

| | | |
|--|--|--|
|  <p>Universidad Pontificia Bolivariana</p> | <p>PRESENTACIÓN INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO</p> | <p>VICERRECTORIA ACADÉMICA FO-IP-007</p> |
|--|--|--|

Análisis de viabilidad técnica de implementación de turbinas eólicas en los intercambiadores de la vía Montería-Cereté.



Análisis de viabilidad técnica de implementación de turbinas eólicas en los intercambiadores de la vía Montería-Cereté.

Juan Daniel Díaz Triana

Jaime José Mesa Cogollo

Trabajo de grado para optar al título de ingeniero mecánico

**Asesor: M.SC. Ing. Javier Ricardo Sánchez Castillo, M.S.C Ing. Daniel
Eduardo Espinosa Corrales**

**Universidad Pontificia Bolivariana
Escuela de Ingeniería y Arquitectura
Facultad de Ingeniería Mecánica
Montería**

2021

27/04/2021

Juan Daniel Díaz Triana

Jaime Mesa Cogollo

“Declaramos que este trabajo de grado no ha sido presentado para optar a un título, ya sea en igual forma o variaciones, en esta o en otra universidad” (Art.82.Acuerdo No.116 CD- de Mayo 26 de 2000).

Firma del autores



DEDICATORIAS

Le dedicamos este trabajo primeramente a Dios que estuvo con nosotros a lo largo de este proceso fortaleciéndonos y dándonos la sabiduría necesaria para superar cada prueba, seguidamente a nuestros padres por confiar en nosotros para finalizar a nuestros profesores que nos guiaron en el transcurso de la carrera.

ÍNDICE:

| | |
|---|-------------------------------|
| INFORMACIÓN GENERAL | ¡Error! Marcador no definido. |
| PORTADA: | 2 |
| DEDICATORIAS | 4 |
| ÍNDICE: | 5 |
| ÍNDICE DE FIGURA: | 7 |
| ÍNDICE DE TABLA: | 8 |
| INDICE DE ECUACIONES: | 8 |
| RESUMEN: | 9 |
| ABSTRACT: | 10 |
| INTRODUCCIÓN: | 11 |
| <i>MARCO TEÓRICO/ESTADO DEL ARTE:</i> | 12 |
| <i>METODOLOGÍA</i> | 17 |
| PRIMERA PARTE | 17 |
| I. ACTIVIDAD N°1: Organizar los datos en Excel según la altura. | 17 |
| II. ACTIVIDAD N°2: Se organizaron los datos según las direcciones del viento y las velocidades. | 18 |
| III. ACTIVIDAD N°3: Se calculó la media de todos los datos para agruparlos por altura, dirección y velocidad. | 18 |
| IV. ACTIVIDAD N°4: Para finalizar se realizó la rosa de viento en Excel. | 19 |
| SEGUNDA PARTE | 20 |
| V. ACTIVIDAD N°1: Verificación de datos. | 20 |
| VI. ACTIVIDAD N°2: Cuestionamiento. | 21 |
| TERCERA PARTE | 21 |
| VII. ACTIVIDAD N°1: Calcular el factor de escala y el factor de forma de la distribución de weibull. | 21 |
| VIII. ACTIVIDAD N°2: Cálculo de la velocidad promedio mensual del viento. | 24 |
| IX. ACTIVIDAD N°3: Determinar potencia real generada en el mes. | 25 |
| CUARTA PARTE | 27 |
| X. ACTIVIDAD N°1: Organizar los datos. | 27 |

| | |
|---|-----------|
| XI. ACTIVIDAD N°2: Calcular todos los valores de los datos sin agrupar. | 27 |
| XII. ACTIVIDAD N°3: Calcular todos los valores de datos agrupados. | 28 |
| RESULTADOS Y DISCUSIÓN | 30 |
| RESULTADOS DE LA PRIMERA PARTE | 30 |
| RESULTADOS DE SEGUNDA PARTE | 31 |
| RESULTADOS DE LA TERCERA PARTE | 31 |
| RESULTADOS DE LA CUARTA PARTE | 38 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES: | 42 |
| BIBLIOGRAFÍA | 43 |
| ANEXOS | 44 |
| Anexo 1: Usando los datos tomados con el intercambiador se graficaron las rosas según la altura en las tres mediciones realizadas. | 44 |
| Anexo 2: Gráficas de la distribución de weibull de los meses del año según los datos. | 46 |
| Anexo 3: Graficas de la densidad de potencia de los meses según los datos. | 51 |

