UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Impacto de la generación eléctrica con fuentes de energía eólica interconectadas a la red eléctrica

.

Harold Eduardo Burbano Rodríguez

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación

Manizales, Colombia

2020

Impacto de la generación eléctrica con fuentes de energía eólica interconectadas a la red eléctrica

Harold Eduardo Burbano Rodríguez

Trabajo presentado para optar al título de:

Magister en Ingeniería Eléctrica

Director:

Ph.D. Eduardo Antonio Cano Plata

Codirector:

M.Sc. Darío Fernando Fajardo Fajardo

Línea de Investigación:

Calidad de la energía – Energías alternativas

Grupo de Investigación:

Redes de distribución y potencia

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación

Manizales, Colombia

2020

Dedicado a mis padres Jaime Burbano, Esperanza Rodríguez y a mi tía Rita Montezuma, por su presencia y apoyo incondicional en el transcurrir de mi vida.

Resumen

Impacto de la generación eléctrica con fuentes de energía eólica interconectadas a la red eléctrica

El aumento constante de la demanda de energía eléctrica ha llevado a suplirla con la implementación de energías alternativas con alguna forma de adaptación y conservación de los recursos propios de cada zona. Mediante la ley 1715 del 2014, la cual tiene como objeto promover el desarrollo sostenible y el uso de las fuentes no convencionales de energía, aplicando políticas de incentivos para la implementación de nuevo proyectos de este tipo, con lo anteriormente mencionado, es importante realizar estudios de factibilidad para contribuir al abastecimiento energético con fuentes alternativas.

Tomando como punto de partida la medición de la velocidad y dirección del viento, con estaciones de monitoreo en la Universidad de Nariño, se realiza el análisis del potencial eólico en la Universidad Cooperativa de Colombia Sede Pasto, ubicada en el departamento de Nariño.

La información recolectada se analiza según una medida de tendencia central, distribución de frecuencias, distribución de Weibull y se calcula el potencial energético de la zona de estudio proyectando el aerogenerador adecuado para el sitio.

Para aprovechar el recurso eólico se utilizó variables físicas como la velocidad del viento, dirección, temperatura, presión, y con la aplicación de instrumentos estadísticos se obtuvo el potencial energético disponible en la zona de estudio para la generación de energía eléctrica.

Palabras clave: Potencial energético, calidad del servicio, energías alternativas, energía eólica, microred.

Abstract

Impact of electric generation with wind energy sources interconnected to the electrical grid

The constant energy demand increase has led to seek for an implementation of alternative sources of energy with any kind of adaptation and conservation of the resources In the área. With the law 1715 of 2014, which looks for promote sustainable development and the use of non-conventional energy sources, applying incentive policies for the implementation of this kind of projects, with the aforementioned, it is important to bring forward feasibility studies to get the energy supply with alternative sources.

The wind potencial has been analyzed at the University Cooperative of Colombia Pasto, located in the department of Nariño, from the measurement of wind speed and direction with monitoring stations at the University of Nariño.

The colected information is analyzed according to a measure of central tendency, frecuencies distribution, Weibull´s distributions and the energy potential of the study area is calculated by projecting the appropriate wind turbine for the place.

To draw upon of the wind resource, physical variables were used such as wind speed, direction, temperature, pressure were used, and with the application of statistical instruments, the energy potential was obteined of the place for the generation of electrical energy.

Keywords: Potential Energy, quality of service, alternative energies, wind energy, microgrid

Contenido

Pág.

Resumen ..... **V**

Lista de figuras ..... **IX**

Lista de tablas ..... **X**

Lista de Símbolos y abreviaturas ..... **XI**

Introducción **13**

1. Capítulo 1. Metodología **15**
1.1 Motivación 15
1.2 Planteamiento del problema 15
1.3 Objetivos 17
1.3.1 Objetivo general 17
1.3.2 Objetivos Específicos 17
1.4 Metodología 17
1.5 Marco Referencial 18
1.5.1 Marco Histórico 18
1.5.2 Marco Teórico 22
1.5.3 Marco Legal 27
1.5.4 Marco Contextual 30

2. Capítulo 2. Medición y tratamiento de datos eólicos **31**
2.1 Caracterización del viento 31
2.1.1 Variaciones de la velocidad del viento 33
2.1.2 Velocidad del viento 37
2.2 Presentación de los datos de viento 38
2.3 Tratamiento estadístico del viento 40
2.3.1 Distribución Weibull 43
2.3.2 Cálculo de parámetros de Weibull 44
2.3.3 Parámetros de interés para cálculos energéticos 47

3. Capítulo 3. Potencial energético del viento **49**
3.1 Caracterización del potencial energético 49
3.1.1 Densidad de energía eólica disponible 51
3.2 Clasificación de aerogeneradores 52
3.3 Producción de energía eléctrica 54
3.3.1 Esquema del sistema de generación eólica 56

4. Capítulo 4. Generadores 59
4.1 Aerogeneradores eléctricos 59
4.2 Generador asíncrono 60
4.2.1 Generador de inducción en jaula de ardilla 60
4.2.2 Generador de inducción con rotor devanado y resistencia variable 61
4.2.3 Generador de inducción con rotor doblemente alimentado 62
4.3 Generador síncrono 63
4.3.1 Generador síncrono con excitación convencional 63
4.3.2 Generador síncrono con imanes permanentes 64

5. Conclusiones y recomendaciones 67
5.1 Conclusiones 67
5.2 Recomendaciones 68

Bibliografía 69

Lista de figuras

Pág.

Figura 1-1: Potencia eólica instalada acumulada en el mundo. [11]. 19
Figura 1-2: Evolución de la potencia eólica instalada año a año en España (en MW) [13] 20
Figura 1-3: Cobertura de la demanda de energía eléctrica en 2016 [13]..... 20
Figura 2-1: Representación del viento 10 m/s y 45° NE..... 31
Figura 2-2: Mapa de viento UDENAR – Departamento de Nariño [3]..... 32
Figura 2-3: Mapa de viento UDENAR – Altura 20, 50 y 120 mts[3] 34
Figura 2-4: Promedio velocidad del viento 20 m – Mensual [3]..... 35
Figura 2-5: Promedio velocidad del viento 20 m – Dia [3] 35
Figura 2-6: Promedio velocidad del viento 20 m – Anual [3] 36
Figura 2-7: Variación de viento anual – año tipo..... 38
Figura 2-8: Rosa de vientos - Udenar [3] 39
Figura 2-9: Frecuencias relativas – Velocidad horaria..... 42
Figura 2-10: Probabilidad de la velocidad del viento - Ley Weibull [41]..... 42
Figura 2-11: Frecuencias relativa acumulada 43
Figura 2-12: Distribución de velocidades y acumuladas..... 47
Figura 3-1: Aerogenerador E30Pro – Enair [47] 54
Figura 3-2: Flujo de aire circulando a través del área *A* (Barrida por el rotor) 55
Figura 3-3: Densidad de potencia 55
Figura 3-4: Esquema del aerogenerador – Caja multiplicadora 57
Figura 3-5: Esquema del aerogenerador – Conexión directa..... 57
Figura 3-6: Ubicación aerogenerador – UCC – Bloque A..... 58
Figura 4-1: Conversión de energía eólica 60
Figura 4-2: Generador de inducción jaula de ardilla 61
Figura 4-3: Generador de inducción con rotor devanado y resistencia variables 62
Figura 4-4: Generador de inducción con rotor doblemente alimentado 63
Figura 4-5: Generador síncrono con excitación convencional..... 64
Figura 4-6: Generador síncrono con imanes permanentes 65
Figura 4-7: Góndola de aerogeneradores..... 66

Lista de tablas

Pág.

Tabla 1-1: Escala Beaufort de intensidad del viento [1]. 24
Tabla 1-2: Criterios de apreciación del viento en la escala Beaufort [1]. 25
Tabla 2-1: Valores del exponente α – Ley exponencial de Hellmann. 33
Tabla 2-2: Velocidad promedio del viento anual 2000 - 2013 – Departamento de Nariño 36
Tabla 2-3: Velocidad media lugar de estudio 37
Tabla 2-4: Número de clases en función de número de datos [1] 40
Tabla 2-5: Tratamiento estadístico de los datos de la velocidad del viento 41
Tabla 2-6: Determinación de los parámetros de Weibull por mínimos cuadrados 45
Tabla 2-7: Valores de la distribución de Weibull $Pv\ Fv$ 46
Tabla 2-8: Valores de la función gamma Γx.[1][26] 48
Tabla 3-1: Potencial eólico disponible - frecuencia relativa 52
Tabla 3-2: Clase de aerogeneradores (IEC-61400-1)[1] 53
Tabla 4-1: Características de generadores[1] 66

Lista de Símbolos y abreviaturas

Símbolo	Término
$\langle v \rangle$	Velocidad media
σ	Desviación estandar
I_t	Intensidad de turbulencia
c	Parámetro de escala de la función de Weibull
k	Parámetro de forma de la función de Weibull
g	Constante de la gravedad
h	Altura sobre el nivel del mar
P_d	Potencial eólico disponible
$\tilde{v}$	Mediana
$P(v)$	Función de densidad de probabilidad de Weibull
V_{in}	Velocidad del viento de arranque del aerogenerador
V_m	Velocidad moda de la función de densidad de Probabilidad de Weibull
f_i	Frecuencia relativa
F_i	Frecuencia relativa acumulada
Cp	Coeficiente de potencia
$\langle v^3 \rangle$	Media de los cubos de las velocidades
$\langle v \rangle^3$	Cubo de la velocidad media
α	Exponente de la ecuación de Hellmann
v_i	Centro de la clase
n_i	Frecuencia de la clase
R_{max}	Máxima potencia (Afectada por c_P)
v_{ref}	Velocidad de referencia
F_e	Factor de potencia
$\Gamma(x)$	Función gamma
v^*	Velocidad eficaz
$F(v)$	Distribución acumulada - Weibull
v_m	Moda
E_c	Energía cinética
p	Densidad del aire
E_d	Energía disponible anual

Introducción

La energía eléctrica constituye un factor importante para el desarrollo y progreso de una comunidad, ya que la producción de esta se ha convertido en algo imprescindible para los países desarrollados o en vías de desarrollo, esta necesidad ha conllevado cada vez a ser más amigable con el medio ambiente, donde los proyectos de generación eléctrica con energías alternativas en la actualidad han impactado las preocupaciones ambientales.

La generación eólica inicia a posicionarse crecientemente en la producción de energía y el reconocimiento al ser una de las menos contaminantes y seguras en el panorama energético, la cual ha alcanzado un nivel de madurez tecnológico y económico siendo cada vez más viable técnicamente con una generación elevada, siendo atractiva en el mercado energético [1]. La incursión de tecnologías de generación distribuida y con fuentes no convencionales son campos de estudio tanto como su impacto en la infraestructura actual como el almacenamiento de energía en corto y largo plazo, la operación, confiabilidad y calidad de este recurso.

El viento debido a su origen presenta una gran variabilidad, en dirección, en intensidad y de un lugar a otro, su caracterización desde el punto de vista energético es de gran importancia para determinar su potencial con un análisis previo, en el sur del país mediante estudios realizados por el grupo “Análisis de oportunidades energéticas con fuentes alternativas en el departamento de Nariño - Universidad de Nariño”, describe un gran potencial eólico en el territorio Nariñense, principalmente en la zona andina y costa pacífica [2]. Lugares propicios para la generación eléctrica con aerogeneradores especialmente en la zona de estudio.

El estudio preliminar del potencial de la energía eólica, es a partir de la medición de la velocidad y dirección del viento, apoyándose con información de las estaciones

meteorológicas más cercanas a la zona, por fuentes de información 3TIER® (VAISALA) y mapas energéticos de GEOALTERNAR (ALTERNAR GIIEE) – UDENAR [3].

Para lo cual, es necesario analizar el sistema de suministro de demanda de la Universidad Cooperativa de Colombia – Sede Pasto en el departamento de Nariño, utilizando un sistema de generación eólica, determinando un tipo de aerogenerador a partir de la dirección y velocidad del viento, prediciendo la cantidad de energía eléctrica que se puede generar en el lugar de estudio.

Actualmente en el departamento de Nariño, la generación eléctrica es mediante recursos hídricos para las zonas interconectas a la red y en ZNI (Zonas No Interconectas) el suministro es con Diesel. El operador de red CEDENAR E.S.P S.A “Centrales eléctricas de Nariño” cuenta con cuatro hidroeléctricas, Rio Mayo, Rio Bobo, Sapuyes y Rio Bravo, quienes abastecen un 21 % del consumo del departamento, el 79% es adquirido en el mercado nacional para su comercialización [4]. Elevando los costos del kWh, especialmente en las zonas no interconectas a la red, por tal motivo conlleva a buscar energías alternativas.

Con lo anterior se busca promover la generación de procesos productivos sustentables y rentables a partir de fuentes renovables de energía, mejorando la calidad de vida de las comunidades y a partir del presente estudio generar nuevas investigaciones de energías alternativas con base en el viento del país.

1. Capítulo 1. Metodología

1.1 Motivación

La generación eléctrica mediante recursos alternos como la eólica ha incrementado considerablemente a nivel mundial, especialmente en países desarrollados que se han inclinado por la implementación de este tipo de tecnología, teniendo en cuenta que en Colombia la generación de energía eólica es reciente, existe consideraciones para la ejecución de esta clase de energía, destacando características como lo amigable con el medio ambiente y por su adhesión con la predominante fuente hídrica. Por tal motivo este tipo de tecnología cada vez será incluyente en el país gracias a los recursos eólicos que cuenta y además una forma para subsanar los problemas que cuenta las represas debido a los fenómenos del clima.

1.2 Planteamiento del problema

Colombia durante los últimos años estuvo a punto de un inminente racionamiento eléctrico por cuenta de los estragos del fenómeno de El Niño, que aumentó la temperatura en muchas regiones y prácticamente afectó a gran cantidad de ríos del país, afectando el sector eléctrico, por ello, el Gobierno Nacional impulsó con la Ley 1715 de 2014, incentivos tributarios a las empresas que promuevan la producción de energías alternativas, donde han surgido proyectos para la construcción de parques eólicos interconectados a la red eléctrica nacional [5].

En un futuro previsible, la energía hidroeléctrica seguirá siendo probablemente la columna vertebral del sector de la energía, sin embargo, un sistema de energía altamente hidro-dependiente hace que el sistema sea intrínsecamente vulnerable a sequías severas, esta vulnerabilidad podría abordarse mediante energías alternativas, una de ellas es la proveniente del viento la cual tiene complementariedad con los recursos hídricos y la contribución a la producción de energía firme durante los períodos críticos de sequía. Para el caso Colombiano, los resultados indican que durante el período seco (cuando la disponibilidad de recursos hídricos se convierte en una preocupación y los precios de la electricidad suben) los recursos eólicos podrían suplir y ayudar al sistema energético. [6]

La conversión de energía eólica, es la fuente de energía sobresaliente entre todas las fuentes no convencionales que convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica e integran la misma red [7], donde las centrales eléctricas de gran tamaño, buscan una integración apropiada de la generación de energía eólica con la convencional, tomando como criterio los sistema de conversión de energía eólica, aerogeneradores, convertidores electrónicos de potencia, códigos de red internacionales, métodos de rastreo de puntos de máxima potencia, sistemas de almacenamiento de energía y sistemas de transmisión de alto voltaje utilizados para la integración de la red de la generación eólica. [8]

La electricidad generada por el viento al integrarla con fuentes convencionales de manera conjunta, permiten que una tecnología compense las deficiencias de la otra, buscando un mayor beneficio en el sector eléctrico. [9] Validando el criterio de confiabilidad y además obtener los parámetros técnicos y económicos del despacho. [10]

Por lo tanto, con estudios preliminares realizados por la Universidad de Nariño (GEOALTERNAR (ALTERNAR GIIEE) describe un gran potencial eólico en el territorio Nariñense, especialmente en la zona andina, [2] lugar que se centrará la presente investigación, donde es necesario analizar y caracterizar la velocidad y dirección del viento para la implementación de un sistema de generación eólica que permitirá predecir el suministro energético, buscando promover la competencia y las herramientas para atraer expansiones de capacidad rentable para una fiabilidad del servicio.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Analizar el impacto de la generación eólica en la Universidad Cooperativa de Colombia – Campus Pasto, a partir de la generación eléctrica con fuentes alternativas, que permita obtener el potencial energético.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar el potencial eólico de la zona de estudio mediante las estaciones de monitoreo.
- Evaluar el potencial eléctrico mediante un sistema de generación eólica.
- Determinar la configuración del sistema adecuado para la zona de estudio

1.4 Metodología

El enfoque del proyecto es cuantitativo mediante la recolección y análisis de datos para establecer un patrón de comportamiento de los diferentes equipos y elementos utilizados para el desarrollo de la investigación. Los cuales se van a ejecutar por fases y estarán comprendidos por diferentes pasos.

Inicialmente analizar y evaluar el potencial de la energía eólica, con respecto a la velocidad y dirección del viento, mediante las estaciones meteorológicas "Universidad de Nariño - GEOALTERNAR (ALTERNAR GIIEE)" en el municipio de Pasto – Nariño [3]. Determinando así el comportamiento del viento, estimando las condiciones de acuerdo con las variaciones, velocidad promedio y su desviación estándar. Para evaluar posteriormente las funciones de densidad de probabilidad y así determinar las zonas que ofrecen un mejor aprovechamiento del recurso para la generación eléctrica.

