

**ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BASE  
A LA VELOCIDAD DE VIENTO REGISTRADO EN LA ESTACIÓN  
METEOROLÓGICA UBICADA EN EL CAMPUS SUR DE LA SEDE QUITO  
DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BASE  
A LA VELOCIDAD DE VIENTO REGISTRADO EN LA ESTACIÓN  
METEOROLÓGICA UBICADA EN EL CAMPUS SUR DE LA SEDE QUITO  
DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

**AUTOR:  
BRIAN ALEXANDER OÑATE MALES**

**TUTORA:  
SILVANA FABIOLA VARELA CHAMORRO**

**Quito, Febrero del 2020**

## **DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR**

Yo, Silvana Fabiola Varela Chamorro declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el Proyecto Técnico, *“ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BASE A LA VELOCIDAD DE VIENTO REGISTRADO EN LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA UBICADA EN EL CAMPUS SUR DE LA SEDE QUITO DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA”*. realizado por Brian Alexander Oñate Males, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación

Quito D.M., Febrero de 2020

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Silvana', is written over a horizontal line. The signature is stylized and somewhat cursive.

Silvana Fabiola Varela Chamorro

C.I. 171356581-8

## CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo Brian Alexander Oñate Males, con documento de identificación N° 171851889-5, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de titulación: *“ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BASE A LA VELOCIDAD DE VIENTO REGISTRADO EN LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA UBICADA EN EL CAMPUS SUR DE LA SEDE QUITO DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA.”*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.



---

Brian Alexander Oñate Males

CI. 171851889-5

Quito, D.M., Febrero de 2020

## **DEDICATORIA**

Este proyecto técnico va dedicada a mis padres ya que ellos me permitieron estudiar, me apoyaron día y noche, no les importó el esfuerzo y sacrificio para cubrir las necesidades, con desveladas y cansancio, con buenos y malos momentos, mis padres fueron mi motor para continuar, mi ejemplo en todo sentido, gracias a ellos soy una persona humilde, sencilla y perseverante que hoy cumple una meta y les aseguro que seguiré cumpliendo sueños y alcanzando éxitos.

También, quiero dedicar a mis hermanos que son importantes en mi vida, a mis compañeros y amigos que han sido cómplices y confidentes en la vida estudiantil, a la persona que en mis momentos de debilidad me supo brindar apoyo y aliento cuando sentía decaer o cuando el sueño me vencía pero con sus ocurrencias lograba mantenerme despierto y no darme por vencido. En fin, a todas las personas que de una u otra manera aportaron en el largo camino de mi carrera para hoy convertirme en Ingeniero Electrónico con el orgullo de haberlo logrado por mis propios méritos y esfuerzos, con amor, interés y dedicación.

## **AGRADECIMIENTO**

El agradecimiento primordial es para Dios porque "Sin él no soy nadie." luego a mis padres por ser mi apoyo incondicional, porque siempre fueron mi guía, me enseñaron valores y principios, con los cuales aprendí a ser una buena persona y a luchar por lo que quiero, a avanzar para alcanzar mis metas sin importar los tropiezos que se presentan en el camino y seguir de pie hasta el final con la frente en alto.

También, a cada una de las personas que han aportado con un grano de arena para culminar mis estudios, ya sea con un consejo o una palabra de aliento, con un alago, un apoyo en los momentos difíciles, una dirección en las dudas y temores, en los obstáculos del diario vivir.

Finalmente, a mis maestros que compartieron sus conocimientos y me han enseñado a adquirir la capacidad de saber lo correcto y lo incorrecto de querer y poder lograr lo que se proponga, de nutrir el cerebro y tener el interés de aprender y no detenerse hasta superarme tanto en lo personal como en lo profesional, a todos ellos mis más sinceros agradecimientos.

## RESUMEN

El presente trabajo se encuentra basado en los datos de velocidad y dirección de viento obtenidos de la estación meteorológica ubicada en el campus sur de la sede Quito de la Universidad Politécnica Salesiana, que actualmente se encuentra monitoreada por el INAMHI. Los datos obtenidos han sido utilizados para realizar una estimación de producción de energía eléctrica en base al recurso eólico disponible.

Para el desarrollo del estudio, se ha realizado la validación de los datos horarios obtenidos durante el año 2018. Las mediciones de viento fueron registradas por medio de un anemómetro de copas instalado a 10 m de altura ubicado dentro de la estación M1274. Mediante el gradiente eólico se estima las velocidades de viento a 25 m, considerando la rugosidad del paisaje, debido a que es una altura recomendada por los fabricantes para colocar el buje del aerogenerador. A partir de estos datos se calcula la potencia del viento, una vez realizada la corrección de la densidad de aire.

Considerando el límite de Betz se realiza el cálculo de la potencia mecánica, que podría ser transformada en energía eléctrica, una vez que, se ha seleccionado un modelo de aerogenerador de eje horizontal, para aplicaciones con velocidades de viento bajas, acorde a las velocidades de viento existentes y catalogadas mediante la Norma IEC 61400-2 . Aplicando la distribución de Weibull y mediante un análisis estadístico se llega a estimar la producción de energía eléctrica anual.

Con la información generada se muestran algunos indicadores vinculados a la planta generadora, como son: factor de disponibilidad, factor de planta y factor de pérdidas; basados en reportes de parques eólicos semejantes ubicados en otras latitudes.

Finalmente, se muestra información acerca del emplazamiento, montaje del aerogenerador y el costo referencial del kW instalado para este tipo de central.

## **ABSTRACT**

This work is based on the wind speed and direction data obtained from the meteorological station located on the south campus of the Quito headquarters of the Salesian Polytechnic University, which is currently monitored by INAMHI. The data obtained have been used to estimate the production of electricity based on the available wind resource.

For the development of the study, the validation of the hourly data obtained during the year 2018 was carried out. Wind measurements were recorded by means of a cup anemometer installed at 10 m height located inside the M1274 station. The wind speed is estimated at 25 m wind speeds, considering the roughness of the landscape, because it is a height recommended by manufacturers to place the wind turbine hub. From this data the wind power is calculated, once the air density correction has been made.

Considering the Betz limit, the calculation of the mechanical power is performed, which could be transformed into electrical energy, once a horizontal axis wind turbine model has been selected, for applications with low wind speeds, according to the speeds of existing wind and cataloged by IEC 61400-2. Applying the Weibull distribution and by means of a statistical analysis it is possible to estimate the annual electric energy production.

With the information generated, some indicators linked to the generating plant are shown, such as: availability factor, plant factor and loss factor; based on reports of similar wind farms located in other latitudes.

Finally, information about the location, assembly of the wind turbine and the reference cost of the kW installed for this type of plant is shown.



## ÍNDICE

### Contenido

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR .....	i
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTO .....	iv
RESUMEN.....	v
ABSTRACT .....	vi
ÍNDICE .....	vii
GLOSARIO.....	xiii
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1    Introducción.....	1
1.2    Objetivo.....	2
1.2.1    Objetivo general .....	2
1.2.2    Objetivos específicos.....	2
1.3    Alcance.....	2
1.4    Justificación.....	2
1.5    Contenido .....	3
CAPÍTULO II.....	5
MARCO TEÓRICO .....	5
INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA .....	5
2.1    El viento .....	5
2.2    Instrumento de medición del viento .....	6
2.2.1    Anemómetro de copa.....	6
2.2.2    Anemómetro ultrasónico.....	6
2.3    Tipos de aerogeneradores.....	7

2.3.1	Prototipo de eje vertical .....	7
2.3.2	Prototipo de eje horizontal .....	8
2.4	Clases de Turbinas .....	9
2.4.1	Turbinas de pequeña escala .....	9
2.4.2	Turbinas a gran escala .....	9
2.5	Módulos del prototipo de eje horizontal .....	10
2.5.1	Rotor .....	10
2.5.2	Control de Pitch.....	11
2.5.3	Control de bloqueo pasivo .....	11
2.5.4	Control de bloqueo activo .....	11
2.5.5	Eje.....	12
2.5.6	Generador eléctrico .....	12
CAPÍTULO III .....		13
EL VIENTO .....		13
3.1	Evaluación del viento.....	13
3.2	Efecto del cambio climático en el Ecuador.....	13
3.3	Gradiente eólico.....	15
3.4	Emplazamiento .....	18
3.5	Validación del registro del viento por parte de la estación M1274 .....	19
3.6	Rosa de viento .....	21
CAPÍTULO IV .....		23
METODOLOGÍA.....		23
MODELADO Y ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO.....		23
4.1	Emplazamiento .....	23
4.2	Técnica de mínimos cuadrados (TMC).....	24
4.3	Tratamiento de los parámetros de Weibull .....	24
4.4	Selección del aerogenerador.....	39

4.5	Potencia del viento.....	41
4.6	Densidad de la potencia eólica .....	43
4.7	Límite de Betz .....	44
CAPÍTULO V .....		48
PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL VIENTO .....		48
5.1	Evaluación de la producción energética.....	48
5.2	Disponibilidad del aerogenerador.....	49
5.3	Factor de planta .....	50
CAPÍTULO VI .....		52
COSTOS REFERENCIALES E INSTALACIÓN.....		52
6.1	Costos del kW instalado en Estados Unidos .....	52
6.2	Análisis referencial del costo del kW instalado proyectado en diferentes centrales eólicas del Ecuador.....	53
6.3	Instalación del aerogenerador.....	54
6.3.1	Agujero de la cimentación .....	54
6.3.2	Primer tramo de la torre.....	55
6.3.3	Fundición .....	55
6.3.4	Montar la torre sobre el tramo uno .....	56
6.3.5	Acoplar las aspas al centro del rotor.....	56
6.3.6	Elevar la máquina .....	57
6.3.7	Instalación eléctrica .....	57
CAPÍTULO VII.....		58
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		58
7.1	Conclusiones .....	58
7.2	Recomendaciones .....	59
REFERENCIAS .....		61
ANEXOS.....		

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Estimación de la Energía e importaciones en el Ecuador .....	1
<b>Figura 2.</b> Prototipo de eje vertical .....	8
<b>Figura 3.</b> Palas de eje horizontal.....	9
<b>Figura 4.</b> Componentes de la turbina eólica de eje horizontal[5].....	10
<b>Figura 5.</b> Generador asíncrono[6].....	12
<b>Figura 6.</b> Gradiente eólico con rugosidad y sin rugosidad.[21] .....	16
<b>Figura 7.</b> Clases de rugosidades para diferentes paisajes [23]. .....	17
<b>Figura 8.</b> Lugar de emplazamiento .....	18
<b>Figura 9.</b> Velocidad anual de la rapidez del viento para el año 2018 a 10 [m] de altura[26] .....	21
<b>Figura 10.</b> Rosa de viento sobre el lugar de estudio. ....	22
<b>Figura 11.</b> Frecuencia relativa acumulada a 10 [m] que está ubicado el anemómetro, en el que 92.6% de las horas es menor o igual a 3.65 [m/s][5] .....	31
<b>Figura 12.</b> Frecuencia relativa acumulada a 25 [m] al que se encuentra el aerogenerador , en el que 83.82% de las horas es menor o igual a 3.6192 [m/s][5] .....	32
<b>Figura 13.</b> Histograma de frecuencia relativa para 10 [m][5] .....	33
<b>Figura 14.</b> Histograma de frecuencia relativa para 25 [m][5] .....	34
<b>Figura 15.</b> Diversificación de la velocidad de viento de entrada y salida de la turbina (Limite de Betz)[40] .....	45
<b>Figura 16.</b> Curva del fabricante ENAIR 200[36] .....	48
<b>Figura 17.</b> Distribución de costos de la turbina ENAIR 200[47] .....	52
<b>Figura 18.</b> Costo del kW instalado para diferentes proyectos eólicos en el Ecuador[49]. .....	53
<b>Figura 19.</b> Orificio de la fundición [42] .....	54
<b>Figura 20.</b> Primer tramo de la torre[42] .....	55
<b>Figura 21.</b> Fundición del concreto con la torre[42] .....	55
<b>Figura 22.</b> Emparejamiento del segundo tramo de la torre[42].....	56
<b>Figura 23.</b> Montar las palas al aerogenerador[42].....	56
<b>Figura 24.</b> Elevar el aerogenerador a la torre ubicada a 25[m] de altura[42] .....	57
<b>Figura 25.</b> Instalación eléctrica[42] .....	57

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Comparación entre el anemómetro de copa y ultrasónico[15].	7
<b>Tabla 2.</b> Tamaño del rotor en relación con la cantidad de potencia de salida eólica[6].	11
<b>Tabla 3.</b> Longitud de rugosidad para distintos paisajes[18], [22].	16
<b>Tabla 4.</b> Resumen anual de la rapidez y direcciones del viento a 10 [m][26].	19
<b>Tabla 5.</b> Resumen anual de la rapidez y direcciones del viento a 25 [m][26].	20
<b>Tabla 6.</b> Número de intervalos y amplitud de cada clase a una altura de 10[m].	26
<b>Tabla 7.</b> Número de intervalos y amplitud de cada clase a una altura de 25[m].	26
<b>Tabla 8.</b> Amplitud de cada clase con sus respectivas frecuencias absolutas a 10[m] a la que está ubicado el anemómetro.[5].	27
<b>Tabla 9.</b> Amplitud de cada clase con sus respectivas frecuencias absolutas a 25[m] de altura que estará ubicado el aerogenerador[5].	28
<b>Tabla 10.</b> Tabla de frecuencia relativa y acumulada a 10[m] a la que se encuentra el anemómetro[5].	29
<b>Tabla 11.</b> Tabla de frecuencia relativa y acumulada a 25[m] de altura a la que se encuentra el buje del aerogenerador[5].	30
<b>Tabla 12.</b> Tratamiento estadístico anual a 10 [m] de altura.[5].	35
<b>Tabla 13.</b> Tratamiento estadístico anual a 25 [m] de altura.[5].	37
<b>Tabla 14.</b> Cálculo del factor de escala (k) y la velocidad media anual (c)[m/s] a una altura de 10 [m][5].	39
<b>Tabla 15.</b> Cálculo del factor de escala (k) y la velocidad media anual (c) [m/s] a una altura de 25 [m][5].	39
<b>Tabla 16.</b> Clases de viento definidas por el estándar internacional de la Comisión Electrotécnica (IEC 61400-1)[34].	40
<b>Tabla 17.</b> Tipos de turbinas con su tipo de clase de viento.[34].	40
<b>Tabla 18.</b> Particularidad del aerogenerador ENAIR 200[36].	41
<b>Tabla 19.</b> Resumen anual de la presión atmosférica.[26].	42
<b>Tabla 20.</b> Sistema internacional de conversión a pascal (Pa)[26].	42
<b>Tabla 21.</b> Generación de parque eólicos y tiempo de parada para los años 2010,2011 y 2012[45].	50
<b>Tabla 22.</b> Análisis energético[43].	51

## **PROBLEMA**

Debido a que no se disponía de una estación meteorológica en el campus sur de la sede Quito de la Universidad Politécnica Salesiana se desconocía el recurso eólico presente para la producción de energía eléctrica. El abastecimiento de energía eléctrica proviene únicamente de la red pública de la Empresa Eléctrica Quito S.A, sin disponer de generación propia renovable no convencional, contribuyendo a la contaminación ambiental con CO<sub>2</sub>, además de los altos pagos de los servicios de electricidad.

El estudio se orienta a la utilización de fuentes primarias renovables como alternativa de generación eléctrica, para cubrir parte de la demanda del campus. El presente documento se enfoca en estimar la producción de energía eléctrica en base a la velocidad de viento registrado en la estación meteorológica.

Para la estimación de la energía eléctrica, se seleccionará un aerogenerador acorde a las velocidades de viento disponibles que transformará la energía mecánica en energía eléctrica, resultando en un estudio de prefactibilidad de un parque eólico en la Universidad Politécnica Salesiana sede Quito campus sur

## GLOSARIO

- **Aerogenerador de pequeño tamaño:** Es una máquina que convierte la energía cinética captada por el viento en energía eléctrica con potencia nominal igual o menor a 500kW y un área de barrido de las palas menor a  $200m^2$ . [1], [2]
- **Anemómetro:** Es un dispositivo el cual registra continuamente la velocidad y dirección del viento, expresado en grados ( $^{\circ}$ ), contados a partir del norte en el sentido de las manecillas del reloj y la distancia recorrida por una partícula de aire en (m/s). [3]
- **Curva de potencia:** Es la curva de potencia proporcionada por el fabricante del aerogenerador, para cada intervalo de velocidad de viento. [4]
- **Emplazamiento:** Es la selección de dos tipos de parques eólicos: (onshore) y (offshore), terrestre y marinos respectivamente. Para obtener la mejor ubicación del parque se debe tomar en cuenta la rosa de viento. [5]
- **Rosa de viento:** Diagrama polar en el cual se define direcciones y velocidades de viento dinámicas en el tiempo. [5]
- **Pitch Activo:** Los aerogeneradores de eje horizontal poseen un microcontrolador, para monitorear la potencia de salida de la turbina. La regulación se produce por la variación de incidencia de las aspas, que modifica el ángulo de ataque de las palas del rotor aumentado o disminuyendo la potencia del aerogenerador [6].
- **Terral:** Son vientos que se producen durante la noche desde la superficie de la tierra hacia el mar, al enfriarse la tierra antes que el mar, ocasiona que el aire caliente que se encuentra en la superficie del mar ascienda y se enfríe ocasionando que regresa de nuevo a la tierra a comenzar su ciclo [7]

# CAPÍTULO I

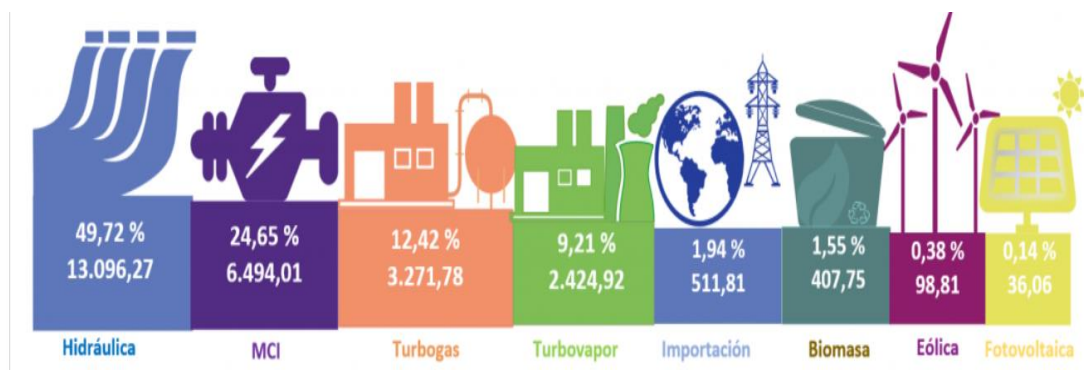
## INTRODUCCIÓN

### 1.1 Introducción

La energía proveniente del viento es una de las fuente de energía limpia. Alrededor del 2.3% de la radiación solar es convertida en viento, esto se debe a las distintas temperaturas que existen en la superficie terrestre, ocasionando flujos de aire, que pueden ser aprovechados para producir energía eléctrica[6], [8].

Conforme avanza los años los recursos que se han utilizado para la generación de energía han sido los recursos fósiles, siendo energías agotables que dentro de un periodo de tiempo van a llegar a desaparecer, es por esta razón que se busca nuevos empujes de generar fuentes alternativas, continuas y fiables[9].

Según el ARCONEL, en su Eficiencia Energética, indica que Ecuador posee un 51.78% de energías renovables hidráulicas, eólicas y fotovoltaicas, lo cual representa aproximadamente 13,638 (GWh) anual, dosificado en el servicio de las veinticuatro provincias conformadas por el Ecuador [10].



**Figura 1.** Estimación de la Energía e importaciones en el Ecuador  
Fuente: ARCONEL



El propósito es alcanzar el 93 % de energías limpias en el transcurso de los últimos años, llegando a brindar un ambiente amigable al ecosistema sin ningún tipo de emisión de gases de CO<sub>2</sub>[10], [11].

## **1.2 Objetivo**

### **1.2.1 Objetivo general**

- Estudiar la producción de energía eléctrica que podría generarse de acuerdo al registro de datos obtenidos del anemómetro, registrado en la estación meteorológica en base al recurso eólico disponible.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Validar el registro de la velocidad de viento obtenidas a partir del anemómetro de cazoletas ubicado en el campus SUR.
- Seleccionar el aerogenerador y el lugar de emplazamiento.
- Definir si hay suficiente recurso de viento para la generación de energía alternativa en la Universidad Politécnicas Salesiana.

## **1.3 Alcance**

El presente trabajo estará orientado a la realización de un estudio de prefactibilidad de un parque eólico en la estación meteorológica M1274.

Se registrará los datos proporcionados por la información de la estación meteorológica M1274. A partir del registro de la información obtenida del INAMHI para el año 2018, se realizará la estimación de la potencia mecánica disponible que podrá ser transformada en energía eléctrica.

## **1.4 Justificación**

Debido al desconocimiento del recurso eólico presente en la estación meteorológica M1274, surge como alternativa la producción de energía eléctrica limpia, siendo una pieza clave para el estudio de la estimación de la potencia mecánica que podría ser

transformada en energía eléctrica generada mediante el estudio del aerogenerador adecuado.

La obtención de energía eléctrica autónoma por medio del uso de aerogeneradores, se presenta como alternativa fiable y ecológica, a la que se puede reducir el consumo de energías agotables como es la quema de recursos fósiles y la reducción de contaminación al medio ambiente. El organismo de regulación encargado del Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburificas existente en la ciudad, decreto ejecutivo No. 1630 dictamina que el estado protegerá los recursos naturales.

Con la realización del estudio de la obtención de energía limpia en la Universidad Politécnica Salesiana, permitirá conocer que cantidad de energía eléctrica anual podrá ser aprovechada a una cierta parte de la carga.

Los beneficios sociales a los que se puede llegar a obtener a partir de la realización de este proyecto, es la reducción de pagos excesivos de planillas eléctricas y el autoconsumo a partir de energías limpias.

## **1.5 Contenido**

El capítulo 1, indica brevemente el objetivo general y los objetivos específicos que se van a desarrollarse en el presente documento para el beneficio de la Universidad Politécnica Salesiana.

El capítulo 2, introducción a la energía eólica, como surgió en sus inicios y sus aplicaciones, los equipos de medición del viento utilizados a escala global y los componentes y clases de turbinas eólicas.

El capítulo 3, evaluación del recurso eólico en el mundo y en las zonas geográficas del Ecuador: región litoral, región interandina y región amazónica. Conjuntamente, se muestra el registro de datos obtenidos en la estación meteorológica M1274, mismos que son corroborados con el software Matlab.

Con los datos obtenidos a partir de la estación meteorológica M1274, se ejecuta un estudio geográfico de la zona donde se desea ubicar el aerogenerador, así como el

estudio de la rosa de viento y el cálculo de los nuevos datos de viento a partir del cálculo del gradiente eólico.

El capítulo 4, se describe la normativa IEC-61400 para la selección del aerogenerador de gran escala y pequeñas turbinas, incluyendo el método de Weibull, para el cálculo de los coeficientes del mismo, además se estudia la estimación de la potencia mecánica que podrá ser transformada en energía eléctrica de acuerdo al límite de Betz.