ÍNDICE DE FIGURA:

| | |
|---|----|
| Figura N° 1: Hojas de Excel según la altura para las rosas de viento. | 18 |
| Figura N° 2: Hojas de Excel según la direcciones y velocidades del viento. | 18 |
| Figura N° 3: Tabla en de Excel con los datos agrupados de la velocidad media. .. | 19 |
| Figura N° 4: Tabla en de Excel con los datos agrupados de la velocidad máxima. 19 | |
| Figura N° 5: Rosas de viento en de Excel de las velocidades medias. | 20 |
| Figura N° 6: Rosas de viento en de Excel de las velocidades máximas. | 20 |
| Figura N° 7: Ecuacion de la media en matlab. | 24 |
| Figura N° 8: Ecuacion de la mediana en matlab. | 24 |
| Figura N° 9: Codigo de la Función de probabilidad de Weibull, mes de Enero. | 26 |
| Figura N° 10: Código de la Ecuación de potencia por supericie | 26 |
| Figura N° 11: Código de la integral densidad de potencia real | 27 |
| Figura N° 12: Rosa de viento del intercambiador. | 30 |
| Figura N° 13: Rosas de viento de la estación Turipaná. | 31 |
| Figura N° 14: Grafica de frecuencia absoluta de velocidades del viento vs velocidades del viento(datos). | 33 |
| Figura N° 15: Frecuencia relativa (datos agrupados) vs velocidad del viento (marca de clase intervalo) | 33 |
| Figura N° 16: Línea recta ajustada a datos agrupados. | 35 |
| Figura N° 17: Línea recta ajustada a datos sin agrupar. | 35 |
| Figura N° 18: Distribucion de weibull del mes de enero. | 36 |
| Figura N° 19: Grafica de las velocidades promedio del viento mensual en m/Seg para los datos agrupados y no agrupado. | 38 |
| Figura N° 20: Grafica de densidad de potencia de el valor real (datos sin agrupar) y los datos con intervalos (datos agrupados) | 40 |
| Figura N° 21: Potencia real mecánica W/m^2 | 41 |
| Figura N° 22: Rosas de viento con los datos del intercambiador a 100 cm | 44 |
| Figura N° 23: Rosas de viento con los datos del intercambiador a 200 cm de la primera recolección de datos | 44 |
| Figura N° 24: Rosas de viento con los datos del intercambiador a 200 cm de la segunda recolección de datos | 45 |
| Figura N° 25: Rosas de viento con los datos del intercambiador a 200 cm de la tercera recolección de datos | 45 |
| Figura N° 26: Distribución de weibull de enero. | 46 |
| Figura N° 27 : Distribución de weibull de febrero. | 46 |
| Figura N° 28: Distribución de weibull de marzo. | 47 |
| Figura N° 29: Distribución de weibull de abril. | 47 |
| Figura N° 30: Distribución de weibull de mayo. | 48 |
| Figura N° 31: Distribución de weibull de junio. | 48 |
| Figura N° 32: Distribución de weibull de octubre. | 49 |
| Figura N° 33: Distribución de weibull de septiembre. | 49 |
| Figura N° 34: Distribución de weibull de noviembre. | 50 |
| Figura N° 35: Distribución de weibull de diciembre | 50 |
| Figura N° 36: Densidad de potencia de enero. | 51 |
| Figura N° 37: Densidad de potencia de febrero. | 51 |
| Figura N° 38 : Densidad de potencia de marzo. | 52 |

| | |
|---|----|
| Figura N° 39: Densidad de potencia de abril. | 52 |
| Figura N° 40 : Densidad de potencia de mayo. | 53 |
| Figura N° 41 : Densidad de potencia de junio. | 53 |
| Figura N° 42 : Densidad de potencia de septiembre. | 54 |
| Figura N° 43 : Densidad de potencia de octubre. | 54 |
| Figura N° 44 : Densidad de potencia de noviembre. | 55 |
| Figura N° 45 : Densidad de potencia de noviembre. | 55 |