Desde el punto de vista de estabilidad en el servicio, en primera instancia se realiza un diagnóstico de la red eléctrica actual, el cual sirve como marco de referencia para

establecer criterios de incorporación de los aerogeneradores a la red, bajo topologías que se deben validar modelando la conexión, considerando su ubicación y punto de red de la interconexión.

Posteriormente analizar la demanda y la prestación del servicio de la electrificadora en la Universidad Cooperativa de Colombia, con información del operador de red de la región Centrales Eléctricas de Nariño S.A E.S.P.[4], para instaurar modelos matemáticos o estadísticos para la estimación del recurso eólico, teniendo como base los datos obtenidos en las estaciones de monitoreo. Por último, evaluar y analizar el sistema eléctrico con los generadores embebidos determinando el impacto de estos al sistema como tiempos de desempeño entrega/absorción de energía hacia/desde la red.

1.5 Marco Referencial

1.5.1 Marco Histórico

La energía producida a partir del viento nació en Europa a principios de los años 80 y actualmente según la Asociación Mundial de Energía Eólica, los niveles de penetración con este recurso continúan aumentando, liderados por Dinamarca que empuja el 40%, seguido de Uruguay, Portugal, Irlanda y España con un 20%, Alemania 16%, y las grandes potencias como China, Estados Unidos y Canadá obtienen 4, 5,5 y 6% de su energía de viento, se pronosticaba 60 GW de nuevas instalaciones eólicas finalizando el 2017, llegando a un mercado anual de alrededor de 75 GW para el 2021, para llevar la capacidad instalada acumulada de más de 800 GW a finales de 2021.

Figura 1-1: Potencia eólica instalada acumulada en el mundo. [11].

Fuente: *Global Wind Energy Council (GWEC)*

En 2016 se instalaron más de 54 GW de energía eólica renovable y limpia, que ahora abarca más de 90 países, incluyendo 9 con más de 10.000 MW instalados y 29 que han superado la marca de 1.000 MW. La capacidad acumulada creció un 12,6% para alcanzar un total de 486,8 GW. [11]

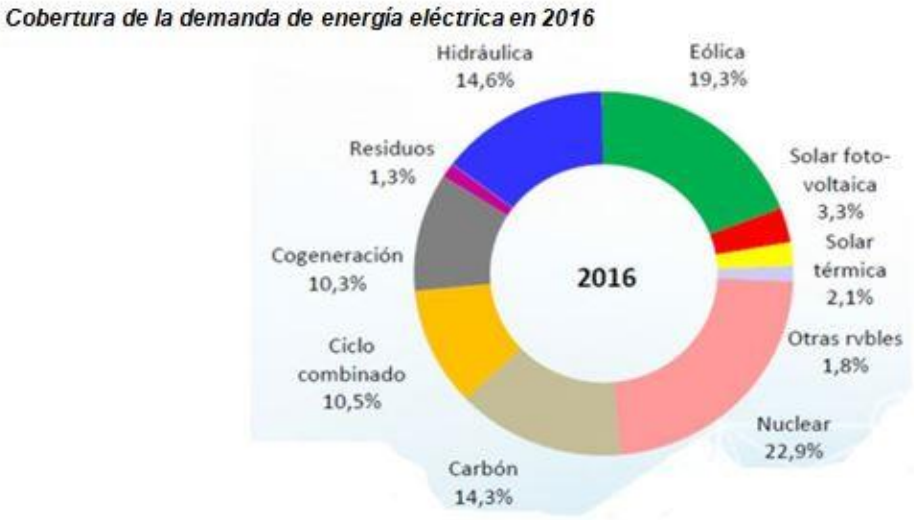
En Europa el crecimiento en la implementación de estas tecnologías es gracias a los incentivos económicos por el uso de energías procedentes de fuentes renovables la cual, es una de las directrices del Parlamento Europeo. España cuenta con el plan de energías renovables (PER) 2011 -2020, teniendo como objetivo lograr que el 20% del consumo final proceda de fuentes renovables [12]. En este país la regulación de las energías alternativas a evolucionado por fuertes incentivos y remuneración especial a favor de este tipo de energía. [13]

En España en el año 2016, debido a los incentivos la energía eólica ha sido la segunda fuente de generación eléctrica, donde tiene una potencia instalada de 23.026 MW, con una producción de 47.319 GWh y una cobertura de la demanda eléctrica del 19,3%. [14]

Figura 1-2: Evolución de la potencia eólica instalada año a año en España (en MW) [13]

Fuente: *REE - Red eléctrica de España*

Figura 1-3: Cobertura de la demanda de energía eléctrica en 2016 [13]



Fuente: *REE - Red eléctrica de España*

En Colombia en el año 1997 el IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales), realizaron uno de los primeros estudios con un mapa de vientos para todo el territorio nacional, donde se observó gran oportunidad para la generación eólica por la fuerte intensidad del viento, además se analizó su dirección, distribución de frecuencias e

integración con el régimen hídrico del país, surgiendo así la idea de la implantación de parques eólicos, ya que se contaba con excelentes condiciones físicas. [15]

Con estudios meteorológicos y económicos, implementaron el primer parque eólico en Colombia llamado Jepírachi, que significa “vientos que vienen del nordeste en dirección del Cabo de la Vela” en Wayuunaiki, la lengua nativa Wayuu ubicado en el departamento de la Guajira. Este parque fue inaugurado el 21 de diciembre del 2003 y entro en operación en abril 2014, está conformado por 15 aerogeneradores distribuidos en un territorio de 1,2 Km^2, los cuales generan un total de 19,5 MW que representan el 0,15% del potencial nacional, para la selección del sitio tomaron en cuenta las cercanías de las líneas de transmisión eléctrica Cuestecitas – Puerto Bolívar para su respectiva interconexión eléctrica. [16]

El parque eólico de Jepírachi, permitió identificar aspectos necesarios para el mejoramiento y desarrollo de las condiciones técnicas y financieras de la generación eólica en el país, lo que conllevo a estudiar y analizar aspectos como: licencias, despacho, transferencias, cargo por confiabilidad, pronóstico para oferta, oferta y despacho en el Mercado Eléctrico Mayorista. [17]

Colombia durante los últimos años estuvo a punto de llevar a cabo un inminente racionamiento eléctrico por cuenta de los estragos del Fenómeno de El Niño, donde afecto el sector eléctrico. Por ello el Gobierno Nacional impulsó la Ley 1715 de 2014, el cual ofrece incentivos tributarios a las empresas que fomenten la producción de energía eléctrica con fuentes alternativas. [5] Por tal motivo surgieron nuevos proyectos como el Parque Eólico de Galerazamba (Bolívar) – EGAL, que pretende aprovechar ese potencial como principal fuente alternativa para esa región con un potencial de 20 MW y entrar en operación para finales del 2017. [18] Según el Mapa Eólico actual de Colombia, se destacaron 16 lugares, donde las intensidades del viento son bastantes óptimas para la generación de energía eléctrica con el recurso eólico. [11]

El país debe enfocar sus esfuerzos y recursos hacia una mayor investigación, desarrollo e innovación en energías alternativas en todo el territorio nacional, las investigaciones actualmente se están realizando en la Costa Atlántica, pero se debe abordar, buscar e implementar otros parque eólicos como en la zona andina o en costa pacífica donde existe

un buen potencial eólico, [5][19] los cuales se observa en los estudios de investigación realizados por la Universidad de Nariño en el sur del país. [5]

Para producir energía eléctrica con una fuente eólica, implica una serie de actividades, iniciando con una planeación bien definida y detectando posibles sitios con potencial eólico para definir la interconexión de los aerogeneradores al sistema eléctrico tradicional, analizando el impacto de la generación eólica que puede tener en el sistema de potencia de un país o de una región. [20]

1.5.2 Marco Teórico

Generación: Producción de electricidad mediante un conjunto de elementos interactuando entre sí para transformar una energía en otra, como la fuerza del viento (energía eólica), la luz solar (energía solar), fuerza del agua (hidroeléctrica, la más utilizada en el país), o también, el poder energético de los combustibles (energía térmica).[21]

Autogeneración: Producción de energía eléctrica localmente, donde su generación se especifica para atender sus propias necesidades. [22]

Generación eólica: Aprovechamiento del viento donde, la energía cinética generada por efectos de las corrientes de aire es trasformada en otra forma de energía útil, es utilizada principalmente para la producción de electricidad mediante aerogeneradores. [23]

Energía solar: Es la energía transportada por las ondas electromagnéticas que provienen del sol, donde se emite esta energía radiante hacia la superficie terrestre e incide sobre ella por unidad de área (irradiación), se mide en kWh/m^2; y la potencia radiante que incide sobre la superficie terrestre por unidad de área (irradiancia), se mide en kW/m^2. [24]

Aerogeneradores: Son específicas, ya sea eléctricas o de bombeo de agua, mediante el aprovechamiento y transformación de energía eólica en energía mecánica. [1]

Generación distribuida: Producción de energía eléctrica, generada por pequeñas fuentes de energía cercanas al lugar de consumo, con una producción de electricidad a pequeña

escala. Sus beneficios es la reducción de pérdidas en la distribución de la anergia por la red, en este tipo de generación está muy presente las energías alternativas o no convencionales. [25]

Ley Weibull: Es un modelo estadístico que representa la probabilidad de fallo después de un tiempo en función del tiempo transcurrido, la ley de distribución del viento permite calcular o determinar el potencial eólico anual que producirá un aerogenerador, [1] donde es ampliamente empleada en variables aleatorias como el viento. [1][26]. Esta función p(v) de sus parámetros se expresa:

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

En donde:

v: Velocidad del viento (m/s)

p(v): Función de densidad de probabilidad de Weibull

c: Factor de escala (m/s) valor próximo a la velocidad media anual.

k: factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función p(v)

Imanes permanentes: Material capaz de mantener su estado de magnetismo durante un largo periodo de tiempo, utilizado en sistemas de generación. [27][28] Una de su composición más eficiente es la aleación con Neodimio, el tamaño del campo magnético está relacionado con el tamaño del imán y fuerza.

Sistema Pitch: Regula la velocidad del viento mediante la posición de la pala del rotor, esta puede girar sobre si misma alrededor de su eje longitudinal, lo que hace que cambie el ángulo de ataque del viento provocando que disminuya la fuerza aerodinámica sobre la pala o aspa del aerogenerador. [1]

Sistema Stall: La pala del aerogenerador permanece fija al buje, permite el giro en sus puntas o extremos para que actúe como freno. [1]

Escala Beaufort: Sistema usado para estimar la velocidad del viento, esta escala fue diseñada por Sir Francis Beaufort (1777-1857), Almirante Ingles del siglo XIX, esta escala de origen marino es apropiada para determinar el potencial eólico en una región. [1][29]

Tabla 1-1: Escala Beaufort de intensidad del viento [1].

Grados Beaufort	v (km/H)	v (m/s)	v (nudos)	Descripción	Presión sobre superficie plana (N/m2)	
0	1	0 - 0,4	1	Calma	----	
1	1 -5	0,5 - 1,5	1 - 3	Brisas muy ligeras	1,3	1 m/s
2	6 - 11	1,3 - 3,4	4 - 6	Brisa ligera	8	2 ,5 m/s
3	12 -19	3,5 - 5,5	7 - 10	Pequeña brisa	32	5 m/s
4	20 -28	5,5 - 8	11 - 16	Moderado	64	7 m/s
5	29 -38	8,1 - 10,9	17 - 21	Fresco	130	10 m/s
6	39 - 49	11,4 - 13,9	22 - 27	Fuerte	220	13 m/s
7	50 -61	14,1 - 16,9	28 - 33	Fuerte - Muy Fresco	330	16 m/s
8	62 - 74	17,4 - 20,4	34 - 40	Duro - Golpe de viento	520	20 m/s
9	75 - 88	20,5 - 23,9	41 - 47	Muy duro	690	23 m/s
10	89 - 102	24,4 - 28	48 - 55	Tempestad - Temporal	950	27 m/s
11	103 - 117	28,4 - 32,5	56 - 63	Fuerte tempestad	1.170	30 m/s
12	118 - 133	32,6 - 35,9	64 -71	Huracán	1.600	35 m/s
13	134 - 149	36,9 - 40,4	72 - 80		2.080	40 m/s
14	150 - 166	40,1 - 45,4	81 - 89		2.650	45 m/s
15	167 - 183	45,1 - 50	90 - 99		3.250	50 m/s
16	184 - 201	50,1 - 54	100 - 108		3.650	54 m/s
16	202 - 220	54,1 - 60	109 - 118	Ciclón	4.700	60 m/s
Nota: 1 nudo = 1 milla marina/h = 1.852km/h = 0.5144 m/s						

Tabla 1-2: Criterios de apreciación del viento en la escala Beaufort [1].

Criterios de apreciación		
Grados Beaufort	**En el mar**	**En tierra**
0	Mar en calma	El humo se eleva verticalmente
1	Formación de ondas con aspecto de escamas, pero sin cresta de espuma	El viento inclina el humo, pero no hace girar las veletas.
2	Olas muy pequeñas, crestas sin romper de aspecto vidrioso	Movimiento de hojas. El aire se siente en el rostro
3	Pequeñas olas, se inicia la rotura de crestas. Espuma vidriosa. Aparición de espuma de ola diseminada	Movimiento continuo de hojas y ramas pequeñas
4	Alargamiento de olas cortas. Espuma de olas más densa.	Se eleva el polvo y hojas. Agitación de ramaje
5	Pronunciamiento de olas moderadas. Formación de ovillos de espuma.	Movimiento de arbustos y pequeño arbolado
6	Formación de grandes olas y generalización de cestas de espuma blanca. Brumas	Agitación de grandes ramas. Dificultad para usar paraguas
7	El mar crece y la espuma de las olas se difumina en huellas	Movimiento de árboles. Molestias al caminar de cara al viento
8	Olas muy altas de gran longitud. Las crestas se pulverizan	Rotura de pequeñas ramas. Dificultad para caminar
9	Rotura de olas altas. Huellas de espuma muy densas. Reducción de visibilidad por brumas	Rotura de ramas medias y grandes
10	Rotura de olas altas con gran violencia. Superficie de agua blanca. Nula visibilidad.	Caída de árboles. Deterioro de tejados y cubiertos.
11 - 17	Enorme oleaje con tempestad muy intensa. Nula visibilidad. Navegación muy peligros o imposible	Destrozos importantes den edificaciones y obras civiles

Microred: El concepto de microrred aparece en la literatura técnica aproximadamente en el año 2001, introducido como una solución para la integración confiable de los DER, incluidos los sistemas de almacenamiento de energía (ESS) y las cargas controlables. Dicha microrred se percibe por la red principal como un elemento único que responde a las señales de control apropiadas. Entonces una microrred puede definirse como un grupo de cargas, unidades DG y ESS operadas en coordinación para suministrar electricidad confiablemente, conectada al sistema central de energía en el nivel de distribución en un único punto de conexión; el punto de acoplamiento común (PCC). [30]

Las microrredes representan un concepto prometedor para facilitar la integración de fuentes renovables distribuidas en la red eléctrica, con base en dos motivadores principales: La creciente instalación de fuentes de energía renovables en todo el mundo, y la otra, una gran parte de estas fuentes renovables consiste en unidades DG de pequeña escala conectadas en los niveles de media y baja tensión. [31]

Una microrred puede proporcionar electricidad limpia, renovable y confiable mediante la integración de varias tecnologías. Sin embargo, las fuentes renovables altamente intermitentes y las diversas demandas de carga plantean nuevos desafíos para la gestión óptima de los recursos dentro de sí misma. Por ejemplo, la frecuencia de la microrred puede cambiar rápida y repetidamente debido al desequilibrio inesperado entre la oferta y la demanda y la pequeña inercia propia de estos sistemas. Existe por tanto una creciente necesidad de desarrollar soluciones distribuidas rápidas, flexibles, confiables y rentables para cumplir con los requisitos de reacción en tiempo real en microrredes, particularmente bajo un alto nivel de penetración de DG. [32]

Sistema de potencia: Conformado por un conjunto de elementos, como generadores eléctricos, líneas de transmisión de potencia, cargas, equipos electromecánicos los cuales están funcionalmente conectados. [33]

Fuentes de energía convencional o no convencional: Las fuentes de energía se pueden clasificar de acuerdo con su uso:

Fuentes Convencionales (FC): Son usadas con mayor frecuencia en un determinado país, comúnmente están conformadas por; los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas), e hidráulica.

Fuentes No Convencionales (FNCE): Su uso es muy limitado en algunas regiones, debido a los costos de generación; están conformadas por: solar, eólica, pequeñas centrales Hidroeléctricas (PCH’s). [22]

1.5.3 Marco Legal

La eólica, al igual que otras fuentes no convencionales, por su naturaleza variable no se ajustan al modelo de regulación Colombiano de fuentes de despacho, en donde el mercado eléctrico mayorista exige que todos los proyectos con capacidades mayores a 20 MW estén sujetos al despacho central, y en la actualidad Colombia no cuenta con una reglamentación para el despacho de las plantas eólicas, sin embargo, existen reglas para el despacho de las plantas a filo de agua (resolución CREG 152 de 2011) que su comportamiento se puede asemejar al de un parque eólico. [22]

Se toma como referencia a España ya que en este país existe un decreto que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos como son el Real Decreto 513 y 413/2014, que contienen normas aplicables exclusivamente a plantas eólicas, en este país la regulación de las energías renovables ha evolucionado desde un sistema de fuertes incentivos y remuneración especial a un sistema menos discriminatorio a favor de este tipo de energía. [13]

La idea sería tomar el mismo rumbo de países como Dinamarca, España, Alemania, los cuales gracias a incentivos han logrado la implantación de energías no convenciones como la eólica prosperen, logrando un punto de madurez en el mercado.