El capítulo 5, se analiza la estimación de la generación de energía limpia, en función de la curva de potencia del aerogenerador y el estudio del análisis energético del parque eólico a partir de la normativa mencionada en el capítulo 4.

El capítulo 6, presenta un análisis del costo de la central y el montaje del aerogenerador, así también del costo del [kW] instalado para una turbina ENAIR 200.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA

##### 2.1 El viento

La utilización del viento ha sido empleada en tiempos remotos , la cual ha sido aplicada desde la navegación a vela, bombeo de agua y riego para el abastecimiento de cultivos. La utilización de la energía eólica surgió aproximadamente en los años 70, donde la crisis petrolera y de la contaminación abrupta del medio ambiente predominaba. [6].

El efecto del viento a escala global es causado de dos formas:

- Debido a la rotación de la tierra.
- Debido a la desigualdad de la temperatura en distintas zonas.

Los vientos se generan a partir de los rayos del sol. La diferencia de temperatura entre la región Ecuatorial y los polos es distinta. En la línea Ecuatorial los rayos de sol atraviesan de manera perpendicular causando más calor, mientras que al norte estos ya no son penetrados de manera perpendicular si no inclinados ocasionando que se caliente menos, esta diferencia térmica produce una transferencia de energía desde la línea ecuatorial hacia los polos causando la generación de vientos.[12], [13].

Los tifones, tornados y huracanes son vientos demasiado intensos que pueden causar daños irreparables a cualquier dispositivo. El viento continuamente cambia de dirección y velocidad, existen dos tipos de escenarios que pueden ocurrir en el viento: ráfaga y calma. La ráfaga de viento es un aumento repentino de las velocidades de viento y la calma son caídas de viento donde no existe producción de viento. Ambos definidos como vientos inútiles[14]

## **2.2 Instrumento de medición del viento**

En los últimos años la energía eólica y sus aplicaciones han crecido considerablemente llegando a construir dispositivos de medición, como el anemómetro. Este instrumento permite medir la velocidad de viento de manera directa en aplicaciones eólicas. Los tipos de anemómetros más utilizados son [15]:

- Anemómetro de copa
- Anemómetro ultrasónico

### **2.2.1 Anemómetro de copa**

El anemómetro, más utilizado es el anemómetro de copa. Este dispositivo es un típico anemómetro mecánico y el más utilizado en la industria de la energía eólica [15].

Las partes que le constituyen al anemómetro son las siguientes:

- Tres recintos de receptáculo
- Tres brazos de soporte
- Brazo de soporte en forma de estrella[15].

El anemómetro de copa tiene las siguientes ventajas: bajas pérdidas, datos teóricos y medidas perfectas, pero no todo es correcto en el anemómetro tradicional debido a que tiene partes mecánicas que son propensas al desgaste. El funcionamiento del anemómetro es causado por el flujo del viento que atraviesa las partes mecánicas, mismos que pueden conducir la parte de rotación, provocando que, el anemómetro comience a trabajar[15].

### **2.2.2 Anemómetro ultrasónico**

El anemómetro ultrasónico conlleva ventajas únicas, no tiene partes móviles, es por esto que no tiene problemas de desgaste mecánico. Este tipo de anemómetro tiene la ventaja de obtener una alta sensibilidad es decir respuestas rápidas, las velocidades mínimas son detectables hasta varios cm/s, teniendo un alto grado de precisión. Este tipo de anemómetros pueden ser adaptables en medios de duro ambiente natural si no también tiene la función de auto calefacción, manteniendo su alta sensibilidad[15].

Tabla 1. Se muestra la comparación de los anemómetros mencionados anteriormente.

**Tabla 1.** Comparación entre el anemómetro de copa y ultrasónico[15].

<b>Tipo</b>	<b>Anemómetro de copa</b>	<b>Anemómetro ultrasónico</b>
rango	3 ~50 m/s	0.75 m/s
Exactitud	$\leq 5 \text{ m/s} \pm 0.5\text{m/s}$ $> 5\text{m/s} \pm 3\%$ de medida	$\leq 5 \text{ m/s} \pm 0.1\text{m/s}$ $> 5 \text{ m/s} \pm 2\%$ de medida
Resolución	0.5 m/s	0.1 m/s
Salida de datos	Hasta 250 ms	Hasta 100 ms
baudios	2400 bps	9600 bps

## 2.3 Tipos de aerogeneradores

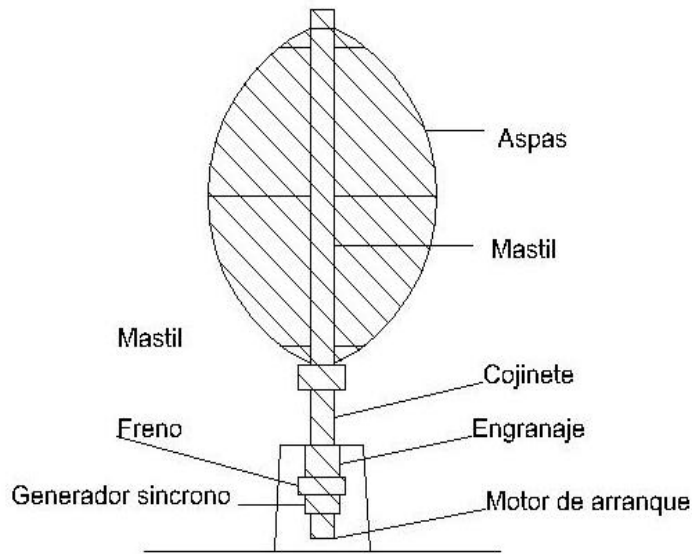
La máquina de viento tiene la función de transformar la energía mecánica del viento en energía rotante, para luego ser utilizada como energía limpia a una cierta parte de la carga. Existe dos configuraciones para la producción de energía eléctrica las cuales son [12]:

- Prototipo de eje vertical.
- Prototipo de eje horizontal.

Ambas turbinas mencionadas anteriormente pueden aprovechar el 60% de la energía cinética del aire, conocida como (Ley de Betz) [12], [16].

### 2.3.1 Prototipo de eje vertical

Las palas de eje vertical se han utilizado a menor escala y de costos menores, siendo ideales para aplicaciones que no necesitan mucha potencia pero que solo proporcionan suficiente para alimentar una pequeña parte de la carga[6], [12]. En la Figura 2. Se observa la segunda máquina.

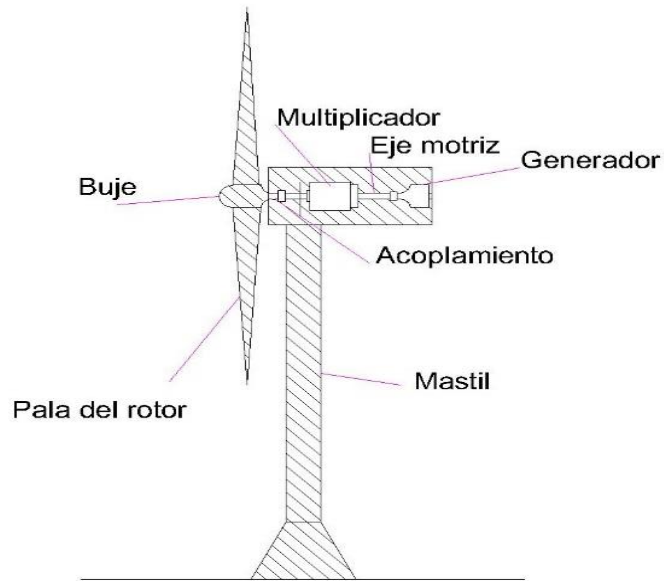


**Figura 2.** Prototipo de eje vertical  
Elaborado por: Brian Oñate

La ventaja del sistema de eje vertical es que no requiere la instalación de sistemas de orientación ni variación de ángulo por lo que el sistema es liviano; Sin embargo, como desventaja tenemos que el generador y la multiplicadora necesitan ubicarse a una altura cercana a nivel del suelo, esto provocará las pérdidas de gran parte de la energía como resultado de partir de la superficie. A la hora de brindar mantenimiento puede tomar varias horas debido a que conlleva el desmontaje total de la máquina[16].

### 2.3.2 Prototipo de eje horizontal

Las máquinas de eje horizontal han realizado un crecimiento tecnológico y económico, alcanzando potencias nominales a gran escala. Las turbinas de eje horizontal están formadas por su eje principal: el rotor y generador, la ventaja de usar un aerogenerador de eje horizontal es que puede ser redirigida la dirección del viento. Los aerogeneradores se sustentan en un mástil, para captar la máxima cantidad de energía proveniente del viento, el cual incide en el plano perpendicular a las palas del rotor para obtener mejor rendimiento de la máquina, para que esto ocurra la máquina debe seguir la dirección del viento [16]. La Figura 3, muestra el aerogenerador de palas horizontales.



**Figura 3.** Palas de eje horizontal  
Elaborado por: Brian Oñate

## 2.4 Clases de Turbinas

### 2.4.1 Turbinas de pequeña escala

Las turbinas de pequeña escala son aquellas que tienen una veleta simple en la parte posterior del rotor de manera que encara el viento como un timón ocasionando la incidencia en el plano perpendicular de las aspas [17].

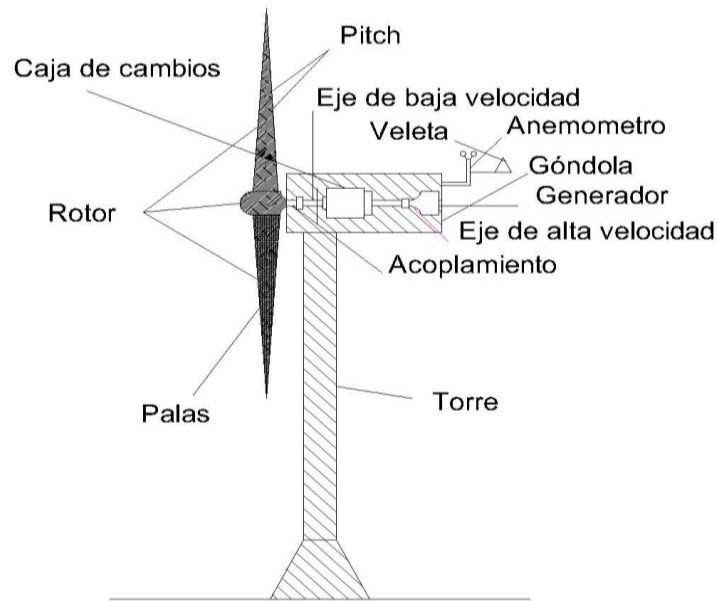
### 2.4.2 Turbinas a gran escala

En las turbinas de gran escala existe un servo mecanismo automático que recoge la dirección del viento, haciéndolo girar al rotor e incorporándole a la dirección del viento de manera adecuada. La regulación se produce por la variación de incidencia de las aspas, también llamada variación de paso (Pitch) que modifica el movimiento del rotor aumentando o disminuyendo la potencia de la máquina. La mayoría de aerogeneradores tienen una caja de cambios, esto convierte la lenta rotación de las palas a una rotación elevada, llevándolo al accionamiento más adecuado de la máquina eólica[17].



## 2.5 Módulos del prototipo de eje horizontal

Hay muchas partes de la turbina eólica. Todas estas partes son importantes para que la turbina eólica funcione sin ningún problema. En la Figura 4 muestra los diferentes componentes de la turbina eólica [6].



**Figura 4.** Componentes de la turbina eólica de eje horizontal[5].

### 2.5.1 Rotor

El rotor del aerogenerador son las que convierte el viento en energía. El trabajo de las palas es atrapar la mayor cantidad de viento. Esto ocasionará que las palas comiencen a girar y crear energía en el eje de rotación [6].

El proceso que realiza la turbina eólica es convertir la energía proveniente del viento para finalmente convertir en energía utilizable. Hay que tomar en cuenta que la potencia proporcionada por la turbina está directamente vinculada al tamaño de la maquina es decir el tamaño del rotor. El rotor juega un papel importante a la hora de absorber el viento [6]. Se indica en la Tabla 2

**Tabla 2.** Tamaño del rotor en relación con la cantidad de potencia de salida eólica[6].

<b>Tamaño del rotor y la potencia máxima de salida</b>	
<b>Diámetro del Rotor [m]</b>	<b>Potencia de Salida [kW]</b>
10	25
17	100
27	225
33	300
40	500
44	600
48	750
54	1000
64	1500
72	2000
80	2500

### **2.5.2 Control de Pitch**

La turbina eólica tiene un microcontrolador la cual está equipado con herramientas y sensores para monitorear la potencia de salida de las turbinas. Una vez que alcanza la potencia de salida, el microcontrolador cambiará el ángulo de las palas para alinearse con el viento[6].

### **2.5.3 Control de bloqueo pasivo**

El control de bloqueo pasivo está involucrado al diseño mecánico de la turbina. Las velocidades de viento ocasionadas dentro de la turbina eólica, producen turbulencias en las palas provocando que se induzcan pérdidas y disminución de velocidades [6].

### **2.5.4 Control de bloqueo activo**

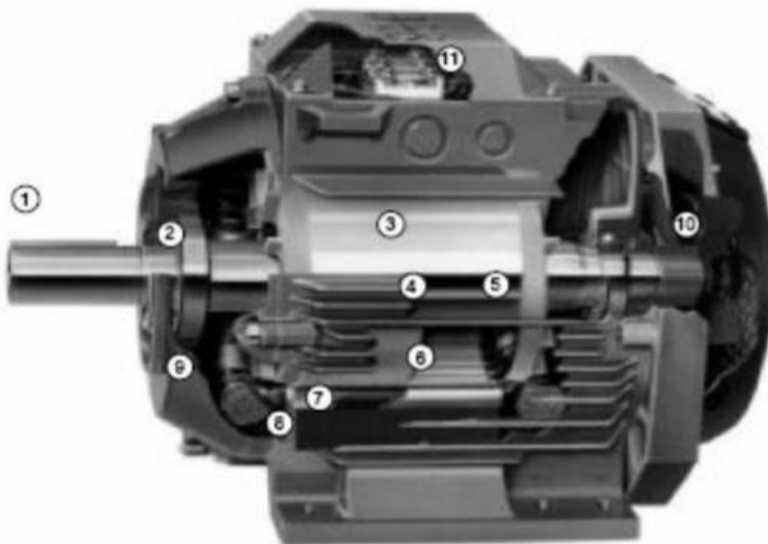
El sistema de control de bloque activo, involucran que las palas del aerogenerador tengan pasos cambiables. Este sistema combina los dos diseños anteriores en un solo sistema, mismo que también tiene un microcontrolador que monitorea la potencia de salida de la turbina. Una vez que el sistema alcanza esta salida, el microcontrolador decide reducir la velocidad de las palas cambiando la inclinación de las palas en lugar de desalinear las palas al viento [6].

### 2.5.5 Eje

El eje permite atrapar las aspas del generador, ocasionando que gire junto al rotor. El rotor transfiere la energía mecánica rotacional al generador eléctrico [6].

### 2.5.6 Generador eléctrico

El generador produce la inducción electromagnética para producir un voltaje eléctrico. Hay que tomar en cuenta que en el rotor hay un conjunto de devanados. Cualquier rotación del eje del rotor provoca la inducción electromagnética. La corriente que se genera en la bobina conduce la energía a través de las líneas de distribución. En la Figura 5. se muestra un aerogenerador típico[6].



1. Eje del generador  
2. Rodamiento  
3. Rotor  
4. Barra de aluminio del rotor

5. Anillo de aluminio del rotor  
6. Estator  
7. Bobina  
8. Placas del estator

9. Cabezas de Bobina  
10. Ventilador  
11. Caja de conexión

**Figura 5.** Generador asíncrono[6].

## **CAPÍTULO III**

### **EL VIENTO**

#### **3.1 Evaluación del viento**

Con el agotamiento de recursos convencionales como los combustibles de origen fósil han causado problemas ambientales y climáticos, la energía limpia y renovable se ha convertido en el lente del desarrollo de la energía en todo el mundo. Un factor determinante a la ahora de enfocarse en la energía limpia, ha sido la energía eólica la cual se ha prestado cada vez más atención a nivel internacional. Los recursos de energía eólica presentes en la actualidad, a los que se les puede implementar son: Onshore y offshore [16].

Los aerogeneradores onshore se los puede localizar en el medio terrestre como son montañas y colinas, los offshore se los puede localizar en medios marítimos.

Para cualquiera que sea el caso las características de viento influirán en [16]:

- La selección del emplazamiento para la instalación del parque eólico.
- Estimación de la producción de energía anual.
- El diseño del parque en el que se toma en cuenta las condiciones extremas de viento como turbulencias.

#### **3.2 Efecto del cambio climático en el Ecuador**

El flujo de aire global, está influenciado por la variación de presión y efecto de Coriolis. La variación de presión se da lugar entre el Ecuador y los polos Norte y Sur, ocasionando diferentes temperaturas atmosféricas[18].

El calentamiento global en estos últimos años ha ido aumentando por el uso de fuentes convencionales, para la generación de energía, esto ha causado un gran impacto al mundo entero. Este cambio está influenciado a un cambio climático global de la Tierra[18].

El incremento de distintas temperaturas en la Tierra han afectado a la variación del flujo dinámico del aire. La temperatura en los polos han ido aumentando con mayor rapidez que en el Ecuador , ocasionando reacciones negativas en el flujo del viento, como consecuencia la reducción de velocidades de viento.[18].

De acuerdo, con el Atlas de Recurso de Energía Eólica del Ecuador. “Ecuador se encuentra en la (zona Tórrida) colindando al norte con Colombia y al sur con Perú entre los meridianos 75°11’E y 81°02’E y los paralelos 1°21’N y 5°S”[19]. La geografía del Ecuador cruza la Cordillera de los Andes, dividiendo a la zona geográfica en tres regiones, cada una con diferentes características de temperatura. [19], [20].

La Región Litoral, se le considera como una región llana, debido a la ausencia de bosques y montañas, Esta región se encuentra ubicada con el Océano Pacífico y la cordillera Occidental. Su clima tiene una peculiaridad, que varía en función de la actuación de la Corriente del Niño y Humboldt. El clima que le caracteriza a esta zona es húmedo y con zonas de bosques secos.[19].

La Región Interandina, está ubicada en las cordilleras Occidental y Central con desigualdades de terreno y montañas, ascendentes a los 300 metros sobre el nivel del mar. [19].

El oriente o también llamada Región Amazónica, está ubicada en los límites de la Cordillera Central, limitando con el Perú y llegando aproximadamente a los 1000 de altitud. Esta región, tiene bosques tropicales húmedos, siendo una zona con un relieve relativamente plano [19].

La circulación de viento a escala local, se considera vientos regionales a los centros de alta o baja presión que se forma por el enfriamiento y calentamiento de la superficie terrestres conocidos como : Huracanes y monzones [19].

Los vientos de pequeña escala se les llama circulaciones terciarias los cuales son: brisas, terrales, vientos de valle y montañas [19].

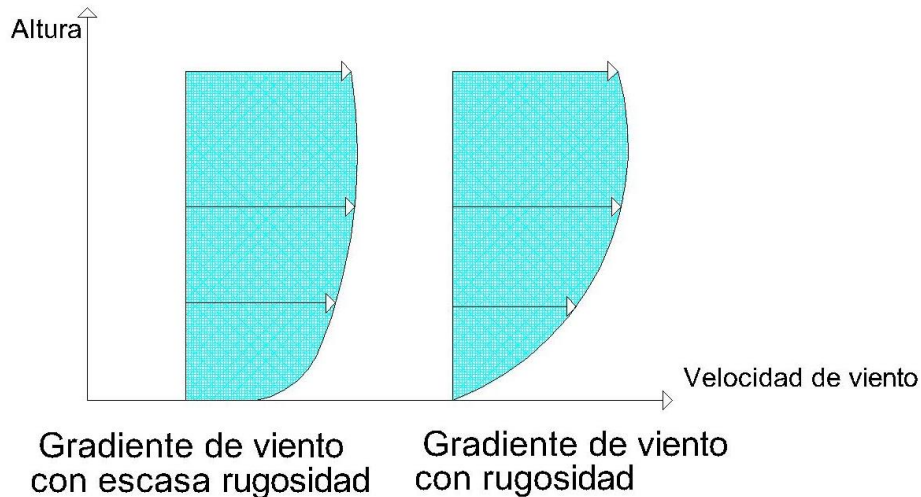
### 3.3 Gradiente eólico

En meteorología las variables para determinar la velocidad y dirección de viento que afectan al comportamiento eólico son : la fuerza de presión, Coriolis y fricción[18].

Por lo tanto, el viento surge por la acción de la fuerza de presión. Según Coriolis tiene la capacidad de cambiar la dirección hacia la derecha e izquierda en los hemisferios y nulas en Ecuador[21].

La atmósfera se encuentra fragmentada en cuatro capas las cuales son: tropósfera, estratósfera, mesósfera y exósfera, de las capas mencionadas al manto más colindante al nivel del mar es la tropósfera y se extienden a alturas desde los 8[*km*] en los polos hasta 17[*km*] cerca de la línea Ecuatorial. La región entre la tropósfera y la estratósfera se llama (troposférico). En la tropósfera es en donde se produce todos los procesos relacionados con fenómenos climáticos siendo el lente de objetivo del estudio de la meteorología.

Los vientos cercanos a la superficie terrestre causan el alivio y la presencia de obstáculos dando lugar al flujo de aire, así también generando turbulencias. En la capa cercana a la atmósfera, la velocidad del viento se ve afectada a la fricción que ocasiona contra la superficie terrestre como son montañas, urbanizaciones, terrenos desiguales etc. El viento sobre terrenos abiertos es: pistas de aeropuerto o césped segado, en el que se comporta de mejor manera. El fenómeno al cual la velocidad de viento tiende hacer menor es cuando se va aproximando al nivel de la superficie terrestre, por lo que se le conoce como (gradiente eólico) las razones que ocasionan este efecto son: las distintas orografías [21]. Figura 6 se muestra el gradiente eólico.



**Figura 6.** Gradiente eólico con rugosidad y sin rugosidad.[21]

En la capa inferior de la atmósfera, se aprecia las rugosidades de diferentes paisajes como se muestra en la Tabla 3 en el que el viento se ve perturbado por la irregularidad del terreno. Por ejemplo: campos, bosques, urbanizaciones etc, en donde el gradiente eólico debería ser cero, pero no lo es debido a las zonas geográficas mencionadas. El viento aumenta cerca de cumbres y colinas y desacelera cerca de valles. Estos cambios de velocidad dependen de la rugosidad de la superficie terrestre[18], [22].