ÍNDICE DE TABLA:

| | |
|--|----|
| Tabla 1: Comparación entre VAWT & HAWT, en sus pros y contras. | 14 |
| Tabla 2: Tabla de potencias para hallar la potencia electrica util de los datos sin agrupar. | 27 |
| Tabla 3: Tabla de potencias para hallar la potencia electrica util de los datos agrupados. | 28 |
| Tabla 4: Tabla de datos sin agrupar para linealización. | 32 |
| Tabla 5: Tabla datos agrupados para linealización | 34 |
| Tabla 6: Tabla k, c , media (velocidad media) y mediana para datos agrupados y no agrupados | 37 |
| Tabla 7: Tabla de potencia real generada por m^2 , para datos agrupados y sin agrupar. | 39 |

INDICE DE ECUACIONES:

| | |
|---|----|
| Ecuación N° 1: Función de densidad de probabilidad de weibull. | 15 |
| Ecuación N° 2: Ecuación de la potencia por superficie. | 16 |
| Ecuación N° 3: Función de densidad de potencia. | 16 |
| Ecuación N° 4: Función de acumulativa de weibull. | 22 |
| Ecuación N° 5: Linealización de la función acumulativa de weibull. | 22 |
| Ecuación N° 6: Forma estándar de la ecuación lineal. | 22 |
| Ecuación N° 7: Se definen todas las variables de la ecuación lineal de la linealización de la función acumulativa de weibull en la forma estándar de la ecuación lineal. | 23 |
| Ecuación N° 8: Despeje de C el factor de forma de b el termino independiente de la ecuación lineal. | 23 |
| Ecuación N° 9: Despeje de (c) de la ecuación lineal. | 23 |
| Ecuación N° 10: Velocidad media promedio. | 24 |
| Ecuación N° 11: Velocidad mediana promedio. | 24 |
| Ecuación N° 12: Integral de curva de densidad de la potencia | 25 |
| Ecuación N° 13: Función de densidad de probabilidad de Weibull. | 25 |
| Ecuación N° 14: Función de potencia por superficie | 25 |

RESUMEN:

Este proyecto trata sobre la viabilidad técnica de las condiciones de viento en el intercambiador Montería – Cereté y el análisis de los datos de la estación de Turipaná para la creación de una turbina eólica que servirá para aprovechamiento energético en este caso su implementarlo sería en el alumbrado público.

Para el desarrollo del trabajo de grado, se utilizaron dos estudios, el primero las rosas de los vientos para saber la dirección predominante del viento junto con sus rapidezces. Posteriormente se hizo el análisis de weibull para determinar la frecuencia con la que repetían ciertas velocidades en los meses del año.

Se estableció con las rosas de viento una distribución de flujo turbulento, con predominancia hacia la dirección noroeste y sureste; además que las velocidades superiores a los 3 m/s eran las más habitual. Los datos fueron reafirmados cuando se realizó el análisis de distribución de Weibull donde consta que las velocidades más altas llegan en promedio hasta los 8 m/s presentándose unas pocas veces en el mes con un periodo de tiempo en el año casi inexistente dando así que las velocidades bajas de 0 m/s hasta los 5 m/s son las más habituales.

Las velocidades encontradas en la distribución de weibull y la dirección predominante de viento daban indicios de que la implementación de una turbina eólica no era factible debido a que las estudiadas necesitaban velocidades de viento por lo menos para su uso eficiente de 10 m/s, no obstante, si es cierto que existen turbinas que funcionan hasta con los 8 m/s. Sin embargo, es posibles que lo vientos presentados en el año con estas características sean suficiente para la Aerogeneración eléctrica sigue siendo algo riesgoso en términos de inversión y ganancias, ya que la energía generado no satisface las necesidades planteadas, es decir, para implementarlo en el alumbrado público.