El trabajo está orientado en conocer el impacto de la generación eólica en la instalaciones de Universidad Cooperativa de Colombia - Sede Pasto, a partir de la información de consumo eléctrico que permita predecir los costos de producción, tiempos de despacho y ahorro energético, en el cual intervienen energías alternativas o también conocidas como renovables por lo tanto, se toma como referencia la Ley 1715 de 2014, en donde, el Gobierno Nacional brinda incentivos tributarios a las empresas que impulsen la producción de energías alternativas [5], posteriormente a la ley han surgido proyectos para la construcción de nuevos parques eólicos en el norte del país, pero desafortunadamente existes inconvenientes administrativos al acogerse a la ley, observándose falencias al implementar estas tecnologías.

En Colombia en los últimos años el desarrollo de la energía eólica ha crecido con el interés de realizar varios parques eólicos, pero aun hay algunas incertidumbres, ya que, si bien existe un código de redes que hace parte de la normatividad y reglamento de operación del sistema interconectado nacional, no establece requerimientos técnicos específicos definidos en el código de redes para la conexión y operación de parques eólicos interconectados al SIN. [15]

Colombia actualmente cuenta con un potencial para generación de energía eólica, además favorece los elementos de la Ley 1715 de 2014, la cual promociona este tipo de energía por medio de incentivos para que las entidades públicas o privadas inviertan en proyectos que ayuden al desarrollo económico del país y de las regiones donde se implementen. [15]

La resolución CREG 119 de 1998 establece el estatuto de racionamiento, el cual aprueba la participación y colaboración de cogeneradores, autogeneradores y plantas menores para aumentar la disponibilidad de energía eléctrica ante un racionamiento para asegurar la confiabilidad del suministro y así tomar las medidas que garanticen el normal funcionamiento y calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional –SIN-, de forma oportuna, adecuada y permanente ante situaciones extraordinarias, transitorias y críticas, que lleguen a presentarse en un momento determinado y afectar la atención de la demanda eléctrica, y el suministro oportuno. Dada la situación anterior en la resolución CREG 179 DEL 2015, considera conveniente flexibilizar las condiciones de conexión de plantas menores, cogeneradores y autogeneradores al Sistema Interconectado Nacional para permitir la participación de energía adicional. [22]

La Ley 1715 de 2014, le confirió a la CREG la facultad de definir las normas, para la remuneración de los excedentes que generen autogeneradores de pequeña escala, que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER-, los cuales se reconocerán mediante un esquema bidireccional como créditos de energía.

El límite de potencia máximo para que un autogenerador sea considerado como de pequeña escala, definido en la Resolución UPME 281 de 2015, es igual a 1 MW. Por tal motivo con la Resolución CREG 030 del 2018 se regulan las actividades de autogeneración

a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. [5] [22]

Mediante la ley 143 de 1992, articulo 2 el Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, definió los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente y sostenible de los recursos energéticos del país, y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios. [15][34]

Con el decreto 1140 de 1999, El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE será un Establecimiento Público del Orden Nacional, vinculado al Ministerio de Minas y Energía con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonio propio e independiente, constituido con fondos públicos, cuyo objeto social será la identificación, planificación y promoción de soluciones energéticas integrales, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, para las zonas no interconectadas del país. [34]

Uno de los grandes problemas que tiene hoy en día el país referente a las fuentes no convencionales de energía renovables es la baja prestación de servicios energéticos causados por tener zonas no interconectadas (ZNI) al sistema interconectado nacional. Por lo anterior, está claro que el punto débil no solamente es la energía eólica, sino de todas las fuentes no convencionales de energía renovables son las zonas no interconectadas.

Colombia debe encaminar sus esfuerzos a fomentar la investigación, desarrollo e innovación en energías alternativas, y satisfacer las necesidades energéticas en todo el territorio nacional, impulsando y motivando a las empresas regionales a la investigación, buscando nuevos mercados acompañados de una tecnología limpia con el medio ambiente, e incentivándolas con ayudas tributarias con visión de un marco regulatorio específico para todo el país, especialmente en las zonas no interconectadas y así aprovechar sus recursos locales.

1.5.4 Marco Contextual

El estudio se realiza en el municipio de San Juan Pasto, capital del Departamento de Nariño ubicado al sur de Colombia, tiene una extensión de 1.131 Kms^2 y una población de 455.678 habitantes (2018),[35] en esta ciudad se encuentra la Universidad Cooperativa de Colombia (UCC) – Campus Pasto ubicada con sus coordenadas 1°13'47.3"N (1.229806) y 77°17'24.3"W (-77.290083), al norte de la ciudad a una altura de 2.493 m.s.n.m, quien colinda con la Universidad de Nariño a una distancia del 400 mts donde se encuentra una de las estaciones de monitoreo de Geoalternar (ALTERNAR GIIEE).

La Universidad Cooperativa de Colombia Sede Pasto, está conformada por tres bloques, dos Bloques (A, B) de 6 pisos cada uno, un bloque de 1 piso destinado para parqueaderos y zonas deportivas. Dispone de un área Construida total de 22.996,76 Mt^2 de los cuales el 10% están destinados a aulas, el 5% a oficinas, el 14% a laboratorios (incluidos las salas de sistemas), el 3% a biblioteca, el 21% a áreas de recreación, y un 47% a parqueaderos, salas de protocolo, cafeterías, bienestar social, depósitos, baños, fotocopiadoras, archivos, cuartos de aseo, pasillos, escaleras, zonas comunes, ascensores y bodegas. [36]

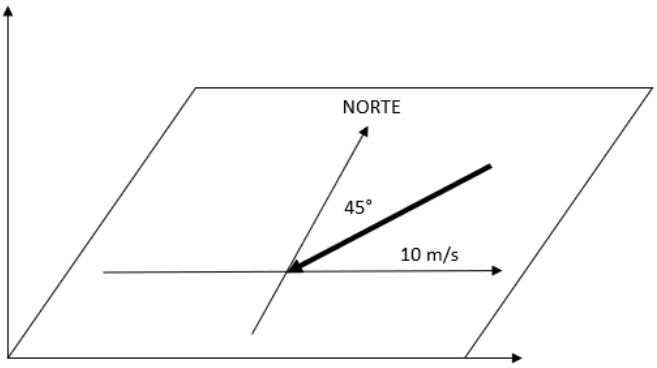
El campus universitario cuenta con un transformador de 250 kVa trifásico, marca Magnetron con refrigeración natural en aire, con tensión nominal de 13.200 / 220-127 V, se encuentra instalado en un cuarto técnico en el primer piso de la edificación, junto a tableros de distribución, medidor de energía, transferencias automáticas y planta eléctrica de 250 kVa marca Caterpillar con tensión de operación 220/127 V, los cuales permiten distribuir la energía a los diferentes bloques de la institución educativa.

2. Capítulo 2. Medición y tratamiento de datos eólicos

2.1 Caracterización del viento

La velocidad del viento $\vec{v}$ es una magnitud vectorial, aunque el vector tiene tres componentes solo se considera para el plano paralelo a la superficie terrestre, registrando medidas para el módulo denominado velocidad o intensidad del viento y la dirección de donde sopla en el plano horizontal, la velocidad se mide en (m/s), kilómetros por hora (km/h) o nudos.[1]

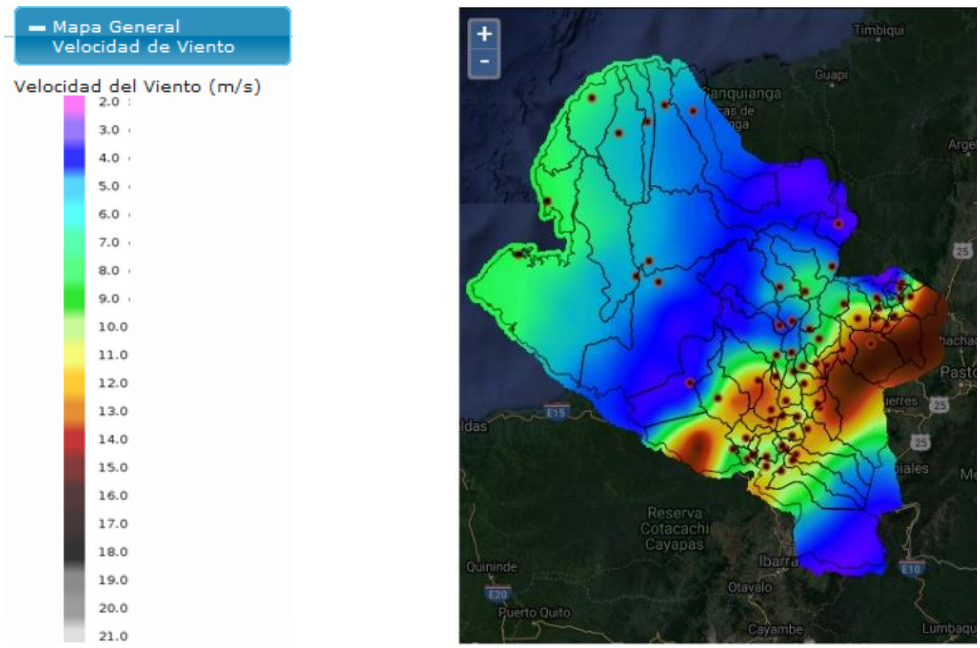
Figura 2-1: Representación del viento 10 m/s y 45° NE



Fuente: *Presente investigación*

Los datos del viento se tratan estadísticamente para determinar la distribución por frecuencia de las velocidades y por rumbos de la dirección, por lo tanto, para la implementación de aerogeneradores es necesario conocer el comportamiento del recurso eólico en la zona y así determinar la energía que es capaz de entregar el viento [19]. Por lo anterior se utiliza información suministrada por la base de datos de la universidad de Nariño - GEOALTENAR .[3]

Figura 2-2: Mapa de viento UDENAR – Departamento de Nariño [3]



Fuente: *Universidad de Nariño*

Donde se observa la velocidad del viento (m/s) en todo el territorio nariñense registrando valores de 2 a 21 m/s.

La velocidad del viento en el departamento de Nariño es de gran variabilidad, ya que es afectado por interacciones de diferentes sistemas atmosféricos quienes regulan las condiciones, por lo tanto, donde se tiene mayor velocidad del viento, se presentan mayores valores de densidad de energía, mientras que en ubicaciones donde la velocidad de este recurso es menor la densidad de energía se reduce.

Nariño presenta una geografía diversa y clima variado según las altitudes, lo que conlleva que la velocidad del viento en la zona varía según la altura, esta variación sigue aproximadamente una ecuación de tipo estadístico como la ley exponencial de Hellman, que al conocer una velocidad a una determinada altura es posible calcular la velocidad correspondiente a otras alturas. [37]

$$V_h = V_{10}(h\ /\ 10)^{\alpha} e^{-\left(\frac{1}{h}\right)^{k}} \qquad (2\text{-}1)$$

$\boldsymbol{V_h}$ es la velocidad del viento a la altura $\boldsymbol{h}$, $\boldsymbol{V_{10}}$ es la velocidad del viento en 10 mts de altura y **α** a es el exponente de le ecuación de Hellmann.

Tabla 2-1: Valores del exponente α – Ley exponencial de Hellmann.

Lugar	Valor α
Lugares llanos con hierva o hielo	0,08 - 0,12
Lugares llanos: mar o costa	0,34
Terrenos poco accidentados	0,13 - 0,16
Zona rustica	0,2
Terreno accidentados o bosques	0,20 - 0,26
Terreno muy accidentados y ciudades	0,25 - 0,40

Para análisis de la viabilidad como fuente de energía requiere conocer sus características las cuales deben atender aspectos como: análisis estadístico del viento como su velocidad y dirección, distribución temporal de la velocidad y de la dirección del viento, condiciones meteorológicas, perfil vertical de la velocidad del viendo y condiciones de turbulencias. [1]

2.1.1 Variaciones de la velocidad del viento

En un breve periodo de tiempo, el viento puede sufrir notables variaciones tanto de velocidad como de dirección, de las cuales se pueden detectar tendencias de variaciones cíclicas durante las estaciones del año a causa de los efectos de calentamiento o enfriamiento diurno y nocturno, la proximidad del mar o las condiciones orográficas que producen variaciones diariamente, de igual manera se generaran ráfagas que dependen por una parte de la velocidad instantánea del viento con respecto al viento promedio y la duración de la ráfaga en un determinado tiempo. [1][37] A partir del tratamiento estadístico de las medidas se definen las siguientes magnitudes. [1][26][38]

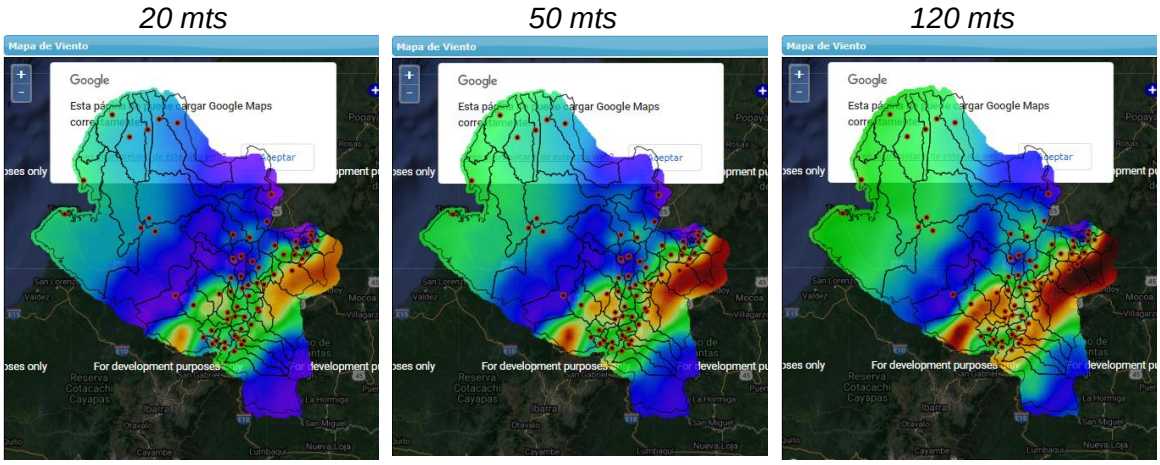
Velocidad media
$$\langle v \rangle = \frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N} v_i \tag{2-2}$$

Desviación estándar
$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N} (v_i - \langle v \rangle)^2} \tag{2-3}$$

Intensidad de la turbulencia $$I_t = \frac{\sigma}{\langle v \rangle}$$ (2-4)

Estas variaciones de la velocidad del viento son obtenidas por los aparatos de medida en las estaciones de monitoreo, en este caso la ubicada en la Universidad de Nariño con cercanía al sitio de estudio, y así poder utilizar en los diferentes cálculos que se llevarán a cabo, por lo tanto con los mapas energéticos de la plataforma Geoalternar de la Udenar los cuales representan un registro historico de cada una de las fuentes energéticas arrojando información de un promedio mensual y anual que permite observar el comportamiento del recurso del viento en la zona de estudio.

Figura 2-3: Mapa de viento UDENAR – Altura 20, 50 y 120 mts[3]

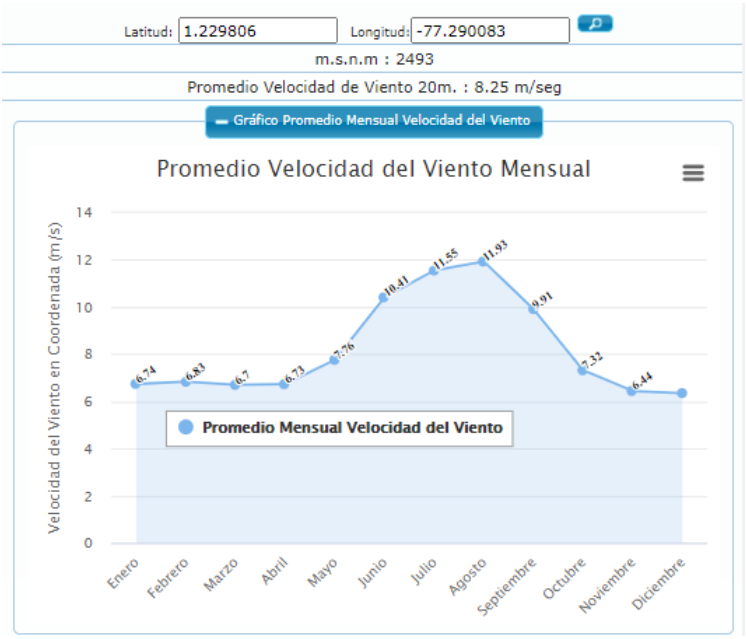


Fuente: *Universidad de Nariño*

La plataforma permite verificar el mapa energético a la altura de 20, 50 y 120 mts, en donde la variación de la densidad del aire y la variación de la velocidad del viento al alejarnos de la superficie terrestre se incrementa siendo así mejor el potencial eólico.

Tomando latitud y longitud del sitio de estudio se extrae la información de las respectivas gráficas para identificar el recurso eólico a una altura de 20 mts, obteniendo un promedio de 8,2 m/s anual. Los meses de junio, julio y agosto sobrepasan los 11 m/seg.

