderes Alemania, Estados Unidos y España. Figuran también de manera importante Dinamarca, Holanda, y La India. La tasa de crecimiento anual de la capacidad instalada mundial ha alcanzado más del 25 %, lo cual refleja claramente la actitud de la comunidad internacional ante el aprovechamiento de esta fuente de energía. (5)

En el año 2008 el país que lideraba el uso y exportación de la energía eólica era EE.UU, debido a importantes inversiones hechas durante la década del 80 y comienzos del 90 pero ha ido disminuyendo actualmente sus programas de inversión. (6)

A partir del 2009 China e India se han convertido en los países con mayor crecimiento en términos de GW producidos por energía eólica con 62364 MW y 16084 MW respectivamente, en América Latina el país que está liderando la generación con energía eólica es Brasil con 1509MW hasta finales del 2011. (6)

En año 2011 la capacidad eólica instalada en el mundo supera los 230000 MW lo cual representa un 3% de la generación eléctrica a nivel mundial y se pronostica para el año 2016 una capacidad superior a 490000MW según Global Wind Energy Council (Consejo Eólico Mundial). (6)

En nuestro país se tiene 2,4 MW que corresponde al parque eólico San Cristóbal en las Islas Galápagos que se encuentra en operación desde el año 2007, además existen varios proyectos de energía renovable con los cuales se busca reducir al mínimo el uso de energía de origen fósil con el plan de Energía Renovable para Galápagos (Ergal), que ejecuta el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Este plan incluye la ejecución de proyectos en las islas Isabela, Baltra, Santa Cruz, San Cristóbal y Floreana. (7)

Uno de estos proyectos es un parque eólico que se instalará en Baltra con una capacidad de 2,4 MW. Estará conectado mediante una línea de transmisión de 50 km a la isla Santa Cruz. Un proyecto emblemático que se encuentra en construcción es el parque eólico Villonaco localizado en la provincia de Loja con 16,5 MW de potencia instalada. (7)

En el resto del país existen otros proyectos eólicos en estudio como es el caso del parque eólico Minas de Huascachaca (50 MW) que estará ubicado 84 kilómetros al oeste de la ciudad de Cuenca, entre las provincias de Azuay y Loja y el proyecto García Moreno (15MW), en la provincia del Carchi, frontera con Colombia. (7)

Cabe mencionar que se está dando los primeros pasos para incursionar en la generación con energías renovables con el proyecto PAES que tiene como objetivo contar con un Plan de Acción de Energía Sostenible para el Ecuador que le permita diversificar sus fuentes de energía. El proyecto contempla tres componentes: Programa de Eficiencia Energética, Evaluación de Potencial de Energía Renovable y Fortalecimiento Institucional destacándose dentro de estos componentes la Campaña de Medición de Viento de los Proyectos Eólicos Salinas Fase 2 en Imbabura y Membrillo y Chinchas (Huacacocha) en Loja y el atlas Eólico del Ecuador. (7)

Con la construcción de parques eólicos y plantas hidroeléctricas, el Ecuador podrá cambiar su matriz energética. La idea es que en el 2020 el país use el 93,53% de energía generada por hidroeléctricas, 4,86% térmica, 0,57% eólica, 0,72% geotérmica, 0,32% biomasa. (8)

En términos generales podemos observar que en el ámbito mundial existe una masiva utilización de equipos eólicos para suministro de energía y cuyo futuro es más ambicioso todavía.

CAPÍTULO 2: EL RECURSO DEL VIENTO

2.1. EL RECURSO EÓLICO

Determinar el recurso eólico es difícil e incierto. Para hacer funcionar una turbina eólica, se necesita viento en la zona. Sin embargo, al igual que el tiempo en general, los patrones de viento pueden ser impredecibles, variando de un lugar a otro, y de un momento a otro. La velocidad del viento puede estar afectada por árboles, edificios, colinas y valles que se tenga alrededor. Una turbina eólica no debe colocarse en lugares expuestos a flujos de aire muy turbulentos. Por esta razón, se debe mantener la turbina tan libre de obstáculos como sea posible. Incluso una leve turbulencia puede disminuir el rendimiento del aerogenerador, ya que una turbina no puede reaccionar a los cambios rápidos en la dirección del viento, y una fuerte turbulencia puede reducir la vida útil de la turbina. (4)

El viento es una fuente de energía difusa que no puede ser ni contenida o almacenada, ni utilizarse para otra cosa en otro momento posterior. Se requiere en primer lugar una evaluación del viento en una ubicación determinada. Hay que determinar las condiciones del viento mediante mediciones de por lo menos algunos meses de duración, y preferiblemente de un año o más, especialmente si se espera usar los datos como base de comparación con las medidas tomadas en una estación cercana de medida del viento. (4)

La potencia eólica es proporcional al cubo de la velocidad del viento, significando esto que un pequeño error en su medición causa un mayor error en la potencia calculada. Por ejemplo, la potencia eólica en un viento de 5 m/s es el doble que en un viento de 4 m/s. Un 10% de error en la estimación de la velocidad del viento puede significar un 33% de diferencia en el cálculo de la energía aprovechable. (3)

Se requiere una media de velocidad del viento a lo largo del año superior a 4 m/s para considerar un sistema de energía eólica. Sin embargo, es conveniente tener velocidades mayores a 4 m/s. Una gran variabilidad de velocidades de viento se encuentra en las diferentes regiones del mundo, desde un promedio anual de velocidad de 2 m/s hasta 4 a 7 m/s en lugares con mucho viento. Esta variación en viento implica una mayor variabilidad en la potencia disponible, desde 40 a 200 W/m^2. Los aerogeneradores deben ser instalados en zonas no obstruidas, abiertas, con una clara exposición a los vientos dominantes. (4)

Por estas razones no es posible presentar una metodología general simple y directa para la evaluación del recurso eólico.

2.2. PATRONES GLOBALES DE CIRCULACIÓN DEL VIENTO

La circulación atmosférica es un movimiento del aire a gran escala, causado por las diferencias de presión atmosférica, atribuidas a la variación de temperatura causada por la radiación solar sobre las diversas partes de la superficie terrestre y es el medio por el que la energía se redistribuye en la misma. Estas diferencias de temperatura junto a la rotación de la tierra crean los patrones globales de circulación. (9)

El flujo de energía solar total absorbido por la tierra es del orden de 1017 vatios y solo entre el 1 y 2% de esta energía se convierte en movimiento atmosférico o viento. (1)

El patrón global de circulación del aire inicia con la radiación solar intensa cerca del ecuador. En los trópicos las temperaturas elevadas evaporan el agua de la superficie terrestre produciendo la elevación de masas de aire cálido y húmedo que dirigen hacia los polos. Las masas de aire que se elevan liberan gran parte de su contenido de agua y producen abundantes precipitaciones en las regiones tropicales. Las masas de aire, que ya están muy altas y secas, descienden hacia la tierra y absorben humedad del suelo para producir un clima árido que determina el desarrollo de los desiertos habituales en las latitudes que rodean los 30° al norte y al sur. Luego parte del aire que desciende fluye hacia los polos y deposita abundantes precipitaciones. Las masas de aire vuelven a elevarse y liberan la humedad cerca de la latitud de 60°. Parte del aire frio y seco que se eleva fluye hacia los polos, donde desciende y vuelve a dirigirse hacia el ecuador, para absorber humedad y producir los climas exentos de lluvias y muy fríos de las regiones polares. Esto lo podemos observar en la Figura 2.1. (10)

El aire que fluye cerca de la superficie terrestre crea patrones globales de vientos predecibles. A medida que la Tierra rota sobre su eje, las regiones cercanas al ecuador se mueven más rápido que las de los polos, lo que determina una desviación de los vientos desde sus trayectorias verticales, se producen flujos que se dirigen más hacia el este y el oeste en los trópicos; los vientos prevalentes en la zonas templadas y las áreas entre los trópicos y el Círculo Ártico o el Círculo Antártico se dirigen desde el oeste hacia el este. (9)

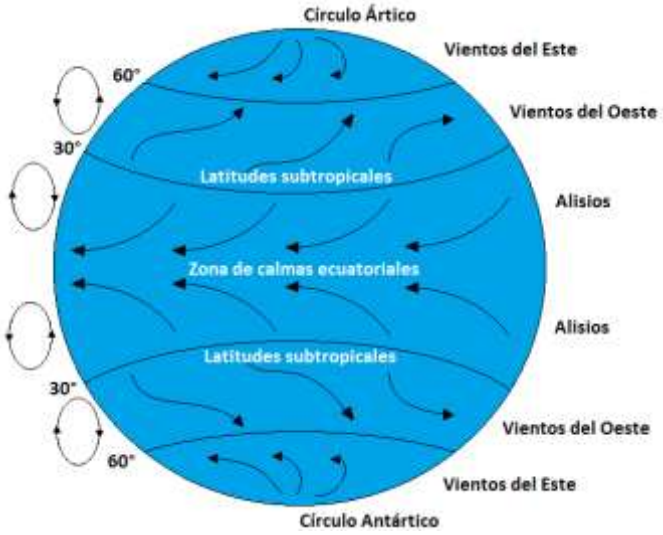


Figura 2. 1 Patrones globales de viento

Fuente Propia

2.2.1. Escalas de vientos: variación horizontal

El viento tiene variaciones verticales pero son mucho menores que las variaciones horizontales, por tal motivo se lo clasifica según la variación horizontal.

Escala Macro (100 - 10,000 Km.)

Dentro de esta escala se encuentra el flujo de viento originado por la circulación global. La escala horizontal de movimiento de estos vientos va desde algunos cientos a miles de kilómetros.

El viento de escala macro no perturbado por características de la superficie terrestre, excepto por cadenas de montañas, se encuentra en altitudes superiores a los 1,000 metros. (3)

Escala Media (5 a 200 Km.)

Las variaciones de la superficie terrestre con escala horizontal de 10 a 100 Kilómetros tienen una influencia en el flujo de viento entre los 100 y 1,000 metros de altura sobre el terreno. (3)

La topografía es importante y los vientos tienden a fluir por encima y alrededor de montañas y colinas. Cualquier otro obstáculo sobre la superficie terrestre de gran tamaño desacelera el flujo de aire. La brisa marina y los vientos

de montaña son ejemplos de este tipo de vientos, que se explica a continuación. (2)

Brisa marina: Durante el día la tierra se calienta más que el agua, el aire sobre la tierra asciende y la brisa marina se desarrolla. En la noche, la tierra se enfría a temperaturas menores que la del agua, causando una brisa terrestre. Esta es usualmente más débil que la brisa marina. (2)

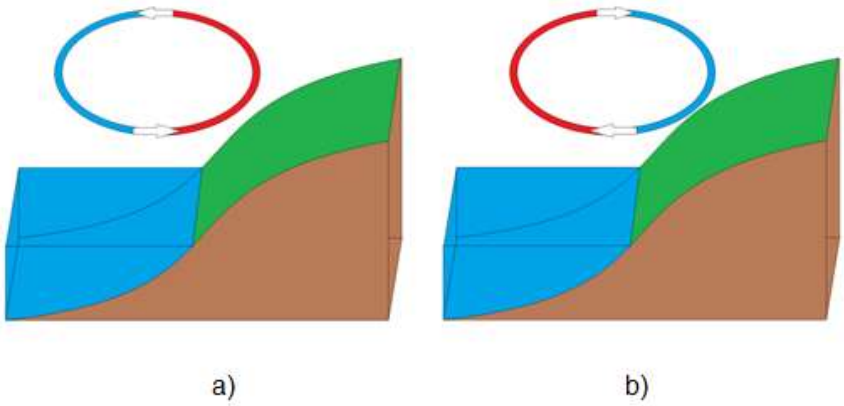


Figura 2. 2 a) Brisa Marina; b) Brisa Terrestre

Fuente: Propia

Vientos de montaña: Durante el día, las faldas de las montañas se calientan, el aire asciende y el viento tiende a fluir a través del valle hacia la montaña. Durante la noche el aire frió se mueve debajo de la falda de la montaña, forzando el viento a soplar hacia el valle. En las regiones tropicales vientos térmicos son muy comunes. Estos vientos, los cuales son causados por gradientes de temperatura a lo largo de la superficie terrestre, pueden ser fuertes durante el día, especialmente en regiones desérticas. (2)

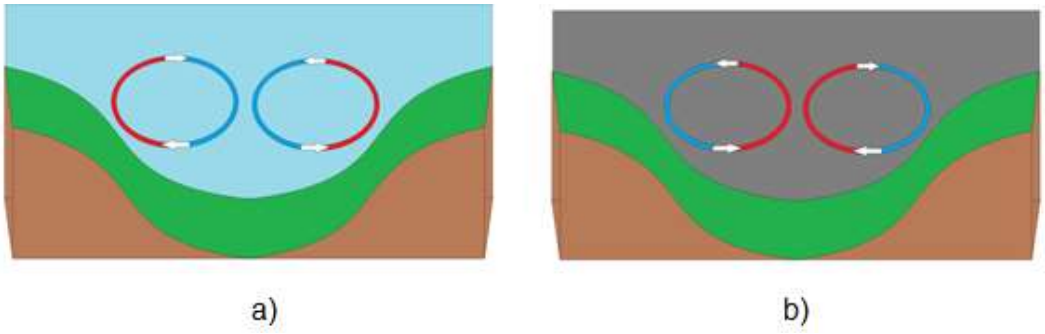


Figura 2. 3 a) Viento ascendente durante el día; b) Viento descendente durante la noche

Fuente: Propia

Vientos de Escala Micro (hasta 10 Km.)

Los vientos de superficie entre 60 y 100 metros sobre el terreno, son influenciados por las condiciones locales de la superficie, como la rugosidad del terreno, es decir, la vegetación, los edificios y otros obstáculos. (3)

De acuerdo a la conversión de la energía eólica estos son los vientos más interesantes.

2.2.2. Variación de la velocidad del viento con la altura

El viento y la altura están relacionados, en consecuencia la velocidad del viento en función de la altura puede tener grandes variaciones y se lo conoce como perfil del viento. La forma de este perfil depende principalmente de la rugosidad del terreno, en la Figura 2.4 se ilustra el comportamiento de perfil de velocidades del viento en función de las características topográficas del terreno. (5)

En general, las velocidades más bajas del viento se dan cerca del suelo y aumentan con la altura hasta cotas de varios cientos de metros por encima del suelo, sin embargo hay alturas especiales en las cuales son comunes las altas velocidades del viento. Estas áreas de altas velocidades de viento se llaman jet streams o corrientes en chorro. (9)

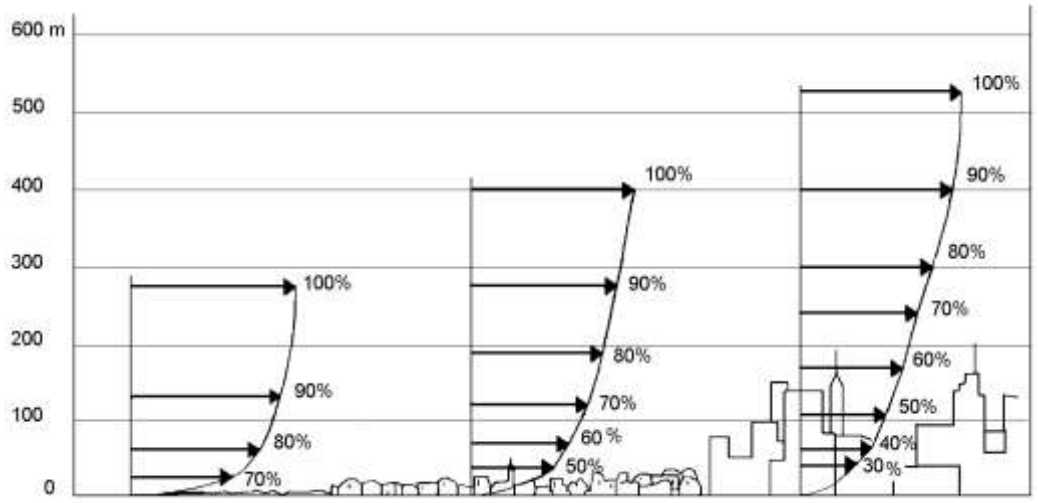


Figura 2. 4 Perfiles de velocidad de viento, en función de las características topográficas del terreno

Fuente: Manual de Aplicación de la Energía Eólica, 1997

La ecuación 2.1 constituye un modelo sencillo para calcular el incremento de la velocidad con respecto a la altura, esta distribución de velocidades sigue una ley exponencial. (11)

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^{\alpha} \qquad (2.\ 1)$$

Donde se tiene que V1 es la velocidad del viento a la altura h1, V2 es la velocidad del viento a la altura h2 y α es el exponente de Hellmann que depende de la rugosidad del terreno.

En la Tabla 2.1 se indican los valores del coeficiente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno.

Tabla 2. 1 Coeficiente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno

Fuente: Energía Eólica

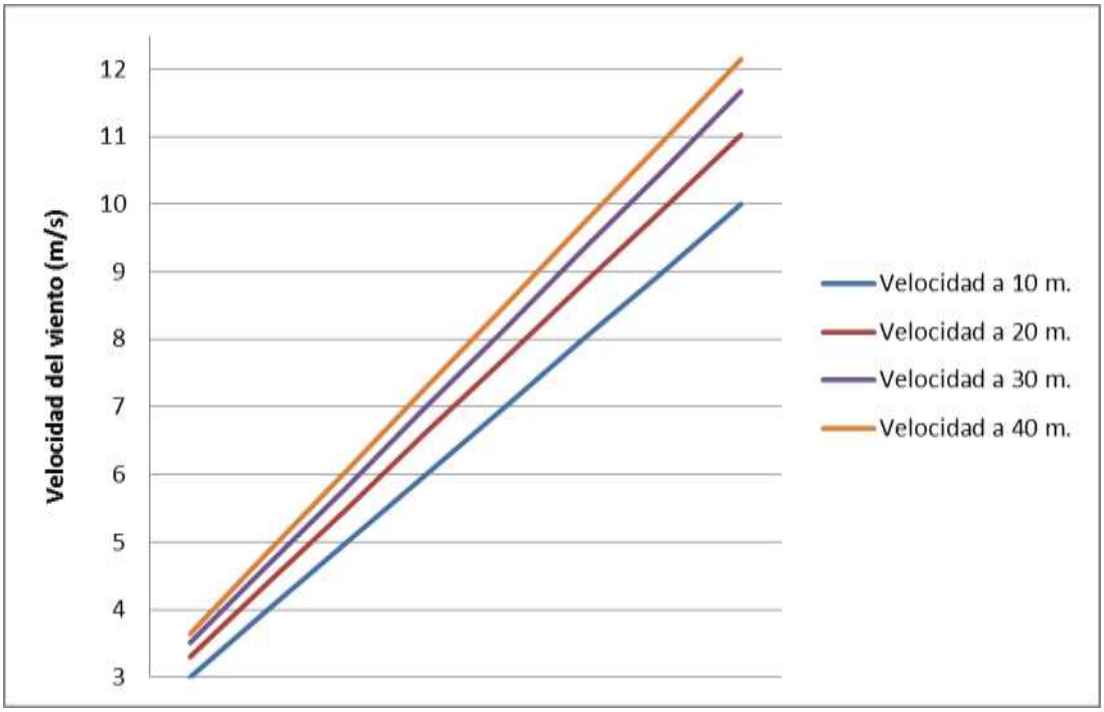
Tipo de Terreno	Valor del coeficiente α
Lugares llanos con hielo o hierba	0,08 – 0,12
Lugares llanos (mar o costa)	0,14
Terrenos poco accidentados	0,13 – 0,16
Zonas rústicas	0,2
Terrenos accidentados o bosques	0,2 – 0,26
Terrenos muy accidentados o ciudades	0,25 – 0,4

En la Tabla 2.2 se ilustra los valores de velocidad de viento promedio que se pueden esperar para mayores alturas sobre el terreno, basado en este modelo sencillo de perfil de velocidades y considerando un lugar llano (α=0,14), estos mismos datos se los puede observar en la Gráfica 2.1.

Tabla 2. 2 Valores de velocidad del viento a diferentes alturas

Fuente: Propia

Velocidad del viento (m/s)	Velocidad del viento esperada (m/s)		
10 metros	20 metros	30 metros	40 metros
3	3,31	3,50	3,64
4	4,41	4,67	4,86
5	5,51	5,83	6,07
6	6,61	7,00	7,29
7	7,71	8,16	8,50
8	8,82	9,33	9,71
9	9,92	10,50	10,93
10	11,02	11,66	12,14



Gráfica 2. 1 Valores de velocidad del viento a diferentes alturas

Fuente: Propia

2.3. CÁLCULO DE LA POTENCIA DEL VIENTO

El viento es una masa de aire en movimiento, por lo que la Energía Eólica no es más que Energía Cinética. (12) Una masa de aire que se mueve a una velocidad tiene una energía cinética.

$$E = \frac{1}{2} mv \qquad (2.\ 2)$$

La energía por unidad de volumen de la corriente de aire es:

$$e = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \qquad (2.\ 3)$$

Siendo ρ la densidad del aire.

El flujo de aire a través de una superficie A es:

$$\varphi = v \cdot A \qquad (2.\ 4)$$

Por lo tanto, para determinar la potencia eólica disponible por área expuesta al viento, se aplica la expresión siguiente:

$$Pd = e \cdot \varphi$$

$$Pd = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \cdot v \cdot A$$

$$Pd = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \qquad (2.\ 5)$$

Esta potencia viene dada en W/m^2

Donde Pd es la Potencia eólica disponible (W), A es la unidad de área expuesta al viento (m^2), ρ es la densidad del aire (kg/m^3) y v es la velocidad del viento (m/s).

La velocidad del viento y el diámetro del rotor son los dos parámetros básicos para estimar la energía de un aerogenerador. (13)

La velocidad del viento es muy importante para la cantidad de energía que un aerogenerador puede transformar en electricidad. La cantidad de energía que posee el viento varía con el cubo de la velocidad media del viento. (13)

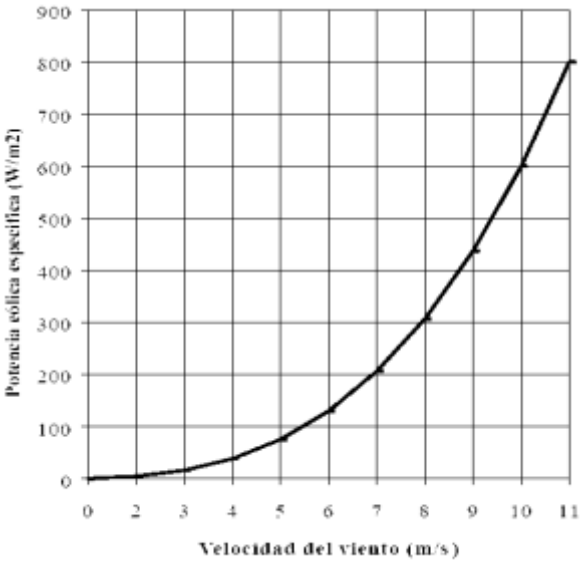


Figura 2. 5 Potencia Eólica especifica en función de la velocidad para condiciones normales de presión y temperatura

Fuente: Sistemas de conversión de energía eólica – 2009

La potencia eólica se ve afectada por variaciones en la densidad del aire, sobre todo si se pretenden realizar instalaciones en zonas montañosas de gran elevación sobre el nivel del mar. Normalmente, la potencia eólica teórica se da como potencia eólica específica, esto es por unidad de área. (14) Así que:

$$Pd = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \qquad (2.\ 6)$$

En la que Pd esta expresada en Vatios por metro cuadrado.