ABSTRACT:

This project deals with the technical viability of wind conditions in the Montería – Cereté interchange and the analysis of the data of the tourist station for the creation of a wind turbine that will serve to use energy in this case its implementing would be in the street lighting.

For the development of the undergraduate work two analyses were first used the wind roses to know the predominant direction of the wind along with their speeds then weibull analysis was done to determine how often they repeated certain speeds in the months of the year.

A turbulent flow distribution predominated towards the northwest and southeast direction was determined with wind roses, and speeds above 3 m/s were the most frequent, this data was reaffirmed when Weibull's distribution analysis was performed where it is clear that the highest speeds reach on average up to 8 m/s presenting a few times in the month with a period of time in the year almost non-existent thus giving that low speeds of 0 m/s up to 5 m/s are the most common.

The speeds found in the weibull distribution and the predominant wind direction indicated that the implementation of a wind turbine was not feasible as those studied required wind speeds for at least 10 m/s efficient use although if it is true that there are turbines that operate up to 8 m/s however it is possible that the winds presented in the year with these characteristics are sufficient for electric aerogeneration remains somewhat risky in terms of investment and profits since the energy generated does not meet the needs posed i.e. to implement it in street lighting.

INTRODUCCIÓN:

El aprovechamiento de los recursos energéticos de diversas fuentes reutilizables y renovables es un mercado en desarrollo que ha involucrado varias áreas de la ingeniería recientemente, representando un mercado cercano al 12% de la subasta energética del país proyectada para el 2024, sin considerar la participación de las hidroeléctricas (DNP, 2017). Estas energías renovables surgen como alternativa a los combustibles fósiles convencionales y sus reconocidos impactos sobre fenómenos climáticos como el calentamiento global, sumado a su bajo potencial de reaprovechamiento, en un marco actual de economía circular (AL-Ghussain, 2019). El departamento de Montería es una región con un alto potencial de aprovechamiento de energía solar, gracias a su irradiación, ángulo y brillo solar (Ciudad Energética, s/f). Sin embargo, los costos y el acceso a tecnologías de importación representan una oportunidad para el desarrollo de la innovación local, aprovechando recursos que en primera instancia no se consideran aprovechables.

Colombia contó por primera vez con alumbrado público en las calles de Bogotá a finales del siglo XIX, con el tiempo se distribuyó para uso comercial, residencial e industrial en las principales ciudades y en zonas rurales. De acuerdo con el reporte de Índice de Cobertura a Energía Eléctrica (ICEE) en 2015 que el 96,9% del país cuenta con energía eléctrica en sus hogares (Arango, 2019). Alrededor de 70.000 GWh/año se consume de energía eléctrica en Colombia, según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), se estima un incremento del 2% anual, por esto el gobierno incentiva e impulsa la generación de energía eléctrica, a través de fuente renovables no convencionales mediante el uso de recursos principalmente hídricos, eólicos y solares, con el objetivo de evolucionar a una matriz energética cada vez más limpia, diversificada, competitiva y resiliente al cambio climático (Arango, 2019).

Una de las maneras de fomentación energética alternativa con alta gama de uso y distribución es la generada por el viento o energía eólica, que posee muchas ventajas con relación a las energías convencionales de producción eléctrica, esto se debe a la baja incidencia posterior sobre el ambiente. Tomado de Orduz & Suarez (2011). Diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para generación a baja potencia (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander (UIS).

Estados Unidos utiliza sistemas eólicos pequeños para generación de electricidad con orientación a poseer relativamente potencias bajas para satisfacer pequeñas necesidades como usos de iluminación, de tal forma disminuir el consumo energético de las tecnologías convencionales (Renovable, 2007). Concerniente a este proyecto, considera que las turbinas eólicas de eje vertical (VAWT) presentan cierto tipo de ventajas con relación a las turbinas de eje horizontal, ya que VAWT posee particularidades como la omnidireccionalidad, la reducción geométrica de la cuchilla, disminución de ruido y el fácil acceso a los generadores con base en tierra.