**Tabla 3.** Longitud de rugosidad para distintos paisajes[18], [22]

<b>Tipos de paisaje</b>	<b>Rugosidad (<math>z_0</math>[m])</b>
Superficie de agua	0.0002
Terreno abierto: pistas de concreto de aeropuerto, césped	0.0024
Zona agrícola despejada, construcciones dispersas, colinas redondeadas	0.03
Casas y edificios de 8 metros de altura con una altura sobre el nivel del mar de 1250 metros	0.055
Casas de 8 metros de altura con una altura sobre el nivel del mar de 500 metros	0.1
Distinta vegetación con una longitud de aprox. 250 metros	0.2
Pueblos pequeños, bosques y terreno muy rugoso y disperejo	0.4
Gran población con edificios considerables	0.8
Edificios que sobrepasan los ordinarios	1.6

La estimación del gradiente eólico se concibe por las distintas velocidades de viento sobre el nivel mar. Este es una medida indispensable a la hora de escoger la longitud

de rugosidad del terreno. Para terrenos con orografías distintas, se utilizará para cada una de ellas una rugosidad diferente como se muestra en la Tabla 3. Para calcular la estimación del gradiente eólico o recurso eólico disponible se utilizará la siguiente ecuación (1)[23].

$$v_2 = v_1 * \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} \quad (1)$$

Donde:

$v_1$ : Velocidad dinámica del viento

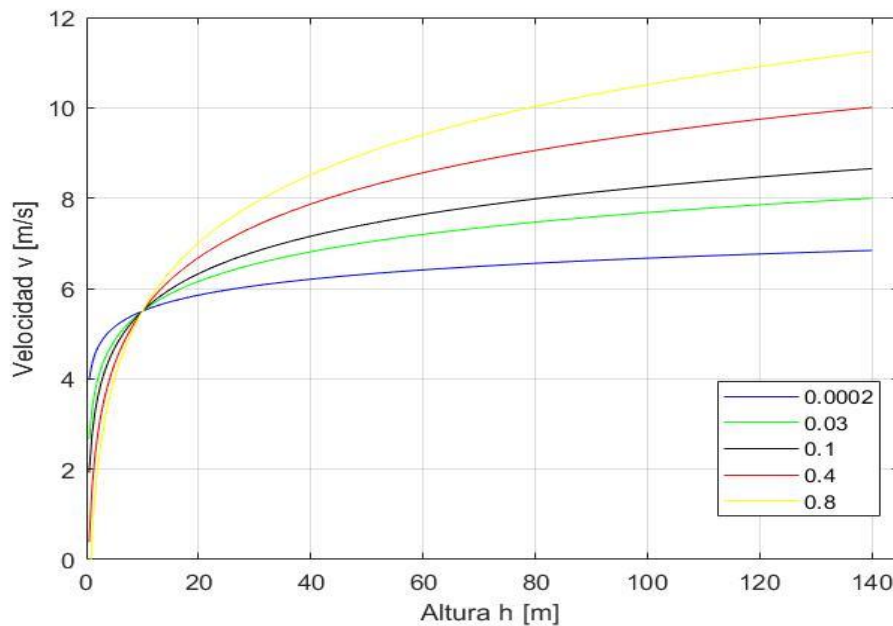
$v_2$ : Velocidad dinámica del viento

$h_1$ : Altura a la velocidad que recorre el viento

$h_2$ : Altura a la velocidad que recorre el viento

$z_0$ : Rugosidad del terreno

A continuación, se presenta las siguientes gráficas de perfiles verticales de viento con las diferentes clases de rugosidad mencionadas en la Tabla 3. [23] Para cada rugosidad de terreno se muestra las diferentes curvas como muestra en la Figura 7.



**Figura 7.** Clases de rugosidades para diferentes paisajes [23].



### 3.4 Emplazamiento

El proyecto OPET desarrollado aproximadamente en el año 2004 por el (IDAE). Llego a realizar el levantamiento de información sobre el recurso solar y eólico, llegando a concluir que el Ecuador tiene un rango elevado de irradiación solar, cerca del  $3.2 \leq G \leq 4.2$  [kWh/m<sup>2</sup>] [24]. Para esto se estimó también que el Ecuador no posee zonas con vientos de altas velocidades, pero aun así teniendo zonas de gran interés como: La Región Interandina y la Región Costera, alcanzando velocidades de viento superiores a 5 [m/s][19].

La dirección y la velocidad de viento es un parámetro importante a la hora de definir la orientación que tomará la máquina y la elección del aerogenerador con pitch activo o pitch desactivo, para la obtención de estos datos se registra la velocidad de viento para el año 2018 a una altura de 10 metros [25]. Estos parámetros son muy importantes a la hora de seleccionar el aerogenerador por lo que se debe calcular el gradiente eólico y seleccionar la rugosidad al que pertenece el terreno, mostrados en la Tabla 3. [16]. Para evaluar la producción de energía eléctrica situadas en las coordenadas geográficas 0°16'54"S-78°33'0"O se realizara el estudio de la distribución de Weibull [25]. Se observa en la Figura 8, en el lugar en donde será ubicado el aerogenerador

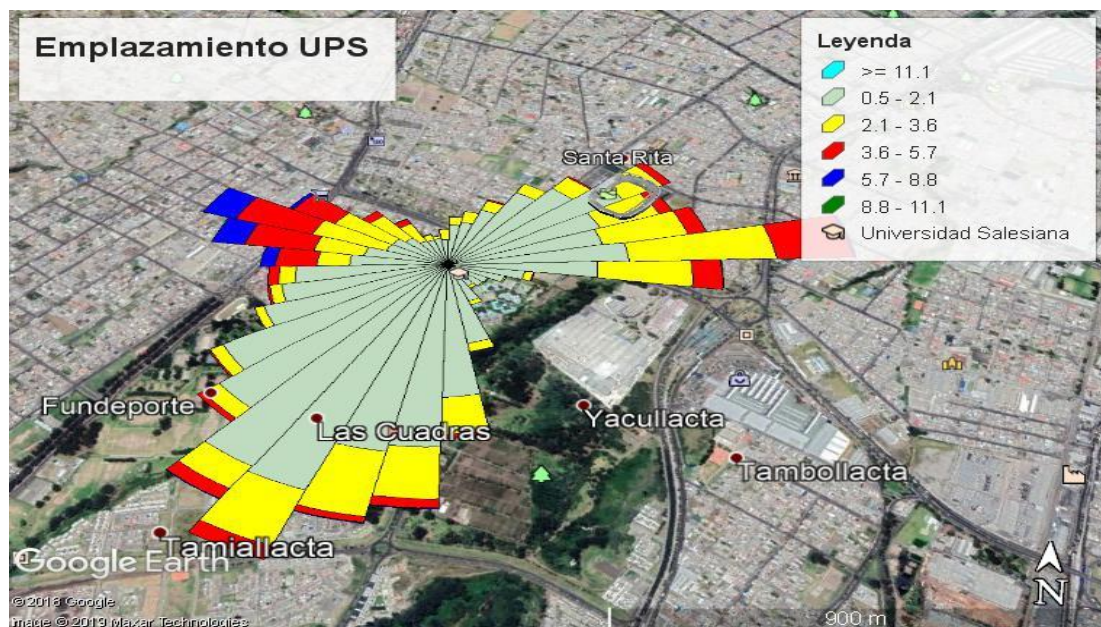


Figura 8. Lugar de emplazamiento  
Fuente: Propia-Google Earth

### 3.5 Validación del registro del viento por parte de la estación M1274

Para la recopilación del registro del viento por parte de la estación M1274, fueron empleados equipos de medición como el anemómetro que está colocado a una altura de 10 m. El anemómetro permite obtener una estimación de viento a diferentes alturas, habitualmente se toman medidas de 10 a 40 metros. Si se tomaran a alturas bajas existiría problemas de turbulencias y el diseño sería inútil. Para contrarrestar este problema común se analizará la estimación del gradiente eólico a 25 [m][16].

A continuación, se muestra el registro de viento para la estación M1274. Obtenidos para el año 2018 a 10 [m] sobre el terreno, adicional se necesitará extrapolar a 25[m] al cual estará ubicado el prototipo, mostrados en la Tabla 4 y 5 respectivamente, tomando en consideración una rugosidad de  $z_0:0.8[m]$  debido a las características del paisaje mostrado en la Tabla 3.[25].

**Tabla 4.** Resumen anual de la rapidez y direcciones del viento a 10 [m][26]

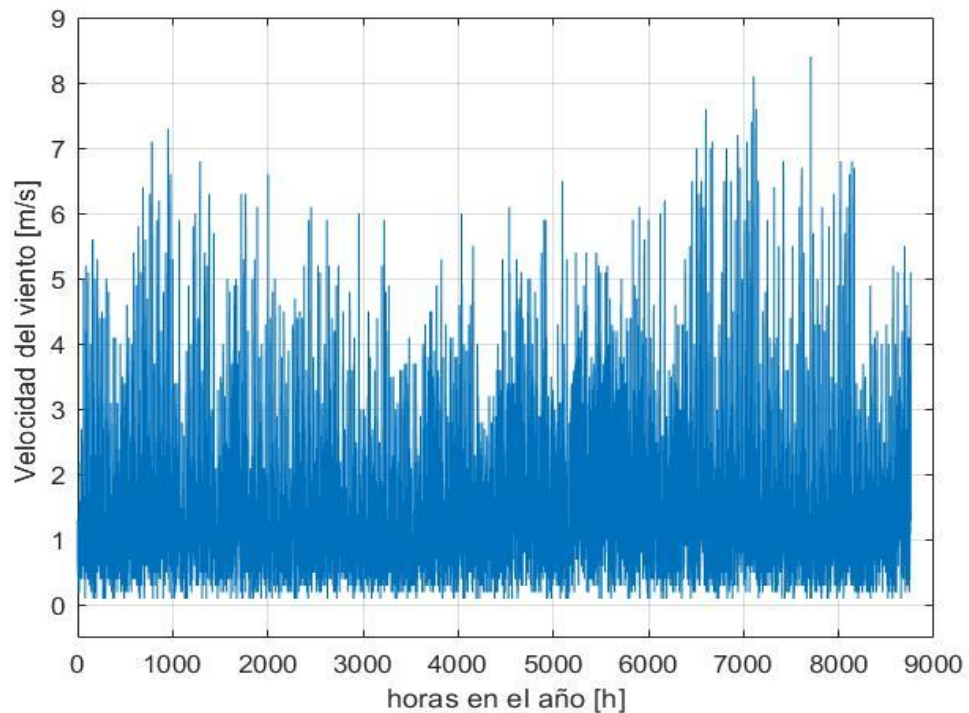
<b>A una altura de 10 [m]</b>		
Mes	Promedio de las direcciones del viento [°]	Promedio de la rapidez del viento [m/s]
Enero	173.6034946	1.48655914
Febrero	192.016369	1.666369048
Marzo	165.0041209	1.485714286
Abril	191.2398317	1.429312763
Mayo	183.3835801	1.233647376
Junio	164.408078	1.450835655
Julio	150.5665295	1.638408779
Agosto	161.0317241	1.814344828
Septiembre	175.0139276	1.678969359
Octubre	194.3196159	1.727709191
Noviembre	185.2464387	1.502279202
Diciembre	160.0613079	1.53147139

**Tabla 5.** Resumen anual de la rapidez y direcciones del viento a 25 [m][26]

<b>A una altura de 25 [m]</b>		
Mes	Promedio de las direcciones del viento [°]	Promedio de la rapidez del viento [m/s]
Enero	173.6034946	2.025857123
Febrero	192.016369	2.27089896
Marzo	165.0041209	2.02470577
Abril	191.2398317	1.947842749
Mayo	183.3835801	1.681193338
Junio	164.408078	1.977173774
Julio	150.5665295	2.232795188
Agosto	161.0317241	2.472557797
Septiembre	175.0139276	2.288070446
Octubre	194.3196159	2.354492247
Noviembre	185.2464387	2.047280152
Diciembre	160.0613079	2.087062761

Se observa que en la Tabla 4 y 5. El promedio de las ráfagas elevadas de viento durante todo el años es en agosto, y las más bajas es en el mes de mayo. El promedio de la velocidad de viento es de 1.69 [m/s] a 10 [m] y 2.2 [m/s] a 25 [m] [25].

Para corroborar el registro de la rapidez del viento proporcionados por el INAMHI, se ha realizado una gráfica en el software Matlab, observando si se tenía valores menores a cero o negativos para cada una de las horas del año, los cuales son mostrados en la Figura 9.



**Figura 9.** Velocidad anual de la rapidez del viento para el año 2018 a 10 [m] de altura[26]

En la Figura 9. No se presenta ningún valor erróneo o valores negativos por lo que los datos obtenidos en la estación son válidos para realizar el estudio de pre- factibilidad de producción de energía eléctrica[25].

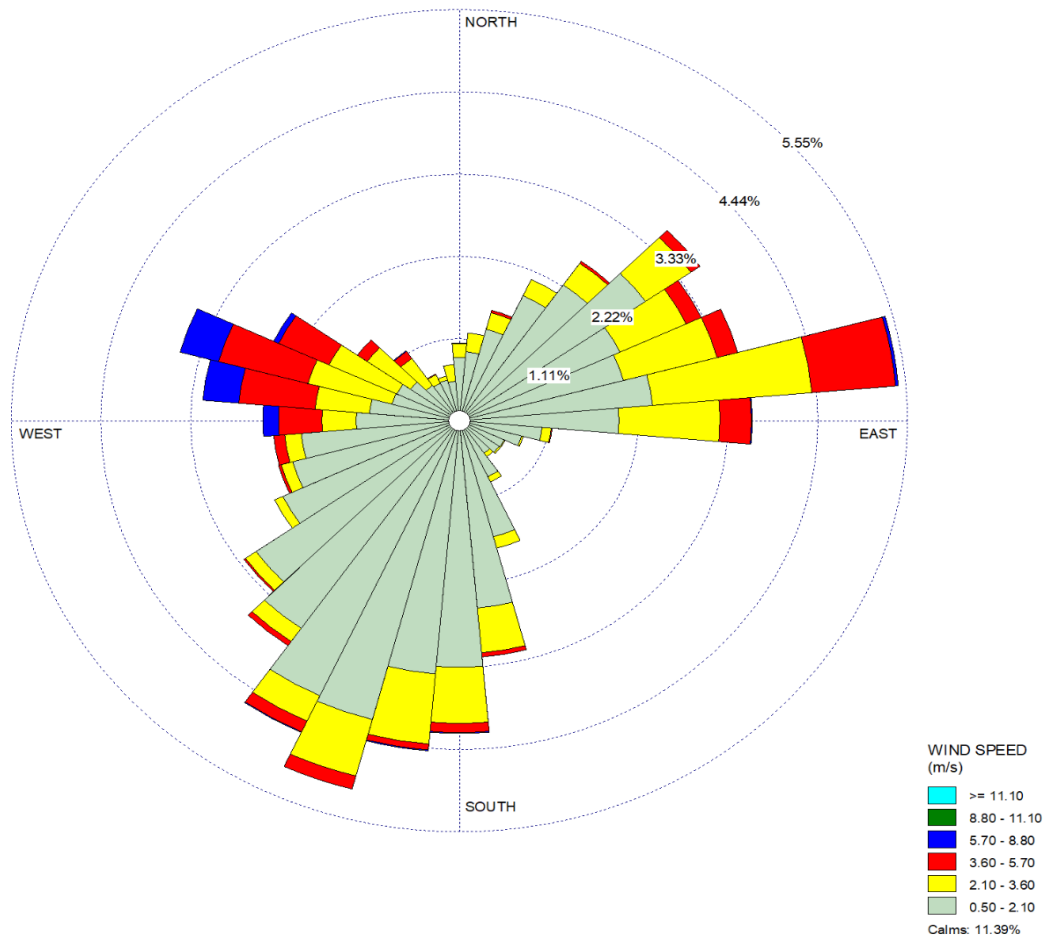
### 3.6 Rosa de viento

En meteorología es utilizada la rosa de viento. La rosa de viento es una herramienta gráfica que puede visualizar la rapidez y direcciones del viento de una área en particular. Los anillos que forman la longitud de radios de la rosa, indican la frecuencia acumulada en dicha dirección siendo cero en el centro de la rosa y llegando a incrementarse a medida que se acerca a los exteriores. Cada círculo concéntrico se divide en secciones [27].

Cada color mostrado en la rosa de viento, está dirigido al rango de velocidades de viento. En la rosa de vientos es común utilizar dieciséis direcciones. La dirección norte representa cero o 360 grados, el este representa 90 grados, el sur representa 180 grados y el oeste representa 270 grados, siempre leyendo de manera horaria[27].

La rosa de viento, es utilizada en la construcción de pistas aeroportuarias. Las direcciones dinámicas de viento toman un rol significativo al momento del despegue y el aterrizaje de aeronaves por lo que se debe realizar un estudio minucioso[27].

Figura 10, incorpora la rosa de viento sobre el sitio de estudio, donde se ha considerado 16 direcciones que representan los angulares provenientes de diferentes posiciones[27].



**Figura 10.** Rosa de viento sobre el lugar de estudio.  
Fuente: Propia-Software Wrplot

De acuerdo, con la Figura 10. La mayoría del tiempo sopla el viento del Este y Suroeste. Los vientos que soplan del Este contienen mayor energía y mayor incidencia de frecuencia que los que soplan del Suroeste[28].

**CAPÍTULO IV**  
**METODOLOGÍA**  
**MODELADO Y ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO**

**4.1 Emplazamiento**

Este estudio tiene por objetivo determinar la producción de energía eléctrica, en la que se registra las direcciones y las velocidades de viento obtenidas por el anemómetro a 10 [m] de altura.

A partir del registro conseguido de la rapidez del viento en [m/s] de las horas anuales para el año 2018, es decir 8760 [h]. Se determina también el método de Weibull  $p(v)$ . [29]–[31] la cual está dada por la ecuación (2)

$$p(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2)$$

y la función del método de Weibull (3)

$$F(v_i) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3)$$

Donde:

$p(v)$ : Función del método de Weibull.

$k$ : Factor de forma adimensional.

$c$ : factor de escala [m/s].

$v$ : Velocidad del viento [m/s].

$F(v_i)$ : Función de la distribución acumulada.

## 4.2 Técnica de mínimos cuadrados (TMC)

Para la estimación de la obtención de la energía alternativa, se toma a consideración el cálculo de los coeficientes de Weibull, uno de los métodos más utilizados, este método obtiene mejores resultados para muestras de gran tamaño, mientras que para pequeñas muestras son ineficientes, este método es conocido en sus siglas en inglés como (LSM) Least Squares Technique, que permitirá calcular los parámetros de la función del método de Weibull: factor de forma (k) y el factor de escala (c). En la ecuación (4) y (5) se analiza los factores mencionados anteriormente .[5], [32]:

$$k = \frac{n * \sum_{i=1}^n \ln v_i \ln[-\ln(1 - F(v_i))] - \sum_{i=1}^n \ln v_i \sum_{i=1}^n \ln[-\ln(1 - F(v_i))]}{n * \sum_{i=1}^n \ln v_i^2 - (\sum_{i=1}^n \ln v_i)^2} \quad (4)$$

$$c = e^{\left(\frac{k \sum_{i=1}^n \ln v_i - \sum_{i=1}^n \ln[-\ln(1 - F(v_i))]}{nk}\right)} \quad (5)$$

Donde:

$F(v_i)$ : Función de la distribución acumulada.

$v_i$ : Velocidad de viento para cada hora.

$n$ : Número total de intervalos.

## 4.3 Tratamiento de los parámetros de Weibull

Para el cálculo de los coeficientes de Weibull de los parámetros c y k pueden determinarse por un ajuste de mínimos cuadrados a través de la función de distribución acumulada[5]. Descritas en la ecuación (4) y (5).

Aplicando dos veces el logaritmo neperiano a la ecuación (3) [5] , se obtiene la ecuación (6).

$$\ln(1 - F(v_i)) = -\left(\frac{v}{c}\right)^k \rightarrow y_i = \ln[-\ln(1 - F_i)] \quad (6)$$

Donde:

$y_i$ : Coeficiente de Weibull

Para determinar los demás coeficientes de la distribución de Weibull[5] . Se debe aplicar las siguientes ecuaciones (7), (8), (9).

$$x_i = Ln(v_i) \quad (7)$$

$$B = \sum f_i * y_i - k \sum f_i * x_i \quad (8)$$

$$c = e^{-\frac{B}{k}} \quad (9)$$

Donde:

$x_i$ : Coeficiente de Weibull

$B$ : Coeficiente de Weibull

$f_i$ : frecuencia relativa

$y_i$ : Coeficiente de Weibull

Para el tratamiento de un conjunto de 8760 datos anuales se realiza el siguiente proceso estadístico [5]:

- Agrupación de los datos en grupos, estableciendo la frecuencia de cada grupo de datos, mismos que vienen dados por su límite superior e inferior y exigen un cierto grado de precisión no mayor a  $0.5 \left[ \frac{m}{s} \right]$  en intervalos de clase[5].
- Para el número de intervalos o clases dependerá del número de datos[5], que se muestra en la ecuación (10)

$$N_c = 1 + 3.3 * \log_{10}(N) \quad (10)$$

Donde:

$N_c$ : Número de clases.

$N$ : Es el numero de datos.

Para este caso de estudio se tomó en cuenta ( $N_c$  de 25 intervalos de clase), en el que obtenemos los datos del límite máximo y mínimo, realizando un barrido de 8760 datos



al año, como se muestra en la Tabla 6, finalmente para la obtención de la amplitud de cada clase, se tomó en cuenta la ecuación (11) [5]

$$Amplitud = \left[ \frac{(Lim. Max - Lim. Min)}{8760} \right] \quad (11)$$

Donde:

*Lim. Max*: Limite superior, a partir de los 8760 datos.

*Lim. Min*: Limite inferior, a partir de los 8760 datos.

**Tabla 6.** Número de intervalos y amplitud de cada clase a una altura de 10[m].

Número de clase ( $N_c$ )	Número de Datos	Lim.Max	Lim.Min	Amplitud
25	8760	8.40	0.10	0.332

Una vez registrado los datos a 10 [m], se estima el gradiente eólico, a una altura de 25 [m] donde se encuentra ubicado el aerogenerador a nivel de la superficie como se muestra en la Tabla 7, estos datos son tomados de las velocidades horarias de viento del año 2018 [23].

**Tabla 7.** Número de intervalos y amplitud de cada clase a una altura de 25[m].

Número de clase ( $N_c$ )	Numero de Datos	Lim.Max	Lim.Min	Amplitud
25	8760	11.447	0.136	0.452

- Elaboración de la Tabla 8, incluye el número de intervalos, la amplitud de cada clase y la frecuencia absoluta a una altura de 10[m].

**Tabla 8.** Amplitud de cada clase con sus respectivas frecuencias absolutas a 10[m] a la que está ubicado el anemómetro.[5]

<b>A 10[m] de altura</b>	
<b>Intervalo</b>	<b>Frecuencia Absoluta</b>
0.332	631
0.664	1309
0.996	1480
1.328	1552
1.66	862
1.992	568
2.324	584
2.656	357
2.988	295
3.32	291
3.652	184
3.984	131
4.316	148
4.648	83
4.98	60
5.312	74
5.644	37
5.976	45
6.308	29
6.64	17
6.972	8
7.304	10
7.636	3
7.968	0
8.4	2

En la Tabla 9. se presenta , la amplitud de cada clase y la frecuencia absoluta en la que los datos se encuentran extrapolados a una altura de 25[m], por el gradiente eólico[5].