En la Tabla 2.3 se muestra la variación de la potencia eólica específica para diferentes valores de velocidad de viento, con la densidad del aire a condiciones estándar a la altura del nivel del mar (1.2 Kg/m^3). (14)

En la Tabla 2.4 se muestra la variación de la densidad del aire para diferentes alturas sobre el nivel del mar y temperatura. Para el cálculo de la potencia eólica a diferentes alturas sobre el nivel del mar, esta deberá ser corregida utilizando el verdadero valor de la densidad según esta tabla. (14)

Tabla 2. 3 Variación de la potencia eólica específica

Fuente: Propia

Velocidad del viento (m/s)	Potencia Eólica Especifica (W/m^2)
2	5
3	16
4	38
5	75
6	130
7	206
8	307
9	437
10	600
11	800
12	1040

Tabla 2. 4 Densidad del aire a diferentes alturas sobre el nivel del mar

Fuente: Propia

Altura sobre el nivel del mar (m)	Densidad de aire seco en Kg/m3 a:	
	20 C	0 C
0	1.204	1.292
500	1.134	1.217
1000	1.068	1.146
1500	1.005	1.078
2000	0.945	1.014
2500	0.887	0.952
3000	0.833	0.894
3500	0.781	0.839
4000	0.732	0.786

2.4. INFORMACIÓN NECESARIA PARA EVALUAR EL USO DE LA ENERGIA EÓLICA

2.4.1 Datos meteorológicos requeridos

Los datos necesarios para para evaluar la aplicación de sistemas de conversión de energía eólica son:

Velocidad de Viento Promedio Anual: Es la velocidad promedio del viento por un período de 1 año, se la puede utilizar como una primera indicación de la viabilidad de uso de la energía eólica. (15)

Variaciones Estacionales: Estos datos normalmente se presentan como promedios mensuales de velocidad de viento, son de gran importancia para estimar la variación estacional de entrega de energía, y así determinar el mes de diseño crítico para la instalación que se desea. (15)

Variaciones Diurnas: Son las variaciones a lo largo del día que pueden tener influencia en la viabilidad del uso de la energía eólica. Una velocidad de viento baja durante las 24 horas del día hará que la viabilidad de uso de energía eólica sea dudosa (15), por ejemplo, en un lugar en donde la intensidad del viento es baja durante 16 horas al día, pero presenta vientos de 6 m/s las restantes 8 horas del día, una aplicación eólica puede ser viable, en otro caso puede ser que a lo largo de las 24 horas del día se registren vientos que no exceden los 2m/s, en los dos casos la velocidad promedio diario no excede los 2 m/s, pero en el segundo caso una aplicación eólica no sería viable. (3)

Vientos extremos: Estos datos son necesarios para determinar las máximas velocidades de viento en las cuales cualquier equipo de conversión de energía eólica puede ser capaz de aguantar sin presentar daño. (16)

Períodos de Calma: Se requiere esta información para determinar las dimensiones de algunos elementos como las baterías para suplir el suministro de energía cuando el equipo eólico no se encuentre en operación. (3)

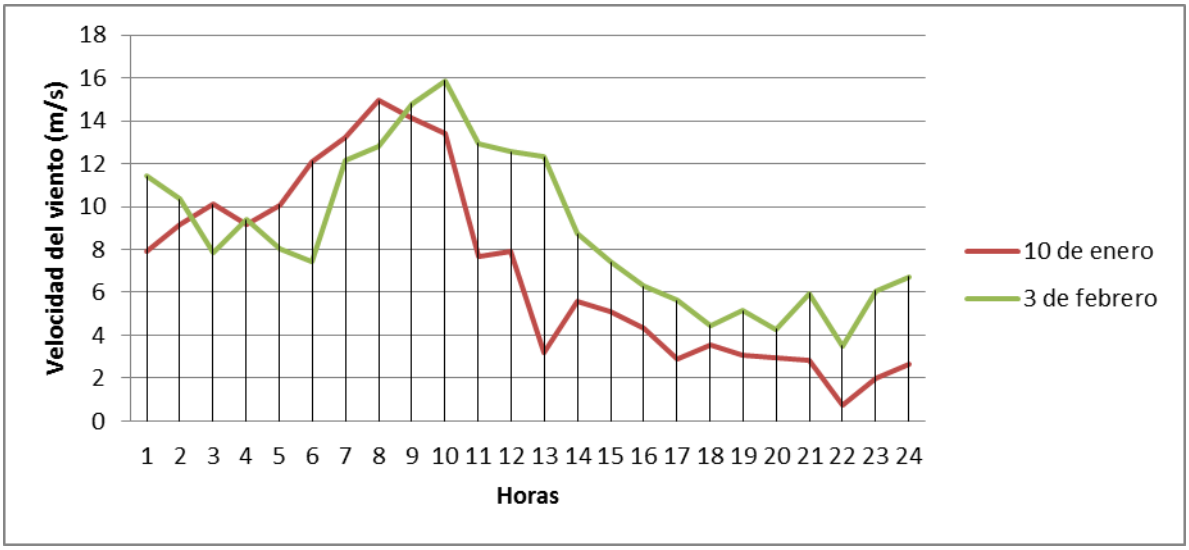
Distribución de Frecuencia de Velocidades de Viento: Es el porcentaje del tiempo en que una determinada velocidad de viento ocurre en el año. Nos da un estimativo adecuado de la probable producción de energía de cualquier equipo eólico. (3)

La información que se utiliza sobre velocidad y dirección del viento es de anemómetros instalados en torres a 10 m. de altura de la superficie, por lo cual no es recomendable utilizar información de estaciones agrometeorológicas; ya que

son mediciones realizadas a 2 metros de altura sobre el terreno, en lugares generalmente no expuestos adecuadamente al viento. Es necesario colectar datos meteorológicos por lo menos durante un año, si se desea realizar una proyección con cierto grado de certidumbre. (3)

Una adecuada determinación de la variación del recurso eólico permite dimensionar el tamaño del equipo para un requerimiento energía dado, mientras que los períodos largos de calma, identificará la necesidad de almacenamiento de energía durante varios días o la necesidad de instalar un sistema alterno de generación asociado para el suministro confiable de energía. (3)

En la Gráfica 2.2 se puede observar las variaciones diarias del 10 de enero y 3 de febrero del 2012 de una estación meteorológica en el Cerro Puntas, localizada en la región Sierra, entre los cantones de Checa y Pifo del cantón Quito perteneciente a la provincia de Pichincha, los datos de esta estación fueron facilitados por la empresa PATHPROFITH S.A., los mismos que corresponden a una altura de 10m sobre el terreno.



Gráfica 2. 2 Variaciones diarias en la estación meteorológica del Puntas en los meses de Enero y Febrero del 2012

Fuente: Propia

Como se puede observar en la figura anterior las curvas de variación diaria de la velocidad del viento durante el día presentan grandes diferencias en función de la situación meteorológica, pero, en general la velocidad del viento se incrementa rápidamente después de la salida del sol, alcanza su máximo valor cerca del mediodía y disminuye sensiblemente durante la noche.

2.5. MÉTODOS UTILIZADOS PARA MEDIR LA VELOCIDAD DEL VIENTO

Con la adecuada determinación de la variación del recurso eólico en un año permite seleccionar un aerogenerador adecuado para las diferentes necesidades de energía. (1)

Las estimaciones del recurso eólico se basan en las siguientes estrategias útiles (3):

- Colección de información de manera empírica.
- Anemómetros totalizadores.
- Por factores de correlación.
- Instalación de pequeños equipos eólicos.
- Por adquisición de datos en meteorológicos en tiempo real.
- Mapas eólicos

2.5.1. Información Empírica

La información Empírica se obtiene realizando visitas al lugar, donde se adquiere un aporte de información valiosa en la identificación de lugares con altos niveles de velocidad de viento por medio de las condiciones topográficas, de vegetación y el conocimiento de los habitantes de la región. Por ejemplo la vegetación crece inclinado hacia la dirección preferida del viento por la constante de incidencia del viento a lo largo del tiempo en los árboles. (3)

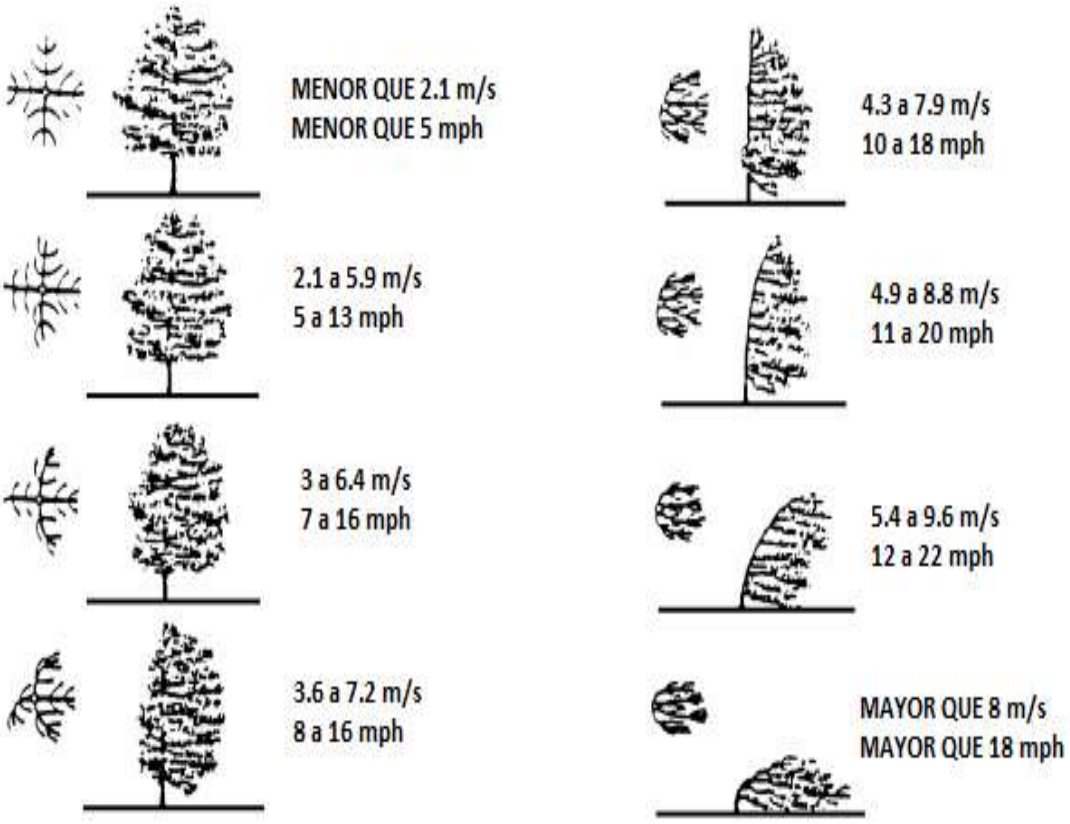


Figura 2. 6 Deformación causada en árboles de pino por la incidencia permanente del viento y su relación con la velocidad promedio anual esperada

Fuente: Manual de Aplicación de Energía Eólica - 1997

Otra medida empírica es la Escala de Beaufort para la intensidad del viento, basada principalmente en el estado del mar, de sus olas y la fuerza del viento. (17)

Análogamente, la presencia de algunos molinos de viento instalados años atrás, dan un verdadero indicio de que el lugar presenta un régimen adecuado de viento, para profundizar en su evaluación. Es claro que la información empírica, así recogida, no permite conocer un valor aproximado de velocidad promedio anual del viento, pero si permite identificar sitios para futura evaluación del recurso. (1)

Tabla 2. 5 Escala de Beaufort para la intensidad de viento

Fuente: Propia

NUMERO BEAUFORT	VELOCIDAD VIENTO (Km/h)	DENOMINCACION	EFECTOS EN TIERRA
0	0 a 1	Calma	Calma, el humo asciende verticalmente
1	2 a 5	Ventolina	El humo indica la dirección del viento
2	6 a 11	Brisa muy débil	El humo indica la dirección del viento
3	12 a 19	Brisa débil	Se agitan las hojas, ondulan las banderas
4	20 a 28	Brisa moderada	Se levanta polvo y papeles, se agita las copas de los árboles
5	29 a 38	Brisa fuerte	Oscilan árboles pequeños
6	39 a 49	Viento	Se agitan ramas gruesas, dificultad para mantener el paraguas abierto
7	50 a 61	Viento fuerte	Los árboles grueso oscilan
8	62 a 74	Temporal	Se rompen las ramas de los árboles, dificultad para caminar
9	75 a 88	Temporal fuerte	Daños en árboles, imposible andar contra el viento
10	89 a 102	Temporal duro	Árboles arrancados, daños en construcciones
11	103 a 117	Temporal muy duro	Estragos abundantes en construcciones
12	> 118	temporal huracanado	Destrucción total

2.5.2. Anemómetros Totalizadores

Los anemómetros totalizadores es una manera efectiva de determinar los valores promedios globales del comportamiento del viento en un período de tiempo determinado. (3)

Consiste en tres brazos horizontales conteniendo cada uno una cazoleta (especie de cucharón), las cuales están sujetas a un eje vertical interior que en su extremo inferior tiene un tornillo sin fin que se conecta a un sistema de engranaje y a un contador de vueltas. (16)

El principio de funcionamiento es contar las vueltas que giran las cazoletas debido a la acción del viento, durante un intervalo de tiempo. (18)

Figura 2. 7 Anemómetro

Fuente: Instruction Manual Campbell - 2010

El anemómetro debe estar localizado en un lugar donde las condiciones sean limpias, con muy pocos obstáculos alrededor; y el anemómetro deberá estar mínimo a 10 metros de altura. (1)

Con la recopilación de la información totalizada y con promedios de velocidad de viento, se obtienen el régimen de vientos presente en un lugar, identificándose con gran certeza las variaciones tanto diurnas como mensuales o estacionales. (1)

2.5.3. Método de Correlación

El método de correlación permite combinar mediciones realizadas en un lugar específico, con registradores de velocidad de viento de cualquier tipo, con esta información se pueden producir factores de correlación a través de comparar los valores promedios deducidos de los registradores de velocidad con los datos publicados por el servicio de meteorología. Si se da una buena correlación, por

ejemplo, con promedios mensuales de viento, y se tienen varios años de medida meteorológica, se aproximará mucho más a una estimación real del régimen de viento en el lugar. También se podrá utilizar una función de peso cuando la correlación no es tan directa, al comparar mes a mes, así que los valores obtenidos permitan tener mayor certidumbre en la toma de decisión de una instalación eólica. (1)

Es posible realizar mediciones de viento por un período corto de tiempo en un lugar y al comparar con datos obtenidos, al mismo tiempo en una estación meteorológica cercana al lugar se pueden producir coeficientes numéricos de proporcionalidad a través de comparar los valores promedios medidos que pueden ser diurnos y/o mensuales, con los datos publicados por el servicio de meteorología. Si son consistentes y similares valores numéricos por ejemplo, con promedios mensuales de viento, y se cuenta con varios años de información meteorológica, se aproximará mucho más a una estimación real del potencial eólico en el lugar. (3)

2.5.4. Instalación de Pequeños Equipos Eólicos

Este es otro método para evaluar el recurso eólico. La selección del lugar donde va estar instalado el equipo eólico se basa en las características de la vegetación alrededor del lugar y del conocimiento empírico del régimen de los vientos de los habitantes del lugar. (4)

Este método lo que pretende es adquirir confianza sobre la generación eléctrica, ya que se obtiene un resultado dual es decir medición de vientos y generación de energía, para la evaluación del recurso en un lugar. (1)

Este método, permite relacionar la característica del equipo con el régimen de vientos. Sin embargo, este método confía producir resultados adecuados, cuando el equipo eólico es accionado por el viento dentro de los rangos de operación prescritos por el fabricante. (3)

2.5.5. Adquisición de Datos en Tiempo Real

Los equipos para medición meteorológica son utilizados en general para evaluar las condiciones de un futuro emplazamiento para máquinas eólicas. Estos equipos almacenan como mínimo datos de intensidad y dirección de viento, aunque no es raro utilizar también sensores de temperatura y presión atmosférica. (19)

Este método de análisis del recurso es costoso pero es el más confiable, ya que a través de un pequeño computador registra y almacena información permanentemente dependiendo las necesidades, así que los promedios meteorológicos se puede registrar en el rango de segundos hasta horas. (3)

El uso y abaratamiento de las computadoras en los últimos años han permitido la automatización de éste proceso, haciendo más fácil la recolección de más datos en menos tiempo reduciendo los errores. (19)

Los equipos de adquisición de datos comercial vienen provistos con procesadores de memoria que son removibles e intercambiables con capacidad de acumulación de información hasta de dos meses continuos de registro. (1)

En algunos equipos tienen la facilidad de extraer la información a través de telefonía celular desde la oficina hasta el lugar donde se está realizando la evaluación del recurso. (1)

2.5.6. Mapas Eólicos

Un mapa eólico es aquel que recoge información acerca del viento en alguna zona geográfica. Existen varios mapas eólicos, aunque la mayor parte están construidos pensando en la producción eólica de gran potencia. (20)

La información que se obtiene en estos mapas eólicos son la intensidad media y variabilidad del viento por direcciones, a diferentes alturas. Esta Información puede ser anual, mensual, diaria o incluso horaria. (21)

Los datos que se usan para los mapas eólicos son:

- Conocimiento cualitativo: Personas del lugar, árboles.
- Mediciones puntuales a largo y corto plazo (10 años hasta 1 año).
- Datos de la atmósfera a largo plazo.

CAPÍTULO 3: TECNOLOGÍA EÓLICA

3.1 HISTORIA DE LA TECNOLOGÍA EÓLICA

El primer aerogenerador se construyó de dos palas de 20 metros de diámetro en Francia, en 1929, pero fue destruido por fuertes ráfagas de viento. (22)

En 1931, en Crimea - Rusia, se puso en funcionamiento un aerogenerador de 30 metros frente al mar muerto, que debía proporcionar 100kW a la red de Sebastopol, pero la media durante dos años fue de 32 kW. (22)

En 1941 la NASA construyo un bipala de 53m de diámetro, previsto para una potencia máxima de 1.250 kW que se instaló en Vermont, en el nordeste de EEUU. Las primeras pruebas, iniciadas en octubre de 1941 continuaron durante unos 15 meses. Un pequeño incidente en 1943 bloqueó la maquina durante dos años, ya que las dificultades ligadas a la guerra retrasaron la fabricación de piezas nuevas. Vuelto a poner en marcha, el aerogenerador proporcionó energía eléctrica durante 23 días, luego se rompió una de las palas y se abandonó el proyecto. (23)

En Alemania se construyó entre 1955 y 1957 un aerogenerador de dos palas de 34 metros de diámetro, de fibra de vidrio, a 80 Km al este de Stuttgart. Esta máquina funcionó hasta 1968. Dinamarca construyó en 1957 el “Gedser Mill”, hélice de tres palas de 24 metros de diámetro que funcionó hasta 1968 y producía 200 kW con una velocidad del viento en el eje de la máquina de 15 m/s. (24)

El bajo precio del petróleo determinó entonces la suspensión total de los grandes proyectos en todo el mundo. Pero en los años 70, coincidiendo con la primera crisis del petróleo y enfrentados al aumento de los problemas de abastecimiento de energía los norteamericanos iniciaron un amplio programa para explotar la energía eólica. En aquel momento se estimaba que esta energía renovable podría, aparte de sus aplicaciones tradicionales, proporcionar kW/h a las redes eléctricas comprendidas entre 2 y 5 MW. (25)

Desde 1981, el costo de la energía eléctrica generada por la fuerza eólica se ha reducido sustancialmente, esto obedece a la experiencia de los años. Las nuevas turbinas eólicas son de mayores técnicas de fabricación y prometen mayores ahorros. (23)

En el Ecuador se tiene el proyecto “Parque Eólico Villonaco” que se estima entre en funcionamiento a finales de Septiembre del año 2012, el cual tiene una capacidad de 16,5 MW. (26)

Es importante resaltar la importancia del proyecto que constituye el primero de esta naturaleza que se construye en el continente y que representa un avance muy importante para el desarrollo energético del Ecuador. (27)

En la actualidad el Gobierno Nacional del Ecuador ha emprendido la construcción y estudios de proyectos Eólicos, con los que se pretende cambiar la matriz energética del país, disminuyendo la dependencia del consumo de derivados de petróleo y aprovechando la disponibilidad de recursos renovables del país. (26)

En la Tabla 3.1 se presenta algunos proyectos que se encuentran en diferentes fases.

Tabla 3. 1 Proyectos Eólicos en construcción y en Estudios

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energías Renovables

PROYECTO	Villonaco	Salinas	Chinchas	Ducal	Huascachaca	San Cristóbal
Potencia parque (MW)	16.5	15	10	5.2	50	2.4
Número de Aerogeneradores	11	10	7	4	25	3
Potencia de Aerogenerador (MW)	1.5	1.5	1.5	1.3	2	0.8

3.2 INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS EÓLICOS

Los aerogeneradores pueden ser de pequeñas y grandes potencias, siendo su principal diferencia en que los de pequeñas potencias se usan en sistemas aislados, en casas o pequeñas comunidades, mientras que los aerogeneradores de grandes potencias se encuentran formando parte de parques eólicos. (28)

En la Figura 3.1 se observa el esquema correspondiente a un sistema eólico de pequeña potencia. En el cual la energía cinética del viento es convertida en

energía eléctrica por el generador eólico, esta energía pasa por un regulador de sobretensión, luego pasa a un banco de baterías y a un inversor antes de brindar energía eléctrica a una vivienda. (29)

En cambio, en sistemas eólicos de grandes potencias como se indicó, lo que se tiene es un parque eólico, el mismo que suele estar formado por un gran número de generadores de baja tensión, enlazados entre sí a través de los respectivos transformadores y una red de baja tensión. El conjunto se acopla a la red de alta tensión a través de otro transformador (TP). La Figura 3.2 muestra el diagrama unifilar de una instalación tipo de un parque eólico. (30)

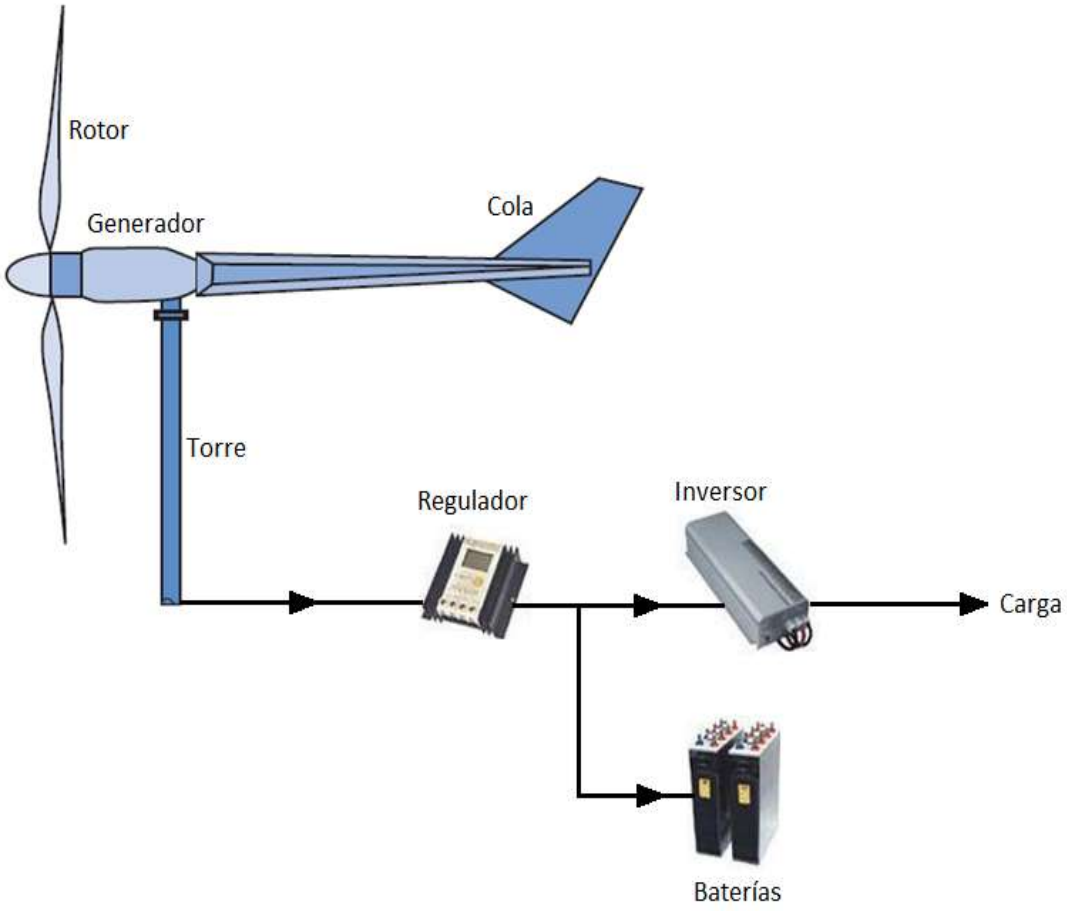


Figura 3. 1 Sistema eólico de pequeña potencia

Fuente: Small Wind Electric System, 2007

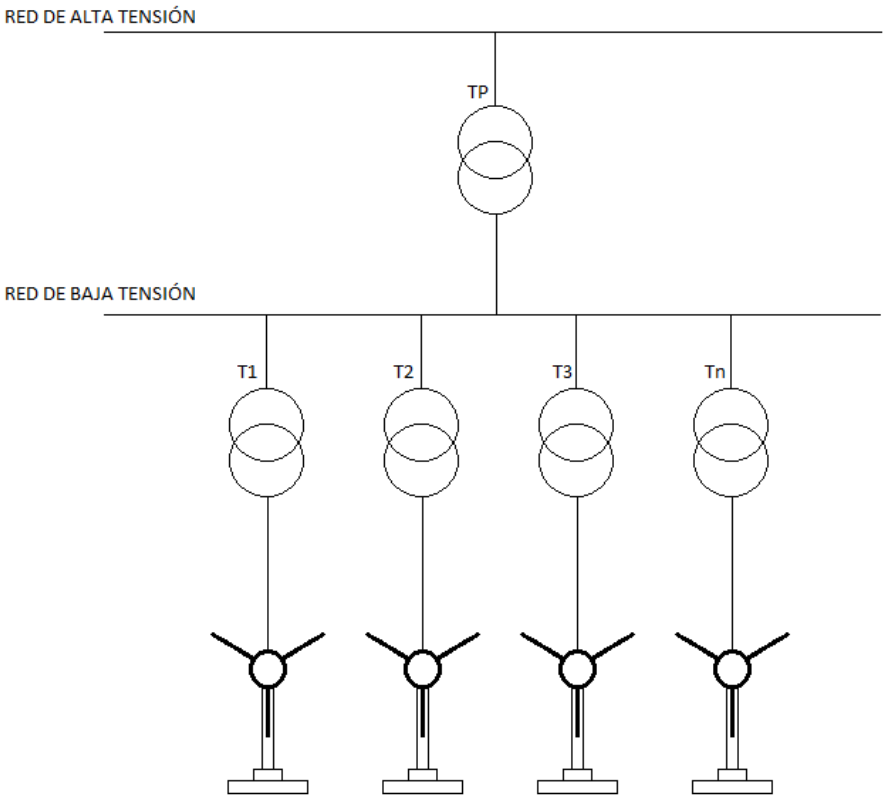


Figura 3. 2 Diagrama unifilar de un parque eólico

Fuente: tecnic suport, 2012

3.3 TIPOS DE AEROGENERADORES

Las tecnologías de conversión de energía eólica son:

- Aerogenerador de eje vertical.
- Aerogenerador de eje horizontal.