Este tipo de tecnologías es provechoso para características o zonas que propician generación de mediana y baja potencia (Jing Liu, 2019)

Por lo anterior se contempla la idea de diseñar una turbina de baja potencia que pueda aprovechar las condiciones de viento resultantes del flujo turbulento dejado por los vehículos que transitan, en el separador de la autopista Montería-Cereté, para abastecer una lámpara de alumbrado público de tal forma recrear un referente de potencia necesaria para un sistema de alumbrado público.

De este modo surge la siguiente pregunta problema: ¿Cuáles son las condiciones de los vientos, y cuál es el mejor diseño de una turbina eólica vertical para aprovechar estas condiciones en el intercambiador de la vía Montería-Cereté del Km 8 al 11 del departamento de Córdoba?

En relación con la problemática expuesta se plantea el siguiente objetivo general, el cual consiste en:

Establecer un análisis de viabilidad técnica de implementación de turbinas eólicas en los intercambiadores de la vía Montería-Cereté por medio de los métodos de análisis de las rosas de viento y la distribución de Weibull.

Ahora bien, son necesarios los siguientes objetivos específicos para el buen desarrollo de del proyecto en cuestión:

1. Análisis de las condiciones de viento (Velocidad y rosa de vientos) en el intercambiador de Montería–Cereté.
2. Contrastar los resultados del análisis de distribución de Weibull con las condiciones de viento del intercambiador.
3. Análisis de distribución de Weibull con base a los datos de la estación Turipaná para estimar la densidad de potencia por m^2 .
4. Establecer la capacidad de uso del recurso eólico para aerogeneración eléctrica.

En definitiva, al finalizar este proyecto, se puede concluir que si es viable o no la instalación de turbinas para la generación de energía eólica. Por consiguiente, se procedería a dar algunas recomendaciones que proporcionan las condiciones del viento en las velocidades y direcciones. Es importante resaltar la importancia de esta investigación, ya que en Córdoba por lo general se utilizan como alternativa a la red eléctrica los paneles solares esta sería una forma de verificar y aportar una nueva forma de obtención de energía, no a través del sol sino utilizando las velocidades del viento, lo cual sería transcendental para el desarrollo energético de nuestro punto geográfico en el futuro.

Por el momento, lo que se quiere es que la energía generada por las turbinas de energía eólica sirva para el alumbrado público de forma equivalente como ya se viene haciendo en varios lugares de la costa; puesto que es vital la energía solar para el alumbrado público.

MARCO TEÓRICO/ESTADO DEL ARTE:

Actualmente, ha aumentado el interés por utilizar tecnologías de generación eólica de baja potencia que están comprendidas por turbinas eólicas de eje vertical. Primordialmente se pretende implementar en zonas aisladas o en medios urbanos que presentan un recurso eólico apreciable, como apoyo a otros sistemas de generación alternos.

Orduz & Suárez (2011), en su apartado Diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para generación a baja potencia, expresa que existen relativas ventajas en las máquinas de eje horizontal, sin embargo, el objeto del documento es el diseño y construcción de un rotor de eje vertical de alabe recto, adicionándoles el desarrollo de un alternador de imanes permanentes para acople directo al equipo y la implementación de un sistema básico de rectificación de corriente.

La metodología contemplada va desde la variación del viento con la altura sobre el terreno, donde se toma la velocidad de este, la cual varía como una función de la altura sobre el terreno, un factor determinante para cuantificar la información de un equipo que puede generar electricidad es hallar inicialmente tercera potencia de la velocidad media del viento, que se estipula por medio de la medición de la velocidad con un anemómetro. La única forma de conocer si un emplazamiento es adecuado o no, es por medio de la estadística, por eso precisan a la representación de la velocidad del viento como una variable aleatoria con una cierta función de distribución, se suele describir como Distribución de Weibull, Por medio de la rosa de viento se da a conocer la distribución de velocidades del viento, con su respectiva frecuencia de variación de las direcciones del viento, posterior se analiza los vientos colombianos que pueden ser aprovechadas por turbinas eólicas de eje vertical, se identifican varios rotores como; Savonius el cual se acentúa en la fuerza de arrastre diferencial sobre dos superficies. El novedoso prototipo Savonius helicoidal que es capaz de generar 50 Kw, Darrius, el cual necesita de vientos desde 4 a 5 m/s, conservando velocidades considerablemente grandes de giro y buen rendimiento, Darrieus de Alabe Recto o Tipo H, el modificado de Darrieus original, poseen perfiles de los álabes rectos a lo largo del área de barrido y éstos están sujetos al eje de rotación siendo aerodinámicos. Destacándose el rotor de eje vertical de alabe recto por sus ventajas.