**Tabla 9.** Amplitud de cada clase con sus respectivas frecuencias absolutas a 25[m] de altura que estará ubicado el aerogenerador[5]

<b>A 25 [m] de altura</b>	
<b>Intervalo</b>	<b>Frecuencia Absoluta</b>
0.4524	631
0.9048	1309
1.3572	1480
1.8096	1552
2.262	862
2.7144	568
3.1668	584
3.6192	357
4.0716	295
4.524	291
4.9764	184
5.4288	131
5.8812	148
6.3336	83
6.786	60
7.2384	74
7.6908	37
8.1432	45
8.5956	29
9.048	17
9.5004	8
9.9528	10
10.4052	3
10.8576	0
11.31	1

Para el cálculo de la frecuencia relativa ( $f_i$ ), se considera la frecuencia de cada intervalo dividido por el número de datos. Para obtener la frecuencia acumulada se toma el primer valor de la frecuencia relativa para el primer intervalo y se suma la frecuencia relativa de la iteración anterior para el segundo y así sucesivamente[5]. Como se muestra en la siguiente Tabla 10 para 10 [m] de altura

**Tabla 10.** Tabla de frecuencia relativa y acumulada a 10[m] a la que se encuentra el anemómetro[5]

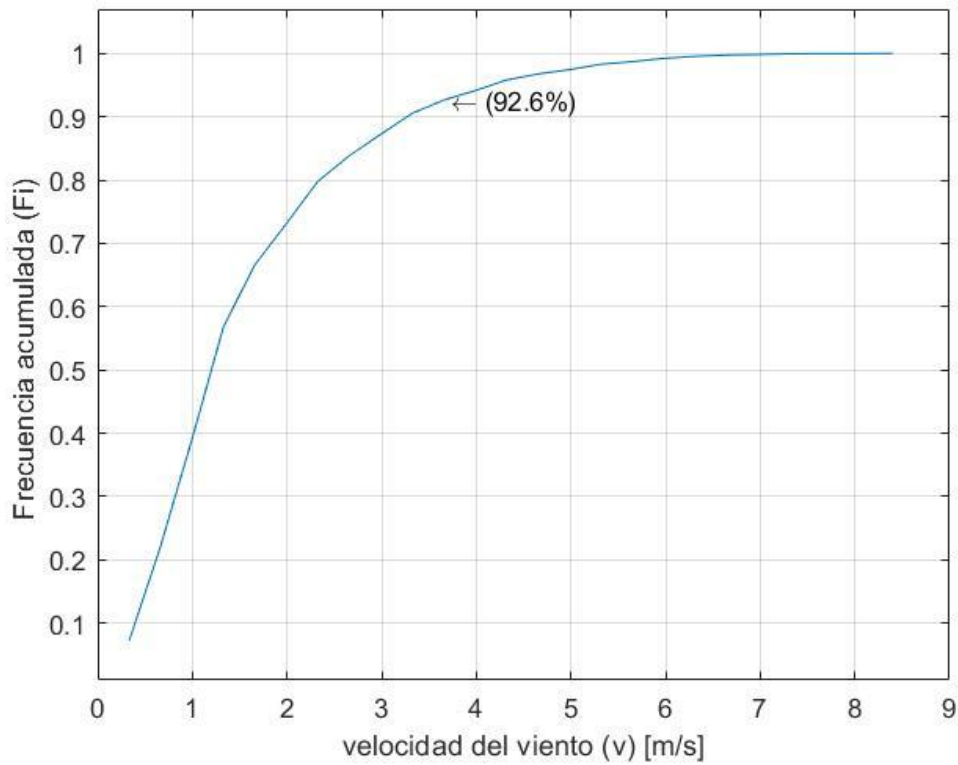
<b>Anemómetro ubicado a 10 [m]</b>			
$v_i$ (m/s)	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Relativa ( $f_i$ )	Frecuencia Acumulada ( $F_i$ )
0.332	631	0.07203	0.07203
0.664	1309	0.14943	0.22146
0.996	1480	0.16895	0.39041
1.328	1552	0.17717	0.56758
1.66	862	0.09840	0.66598
1.992	568	0.06484	0.73082
2.324	584	0.06667	0.79749
2.656	357	0.04075	0.83824
2.988	295	0.03368	0.87192
3.32	291	0.03322	0.90514
3.652	184	0.02100	0.92614
3.984	131	0.01495	0.94110
4.316	148	0.01689	0.95799
4.648	83	0.00947	0.96747
4.98	60	0.00685	0.97432
5.312	74	0.00845	0.98276
5.644	37	0.00422	0.98699
5.976	45	0.00514	0.99212
6.308	29	0.00331	0.99543
6.64	17	0.00194	0.99737
6.972	8	0.00091	0.99829
7.304	10	0.00114	0.99943
7.636	3	0.00034	0.99977
7.968	0	0.00000	0.99977
8.4	2	0.00023	1.00000
<b>Total</b>	<b>8,760</b>	1.00000	

Para el mismo caso se realiza el mismo procedimientos pero con los datos extrapolados a 25 [m], que se encuentra el buje del aerogenerador[5].En la cual se analiza en la Tabla 11.

**Tabla 11.** Tabla de frecuencia relativa y acumulada a 25[m] de altura a la que se encuentra el buje del aerogenerador[5]

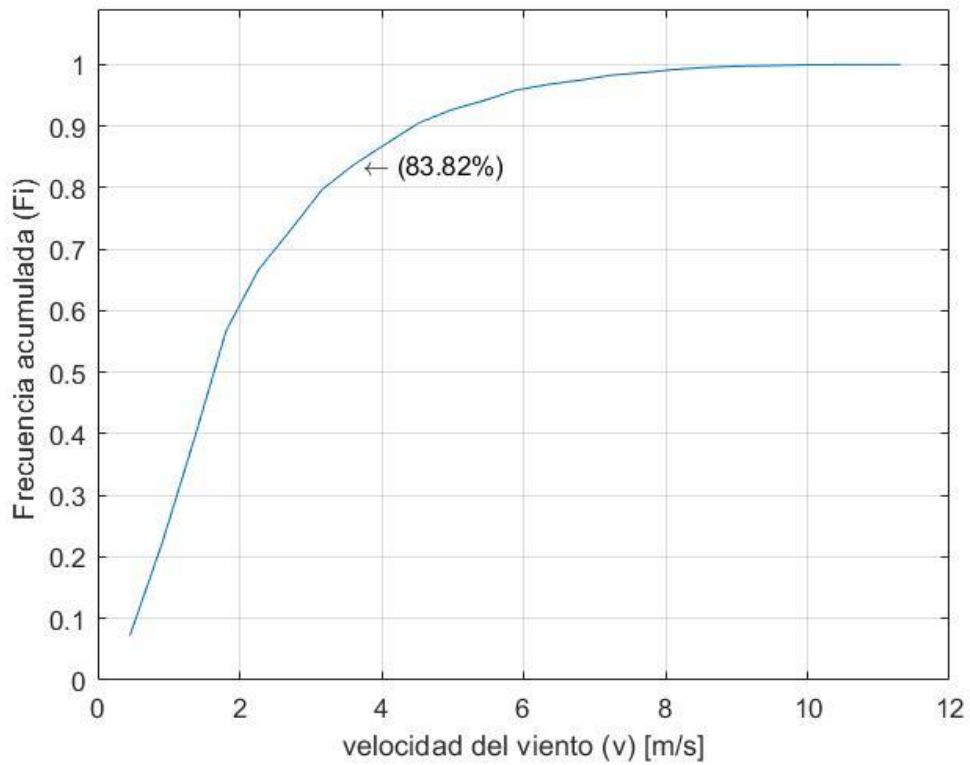
<b>Anemómetro ubicado a 25 [m]</b>			
$v_i$ (m/s)	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Relativa ( $f_i$ )	Frecuencia Acumulada ( $F_i$ )
0.4524	631	0.07203	0.07203
0.9048	1309	0.14943	0.22146
1.3572	1480	0.16895	0.39041
1.8096	1552	0.17717	0.56758
2.262	862	0.09840	0.66598
2.7144	568	0.06484	0.73082
3.1668	584	0.06667	0.79749
3.6192	357	0.04075	0.83824
4.0716	295	0.03368	0.87192
4.524	291	0.03322	0.90514
4.9764	184	0.02100	0.92614
5.4288	131	0.01495	0.94110
5.8812	148	0.01689	0.95799
6.3336	83	0.00947	0.96747
6.786	60	0.00685	0.97432
7.2384	74	0.00845	0.98276
7.6908	37	0.00422	0.98699
8.1432	45	0.00514	0.99212
8.5956	29	0.00331	0.99543
9.048	17	0.00194	0.99737
9.5004	8	0.00091	0.99829
9.9528	10	0.00114	0.99943
10.4052	3	0.00034	0.99977
10.8576	0	0.00000	0.99977
11.31	1	0.00011	0.99989
Total	<b>8,759</b>	0.99989	

- En la Figura 11. Se lee la fracción de horas para los que la velocidad media diaria es menor o igual a un valor. A una altura de 10[m], el 92.6% de las horas , 8111.76 horas de los 8760 horas consideradas, en la que es menor o igual a 3.65 [m/s].[5]



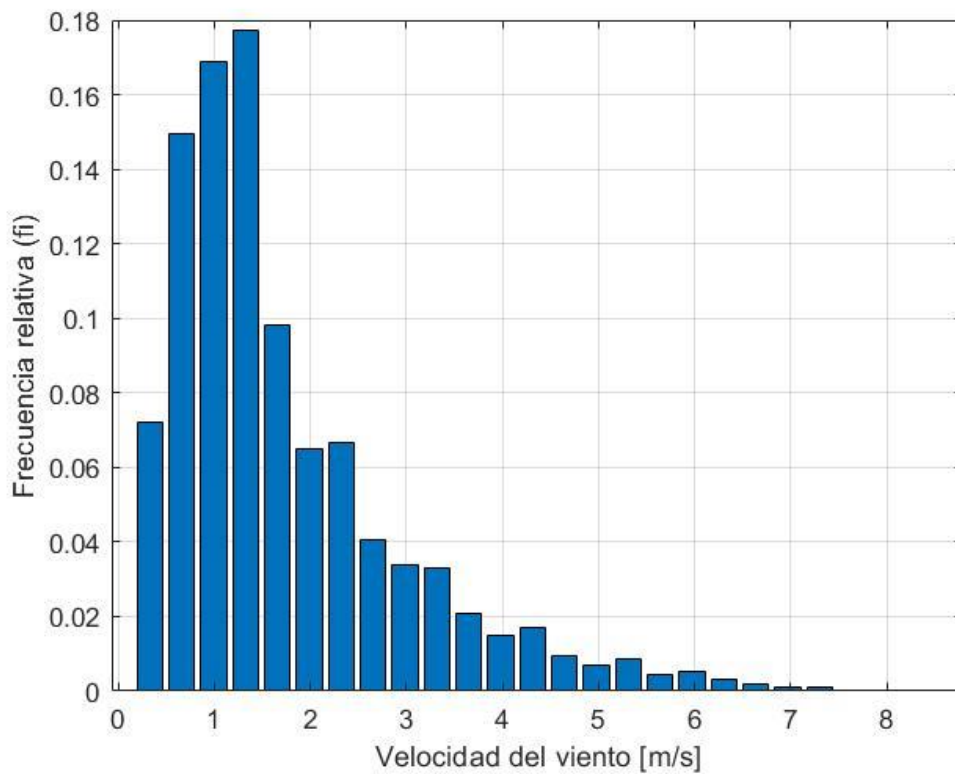
**Figura 11.** Frecuencia relativa acumulada a 10 [m] que está ubicado el anemómetro, en el que 92.6% de las horas es menor o igual a 3.65 [m/s][5]

- En la Figura 12. Se lee la fracción de horas para los que la velocidad media diaria es menor o igual a un valor. A una distancia de 25 [m] sobre el nivel de la superficie, el 83.82% de las horas, 7342.63 horas de los 8760 horas consideradas, en los que es menor o igual a 3.6192 [m/s] [5].



**Figura 12.** Frecuencia relativa acumulada a 25 [m] al que se encuentra el aerogenerador , en el que 83.82% de las horas es menor o igual a 3.6192 [m/s][5]

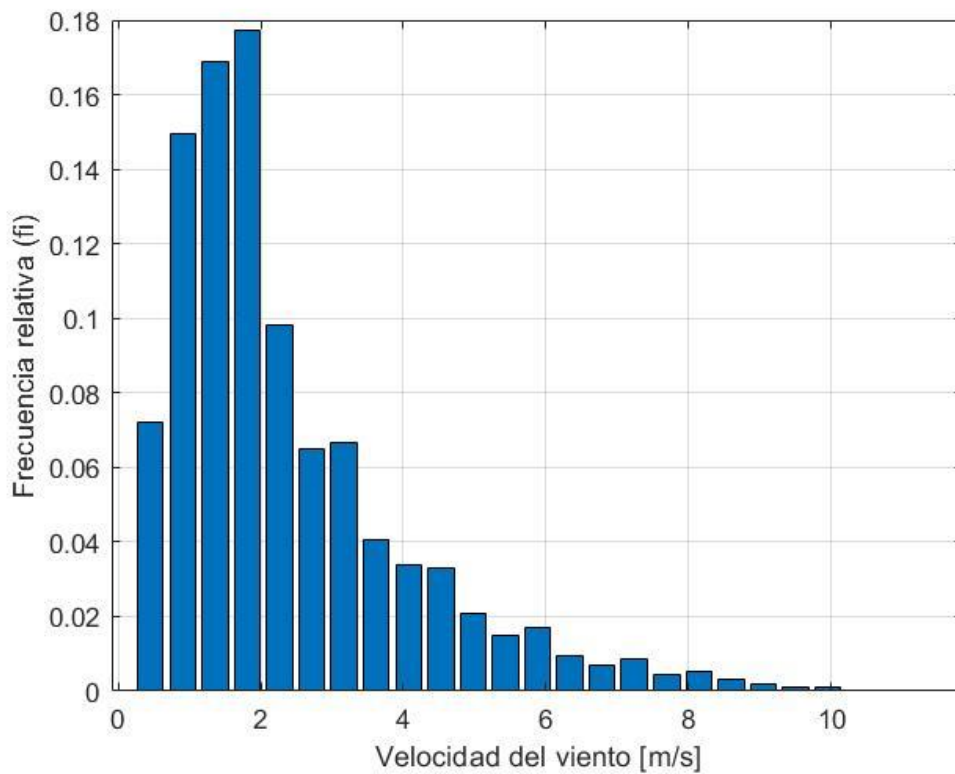
Para los valores de la frecuencia relativa ( $f_i$ ) a 10 [m] de altura se les hace corresponder el centro de la clase, mientras que, a las frecuencias acumuladas, los límites superiores de las mismas. Por ejemplo, la quinta clase le corresponde una frecuencia relativa  $f_i=0.09840$ , para una velocidad de 1.66 [m/s], mientras que al quinto valor de la frecuencia acumulada ( $F_i$ )= 0.66598 se le hace corresponder el límite superior de la clase, es decir 1.992 [m/s] [5]. Como se observa en la Figura 13.



**Figura 13.** Histograma de frecuencia relativa para 10 [m][5]

Para los valores de la frecuencia relativa ( $f_i$ ) a 25 [m] de altura se les hace corresponder al centro de clase, mientras que, a las frecuencias acumuladas, los límites superiores de las mismas. Por ejemplo la quinta clase le corresponde una frecuencia relativa  $f_i=0.09840$ , para una velocidad de 2.262 [m/s], mientras que al quinto valor de la frecuencia acumulada ( $F_i$ )= 0.66598 se le hace corresponder el límite superior de la clase, es decir 2.7144 [m/s] [5]. Como se modela en la Figura 14.





**Figura 14.** Histograma de frecuencia relativa para 25 [m][5]

En la Tabla 12. Se muestra el tratamiento estadístico del registro del viento periódico, a una altura de 10 [m] donde se encuentra ubicado el anemómetro[5].

En la Tabla 13. Se muestra el tratamiento estadístico del registro del viento periódico, a una altura de 25 [m] donde se encuentra ubicado el aerogenerador[5].

**Tabla 12.** Tratamiento estadístico anual a 10 [m] de altura.[5]

CÁLCULO DE LOS COEFICIENTES DE WEIBULL				(y <sub>i</sub> )	(x <sub>i</sub> )				
v <sub>i</sub> (m/s)	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Relativa (f <sub>i</sub> )	Frecuencia Acumulada (F <sub>i</sub> )	y <sub>i</sub> = ln(-ln(1-F <sub>i</sub> ))	x <sub>i</sub> = ln(v <sub>i</sub> )	f <sub>i</sub> · x <sub>i</sub>	f <sub>i</sub> · x <sub>i</sub> <sup>2</sup>	f <sub>i</sub> · y <sub>i</sub>	f <sub>i</sub> · x <sub>i</sub> · y <sub>i</sub>
0.332	631	0.07203	0.07203	-2.5935	-1.1026	-0.0794	0.0876	-0.1868	0.2060
0.664	1309	0.14943	0.22146	-1.3849	-0.4095	-0.0612	0.0251	-0.2070	0.0847
0.996	1480	0.16895	0.39041	-0.7033	-0.0040	-0.0007	0.0000	-0.1188	0.0005
1.328	1552	0.17717	0.56758	-0.1763	0.2837	0.0503	0.0143	-0.0312	-0.0089
1.66	862	0.09840	0.66598	0.0922	0.5068	0.0499	0.0253	0.0091	0.0046
1.992	568	0.06484	0.73082	0.2718	0.6891	0.0447	0.0308	0.0176	0.0121
2.324	584	0.06667	0.79749	0.4681	0.8433	0.0562	0.0474	0.0312	0.0263
2.656	357	0.04075	0.83824	0.5997	0.9768	0.0398	0.0389	0.0244	0.0239
2.988	295	0.03368	0.87192	0.7203	1.0946	0.0369	0.0403	0.0243	0.0266
3.32	291	0.03322	0.90514	0.8567	1.2000	0.0399	0.0478	0.0285	0.0341
3.652	184	0.02100	0.92614	0.9577	1.2953	0.0272	0.0352	0.0201	0.0261
3.984	131	0.01495	0.94110	1.0409	1.3823	0.0207	0.0286	0.0156	0.0215
4.316	148	0.01689	0.95799	1.1537	1.4623	0.0247	0.0361	0.0195	0.0285
4.648	83	0.00947	0.96747	1.2312	1.5364	0.0146	0.0224	0.0117	0.0179
4.98	60	0.00685	0.97432	1.2980	1.6054	0.0110	0.0177	0.0089	0.0143
5.312	74	0.00845	0.98276	1.4013	1.6700	0.0141	0.0236	0.0118	0.0198
5.644	37	0.00422	0.98699	1.4683	1.7306	0.0073	0.0126	0.0062	0.0107
5.976	45	0.00514	0.99212	1.5777	1.7878	0.0092	0.0164	0.0081	0.0145
6.308	29	0.00331	0.99543	1.6844	1.8418	0.0061	0.0112	0.0056	0.0103
6.64	17	0.00194	0.99737	1.7821	1.8931	0.0037	0.0070	0.0035	0.0065
6.972	8	0.00091	0.99829	1.8516	1.9419	0.0018	0.0034	0.0017	0.0033
7.304	10	0.00114	0.99943	2.0107	1.9884	0.0023	0.0045	0.0023	0.0046
7.636	3	0.00034	0.99977	2.1264	2.0329	0.0007	0.0014	0.0007	0.0015

7.968	0	0.00000	0.99977	2.1264	2.0754	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
8.4	2	0.00023	1.00000		2.1282	0.0005	0.0010	0.0000	0.0000
Total	<b>8,760</b>	1.00000				0.3200	0.5786	-0.2931	0.5894

**Tabla 13.** Tratamiento estadístico anual a 25 [m] de altura.[5]

CÁLCULO DE LOS COEFICIENTES DE WEIBULL									
$v_i$ (m/s)	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Relativa ( $f_i$ )	Frecuencia Acumulada ( $F_i$ )	$(y_i)$ $y_i = \ln(-\ln(1-F_i))$	$(x_i)$ $x_i = \ln(v_i)$	$f_i \cdot x_i$	$f_i \cdot x_i^2$	$f_i \cdot y_i$	$f_i \cdot x_i \cdot y_i$
0.4524	631	0.07203	0.07203	-2.5935	-0.7932	-0.0571	0.0453	-0.1868	0.1482
0.9048	1309	0.14943	0.22146	-1.3849	-0.1000	-0.0149	0.0015	-0.2070	0.0207
1.3572	1480	0.16895	0.39041	-0.7033	0.3054	0.0516	0.0158	-0.1188	-0.0363
1.8096	1552	0.17717	0.56758	-0.1763	0.5931	0.1051	0.0623	-0.0312	-0.0185
2.262	862	0.09840	0.66598	0.0922	0.8162	0.0803	0.0656	0.0091	0.0074
2.7144	568	0.06484	0.73082	0.2718	0.9986	0.0647	0.0647	0.0176	0.0176
3.1668	584	0.06667	0.79749	0.4681	1.1527	0.0768	0.0886	0.0312	0.0360
3.6192	357	0.04075	0.83824	0.5997	1.2863	0.0524	0.0674	0.0244	0.0314
4.0716	295	0.03368	0.87192	0.7203	1.4040	0.0473	0.0664	0.0243	0.0341
4.524	291	0.03322	0.90514	0.8567	1.5094	0.0501	0.0757	0.0285	0.0430
4.9764	184	0.02100	0.92614	0.9577	1.6047	0.0337	0.0541	0.0201	0.0323
5.4288	131	0.01495	0.94110	1.0409	1.6917	0.0253	0.0428	0.0156	0.0263
5.8812	148	0.01689	0.95799	1.1537	1.7718	0.0299	0.0530	0.0195	0.0345
6.3336	83	0.00947	0.96747	1.2312	1.8459	0.0175	0.0323	0.0117	0.0215
6.786	60	0.00685	0.97432	1.2980	1.9149	0.0131	0.0251	0.0089	0.0170
7.2384	74	0.00845	0.98276	1.4013	1.9794	0.0167	0.0331	0.0118	0.0234
7.6908	37	0.00422	0.98699	1.4683	2.0400	0.0086	0.0176	0.0062	0.0127
8.1432	45	0.00514	0.99212	1.5777	2.0972	0.0108	0.0226	0.0081	0.0170
8.5956	29	0.00331	0.99543	1.6844	2.1513	0.0071	0.0153	0.0056	0.0120
9.048	17	0.00194	0.99737	1.7821	2.2025	0.0043	0.0094	0.0035	0.0076

9.5004	8	0.00091	0.99829	1.8516	2.2513	0.0021	0.0046	0.0017	0.0038
9.9528	10	0.00114	0.99943	2.0107	2.2979	0.0026	0.0060	0.0023	0.0053
10.4052	3	0.00034	0.99977	2.1264	2.3423	0.0008	0.0019	0.0007	0.0017
10.8576	0	0.00000	0.99977	2.1264	2.3849	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
11.31	1	0.00011	0.99989		2.4257	0.0003	0.0007	0.0000	0.0000
Total	<b>8,759</b>	0.99989				0.6292	0.8717	-0.2931	0.4987

Resultados obtenidos al culminar con el cálculo del tratamiento estadístico: Se utiliza la ecuación (4) para determinar el factor de escala (k), concluyendo que es adimensional. A sí mismo para la obtención de la velocidad media anual (c) en [m/s], se utilizó la ecuación (5). Obteniendo los siguientes resultados como indica en la Tabla 14 y 15 [5].