3.3.1 Aerogenerador de Eje vertical

Estas turbinas se basan en el principio de resistencia y de sustentación para la extracción de energía. La eficiencia de las turbinas de resistencia (Savonius) están en el orden de 15% al 25% y está orientada a generación hasta 5 kW, mientras tanto la eficiencia de las turbinas de sustentación (Darrieus) con rotor vertical esta entre 0 y 35% y potencias asociadas de 5 a 4000 kW. (28)

3.3.1.1 *Las turbinas de resistencia o Savonius*

Estas turbinas son sencillas y de bajo costo pueden arrancar con poco viento. Tiene una velocidad de giro pequeña. Estos son de dos o más semicilindros o canaletas colocadas opuestamente alrededor del eje. Los anemómetros, medidores de velocidad del viento situado en muchos tejados, funcionan como las turbinas Savonius. (31)

Figura 3. 3 Aerogenerador de Eje Vertical (Savonius)

Fuente: Suministros y montajes eólicos S.L - 2012

3.3.1.2 Las turbinas de sustentación o Darrieus.

Tienen un par de arranque prácticamente nulo, pero entregan potencias altas. Estos son de dos o tres arcos que giran alrededor del eje. Junto con los de eje horizontal son los que más rendimiento tienen. (32)

Figura 3. 4 Aerogenerador de Eje Vertical (Darrieus)

Fuente: Energía Eólica -2009

3.3.1.3 Ventajas y desventajas de los equipos de eje vertical

Los aerogeneradores de eje vertical presentan las siguientes ventajas:

- El sistema puede captar el viento en cualquier dirección (omnidireccional). (33)
- Se pueden localizar los subsistemas como caja de cambios, generador eléctrico, frenos y controles en la base de la torre facilitándose su mantenimiento. (34)

En contraste a lo indicado anteriormente, estos equipos presentan los siguientes inconvenientes:

- Necesitan una motorización, ya que los perfiles aerodinámicos y la simetría de las palas no permiten el autoarranque. (35)
- Se ha probado en algunos casos que a igual potencia instalada, entre un modelo de eje vertical y otro de eje horizontal, el primero genera aproximadamente la mitad de la energía eléctrica. Esta ha sido una de las principales razones por las que normalmente el mercado eólico ha demandado menos máquinas de este tipo. (35)

3.3.2 Aerogenerador de eje horizontal

Los equipos eólicos de eje horizontal basan su principio de extracción de energía del viento en el fenómeno de sustentación. La eficiencia de estas turbinas es alta, está alrededor del 45% al 50%. (33)

Los aerogeneradores de eje horizontal aprovechan más el viento y consiste en una maquina rotacional. La principal característica de un aerogenerador de eje horizontal es que el eje de rotación se encuentra paralelo al suelo. Su movimiento es producido por la energía cinética del viento al actuar sobre un rotor que posee unas palas. Dichas palas del aerogenerador giran en un plano perpendicular al suelo. (31)

El movimiento rotacional que se produce se trasmite y multiplica a través de un multiplicador de velocidad hasta un generador que produce la energía eléctrica. (35)

Los aerogeneradores horizontales tienen su eje de rotación principal en la parte superior de una torre y necesitan un mecanismo de orientación para hacer frente a los cambios bruscos en la dirección del viento. (36)

Figura 3. 5 Aerogenerador de Eje Horizontal

Fuente: Acciona Energía – 2012

Los Equipos de eje horizontal se clasifican según su velocidad de giro o según el número de palas que lleva el rotor como son:

- Rápidos.
- Lentos.

3.3.2.1 Aerogeneradores de eje horizontal rápidos

Para los equipos destinados a la obtención de energía eléctrica, El rotor está constituido por una hélice de 2 o 3 palas por cuanto la potencia generada depende más de la superficie interrumpida por la hélice, y no del número de palas, siendo la más utilizada la de 3 palas por trabajar de forma más uniforme y por ser más durable. (37)

Presentan un par de arranque pequeño y requieren velocidades de viento del orden de 4 a 5 m/s para su puesta en marcha. Su gama de potencias es muy amplia, va desde modelos de 1 kW, usados en instalaciones autónomas, a modelos de gran potencia. (38)

3.3.2.2 Aerogeneradores de eje horizontal Lentos

Estos están constituidos por un número alto de palas, multipalas, que cubren casi toda la superficie del rotor. Poseen un elevado par de arranque, gracias al cual pueden ponerse en marcha incluso con velocidades de viento muy bajas. Su baja velocidad de rotación hace que sean poco útiles para la producción de electricidad, siendo su uso más frecuente para el bombeo de agua. (38)

3.4 COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL DE GRAN POTENCIA

En sistemas eólicos de potencias grandes, un aerogenerador consta de cuatro componentes principales: (36)

- Cimentación
- Torre
- Góndola o carcasa del aerogenerador
- Rotor

Figura 3. 6 Sistema eólico de gran potencia

Fuente: Acciona_energía, 2012

Además de los componentes anteriormente mencionados, se cuentan con un sistema de elevación de tensión, un mecanismo de orientación y un sistema de medición del viento. (36)

3.4.1 Cimentación

El cimiento es generalmente una estructura de hormigón armado. Sus dimensiones dependen del tamaño del aerogenerador y de las características del suelo. Se puede definir dos tipos de cimientos: (39)

- Cuadrado: Tiene la ventaja de una construcción fácil. (39)
- Circular: Ocupa menos material y tiene una distribución uniforme de las fuerzas. (39)

Figura 3. 7 Trabajos de cimentación para una unidad de generación de 1,5 MW en el Parque Eólico Villonaco

Fuente: Enerpetrol, 2012

A modo de referencia las fundiciones para un aerogenerador de 1.5 MW equivalen aproximadamente a 10m x 10m x 3m (300 m^3). En algunos casos se suele cubrir la superficie de los cimientos con el material del terreno para que se pueda integrar de mejor forma el aerogenerador al paisaje. (39)

Figura 3. 8 Cimiento del aerogenerador cubierto con el material del terreno

Fuente: Energías4E, 2012

3.4.2 Torre

La turbina es montada en una torre, la cual soportará todo el empuje del viento, a mayores alturas el viento es más intenso, lo cual produce una mayor cantidad de energía. (40) Dependiendo del lugar, el viento puede alcanzar velocidades mayores a los 25 m/s, por lo que de la buena calidad y ubicación de la cimentación dependerá la vida del aerogenerador y su eficiencia. Otra función de la torre es evitar las turbulencias de aire que podrían existir cerca del piso, debidas a obstrucciones como colinas, construcciones y árboles. (29)

Básicamente existen tres tipos de torre para sistemas eólicos pequeños: (29)

- Autoportantes o de soporte libre: no requieren de soportes externos
- Retenidas: Se soporta lateralmente por cables y anclajes
- Abatible: Esta abisagrada en la base y permite ser levantada con una turbina ensamblada

En usos residenciales se utilizan por lo general las torres retenidas ya que son más económicas, consisten de secciones estructurales o tubulares, pero requieren suficiente espacio para fijarlas, en cambio las torres abatibles son más costosas pero permiten llevar a cabo el mantenimiento de manera más sencilla en turbinas pequeñas, de bajo peso, usualmente de 5 kW o menos, además las torres pueden ser retraídas durante condiciones climatológicas adversas. (29)

Es recomendable instalar la turbina en una torre, en la cual la parte inferior del rotor esté a una altura de 10 metros de cualquier obstáculo que se encuentre a una distancia de 100 metros de la torre. Si se utiliza una torre más alta se incrementará el costo de la inversión pero pueden resultar en tasas más altas de generación de energía. (41)

En los grandes aerogeneradores la torre puede llegar a medir más de 150 metros y soporta la góndola y el rotor, estas torres tubulares pueden ser de acero o de celosía. (42)

3.4.2.1 Torres tubulares de acero

Son fabricadas en secciones de 20-30 metros con bridas en cada uno de los extremos y unidas con pernos "in situ". Las torres son tronco-cónicas, es decir, con un diámetro creciente hacia la base, con el fin de aumentar su resistencia y al mismo tiempo ahorrar material. (43)

Figura 3. 9 Torres tubulares de acero

Fuente: Opex Energy, 2012

Figura 3. 10 Escalera de acceso al interior de una torre

Fuente: Acciona_energía, 2012

3.4.2.2 Torres de celosía

Son fabricadas utilizando perfiles de acero soldados. La ventaja básica es su costo, debido a que una torre de celosía requiere sólo la mitad de material que una torre tubular sin sustentación adicional con la misma rigidez. Por razones estéticas, las torres de celosía han desaparecido prácticamente en los grandes aerogeneradores modernos. (43)

3.4.3 Góndola

La góndola es el chasis principal del aerogenerador, el cual contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. Se sitúa en la parte superior de la torre. (37)

Cumple con la función de proteger a todos los componentes del aerogenerador de las inclemencias del tiempo, a la vez que aísla acústicamente el exterior del ruido generado por la máquina. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina. Se construyen en acero forjado y placas de fibra de vidrio. (44)

Se encuentra unida a la torre por una corona dentada para permitir la orientación del rotor al viento, también se une al rotor y las palas por el eje principal que transmitirá la fuerza del viento al multiplicador y al motor sucesivamente. (45)

En la Figura 3.11 se puede observar con más detalle los principales componentes de la góndola.

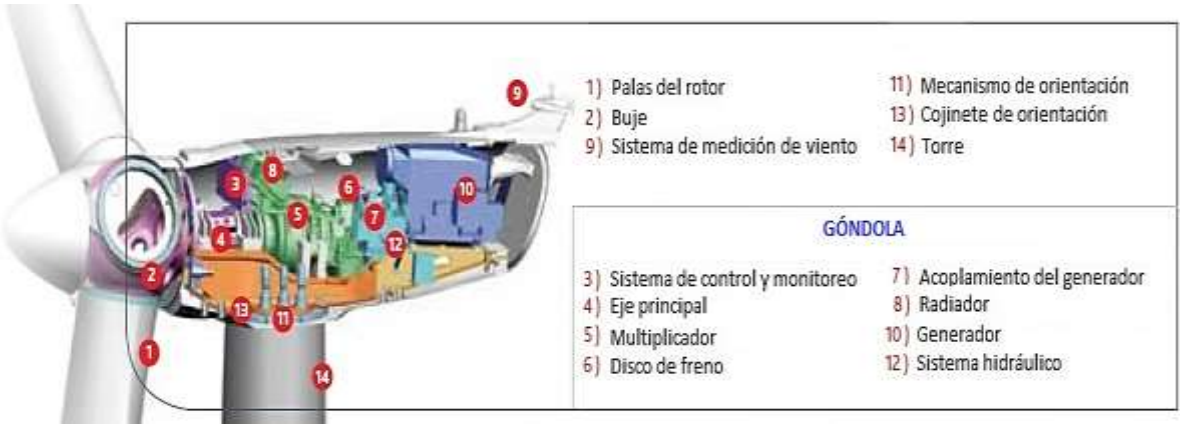


Figura 3. 11 Principales componentes de un aerogenerador

Fuente: Acciona_energía, 2012

3.4.3.1 Sistema de control y monitoreo.

Un aerogenerador puede tener un diseño bueno pero un funcionamiento incorrecto o también destruirse si no se tiene un sistema de control adecuado (46).

El sistema de control para pequeños aerogeneradores es simple, por el contrario, el sistema de control para grandes aerogeneradores de media y alta potencia, son más complicados debido a diferentes parámetros a medir y el requerimiento de altas precisiones, lo cual hace que sea más costoso pero en comparación al costo de todo el sistema es pequeña la inversión. (46)

Los objetivos de los sistemas de control son:

- Conseguir que la turbina funcione con relación al viento.
- Proteger al sistema de sobre velocidades, sobrecalentamientos, vibraciones y enrollamientos de los cables de interconexión.
- Obtener un funcionamiento automático del aerogenerador.
- Efectuar correctamente los arranques y paradas del aerogenerador y decidir la conexión y desconexión del generador.
- Disminuir los costos de mantenimiento al detectar posibles averías o funcionamiento incorrecto.
- Maximizar el rendimiento del sistema.

- Aumentar la vida útil del aerogenerador al minimizar las cargas imprevistas que se pueden presentar.

El sistema de control está compuesto por dispositivos necesarios de seguridad en caso de producirse alguna condición anormal para garantizar la parada del aerogenerador. (37)

La potencia generada por los aerogeneradores se controla esencialmente por tres métodos:

- Paso variable.
- Control en punta de pala.
- Control por entrada en pérdida

3.4.3.1.1 Paso variable

En un aerogenerador de regulación por paso variable, el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada. En el momento que ésta alcanza un valor demasiado alto, el controlador envía al mecanismo una orden de cambio del ángulo de paso y hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento. De la misma manera las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye. (37)

Requieren un diseño de buje complicado y la incorporación de actuadores capaces de tener la potencia suficiente como para mover las palas. Posibilitan una extracción óptima en un amplio margen de velocidades de viento, permitiendo además contar con un sistema de seguridad contra vientos muy rápidos. (47)

Al diseñar un aerogenerador controlado por cambio del ángulo de paso se necesita una ingeniería muy avanzada, para tener la seguridad que las palas giren exactamente el ángulo deseado. (45)

3.4.3.1.2 Control en punta de pala

Sistemas con control de potencia modificando el ángulo de paso solamente en la punta de la pala. Tienen rotores sencillos y pocas complicaciones estructurales en la zona de la raíz de la pala. Además, el mantenimiento de este sistema es más sencillo que el de cambio de paso. Un problema añadido es la disponibilidad de espacio dentro de la pala, especialmente en rotores de alta velocidad de giro. (47)

3.4.3.1.3 Control por entrada en pérdida

Son sistemas con diseños sencillos de los bujes y también las palas tiene un solo cuerpo o pieza, por lo que este método es barato y simple. Estos no necesitan sistemas auxiliares para el control de la potencia pero si se necesita algún tipo de freno aerodinámico para poder proteger de sobre embalamiento a la máquina. (46)

Este método tiene la ventaja de que no se tiene partes móviles y un complejo sistema de control pero la desventaja es que se necesita un diseño aerodinámico muy complejo. (44)

El perfil de la pala es aerodinámicamente diseñado para asegurar que en el momento que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento. Esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor. (47)

3.4.3.2 Eje de baja velocidad

Conecta el buje del rotor al multiplicador y contiene conductos del sistema hidráulico que permiten el funcionamiento de los frenos aerodinámicos. (44)

3.4.3.3 Eje de alta velocidad

Gira a altas velocidades lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se usa en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina. (44)

3.4.3.4 Caja multiplicadora

Es uno de los componentes más vulnerables de un aerogenerador, por lo tanto necesita un gran mantenimiento. La caja multiplicadora hace la conversión entre la potencia de alto par torsor, que obtiene del rotor de la turbina eólica girando lentamente y la potencia de bajo par torsor a alta velocidad, que utiliza el generador, es decir adapta la velocidad del rotor a una velocidad adecuada para el generador. (48)

En la Figura 3.12 se observa una caja multiplicadora y de color tomate a la derecha se muestra los frenos de disco de emergencia que son accionados hidráulicamente.

Figura 3. 12 Caja multiplicadora para aerogenerador de 1,5 MW

Fuente: Danish Wind Industry Association, 2003

3.4.3.5 Electrofreno

Sirve para reducir las revoluciones del rotor cuando la velocidad del viento es demasiado alta y existe el riesgo de rotura del rotor o de las palas. El controlador es el que opera al electrofreno. (45)

3.4.3.6 Sistema de enfriamiento

La refrigeración es necesaria durante el funcionamiento de los generadores y en la mayoría de los casos se lo lleva a cabo mediante el encapsulamiento del generador en un conducto, usando un gran ventilador para la refrigeración por aire. También hay sistemas de refrigeración por agua y que pueden ser construidos de forma más compacta, brindándoles algunas ventajas en cuanto a rendimiento eléctrico, pero necesitan un radiador en la góndola para eliminar el calor. (48)

3.4.3.7 Generador

El generador se sitúa en la parte posterior de la góndola, a su lado se encuentra el armario de contactores del generador y el módulo de tiristores que se encarga del arranque y acoplamiento suave del generador a la red. Estos generadores son algo inusuales ya que el rotor de la turbina eólica suministra una potencia mecánica muy variable. (49)

Los generadores pueden ser síncronos o asíncronos con caja multiplicadora y generadores síncronos multipolo sin caja multiplicadora.

3.4.3.7.1 Generadores síncronos

Utilizan un campo magnético giratorio. Consta de electroimanes, conectados a las fases de la red eléctrica trifásica. Cada electroimán produce alternativamente un polo norte y un polo sur hacia el centro. La variación en el magnetismo corresponde a la fluctuación en la tensión de cada fase. (43)

Las turbinas eólicas que utilizan generadores síncronos suelen usar imanes en el rotor alimentados por corriente continua de la red eléctrica. Los electroimanes del rotor están conectados a la corriente mediante escobillas y anillos rozantes en el eje del generador. (43)

La velocidad es constante y es impuesta por la frecuencia de la red, si se duplica el número de imanes que hay en el estator el campo magnético gira a la mitad de la velocidad. Al duplicar el número de polos en el estator se tiene que duplicar el número de imanes en el rotor. (50)

Como se mencionó la velocidad está en función de la frecuencia y del número de polos, y se rige por la ecuación 3.1. En la Tabla 3.2 se muestra las velocidades de un generador síncrono para diferentes números de polos y para una frecuencia de 50 y 60 Hz. (51)

$$N(rpm) = \frac{120 \times f}{P} \qquad (3.\ 1)$$

Tabla 3. 2 Velocidades de un generador síncrono

Fuente: Propia

Número de polos	Velocidad en (rpm) a:	
	50 Hz	60Hz
2	3000	3600
4	1500	1800
6	1000	1200
8	750	900
10	600	720
12	500	600

La mayoría de turbinas eólicas usan generadores de 4 ó 6 polos, debido a que esto implica un ahorro en costo y tamaño. La fuerza máxima que un generador puede manejar depende del volumen del rotor, así pues, para una potencia de salida dada, podrá elegir entre un gran generador de baja velocidad o un generador más pequeño de alta velocidad. (52)

3.4.3.7.2 Generadores síncronos multipolo

Se ha desarrollado aerogeneradores sin caja multiplicadora, que usan un sistema de transmisión directa, empleando generadores multipolo de baja velocidad en combinación con velocidad variable del rotor y pitch control. Este tipo de aerogeneradores, presentado en la Figura 3.13, evita el uso de aceite lubricante para el sistema de engranaje, lo que es una ventaja para la operación y mantenimiento. (39)

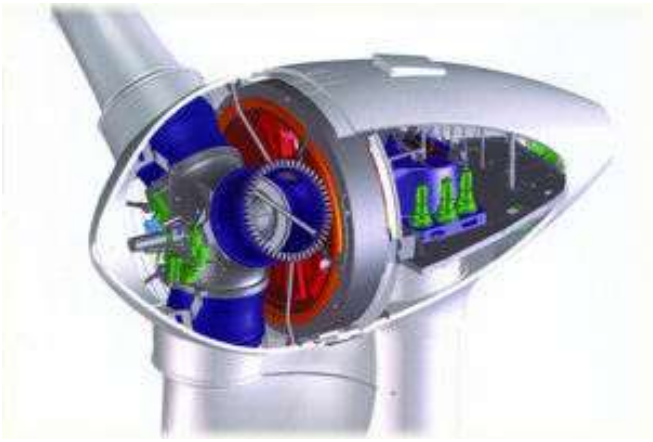


Figura 3. 13 Aerogenerador sin caja multiplicadora

Fuente: Antecedentes de Molinos Eólicos MAGLEV, 2009

3.4.3.7.3 Generadores asíncronos o de inducción

La mayoría de turbinas eólicas del mundo utilizan un generador asíncrono trifásico de jaula bobinada, también llamado generador de inducción. Este generador tiene propiedades mecánicas que lo hace especialmente útil en turbinas eólicas como son el deslizamiento del generador y capacidad de sobrecarga. (53)

El rotor de jaula hace que el generador asíncrono sea diferente del generador síncrono. El rotor consta de un cierto número de barras de cobre o de aluminio, conectadas eléctricamente por anillos de aluminio finales y se sitúa en el centro del estator, conectado directamente a las tres fases de la red eléctrica. (53)

El rotor se mueve más rápido que el campo magnético giratorio del estator, por lo que inducirá una gran corriente en el rotor. Cuanto más rápido gire el rotor, mayor será la potencia transferida al estator en forma de fuerza electromagnética. (43)

La velocidad de un generador asíncrono variará con la fuerza de giro que se le aplique, este hecho de que el generador aumente o disminuya ligeramente su velocidad si el par torsor varía es una propiedad mecánica muy útil, esto significa que habrá menor rotura y desgaste en la caja multiplicadora. (43)

3.4.3.8 Sistema hidráulico

El sistema hidráulico es utilizado para restaurar los frenos aerodinámicos del aerogenerador. (54)

3.4.4 Rotor

El rotor es la parte más visible del sistema de generación eólica, es el componente encargado de extraer la energía cinética del viento convirtiéndola en energía mecánica en el eje principal. Se puede encontrar varios modelos de rotor y se debe hacer la elección de uno para la creación de una máquina eólica. (37)

Existen rotores de una pala hasta 6 palas pero las más utilizadas para generación eléctrica son de 2 y 3 palas, ya que se requiere alta velocidad rotacional y bajo momento par para mover los generadores eléctricos, aunque las de 2 palas (Bipalas) son de bajo costo, las de 3 palas (Tripalas) trabajan de forma más uniforme y por lo tanto tienen mayor duración. (55)

La cantidad de energía que produce una turbina eólica depende del diámetro del rotor. Este diámetro define el área de barrido o la cantidad de viento interceptado por la turbina eólica. (4)

Los rotores están normalmente fabricados de compuestos de plástico reforzado, madera o fibra de vidrio. (35)

Las modernas Turbinas eólicas utilizan diseños de palas aerodinámicas, las cuales hacen que estas sean muy eficientes y de alta velocidad.es decir que las partes extremas de las palas de la turbina pueden alcanzar velocidades entre 300 y 360 Km/h. (45)

3.4.4.1 Aspas

Las aspas maximizan la energía obtenida mediante un diseño aerodinámico apropiado, además deben resistir las cargas extremas y minimizar peso y costo. Figura 3.14 muestra el rotor de un aerogenerador con las aspas mientras es montado a la torre. (39)

3.4.4.2 Buje

El buje es el elemento en el cual van fijadas las palas o aspas del aerogenerador y conecta con el sistema de transmisión. (47) En su interior se encuentran los elementos que permiten el cambio de paso, es decir, que permiten el giro entre 0º, cuando la velocidad del viento está dentro del rango de operación del aerogenerador y 90º o posición de bandera, cuando no se quiere que el buje gire, es decir, parada de emergencia. A este elemento se le une mediante pernos traccionados o rodamientos de pala, los cuales minimizan el rozamiento de las palas al girar sobre su propio eje. Se utiliza acero para su construcción en diversas aleaciones en función de distintas variables como temperatura, tipo de viento y grado de humedad. (49)

En la Figura 3.15 se muestra el detalle del buje de una turbina eólica.