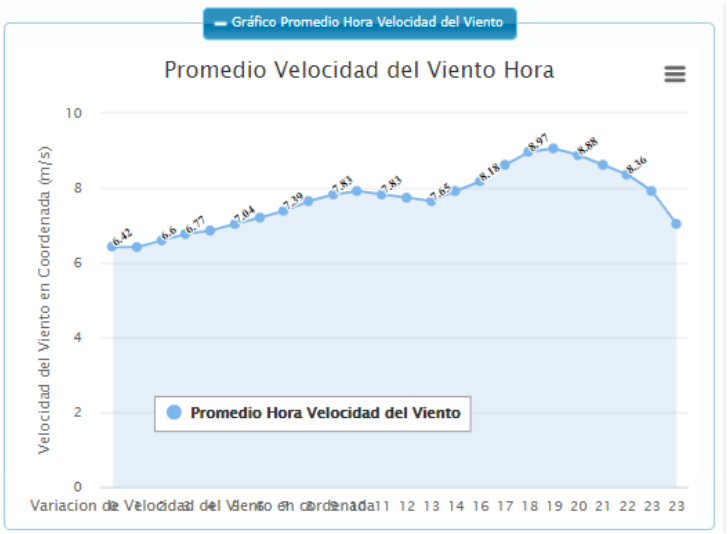
Figura 2-4: Promedio velocidad del viento 20 m – Mensual [3]



Fuente: *Universidad de Nariño*

En la siguiente figura se observa la velocidad media del viento durante un día, para así poder observar la tendencia horaria del viento durante todo el periodo estudiado, donde esta es menor en las horas de la mañana e incrementa significativamente a partir de la salida del sol, decaen durante la tarde entre las 11 y las 13 horas y alcanza su máxima velocidad entre las 18 y 20 horas.

Figura 2-5: Promedio velocidad del viento 20 m – Dia [3]

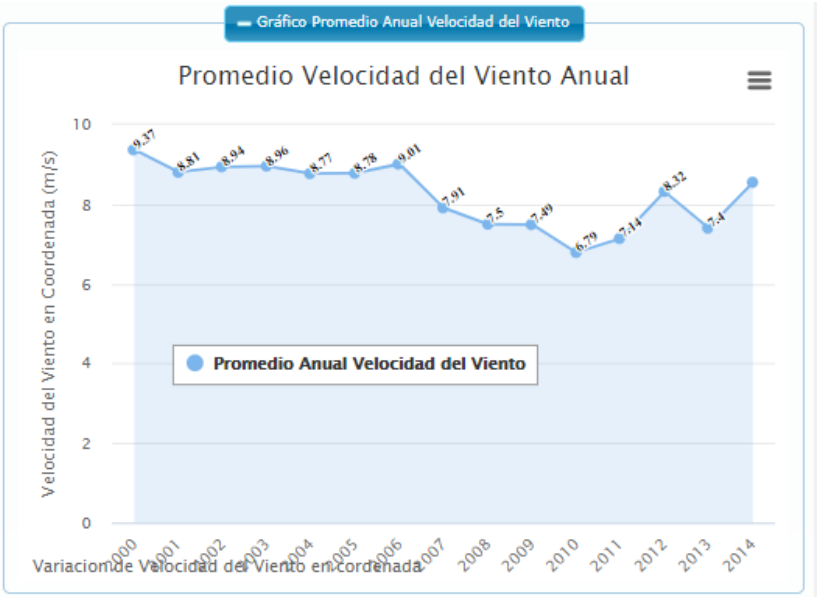


Fuente: Universidad de Nariño

En la siguiente gráfica se observa las características del viento, así mismo la velocidad es afectada por el tiempo en momentos del año, estos pueden variar en intervalos cortos de tiempo desde minutos, horas, días e incluso periodos más largos como los meses y los años, representando la velocidad promedio anual desde el año 2000 hasta el 2014.

Las variaciones del recurso eólico son de menor intensidad en el año 2010 y la de mayor en el año 2000, durante este periodo se obtiene una velocidad del viento promedio de 8 m/s, estando en la escala Beaufort de intensidad del viento entre los grados de 3 y 4 con una descripción de pequeña brisa – moderado en un rango de 3,5 - 8 m/s.

Figura 2-6: Promedio velocidad del viento 20 m – Anual [3]



Fuente: *Universidad de Nariño*

Las velocidades del viento a lo largo del tiempo se observan que en la mayoría los fuertes vendavales son raros, mientras que los vientos frescos y moderados son bastante comunes, durante los 14 años de monitoreo la velocidad promedio es de 8 m/s con una desviación estándar de 0,8 m/s.

Tabla 2-2: Velocidad promedio del viento anual 2000 - 2013 – Departamento de Nariño

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
m/s	9,37	8,81	8,94	8,96	8,77	8,78	9,81	7,91	7,5	7,49	6,79	7,14	8,32	7,4

Una definición importante para considerar en el estudio estadístico de los vientos de la zona es la de ráfaga, la cual depende por una parte de la velocidad instantánea del viento respecto al viento medio (promedio de un intervalo de 10 min.) y por otro a la duración de la propia ráfaga.

Si la velocidad instantánea sobrepasa en unos 5 u 8 m/s al valor del viento medio se le conoce entonces como ráfagas, de 8 a 15 m/s se habla de ráfagas fuertes y si la velocidad instantánea sobrepasa al viento medio en unos 15 m/s, son ráfagas violentas.[1]

2.1.2 Velocidad del viento

Mediante la base de datos obtenida en el estudio “Análisis de Oportunidades Energéticas con Fuentes Alternativas en el Departamento de Nariño 2015-2016” de la Universidad de Nariño, se analizó una serie históricas de los vientos de velocidad y dirección, registradas con una frecuencia de 1 hora entre cada muestra durante las 24 horas del día, a una altura de 50 mts durante el periodo del 1981 – 2014. [3] [2] se toma un año tipo (2014) en las coordenadas para el lugar de estudio, brindando un registro de 8.760 horas durante el año tipo.

Con el análisis de información se observa que los mayores valores medios de velocidad promedio de viento mensual se concentraron entre los meses de junio y agosto oscilando entre 13 m/s a 15 m/s. Los valores medios mínimos de la velocidad promedio de viento manual se observa entre los meses de enero y marzo, en un rango de 6,8 m/s a 7,2 m/s.

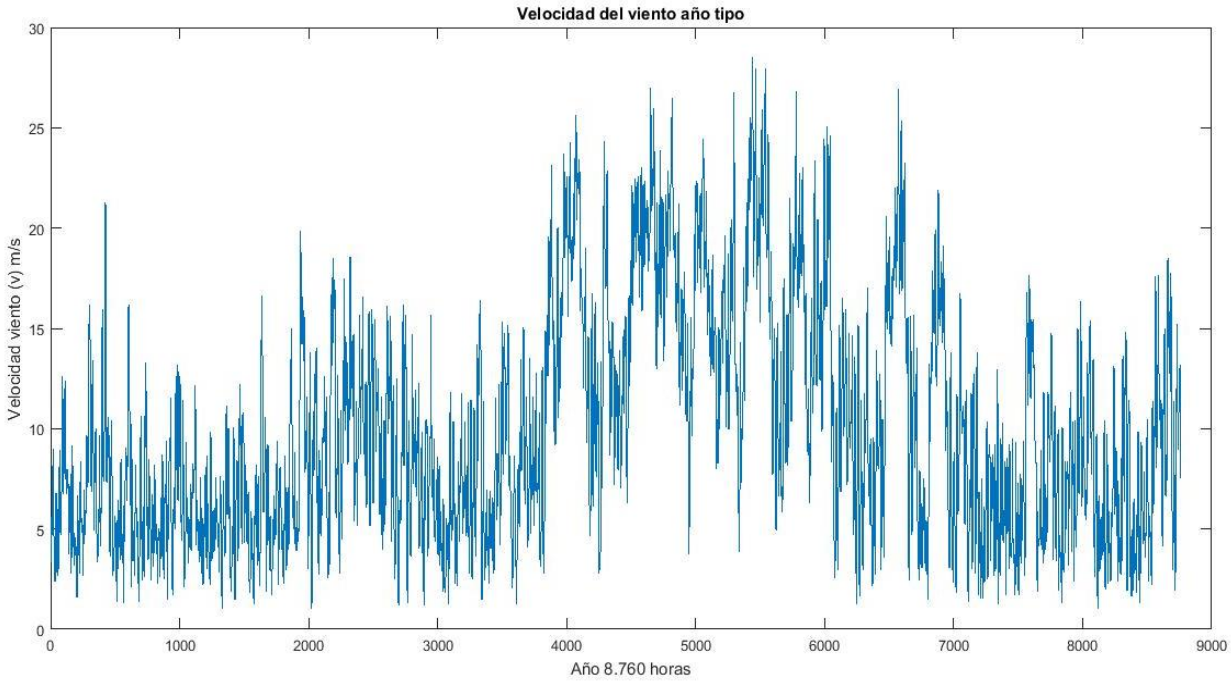
A lo largo del registro en noviembre y diciembre reduce la velocidad, estando por debajo de la velocidad promedio anual de 10 m/s

Tabla 2-3: Velocidad media lugar de estudio

Mes	En	Fe	Mz	Ab	My	Jn	Jul	Ag	Se	Oc	No	Di	Año
Velocidad (m/s)	6,8	5,8	7,2	9,9	6,9	13,4	17,2	15,9	11,7	10,1	7,6	8,0	10

El análisis se realiza con el fin de determinar qué cambios se presentan a lo largo de año, para ello se grafica en MatLab el periodo de enero a diciembre del año tipo para observar el comportamiento de la velocidad el viento y sus respectivas variaciones tomando como referencia los 8.760 datos y el promedio anual de 10 m/s.

Figura 2-7: Variación de viento anual – año tipo



Fuente: *Presente investigación*

2.2 Presentación de los datos de viento

Para conocer el monto de energía eólica requerida para el sitio de estudio e instalar la turbina eólica es necesario conocer la velocidad promedio como se analizó anteriormente con la base de datos meteorológica de la Universidad de Nariño, obtenido un grado de confianza puesto que el viento es variable durante el tiempo, en consecuencia, es necesario conocer la distribución de la velocidad del viento a través del tiempo.

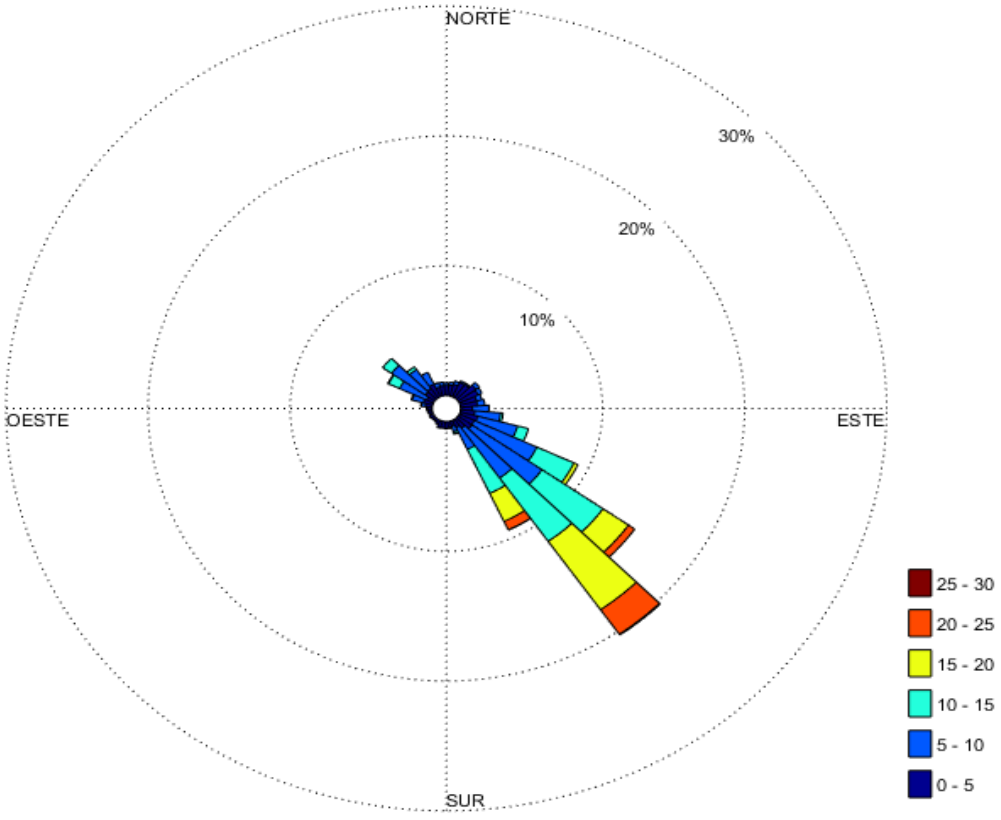
La distribución de la dirección del viento con frecuencia se presenta como una rosa de los vientos (un diagrama polar con la frecuencia de ocurrencia por dirección). Las rosas de los

vientos pueden representar cantidades tales como la velocidad promedio o el porcentaje de potencia disponible en cada dirección.

La distribución de la velocidad del viento es importante porque los sitios pueden tener idénticas velocidades promedio del viento, pero diferentes distribuciones y estas pueden resultar en un recurso eólico disponible sustancialmente diferente. [39][40]

Con la base datos 3TIER – Vaisala la dirección de viento predominante para el campus universitario es la dirección sureste como se observa en la siguiente figura, relacionando la velocidad y dirección del viento permitiendo representar las direcciones dominantes, brindando información para determinar la ubicación y orientación del aerogenerador y así obtener mayor aprovechamiento del recurso eólico.

Figura 2-8: Rosa de vientos - Udenar [3]



Fuente: *Universidad de Nariño*

2.3 Tratamiento estadístico del viento

Para calcular el potencial energético y la energía anual que un generador eólico es capaz de producir, la ley de distribución de la velocidad del viento es indispensable para este estudio. Esta ley proporciona información con respecto al comportamiento de las velocidades de un año medio o tipo, por tal motivo los valores de un año en particular podrían diferir de los cálculos a partir de la misma [21]. Es esencial señalar que la aplicación de la ley de distribución es para un lugar y una altura sobre el nivel del suelo específicos.

Estas herramientas permiten obtener información valiosa al describir y analizar la información concerniente a las velocidades de cada estación, además de permitir agrupar estos datos en clases, con las cuales pueden elaborarse técnicas gráficas como los histogramas de frecuencias que evidencian patrones existentes en un conjunto de datos. [1]

Con los datos históricos de varios años, se resume en un año tipo donde sus valores horarios de la velocidad son 8.760 horas, estos se agrupan en clases con sus límites superiores e inferiores definiendo los intervalos, determinado la frecuencia de clase.
Mediante la siguiente tabla se define la cantidad de intervalos a realizar con respecto al número de datos obtenidos durante las 24 horas de los 365 días del año.

Tabla 2-4: Número de clases en función de número de datos [1]

Números de datos (N)	< 50	50 - 100	100 -250	> 250	Orientativamente
Números de datos (N_c)	5 - 7	6 - 10	7 - 12	10 - 20	$N_c \approx 1 + 3.3\, log_{10}(N)$

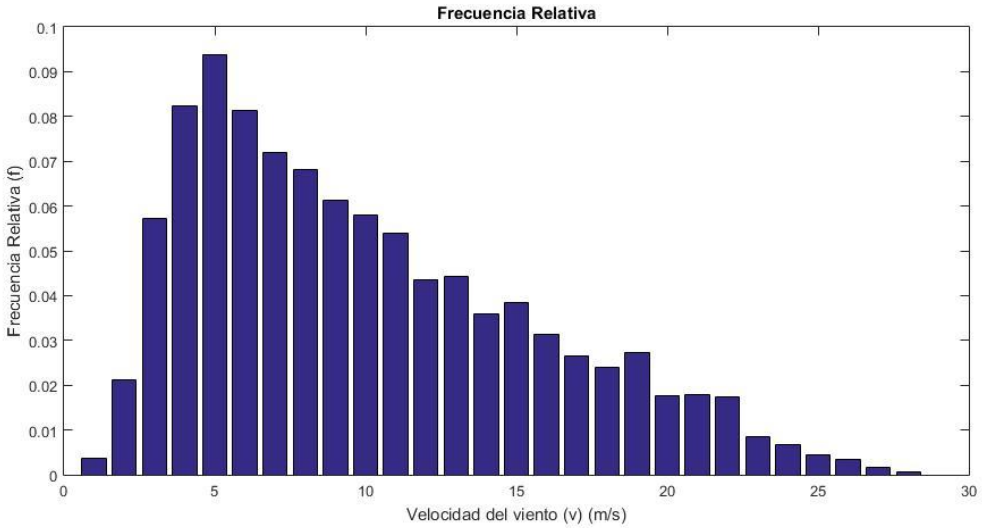
Con la herramienta de Matlab se depura la información para el año tipo y se realiza 14 intervalos con la velocidad del viento, elaborando una tabla con sus respectivas clases, frecuencias relativas, frecuencias acumuladas, la velocidad media, la mediana, la moda y la desviación típica.