**Tabla 14.** Cálculo del factor de escala (k) y la velocidad media anual (c)[m/s] a una altura de 10 [m][5].

<b>Coefficientes de Weibull registrado a 10 [m] de altura</b>	
factor de escala (k)	1.43
Velocidad media anual (c) [m/s]	1.69

**Tabla 15.** Cálculo del factor de escala (k) y la velocidad media anual (c) [m/s] a una altura de 25 [m][5]

<b>Coefficientes de Weibull registrado a 25 [m] de altura</b>	
factor de escala (k)	1.44
Velocidad media anual [m/s]	2.30

#### 4.4 Selección del aerogenerador

La IEC-61400-1 es una norma internacional que establece los requisitos de seguridad de la turbina eólica[5]. El propósito es adecuar un rango correcto de seguridad contra fallas que se presente durante la vida útil como: funciones de control, sistemas eléctricos e incluso sistemas mecánicos. La norma se emplea a máquinas de todas las dimensiones excepto a turbinas de pequeña escala, para lo cual se le debe aplicar la norma IEC-61400-2 [33], ambas normas garantizan que no exista diseños sobredimensiones sino más bien aprovechar al máximo el recurso eólico disponible [34], [35].

Pues bien, la norma IEC 61400-2 es un poco similar a la IEC-61400-1, pero se simplifica y realiza cambios significativos para ser aplicables a turbinas de pequeña escala con un área de barrido menor de 200 [m<sup>2</sup>].

La norma IEC clasifica los vientos de la siguiente manera: por la velocidad media anual, la velocidad de las ráfagas extremas que podrían ocurrir durante 50 años y cuanta turbulencia hay en el sitio de viento, mostradas en la Tabla 16 [34].

**Tabla 16.** Clases de viento definidas por el estándar internacional de la Comisión Electrotécnica (IEC 61400-1)[34]

Clases de turbinas	Velocidad media anual m/s	Ráfaga extrema de 50 años m/s	Clases de turbulencias	
			a %	b %
IEC I Fuertes Vientos	10	70	18	15
IEC II Considerables Vientos	8.4	59.5	18	16
IEC III Mínimos Vientos	7.3	52.5	18	16
IV	6	42	-	-

Para este caso de estudio se toma en consideración, los datos obtenidos por el método de Weibull: sabiendo que  $c = 2.30 \left[ \frac{m}{s} \right]$ , no pertenece a ninguna clasificación nombrada por la Tabla 16. Por lo que se escoge una clase de viento (Class IEC 61400-2 descrita anteriormente para turbinas pequeñas)[36].

En la Tabla 17. se presentan pequeñas turbinas (Class IEC 61400-2) que podrían ser utilizadas en la Universidad Politécnica Salesiana[34].

**Tabla 17.** Tipos de turbinas con su tipo de clase de viento.[34]

Tipo de turbina	Potencia nominal del generador [W]	Clase de viento IEC	Altura del buje m	Vientos [m/s]	
				Arranque	Parada
Enair 30 Pro	2500	61400-2	25	2	11
Enair 70 Pro	4450	61400-2	25	2	11
Enair 200L	10140	61400-2	25	1.85	20
Enair 200	18000	61400-2	25	1.85	20

Para este caso de estudio se toma en consideración el aerogenerador Enair 200, debido a que tiene mayor área de barrido y mayor producción de energía eléctrica. Los cálculos realizados para el resto de aerogeneradores son descritos en el Anexo 6. [36]

La máquina ENAIR 200, tiene una potencia nominal de (18[kW]). El fabricante proporciona la potencia nominal alcanzando velocidades de viento de 11[m/s]. El área de barrido corresponde a la superficie del aerogenerador que se muestra perpendicularmente al viento, lo cual para este modelo es de  $75.4 \text{ m}^2$ . La densidad de aire para alcanzar la potencia nominal proporcionada por el fabricante es de  $1,225[\text{kg}/\text{m}^3]$ [37]. Las características adicionales del aerogenerador se muestra en la Tabla 18.

**Tabla 18.** Particularidad del aerogenerador ENAIR 200[36]

<b>Aerogenerador Enair 200</b>	
<b>Características Técnicas</b>	
Clase de viento	IEC61400-2
Potencial nominal	18 [kW]
Diámetro del rotor	9.8 [m]
Área barrida	75.4 [m <sup>2</sup> ]
Altura del buje	25 [m]
Velocidad de corte inferior	1.85 [m/s]
Velocidad de insición superior	20 [m/s]
Velocidad de placa	13 [m/s]
(Pitch activo) Paso	activo
Orientación	activo
Generador síncrono de imanes permanentes	
Vida útil de 25 años	

#### 4.5 Potencia del viento

El modelo matemático de la turbina de viento se calcula a partir de la energía del viento, para luego que sea transformada en energía mecánica y finalmente sea convertida en energía eléctrica. [38]. Como se muestra en la ecuación (12)

$$P_{wind} = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 \quad (12)$$

Donde:

$P_{wind}$ : Potencia eólica del viento.

$\rho$ : Densidad del aire  $1.225 \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$



$v$ : Velocidad máxima del viento.

$A$ : Superficie de barrido del rotor.

Para este caso de estudio en condiciones nominales, es utilizada la ecuación (12) para determinar la potencia contenida en el viento [38].

$$P_{wind} = \frac{1}{2} * 1.225 * 75.4 * (11.45)^3 = 69.325[kW]$$

Para calcular la potencia disponible real, se necesita modificar la densidad de aire antigua por la densidad de aire nueva, debido a los cambios dinámicos de temperatura [5].

El emplazamiento donde se desea ubicar el aerogenerador presenta las siguientes características atmosféricas , las cuales fueron recopilados por el INAMHI como se observa en la Tabla 19 [26]

**Tabla 19.** Resumen anual de la presión atmosférica.[26]

<b>Datos proporcionados por el INAMHI para el año 2018</b>	
Presión atmosférica [hPa]	Temperatura [°C]
753.309	15.7

Tomando en cuenta los datos brindados por el INAMHI están en [hPa], lo que significa que (1 hectopascal equivale a 100 Pascal) como se observa en la Tabla 20 [39].

**Tabla 20.** Sistema internacional de conversión a pascal (Pa)[26].

<b>Prefijos para pascal (Pa)</b>		
Valor	Símbolo	Nombre
$10^1$	[daPa]	decapascal
$10^2$	[hPa]	Hectopascal
$10^3$	[kPa]	Kilopascal
$10^6$	[MPa]	megapascal
$10^9$	[GPa]	gigapascal
$10^{12}$	[TPa]	terapascal
$10^{15}$	[PPa]	Petapascal
$10^{18}$	[EPa]	exapascal
$10^{21}$	[ZPa]	zettapascal
$10^{24}$	[YPa]	yottapascal

Para calcular la nueva densidad se debe utilizar la ecuación (13)[5]. Considerando el registro de valores recolectados por el INAMHI

$$\rho = \frac{P[Pa]}{287.04 \left[ \frac{J}{kgK} \right] * (T + 273.15)[K]} \quad (13)$$

Donde:

$P$ : Presión atmosférica

$T$ : Temperatura ambiente

$\rho$ : Densidad del aire

$$\rho = \frac{75330.9}{287.04 * (15.7 + 273.15)} = 0.9 \left[ \frac{kg}{m^3} \right]$$

Con la corrección de la nueva densidad de viento se adquiere la siguiente potencia del viento , obtenida en la ecuación (12).

$$P_{wind} = \frac{1}{2} * 0.9 * 75.4 * (11.45)^3 = 50.933[kW]$$

#### 4.6 Densidad de la potencia eólica

El espacio que completa todo el ciclo del rotor dependerá de la longitud de las palas y la rapidez media del viento, conocida como (WPD en inglés). WPD es una medida indispensable para evaluar el recurso eólico disponible. Hay dos métodos para estimar el (WPD) : El primer método puede ser calculado por datos de velocidad de viento media y el segundo método puede ser calculado mediante el uso de parámetros de Weibull (k y c)[17].

Para la estimación del WPD mediante el uso de la velocidad de viento media, para cualquier sitio seleccionado es un medio que multiplica al cubo de la velocidad del viento por la densidad[17].Como se muestra en la ecuación (14)

$$WPD = \frac{1}{2n} * \rho \sum_{i=1}^n v^3 = \frac{1}{2} * \rho * v^3 \quad (14)$$

Donde:

WPD: Densidad de la energía eólica en  $\left[\frac{W}{m^2}\right]$

$\rho$ : Densidad del aire en  $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$

$v$ : Velocidad media del viento en  $\left[\frac{m}{s}\right]$

$n$ : Número de observaciones

La rapidez media anual del viento es de 1.69 [m/s] para una altura de 10 [m] a la que se encuentra el anemómetro, teniendo en cuenta una densidad de  $\rho=0.85 \left[\frac{kg}{m^3}\right]$ , la densidad de la energía eólica anual es de  $2.05 \left[\frac{W}{m^2}\right]$ .

Extrapolado a 25[m] de altura del buje del aerogenerador, alcanza una velocidad media anual de 2.30 [m/s], tomando en cuenta la densidad de aire  $\rho=1.225 \left[\frac{kg}{m^3}\right]$ , la densidad de energía eólica anual es de  $7.452 \left[\frac{W}{m^2}\right]$  [17].

Cada aerogenerador está diseñado para generar cierta cantidad de energía específica basado en la velocidad de viento anual. Los fabricantes proporcionan su propia curva de potencia a una densidad de aire estándar de  $1.225 \left[\frac{kg}{m^3}\right]$  [17].

#### 4.7 Límite de Betz

El físico alemán Albert Betz investigó y concluyó en 1919, que ningún aerogenerador aprovecha más del 0.5926 de la energía eólica en energía rotante del rotor, por lo que para definir la potencia mecánica que produce el aerogenerador, debe agregarse a la ecuación (12) el coeficiente de ( $c_p$ ), el cual es el porcentaje de energía extraída de la turbina a la que puede llegar a un valor máximo de 0.5926. Para calcular la potencia eléctrica generada por el aerogenerador debe agregarse ambos coeficientes es decir ( $c_p$ ) y ( $c_e$ ) definida como el rendimiento eléctrico. En la ecuación (15) se presenta la ecuación de la potencia eléctrica producida por el aerogenerador.

$$P_{el} = c_e * c_p * \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 \quad (15)$$

Donde:

$P_{el}$ : Potencia eléctrica

$v$ : Rapidez del viento en m/s

$A$ : Espacio recorrido de las palas de la turbina eólica

$\rho$ : Densidad del aire

$c_p$ : Coeficiente de potencia aerodinámico

$c_e$ : Rendimiento eléctrico

La energía eólica se fundamenta en la energía cinética[16], la cual viene dada por la siguiente ecuación (16):

$$E_c = \frac{1}{2} * m * v^2 \quad (16)$$

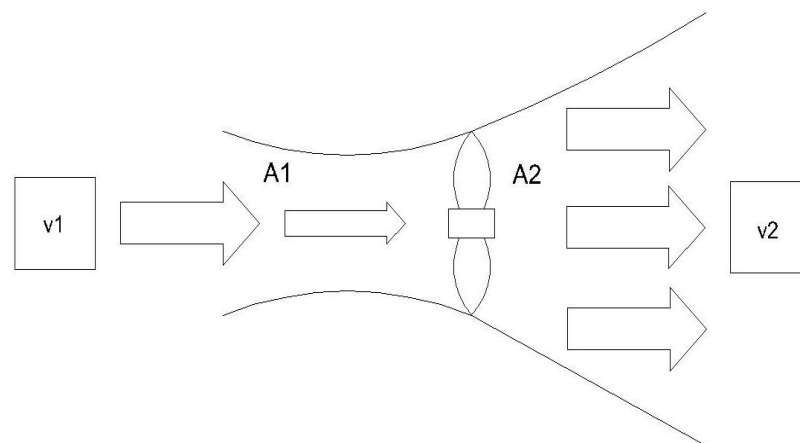
Donde:

$v$ : Velocidad media

$m$ : Masa del aire

$E_c$ : Energía cinética

La energía del viento se ve evaluada por la ecuación (16). Es decir, la energía que lleva el viento en su totalidad es energía cinética como se indica en la Figura 15 [38], [40].



**Figura 15.** Diversificación de la velocidad de viento de entrada y salida de la turbina (Limite de Betz)[40]

En la Figura 15 , la velocidad del aire en la entrada  $v_1$  , es mayor que la velocidad del aire en la salida  $v_2$ , sabiendo que la mayor parte de la energía cinética debe ser capturado por la turbina, para luego ser convertido en potencia mecánica[40].

En la Figura 15  $A_1$  es el area en donde ingresa el aire a la turbina y  $A_2$  es el area donde sale el aire de la turbina. Si se sabe que la ecuación (16) es la energía cinética, si derivamos se obtiene la potencia eólica mostrada en la ecuación (12), tomando en cuenta que la derivada  $\frac{dm}{dt} = \rho * A * v$  [38], [40].

La ley de Betz indica que la potencia absorbida por el aerogenerador va ser igual a la diferencia de potencia en el área uno y la potencia del área dos como se muestra en la ecuación (17)[38].

$$P = P_1 - P_2 \quad (17)$$

Si reemplazo por la ecuación (12) entonces:

$$P = \frac{1}{2}\rho * A_1 * v_1^3 - \frac{1}{2}\rho * A_2 * v_2^3$$

Si  $v_1$  y  $v_2$  es el factor común entonces:

$$P = \frac{1}{2}\rho(A_1 * v_1)v_1^2 - \frac{1}{2}\rho(A_2 * v_2)v_2^2$$

Si  $Av = A_1v_1 = A_2v_2$  , entonces:

$$P = \frac{1}{2}\rho Av(v_1^2 - v_2^2)$$

Si  $v$  es el promedio de la turbina  $v_1$  y  $v_2$  entonces:

$$P = \frac{1}{2}\rho A \left( \frac{v_1^2 + v_2^2}{2} \right) (v_1^2 - v_2^2)$$

Si multiplicó  $\left(\frac{v_1}{v_1}\right)^3$  entonces: Obtengo la ecuación (18).

$C_p$  es el coeficiente de la turbina, conocido también como el coeficiente de Betz como se muestra en la ecuación (18) , en la que describe la eficiencia de extracción de la potencia de la turbina eólica .La ley de Betz, indica que la eficiencia del rotor es aproximadamente 0.593% y oscila entre los valores (0.4% y 0.45%)[18], [38], [41].

$$C_p = \frac{\left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right]}{2} \quad (18)$$

Para este caso de estudio tomamos el coeficiente de potencia  $c_p$  de 0.48 proporcionado por el fabricante del aerogenerador ENAIR 200 [42].

Para determinar la potencia mecánica extraída del viento utilizaremos la ecuación (15) añadiendo el coeficiente de potencia aerodinámica  $c_p$  para condiciones atmosféricas nominales [40], [41]. Como se muestra en la ecuación (19)

$$P_m = c_p * \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 \quad (19)$$

$$P_m = 0.48 * \frac{1}{2} * 1.225 * 75.4 * 11.45^3 = 33.276[kW]$$

Con la corrección de la nueva densidad de viento se obtiene la siguiente potencia mecánica, obtenida de la ecuación (19) [41].

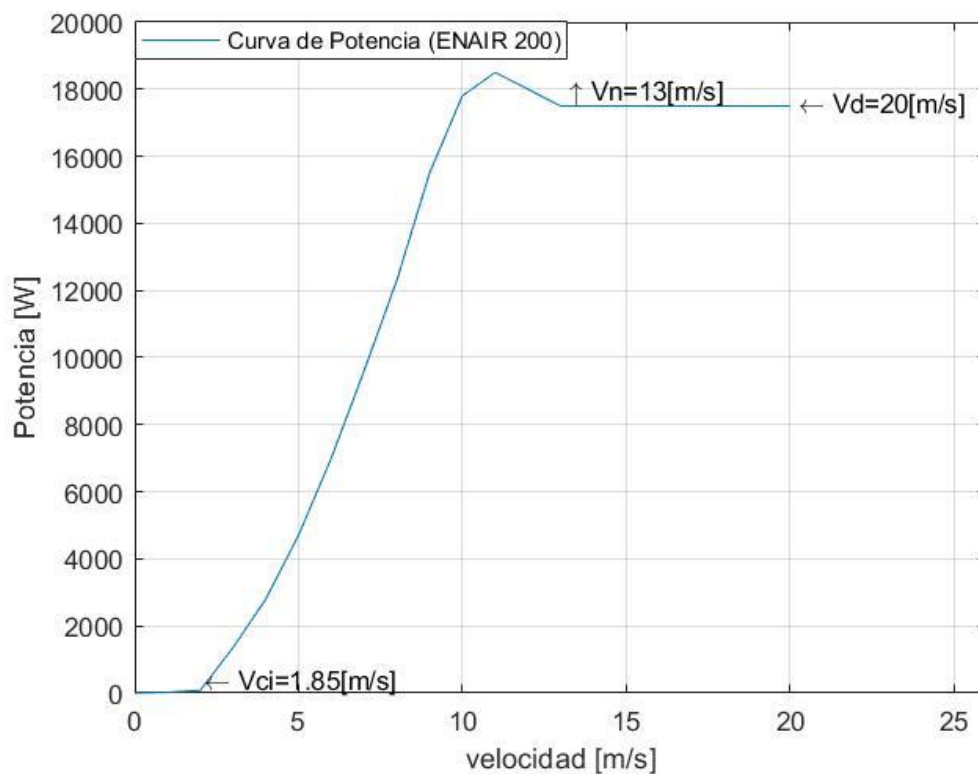
$$P_m = 0.48 * \frac{1}{2} * 0.9 * 75.4 * 11.45^3 = 24.447[kW]$$

## CAPÍTULO V

### PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL VIENTO

#### 5.1 Evaluación de la producción energética

La obtención de energía eléctrica en un aerogenerador depende de la rapidez del viento anual y la curva del fabricante de la maquina, la cual se muestra en la Figura 16 [16].



**Figura 16.** Curva del fabricante ENAIR 200[36]

El aerogenerador comienza la generación de energía en el límite de la velocidad de corte inferior ( $V_{ci}$ ), la velocidad del viento anual ( $V_n$ ) produce su máxima potencia a la cual fue diseñado el aerogenerador, si sobrepasara los límites de la potencia nominal se le conoce como la velocidad de viento de desconexión ( $V_d$ ) por lo que se detendrá la generación.[43]

La curva de potencia del aerogenerador ENAIR 200 es indicada en la Figura 16 [36]. El lugar de generación de energía eléctrica es de 1.85 [m/s] , la velocidad de potencia

nominal el cual el aerogenerador entrega su máxima potencia es de 11 [m/s] y la velocidad de corte de 20 [m/s] como se muestra en la Figura 16 [43].

Matemáticamente, para conocer la fórmula que recoge la energía producida[16] [44], en la Universidad Politécnica Salesiana se tiene que partir de la ecuación (20)

$$E = n \sum P_i * p_{(v)} \quad (20)$$

Donde:

E: Energía anual.

n: Número de horas de un año completo.

$P_i$ : Potencia en kW entregada en cada intervalo.

$p_{(v)}$ : Probabilidad por intervalo.

## 5.2 Disponibilidad del aerogenerador

La disponibilidad de la máquina se define como la proporción de horas que la máquina está disponible, para funcionar con el número total de horas en un periodo de tiempo determinado. La máquina no producirá energía cuando se detenga por averío o mantenimiento. Por lo que el número de horas totales de parada de la máquina es la suma de las horas que no produce la máquina/ hora de degradación, y las horas de mantenimiento preventivo. Las horas de disponibilidad de la máquina mensual se calcula utilizando la siguiente ecuación (21) [43]

$$\text{Factor de disponibilidad} = \frac{\text{Horas anual} - \text{Horas de parada de la máquina}}{\text{Horas anual}} \quad (21)$$

Donde:

Horas anuales: Son las horas totales del año es decir 8760 horas.

Horas de parada de la máquina: Horas que la máquina no produce energía.

Para el análisis de fallas de una turbina eólica. Se realiza un estudio analítico relacionado con fallas de una turbina en la India (Devgarh Rajasthan)[45], realizando una comparación con el aerogenerador ENAIR 200.



El mantenimiento de las turbinas eólicas, se realiza en el tiempo de mantenimientos programados. Los mantenimientos realizados en dicho parque se han realizado desde abril del 2011 a marzo del 2012 y desde abril del 2012 a marzo del 2013[45].

**Tabla 21.** Generación de parque eólicos y tiempo de parada para los años 2010,2011 y 2012[45].

Descripción	Tiempo en horas desde abril del 2011 a marzo del 2012	Tiempo en horas desde abril del 2012 a marzo del 2013
1 turbina	478	341
Horas de generación	8760	8760

En la Tabla 21 muestran las fallas relacionadas con el aerogenerador, que causa los paros intempestivos del aerogenerador, el cual para el peor de los casos fue de 478 horas que el aerogenerador permanece sin generar energía eléctrica la cual es tomada de la ecuación (21).

$$Factor\ de\ disponibilidad = \frac{8760 - 478}{8760} = 0.95$$

La causa de parada de los aerogeneradores es causada por problemas ambientales y por problemas en el sistema eléctrico, por lo que a continuación se presenta algunas causas que afectan a la parada[45].

1. Problemas en el sistema eléctrico: asimetría de fase, voltaje y corrientes que están por debajo o por encima de los valores nominales.
2. Labores de operación y mantenimiento: mantenimientos programados y no programados.
3. Problemas en el sistema mecánico: fallas relacionadas con cajas de engranajes
4. Problemas en los sistemas de red interna: fallos relacionados con el transformador, disyuntor y líneas de energía
5. Otros fallos: temperatura ambiente, parada manual

### 5.3 Factor de planta

Es la correspondencia entre la potencia media y la potencia nominal[43]. El factor de capacidad anual se calcula con la siguiente ecuación (22)

$$F_p = \frac{\text{Energía total generada por la máquina eólica}}{\text{Potencia nominal de la turbina eólica} * \text{Horas en el año}} \quad (22)$$

Donde:

$F_p$ : Factor de planta.

Energía total generada por la máquina eólica: Es la energía suministrada del parque eólico.

Potencia nominal de la turbina eólica: Curva de potencia proporcionada por el fabricante.

Horas en el año: Son las horas totales del año es decir 8760 horas.

Las cuales son tomadas de la ecuación (22)

$$F_p = \frac{9616.044 \text{ kWh}}{18 \text{ kW} * 8760 \text{ h}} = 0.06$$

Para calcular el factor de planta mensual se puede reemplazar las horas anuales por las mensuales[43]. Para este caso de estudio, se toma en cuenta los datos extrapolados a 25 [m] de altura a la que se encuentra el aerogenerador, la cual se obtiene un factor de planta del 6.09% y el análisis energético.