Concluyendo en que el prototipo de turbina eólica para generación de electricidad de baja potencia, la que llega a los 44 W, operando en regímenes de viento superiores a los 10 m/s, lo que supone una eficiencia de generación del 7%. Enfatizando que la potencia concebida no supe las necesidades energéticas de un hogar promedio, pero apoya como sistema de generación alternativa útiles en labores cotidianas en viviendas y edificaciones.

Por otra parte Liu, Lin & Zhang en su trabajo Review on the technical perspectives and commercial viability of vertical axis wind turbines, se encargan de revisar los

desafíos técnicos existentes y soluciones posibles en el desarrollo de turbinas eólicas de eje vertical o como bien se conocen en sus siglas en inglés VAWT, afirman que éstos han recibido gran importancia por los investigadores, ya que sus características como lo es la omnidireccionalidad, la geometría de las cuchillas, generan menos ruido y los generadores terrestres son de fácil acceso. Resaltan que también poseen desventajas como; coeficiente de potencia más bajo, una capacidad de arranque automático ineficaz y problemas de fatiga debido a cargas de aerodinámica cíclica. El objeto de este apartado es identificar barreras técnicas, desafíos de diseño y el futuro de los VAWT comerciales en el mercado de aerogeneradores, actualmente dominados por las turbinas eólicas de eje horizontal convencionales.

En su estudio afirman que los VAWT comúnmente se conocen como dispositivos basados en arrastre y elevación, el inicial utiliza arrastre de viento en las palas que conllevan para rotar, es decir, Savonius de tipo S, utiliza el levantamiento de las palas, de tipo recto, de tipo troposkien y de tipo helicoidal Darrieus. Son tecnologías cimentadas en elevadores, los cuales son más populares para turbinas de hasta cientos de kilovatios. Las turbinas basadas en arrastre no son predilectas ya que poseen alta solidez, mayor peso y eficiencia bastante baja, etc. El coeficiente de potencia de la turbina Savonius no es más del 25%, de otro modo los cimentados en arrastre tienen la ventaja de la capacidad de arranque automático. Por lo anterior, se determinan generalmente como turbinas de pequeño tamaño en las áreas urbanas y remotas con una velocidad del viento relativamente baja. Especificando las turbinas de eje vertical (VAWT) de tipo recto basados en elevación, la cualidad son sus cuchillas simples y extruidas, lo que conlleva gastos menores en su fabricación. La turbina troposkien por Darrieus, tiene un esfuerzo menor de flexión reducido por los mayores esfuerzos centrífugos a rpm más altas. Con relación al rotor de tipo helicoidal se minimiza sus cargas de aerodinámica cíclica. Tienen una carga de vibración relativamente menor por el tipo de estructura helicoidal de cada pala y, por ello, la vibración se equilibra.

Las turbinas de eje horizontal o como bien se conocen por sus siglas en inglés HAWT, las palas de la turbina se han diseñado no uniformes y están retorcidas en la distribución en sentido transversal. En la siguiente tabla (tabla 1) se puede ver la comparación de los VAWT & HAWT con sus ventajas y desventajas