Figura 3. 14 Rotor con las aspas mientras es montado a la torre

Fuente: Nordex, 2012

Figura 3. 15 Detalle del buje de una turbina eólica

Fuente: Acciona_energía, 2012

3.4.5 Mecanismo de orientación y Sistema de medición del viento

Este mecanismo está activado por un control electrónico que monitorea la velocidad y dirección del viento, mediante el anemómetro y la veleta, de esta manera cuando el viento alcanza 25 m/s el ordenador parará automáticamente con el fin de proteger a la turbina. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico para girar la turbina en contra del viento. (44)

3.4.5.1 Cojinete de orientación

El cojinete de orientación de rodillos permite la rotación del aerogenerador en la dirección del viento o fuera de ella, ofrece una baja fricción de giro y rotación suave de la góndola. (37)

3.4.6 Sistema de elevación de tensión

El armario de potencia y control situado en la base de la torre, se conecta a un transformador seco ubicado en el interior de la torre, en el que se eleva la tensión más adecuada para su distribución dentro del parque, para ser entregada a la red a través de las correspondientes celdas de media tensión. (22)

3.4.6.1 Transformador de potencia

El transformador de BT/MT es de tipo seco y aislado con material auto extinguible. Para protección contra contactos directos, el transformador debe ser protegido con una malla metálica. (56)

3.4.6.2 Convertidor

Es el encargado 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. (22)

El convertidor se localiza 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. (22)

CAPÍTULO 4: ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA

4.1. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE ENTREGA DE ENERGÍA

Debido a que las altas velocidades del viento a lo largo del año son raras, mientras que los vientos moderados son bastante comunes (43) y a las características tan dispersas y aleatorias de la energía eólica, se tiene que la utilización de la estadística es la mejor manera de estudiar si un emplazamiento es adecuado o no; para lo cual se recurre a la representación de la velocidad del viento como una variable aleatoria (57). Esto permite analizar si las probabilidades de ocurrencia pueden ajustarse a algún tipo de distribución continua, permitiendo encontrar una expresión matemática para calcular la energía eólica en función del tiempo. Normalmente se utiliza la distribución de Weibull y la de Rayleigh. (2) La función de Weibull es más versátil pero la de Rayleigh es más simple. Además la Distribución de Rayleigh es un caso particular de la Distribución de Weibull con k (parámetro de forma) igual a 2. Para obtener resultados más exactos con la distribución de Weibull y Rayleigh se necesita datos de velocidades de 25 años o más, pero para tener una aproximación es suficiente los datos de velocidades de 1 año. (58)

A continuación se detallan los métodos de Weibull y de Rayleigh.

4.2. MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La distribución de Weibull está definida por dos parámetros, el parámetro de forma y el parámetro de escala, y es la más empleada para la estimación de la energía eólica. (2)

La función de densidad de la distribución de Weibull está dada por la siguiente expresión: (2)

$$f(v) = \frac{k}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} \cdot e^{\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^{k}\right]} \qquad (4.1)$$

Donde k es el parámetro de forma, v es la velocidad media del viento y C es el parámetro de escala.

El parámetro k determina la forma de la distribución, mientras que el parámetro C muestra que tan aguda o plana es la función. (59)

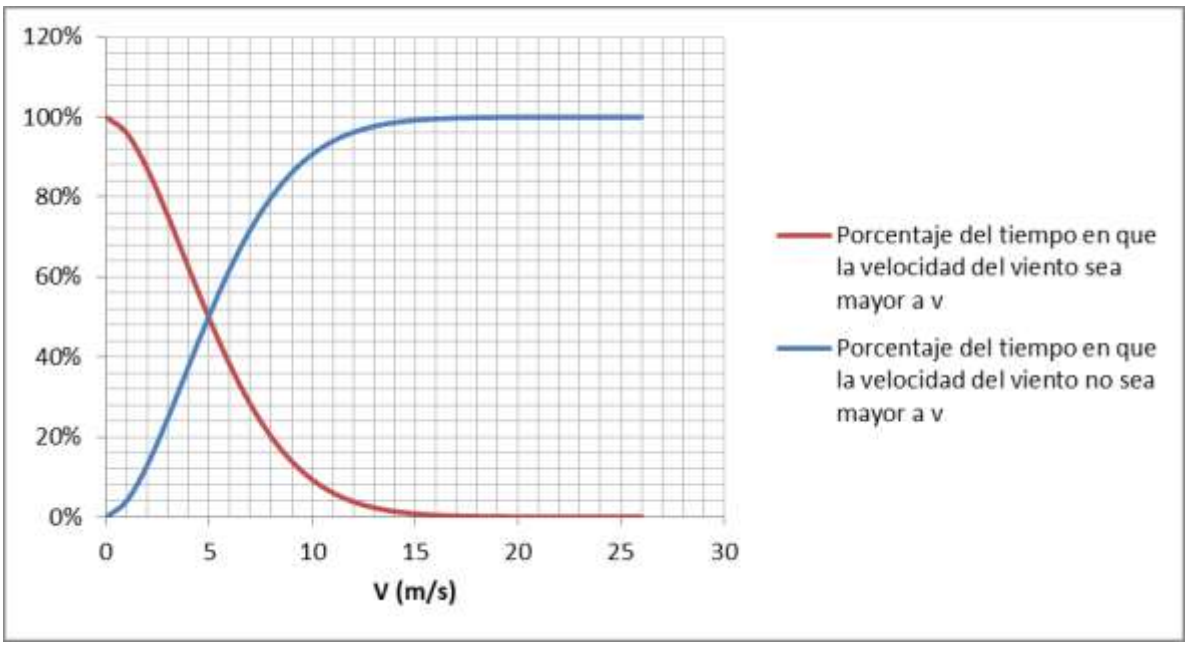
Distribución acumulativa: Es la probabilidad de que la velocidad del viento no supere un valor x, está dado por: (58)

$$\int_0^v f(v)\,dv = \int_0^v \frac{k}{C}\left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} dv = 1 - e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} \qquad (4.\ 2)$$

Distribución acumulativa complementaria: Es la probabilidad de que la velocidad del viento supere un valor x, está dado por: (58)

$$1 - \int_0^v f(v)\,dv = 1 - \int_0^v \frac{k}{C}\left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} dv = 1 - 1 + e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} = e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} \qquad (4.\ 3)$$

En la Gráfica 4.1 se muestra la distribución acumulativa y la distribución acumulativa complementaria.



Gráfica 4. 1 Distribución acumulativa (azul) y Distribución acumulativa complementaria (rojo).
Fuente: Propia

A continuación se muestra el método de los mínimos cuadrados para el cálculo de los parámetros de forma k y de escala C, puesto que es un método simple, la gráfica de los datos sirve como una prueba de bondad de ajuste de la distribución. (59)

4.2.1. Determinación de los parámetros por el método de los mínimos cuadrados

El método de los mínimos cuadrados permite calcular los parámetros de forma y escala, mediante la transformación doble logarítmica de la función de distribución acumulativa. (60)

La transformación doble logarítmica permite transformar la función de distribución acumulativa en una ecuación lineal de regresión[1]. (59)

4.2.1.1. Deducción de la ecuación lineal de regresión

Para determinar la ecuación lineal de regresión partimos de la ecuación 4.2 de distribución acumulativa de Weibull. (59)

$$f(v)=1-e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k}$$

$$e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k}=1-f(v)$$

$$\frac{1}{e^{\left(\frac{v}{C}\right)^k}}=1-f(v)$$

$$\frac{1}{1-f(v)}=e^{\left(\frac{v}{C}\right)^k}$$

Se aplica el logaritmo neperiano.

$$Ln\left(\frac{1}{1-f(v)}\right)=Ln\left(e^{\left(\frac{v}{C}\right)^k}\right)$$

[1] Es un método matemático que permite modelar la curva que mejor se ajuste a una nube de puntos, se utiliza una variable dependiente o regresando Y y la variable independiente X. Este modelo puede ser expresado como: Y=aX+b.
Donde a y b se llaman coeficientes de regresión.

$$Ln\left(\frac{1}{1-f(v)}\right)=e^{\left(\frac{v}{C}\right)^k}$$

Nuevamente se aplica el logaritmo neperiano.

$$Ln\left(Ln\left(\frac{1}{1-f(v)}\right)\right)=Ln\left(e^{\left(\frac{v}{C}\right)^k}\right)$$

Con la propiedad exponencial de los logaritmos.

$$Ln\left(Ln\left(\frac{1}{1-f(v)}\right)\right)=\mathrm{k}\cdot Ln\left(\frac{v}{C}\right)$$

$$Ln\left(Ln\left(\frac{1}{1-f(v)}\right)\right)=\mathrm{k}\cdot Ln(v)-k\cdot Ln(C) \qquad (4.\ 4)$$

La ecuación anterior representa una ecuación lineal de la forma:

$$y=k\,x+b \qquad (4.\ 5)$$

La cual es una recta de regresión, con:

$$y=Ln\left(Ln\left(\frac{1}{1-f(v)}\right)\right) \qquad (4.\ 6)$$

$$x=Ln(v) \qquad (4.\ 7)$$

$$b=-k\cdot Ln(C) \qquad (4.\ 8)$$

De lo cual se puede concluir que el parámetro de forma, k, es la pendiente de la recta de regresión. Este parámetro y el intercepto b se calculan mediante las ecuaciones normales: (61)

$$k=\frac{\sum(x-\bar{x})(y-\bar{y})}{\sum(x-\bar{x})^2} \qquad (4.\ 9)$$

$$b=\bar{y}-k\bar{x} \qquad (4.\ 10)$$

Donde $\overline{x}$ e $\overline{y}$ corresponden a la media de los valores de x e y respectivamente. Esta media es la suma de los valores de x, dividido para el número de valores total.

El parámetro de escala, C, está en función del intercepto b de la recta de regresión; por lo tanto: (59)

$$b = -k \cdot Ln(C)$$

$$-\frac{b}{k} = \cdot Ln(C)$$

$$e^{\left(-\frac{b}{k}\right)} = e^{(Ln(C))}$$

$$C = e^{\left(-\frac{b}{k}\right)} \qquad (4.\ 11)$$

4.2.2. Pasos para la aplicación del método de mínimos cuadrados

Los datos que se utilizan para este análisis corresponde a una estación meteorológica ubicada en el Cerro Puntas, localizada en la región Sierra, entre los cantones de Checa y Pifo del cantón Quito perteneciente a la provincia de Pichincha, los cuales se detallan en el Anexo 1. Estos datos fueron tomados a una altura de 10m sobre el terreno.

Para una estimación adecuada se necesita los datos de velocidad de viento del sitio en estudio de un año por lo menos.

Para este análisis se usará un aerogenerador REpower de 2000 kW, cuyas características se presentan en el Anexo 3. Debido a que la altura del eje es de 60m se hace una corrección de la velocidad del viento.

En el Anexo 2 se describe el método para calcular la variación de la velocidad del viento con la altura. Este cálculo se lo realizó con una altura de 60m que corresponde la altura a la cual se encuentra el eje del aerogenerador REpower MM82 y con una longitud de rugosidad de 0.03 dado que el sitio en estudio es campo abierto sin cercados. Los resultados obtenidos y con los cuales se realizará el análisis se detallan en el Anexo 4.

4.2.2.1 Organizar los datos

Se clasifica los datos obtenidos en rangos de velocidades que varían en 1 m/s, entonces, la velocidad asignada como 1m/s, toma todos los valores mayores a 0 m/s y menores o iguales a 1m/s, con el mismo criterio, la velocidad asignada como 2 m/s, corresponde a los valores mayores a 1 m/s y menores o iguales a 2 m/s.

Luego se debe elaborar una tabla de frecuencias, es decir, se indica la velocidad del viento en m/s y cuantas horas al año se presentan las mismas, esto se muestra en la Tabla 4.1.

4.2.2.2 Frecuencia puntual y frecuencia acumulada

Se determina la frecuencia puntual con la Ecuación 4.12. (2)

$$Frecuencia\ Puntual = \frac{Horas\ /\ Año}{8760} \qquad (4.\ 12)$$

El número 8760 corresponde al total de horas de un año. Para la frecuencia acumulada se tiene que ir sumando la frecuencia anterior. (2)

$$Frecuencia\ Acumulada_n = Frecuencia\ Puntual_n + Frecuencia\ Puntual_{n-1} \qquad (4.\ 13)$$

Los resultados se presentan en la Tabla 4.2.

Tabla 4. 1 Grupos de velocidades y frecuencias

Fuente: Propia

GRUPOS DE VELOCIDADES EXISTENTES (m/s)	FRECUENCIA CON QUE SE PRESENTAN
0	2
1	262
2	475
3	557
4	579
5	504
6	460
7	468
8	511
9	484
10	438
11	446
12	394
13	326
14	305
15	265
16	268
17	260
18	227
19	193
20	177
21	153
22	139
23	131
24	104
25	113
26	75
27	63
28	62
29	61
30	46
31	46
32	29
33	24
34	20
35	22
36	11
37	15
38	9
39	13
40	7
41	4
42	2
43	7
44	2
45	1
TOTAL	**8760**

Tabla 4. 2 Frecuencia puntual y frecuencia acumulada de las velocidades

Fuente: Propia

VELOCIDAD (m/s)	HORAS-AÑO	FRECUENCIA PUNTUAL (HORAS-AÑO/8760)	FRECUENCIAS ACUMULADAS (HORAS-AÑO/8760)
0	2	0.000228	0.000228
1	262	0.029909	0.030137
2	475	0.054224	0.084361
3	557	0.063584	0.147945
4	579	0.066096	0.214041
5	504	0.057534	0.271575
6	460	0.052511	0.324087
7	468	0.053425	0.377511
8	511	0.058333	0.435845
9	484	0.055251	0.491096
10	438	0.050000	0.541096
11	446	0.050913	0.592009
12	394	0.044977	0.636986
13	326	0.037215	0.674201
14	305	0.034817	0.709018
15	265	0.030251	0.739269
16	268	0.030594	0.769863
17	260	0.029680	0.799543
18	227	0.025913	0.825457
19	193	0.022032	0.847489
20	177	0.020205	0.867694
21	153	0.017466	0.885160
22	139	0.015868	0.901027
23	131	0.014954	0.915982
24	104	0.011872	0.927854
25	113	0.012900	0.940753
26	75	0.008562	0.949315
27	63	0.007192	0.956507
28	62	0.007078	0.963584
29	61	0.006963	0.970548
30	46	0.005251	0.975799
31	46	0.005251	0.981050
32	29	0.003311	0.984361
33	24	0.002740	0.987100
34	20	0.002283	0.989384
35	22	0.002511	0.991895
36	11	0.001256	0.993151
37	15	0.001712	0.994863
38	9	0.001027	0.995890
39	13	0.001484	0.997374
40	7	0.000799	0.998174
41	4	0.000457	0.998630
42	2	0.000228	0.998858
43	7	0.000799	0.999658
44	2	0.000228	0.999886
45	1	0.000114	1.000000
TOTAL	8760		

4.2.2.3 Aproximación a la ecuación lineal

Para realizar la aproximación a una ecuación lineal se debe aplicar las ecuaciones 4.6 y 4.7, donde $f(v)$ corresponde a la frecuencia acumulada. Los resultados se presentan en la Tabla 4.3. (58)

Tabla 4. 3 Valores de X e Y de la transformación doble logarítmica

Fuente: Propia

VELOCIDAD (m/s)	HORAS-AÑO	FRECUENCIA PUNTUAL (HORAS-AÑO/8760)	FRECUENCIAS ACUMULADAS (HORAS-AÑO/8760)	x $Ln(\text{Velocidad})$	y $Ln\left(Ln\left(\frac{1}{1-\text{Frecuencia Acumulada}}\right)\right)$
0	2	0.000228	0.000228	0	-8.384690
1	262	0.029909	0.030137	0	-3.486741
2	475	0.054224	0.084361	0.693147	-2.428910
3	557	0.063584	0.147945	1.098612	-1.831929
4	579	0.066096	0.214041	1.386294	-1.423578
5	504	0.057534	0.271575	1.609438	-1.149260
6	460	0.052511	0.324087	1.791759	-0.937283
7	468	0.053425	0.377511	1.945910	-0.746485
8	511	0.058333	0.435845	2.079442	-0.557872
9	484	0.055251	0.491096	2.197225	-0.392309
10	438	0.050000	0.541096	2.302585	-0.249855
11	446	0.050913	0.592009	2.397895	-0.109245
12	394	0.044977	0.636986	2.484907	0.013227
13	326	0.037215	0.674201	2.564949	0.114644
14	305	0.034817	0.709018	2.639057	0.210662
15	265	0.030251	0.739269	2.708050	0.295849
16	268	0.030594	0.769863	2.772589	0.384637
17	260	0.029680	0.799543	2.833213	0.474467
18	227	0.025913	0.825457	2.890372	0.557088
19	193	0.022032	0.847489	2.944439	0.631546
20	177	0.020205	0.867694	2.995732	0.704403
21	153	0.017466	0.885160	3.044522	0.772057
22	139	0.015868	0.901027	3.091042	0.838507
23	131	0.014954	0.915982	3.135494	0.906936
24	104	0.011872	0.927854	3.178054	0.966627
25	113	0.012900	0.940753	3.218876	1.038879
26	75	0.008562	0.949315	3.258097	1.092637
27	63	0.007192	0.956507	3.295837	1.142678
28	62	0.007078	0.963584	3.332205	1.197782
29	61	0.006963	0.970548	3.367296	1.259878
30	46	0.005251	0.975799	3.401197	1.314091
31	46	0.005251	0.981050	3.433987	1.377749
32	29	0.003311	0.984361	3.465736	1.425027
33	24	0.002740	0.987100	3.496508	1.470305
34	20	0.002283	0.989384	3.526361	1.514105
35	22	0.002511	0.991895	3.555348	1.571792
36	11	0.001256	0.993151	3.583519	1.606154
37	15	0.001712	0.994863	3.610918	1.662275
38	9	0.001027	0.995890	3.637586	1.703735
39	13	0.001484	0.997374	3.663562	1.782123
40	7	0.000799	0.998174	3.688879	1.841400
41	4	0.000457	0.998630	3.713572	1.886015
42	2	0.000228	0.998858	3.737670	1.913293
43	7	0.000799	0.999658	3.761200	2.076856
44	2	0.000228	0.999886	3.784190	2.205849
45	1	0.000114	1.000000	3.806662	2.752273
TOTAL	8760				

Puesto que el valor de k corresponde a la pendiente de la línea de regresión, se utiliza la ecuación 4.9, luego para encontrar la intersección con el eje "y" se aplica la ecuación 4.10, en donde:

$$\overline{x} = 2.848$$

$$\overline{y} = 0.559$$

Reemplazando los valores se tiene:

$$k = \frac{47.547}{33.324} = 1.426$$

$$b = 0.559 - \left(1.426 \times 2.848\right) = -3.503$$

Los valores con los cuales se calculó k y b se presentan en la Tabla 4.4.

Con la ecuación 4.11, el valor de C es:

$$C = e^{\left(-\frac{(-3.503)}{1.426}\right)} = 11.653$$

Entonces la ecuación lineal queda:

$$y = 1.426\,x + \left(-3.503\right)$$

En la Gráfica 4.2 se muestra la aproximación lineal que corresponde a los puntos de la Tabla 4.5 y los puntos de la transformación doble logarítmica correspondiente a los valores de la Tabla 4.4.