**Tabla 22.** Análisis energético[43]

<b>ANÁLISIS ENERGÉTICO</b>	
Factor de Forma (k)	1.44
Factor de Escala (c)	2.30
Energía de 1 Aerogen. (kWh)	9,616
Densidad Aire (kg/m <sup>2</sup> )	1.2250
Factor de Disponibilidad (k <sub>a</sub> )	0.95
Factor de Pérdidas Eléctricas (k <sub>p</sub> )	0.95
Factor de Planta	6.09%

## CAPÍTULO VI

### COSTOS REFERENCIALES E INSTALACIÓN

El costo de un proyecto de implementación eólica está directamente vinculado por los costos de transporte, tecnología y generación. En la Figura 17, indica el precio total involucrado para la realización de un proyecto eólico, mismos que son tomados de una referencia de Estados Unidos[46] .Se puede mirar claramente en el diagrama de pastel que los costos más significativos representan cerca del 75.60% del proyecto la cual están directamente relacionado con la turbina, existiendo una pequeña variación entre el (76% a 81%)[47].

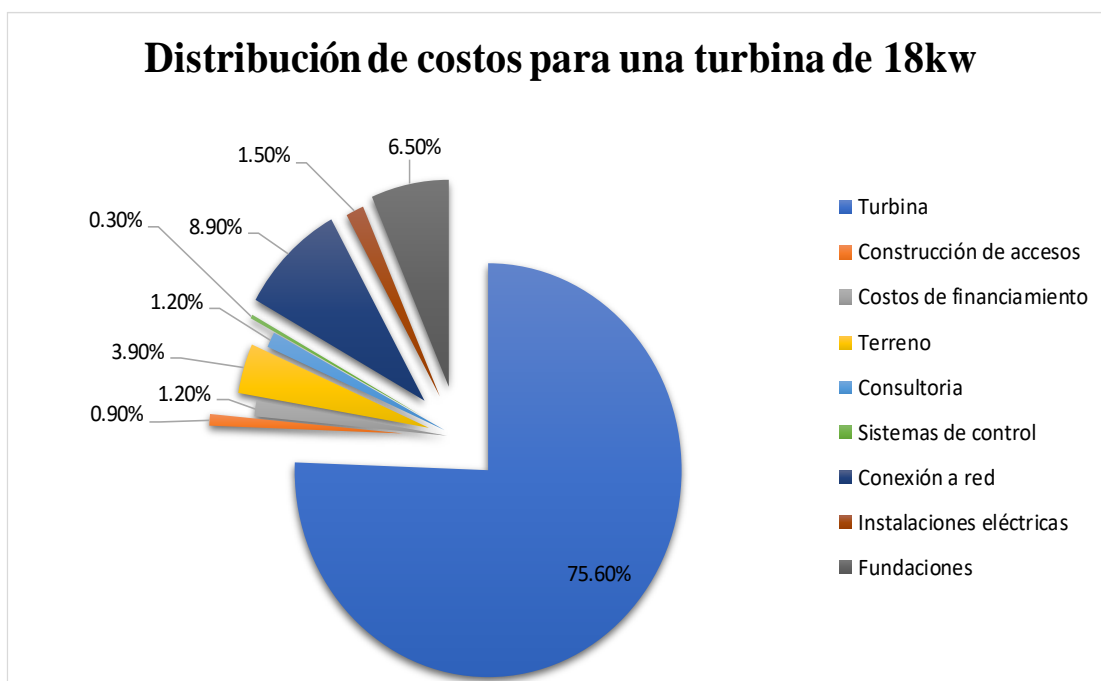


Figura 17. Distribución de costos de la turbina ENAIR 200[47]

#### 6.1 Costos del kW instalado en Estados Unidos

Los costos de instalación de cualquier parque eólico son mostrados en la Figura 17, en el cual se ve influenciado en el emplazamiento, gastos de construcción etc. Teniendo en cuenta que el Laboratorio de Berkeley en los Estados Unidos, en el cual manifiesta que el costo del [kW] instalado , depende de la región, la cual varía entre los rangos de \$1,300[kW] a \$1,400[kW] para pequeñas turbinas [46].

## 6.2 Análisis referencial del costo del kW instalado proyectado en diferentes centrales eólicas del Ecuador

Para realizar una estimación del costo referencial de implementar una central eólica en el Ecuador, se ha tomado en consideración distintos proyectos eólicos ejecutados en distintos lugares del Ecuador como se muestra en la Figura 18 [48].

El costo de un proyecto eólico depende de varios factores: conexión a la red, consultoría etc, mismos que fueron mencionados en la Figura 17, se puede apreciar claramente que los costos en el Ecuador varían considerablemente, por ello se ha realizado una línea de tendencia como muestra en la Figura 18, para determinar el costo promedio para el caso ecuatoriano. Para el caso de estudio se considera 1400 \$USD/[kW][48].

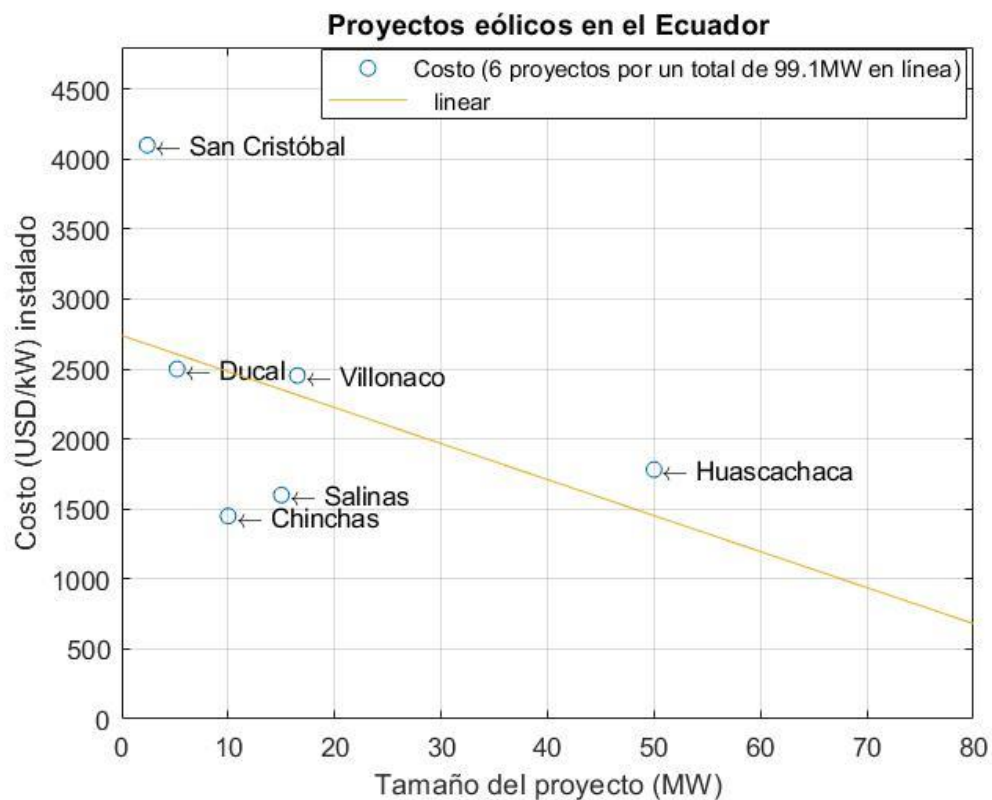


Figura 18. Costo del kW instalado para diferentes proyectos eólicos en el Ecuador[49].

### 6.3 Instalación del aerogenerador

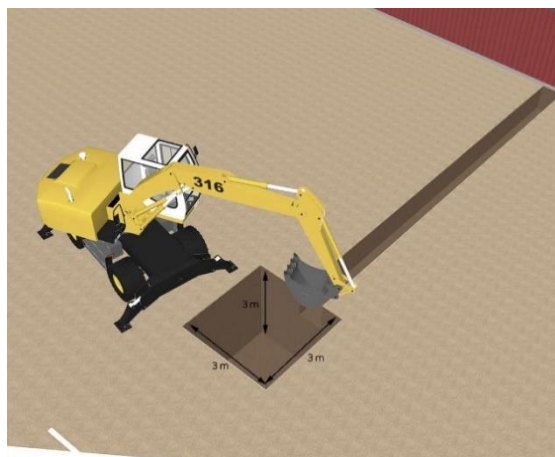
Una vez elegido el emplazamiento en donde se va ubicar el aerogenerador previamente seleccionado. Se ha recurrido a presentar la instalación del aerogenerador ENAIR 200 en la Universidad Politécnica Salesiana, los cuales se muestra a continuación:

- Hacer el orificio de la fundición
- Colocación del primer tramo de la torre
- Fundición
- Montar la torre sobre el tramo uno
- Acoplar las apas al centro del rotor
- Elevar la maquina
- Instalación eléctrica

#### 6.3.1 Agujero de la cimentación

En el primer día de trabajo , se va a realizar la excavación y la zanja en donde se desea ubicar el aerogenerador [42].

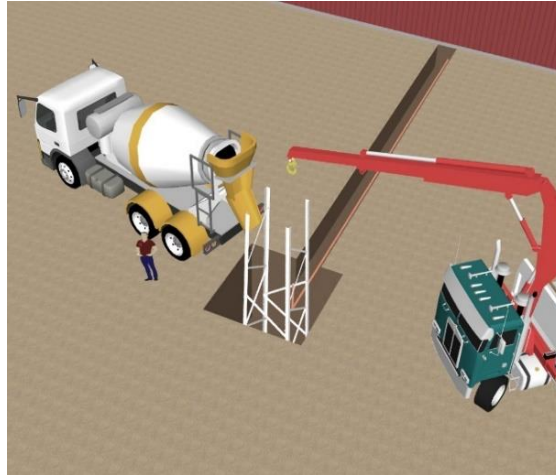
El pozo en donde se va a instalar el aerogenerador debe constar de unos 3x3x3 metros para colocar una torre de 25 [m] de altura, para lo que se debe de rellenar el pozo con hormigón [42].



**Figura 19.** Orificio de la fundición [42]

### 6.3.2 Primer tramo de la torre

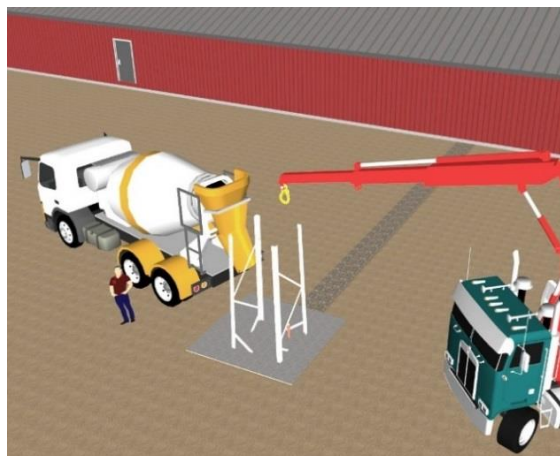
Una vez culminado el pozo, se debe aparejar la torre para poder arrojar el concreto armado junto a la torre. Para rellenar el pozo se requiere de  $27 m^3$  de hormigón armado [42].



**Figura 20.** Primer tramo de la torre[42]

### 6.3.3 Fundición

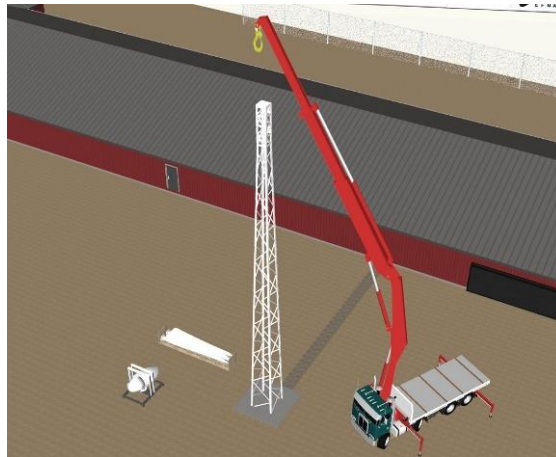
El hormigón utilizado, demorara en solidificarse un tiempo de 48 horas o incluso mas dependiendo del hormigón que se utilice. Una vez solidificado la torre quedara firme y lista para el siguiente paso.[42]



**Figura 21.** Fundición del concreto con la torre[42]

### 6.3.4 Montar la torre sobre el tramo uno

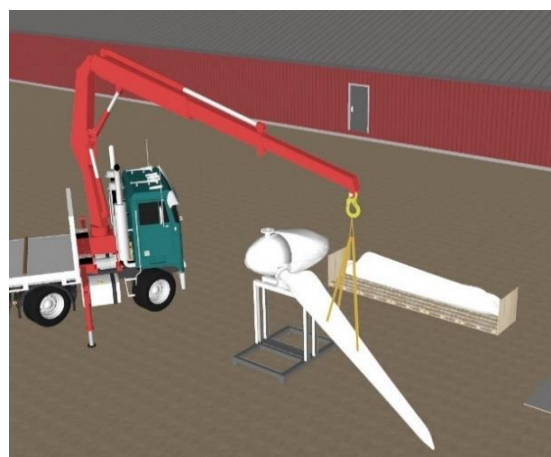
Una vez solidificada la cimentación se coloca la parte restante de la torre alcanzando la altura deseada. Para realizar este trabajo se debe tener una grúa que alcance como mínimo 25 [m] [42].



**Figura 22.** Emparejamiento del segundo tramo de la torre[42]

### 6.3.5 Acoplar las aspas al centro del rotor

En esta sección se empotra las aspas al buje del aerogenerador. Para colocar las aspas del aerogenerador en forma adecuada, se debe colocar primero las aspas de la parte inferior y luego las aspas de la parte superior [42].

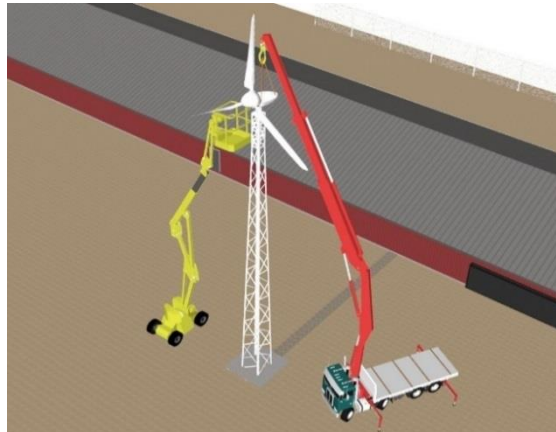


**Figura 23.** Montar las palas al aerogenerador[42]

### 6.3.6 Elevar la máquina

Estando ya todas las aspas montadas al buje, se recoge todo el aerogenerador completo de las argollas que tiene en el interior para elevarlo a la torre ubicada a 25[m].

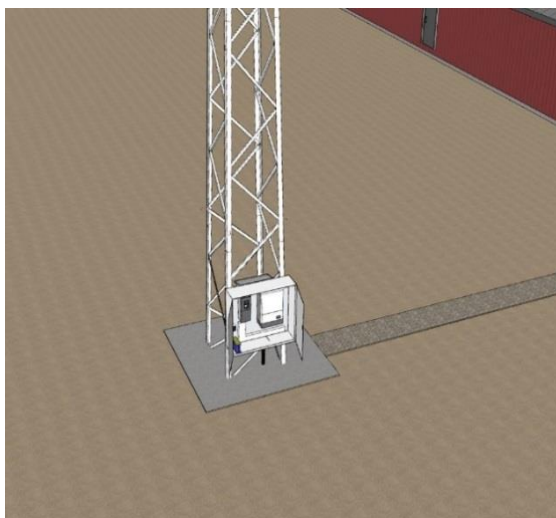
Para este trabajo se necesita dos técnicos linieros para realizar el montaje a la torre [42].



**Figura 24.** Elevar el aerogenerador a la torre ubicada a 25[m] de altura[42]

### 6.3.7 Instalación eléctrica

Una vez culminada con la parte civil del montaje del aerogenerador. Para culminar el proceso se realizara la instalación eléctrica es decir todas las conexiones del aerogenerador y puesta de armario en la pie de la torre.[42]



**Figura 25.** Instalación eléctrica[42]



## CAPÍTULO VII

### CONCLUSIONES Y RECOMENSACIONES

#### 7.1 Conclusiones

- El uso de combustibles de origen fósil han afectado al aumento de temperatura y al gradiente de presión, ocasionando que se reduzcan los vientos.
- La presión del aire y temperatura es afectada por la densidad del aire por lo que si más frío es el área de emplazamiento y mayor sea la presión atmosférica, la energía eólica extraída será mayor.
- Según el estudio realizado por parte de la OPET, concluye que el Ecuador no posee zonas con vientos de altas velocidades, pero aun así teniendo zonas de gran interés como la región sierra y la región Costa.
- El procedimiento realizado para la obtención de direcciones de vientos en la Universidad Politécnica Salesiana fue a partir del estudio de la rosa de vientos en el software Wrplot, obteniendo que la mayoría del tiempo los vientos soplan desde el Este y Suroeste, teniendo en consideración que los vientos que soplan desde el Este contienen mayor energía y mayor incidencia de frecuencia que los que soplan del Suroeste.
- Los resultados obtenidos a partir del estudio de la rosa de vientos en la Universidad Politécnica Salesiana, llevó a escoger una turbina con un servomecanismo que modifica las palas según la dirección que este soplando el viento aumentado o disminuyendo la potencia del aerogenerador.
- Los vientos cercanos a la superficie terrestre ocasionan obstáculos en el flujo de aire, viéndose afectada la velocidad del viento.

- El método de distribución de Weibull es un método para realizar la estimación de la producción de energía eléctrica en cualquier tipo de central eólica, obteniendo mejores resultados para muestras de gran tamaño a partir de la técnica de mínimos cuadrados (TMC).
- El procedimiento que se realizó para la selección del aerogenerador fue realizar el estudio de las características de la zona geográfica y el recurso eólico disponible, ya que su fundamento teórico se basa en la norma IEC 61400-1 y IEC 61400-2.
- Para el análisis referencial del costo del kW instalado para el aerogenerador ENAIR 200, se analizó los costos, de diferentes centrales eólicas en el Ecuador llegando a obtener un valor de 1400 \$USD/[kW].
- El estudio realizado indica el beneficio de implementar la instalación de un aerogenerador, que además de ser un aporte energético a la Universidad Politécnica Salesiana cumple con los niveles de cero emisiones de CO<sub>2</sub> para un ambiente amigable con el ecosistema, llegando a obtener un valor agregado como es la reducción de planillas eléctricas.

## **7.2 Recomendaciones**

- Es considerable el reajuste de la base de datos, de la estación meteorológica de la Universidad Politécnica Salesiana.
- Si bien en el Ecuador tiene normas para el cuidado y protección del ecosistema, se debe incentivar o realizar campañas de medición en distintas parroquias del Ecuador como es la provincia de Cotopaxi [50].
- Para obtener resultados más exactos en la estimación de la energía limpia a partir del método de Weibull es necesario obtener datos de las velocidades de un año o más[5].

- Se debe iniciar una campaña de medición de viento colocando el equipo de medición a alturas diferentes siendo la mínima a 25 metros.

## REFERENCIAS

- [1] “¿Qué es un aerogenerador y cómo funciona? | ACCIONA.” [Online]. Available: <https://www.accionna.com/es/energias-renovables/energia-eolica/aerogeneradores/>. [Accessed: 22-Nov-2019].
- [2] A. M. Araújo, G. M. Melo, A. L. R. De Medeiros, and M. J. Dos Santos, “Simulación de la Producción de Energía Eléctrica con Aerogeneradores de Pequeño Tamaño Simulation of the Production of Electricity with Small Size Aerogenerators,” vol. 20, no. 3, pp. 37–44, 2009.
- [3] “(No Title).”
- [4] E. D. O. Feitosa, T. H. Salviano, D. Albiero, A. C. Praciano, and L. D. A. Monteiro, “CURVAS DE POTENCIA DE AEROGENERADORES PARA BAJA VELOCIDAD DEL VIENTO EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA AGRICULTURA FAMILIAR,” *Energ. NA Agric.*, vol. 29, no. 3, p. 190, Jul. 2014.
- [5] “Ingeniería de la Energía Eólica - Miguel Villarrubia López - Google Libros.” [Online]. Available: [https://books.google.com.ec/books?id=F\\_e\\_qh4XOpEC&pg=PA63&hl=es&source=gbs\\_selected\\_pages&cad=2#v=onepage&q&f=false](https://books.google.com.ec/books?id=F_e_qh4XOpEC&pg=PA63&hl=es&source=gbs_selected_pages&cad=2#v=onepage&q&f=false). [Accessed: 15-Jan-2020].
- [6] T. Dang and M. H. Rashid, “Introduction, history, and theory of wind power,” in *41st North American Power Symposium, NAPS 2009*, 2009.
- [7] “Glosario: Terral - Definición.” [Online]. Available: [https://meteoglosario.aemet.es/es/termino/306\\_terral](https://meteoglosario.aemet.es/es/termino/306_terral). [Accessed: 19-Jan-2020].
- [8] Versión, “UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA FORMULACION DE UN PROGRAMA BASICO DE NORMALIZACIÓN PARA APLICACIONES DE ENERGIAS ALTERNATIVAS Y DIFUSION GUÍA PARA LA UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA PARA BOMBEO DE AGUA.”
- [9] E. Irmak, M. S. Ayaz, S. G. Gok, and A. B. Sahin, “A survey on public awareness towards renewable energy in Turkey,” in *3rd International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2014*,

2014, pp. 932–937.

- [10] “Ecuador posee un 51,78% de energía renovable – ARCONEL.” [Online]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/ecuador-posee-un-5155-de-energia-renovable/>. [Accessed: 16-Jan-2020].
- [11] Mohibullah, Imdadullah, and I. Ashraf, “Estimation of CO<sub>2</sub> mitigation potential through renewable energy generation,” in *First International Power and Energy Conference, (PECon 2006) Proceedings*, 2006, pp. 24–29.
- [12] “Frequently Asked Questions on Wind Power Programme (FAQ).”
- [13] W. Fernando Álvarez, L. A. Martínez, A. Catalina, and A. Fajardo, “XX SIMPOSIO PERUANO DE ENERGIA SOLAR, 11-15 noviembre 2013, Tacna-Perú APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE WEIBULL PARA DETERMINAR POTENCIAL EÓLICO EN TUNJA-COLOMBIA.”
- [14] J. Martin and C. Konrad, “Directional characteristics of potentially damaging wind gusts in the Southeast United States,” *Phys. Geogr.*, vol. 27, no. 2, pp. 155–169, Mar. 2006.
- [15] W. Lihua and Y. Dawei, “Study of anemometer for wind power generation,” in *Proceedings - 2014 International Conference on Mechatronics and Control, ICMC 2014*, 2015, pp. 657–661.
- [16] J. A. La and C. Herrera, “LA ENERGÍA EÓLICA EN SIERRA MÁGICA.”
- [17] A. Sharma, B. K. Saxena, and K. V. S. Rao, “Comparison of wind speed, wind directions, and weibull parameters for sites having same wind power density,” in *Proceedings of 2017 IEEE International Conference on Technological Advancements in Power and Energy: Exploring Energy Solutions for an Intelligent Power Grid, TAP Energy 2017*, 2018, pp. 1–6.
- [18] W. A. M. K. P. Wickramaarachchi and M. Narayana, “Impact of climate change on wind energy generation in Mannar-Sri Lanka,” in *2nd International Moratuwa Engineering Research Conference, MERCon 2016*, 2016, pp. 237–241.
- [19] J. manuel Peralta, A. Lopez Agüera, A. Barriga, and I. Sosa Tinoco, “Análisis estadístico de la información meteorológica para la explotación de energías renovables en el Intra-day solar forecasting with a NWP model. View project RED IBEROAMÉRICA DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA View project.”
- [20] “ATLAS EOLICO DEL ECUADOR | ARIAE.” [Online]. Available:

<https://www.ariae.org/servicio-documental/atlas-eolico-del-ecuador>.