Tabla 2-5: Tratamiento estadístico de los datos de la velocidad del viento

Datos			Cálculos			
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencias relativas acumulada	Productos	
	v_i (m/s)	n_i (horas)	$f_i = n_i/N$	F_i	$f_i v_i$	$f_i {v_i}^2$
0 ≤ v ≤ 2,5	1	216	0,025	0,025	0,031	0,039
2,5 < v ≤ 4,5	4	1.221	0,139	0,164	0,488	1,707
4,5 < v ≤ 6,5	6	1.533	0,175	0,339	0,963	5,294
6,5 < v ≤ 8,5	8	1.224	0,140	0,479	1,048	7,860
8,5 < v ≤ 10,5	10	1.044	0,119	0,598	1,132	10,756
10,5 < v ≤ 12,5	12	852	0,097	0,695	1,118	12,863
12,5 < v ≤ 14,5	14	703	0,080	0,775	1,083	14,626
14,5 < v ≤ 16,5	16	612	0,070	0,845	1,083	16,785
16,5 < v ≤ 18,5	18	440	0,050	0,896	0,879	15,382
18,5 < v ≤ 20,5	20	392	0,045	0,940	0,873	17,016
20,5 < v ≤ 22,5	22	306	0,035	0,975	0,751	16,147
22,5 < v ≤ 24,5	24	131	0,015	0,990	0,351	8,259
24,5 < v ≤ 26,5	26	67	0,008	0,998	0,195	4,973
26,5 < v ≤ 28,5	28	19	0,002	1	0,060	1,64
TOTAL		8.760	1		10,05	133
Resultados						
Horas totales N= 8760 h	Velocidad media anual		Mediana	Moda	Desviación típica	
	$\langle \mathrm{V} \rangle = 10\ \mathrm{m/s}$		$\tilde{\mathrm{v}} = 4{,}4\ \mathrm{m/s}$	$V_m = 4{,}5\ \mathrm{m/s}$	$\sigma = 5{,}7\ \mathrm{m/s}$	

Al representar las frecuencias relativas en una gráfica permite esbozar la ley o función de distribución continua de probabilidad a partir de la forma que adopta el polígono de frecuencias[1]. El histograma obtenido de frecuencias de velocidad del viento presenta un aspecto similar a la forma que de una distribución de Weibull.

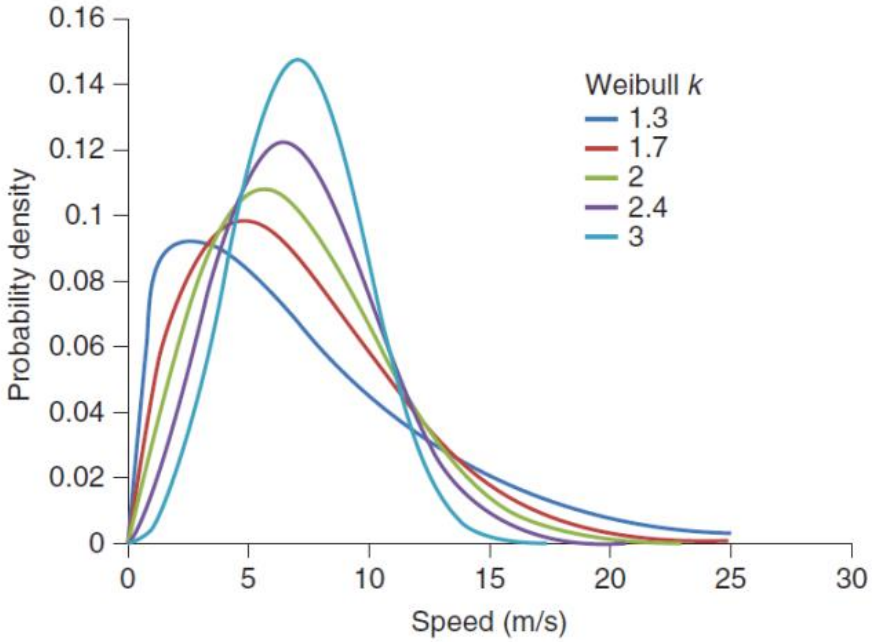
Figura 2-9: Frecuencias relativas – Velocidad horaria



Fuente: *Presente investigación*

En la siguiente figura muestra las curvas de densidad de probabilidad de Weibull para varios valores de ***k*** los cuales varían de 1 a 3.5 [41]. Comparando el histograma generado en el año tipo, ***k*** está en un rango de entre 1.7 y menor a 2.

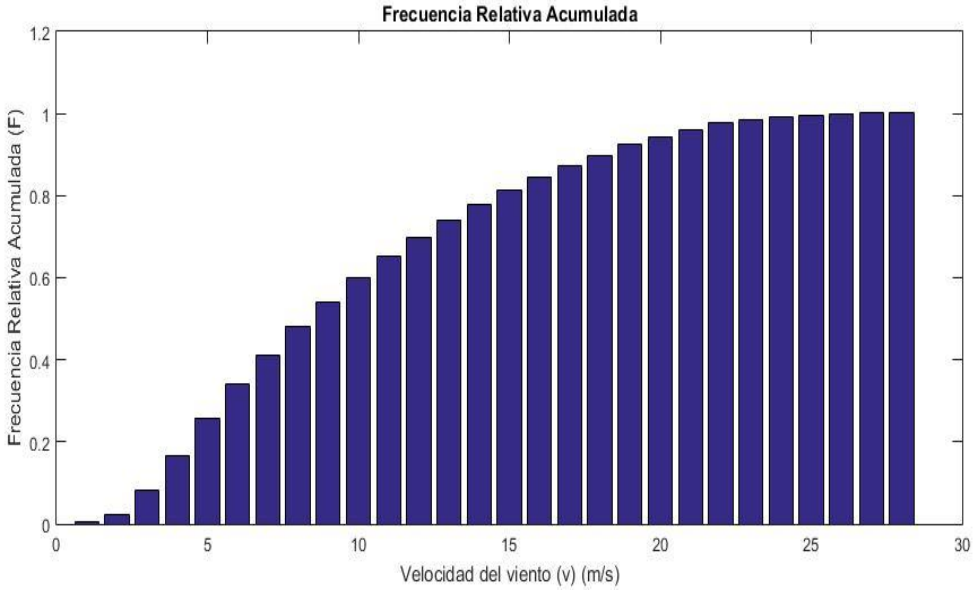
Figura 2-10: Probabilidad de la velocidad del viento - Ley Weibull [41]



Fuente: *Universidad Pública de Navarra*

La frecuencia relativa acumulada (menor igual que) indica la proporción de datos respecto al total que se ha reportado sumando las frecuencias relativas[26][1]. Se grafica en MatLab los datos acumulados observando de menor a mayor velocidad los intervalos de cada clase del año tipo.

Figura 2-11: Frecuencias relativa acumulada



Fuente: *Presente investigación*

2.3.1 Distribución Weibull

Las variaciones en la velocidad del viento durante el año se caracterizan mediante una distribución de probabilidad, con la información obtenida anteriormente se observa que la distribución se acopla a la de Weibull y se ha comprobado que esta distribución representa con bastante fiabilidad la variación en la velocidad media horaria del viento durante un año en gran variedad de emplazamientos típicos, donde $p(v)$ es la función de densidad de probabilidad de Weibull, v velocidad del viento, c es el parámetro de escala de la función de Weibull y k es el parámetro de forma de la función de Weibull.[1][26][42]

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

La probabilidad que la velocidad del viento sea menor o igual a un cierto valor v, viene dada por distribución acumulada *F.* [1][26]

$$F(v) \;=\; 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^{k}} \tag{2-5}$$

2.3.2 Cálculo de parámetros de Weibull

Los parámetros c y k pueden determinarse por un ajuste de mínimos cuadrados a través de la distribución acumulada $F(v)$. Aplicando dos veces logaritmo neperiano a la expresión anterior se tiene:

$$ln\big(1 - F(v)\big) = -\left(\frac{v}{c}\right)^{k} \;\; ; \;\; ln\left[-ln\big(1 - F(v)\big)\right] = k\; lnv - \; k\; lnc \tag{2-6}$$

Se procede al ajuste por mínimos cuadrados a la recta $y = kx + B$, en donde:

$$y = ln\left[-ln(1 - F)\right] \quad ; \quad x = lnx \quad ; \quad B = -klnc \tag{2-7}$$

Calcula la recta por mínimos cuadrados, su pendiente proporciona el valor de ***k*** y el valor de ***c*** se obtiene a partir de la expresión.

$$c = e^{-\left(\frac{B}{k}\right)} \tag{2-8}$$

Aplicando el método de ajuste por mínimos cuadrados se desea determinar los parámetros de Weibull de la función densidad de probabilidad con respecto a las velocidades horaria del viento.[1][43]

$$A = \frac{\sum f_i x_i y_i - (\sum f_i x_i)(\sum f_i y_i)}{\sum f_i {x_i}^2 - \; (\sum f_i x_i)^2} \quad ; \quad B = \sum f_i y_i - A \sum f_i x_i \tag{2-9}$$

Para calcular la probabilidad de Weibull se determinaron los parámetros de forma y escala obtenidos por medio del análisis de regresión lineal entre los valores de la variable y su

probabilidad acumulativa, utilizando la transformada logarítmica y el método de mínimos cuadrados, en la siguiente tabla se resume las operaciones realizadas obteniendo los valores de ***k*** y ***c.***

Tabla 2-6: Determinación de los parámetros de Weibull por mínimos cuadrados

Datos			Cálculos					
			(Y_i)	(X_i)	Productos			
$V_i(m/s)$	Frecuencia relativa f_i	Frecuencia relativa acumulada F_i	$ln\,(-ln\,(1-F)_i$	$\ln V_i$	$f_i\,x_i$	$f_i\,{x_i}^2$	$f_i\,y_i$	$f_i\,x_i\,y_i$
2,5	0,025	0,025	-3,6902	0,9163	0,0226	0,0207	-0,0910	-0,0834
4,5	0,139	0,164	-1,7194	1,5041	0,2096	0,3153	-0,2397	-0,3605
6,5	0,175	0,339	-0,8817	1,8718	0,3276	0,6131	-0,1543	-0,2888
8,5	0,140	0,479	-0,4284	2,1401	0,2990	0,6399	-0,0599	-0,1281
10,5	0,119	0,598	-0,0930	2,3514	0,2802	0,6589	-0,0111	-0,0261
12,5	0,097	0,695	0,1724	2,5257	0,2457	0,6205	0,0168	0,0423
14,5	0,080	0,775	0,4012	2,6741	0,2146	0,5739	0,0322	0,0861
16,5	0,070	0,845	0,6240	2,8034	0,1959	0,5490	0,0436	0,1222
18,5	0,050	0,896	0,8149	2,9178	0,1466	0,4276	0,0409	0,1194
20,5	0,045	0,940	1,0362	3,0204	0,1352	0,4082	0,0464	0,1400
22,5	0,035	0,975	1,3078	3,1135	0,1088	0,3386	0,0457	0,1422
24,5	0,015	0,990	1,5312	3,1987	0,0478	0,1530	0,0229	0,0732
26,5	0,008	0,998	1,8138	3,2771	0,0251	0,0821	0,0139	0,0455
28,5	0,002	1	---------	---------	---------	---------	---------	---------
Total	1				2,2585	5,4010	-0,2936	-0,1157
Resultado de ajuste por mínimos cuadrados								
A	1,8243	A = *K*	1,82	B	-4,4138	$c = e^{-(B/A)}$		11,24

A continuación, se realiza 28 intervalos para la velocidad del viento con sus respetivas clases y así encontrar la densidad de probabilidad de Weibull y la distribución acumulada, con los parámetros de forma (***k***) y escala (***c***).

$$p(v) = \frac{k}{11{,}24}\left(\frac{0{,}5}{11{,}24}\right)^{1{,}82-1} e^{-\left(\frac{0{,}5}{11{,}24}\right)^{1{,}82}} = 0{,}0126 \quad ; \quad F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{0{,}5}{11{,}24}\right)^{k}} = 0{,}012$$

$$p(v) = \frac{k}{11{,}24}\left(\frac{1{,}5}{11{,}24}\right)^{1{,}82-1} e^{-\left(\frac{1{,}5}{11{,}24}\right)^{1{,}82}} = 0{,}0303$$

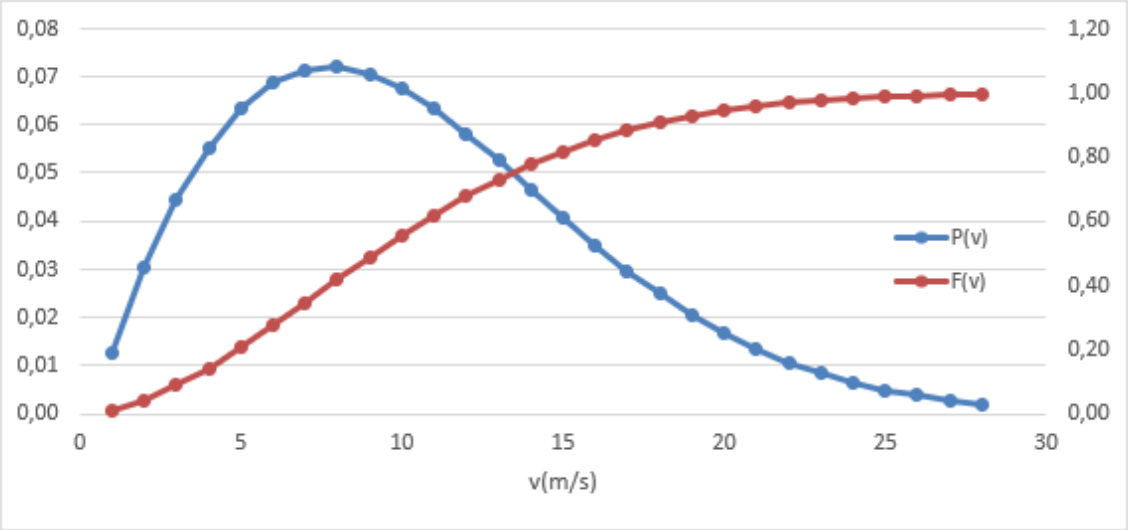
Se desarrolla a todos los intervalos para obtener los valores de la distribución de Weibull, como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 2-7: Valores de la distribución de Weibull $P(v)$ $F(v)$

Intervalo de velocidades	Velocidad $v(m/s)$	$P(v)$	$F(v)$	Intervalo de velocidades	Velocidad $v(m/s)$	$P(v)$	$F(v)$
0 - 1	0,5	0,0126	0,012	14 - 15	14,5	0,0407	0,817
1 - 2	1,5	0,0303	0,042	15 - 16	15,5	0,0350	0,852
2 - 3	2,5	0,0442	0,087	16 - 17	16,5	0,0297	0,881
3 - 4	3,5	0,0552	0,142	17 - 18	17,5	0,0248	0,906
4 - 5	4,5	0,0633	0,205	18 - 19	18,5	0,0205	0,92
5 - 6	5,5	0,0686	0,274	19 - 20	19,5	0,0167	0,94
6 - 7	6,5	0,0714	0,345	20 - 21	20,5	0,0134	0,95
7 - 8	7,5	0,0720	0,417	21 - 22	21,5	0,0106	0,96
8 - 9	8,5	0,0706	0,488	22 - 23	22,5	0,0083	0,97
9 - 10	9,5	0,0676	0,555	23 - 24	23,5	0,0065	0,98
10 - 11	10,5	0,0633	0,619	24 - 25	24,5	0,0049	0,98
11 - 12	11,5	0,0582	0,677	25 - 26	25,5	0,0037	0,99
12 - 13	12,5	0,0525	0,729	26 - 27	26,5	0,0028	0,99
13 - 14	13,5	0,0466	0,776	27 - 28	27,5	0,002	1,00

La distribución de probabilidad del área bajo la curva vale 1, puesto que la probabilidad que el viento sople a cualquier velocidad debe ser del 100 % [37]. En la figura se observa que la mitad del área está a la izquierda de la línea vertical a 10 m/s que equivale a la media de la distribución, lo que significa que la mitad del tiempo soplara a menos de 10 m/s y la otra mitad a más de 10 m/s.

Figura 2-12: Distribución de velocidades y acumuladas



Fuente: *Presente investigación*

2.3.3 Parámetros de interés para cálculos energéticos

Un parámetro importante es la media anual del cubo de las velocidades $\langle v^3 \rangle$, que no debe confundirse con el cubo de la medida anual $\langle v \rangle^3$, mediante esta relación de puede obtener el factor de energía o también llamado factor de potencia eólica F_e. [1]

$$F_e = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v \rangle^3} = \frac{c^3 \boldsymbol{\Gamma}\left(1+\frac{3}{k}\right)}{\boldsymbol{\Gamma}^3\left(1+\frac{1}{k}\right)} \tag{2-10}$$

donde $\boldsymbol{\Gamma}$ es la función gamma y está definida por:[26]

$$\Gamma(x) = \int_0^\infty t^{x-1} dt \quad x > 0 \; ; \; \Gamma(x+1) = x\Gamma(x) \tag{2-11}$$

Con los parámetros de Weibull obtenidos anteriormente k = 1,8 (parámetro de forma) y c = 11,21 (parámetro de escala) y la velocidad media anual de 10 m/s, se halla el factor de potencia eólica (energy pattern factor).