Tabla 4. 4 Valores para el cálculo de k y b

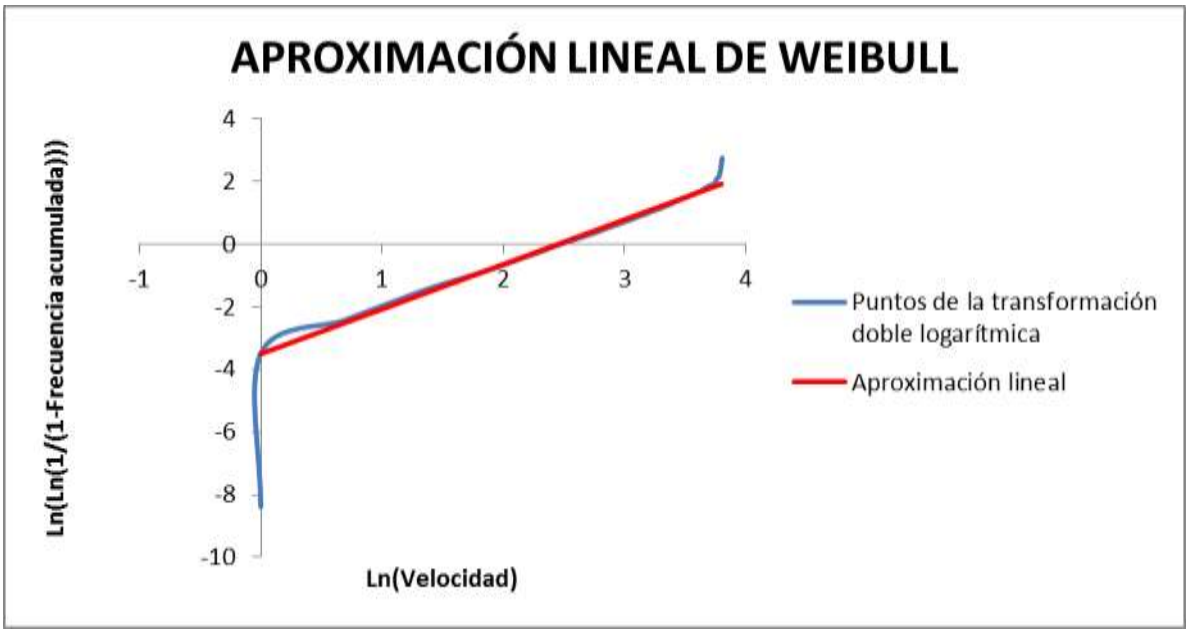
Fuente: Propia

Puntos de la transformación doble logarítmica					
x $Ln(\text{Velocidad})$	y $Ln\left(Ln\left(\frac{1}{\text{1-Frecuencia Acumulada}}\right)\right)$	$(x-\bar{x})$	$(y-\bar{y})$	$(x-\bar{x})_*(y-\bar{y})$	$(x-\bar{x})^2$
0.000000	-3.486741	-2.848120	-0.638621	1.818869	8.111786
0.693147	-2.428910	-2.154973	0.419209	-0.903385	4.643907
1.098612	-1.831929	-1.749508	1.016191	-1.777834	3.060777
1.386294	-1.423578	-1.461825	1.424542	-2.082432	2.136934
1.609438	-1.149260	-1.238682	1.698860	-2.104347	1.534333
1.791759	-0.937283	-1.056360	1.910837	-2.018532	1.115897
1.945910	-0.746485	-0.902210	2.101635	-1.896115	0.813982
2.079442	-0.557872	-0.768678	2.290248	-1.760464	0.590866
2.197225	-0.392309	-0.650895	2.455811	-1.598476	0.423665
2.302585	-0.249855	-0.545535	2.598265	-1.417444	0.297608
2.397895	-0.109245	-0.450225	2.738875	-1.233108	0.202702
2.484907	0.013227	-0.363213	2.861347	-1.039279	0.131924
2.564949	0.114644	-0.283170	2.962764	-0.838967	0.080185
2.639057	0.210662	-0.209062	3.058782	-0.639476	0.043707
2.708050	0.295849	-0.140070	3.143969	-0.440374	0.019619
2.772589	0.384637	-0.075531	3.232757	-0.244174	0.005705
2.833213	0.474467	-0.014906	3.322587	-0.049528	0.000222
2.890372	0.557088	0.042252	3.405208	0.143877	0.001785
2.944439	0.631546	0.096319	3.479666	0.335159	0.009277
2.995732	0.704403	0.147612	3.552523	0.524397	0.021789
3.044522	0.772057	0.196403	3.620177	0.711012	0.038574
3.091042	0.838507	0.242923	3.686627	0.895565	0.059011
3.135494	0.906936	0.287374	3.755055	1.079107	0.082584
3.178054	0.966627	0.329934	3.814747	1.258615	0.108856
3.218876	1.038879	0.370756	3.886999	1.441128	0.137460
3.258097	1.092637	0.409977	3.940756	1.615618	0.168081
3.295837	1.142678	0.447717	3.990797	1.786748	0.200451
3.332205	1.197782	0.484085	4.045902	1.958559	0.234338
3.367296	1.259878	0.519176	4.107998	2.132774	0.269544
3.401197	1.314091	0.553078	4.162210	2.302025	0.305895
3.433987	1.377749	0.585867	4.225869	2.475799	0.343241
3.465736	1.425027	0.617616	4.273147	2.639164	0.381450
3.496508	1.470305	0.648388	4.318425	2.800014	0.420407
3.526361	1.514105	0.678241	4.362225	2.958639	0.460010
3.555348	1.571792	0.707228	4.419912	3.125887	0.500172
3.583519	1.606154	0.735399	4.454274	3.275669	0.540812
3.610918	1.662275	0.762798	4.510395	3.440521	0.581861
3.637586	1.703735	0.789466	4.551855	3.593536	0.623257
3.663562	1.782123	0.815442	4.630242	3.775693	0.664945
3.688879	1.841400	0.840760	4.689520	3.942759	0.706877
3.713572	1.886015	0.865452	4.734135	4.097168	0.749008
3.737670	1.913293	0.889550	4.761413	4.235514	0.791299
3.761200	2.076856	0.913080	4.924975	4.496898	0.833716
3.784190	2.205849	0.936070	5.053968	4.730867	0.876227
			SUMATORIA	47.547648	33.324746

Tabla 4. 5 Puntos para la aproximación lineal

Fuente: Propia

PUNTOS PARA LA APROXIMACIÓN LINEAL	
X	Y
0.0	-3.503693
0.1	-3.361014
0.2	-3.218334
0.3	-3.075654
0.4	-2.932974
0.5	-2.790295
0.6	-2.647615
0.7	-2.504935
0.8	-2.362256
0.9	-2.219576
1.0	-2.076896
1.1	-1.934217
1.2	-1.791537
1.3	-1.648857
1.4	-1.506177
1.5	-1.363498
1.6	-1.220818
1.7	-1.078138
1.8	-0.935459
1.9	-0.792779
2.0	-0.650099
2.1	-0.507420
2.2	-0.364740
2.3	-0.222060
2.4	-0.079380
2.5	0.063299
2.6	0.205979
2.7	0.348659
2.8	0.491338
2.9	0.634018
3.0	0.776698
3.1	0.919377
3.2	1.062057
3.3	1.204737
3.4	1.347417
3.5	1.490096
3.6	1.632776
3.7	1.775456
3.8	1.918135



Gráfica 4. 2 Aproximación lineal y los puntos de la transformación doble logarítmica.
Fuente: Propia

4.2.2.4 Función densidad de probabilidad de Weibull

Una vez obtenido los parámetros de forma “k” y de escala “C”, se procede a aplicar la ecuación 4.1 para obtener la función densidad de probabilidad de Weibull, entonces:

$$C = 11.653$$

$$k = 1.426$$

$$f(v) = \frac{k}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} \cdot e^{\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^{k}\right]}$$

En donde v corresponde a cada una de las velocidades, obteniendo los resultados de la Tabla 4.6.

Tabla 4. 6 Función densidad de probabilidad de Weibull

Fuente: Propia

V (m/s)	HORAS-AÑO	FRECUENCIA PUNTUAL (HORAS-AÑO/8760)	FRECUENCIAS ACUMULADAS (HORAS-AÑO/8760)	x $Ln(\text{Velocidad})$	y $Ln\left(Ln\left(\frac{1}{1-\text{Frecuencia Acumulada}}\right)\right)$	FUNCION DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD
0	2	0.000228	0.000228	0	-8.384690	0
1	262	0.029909	0.030137	0	-3.486741	0.041654
2	475	0.054224	0.084361	0.693147	-2.428910	0.053220
3	557	0.063584	0.147945	1.098612	-1.831929	0.059390
4	579	0.066096	0.214041	1.386294	-1.423578	0.062408
5	504	0.057534	0.271575	1.609438	-1.149260	0.063270
6	460	0.052511	0.324087	1.791759	-0.937283	0.062577
7	468	0.053425	0.377511	1.945910	-0.746485	0.060751
8	511	0.058333	0.435845	2.079442	-0.557872	0.058111
9	484	0.055251	0.491096	2.197225	-0.392309	0.054906
10	438	0.050000	0.541096	2.302585	-0.249855	0.051337
11	446	0.050913	0.592009	2.397895	-0.109245	0.047560
12	394	0.044977	0.636986	2.484907	0.013227	0.043702
13	326	0.037215	0.674201	2.564949	0.114644	0.039862
14	305	0.034817	0.709018	2.639057	0.210662	0.036114
15	265	0.030251	0.739269	2.708050	0.295849	0.032516
16	268	0.030594	0.769863	2.772589	0.384637	0.029108
17	260	0.029680	0.799543	2.833213	0.474467	0.025916
18	227	0.025913	0.825457	2.890372	0.557088	0.022958
19	193	0.022032	0.847489	2.944439	0.631546	0.020239
20	177	0.020205	0.867694	2.995732	0.704403	0.017761
21	153	0.017466	0.885160	3.044522	0.772057	0.015518
22	139	0.015868	0.901027	3.091042	0.838507	0.013502
23	131	0.014954	0.915982	3.135494	0.906936	0.011701
24	104	0.011872	0.927854	3.178054	0.966627	0.010102
25	113	0.012900	0.940753	3.218876	1.038879	0.008689
26	75	0.008562	0.949315	3.258097	1.092637	0.007447
27	63	0.007192	0.956507	3.295837	1.142678	0.006360
28	62	0.007078	0.963584	3.332205	1.197782	0.005414
29	61	0.006963	0.970548	3.367296	1.259878	0.004593
30	46	0.005251	0.975799	3.401197	1.314091	0.003885
31	46	0.005251	0.981050	3.433987	1.377749	0.003275
32	29	0.003311	0.984361	3.465736	1.425027	0.002753
33	24	0.002740	0.987100	3.496508	1.470305	0.002308
34	20	0.002283	0.989384	3.526361	1.514105	0.001929
35	22	0.002511	0.991895	3.555348	1.571792	0.001608
36	11	0.001256	0.993151	3.583519	1.606154	0.001336
37	15	0.001712	0.994863	3.610918	1.662275	0.001108
38	9	0.001027	0.995890	3.637586	1.703735	0.000916
39	13	0.001484	0.997374	3.663562	1.782123	0.000755
40	7	0.000799	0.998174	3.688879	1.841400	0.000621
41	4	0.000457	0.998630	3.713572	1.886015	0.000510
42	2	0.000228	0.998858	3.737670	1.913293	0.000417
43	7	0.000799	0.999658	3.761200	2.076856	0.000341
44	2	0.000228	0.999886	3.784190	2.205849	0.000278
45	1	0.000114	1.000000	3.806662	2.752273	0.000226
TOTAL	8760					

Con estos resultados se procede a graficar la distribución de Weibull. En la Gráfica 4.3 se observa la comparación entre el histograma de velocidades y la distribución de Weibull. Aplicando la ecuación 4.3 obtenemos la distribución acumulativa complementaria, esto se observa en la Gráfica 4.4.

Gráfica 4. 3 Comparación entre histograma de velocidades y distribución de Weibull

Fuente: Propia

Gráfica 4. 4 Distribución acumulativa complementaria de Weibull

Fuente: Propia

4.2.2.5 Determinación de la potencia media acumulada de salida

La potencia media de salida la calculamos a partir de la ecuación 4.14.

$$Pms_n = \left(\frac{Pi_{n-1} + Pi_n}{2} \right) f(v) \qquad (4.14)$$

Donde Pms es la potencia media de salida, Pi es la potencia instantánea, que corresponde a las potencias a diferentes velocidades del aerogenerador (ver Anexo 3) y $f(v)$ es la función densidad de probabilidad de Weibull.

Para calcular la potencia media de salida acumulada se aplica la ecuación 4.15. Los resultados se observan en la Tabla 4.7.

$$Pmsa_n = Pms_{n-1} + Pms_n \qquad (4.15)$$

4.2.2.6 Energía anual

Para determinar la energía anual extraíble del recurso eólico, basta con multiplicar la potencia media de salida acumulada total por 8760, que corresponde al total de horas que existe en un año.

$$Energía\ Anual\ (kWh) = Pmsa_T \times 8760 \qquad (4.16)$$

Para el presente análisis se tiene:

$$Energía\ Anual\ (kWh) = 929.050kW \times 8760h = 8138481.906\text{kWh}$$

$$Energía\ Anual\ (MWh) = 8138.481M\text{Wh}$$

Tabla 4. 7 Potencia instantánea, Potencia media y Potencia media de salida

Fuente: Propia

VELOCIDAD (m/s)	HORAS/AÑO	FUNCION DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD (FORMULA)	POTENCIA INSTANTANEA (KW)	POTENCIA MEDIA DE SALIDA (KW)	POTENCIA MEDIA DE SALIDA ACUMULADA (KW)
0	2	0	0	0	0
1	262	0.041654	0	0	0
2	475	0.053220	0	0	0
3	557	0.059390	0	0	0
4	579	0.062408	64	1.997066	1.997066
5	504	0.063270	159	7.054592	9.051659
6	460	0.062577	314	14.799383	23.851042
7	468	0.060751	511	25.059661	48.910703
8	511	0.058111	767	37.132730	86.043433
9	484	0.054906	1096	51.145315	137.188748
10	438	0.051337	1439	65.069141	202.257889
11	446	0.047560	1700	74.645256	276.903144
12	394	0.043702	1912	78.926005	355.829150
13	326	0.039862	2000	77.969570	433.798720
14	305	0.036114	2000	72.228789	506.027509
15	265	0.032516	2000	65.032829	571.060338
16	268	0.029108	2000	58.216190	629.276528
17	260	0.025916	2000	51.832862	681.109390
18	227	0.022958	2000	45.915084	727.024475
19	193	0.020239	2000	40.477575	767.502049
20	177	0.017761	2000	35.521202	803.023251
21	153	0.015518	2000	31.036144	834.059396
22	139	0.013502	2000	27.004580	861.063976
23	131	0.011701	2000	23.402953	884.466929
24	104	0.010102	2000	19.759367	904.226296
25	113	0.008689	2000	17.377544	921.603840
26	75	0.007447	0	7.446606	929.050446
27	63	0.006360	0	0.000000	929.050446
28	62	0.005414	0	0.000000	929.050446
29	61	0.004593	0	0.000000	929.050446
30	46	0.003885	0	0.000000	929.050446
31	46	0.003275	0	0.000000	929.050446
32	29	0.002753	0	0.000000	929.050446
33	24	0.002308	0	0.000000	929.050446
34	20	0.001929	0	0.000000	929.050446
35	22	0.001608	0	0.000000	929.050446
36	11	0.001336	0	0.000000	929.050446
37	15	0.001108	0	0.000000	929.050446
38	9	0.000916	0	0.000000	929.050446
39	13	0.000755	0	0.000000	929.050446
40	7	0.000621	0	0.000000	929.050446
41	4	0.000510	0	0.000000	929.050446
42	2	0.000417	0	0.000000	929.050446
43	7	0.000341	0	0.000000	929.050446
44	2	0.000278	0	0.000000	929.050446
45	1	0.000226	0	0.000000	929.050446
TOTAL	8760				

4.3. MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE RAYLEIGH

La distribución de Rayleigh es un caso particular de la distribución de Weibull, cuando el parámetro de forma k es igual a 2. (58)

Con los datos disponibles de la velocidad del viento en un determinado lugar, es posible encontrar la ecuación de distribución de Rayleigh la cual describe la distribución de velocidades del viento con una aproximación razonable dentro de ciertos límites, siendo la velocidad media del mismo un parámetro a tener en cuenta, muy característico. (57)

La distribución de Rayleigh es poco fiable para lugares donde la velocidad media anual no supere los 4.5 m/s y no debe usarse nunca cuando esta velocidad es menor a 3.5 m/s. Como los lugares cuyo potencial eólico es atractivo desde el punto de vista energético presentan velocidades media anuales superiores a los valores mencionados anteriormente, la distribución de Rayleigh es muy usada como referencia, incluso los fabricantes de aerogeneradores basan las prestaciones de sus equipos a una distribución de velocidades de viento según la distribución de Rayleigh. (58)

El área bajo cualquier curva siempre es la unidad, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades incluyendo el cero es el 100%. (57)

La distribución de Rayleigh está definida por un parámetro que es la velocidad media y es un valor aproximado a C (parámetro de escala). (62)

La velocidad media se obtiene sumando el producto de cada intervalo diminuto de velocidad por la probabilidad de obtener esa velocidad. (62) También se puede obtener esta velocidad media con la siguiente expresión: (63)

$$\bar{v} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{W} m_i v_i \qquad (4.\ 17)$$

Donde v_i es la velocidad del viento, W es el número de diferentes valores de velocidad del viento que se registran, n es el total de observaciones y m_i es el número de lecturas en que el viento se encuentra en el rango de velocidad comprendido en v_i.

La función de distribución de Rayleigh está dada por la siguiente expresión: (58)

$$f(v) = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{v}{\bar{v}^2} \cdot e^{\left[-\frac{\pi}{4}\cdot\left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^2\right]} \qquad (4.\ 18)$$

Donde v es la velocidad del viento y $\bar{v}$ es la velocidad media del viento.

***Distribución acumulativa**:* Es la probabilidad de que la velocidad del viento no supere un determinado valor, está dado por: (58)

$$F(v) = 1 - e^{\left[-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^2\right]} \qquad (4.\ 19)$$

Distribución acumulativa complementaria: Es la probabilidad de que la velocidad del viento se mayor o igual a un determinado valor, está dado por: (64)

$$P(v \geq v_a) = 1 - F(v_a) = e^{\left[-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^2\right]} \qquad (4.\ 20)$$

4.3.1 Pasos para la aplicación del método de Rayleigh

4.3.1.1 Organizar los datos

Como primer paso, se debe clasificar los datos de cada velocidad horaria en un rango de 1 m/s, es decir se cuenta el número de datos que existe en cada rango, estos resultados se los llama frecuencias del viento los cuales se pueden observar en la Tabla 4.1.

4.3.1.2 Cálculo de la velocidad media del viento

Para calcular la velocidad media del viento primero se multiplica cada velocidad del viento con la frecuencia con que se presenta las velocidades, estos resultados se muestran en la Tabla 4.8.

Luego al aplicar la ecuación 4.17 se obtiene el resultado de la velocidad media del viento de la siguiente manera:

$$\bar{v} = \frac{1}{n}(99196) = \frac{1}{8760}(99196) = 11.323 m/s$$

Donde el valor de 99196 es la suma de la multiplicación de la velocidad por las horas/año y n es el número de observaciones de las velocidades.

Tabla 4. 8 Cuadro de valores de multiplicación entre velocidad por horas/año y velocidad media del viento

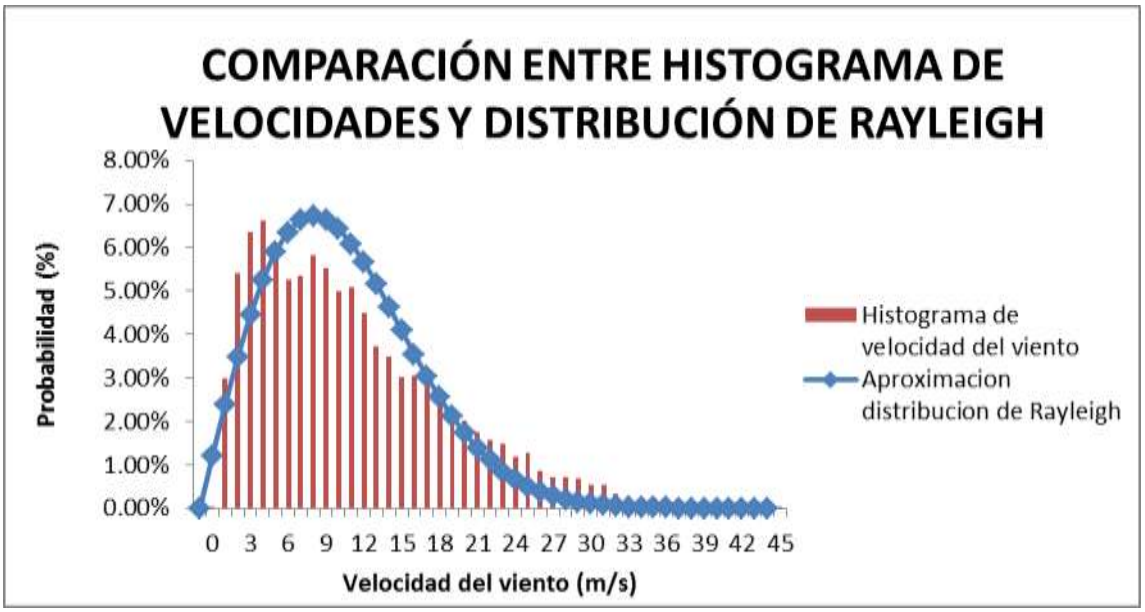
Fuente: Propia

VELOCIDAD (m/s)	HORAS/AÑO	(VELOCIDAD) X (HORAS/AÑO)	VELOCIDAD MEDIA
0	2	0	11.323744
1	262	262	
2	475	950	
3	557	1671	
4	579	2316	
5	504	2520	
6	460	2760	
7	468	3276	
8	511	4088	
9	484	4356	
10	438	4380	
11	446	4906	
12	394	4728	
13	326	4238	
14	305	4270	
15	265	3975	
16	268	4288	
17	260	4420	
18	227	4086	
19	193	3667	
20	177	3540	
21	153	3213	
22	139	3058	
23	131	3013	
24	104	2496	
25	113	2825	
26	75	1950	
27	63	1701	
28	62	1736	
29	61	1769	
30	46	1380	
31	46	1426	
32	29	928	
33	24	792	
34	20	680	
35	22	770	
36	11	396	
37	15	555	
38	9	342	
39	13	507	
40	7	280	
41	4	164	
42	2	84	
43	7	301	
44	2	88	
45	1	45	

4.3.1.3 Distribución de Rayleigh *f(v)*

Para calcular la Distribución de Rayleigh se utiliza cada una de las velocidades del viento y la velocidad media del viento calculado anteriormente, con lo cual se tiene la Tabla 4.8 y al aplicar la ecuación 4.18, se tiene los resultados de la Tabla 4.9.

En la Gráfica 4.5 se tiene una comparación entre el histograma de las velocidades del viento y la curva obtenida con la distribución de Rayleigh.



Gráfica 4. 5 Comparación entre Histograma de Velocidades del Viento y la Distribución de Rayleigh

Fuente: Propia

4.3.1.4 Función de probabilidad acumulada complementaria de Rayleigh.

Para calcular la función de probabilidad acumulada se utiliza cada una de las velocidades del viento y la velocidad media del viento calculado anteriormente, (Tabla 4.8), además se aplica la ecuación 4.20, y los resultados se presentan en la Tabla 4.9.

En la Gráfica 4.6 se puede observar la curva que indica el porcentaje del tiempo en que la velocidad del viento sea mayor a v, es decir, la probabilidad de

que supere 0 m/s en un tiempo es del 100%, mientras que probabilidad que supere los 25 m/s es aproximadamente 0%.

Gráfica 4. 6 Porcentaje del tiempo en que la velocidad del viento sea mayor a "v".
Fuente: propia

4.3.1.5 Función de probabilidad acumulada de Rayleigh f(v)

Para calcular la función de probabilidad acumulada se utiliza cada una de las velocidades del viento y la velocidad media del viento calculado anteriormente, (Tabla 4.8) y se aplica la ecuación 4.19, los resultados se presentan en la Tabla 4.9.