[Accessed: 15-Jan-2020].

- [21] F. R. Martins, R. A. Guarnieri, and E. B. Pereira, “O aproveitamento da energia eólica (The wind energy resource).”
- [22] S. Louassa, O. Guerri, A. Kaabeche, and N. Yassaa, “Effects of local ambient air temperatures on wind park performance: case of the Kaberten wind park,” *Energy Sources, Part A Recover. Util. Environ. Eff.*, 2019.
- [23] N. Sucevic and Z. Djurusic, “Vertical wind speed profiles estimation recognizing atmospheric stability,” in *2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC.EU 2011 - Conference Proceedings*, 2011.
- [24] O. O. R. para A. L. y el Caribe., “Panorama Laboral 2005. América Latina y el Caribe.”
- [25] J. Nimbai, R. L. Naik, and S. H. Jangamshetti, “Wind data analysis: A case study,” in *2012 International Conference on Power, Signals, Controls and Computation, EPSCICON 2012*, 2012.
- [26] “Red de Estaciones Automáticas | INAMHI.” [Online]. Available: <http://186.42.174.236/InamhiEmas/>. [Accessed: 23-Dec-2019].
- [27] D. S. Chavan *et al.*, “Application of wind rose for wind turbine installation,” in *Proceedings of IEEE International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies, ICCPCT 2017*, 2017.
- [28] Y. Zhang and S. Ula, “Wind data acquisition and analysis for a large wind farm in Wyoming,” in *2007 39th North American Power Symposium, NAPS*, 2007, pp. 342–347.
- [29] A. Almonacid and L. Nahuelhual, “ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO Y COSTOS DE PRO-DUCCION DE ENERGIA EOLICA EN LA COSTA DE VALDI-VIA, SUR DE CHILE ESTIMATION OF THE wIND POTENTIAL AND COSTS OF wIND ENERGY IN THE COASTAL RANGE OF VALDIVIA, SOUTHERN CHILE,” 2009.
- [30] J. Carlos and S. Rico, “Comparación de métodos para determinar los parámetros de Weibull para la generación de energía eólica Comparison of methods for determining Weibull parameters for wind energy generation,” *Sci. Tech. Año XVIII*, vol. 18, no. 2.
- [31] I. A. Pérez, M. L. Sánchez, and M. Á. García, “Weibull wind speed distribution:

- Numerical considerations and use with sodar data,” *J. Geophys. Res.*, vol. 112, no. D20, p. D20112, Oct. 2007.
- [32] A. Genc, M. Erisoglu, A. Pekgor, G. Oturanc, A. Hepbasli, and K. Ulgen, “Estimation of wind power potential using weibull distribution,” *Energy Sources*, vol. 27, no. 9, pp. 809–822, Jul. 2005.
- [33] Iec, *IEC 61400-2 INTERNATIONAL STANDARD NORME INTERNATIONALE Wind turbines-Part 2: Small wind turbines Eoliennes- Partie 2: Petits aérogénérateurs.* .
- [34] V. Bezrukovs, A. Zacepins, V. Bezrukovs, and D. Bezrukovs, “Forecasting of wind turbine efficiency in Latvia by long-term wind speed measurements,” in *2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, RTUCON 2016*, 2016.
- [35] “IEC 61400-1:2019 | IEC Webstore | rural electrification, wind power.” [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/26423>. [Accessed: 14-Jan-2020].
- [36] “I E C 6 1 4 0 0-2 / N V I - A P R O D U C C I Ó N A N U A L .”
- [37] R. Olfos Besnier, “ELN. 1.-International Energy Annual 2006. 2.-Official Energy Statistics form the U.S. Government 3.-BP Review of World Energy,” 2009.
- [38] C. T. Chiang, W. L. Lu, and H. A. Jhuang, “Extremely short-term wind speed prediction based on RSCMAC,” in *2013 9th Asian Control Conference, ASCC 2013*, 2013.
- [39] “Sistema Internacional de unidades.”
- [40] Y. Moumouni and N. Galupa, “Experimental evaluation of a wind turbine’s energy dependence on air density,” in *2018 Advances in Science and Engineering Technology International Conferences, ASET 2018*, 2018, pp. 1–4.
- [41] H. Kala and K. S. Sandhu, “Effect of change in power coefficient on the performance of wind turbines with different dimensions,” in *International Conference on Microelectronics, Computing and Communication, MicroCom 2016*, 2016.
- [42] “Aerogenerador E200 - La última tecnología.” [Online]. Available: <https://www.enair.es/es/aerogeneradores/e200#costeInstalacion>. [Accessed: 01-Jan-2020].

- [43] B. K. Saxena and K. V. S. Rao, “Performance analysis of wind power plant at Devgarh in Rajasthan,” in *Proceedings of the 2013 International Conference on Green Computing, Communication and Conservation of Energy, ICGCE 2013*, 2013, pp. 544–547.
- [44] M. K. Mahmoud, M. A. El-Samanoudy, A. S. Abdelhameed, and M. M. El-Khayat, “Energy reduction in clustered wind farms: The case of two neighboring wind farms in Egypt,” in *International Conference on Engineering and Technology, ICET 2012 - Conference Booklet*, 2012.
- [45] B. K. Saxena and K. V. S. Rao, “Wind turbine failure analysis for wind farm at Devgarh in Rajasthan,” in *Proceedings - 2013 International Conference on Renewable Energy and Sustainable Energy, ICRESE 2013*, 2014, pp. 196–199.
- [46] R. Wiser *et al.*, “2018 Wind Technologies Market Report,” 2018.
- [47] Jorge, “(No Title).”
- [48] A. B. Escandón, “UNIVERSIDAD DE CUENCA.”
- [49] “Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – Ente rector del Sector Eléctrico Ecuatoriano.” [Online]. Available: <http://historico.energia.gob.ec/>. [Accessed: 30-Jan-2020].
- [50] “Eólico.” [Online]. Available: <https://www.celec.gob.ec/termopichincha/index.php/retos-empresariales/proyectos-de-generacion-no-convencional/eolico>. [Accessed: 30-Jan-2020].



## **ANEXOS**

### **ANEXO 1**

#### **DATOS DE LA ESTACIÓN METEREOLÓGICA M1274**

Los datos registrados de la velocidad de viento en [m/s] corresponde a la estación meteorológica en la Universidad Politécnica Salesiana, localizada en la siguiente posición geográfica  $0^{\circ}16'54''S - 78^{\circ}33'O''O$  perteneciente a la provincia de Pichincha, los datos fueron tomados a una altura de 10 [m] sobre la superficie. El número total de datos registrados desde el 1 de enero del 2018 al 31 de diciembre del 2018 es de 8760 datos [26]. Los cuales se presenta en la Tabla A1



<b>SUMA TOTAL DE DATOS</b>	743	672	739	715	744	720	744	741	720	744	720	758
										<b>SUMA TOTAL</b>		<b>8760</b>

**Tabla A1** Resumen anual de los datos proporcionados por el INAMHI [26]

## ANEXO 2

### CURVA DE LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

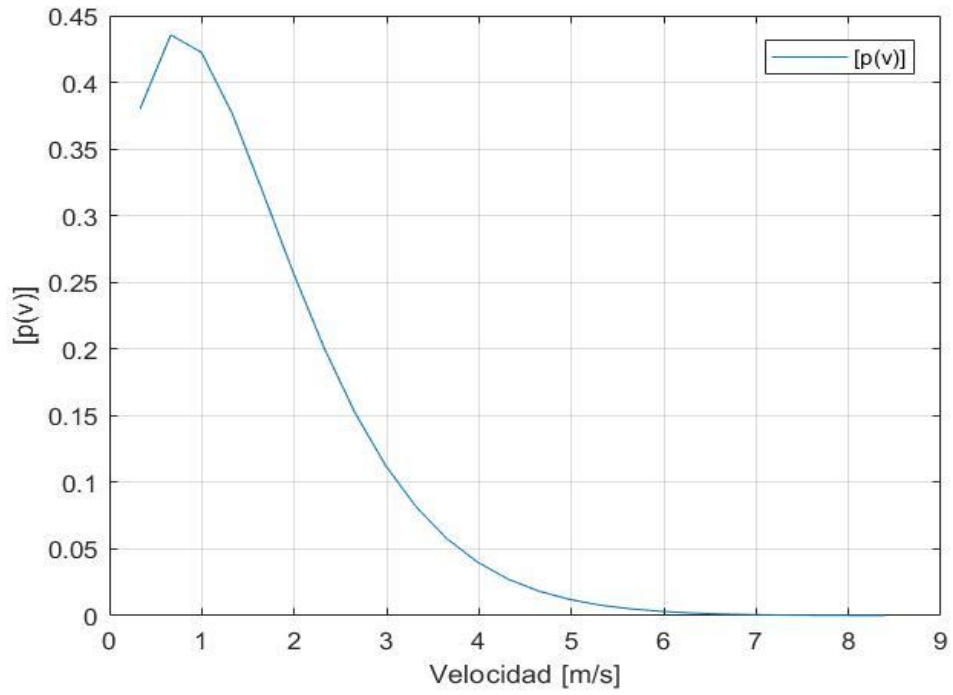
Para la obtención de la curva de la distribución de Weibull, se tuvo que tomar la ecuación  $p(v)$  mostrada en la ecuación (2) y calculada para 10 [m] y 25 [m] respectivamente como se muestra en la Tabla A2 y A3, mismas que son mostradas en la Gráfica A1 y Gráfica A2 a una altura de 10 [m] y 25 [m] [5], [16].

<b>Anemómetro ubicado a 10 [m]</b>	
velocidad (m/s)	p(v)
0.332	0.3800
0.664	0.4355
0.996	0.4225
1.328	0.3768
1.66	0.3178
1.992	0.2570
2.324	0.2009
2.656	0.1525
2.988	0.1128
3.32	0.0816
3.652	0.0578
3.984	0.0402
4.316	0.0274
4.648	0.0184
4.98	0.0122
5.312	0.0079
5.644	0.0051
5.976	0.0032
6.308	0.0020
6.64	0.0012
6.972	0.0008
7.304	0.0005
7.636	0.0003
7.968	0.0002
8.4	0.0001

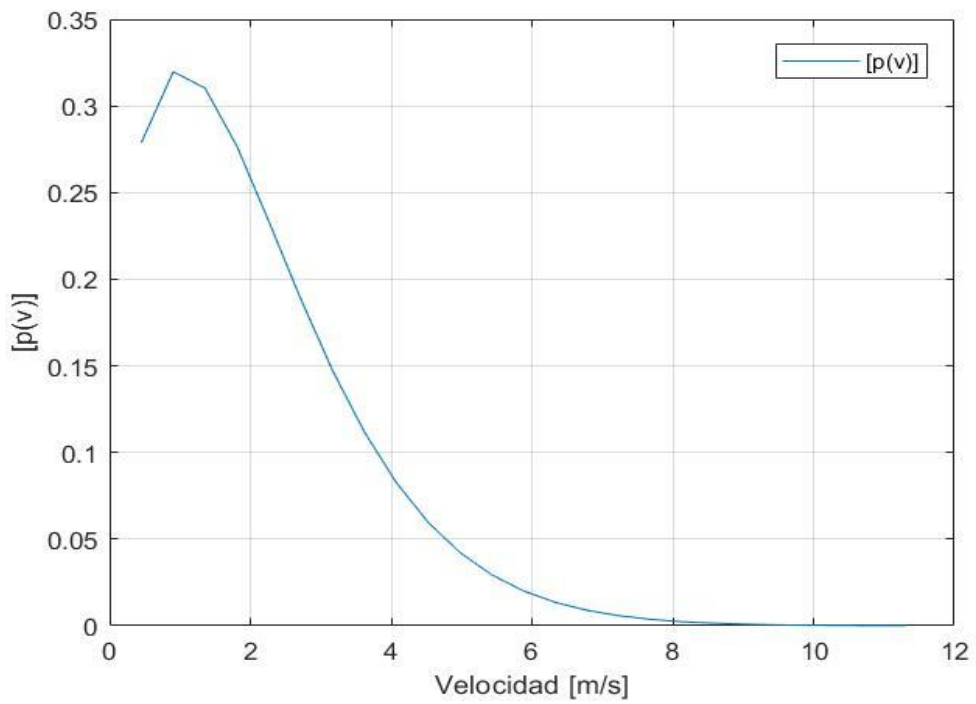
**Tabla A2.** Valores para la obtención de la curva de distribución de Weibull para 10 [m][5].

<b>Aerogenerador ubicado a 25 [m]</b>	
velocidad (m/s)	p(v)
0.4524	0.2789
0.9048	0.3197
1.3572	0.3102
1.8096	0.2767
2.262	0.2334
2.7144	0.1887
3.1668	0.1474
3.6192	0.1119
4.0716	0.0827
4.524	0.0598
4.9764	0.0423
5.4288	0.0294
5.8812	0.0201
6.3336	0.0135
6.786	0.0089
7.2384	0.0058
7.6908	0.0037
8.1432	0.0023
8.5956	0.0015
9.048	0.0009
9.5004	0.0005
9.9528	0.0003
10.4052	0.0002
10.8576	0.0001
11.31	0.0001

**Tabla A3.** Valores para la obtención de la curva de distribución de Weibull para 25 [m][5].



**Gráfica A1.** Distribución de Weibull para una altura de 10 [m][5]



**Gráfica A2.** Distribución de Weibull para una altura de 25 [m][5]

### ANEXO 3

## CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL AEROGENERADOR E200

Se utilizo el aerogenerador Enair 200, cuya altura del buje es de 25 [m], con un diámetro de rotor de 9.8 [m] y un área de barrido de 75.4m<sup>2</sup>. En la Gráfica A3 se detalla la ficha técnica del aerogenerador

**E200**  
FICHA TÉCNICA

Nuestra tecnología patentada es una inteligente adaptación de los principales sistemas que tiene la gran eólica adaptada a potencias de 10 a 60kW. Alta seguridad, máximo control y eficiencia

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, ELÉCTRICAS Y DE FUNCIONAMIENTO		
GENERADOR	Potencia	20kW - Max.
	Configuración	3 fases - 500V - transmisión directa
AEROGENERADOR	Configuración	3 palas, eje horizontal sotavento
	Potencia nominal	18kW - IEC 61400
	Aplicaciones	Conexión a red - Micro red
	Velocidad rotación	120rpm
	Inicio de rotación	1.85m/s
	Corte producción	30m/s
	Protección	Ip-65/alta protección ambiental
	Peso	1000kg
ROTOR	Orientación	Orientación aerodinámica
	Diámetro	9.8m
	Área de barrido	75.4m <sup>2</sup>
	Longitud de pala	4.5m

	Material de pala	Fibra de vidrio, resina flex con poliuretano
	Tipo de control	Paso variable activo, regul. electrónica y freno
SISTEMA DE SEGURIDAD DE FRENADO	Paso	Paso variable con control activo Por viento y potencia
	Freno	Freno electromecánico de seguridad
	Control electrónico de:	- Velocidad de viento - Temperatura (opc.) - Voltaje - Fallos en la red - Fallo de sensores
CONTROL DE LA TURBINA	Sistema electrónico	Sistema programable para adaptar la turbina Registro de alarmas
	Software	Software personalizado. Pantalla datos (opc.)
INVERSORES	Inversor	Compatible con los inversores solares de tensión constante a 500V

Diagramas técnicos:

- Diagrama del rotor con diámetro de 9.8m.
- Diagrama de la pala con longitud de 4.5m y ancho de 2.3m.
- Diagrama de un peso de 1000kg con una velocidad de rotación de 120rpm.

Gráfica A3. Ficha Técnica del aerogenerador ENAIR 200

En las Gráficas A4 se tiene la curva de potencia y la producción anual del aerogenerador Enair 200, el cual empieza a funcionar a los 1.85 [m/s] y se desconecta a los 25 [m/s]



**Gráficas A4.** Curva de Potencia y Producción Anual del aerogenerador Enair 200



## ANEXO 4

### POTENCIA ENTREGADA POR EL AEROGENERADOR EN CADA INSTANTE DE LA VELOCIDAD DE VIENTO

La potencia entregada por el aerogenerador dependerá de cada instante de la velocidad de viento, también dependerá de la disponibilidad de la máquina, disponibilidad de la red, las características del lugar y la estación del año[43] . Para conocer la energía que producirá el aerogenerador durante un año se tuvo que tomar las velocidades de cada clase y la potencia entregada por el aerogenerador, en la cual se tomó de la curva de potencia.

En la Tabla A4 y A5 se muestra los valores de potencia obtenidos de la velocidad de cada intervalo a 10[m] de altura y 25[m] de altura respectivamente [16].

<b>Anemómetro ubicado a 10 [m]</b>	
$\Delta v_i$	$P_i$ (W)
0.332	0
0.664	0
0.996	0
1.328	0
1.66	0
1.992	80
2.324	85
2.656	400
2.988	500
3.32	900
3.652	1000
3.984	1350
4.316	1400
4.648	1800
4.98	2800
5.312	3000
5.644	3300
5.976	4700
6.308	5000
6.64	5200
6.972	7000
7.304	7200
7.636	7500
7.968	9600
8.4	9800

**Tabla A4.** Valores de potencia obtenidos a través de la curva proporcionada por el fabricante a 10[m] de altura[16].

<b>Aerogenerador ubicado a 25 [m]</b>	
$\Delta v_i$	$P_i$ (W)
0.4524	0
0.9048	0
1.3572	0
1.8096	0
2.262	180
2.7144	400
3.1668	550
3.6192	820
4.0716	1350
4.524	1800
4.9764	2800
5.4288	3500
5.8812	4600
6.3336	5500
6.786	6400
7.2384	7400
7.6908	8700
8.1432	9650
8.5956	11100
9.048	12300
9.5004	13600
9.9528	15000
10.4052	16400
10.8576	17700
11.31	18000

**Tabla A5** Valores de potencia obtenidos a través de la curva proporcionada por el fabricante a 25 [m] de altura[16].

**ANEXO 5**  
**CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA EN LA UNIVERSIDAD**  
**POLITÉCNICA SALESIANA CAMPUS SUR**

Para colocar dos o más generadores habría que multiplicar la energía anual [kWh] por el número de aerogeneradores que se desee colocar como se muestra en la Tabla A6 para una altura de 10 [m] [16].

<b>A una altura de 10 [m]</b>		
$P_i (W)$	$p(v_i)$	$P_i p(v_i)$
0	0.3800	0.000
0	0.4355	0.000
0	0.4225	0.000
0	0.3768	0.000
0	0.3178	0.000
80	0.2570	20.564
85	0.2009	17.075
400	0.1525	60.995
500	0.1128	56.418
900	0.0816	73.447
1000	0.0578	57.806
1350	0.0402	54.227
1400	0.0274	38.385
1800	0.0184	33.127
2800	0.0122	34.046
3000	0.0079	23.742
3300	0.0051	16.756
4700	0.0032	15.104
5000	0.0020	10.036
5200	0.0012	6.438
7000	0.0008	5.280
7200	0.0005	3.270
7500	0.0003	2.028
9600	0.0002	1.528
9800	0.0001	0.771
0	0.0000	0.000
	$\Sigma$	531.043
<b>Energía anual (kWh)</b>		<b>4,651</b>

**Tabla A6.** Cálculo de la energía producida por el aerogenerador a 10 [m] de altura[16].

Para este caso de estudio se obtuvo 4,651 [kWh] de energía anual para una altura de 10[m], el cual está ubicado el anemómetro.

La energía real anual producida por el aerogenerador a 25[m] de altura a la que se encuentra el buje se muestra en la Tabla A7.

<b>A una altura a 25 [m]</b>		
$P_i$ (W)	$p(v_i)$	$P_i p(v_i)$
0	0.2789	0.000
0	0.3197	0.000
0	0.3102	0.000
0	0.2767	0.000
180	0.2334	42.010
400	0.1887	75.484
550	0.1474	81.089
820	0.1119	91.736
1350	0.0827	111.705
1800	0.0598	107.663
2800	0.0423	118.559
3500	0.0294	102.912
4600	0.0201	92.255
5500	0.0135	73.982
6400	0.0089	56.830
7400	0.0058	42.729
8700	0.0037	32.201
9650	0.0023	22.582
11100	0.0015	16.208
12300	0.0009	11.065
13600	0.0005	7.446
15000	0.0003	4.939
16400	0.0002	3.211
17700	0.0001	2.038
18000	0.0001	1.205
0	0.0000	0.000
	$\Sigma$	1097.847
<b>Energía anual (kWh)</b>		<b>9,616</b>

**Tabla A7.** Cálculo de la energía real producida por el aerogenerador a 25 [m] de altura[16].

Para este caso de estudio la energía anual producida a una altura de 25 [m] a la que se encuentra el aerogenerador es de 9,616 [kWh][16].

## ANEXO 6

### ESTUDIO DE VARIOS AEROGENERADORES

Estudio de varios aerogeneradores para obtener la mejor producción de energía eléctrica:

- Aerogenerador Enair 30 Pro
- Aerogenerador Enair 70 Pro
- Aerogenerador Enair 200 L
- Aerogenerador Enair 200

Estudio del aerogenerador Enair 30 Pro obteniendo los siguientes resultados, en la producción de energía anual como muestra en la Tabla A8.