Tabla 2-8: Valores de la función gamma $\Gamma(x)$.[1][26]

x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$
1,00	1,00000	1,40	0,88726	2,00	1,0000	2,40	1,2422
1,05	0,97350	1,45	0,88566	2,05	1,0222	2,45	1,2842
1,10	0,95135	1,50	0,88623	2,10	1,0465	2,50	1,3293
1,15	0,93304	1,70	0,90864	2,15	1,0730	2,55	1,3777
1,20	0,91817	1,75	0,91906	2,20	1,1018	2,60	1,4296
1,25	0,90640	1,80	0,93138	2,25	1,1330	***2,65***	***1,4852***
1,30	0,89747	1,85	0,94561	2,30	1,6671	2,70	1,5447
1,35	0,89115	1,90	0,96177	2,35	1,2031	2,75	1,6084

$$\langle v^3 \rangle = c^3 \boldsymbol{\Gamma}\left(1+\frac{3}{k}\right) = (11{,}24)^3 \boldsymbol{\Gamma}\left(1+\frac{3}{1{,}8}\right) = (1420)(\boldsymbol{\Gamma}\, 2{,}65) = (1420)(1{,}4852) = 2109$$

$$\langle v \rangle^3 = 1000$$

$$F_e = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v \rangle^3} = \frac{2109}{1000} = 2{,}109$$

3. Capítulo 3. Potencial energético del viento

3.1 Caracterización del potencial energético

Para un buen rendimiento de un aerogenerador es necesario hacer el estudio previo del emplazamiento, especialmente conocer la ubicación y determinar las condiciones ambientales, como una de ella es la velocidad y dirección del viento donde ya se caracterizó anteriormente, además de esta, se debe considerar la densidad del aire, temperatura y su respectiva altura sobre el nivel de mar, por ello es necesario realizar los siguientes cálculos:

El caudal másico de aire (m) de densidad (p) que fluye con velocidad (v) a través de una superficie de área (A) pertenece a la dirección del flujo es.[44]

$$m = pAv \tag{3-1}$$

La potencia disponible P_d del caudal de aire que atraviesa dicha sección es:

$$P_d = \frac{1}{2}\, mv^2 = \frac{1}{2}\, pAv^3 \;\; ; \;\; \left[\frac{w}{m^2}\right] \tag{3-2}$$

Para determinar el potencial eólico en una zona, se tiene en cuenta factores importantes como la densidad del aire. En el frio la densidad es mayor que en un lugar más caliente, similarmente sucede que la densidad es de mayor potencial en un lugar situado a nivel del mar que, en un lugar de mayor altitud, dado que la densidad del aire disminuye con la altura. [1]

$$p = 1{,}225\left(\frac{288}{t+273}\right)e^{-\left(\frac{h}{8435}\right)};\ \left[\frac{Kg}{m^3}\right] \quad (3\text{-}3)$$

Donde es p la densidad del aire (Kg/m³), t es la temperatura en grados centígrados (c°) y h es la altura sobre el nivel del mar (m)

Para establecer la densidad del aire se puede obtener mediante métodos directos o indirectos. Indirectamente se obtendría al medir la masa y el volumen por separado y posteriormente se calcula la densidad. Adicionalmente, puede determinarse de forma directa conociendo los parámetros como temperatura, altura sobre el nivel del mar. [15]

El lugar de estudio se encuentra a una altura 2.493 sobre el nivel del mar, con una temperatura promedio de 14° centígrados. [45]

$$p = 1{,}225\left(\frac{288}{14+273}\right)e^{-\left(\frac{2493}{8435}\right)};\ \left[\frac{Kg}{m^3}\right]$$

$$p = 0{,}915\left[\frac{Kg}{m^3}\right]$$

Para el lugar de estudio se tiene una densidad del aire de 0.915 (kg/m³).

$$\frac{\langle P_d\rangle}{A} = \frac{1}{2}p\int_0^\infty v^3 p(v)dv = \frac{1}{2}p\,\langle v\rangle^3 = \frac{1}{2}\,p\,F_e\langle v\rangle^3 \quad (3\text{-}4)$$

Con información recolectada anteriormente como factor de potencia eólica F_e el cual es de 2,07 y el promedio del viento anual de 10 m/s, se procede a encontrar la potencia disponible

$$\frac{\langle P_d\rangle}{A} = \frac{1}{2}\,p\,F_e\langle v\rangle^3 = \frac{1}{2}\,(0{,}915)(2{,}109)(10^3) = 964{,}6\ W/m^2$$

v^* representa la velocidad eficaz, es lo que debería tener el viento durante el año de forma constante donde se puede obtener mediante la siguiente relación.

$$v^* = \langle v \rangle F_e^{\frac{1}{3}} \tag{3-5}$$

Realizando la sustitución se obtiene la velocidad eficaz, que sería la adecuada si es constante durante todo año.

$$v^* = 10\frac{m}{s} * 2{,}109^{\frac{1}{3}} = 12{,}82\ m/s$$

Con la velocidad eficaz se puede calcular el potencial eólico para el año, donde se observa que el valor coincide con el valor anteriormente calculado.

$$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = \frac{1}{2}\ p\ v^{*3} = \frac{1}{2}\ (0{,}915)(12{,}82^3) = 964{,}6\ W/m^2$$

De la información tomada de la base de datos a una altura de 50 mts, se obtuvo una velocidad media de 10 m/s y una densidad de potencia eólica de 964 W/m² sin aun tomar el área de barrido de un aerogenerador.

3.1.1 Densidad de energía eólica disponible

La densidad de energía eólica disponible es el total del viento por unidad de área perpendicular a su dirección durante un tiempo T determinado.[1]

$$\frac{\langle E_d \rangle}{A} = \frac{\langle P_d \rangle}{A}\ T \tag{3-6}$$

Para este caso el año tipo serian 8760 horas y se calcula:

$$\frac{\langle E_d \rangle}{A} = \frac{1}{2}\ p\ F_e \langle v \rangle^3\ T = 964{,}6\frac{W}{m^2} * 8760 = 8.449\ kW/m^2$$

El valor obtenido equivale a la energía máxima que se podría extraer del viento con un rotor de 1 m² si toda la energía cinética del flujo eólico se transforma en energía mecánica útil.

Con los datos estadísticos de frecuencias f_i y velocidades v_i también se puede calcular la densidad de energía eólica disponible, pero difiere de un 0,4% ya que los datos obtenidos son directamente de los datos experimentales.

$$\frac{\langle E_d \rangle}{A} = \frac{1}{2} Tp \sum f_i {v_i}^2 \quad (3\text{-}7)$$

Tabla 3-1: Potencial eólico disponible - frecuencia relativa

Datos			Cálculos			
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Densidad potencia eólica disponible		
	v_i (m/s	n_i (horas)	$f_i = n_i/N$	$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2}pv^3$	$\frac{P_d}{A} f_i$	Frecuencias relativas
0 ≤ v ≤ 2,5	1	216	0,025	0,89	0,022	0,000023
2,5 < v ≤ 4,5	4	1.221	0,139	19,62	2,734	0,002824
4,5 < v ≤ 6,5	6	1.533	0,175	76,12	13,320	0,013760
6,5 < v ≤ 8,5	8	1.224	0,140	193,01	26,968	0,027858
8,5 < v ≤ 10,5	10	1.044	0,119	392,25	46,747	0,048290
10,5 < v ≤ 12,5	12	852	0,097	695,80	67,674	0,069907
12,5 < v ≤ 14,5	14	703	0,080	1125,62	90,332	0,093314
14,5 < v ≤ 16,5	16	612	0,070	1703,67	119,024	0,122952
16,5 < v ≤ 18,5	18	440	0,050	2451,91	123,156	0,127220
18,5 < v ≤ 20,5	20	392	0,045	3392,31	151,802	0,156811
20,5 < v ≤ 22,5	22	306	0,035	4546,81	158,827	0,164068
22,5 < v ≤ 24,5	24	131	0,015	5937,38	88,790	0,091720
24,5 < v ≤ 26,5	26	67	0,008	7585,98	58,021	0,059935
26,5 < v ≤ 28,5	28	19	0,002	9514,57	20,637	0,021318
TOTAL		8.760	1		968	1
Resultados	Densidad media de potencial eólico disponible				$\langle Pd \rangle / A = 968\ W/m^2$	
	Densidad media de potencial eólico disponible anual				$\langle Ed \rangle / A = 8.479\ kW/m^2$	

3.2 Clasificación de aerogeneradores

Al seleccionar el aerogenerador depende del tipo del régimen de viento del lugar o la zona por lo tanto la comisión electrónica internacional (IEC) según la norma 61400-1 clasifica

los aerogeneradores, donde establece los requisitos mínimos de seguridad para turbinas eólicas como lo indica la siguiente tabla.[46]

Tabla 3-2: Clase de aerogeneradores (IEC-61400-1)[1]

Parámetros		Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV	Clase S
V_{ref} (m/s)		50	42,5	37,5	30	Valores para especificar del proyectista
$\langle v \rangle$ (m/s)		10	8,5	7,6	6	
A) Alta turbulencia	I_{t15} (+)	0,18	0,18	0,18	0,18	
	a (-)	2,0	2,0	2,0	2,0	
B) Baja turbulencia	I^{t15} (-)	0,16	0,16	0,16	0,16	
	a (-)	3,0	3,0	3,0	3,0	

V_{ref} : Velocidad de referencia, es el valor máximo de la velocidad promedio.

$\langle v \rangle$: Velocidad media anual del viento a la altura del buje de la máquina.

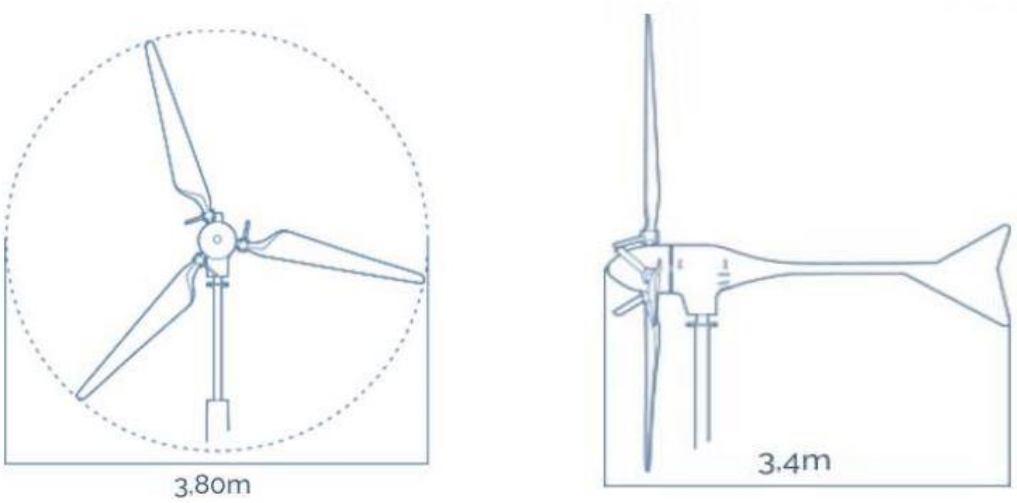
I_{t15}: Intensidad de turbulencia a 15 m.

a: Paramento de variación de la turbina (parámetro pendiente)

Las clases I a IV no alcanzan velocidades medias anual mayores de 10 m/s, los que superan estas velocidades se denomina clase O. [46]

Para la actual investigación se selecciona un aerogenerador de 3 palas marca ENAIR modelo 30Pro de rotor horizontal a barlovento, de clase I con respecto IEC (comisión electrónica internacional) con un rango de generación eficiente de 2 a 60 m/s y una velocidad nominal de 11 m/s donde la potencia obtenida se estabiliza. Su diseño es de fibra de vidrio con resinas y núcleo de poliuretano con una medida de largo de 3,4 metros y 3,80 metros de diámetro. [47]

Figura 3-1: Aerogenerador E30Pro – Enair [47]



Fuente: *Enair E30Pro*

3.3 Producción de energía eléctrica

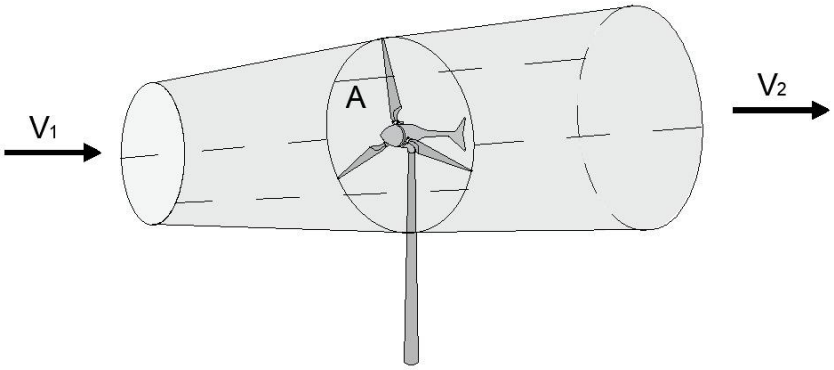
Para el cálculo final del potencial eólico es necesario el área de barrido del aerogenerador, el cual se lo obtiene en la ficha técnica del aerogenerador Enair E30Pro, este cuenta con un diámetro de 3,80 mts de giro de sus aspas. A es igual a π multiplicado por el radio a cuadrado de rotor $A = \pi r^2$;

Area de barrido	$A = \pi r^2 = \pi(1{,}9)^2 = 11{,}34\ m^2$
Potencial eólico disponible / A	$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = 964{,}6\ W/m^2$
Potencial eólico disponible	$\langle P_d \rangle = 964{,}6 \frac{W}{m^2} * 11{,}34\ m^2 = 10.939\ W \approx 10\ kW$

Como la velocidad del viento no es nula luego de atravesar la superficie de captación, no se aprovecha toda la energía cinética que entrega al rotor, está perdida de energía queda expresada por la Ley de Betz [37].

$$P_{max} = \frac{16}{27} P_d = 0{,}593\ P_d \quad (3\text{-}8)$$

Figura 3-2: Flujo de aire circulando a través del área *A* (Barrida por el rotor)



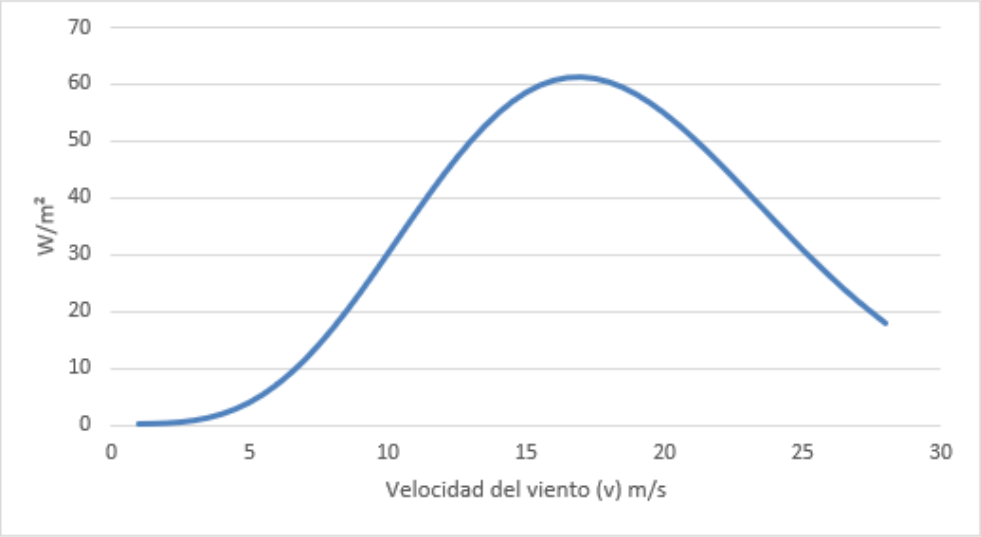
Fuente: *Presente investigación*

Betz expresa que “la máxima energía que puede extraerse de un flujo de aire con una turbina ideal es igual al 59,3 % de la energía cinética del flujo incidente” [1].

$$P_{max} = 0{,}593 * 10.939\ W = 6.486\ W \approx 6{,}4\ kW$$

El límite de Betz, establece que el c_p (coeficiente de potencia) es igual 0,593, en la práctica los aerogeneradores se sitúan en valores máximos de c_p de 0,5.[1][37]

Figura 3-3: Densidad de potencia



Fuente: *Presente investigación*

La turbina eólica no aprovecha la totalidad de la energía cinética que incide sobre el rotor, esta potencia antes de llevar a rotor se la conoce como potencia eólica disponible P_d la cual tiene una relación con la potencia en el eje del rotor P, donde se establece un rendimiento con respecto a la siguiente relación.

$$c_p = \frac{P}{P_d} = \frac{P}{\frac{1}{2} p v^3 A} \quad (3\text{-}9)$$

P : Potencia en el eje del rotor del generador (W)

A : Area barrida del rotor del generador (m²)

p: Densidad del aire en las condiciones de presión y temperatura del viento (Kg/m³)

v: Velocidad del viento (m/s)

El Enair E30Pro cuenta con una potencia de 3000 W, y tomado la relación anterior se obtiene el coeficiente de potencia c_p para este generador.

$$C_p = \frac{P}{P_d} = \frac{3000\ W}{10\ kW} = 0{,}3$$

3.3.1 Esquema del sistema de generación eólica

El sistema de generación eólico adecuado para la sede Pasto de la Universidad Cooperativa de Colombia es un Enair 30Pro de 3 palas de configuración aislada de baja potencia Clase I (IEC), el cual inicia a generar con una velocidad de viento de 2 m/s, cumpliendo las especificaciones técnicas del fabricante de acuerdo, con el potencial eólico y el consumo energético que se debe suplir.

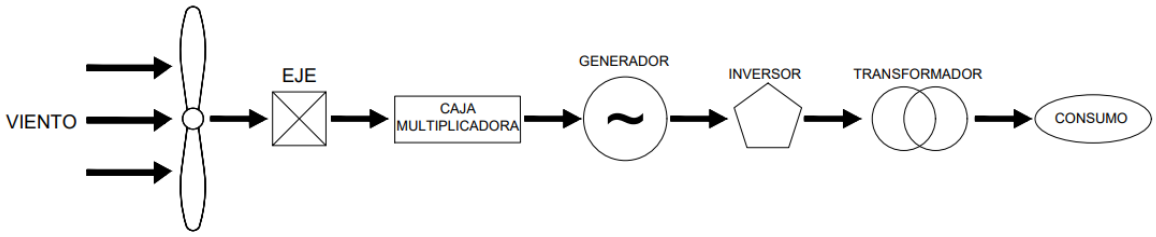
Su generador mantiene en su totalidad los conductores de cobre dentro del campo magnético conformado por 20 polos e imanes de neodimio N50, siendo así de conexión directa. El modelo es funcional para redes monofásicas y trifásicas a 110V/220V/380V (50/60Hz).