Tabla 4. 9 Distribución de Rayleigh, Funciones de Probabilidad Acumulada y Complementaria
Fuente: Propia

PROBABILIDAD DE QUE SUPERE LA VELOCIDAD	DISTRIBUCION DE RAYLEIGH	FUNCION DE PROBABILIDAD ACUMULADA DE RAYLEIGH F(v)
100.000000%	0	0
99.389367%	0.012175	0.006106
97.579749%	0.023907	0.024203
94.636640%	0.034779	0.053634
90.664815%	0.044426	0.093352
85.802135%	0.052554	0.141979
80.211614%	0.058956	0.197884
74.072374%	0.063518	0.259276
67.570187%	0.066219	0.324298
60.888297%	0.067130	0.391117
54.199137%	0.066395	0.458009
47.657447%	0.064219	0.523426
41.395108%	0.060851	0.586049
35.517886%	0.056563	0.644821
30.104059%	0.051629	0.698959
25.204776%	0.046314	0.747952
20.845892%	0.040858	0.791541
17.030914%	0.035467	0.829691
13.744701%	0.030307	0.862553
10.957525%	0.025504	0.890425
8.629179%	0.021142	0.913708
6.712841%	0.017269	0.932872
5.158496%	0.013902	0.948415
3.915792%	0.011033	0.960842
2.936271%	0.008633	0.970637
2.174965%	0.006661	0.978250
1.591433%	0.005069	0.984086
1.150282%	0.003805	0.988497
0.821297%	0.002817	0.991787
0.579263%	0.002058	0.994207
0.403582%	0.001483	0.995964
0.277758%	0.001055	0.997222
0.188835%	0.000740	0.998112
0.126817%	0.000513	0.998732
0.084130%	0.000350	0.999159
0.055132%	0.000236	0.999449
0.035690%	0.000157	0.999643
0.022822%	0.000103	0.999772
0.014416%	0.000067	0.999856
0.008995%	0.000043	0.999910
0.005545%	0.000027	0.999945
0.003376%	0.000017	0.999966
0.002031%	0.000010	0.999980
0.001206%	0.000006	0.999988
0.000708%	0.000004	0.999993
0.000411%	0.000002	0.999996

4.3.1.6 Cálculo de la energía anual

Para obtener la Energía Anual se aplica la siguiente expresión:

$$Energía\,Anual\,(MWh) = 8760 \cdot \sum_{i=1}^{N} \left[F(v_i) - F(v_{i-1}) \right] \cdot \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \qquad (4.\ 21)$$

Primero se debe calcular la diferencia de función de probabilidad acumulada, es decir, la diferencia de probabilidad de una velocidad determinada con probabilidad de la velocidad anterior, los resultados se presenta en la Tabla 4.10.

Luego se calcula la potencia media en cada rango de velocidad utilizando las potencias del aerogenerador que se va a utilizar, es decir, la suma de la potencia en una velocidad determinada con la potencia de la velocidad anterior, estos resultados se presenta en la Tabla 4.10.

Lo que sigue es multiplicar los resultados de la diferencia con los resultados de las potencias medias, (Tabla 4.10).

Por último se aplica la ecuación 4.21 y se obtiene como resultado la energía anual de la siguiente manera:

$$Energía\,Anual\,(MWh) = 8760 * (1237.236)/1000$$

Donde 1237.236 es el resultado de la sumatoria del producto de la diferencia de la probabilidad con la potencia media (Tabla 4.10), por lo tanto:

$$Energía\,Anual\,(MWh) = 10838.192$$

Tabla 4. 10 Diferencias de probabilidades, Potencias medias y Producto de las Diferencias y Potencias Medias

Fuente: Propia

DIFERENCIA f(v)	POTENCIA MEDIA P(i)-P(i-1)	PRODUCTO DE DIFERENCIA CON POTENCIA MEDIA
0	0	0
0.006106	0	0
0.018096	0	0
0.029431	0	0
0.039718	32	1.270984
0.048627	111.5	5.421888
0.055905	236.5	13.221582
0.061392	412.5	25.324365
0.065022	639	41.548976
0.066819	931.5	62.241809
0.066892	1267.5	84.785091
0.065417	1569.5	102.671831
0.062623	1806	113.097843
0.058772	1956	114.958455
0.054138	2000	108.276550
0.048993	2000	97.985656
0.043589	2000	87.177685
0.038150	2000	76.299551
0.032862	2000	65.724267
0.027872	2000	55.743517
0.023283	2000	46.566913
0.019163	2000	38.326765
0.015543	2000	31.086905
0.012427	2000	24.854070
0.009795	2000	19.590436
0.007613	2000	15.226105
0.005835	1000	5.835320
0.004412	0	0
0.003290	0	0
0.002420	0	0
0.001757	0	0
0.001258	0	0
0.000889	0	0
0.000620	0	0
0.000427	0	0
0.000290	0	0
0.000194	0	0
0.000129	0	0
0.000084	0	0
0.000054	0	0
0.000035	0	0
0.000022	0	0
0.000013	0	0
0.000008	0	0
0.000005	0	0
0.000003	0	0
	SUMATORIA	1237.236565

4.4. ROSA DE LOS VIENTOS

Otro parámetro interesante para la evaluación del recurso eólico es la dirección del viento. Es común mostrar información simultánea, dirección e intensidad del viento en un solo gráfico, este gráfico se llama rosa de los vientos.

En la Figura 4.1, se representa la rosa de los vientos del estudio realizado, donde se han considerado 16 segmentos, que representan direcciones angulares según la procedencia del viento. La longitud radial dividida representa la duración en el tiempo y la proporción de energía contenida en el sector. En la Figura 4.2 se observa la rosa de los vientos sobre el sitio de estudio.

Para elaborar la rosa de los vientos se utilizó el software WRPLOT View™, este es un programa de libre distribución para Windows y sirve para representar rosas de los vientos. En el Anexo 5 se explica cómo usar este software.

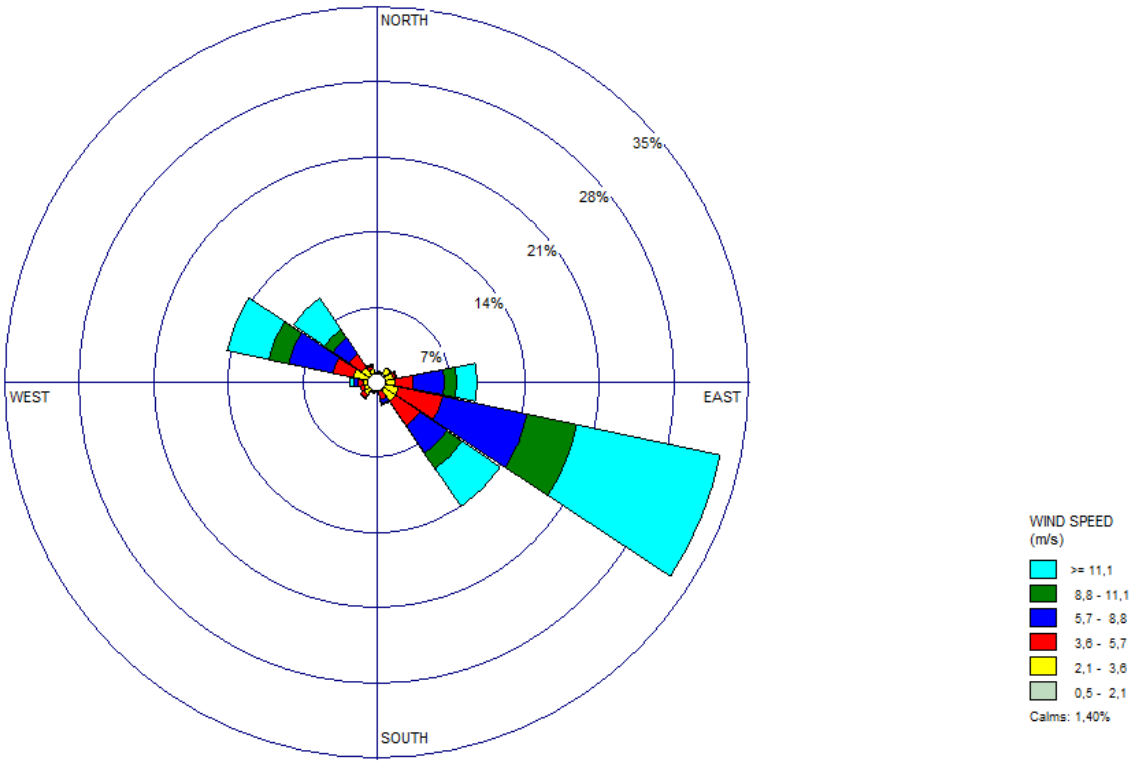


Figura 4. 1 Rosa de los vientos correspondiente a la estación meteorológica del Puntas

Fuente: Propia

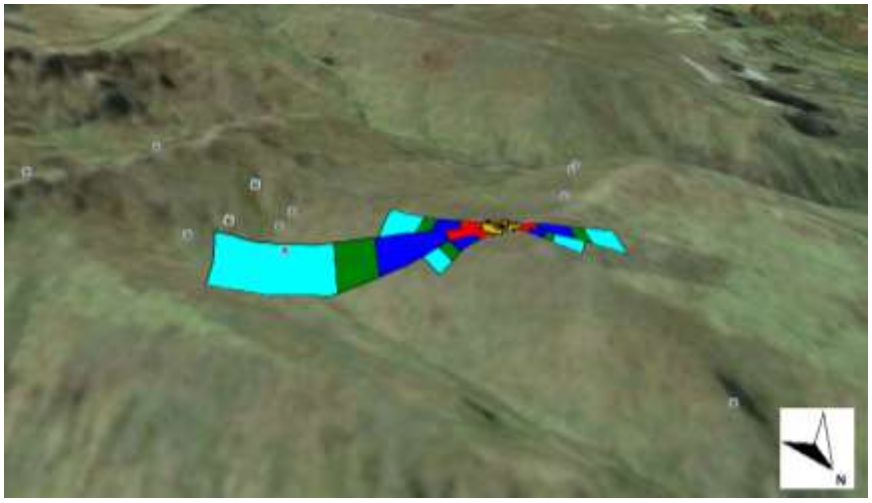


Figura 4. 2 Rosa de los vientos sobre el sitio de estudio.

Fuente: Propia

4.5. POTENCIA DISPONIBLE

Es la potencia contenida en el viento debida a su energía cinética y está dada por la ecuación 2.5. Para poder aplicar esta ecuación es necesario corregir la densidad del aire debido a los efectos de la temperatura y altitud sobre el nivel del mar, para lo cual se aplica la ecuación 4.22. (58)

$$\rho = 1.225\left(\frac{288}{t+273}\right)e^{-\left(\frac{h}{8435}\right)} \qquad (4.\ 22)$$

Donde ρ es la densidad del aire en kg/m^3, t es la temperatura en $°C$ y h es la altura sobre el nivel del mar en m. Para el caso analizado se tiene:

$$\text{Tmedia anual} = 4.1169°C$$
$$h_{msnm} = 4140m$$

$$\rho = 1.225\left(\frac{288}{4.1169+273}\right)e^{-\left(\frac{4140}{8435}\right)} = 0.779$$

Con Weibull: $$Pd = \frac{1}{2}\cdot 0.779\cdot 5281\cdot\left(8.994\right)^3 = 1496kW$$

Con Rayleigh: $$Pd = \frac{1}{2}\cdot 0.779\cdot 5281\cdot\left(11.32\right)^3 = 2983kW$$

CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

El viento al ser considerado como un recurso energético y desde el punto de vista de su disponibilidad, es una fuente con sustanciales variaciones temporales y espaciales.

- Temporales: A pequeña y gran escala de tiempo.
- Espaciales: Tanto en superficie como en altura.

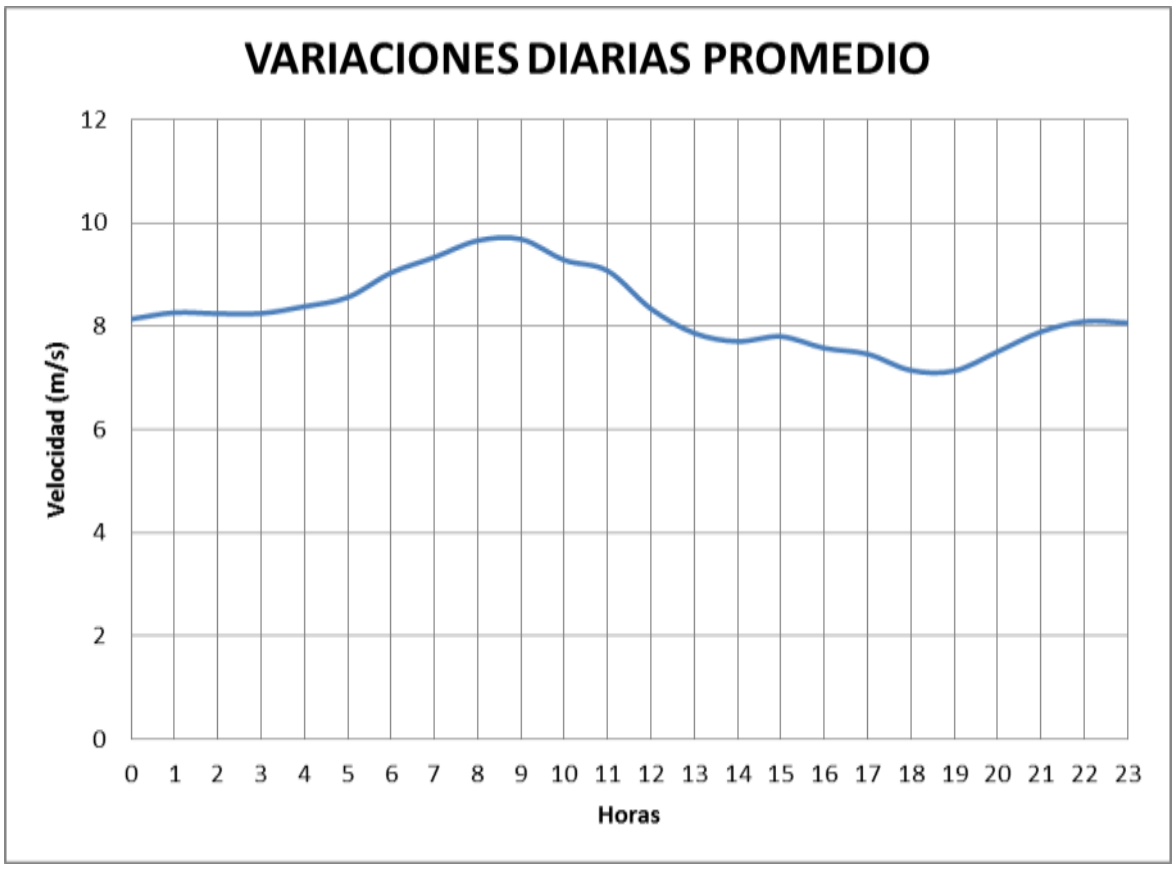
Entonces, se debe tener en cuenta a qué altura sobre el nivel del mar se está haciendo el análisis, ya que la densidad del aire varía en función de la altura y de la temperatura, dicha temperatura debe ser un promedio de por lo menos 1 año. En el análisis realizado se observó que la densidad del aire a la altura de 4140m y a una temperatura promedio de 4.1169 °C es de 0,779 kg/m^3, que tiene una gran diferencia con la densidad del aire estándar que corresponde a 1.225 kg/m^3.

Además el viento posee una característica aleatoria que afecta en gran parte a su variación total, así pues la energía eólica disponible por unidad de área es proporcional al cubo de la velocidad, por lo que pequeñas variaciones en la velocidad del viento conllevan a sensibles variaciones en la energía suministrada. Por esta razón es importante la colocación del aerogenerador a la mayor altura posible sobre el nivel del suelo, dado que la velocidad tiende a crecer con la altura.

Las características del viento influyen de forma importante:

- En la selección del emplazamiento más favorable para la instalación de los sistemas eólicos, dadas las diferencias locales del viento.
- En la estimación de la producción energética y del funcionamiento global del sistema eólico, donde se consideran valores medios de viento y distribuciones en lugares específicos o de interés.
- En el diseño del sistema, donde se tienen en cuenta las condiciones medias representativas y condiciones extremas de viento.
- En la operación y regulación del sistema eólico, donde intervienen aspectos como la predicción del viento para planificar el funcionamiento en tiempo real, así como características del viento que influyen en la estrategia de operación, como son, el arranque, parada y orientación; además de factores que afectan al mantenimiento o vida útil del sistema, como por ejemplo las ráfagas o turbulencias.

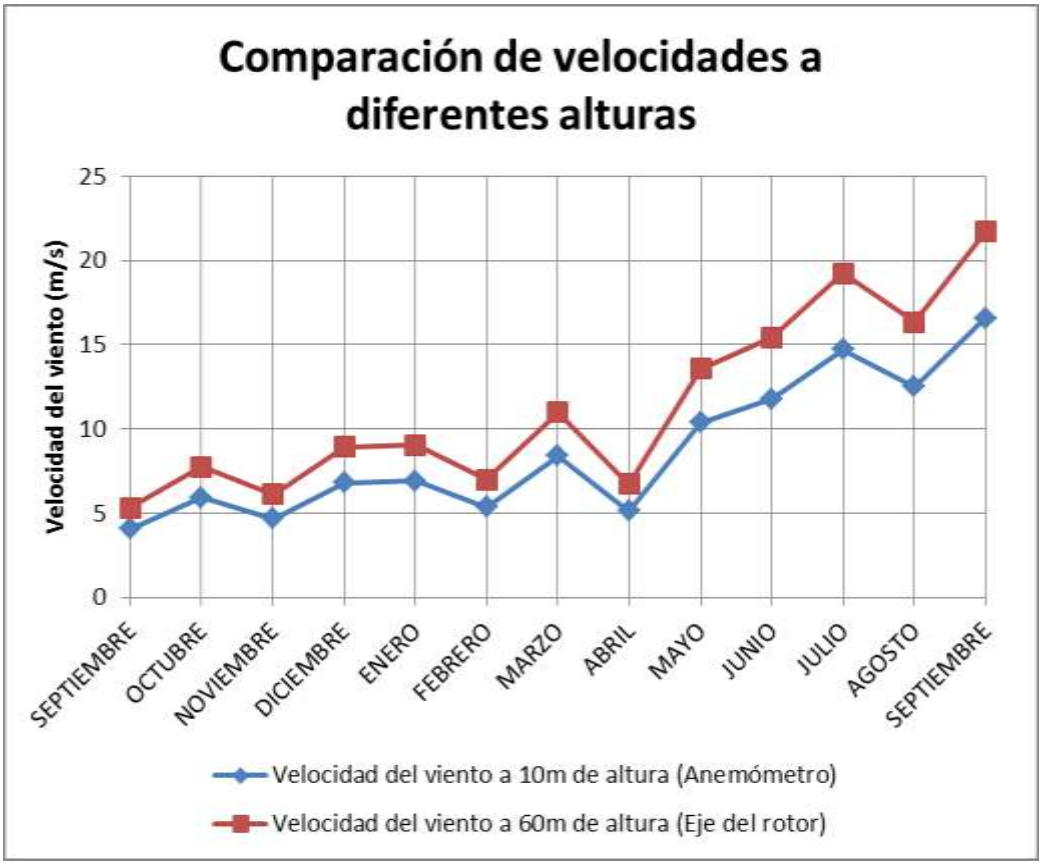
Se puede observar en la Gráfica 5.1 las variaciones diarias promedio, donde la máxima velocidad se da a las 10 de la mañana.



Gráfica 5. 1 Variaciones diarias promedio

Fuente: Propia

La variación de la velocidad con respecto a la altura sobre el terreno depende esencialmente de la rigurosidad del mismo, es decir, si existen árboles, edificios o terrenos llanos. En este caso el terreno es campo abierto sin cercados, correspondiendo a una clase de rugosidad 1 con longitud de rugosidad z_0 de 0.03. Con lo cual la velocidad del viento varió en forma considerable al llevarlo a la altura de 60m correspondiente al eje del aerogenerador. Esto se observa en la Gráfica 5.2.



Gráfica 5. 2 Comparación de velocidades del viento a la altura que se tomó los datos (10m) y a la altura de eje del aerogenerador (60m)

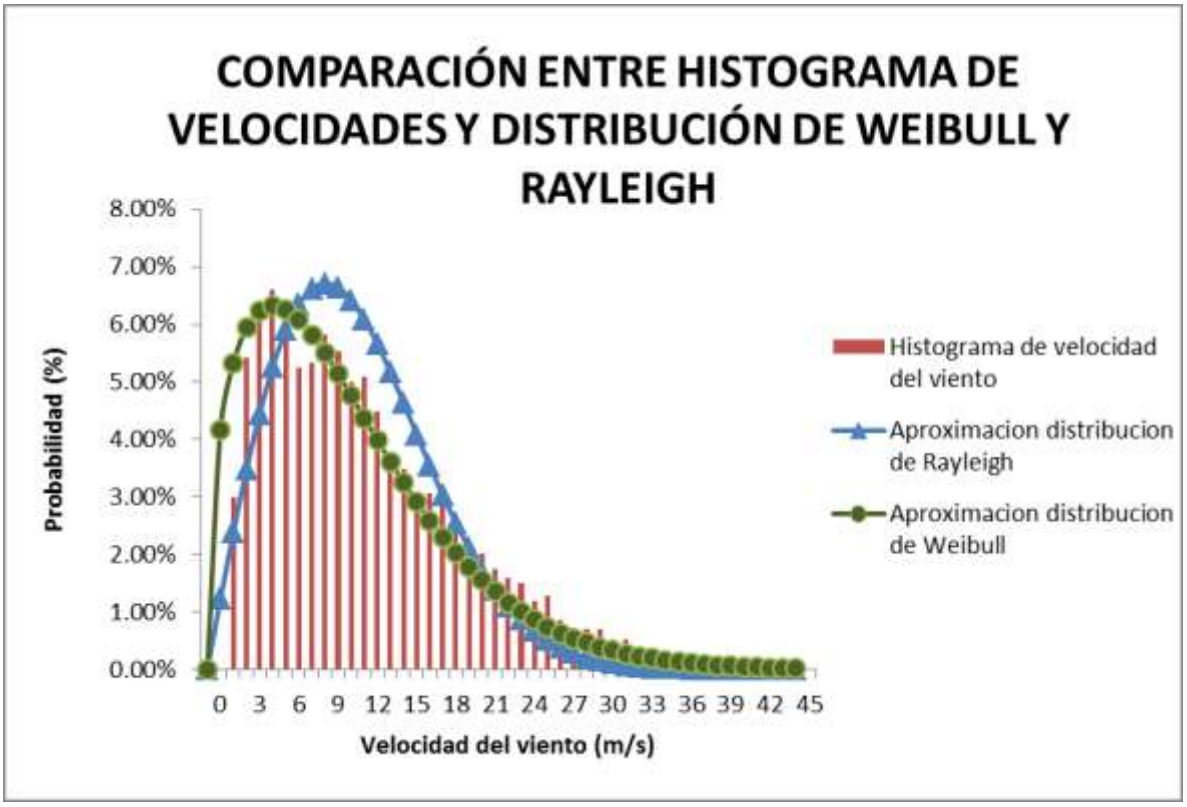
Fuente: Propia

La potencia disponible es directamente proporcional al área de barrido (A), es decir si se duplica el diámetro del rotor del aerogenerador, la energía obtenida se verá multiplicada por cuatro.

Los métodos de distribución de probabilidades que se utilizaron para describir el comportamiento del viento fue el de Rayleigh y Weibull, los cuales se adaptan bien a la forma típica de los histogramas de viento y se utilizan cuando es necesaria una expresión analítica de la probabilidad de la velocidad del viento. La función de distribución de probabilidad que más se aproximó a los datos medidos es la que mayor exactitud brinda al momento de realizar el cálculo de la energía eléctrica extraíble.

Como se puede observar en la Gráfica 5.3 del análisis hecho, la distribución que más se aproxima es la de Weibull, esto se debe a que proporciona un método

empírico preciso para la representación de la distribución de velocidades del viento ya que se basa en 2 parámetros que son, el parámetro de forma k y en el parámetro de escala C, mientras la distribución de Rayleigh, se necesita un sólo parámetro que es la velocidad media del viento ya que se asume un valor de k =2, que es recomendable debido a que estos valores frecuentemente se encuentran en un intervalo cercano a 2, además la velocidad media anual del viento, es un valor aproximado al del parámetro C de la distribución de Weibull. Cabe mencionar que la distribución de Rayleigh se emplea como aproximación preliminar del potencial eólico.



Gráfica 5. 3 Comparación entre el Histograma de velocidades y las Distribuciones de Weibull y Rayleigh

Fuente: Propia

La energía anual total extraíble por el aerogenerador REpower MM82 fue de 8138.48 MWh/año, de acuerdo a la distribución estadística de Weibull, mientras que con la distribución estadística de Rayleigh la energía anual total extraíble es de 10838,19 MWh/año. Como se mencionó, esto se debe al número de parámetros que se utiliza en cada uno de los métodos de análisis.