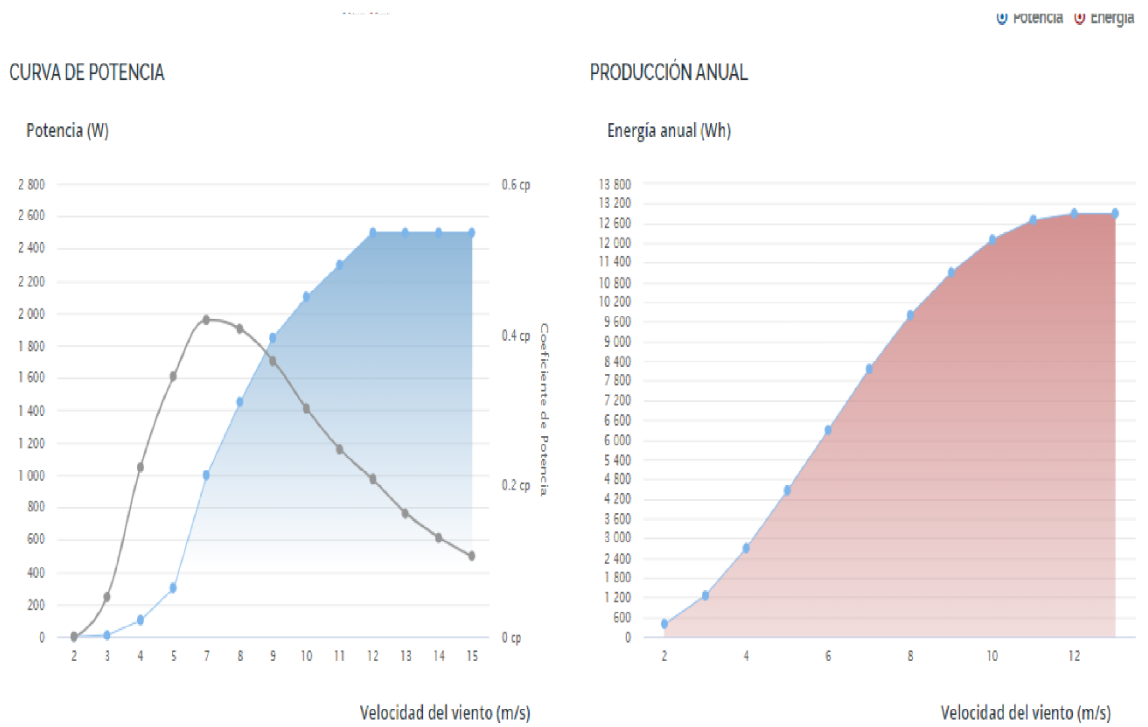
<b>Aerogenerador ENAIR 30 Pro a una altura a 25 [m]</b>		
$P_i$ (W)	$p(v_i)$	$P_i p(v_i)$
0	0.2789	0.000
0	0.3197	0.000
0	0.3102	0.000
0	0.2767	0.000
6	0.2334	1.400
8	0.1887	1.510
10	0.1474	1.474
30	0.1119	3.356
100	0.0827	8.274
200	0.0598	11.963
300	0.0423	12.703
410	0.0294	12.055
600	0.0201	12.033
800	0.0135	10.761
810	0.0089	7.193
1000	0.0058	5.774
1200	0.0037	4.441
1450	0.0023	3.393
1600	0.0015	2.336
1850	0.0009	1.664
2000	0.0005	1.095
2100	0.0003	0.691
2200	0.0002	0.431



2200	0.0001	0.253
2400	0.0001	0.161
0	0.0000	0.000
	$\Sigma$	102.963
<b>Energía anual (Wh)</b>		<b>901.852</b>

**Tabla A8.** Producción de la Energía anual con el aerogenerador Enair 30 Pro

Curva de Potencia del Aerogenerador Enair 30 Pro como se muestra en la Gráfica A5.



**Gráfica A5.** Curva de Potencia y Producción Anual del aerogenerador Enair 30 Pro

Estudio del aerogenerador Enair 70 Pro obteniendo los siguientes resultados, en la producción de energía anual como muestra en la Tabla A9.

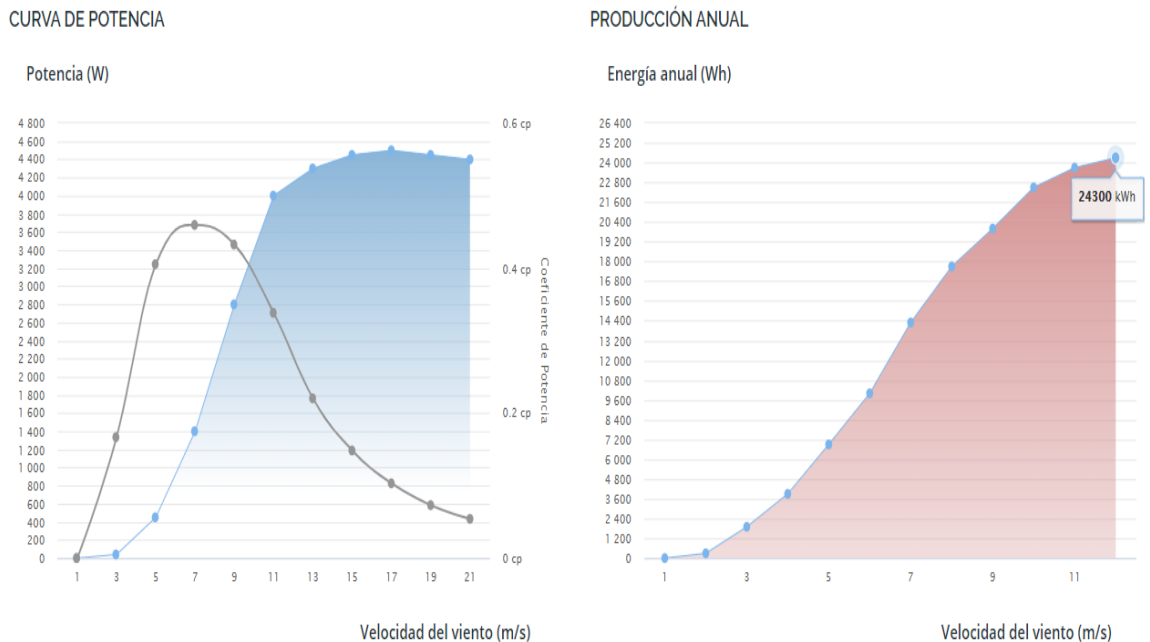
<b>Aerogenerador ENAIR 70 Pro a una altura a 25 [m]</b>		
$P_i$ (W)	$p(v_i)$	$P_i p(v_i)$
0	0.2789	0.000
0	0.3197	0.000
0	0.3102	0.000
0	0.2767	0.000
20	0.2334	4.668
30	0.1887	5.661



40	0.1474	5.897
200	0.1119	22.375
300	0.0827	24.823
320	0.0598	19.140
450	0.0423	19.054
600	0.0294	17.642
1000	0.0201	20.055
1200	0.0135	16.141
1300	0.0089	11.544
1450	0.0058	8.373
2000	0.0037	7.402
2200	0.0023	5.148
2400	0.0015	3.504
2800	0.0009	2.519
3200	0.0005	1.752
3600	0.0003	1.185
3800	0.0002	0.744
4000	0.0001	0.460
4100	0.0001	0.275
0	0.0000	0.000
	$\Sigma$	198.364
<b>Energía anual (kWh)</b>		<b>1,737.470</b>

**Tabla A9.** Producción de la Energía anual con el aerogenerador Enair 70 Pro

Curva de Potencia del Aerogenerador Enair 70 Pro como se muestra en la Gráfica A6.



**Gráfica A6.** Curva de Potencia y Producción Anual del aerogenerador Enair 70 Pro

Estudio del aerogenerador Enair 200 L obteniendo los siguientes resultados, en la producción de energía anual como muestra en la Tabla A10.

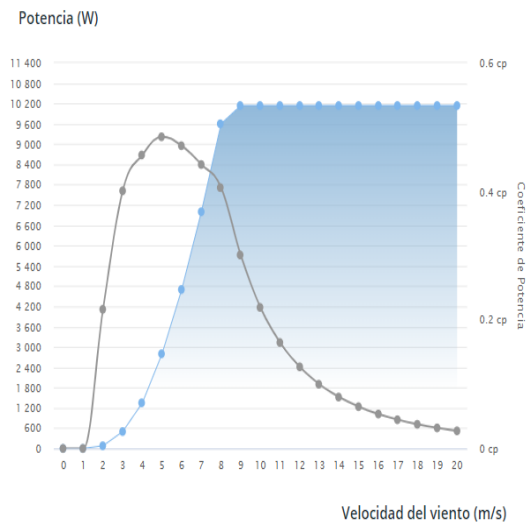
<b>Aerogenerador ENAIR 200 L a una altura a 25 [m]</b>		
$P_i$ (W)	$p(v_i)$	$P_i p(v_i)$
0	0.2789	0.000
0	0.3197	0.000
0	0.3102	0.000
0	0.2767	0.000
90	0.2334	21.005
300	0.1887	56.613
510	0.1474	75.191
800	0.1119	89.499
1350	0.0827	111.705
2000	0.0598	119.626
2800	0.0423	118.559
3200	0.0294	94.091
4700	0.0201	94.260
4900	0.0135	65.911
5600	0.0089	49.726
7000	0.0058	40.419
7800	0.0037	28.870
9600	0.0023	22.465
9800	0.0015	14.309
10140	0.0009	9.122
10140	0.0005	5.551
10140	0.0003	3.339
10140	0.0002	1.985
10140	0.0001	1.167
10140	0.0001	0.679
0	0.0000	0.000
	$\Sigma$	1024.093
<b>Energía anual (kWh)</b>		<b>8,970.034</b>

**Tabla A10.** Producción de la Energía anual con el aerogenerador Enair 200 L

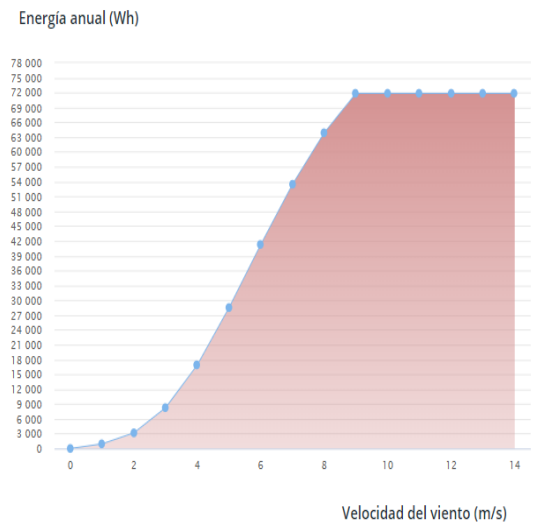
Curva de Potencia del Aerogenerador Enair 200 L como se muestra en la Gráfica A7.



CURVA DE POTENCIA



PRODUCCIÓN ANUAL



**Gráfica A7.** Curva de Potencia y Producción Anual del aerogenerador Enair 200 L

Estudio del aerogenerador Enair 200 obteniendo los siguientes resultados, en la producción de energía anual como muestra en la Tabla A11.

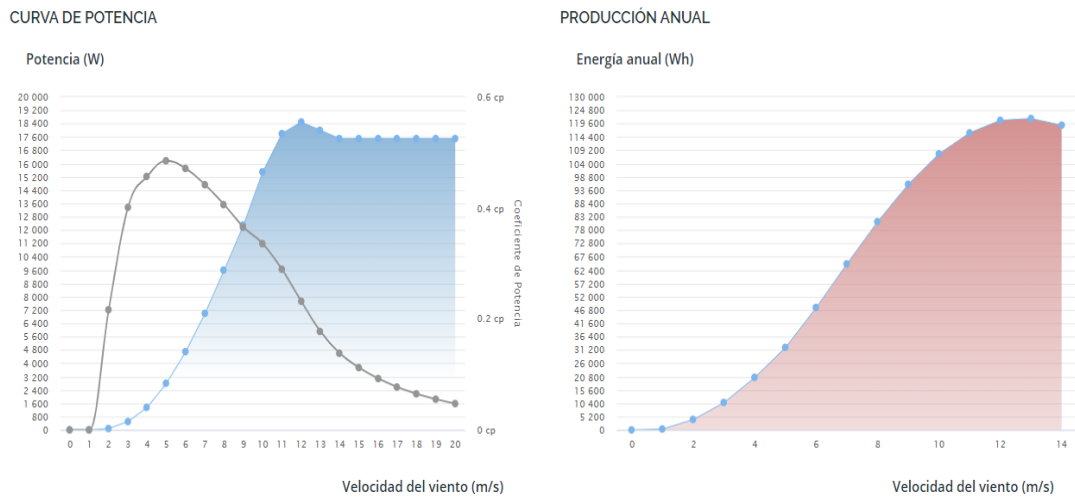
<b>Aerogenerador ENAIR 200 a una altura a 25 [m]</b>		
$P_i$ (W)	$p(v_i)$	$P_i p(v_i)$
0	0.2789	0.000
0	0.3197	0.000
0	0.3102	0.000
0	0.2767	0.000
180	0.2334	42.010
400	0.1887	75.484
550	0.1474	81.089
820	0.1119	91.736
1350	0.0827	111.705
1800	0.0598	107.663
2800	0.0423	118.559
3500	0.0294	102.912
4600	0.0201	92.255
5500	0.0135	73.982
6400	0.0089	56.830
7400	0.0058	42.729
8700	0.0037	32.201
9650	0.0023	22.582
11100	0.0015	16.208



12300	0.0009	11.065
13600	0.0005	7.446
15000	0.0003	4.939
16400	0.0002	3.211
17700	0.0001	2.038
18000	0.0001	1.205
0	0.0000	0.000
	$\Sigma$	1097.847
<b>Energía anual (kWh)</b>		<b>9,616</b>

**Tabla A11.** Producción de la Energía anual con el aerogenerador Enair 200

Curva de Potencia del Aerogenerador Enair 200 como se muestra en la Gráfica A8



**Gráfica A8.** Curva de Potencia y Producción Anual del aerogenerador Enair 200

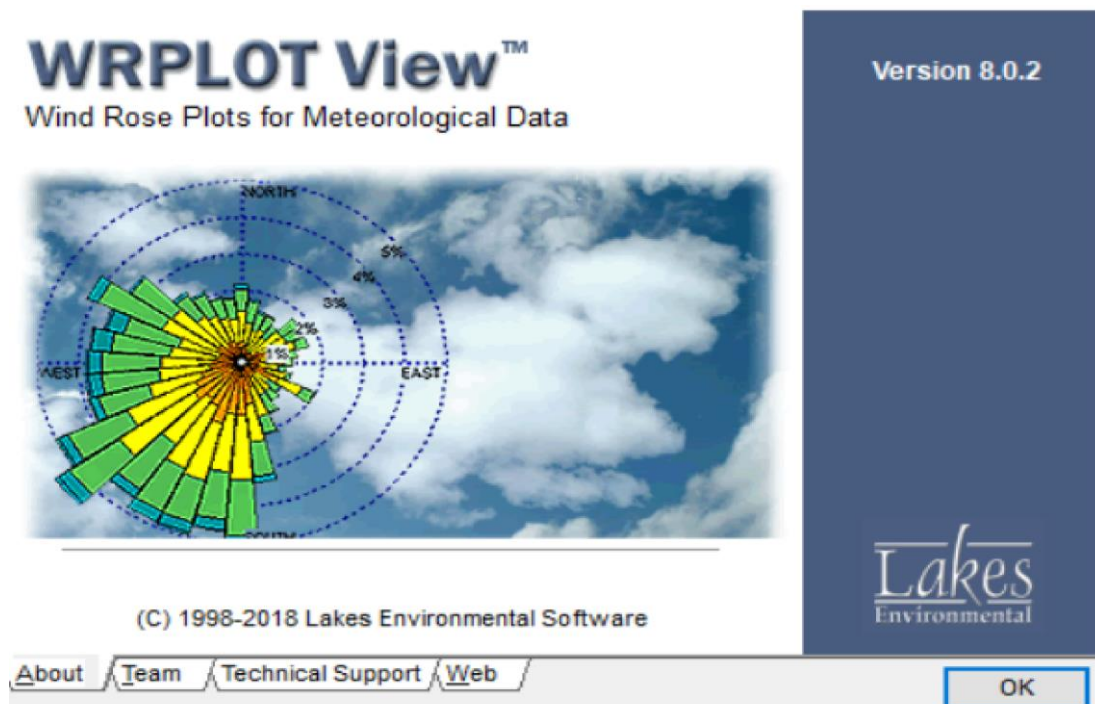
## ANEXO 7

### SOFTWARE WRPLOT

WRPLOT es un software libre para Windows que se realiza estudios de rosas de vientos en cualquier emplazamiento donde se requiera o se desee realizar el estudio, el software está directamente vinculado con Google Earth para ubicar las coordenadas geográficas, además este software incluye archivos.sam que permite importar datos desde Excel.

Antes de usar el software, es un requisito registrarse en <https://www.weblakes.com/> para obtener el código de activación del software.

Para crear una hoja nueva de trabajo se abre el programa y se da un click en ok.

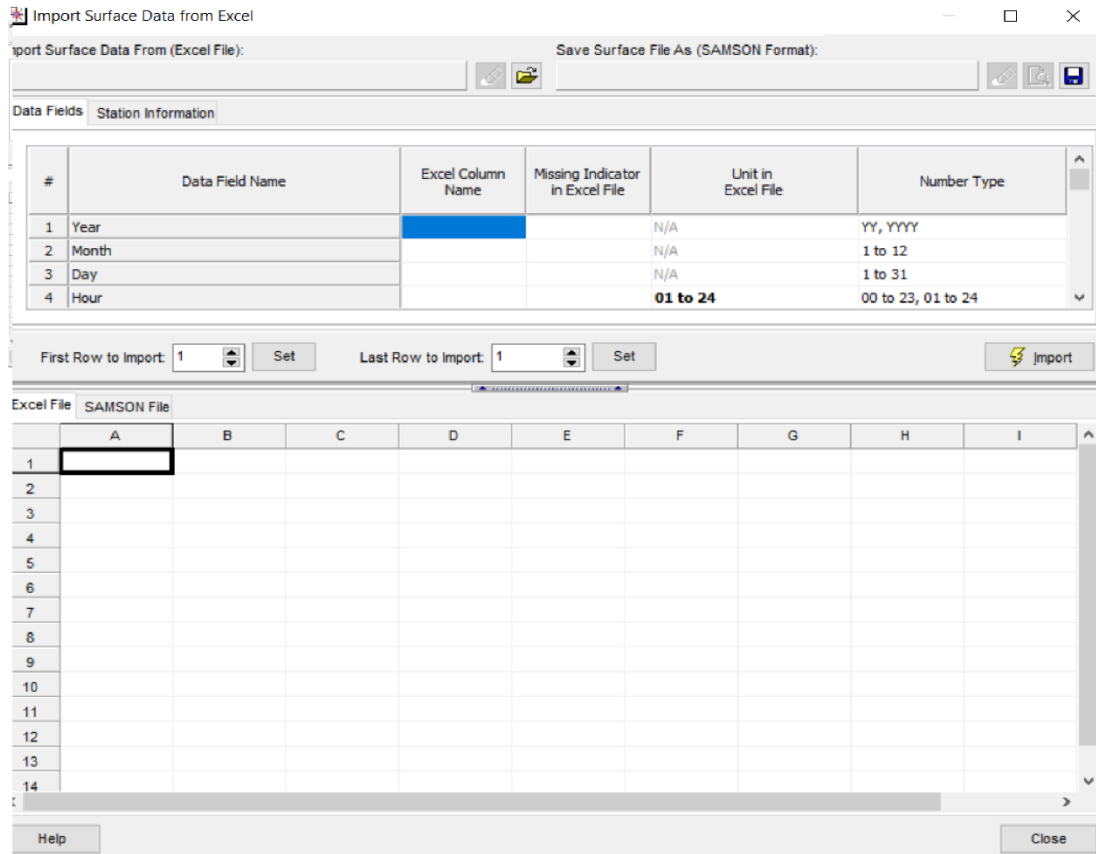


Gráfica A9. Pantalla de inicio del software WRPLOT

Fuente: Weblakes,2012

A continuación, en la pestaña **Tools** se da click en **Import from Excel**, y selecciona el archivo que se desee estudiar. En el extremo superior izquierdo se observa la celda **Data Field Name** el cual contiene los parámetros de: Year, Month, Day, Hour, Wind Direction, Wind Speed y Hourly Precipitation, en cada una de las celdas se debe colocar la columna que le corresponde en **Excel Column Name**

Se debe tomar en consideración las unidades en que se tiene las velocidades de viento (m/s, knots, km/h) para que no exista ninguna confusión o datos erróneos en la gráfica de rosa de vientos.

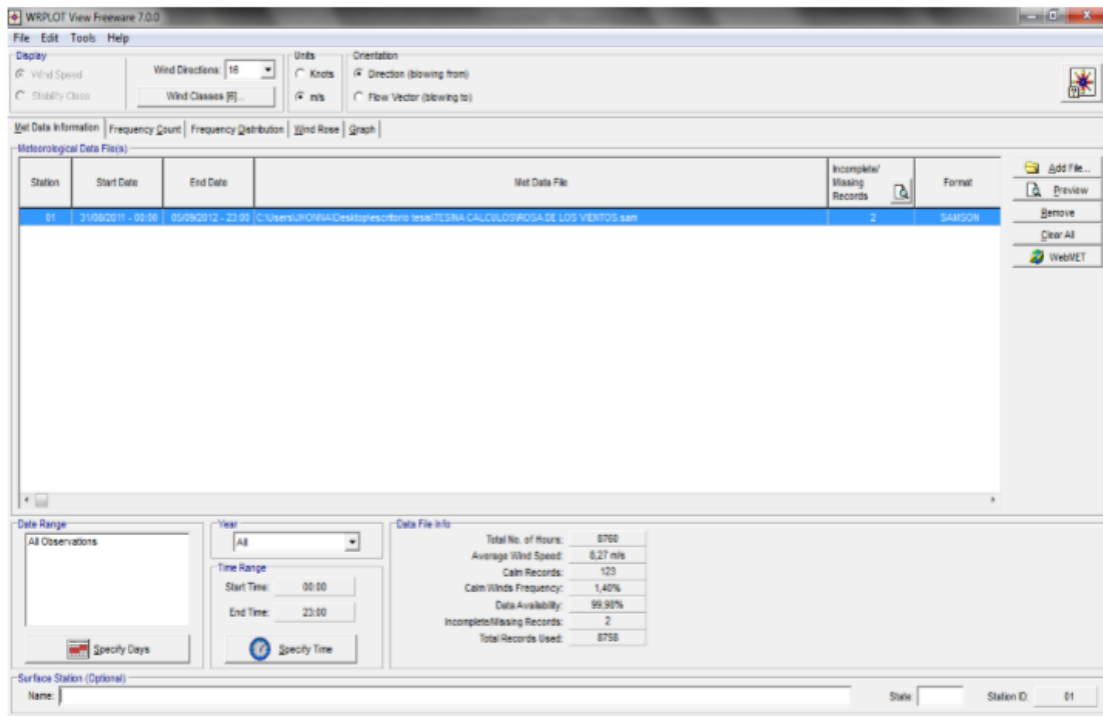


**Gráfica A10.** Pantalla para importar datos desde Excel

**Fuente:** Weblakes,2012

Una vez finalizado con el relleno de la celda **Excel Column Name**, pasamos a la pestaña **Station Information** en donde se coloca el nombre de la estación, coordenadas geográficas, franja horaria y altitud.

Por último, se dirige a la pestaña **Import** y automáticamente se crea el archivo.sam. Con este archivo se puede abrir desde WRPLOT, para visualizar la gráfica se tiene que dirigir **Add File** y se señala el archivo. sam el que abrirá la gráfica de rosa de vientos como se muestra en la siguiente Gráfica A11.



**Gráfica A11.** Archivo.sam para visualizar la rosa de vientos.

**Fuente:** Weblakes, 2012