El sistema eólico está compuesto por:

- Freno Eléctrico: Interrumpe el funcionamiento de la turbina a velocidades superiores a los 14 m/s.
- Resistencias: En este dispositivo se disipa la potencia extra que no será utilizada para cargar baterías, además sirve para frenar el generador eólico cuando la velocidad del viento supera la velocidad de regulación de paso variable.
- Regulador Eólico: Se encarga de regular la potencia suministrada por el aerogenerador para la carga de baterías.

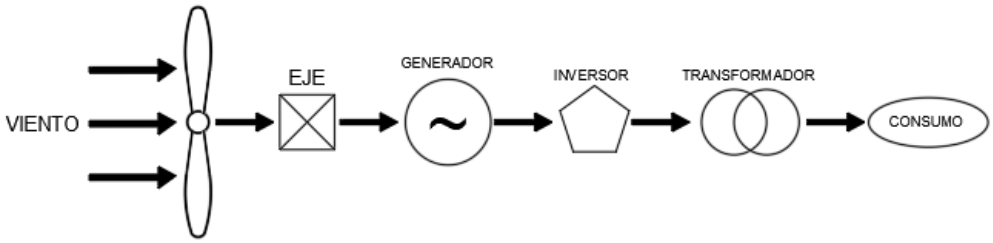
Para energizar la carga, utiliza un inversor el cual, convierte la tensión continua de la fuente de generación a tensión alterna requerida por la carga, cumpliendo con los requerimientos de tensión y frecuencia (Tensión 24/48/220 V).[47]

Figura 3-4: Esquema del aerogenerador – Caja multiplicadora



Fuente: *Presente investigación*

Figura 3-5: Esquema del aerogenerador – Conexión directa

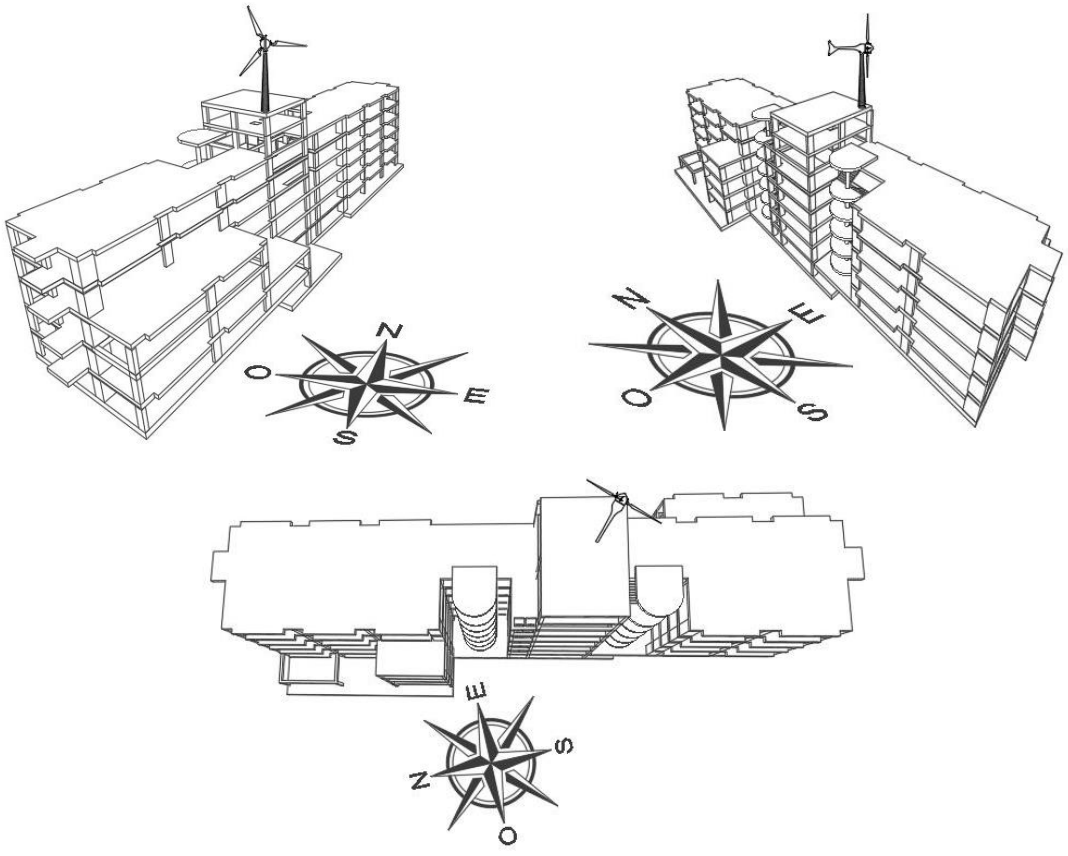


Fuente: *Presente investigación*

El generador eólico puede trabajar conjuntamente con un sistema fotovoltaico (paneles y reguladores solares) aprovechando el potencial solar y contribuir para suplir la demanda de energía, además tiene la opción de conexión a red.

Para la implementación e instalación del sistema de generación eólica, es necesario para mayor rendimiento, ubicar el aerogenerador E30Pro en la parte superior de bloque A de la Universidad Cooperativa sede Pasto, a una altura desde piso del bloque a 40 mts, al costado sur – este, ya que esta es la dirección domínate del viento como se la representó anteriormente en la rosa del viento (Figura 2-8)

Figura 3-6: Ubicación aerogenerador – UCC – Bloque A



Fuente: *Presente investigación*

4. Capítulo 4. Generadores

4.1 Aerogeneradores eléctricos

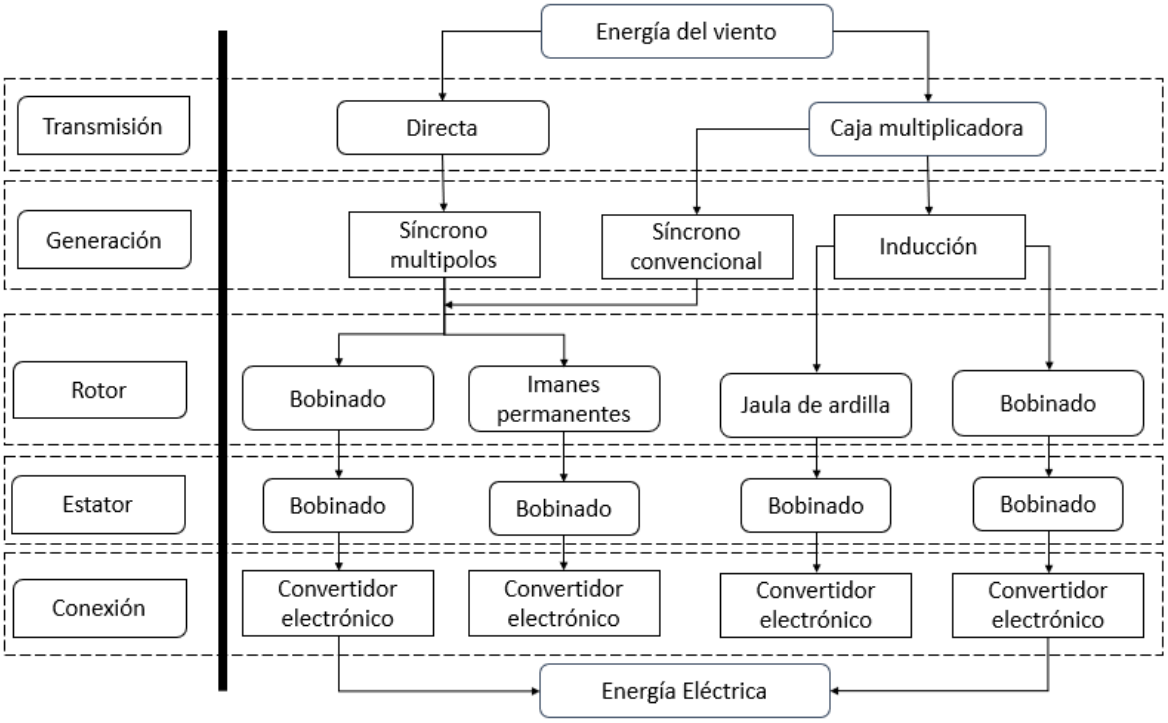
Como se analizó anteriormente la velocidad y dirección del viento, es fundamental para la generación eléctrica, pero la producción de esta depende de muchos factores del aerogenerador, el cual está encargado de convertir la energía mecánica a eléctrica, el sistema no solo está compuesto por el generador, ya que cuenta con diversos componentes para su funcionamiento. Actualmente se exigen aquellos cuya compatibilidad con la conexión a la red eléctrica sea la menos problemática y técnicamente factible.

La electrónica de potencia es la encargada de compatibilizar generadores de corriente alterna de variada calidad o de corriente continua mediante el empleo de inversores.

El sistema no está restringido sólo al generador, sino que son necesarios otros subsistemas para la distribución, conexión en red, monitorización y control de la energía, requiriendo una operación automática comparada con otras fuentes alternas de energía eléctrica.

Los generadores se clasifican en; asíncronos de jaula de ardilla con rotor bobinado y los síncronos que contienen bobinado de excitación y de imanes permanentes, ambos están conformados por una parte fija (estátor) y otra móvil (rotor) y la diferencia radica en que el rotor o el estátor trabajen como inductor o inducido.[1]

Figura 4-1: Conversión de energía eólica



Fuente: *Presente investigación*

4.2 Generador asíncrono

La máquina de inducción es bastante común en la implementación como motor que, como generador, pero con el surtimiento de la generación eólica se ha hecho más común la conexión a red con este tipo de generador, tanto en jaula de ardilla como de rotor devanado, donde se puede usarse en turbinas de velocidad fija como variable. [48] para este tipo de generador su principal característica es que la velocidad del rotor es diferente a la velocidad de giro del campo magnético rotatorio.

4.2.1 Generador de inducción en jaula de ardilla

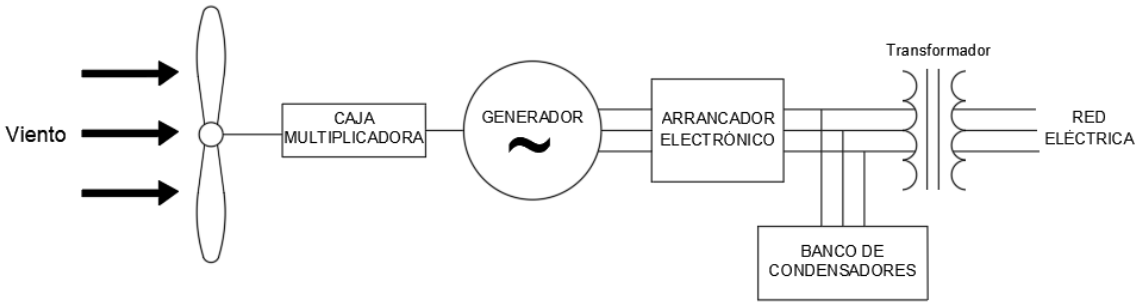
Se acciona por un rotor de giro constante y regulación pasiva por pérdida aerodinámica, para su generación el subsistema cuenta con una caja multiplicadora, este tipo consume potencia reactiva que absorbe de la red, donde es necesario la implementación de un banco de baterías para facilitar la regulación de reactiva. Para su arranque de deben

instalar componentes de electrónica de potencia para limitar las corrientes con un sistema de arranque suave. [1]

La potencia generada presenta variabilidad ya que no amortigua eficientemente las variaciones del viento provocando oscilaciones que afectan a la caja multiplicadora.

Es sistema es robusto, simple y de bajo costo, pero presenta dificultades en la regulación de tensión y frecuencia además que depende de la energía reactiva. Es factible la implantación de un sistema de velocidad variable con un convertidor de frecuencia para estabilizarla e inyectar a la red.[49]

Figura 4-2: Generador de inducción jaula de ardilla

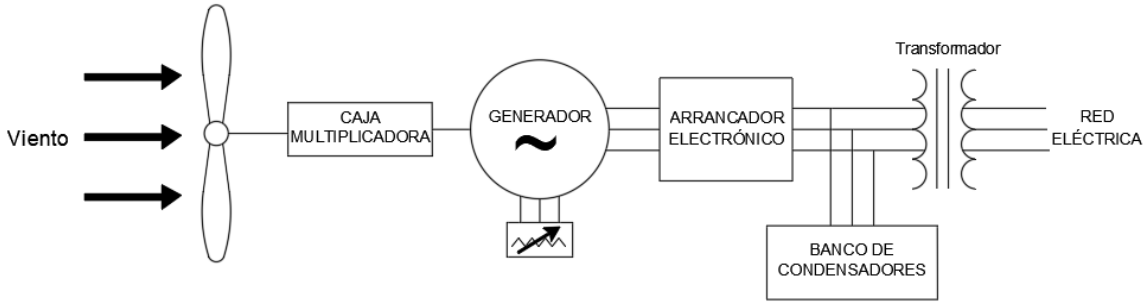


Fuente: *Presente investigación*

4.2.2 Generador de inducción con rotor devanado y resistencia variable

El sistema cuenta con una caja multiplicadora y su funcionamiento se atribuye a un rotor bobinado con una velocidad variable, el rotor del generador está conectado a una resistencia variable la cual permite controlar las corrientes del rotor ayudando a mantener la potencia contaste incluso si se tiene ráfagas de viento, el sistema debe contar con banco de condensadores para compensación de energía reactiva. [1]

Figura 4-3: Generador de inducción con rotor devanado y resistencia variables



Fuente: *Presente investigación*

4.2.3 Generador de inducción con rotor doblemente alimentado

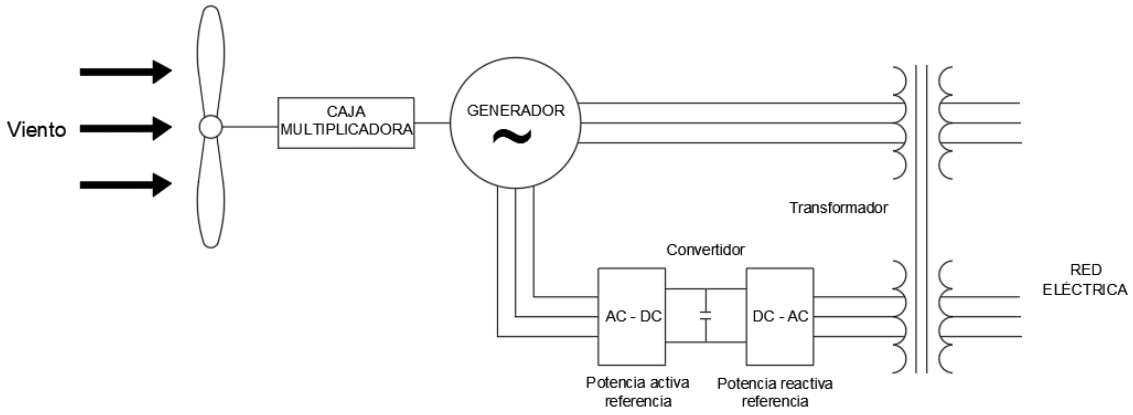
Con esta tecnología permite que el rotor eólico gire a velocidad variable, donde es necesario una caja multiplicadora que acopla el eje del rotor eólico al eje del rotor del generador.[49] Al ser variable permite disminuir los esfuerzos del sistema mecánico aprovechando eficazmente la energía del viento. [1]

El funcionamiento se basa en inyectar al rotor corrientes trifásica de amplitud, frecuencia y fase variables y el estator conectar a la red de frecuencia constante. [27]

Este diseño mejora considerablemente el funcionamiento, añadiendo al circuito del rotor un convertidor de potencia bidimensional pasando de alterna - continua y de continua – alterna y así tener control de la energía que se genera, construyendo una onda alterna mediante electrónica de potencia para inyectar a la red.