La energía anual disponible según la velocidad media de Weibull y Rayleigh es:

$$\text{Energía Anual Disponible}_{Weibull} = 8760 \times 1496 = 13104960\, kWh/año = 13104.960\, MWh/año$$
$$\text{Energía Anual Disponible}_{Rayleigh} = 8760 \times 2983 = 26131080\, kWh/año = 26131.08\, MWh/año$$

Entonces la energía anual extraíble es el 62.102% con respecto a la energía anual disponible, según el método de distribución de Weibull, mientras que usando el método de Rayleigh es el 41.476%, como se puede observar, esta marcada diferencia se debe a que en el método de distribución de Rayleigh se parte de una aproximación de los parámetros de forma y escala, mientras que en el método de distribución de Weibull se calcula dichos parámetros, brindándonos un mejor resultado.

Como punto favorable a la distribución de Rayleigh se puede mencionar su facilidad de aplicación, en comparación a la distribución de Weibull, que en algunos casos puede presentar dificultad el cálculo de los parámetros de forma y escala.

5.2. RECOMENDACIONES

Para una evaluación precisa del potencial eólico, es recomendable tomar muestras de valores de viento con una frecuencia de 10 segundos, y promedios en intervalos de 10 minutos a 1 hora.

Si se desea instalar aerogeneradores en un determinado emplazamiento, las directrices a seguir serán:

- Medir durante un periodo de tiempo lo más largo, práctico y económicamente posible.
- Comparar con las medidas de otros lugares vecinos donde estén disponibles datos correspondientes a largos periodos de tiempo.

Los sensores han de estar ubicados en lugares bien expuestos a todas las direcciones y sin obstáculos en los alrededores.

La altura estándar de medición es de 10 metros sobre el suelo, con el fin de poder establecer comparaciones homogéneas.

En el caso de evaluación de una determinada máquina, conviene realizar las medidas a la altura del buje, con el fin de reducir las posibles incertidumbres. Esto es importante ya que errores en este punto pueden acarrear fracasos en la

energía final obtenida respecto a la esperada, ya que la variación en la potencia eólica son tres veces las correspondientes a la velocidad.

Un proyecto eólico durante su construcción y operación, puede generar una serie de impactos ambientales en el área donde se desarrollará, aunque algunos de estos impactos son de carácter negativo también se presentan impactos positivos, tales como el apoyo al desarrollo regional y el mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades del área de influencia directa. La mayoría de impactos se asocian a la etapa de construcción de los accesos, las fundiciones de los aerogeneradores, las fundiciones para las torres de la línea de conexión, la construcción de la subestación, cambios del uso actual de los suelos, desplazamiento de aves, colisión de aves con los aerogeneradores y/o con los conductores de la línea de conexión.

Debido a lo mencionado, no es suficiente con evaluar el potencial eólico que tiene determinado sitio, sino se debe:

- Socializar el Proyecto con las comunidades del área de influencia directa.
- Realizar estudios ambientales, sociales y económicos.
- Tramitar la licencia ambiental y permisos ambientales requeridos.

Vale la pena mencionar que un proyecto eólico solo se puede iniciar una vez se haya protocolizado la consulta previa con las comunidades sobre la realización del proyecto y se haya obtenido la licencia ambiental.

Para complementar el estudio además de lo hecho en este proyecto se debe hacer un análisis para identificar el tipo de máquina más adecuada para obtener los resultados energéticos más efectivos, además se recomienda estudiar cuáles son los factores de planta de las centrales eólicas y los aspectos económicos que permiten evaluar la viabilidad de la instalación de aerogeneradores.

BIBLIOGRAFÍA

1. **UNIDAD DE PLANIFICACIÓN MINERO ENERGÉTICO.** *Formulacion de un programa básico de normalización para aplicaciones de energías alternativas y difusion.* Bogotá : s.n., 2003.
2. **Creus Solé, Antonio.** *Aerogeneradores.* s.l. : CEYSA, 2008.
3. **Pinilla s., Alvaro.** *Manual de Aplicación de la Energía Eólica.* 1997.
4. **Leonardo ENERGY.** Manual Práctico - Energía Eólica. *Leonardo-ENERGY.* [En línea] [Citado el: 17 de Agosto de 2012.] http://www.leonardo-energy.org/espanol/tag/energia-eolica.
5. **Cárdenas, E. y Rivera, W.** *Análisis Estadístico de Mediciones de la Velocidad del Viento Utilizando la Técnica de Valores Desviados.* Santiago de Querétaro : s.n., 2008.
6. **Global Wind Energy Council.** Global Wind Report 2011 - Annual market update. [En línea] [Citado el: 14 de Agosto de 2012.] http://www.gwec.net/index.php?id=190.
7. **Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.** Plan de Acción de Energía Sostenible. [En línea] [Citado el: 14 de Agosto de 2012.] http://www.mer.gob.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=282&Itemid=232.
8. **Padilla, Luis.** Agencia Pública de Noticias del Ecuador y Suramérica. *andes.* [En línea] 19 de Agosto de 2011. [Citado el: 14 de Agosto de 2012.] http://andes.info.ec/2009-2011.php/?p=84384.
9. **Fernández Díez, Pedro.** *ENERGÍA EÓLICA.*
10. **Campbell, Reece.** *Biología.* Madrid : Editorial Médica Panamericana, 2007.
11. **Bañuelos Ruedas, F., y otros.** *Análisis y Validación de Metodología UsadaPara la Obtención de Perfiles de Velocidad deViento.*
12. **Sánchez Campos, Teodoro.** *Algunos Elementos Sobre La Energía Eólica.* Perú : s.n.
13. **Solarizate.** Aprovechar la energía del viento. *Preparación ficha(10).* [En línea] [Citado el: 8 de Agosto de 2012.] http://www.solarizate.org/pdf/castellano/fichasalumnos/FICHA10.pdf.
14. **SOLÓN PINO, GIRALDO.** Sistemas de Conversion de Energía Eólica. Medellín, Colombia : s.n., 2009.
15. **Leiva Illanes, Roberto y Herrera Reyes, Cynthia.** *Energía Eólica en Chile.* 2008.
16. **Direccion General de Aeronáutica Civil.** Direccion Meteorológica de Chile. [En línea] http://www.meteochile.gob.cl/instrumentos/inst_convencional.html#l.
17. **IKKARO inventos y experimentos caseros.** Escalas del viento. *Escala Beaufort.* [En línea] [Citado el: 9 de Agosto de 2012.] http://www.ikkaro.com/book/export/html/18.
18. **Estación Meteorológica Hipólito UNANUE PUCP.** Estación Meteorológica Hipólito UNANUE PUCP. *Equipos para Viento.* [En línea] [Citado el: 9 de Agosto de 2012.] http://meteorologia.pucp.edu.pe/estacion/bevientoe.html.
19. **Oliva, Ing. Rafael.** Adquisicion de datos Recurso Eólico. *Introduccion a los modelos y control de Maquinas eólica I.*
20. **Energía Eólica Web tematica de soliclima.** Mapa Eólico. *Mapa Eólico.* [En línea] [Citado el: 27 de Agosto de 2012.] http://www.energiaseolicas.com/mapa-eolico.html.
21. **INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CANARIAS.** Mapa y prediccion eólica. *Evaluación de los recursos y potenciales de EERR.* [En línea] [Citado el: 26 de Agosto de 2012.] http://www.agenergia.org/files/resourcesmodule/@random499e8e8d0ea7a/1235568147_presentacion_eramac_mapa_y_prediccion_eolicaITC.pdf.
22. **Leal Rubio, Manuel, León Reneses, Alvaro y Marcos Barrio, Agustin.** *Diseño de Aerogeneradores.*
23. **Resendiz Calixto, Gustavo, Mata Corona, Jorge Salvador y Sanchez Yañes, Luis Alberto.** *Construccion de un Generador de energía Eólica.* San Juan del Rio : s.n., 2010.
24. **Talayero Navales, Ana Patricia y Telmo Martinez, Enrique.** *Energías Renovables.* Zaragoza : Prensas Universitarias de Zaragoza, 2008.
25. **Renovables Verdes (Adrian).** Origenes e historia de la energia Eólica. [En línea] 9 de Marzo de 2011. [Citado el: 11 de Septiembre de 2012.] http://www.renovablesverdes.com/origenes-e-historia-de-la-energia-eolica/.

26. *CENTRALES DE GENERACION Y SISTEMAS DE TRANSMISION DE CELEC EP.* **Goyes, Jorge.** Cuenca : s.n., 2012.
27. **Armendariz M, Emilia.** Proyecto eólico Villonaco – Loja. *Proyecto eólico Villonaco – Loja.* [En línea] 22 de septiembre de 2011. [Citado el: 11 de Septiembre de 2012.] http://lodijeron.wordpress.com/2011/09/23/proyecto-eolico-villonaco-loja/.
28. **Centro de energías renovables CER (Ministerio de energía de Chile).** TECNOLOGÍAS. [En línea] [Citado el: 10 de Septiembre de 2012.] http://cer.gob.cl/tecnologias/eolica/baja-potencia/eje-vertical-darrieus-panemona-y-savonius/.
29. **U.S Department of Energy.** *Small Wind Electric Systems.*
30. **TECNICSUPORT.** tecnicsuport.com. [En línea] [Citado el: 7 de Septiembre de 2012.] http://www.tecnicsuport.com/index.php?pagina=http://www.tecnicsuport.com/enerenov/taulesconsulta/reactiva_eolicos/articulo1.htm.
31. **ECOVIVE.COM.** ECOVIVE.COM. *Los Aerogeneradores según la Orientación del Rotor.* [En línea] 16 de Enero de 2010. [Citado el: 20 de Agosto de 2012.] http://www.ecovive.com/los-aerogeneradores-segun-la-orientacion-del-rotor.
32. **Blogs.com.** Arquitectura Re-generada. *Aerogeneradores de eje vertical .* [En línea] 29 de Julio de 2011. [Citado el: 20 de Agosto de 2012.] http://arquitecturaregenerada.blogspot.com/2011/07/aerogeneradores-de-eje-vertical.html.
33. *Energía Eólica.* **Wekken, Ton Vander y Wien, Fred.** Madrid : s.n.
34. **Centro educativo.edu.uy.** Energía Eólica. *Energía Eólica.* [En línea] [Citado el: 20 de Agosto de 2012.] http://www.centroeducacional.edu.uy/sitio/subir/eolica1.swf.
35. **Moreno Figueredo, Conrado .** *FUNDAMENTOS DE LA ENERGIA EOLICA.* La Habana : s.n.
36. **Figueredo, Conrado Moreno.** Componentes de una turbina eólica de eje horizontal. [En línea] [Citado el: 20 de Agosto de 2012.] http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia36/HTML/articulo03.htm.
37. *La Tecnología de los Aerogeneradores.* **Snel, Herman .**
38. **Cuesta Santianes, María José, Pérez Martínez, Martha y Cabrera Jimenez, Juan Antonio.** *Aerogeneradores de potencia inferior a 100 kW.* 2008.
39. **Gobierno de Chile, Comisión Nacional de Energía.** *PROYECTOS EÓLICOS.* Santiago de Chile : s.n., 2006.
40. **Díez, Pedro Fernández.** *ENERGÍA EÓLICA.* Catabria : s.n.
41. **DNETN-MIEM Programa de Energía Eólica.** Sistemas eólicos pequeños para generación de electricidad conectados a la red eléctrica. *Una guía para consumidores en Uruguay.* [En línea] [Citado el: 16 de Agosto de 2012.] www.energiaeolica.gub.uy.
42. Windeco. *Tecnología Eólica.* [En línea] [Citado el: 18 de Agosto de 2012.] www.windeco.es.
43. DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. [En línea] [Citado el: 15 de Agosto de 2012.] www.windpower.org.
44. **Cica.** Centrales Eólicas 2ª parte. [En línea] [Citado el: 21 de Agosto de 2012.] http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo4b.html.
45. **OPEX energy.** OPEX energy. *Eólica.* [En línea] [Citado el: 17 de Agosto de 2012.] http://www.opex-energy.com/eolica/tipos_aerogeneradores.html.
46. **UCO.** Sistemas Elécricos de control. *El Sistema de control.* [En línea] [Citado el: 21 de Agosto de 2012.] http://rabfis15.uco.es/lvct/tutorial/41/tema20/tema20-2.htm.
47. Hypertexto web sobre energía eólica. *Desarrollo de la tecnologia eólica.* [En línea] http://rabfis15.uco.es/lvct/tutorial/41/tema1/tema1-5.htm.
48. **Duque Carranco, Carlos Manuel.** *Conversor de movimiento lineal caótico a circular con velocidad angular constante.* 2007.
49. **Rodriguez Bilbao, Denis, y otros.** *Aerogeneradores.* 2007.
50. **De Juana Sardón, José María, y otros.** *Energías renovables para el desarrollo.* s.l. : Paraninfo.
51. *Teoría de Máquinas Eléctricas.* **León Piedra, Raúl.** Cuenca : s.n., 2008.
52. **Ortiz Casas, Antonio.** Generadores de Excitación Superconductora para aerogeneradores. Madrid : s.n., 2005.

53. Energía de la Patagonia AYSÉN S.A. *EPA.* [En línea] [Citado el: 15 de Agosto de 2012.] http://www.epasa.cl/tecnologia/generador-asincronico/.
54. **Lopez Solis, Sara.** Energia Eólica en la EPO 126. *Partes del aerogenerador.* [En línea] http://saralopezsolis.blogspot.com/2011/10/partes-del-aerogenerador.html.
55. **UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA.** *GUÍA PARA LA UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA.* Bogotá : s.n., 2003.
56. **Gobierno de Canarias (Direccion General de Industria y energia.** *Guia de contenidos minimos de proyectos de instalaciones eolicas.*
57. **Fernández Díez, Pedro.** *ENERGÍA EÓLICA.* Catabria : s.n.
58. **Villarrubia, Miguel.** *ENERGÍA EÓLICA.* Barcelona (España) : Ceac, 2004.
59. **Palacio Palacio, Luis Hernando.** La Cultura de Confiabilidad. *Cálculo de los parámetros de la distribución de Weibull.* [En línea] [Citado el: 22 de Agosto de 2012.] http://confiabilidad.net/articulos/calculo-de-los-parametros-de-la-distribucion-de-weibull/.
60. **Almonacid B., Ana y Nahuelhual M., Laura.** Revistas Electrónicas UACh. *ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO Y COSTOS DE PRODUCCION DE ENERGIA EOLICA EN LA COSTA DE VALDIVIA, SUR DE CHILE.* [En línea] Agosto de 2009. [Citado el: 19 de Agosto de 2012.] http://mingaonline.uach.cl/scielo.php?pid=S0304-88022009000200004&script=sci_abstract.
61. **Orellana, Liliana.** *Regresión lineal simple.* 2008.
62. **La Cal Herrera, José A.** *Energía Eólica En Sierra Mágina.*
63. **Mata Mata, Hamlet.** *Medidas de Posicion.* Ayacucho : s.n.
64. **Gómez de León, Félix Cesáreo.** *Tecnología del Mantenimiento Industrial.* Murcia : s.n.
65. **Brendstrup, Hugo.** *DESARROLLO Y FABRICACIÓN DE AEROGENERADORES DE ALTA POTENCIA CON TECNOLOGÍA PROPIA: 1,5 MW PARA VIENTOS CLASE I.* Argentina : s.n., 2009.

ANEXO 1

DATOS DE LA ESTACIÓN METEREOLÓGICA

Los datos que se presentan a continuación corresponden a una estación meteorológica en el Cerro Puntas, localizada en la región Sierra, entre los cantones de Checa y Pifo del cantón Quito perteneciente a la provincia de Pichincha. Estos datos fueron tomados a una altura de 10m sobre el terreno. El número total de datos es 8760, tomados desde el 6 de septiembre del 2011 hasta el 6 de septiembre del 2012, los cuales se encuentran resumidos en la Tabla A1.1.

Tabla A1. 1 Resumen de los datos de velocidad del viento tomados en 1 año

Fuente: Propia

Rango de velocidad del viento		NUMERO DE DATOS												
		Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0
0	1	63	48	75	5	64	61	37	46	1	0	1	4	0
1	2	91	91	107	21	87	114	65	87	4	5	2	3	0
2	3	76	78	140	37	67	103	72	123	19	13	9	13	0
3	4	91	81	86	47	49	75	58	97	35	34	8	30	1
4	5	66	51	64	72	28	46	41	68	42	43	23	28	2
5	6	63	69	50	101	38	45	56	64	62	39	25	43	2
6	7	43	57	37	132	63	48	49	63	70	30	28	43	3
7	8	29	55	28	114	48	46	42	36	63	46	34	56	5
8	9	27	38	21	79	60	38	37	34	65	48	37	47	7
9	10	12	41	21	46	45	23	37	20	61	39	45	49	5
10	11	8	20	26	33	36	15	31	26	45	50	59	28	6
11	12	4	39	11	24	35	17	22	10	45	46	49	48	9
12	13	3	36	22	13	32	14	32	8	49	45	42	54	4
13	14	1	22	25	7	26	10	30	10	26	48	45	40	5
14	15	0	9	5	5	24	12	24	7	36	43	44	41	4
15	16	0	8	1	4	17	11	23	5	32	24	36	44	7
16	17	0	0	1	2	11	5	20	4	25	40	37	25	6
17	18	0	1	0	2	9	6	33	6	18	25	25	31	9
19	20	0	0	0	0	2	3	12	3	6	20	30	18	6
20	21	0	0	0	0	1	3	8	1	12	13	24	21	4
21	22	0	0	0	0	0	1	7	1	9	15	23	20	10
22	23	0	0	0	0	1	0	2	0	5	7	29	12	11
23	24	0	0	0	0	0	0	3	0	7	16	17	9	7
24	25	0	0	0	0	0	0	1	0	3	9	12	7	2
25	26	0	0	0	0	0	0	1	0	1	6	11	6	0
26	27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	12	9	0
27	28	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4	8	5	3
28	29	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	4	2	2
29	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	7	6	1
30	31	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	4	2	0
31	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
32	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0
33	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
SUMA PARCIAL DE DATOS		577	744	720	744	743	696	743	720	744	720	744	744	121
											SUMA TOTAL			8760

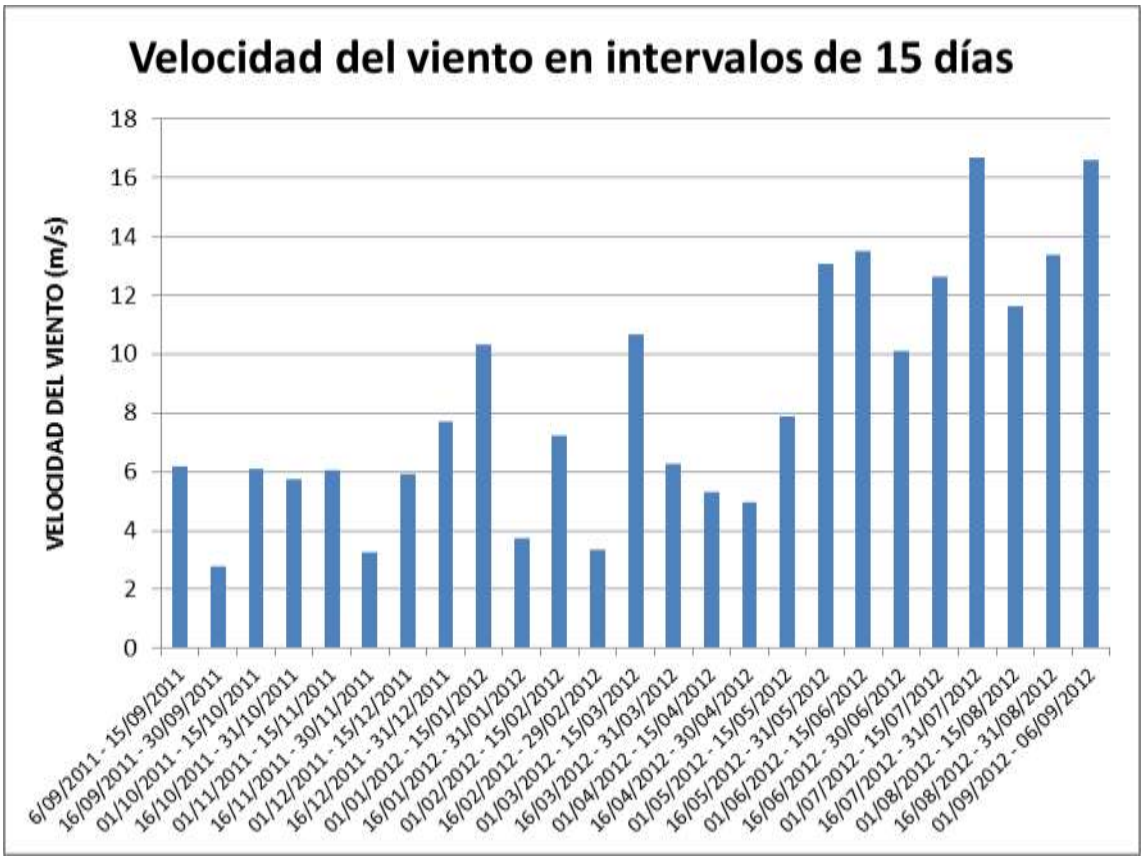
En la Tabla A1.2 se presenta los datos de la estación meteorológica a lo largo del año, separados en intervalos de 15 días.

Tabla A1. 2 Datos de velocidades del viento en intervalos de 15 días.

Fuente: Propia

FECHA	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	DIRECCIÓN DEL VIENTO (Grados)	VELOCIDAD DEL VIENTO MÁXIMA	TEMPERATURA DEL AIRE °C	HUMEDAD DEL AIRE %	RADIACIÓN SOLAR (W/m2)	LLUVIA TOTAL (mm)
6/09/2011 - 15/09/2011	6.191612	110.225778	8.416631	4.333760	96.037788	137.090335	0.093548
16/09/2011 - 30/09/2011	2.784595	159.690688	4.809389	3.680481	95.663833	105.071710	0.153889
01/10/2011 - 15/10/2011	6.109027	135.064456	10.560417	5.039077	94.845306	123.314862	0.079444
16/10/2011 - 31/10/2011	5.750856	137.599382	10.100391	5.132984	92.874063	110.517958	0.073177
01/11/2011 - 15/11/2011	6.066537	154.727133	10.300000	5.018156	93.522944	119.120698	0.165000
16/11/2011 - 30/11/2011	3.266554	203.516597	6.264583	4.749139	93.663361	109.886657	0.165556
01/12/2011 - 15/12/2011	5.901798	293.041552	10.627083	4.971536	91.487444	122.391882	0.025833
16/12/2011 - 31/12/2011	7.688536	294.132747	12.766406	4.430167	93.764245	131.638019	0.101823
01/01/2012 - 15/01/2012	10.302815	213.292781	15.790173	4.432596	91.629276	186.388744	0.045187
16/01/2012 - 31/01/2012	3.723562	145.989678	5.758690	3.719141	95.321536	123.576784	0.007685
01/02/2012 - 15/02/2012	7.231503	125.298293	10.210664	3.668906	95.851639	139.258594	0.008281
16/02/2012 - 29/02/2012	3.337560	153.947271	6.136491	2.802974	96.279167	113.349631	0.004735
01/03/2012 - 15/03/2012	10.677652	122.326060	18.527994	4.551936	91.721894	154.599986	0.000000
16/03/2012 - 31/03/2012	6.279074	143.308362	11.139453	4.820628	91.642630	150.963254	0.001563
01/04/2012 - 15/04/2012	5.297520	190.978484	9.462500	4.068789	95.344778	116.228681	0.051389
16/04/2012 - 30/04/2012	4.980758	151.371433	9.357778	-3.535108	75.905222	120.214502	0.121111
01/05/2012 - 15/05/2012	7.875044	118.074611	17.813911	4.045435	90.952675	156.181888	0.035215
16/05/2012 - 31/05/2012	13.081649	120.630232	21.422782	4.115066	88.012876	202.181565	0.025403
01/06/2012 - 15/06/2012	13.482731	126.380327	22.233333	4.392547	84.941611	227.739687	0.008611
16/06/2012 - 30/06/2012	10.116481	119.813104	17.689583	3.076917	89.218944	168.895377	0.072500
01/07/2012 - 15/07/2012	12.632561	122.377460	20.485417	3.861339	85.575250	194.968911	0.021667
16/07/2012 - 31/07/2012	16.660817	129.683471	27.149086	3.430358	84.138172	228.221468	0.047258
01/08/2012 - 15/08/2012	11.603936	290.596928	19.787500	4.260567	75.065100	531.593232	0.011111
16/08/2012 - 31/08/2012	13.354254	299.118421	24.467578	2.658211	86.152474	263.679280	0.049479
01/09/2012 - 06/09/2012	16.591420	306.769086	29.053306	2.605347	85.009091	142069.085658	0.000000

En la Gráfica A1.1 se observa la velocidad del viento de 1 año en intervalos de 15 días.