| | VAWT | | HAWTs | |
|---|--|--|--|--|
| | Pros | Contras | Pros | Contras |
| Orientación del eje de rotación. | V ertical O min-direccional N o sistema de guiñada | L ow C_p C yclíc aerodinámico rendimiento P suelo auto-capacidad de arranque F atigue | H orizontal H igh C_p C argas aerodinámicas constantes S capacidad de arranque elfo | R equire sistema de guiñada |
| Espada | S forma imple L ess costoso L ow ruido | L ow eficiencia D puesto ynamic L ow TSR y C_p | H igh eficiencia H igh TSR y C_p | C omplicated perfil C ayorm ente N emisión Oise |
| Sistema de guiñada | N OT requiere L componentes ess L ess mantenimiento L costoso ess L restricción ess al movimiento hidrodinámico. | - | C argas aerodinámicas constantes S capacidad de arranque de elfos | R equivalía a R estrainta al movimiento hidrodinámico C osticamente F mantenimiento del solicitante |
| Eje | G sistema de transmisión basado en la ronda E acceso fácil al sistema de transmisión | L ong R ESIST auto-arranque S eficiencia acrifice H igh peso H igh esfuerzos de torsión y de la inercia | S hort C una auto-iniciar H igh eficiencia L ow peso | D sistema de transmisión a nivel alto D dificultad de acceso sistema de transmisión |

Tabla 1: Comparación entre VAWT & HAWT, en sus pros y contras.

Fuentes: (Jing Liu, 2019)

De tal forma, concluyendo que se realizó una comparación entre turbina de eje vertical y turbina de eje horizontal, acerca del funcionamiento aerodinámico y las herramientas de diseño, eficiencia energética, capacidad de arranque automático, mecanismo de guiñada, problemas de fatiga, ruido, entre otros. Lo que posiciona en segundo lugar a los HAWT en publicidad y generación de ingresos comerciales en aplicaciones en tierra como en alta mar.

Cabe resalta que Korprasertsak & Leephakpreeda (2016), afirman que: Usualmente las turbinas de eje vertical (VAWT) son utilizadas en zonas urbanas en que la velocidad del viento promedio es baja. Reconocen que estas tecnologías no generan una potencia mecánica satisfactoria, por ello analizan y diseñan de forma óptima, para equipos de control de flujo del aire para una turbina de eje vertical, la cual denominan refuerzo de viento.

La metodología que discriminan es la implementación de un VAWT con el fin de no solo obtener energía con baja disponibilidad a baja velocidad del viento, de tal forma optimizar el rendimiento del VAWT a alta velocidad del viento. Es decir, el impulsor del viento contiene una serie de paletas guías que direccionan al viento a impactar las palas VAWT en ángulos correctos y entre cada paleta guía se disponen a acelerar el viento. Las consecuencias de las guías y la estrangulación del amplificador de aire aumentan la velocidad angular de un VAWT, lo que genera el aumento de la potencia mecánica del modelo en mención. El número, forma y ángulo de avance de los álabes de guía se especificaron maximizando el coeficiente de potencia. Concluyendo que el propulsor eólico mencionado tiene paletas guías instaladas alrededor de la turbina eólica de eje vertical, así mismo el refuerzo de viento dirige el viento de baja velocidad a las paletas de la turbina eólica con mayores impactos, por lo anterior implica el aumento del rendimiento mecánico de la turbina eólica de eje vertical, las paletas guía se reajustan de manera eficaz a través del método de dirección alterna y el coeficiente de potencia máximo determinado con este método es el refuerzo de viento alrededor del 14% al 55,6%.

Para utilizar algunas de las turbinas eólicas de eje vertical analizadas en los párrafos anteriores, primero hay que hacer un estudio del comportamiento del viento hacia donde es más predominante la dirección del viento esto se hace con las rosas de viento, además de esto necesitamos saber con la mayor exactitud posible cuales son las velocidades predominantes de viento en un periodo de tiempo para esto se utiliza la función de densidad de probabilidad de weibull.

Vidal, C. D. (2019)

$$f(x,c,k) = \begin{cases} \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{c}\right)^k} & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases}$$

Ecuación N° 1: Función de densidad de probabilidad de weibull.

En la ecuación N°1 se muestra la función de distribución de weibull en la cual (x) es la variable aleatoria, (c) es el factor de escala y (k) es el factor de forma, con estos datos podemos obtener las velocidades medias de un periodo de tiempo, nos permite saber la distribución de las diferentes velocidades de viento y la probabilidad previsible con la que ocurren.