Este sistema aumenta el rango de operación, se podrá generar energía eléctrica cuando el rotor gire a una velocidad menor, es uno de los modelos más predominantes en el mercado y en turbinas de gran potencia, implementado en varios proyectos de gran escala por Siemens Gamesa.[11]

Figura 4-4: Generador de inducción con rotor doblemente alimentado



Fuente: *Presente investigación*

4.3 Generador síncrono

Los generadores de tracción directa no poseen caja multiplicadora para aumentar la velocidad del rotor eólico, tienen un sistema de transmisión directa entre el rotor y el generador, la estructura está conformada por un magneto en el rotor, este diseño tiene menos componentes y produce menos perdidas de energía mecánica.[48]

4.3.1 Generador síncrono con excitación convencional

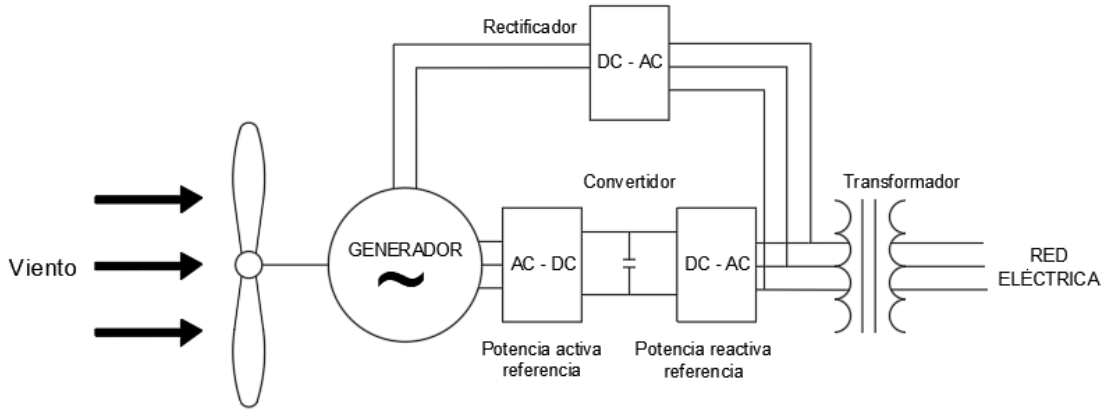
Su funcionamiento es mediante un rotor de velocidad variable y puede acoplase directamente al sistema mecánico sin caja multiplicadora a diferencia de los anteriores aerogeneradores, el rotor en sus devanados es alimentado por una fuente de corriente continua que esta a su vez puede ser externa o un pequeño generador de corriente continua accionado por el mismo eje del rotor llamándose así auto excitado, al no utilizar la caja multiplicadora es necesario incrementar el número de polos.[1] [27]

Como el sistema es a velocidad variable, entonces la tensión generada es a frecuencia variable y para la inyección a red debe ser constante, por lo que se incorpora un convertidor electrónico de frecuencia conformado por un rectificador y un inversor unidos por un enlace de corriente continua, permitiendo la inducción y convertir la tensión de alterna - continua y de continua – alterna para su inyección a la red eléctrica.

El sistema presenta un buen control de la energía reactiva por la excitación del generador y especialmente la regulación de frecuencia presenta menos problemas que los sistemas anteriores.

Es de mayor costo que los anteriores sistemas por el incremento de los polos y el sistema de electrónica de potencia y su rendimiento es más eficiente.

Figura 4-5: Generador síncrono con excitación convencional



Fuente: *Presente investigación*

4.3.2 Generador síncrono con imanes permanentes

Es muy similar al anterior sistema de generación síncrona y su diferencia radica en que se ha reemplazado el bobinado de excitación en el rotor, por un sistema formado de imanes permanentes que proveen un campo de excitación constante, donde se elimina la necesidad de anillos rozantes e implica la eliminación de las pérdidas en el cobre del rotor; con lo que desaparece la necesidad de refrigeración lo cual conlleva a un ahorro en mantenimiento y espacio en la góndola del aerogenerador. [1] [50] Al eliminar la excitación se puede llegar ahorrar un 20% de energía simplemente por usar imanes.

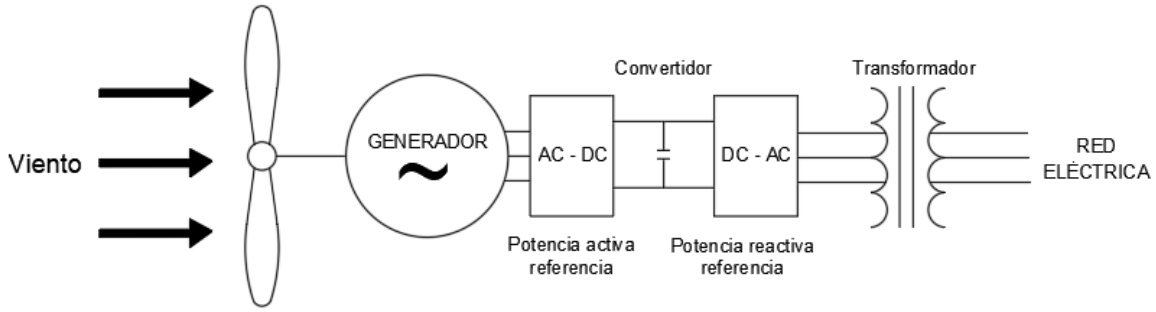
El sistema trabaja a velocidad variable y el control se realiza por cambio de frecuencia, que permite regularla igual que la tensión mediante la actuación sobre el convertidor, brinda buen comportamiento frente a transitorios y una mayor maleabilidad.

Debido a la implementación de los imanes permite una operación a un factor de potencia alto y una alta eficiencia.

El generador puede soportar huecos de tensión, actuando sobre el convertidor de lado de la red reduciendo el aumento de la intensidad de corriente que puede producirse tras un hueco. [1]

Actualmente, ha aumentado el uso de mini turbinas eólicas para suministrar energía eléctrica en lugares de difícil acceso al sistema de interconexión nacional o simplemente reducir los costes energéticos con el uso de energías alternativas. Es muy común el uso de instalaciones fotovoltaicas que complementan a las instalaciones eólicas para incrementar la generación eléctrica. [49][1]

Figura 4-6: Generador síncrono con imanes permanentes



Fuente: *Presente investigación*

Para la generación de alta potencia con velocidad variable e imanes permanentes acoplados directamente a la turbina eólica es ENERCON quien lidera en el mercado fabricando este tipo de aerogeneradores, uno de sus modelos es el E-160 EP5 E2 con accionamiento directo de 5,5 MW capaz de producir más de 21.500 MWh en un lugar con velocidad media del viento de 7,5 m/s. [11]

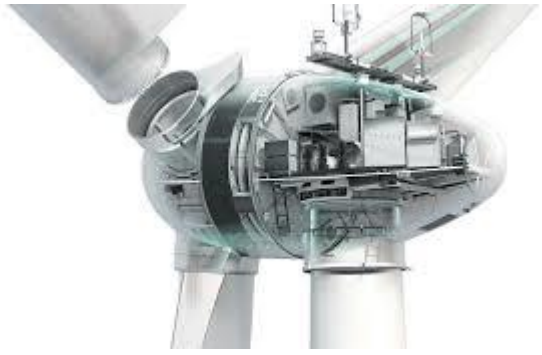
El generador de inducción doblemente alimentado y el generador síncrono de imanes permanentes son los más predominantes en el sistema eléctrico con energías alternativas, su diseño físicamente tiene diferencia en la góndola, los de inducción son de mayor tamaño y alargados ya que cuentas con mayor cantidad de componentes como la máquina multiplicadora, uno de sus fabricantes es SIEMENS GAMESA con en el modelo de

generación onshore de alta potencia es el SG 5.8-170, con una potencia nominal de 5,8 MW [11], en cambio el síncrono de imanes permanentes es menor tamaño como el de ENERCON donde su góndola tiene en forma de gota de agua.

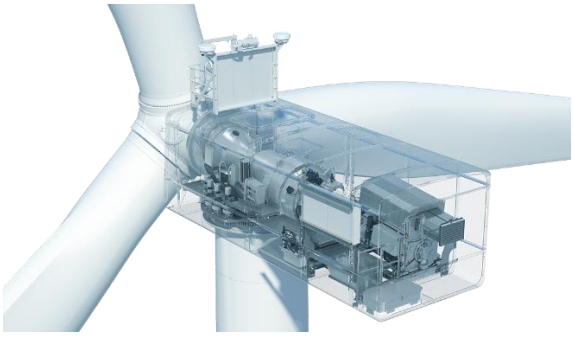
Tabla 4-1: Características de generadores[1]

Generador	Velocidad del rotor eólico	Control	Convertidor de potencia	Arrancador	Compensación de reactiva
Generador de inducción con rotor en Jaula de Ardilla (GIRJ)	Constante	Pitch	No	Si	Si
		Stall			
Generador de inducción con rotor devanado y resistencia variable (GIRDRV)	Variable	Pitch	Variación de la resistencia del rotor	No	
Generador de inducción con rotor doblemente alimentado (GIRDA)	Variable	Pitch	Convertidor de frecuencia para una parte de la potencia		
Generador síncrono con excitación convencional (GSEC)	Variable	Pitch	Rectificador y convertidor de frecuencia	No	No
Generador síncrono con imanes permanentes (GSIP)	Variable	Pitch	Convertidor de frecuencia para toda la potencia		

Figura 4-7: Góndola de aerogeneradores



Fuente: *www.enercon.de*



Fuente: *www.siemensgamesa.com*

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

- Con la caracterización del viento en la zona estudio se obtuvo una velocidad promedio de 10 m/s, lo que conlleva a tener un potencial eléctrico significativo.

- Los resultados del impacto de la generación eólica en la Universidad Cooperativa de Colombia – Campus Pasto, es favorables para la implementación de un sistema con energía alternativa como es la eólica para la generación de energía eléctrica.

- Mediante la distribución de Weibull y los parámetros para el tratamiento de las variables del viento, se obtuvo un potencial eléctrico disponible de 10.939 W.

- El trabajo estadístico desarrollado y la utilización del límite de Betz, permitió generar viabilidad para el aprovechamiento del potencial eólico en la Universidad Cooperativa de Colombia en el que se contemplan las perdidas energéticas normales.

- Con el análisis de la velocidad y dirección del viento se obtuvo un aerogenerador adecuado para zona de estudio, cumpliendo con la normatividad y las especificaciones técnicas con relación a recurso eólico vigentes.

- La eólica es una de las opciones más prácticas y con mejor relación costo-beneficio dentro de la matriz energética. Sin embargo, estos recursos renovables como la radiación solar y la velocidad del viento son variables lo que conduce a que la electricidad generada sea inestable.

- Actualmente los generadores de inducción doblemente alimentados y el síncrono de imanes permanentes son los más utilizados en el mercado, debido a su eficiencia energética. Sobresaliendo el de imanes permanentes por su buen comportamiento con la red eléctrica ya que su regulación de frecuencia presenta menos problemas.

5.2 Recomendaciones

- Se requiere estudios complementarios de generación eléctrica con un sistema fotovoltaico en la Universidad Cooperativa de Colombia – Sede Pasto, para que juntamente con el generador eólico puedan suplir la demanda de energía.

- El campo de la energía eólica en Colombia es incipiente, por lo tanto, se requiere que el estado continúe trabajando sobre la normatividad para que se refleje en la regulación específica y que conlleve a la implementación de nuevos proyectos eólicos.

- Con la experiencia de Jepírachi, ha permitido identificar aspectos que es necesario estudiar para el mejoramiento de las condiciones de la generación eólica como: transferencias, licencias, despacho, cargo por confiabilidad, pronóstico para oferta, oferta y despacho en el Mercado Eléctrico.

Bibliografía

[1] A. 2013 Miguel Villarrubia Lopez, *Ingeniería de la energía eólica*, Alfaomega,. .

[2] Universidad de Nariño, “Análisis de Oportunidades Energéticas con Fuentes Alternativas en el Departamento de Nariño –ALTERNAR, 2015.”

[3] Universidad de Nariño, “GEOALTERNAR (ALTERNAR GIIEE). -.” [Online]. Available: http://geoalternar.udenar.edu.co:8080/GEOAlternar/faces/Energia.xhtml#.

[4] CEDENAR S.A E.S.P, “Informe de Gestión Centrales Eléctricas de Nariño – Marzo 2019,” .

[5] UPME, “Normatividad, Nacional. LEY 1715 2014.”

[6] “ESMAP, 2010 Review of Policy framework for increased Reliance on Renewable Energy in Colombia. In press.”

[7] “Chen H, Chen J, Duan X. Multi-stage dynamic optimal power flow in Wind power integrated system. IEEE/PES transmission and distribution conference and exhibition; 2005.”

[8] “Comprehensive overview of grid interfaced wind energy generation systems - Om Prakash Mahela, Abdul Gafoor Shaik. Department of Electrical Engineering, Indian Institute of Technology, Jodhpur 342011, India Energy Reviews 57 (2015).”

[9] “Demand side management of industrial electricity consumption: Promoting the use of renewable energy through real-time pricing - Paddy Finn , Colin Fitzpatrick - Department of Electronic and Computer Engineering, University of Limerick, Limerick, Ireland. .”

[10] “González-Longatt, F.M. (2007): Impact of distributed generation over power losses on distribution systems. Paper presented at the 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization, Barcelona.”

[11] “Global Wind Energy Council (GWEC).”

[12] “Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDEA - España.”

[13] “REE – Red eléctrica de España.”

[14] “Asociación Empresarial Eólica /AEE España.”

[15] “UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Bogotá D.C.”

[16] “Parque eólico Jepírachi: planeamiento y construcción del proyecto.”

[17] Universidad Pontificia Bolivariana, “La energía eólica en Alemania: experiencias a tener en cuenta para el caso Colombiano - Universidad Pontificia Bolivariana.”

[18] “Eólica en Colombia Parque eólico de Galerazamba.”

[19] D. F. Fajardo, C. S. M. Ramírez, and N. R. L. Alberto, “Análisis del recurso eólico en regiones ZNI de Nariño.” p. 5, 2015.

[20] Universidad Autónoma de México, “Impacto de la generación eléctrica usando fuentes de energía eólica en la red eléctrica nacional – Universidad Autónoma de México.”

[21] Gilberto Enriquez Harper, *Tecnologias de Generacion de Energia Electrica*. 2009.

[22] “Comisión de regulación de energía y gas CREG.”

[23] Universidad Pontificia Comillas, “Generación eléctrica con energía eólica: Presente y futuro. Análisis de situación y prospectiva de nuevas tecnologías energéticas. Universidad Pontificia Comillas – Madrid, 2006.”

[24] M. F. Barrera, *Energía solar: electricidad fotovoltáica*. 2010.

[25] Ministerio de Minas y Energia, “Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017 -2022 – Diciembre 2016.”

[26] W. (Colorado S. of M. Navidi, *Estadistíca para ingenieros y científicos*, Ana Elizab. México, D. F.: McGRAW-HILL, 2006.

[27] R. Navarro Salas, *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia - Google Books*. 2017.

[28] S. Ŷ. Jewett, R. A. Serway, J. W. Jewett, and M. Carmen, *Física para ciencias e ingenieria, Volumen 2*. 2014.

[29] Jorge Arturo del Angel Ramos - Antonio Sarmiento Sera, “Utilización de la escala Beaufort en la determinación del potencial eólico - . 2004.”

[30] D. E. Olivares *et al.*, “Trends in microgrid control,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, 2014.

[31] J. Schiffer, T. Seel, J. Raisch, and T. Sezi, “Voltage Stability and Reactive Power

Sharing in Inverter-Based Microgrids with Consensus-Based Distributed Voltage Control," *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 24, no. 1, pp. 96–109, 2016.

[32] Y. Xu, Z. Yang, W. Gu, M. Li, and Z. Deng, "Robust Real-Time Distributed Optimal Control Based Energy Management in a Smart Grid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 4, pp. 1568–1579, 2017.

[33] J. Viqueira, *Redes Electricas, UNAM, Facultad de Ingenieria*. 2010.

[34] Ministerio de Minas y Energia de Colombia, "MIN." .

[35] DANE, "El Departamento Administrativo Nacional de Estadística," 2020. [Online]. Available: www.dane.gov.co.

[36] Universidad Cooperativa de Colombia, "INFRAESTRUCTURA FÍSICA Y TECNOLOGICA," 2020.

[37] J. C. V. de Kuyper and S. R. Morales, *Fuentes de energía, renovable y no renovables*. 2018.

[38] E. William Mendenhall (University of Florida, E. Beaver, Robert J. (University of California, Riverside, and R. Beaver, Barbara M. (University of California, *Introducción a la probabilidad y estadística*. Brooks/Cole, una Compañía de Cengage Learning, 2006.

[39] A. H. I. P. N. de M. Rosales and O. R. O. I. P. N. de M. Vega, "Análisis estadístico del viento como recurso energético." Instituto Politécnico Nacional, México, D. F.

[40] F. Bañuelos-Ruedas, C. Angeles-Camacho, and S. Rios-Marcuello, "Analysis and validation of the methodology used in the extrapolation of wind speed data at different heights," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 8, pp. 2383–2391, Oct. 2010.

[41] Mariel Suarez Suarez, "Análisis comparativo de los programas WAsP y Openwind en los casos de estudio de los parques eólicos Qollpana (Bolivia) y El Perdón (España)," Universidad Pública de Navarra, 2019.

[42] D. R. U. P. de M. González and Á. C. U. P. de M. Tejero, "DISEÑO PRELIMINAR DE UN AEROGENERADOR DE 4,5 MW DE POTENCIA," Universidad Politécnica de Madrid, 2011.

[43] F. Eraso-Checa, E. Escobar-Rosero, D. F. Paz, and C. Morales, "Metodología para la determinación de características del viento y evaluación del potencial de energía eólica en Túquerres - Nariño." 2017.

[44] Y. Freedman and S. Zemansky, *Física universitaria volumen 1*, Rubén Fuer.

Mexico, 2009.

[45] IDEAM, “IDEAM - Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.” [Online]. Available: http://www.ideam.gov.co/.

[46] International Electrotechnical Commission (IEC), “IEC-61400-1.” p. 347, 2019.

[47] ENAIR, “ENAIR - Aerogeneradores,” *E30Pro*. [Online]. Available: https://www.enair.es/.

[48] P. Ledesma Larrea, “Análisis dinámico de sistemas eléctricos con generación eólica,” Universidad Carlos III de Madrid, 2001.

[49] E. Telmo Martinez and E. Telmo Martinez, *Energia eolica (2a. ed.)*. Prensas de la Universidad de Zaragoza, 2011.

[50] M. Chinchilla Sánchez, “Control de un sistema de generación eólica de velocidad variable con generador síncrono multipolar de imanes permanentes acoplado a red,” Universidad Carlos III de Madrid, 2001.