Gráfica A1. 1 Velocidad del viento en intervalos de 15 días

Fuente: Propia

ANEXO 2

CÁLCULO DE LA VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD CON LA ALTURA

En las capas próximas al suelo, la velocidad del viento disminuye, produciéndose un efecto de cizallamiento del viento, la variación de velocidad con respecto a la altura depende esencialmente de la rugosidad del terreno. Así pues, superficies lisas producen una variación suave, al contrario que superficies de gran rugosidad. (58)

Para caracterizar las condiciones de un terreno se define el parámetro z_o, denominado longitud de rugosidad, como la altura respecto al nivel del suelo expresada en metros, donde la velocidad del viento es nula. En la Tabla A2.1 se muestra las clases y longitudes de rugosidades según el tipo de terreno. (58)

Tabla A2. 1 Clases y longitudes de rugosidades.

Fuente: ENERGÍA EÓLICA, 2004

CLASE DE RUGOSIDAD	LONGITUD DE RUGOSIDAD (Zo) (m)	TIPO DE TERRENO
0	0.0002	Superficie de agua. Terreno abierto, superficie lisa.
0.5	0.0024	Pistas de hormigón (aeropuertos), césped.
1	0.03	Campos abiertos sin cercados ni setos. Edificios muy dispersos. Colinas suavemente redondeadas.
1.5	0.055	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m. Situado como mínimo a 1250m.
2	0.1	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m. Situado como mínimo a 500m.
2.5	0.2	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m. Situado como mínimo a 250m.
3	0.4	Pueblos, bosques y terreno accidentado y desigual.
3.5	0.8	Ciudades con edificios altos.
4	1.6	Grandes ciudades con edificios muy elevados.

Para el cálculo de la variación de la velocidad con la altura se utiliza la ecuación A2.1.

$$v' = v \frac{\ln\left(\frac{h'}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \qquad \text{(A2. 1)}$$

En donde h es la altura a la cual se tomaron los datos, h' es la altura a la que se encuentra el eje, v y v' son las respectivas velocidades a las alturas h y h', y z_0 es la rugosidad del terreno.

Este modelo se debe usar sólo hasta alturas sobre el nivel del suelo que no excedan de unos 100m y en general para terrenos que no tengan una elevada rugosidad, como máximo hasta clase 3. (1)

ANEXO 3

CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR

Se utilizó el aerogenerador REpower, modelo MM82, cuya altura del eje es de 60 m, con un diámetro de rotor de 82m y un área de barrido de 5281m^2. En la tabla A3.2 se detalla las potencias que se obtienen a diferentes alturas.

Tabla A3. 1 Potencias a diferentes alturas del aerogenerador REpower MM82

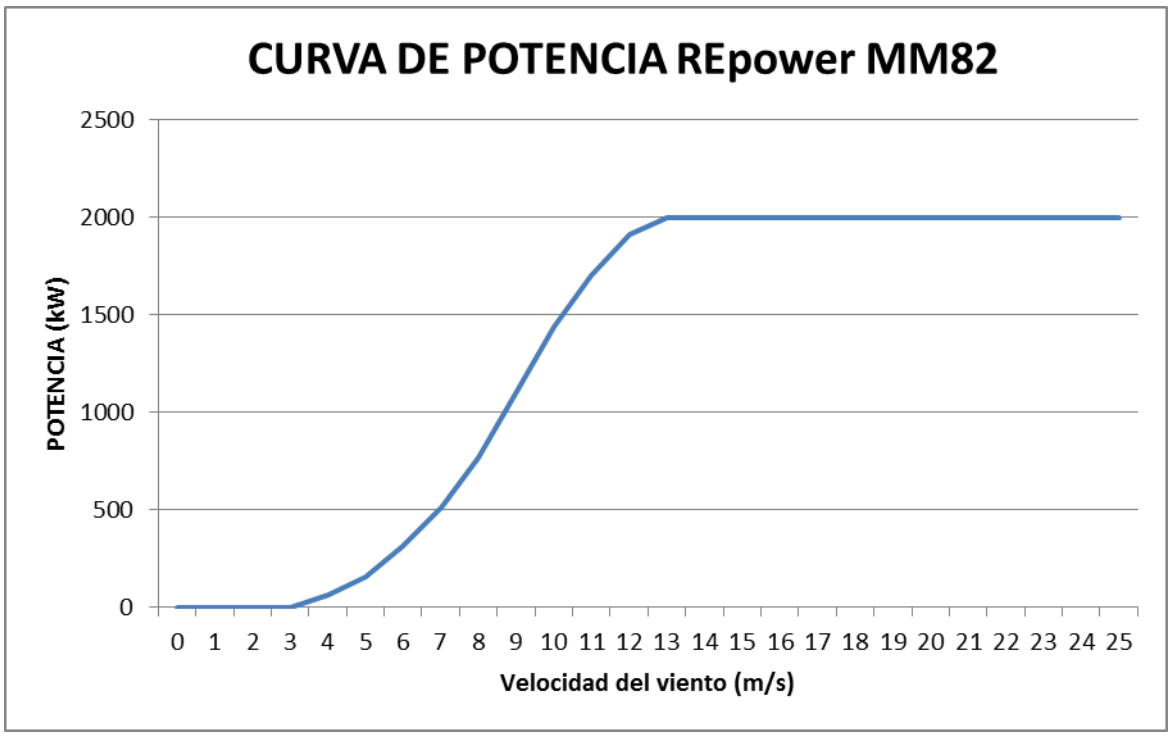
Fuente: Retscreen, 2012

POTENCIA (KW)	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)
0	0
0	1
0	2
0	3
64	4
159	5
314	6
511	7
767	8
1096	9
1439	10
1700	11
1912	12
2000	13
2000	14
2000	15
2000	16
2000	17
2000	18
2000	19
2000	20
2000	21
2000	22
2000	23
2000	24
2000	25

En la Gráfica A3.1 se tiene la curva de potencia del aerogenerador REpower, el cual empieza a funcionar a los 4 m/s y se desconecta a los 25 m/s.

Gráfica A3. 1 Curva de Potencia del aerogenerador REpower MM82

Fuente: Propia



ANEXO 4

DATOS DE LAS VELOCIDADES CALCULADAS A 60 m DE ALTURA

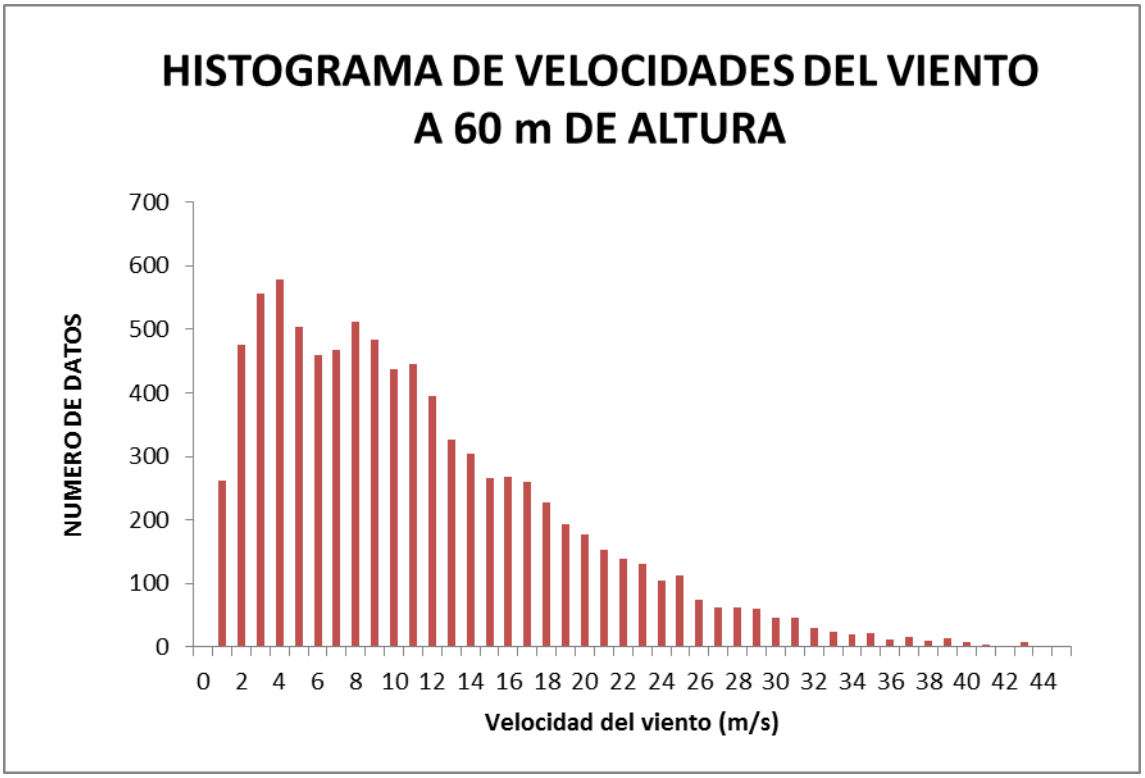
Los datos que se presentan a continuación corresponden a un resumen de las velocidades de los vientos de la estación meteorológica en el Cerro Puntas, las cuales están calculadas a 60 m correspondiente a la altura del eje del aerogenerador. El número total de datos son 8760 datos y se presenta en la Tabla A4.1

Tabla A4. 1 Resumen de los datos de velocidad del viento calculados a 60 metros de altura

Fuente: Propio

Rango de velocidad del viento		NUMERO DE DATOS												
		Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0
0	1	40	34	50	3	45	36	23	28	0	0	1	2	0
1	2	78	62	66	11	71	80	47	61	1	2	0	2	0
2	3	55	73	111	17	65	87	56	78	7	4	4	6	0
3	4	64	53	106	33	47	83	47	103	17	14	7	13	0
4	5	65	62	67	37	40	58	39	68	24	28	6	21	1
5	6	59	47	55	49	32	43	37	64	26	29	10	16	2
6	7	50	52	41	70	26	39	35	45	43	30	16	32	1
7	8	44	53	38	93	34	33	49	48	51	30	24	27	1
8	9	34	37	31	90	42	39	36	52	53	24	22	33	2
9	10	21	30	20	102	38	31	31	25	49	33	21	49	2
10	11	22	52	19	64	43	31	32	28	53	46	34	33	3
11	12	20	27	16	57	46	29	32	25	49	34	29	39	5
12	13	9	32	16	32	34	16	30	15	48	31	37	37	3
13	14	5	17	18	29	32	15	24	21	33	49	46	25	4
14	15	4	28	12	19	21	6	21	11	43	31	39	31	7
15	16	4	24	11	15	29	17	17	8	32	42	37	36	4
16	17	2	28	19	10	20	8	28	6	37	34	32	42	3
17	18	1	21	20	3	23	8	20	9	22	40	32	32	5
19	20	0	8	3	2	13	8	17	6	25	29	34	34	3
20	21	0	3	0	4	14	9	17	3	25	21	23	33	6
21	22	0	0	1	2	8	5	17	3	22	31	23	24	4
22	23	0	1	0	1	9	5	23	4	12	23	23	23	7
23	24	0	0	0	1	4	2	21	2	10	14	25	18	8
24	25	0	0	0	0	3	1	13	2	17	20	32	20	5
25	26	0	0	0	0	2	3	8	2	3	15	20	17	5
26	27	0	0	0	0	1	3	7	1	8	9	17	14	3
27	28	0	0	0	0	0	1	5	0	10	5	21	13	7
28	29	0	0	0	0	0	0	4	1	6	12	18	15	5
29	30	0	0	0	0	1	0	2	0	2	3	20	10	8
30	31	0	0	0	0	0	0	2	0	6	6	16	8	8
31	32	0	0	0	0	0	0	1	0	4	9	8	5	2
32	33	0	0	0	0	0	0	2	0	2	6	8	5	1
33	34	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4	10	5	0
34	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	10	8	0
35	36	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	5	3	0
36	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	7	4	3
37	38	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	3	2	2
38	39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	6	4	1
39	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	3	2	0
40	41	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	1	0
41	42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0
42	43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0
43	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0
44	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
SUMA PARCIAL DE DATOS		577	744	720	744	743	696	743	720	744	720	744	744	121
											SUMA TOTAL DE DATOS			8760

En la Gráfica A4.1 se observa el histograma de velocidades del viento de 1 año calculado a 60 m de altura.



Gráfica A4. 1 Histograma de las velocidades del viento calculado a 60 metros de altura

Fuente: Propio

ANEXO 5

SOFTWARE WRPLOT View™

WRPLOT es un programa de libre distribución para Windows que representa rosas de los vientos. Reconoce algunos de los formatos de archivos de datos meteorológicos más populares e incluye también una función para generar archivos .sam que permite importar datos desde Excel.

Antes de instalar, es preciso registrarse en http://www.weblakes.com y obtener un código de activación (gratuito).

El proceso para importar datos desde Excel es:

Se abre el programa y se da click en ok.

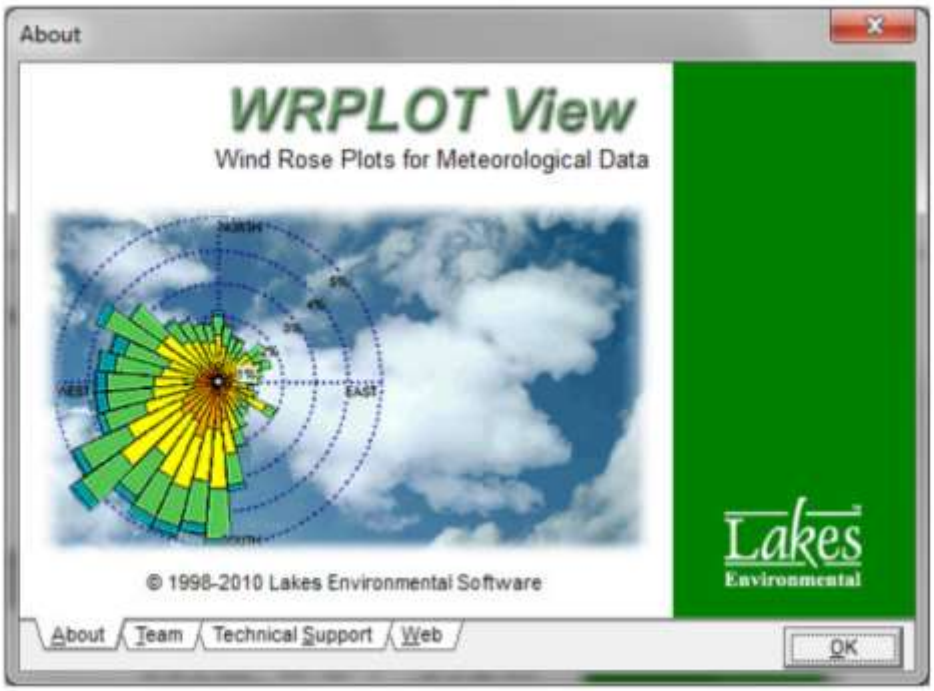


Figura A5. 1 Pantalla inicial de software WRPLOT View

Fuente: Weblakes, 2012

Luego, en la pestaña **Tools** se da click a **Import from Excel,** se selecciona el archivo. Se abrirá el archivo de Excel y en la parte superior a la izquierda se observa 2 pestañas: **Data Fields** y **Station Information**. Se debe indicar al

programa en que columna están los datos correspondientes a Year, Month, Day, Hour, Wind Direction, Wind Speed y Hourly Precipitation.

Se debe tener cuidado de indicar en que formato están los datos (m/s, Knots, Km/h, mm, inches) en la pestaña **Unit in Excel File**.

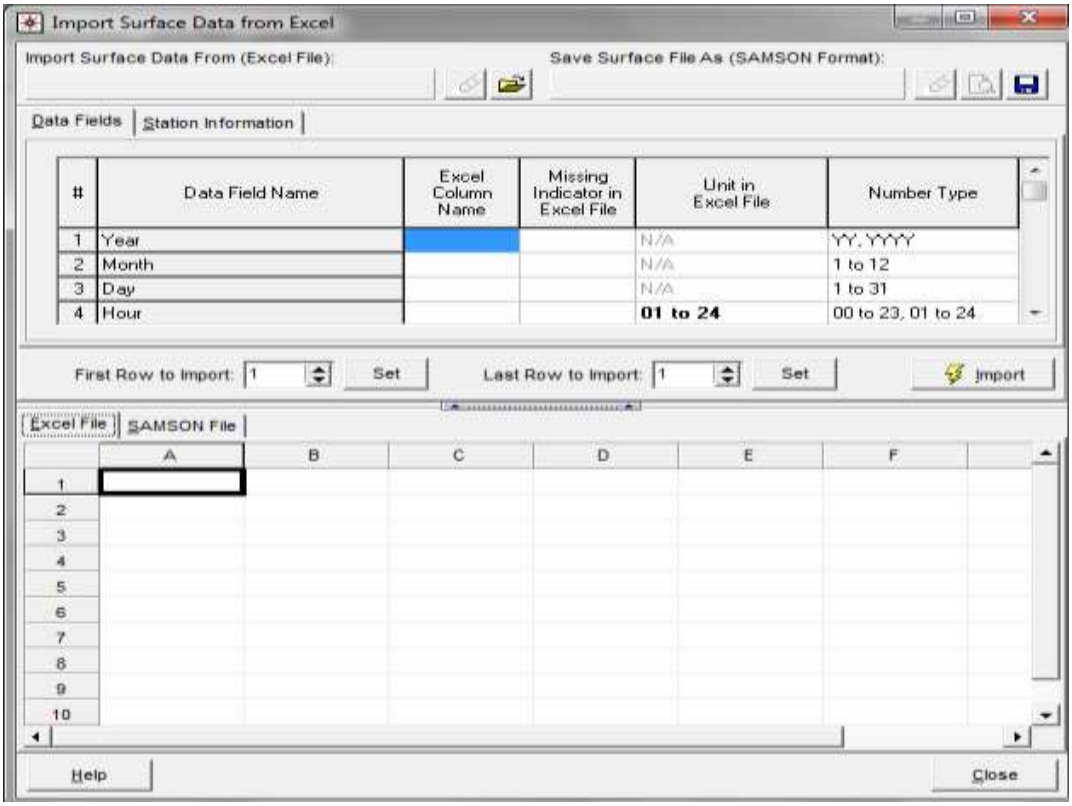


Figura A5. 2 Pantalla para importar datos desde Excel

Fuente: Weblakes, 2012

Ahora bien, en **First Row to import** y en **Last Row to import**, se debe indicar las filas que deben incluirse a la hora de importar el archivo, es decir, si en la primera fila esta la cabecera, se debe especificar al programa que los datos empiezan en la fila 2.

Una vez rellenados estos datos se pasa a la pestaña **Station Information**, en donde se pone el nombre de la estación, su ID, sus coordenadas, franja horaria y Altitud. Con esto la estación quedará memorizada para próximos análisis.

Por último se va a la pestaña **Import** y automáticamente se creará un archivo .sam que ya se puede abrir desde WRPLOT, para ello se va a la pestaña

Add File y se señala en el tipo de archivo .sam. Cuando se abra el archivo se tiene esta vista:

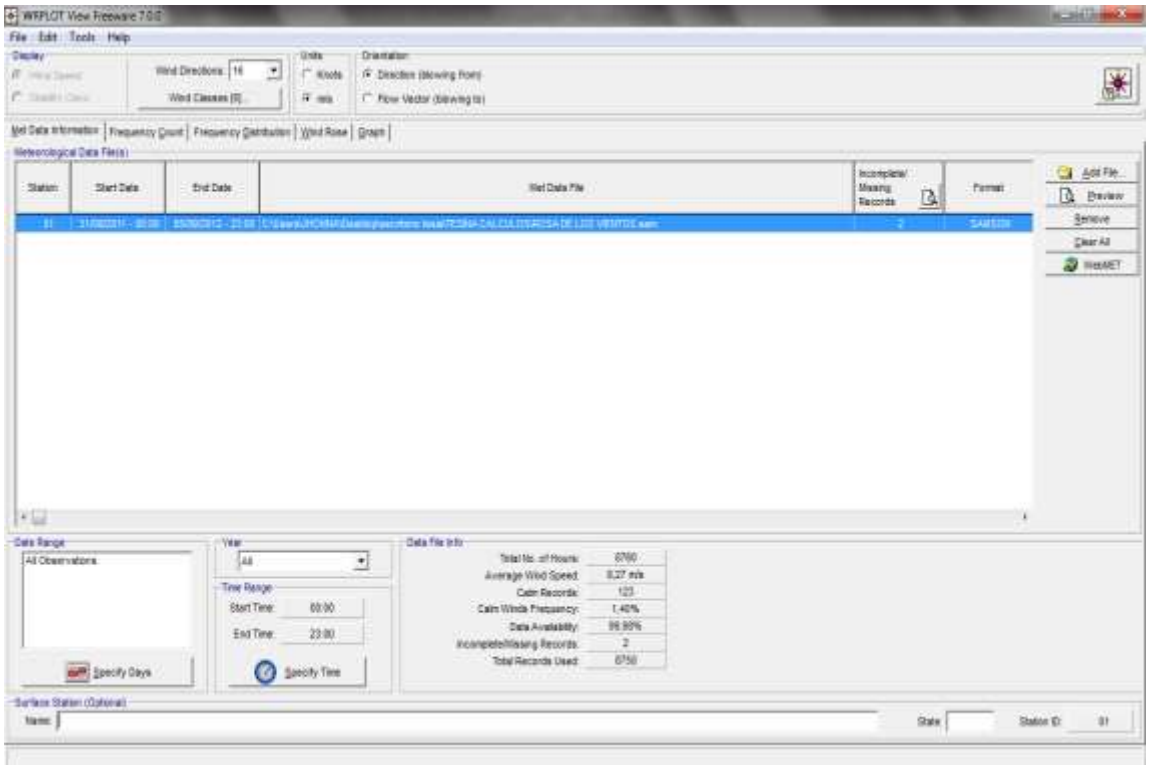


Figura A5. 3 Pantalla principal del software WRPLOT View

Fuente: Weblakes, 2012

Por defecto se ubica en la pestaña **Met Data Information,** se puede elegir el número de clases de viento que queremos, indicar otra vez si los datos se quiere en Knots o m/s, si el viento se representará desde donde sopla o hacia donde sopla y cuestiones relacionadas con el calendario y la hora. También se tiene la información de la cantidad de horas importadas, también la intensidad media del viento y el número de calmas (por defectos vientos de menos de 0.5 m/s) que hay, así como su porcentaje.

En la pestaña **Wind Rose**, se tiene la Rosa de los Vientos, en la pestaña **Options** se tiene la posibilidad de hacer cambios en ella y en **Export** se puede exportar a Google Earth.

Dentro de la pestaña Wind Rose si se va a Tools se puede entrar en Precipitatiion Intensity y se tiene una Rosa que mostrará de donde han venido las lluvias y que intensidad han tenido.