Para obtener la curva de densidad de potencia tenemos que multiplicar la función de densidad de potencia por la potencia por superficie en la ecuación N°2 podemos observar la ecuación de potencia por superficie.

$$P_{sup}(v) = \frac{\rho \cdot v^3}{2}$$

Ecuación N° 2: Ecuación de la potencia por superficie.

Por último, para hallar el valor real de la potencia mecánica por superficie del viento en un periodo de tiempo se utiliza la integral de la curva de densidad de potencia como se presenta en la ecuación N°3.

$$P_{mec,sup,Weibull} = \int_0^{4c} p(v) \cdot P_{sup}(v) dv$$

Ecuación N° 3: función de densidad de potencia.

La potencia real estimada con la distribución de weibull es aproximadamente el doble de la se calcula con la velocidad media calculada con la función de probabilidad. Vidal, C. D. (2019).

METODOLOGÍA

La metodología utilizada es teórica – práctica donde se van examinando los textos relacionados con la investigación para luego aplicar de forma inmediata, de este modo dar progreso al proyecto, de igual forma también se aplica una metodología de análisis porque es necesario inferir comportamientos de acuerdo a los resultados obtenidos en cada proceso y actividad realizada.

La manera como se organizará la metodología será de la siguiente forma, cada objetivo específico será una parte, las cuales, a su vez tendrán una serie de actividades y procedimientos para su realización.

PRIMERA PARTE

Realizar un análisis de las condiciones de viento (Velocidad y rosa de vientos) en el intercambiador de Montería – Cereté.

Por la cual se decidió trabajar con los datos de la estación Turipaná, que son válidos para el análisis que se está queriendo hacer de la viabilidad técnica de la turbina.

Se necesita demostrar a través de las rosas de viento y a través de las velocidades máximas y medias que los datos de Turipaná sobrepasaban las condiciones del intercambiador y por tal razón todo lo que se diseñaba para la estación de Turipaná cumplía con las condiciones necesarias para el intercambiador.

Se lograba evaluar una viabilidad técnica, en la cual la estación con los datos de Turipaná tenía como enfoque la adaptación a través de la medición de los datos de forma continua durante un año en intercambio, sin embargo, delante de esta etapa se hace la comparación decidiendo laborar con los datos de Turipaná en busca de la distribución de weibull; con el fin de ahorrar todo el trabajo de tener que implementar una estación meteorológica que monitoreara el tiempo real durante un año con los datos del intercambiador. Cabe resaltar, los riesgos que esto implica, por ejemplo, se podían robar la estación o algún accidente que acababa dañando la estación meteorológica. A continuación, se mencionan las actividades a seguir.

I. ACTIVIDAD N°1: Organizar los datos en Excel según la altura.

Lo primero que se hizo fue organizar todos los datos en Excel según la altura como se muestra en la Figura N°1 donde podemos observar que se organizaron varias hojas según la altura desde los 50 m hasta llegar a los 200 m de altura.

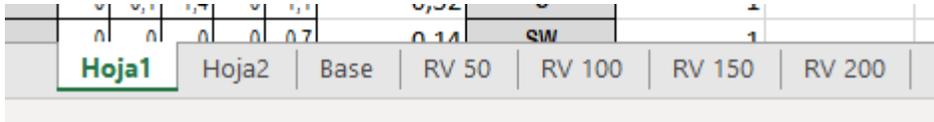


Figura N° 1: Hojas de Excel según la altura para las rosas de viento.

II. ACTIVIDAD N°2: Se organizaron los datos según las direcciones del viento y las velocidades.

Los datos se organizan según la dirección del viento: N, NE, E, SE, S, SW, W y NW y se realizó una cuenta en Excel según la dirección y la velocidad del viento para ver la dirección predominante con sus velocidades como se muestra en la (Figura N° 2).

| Dirección | | | | | | Velocidad | Dirección | Vel. |
|-----------|-----|-----|-----|-----|-----|-----------|-----------|------|
| N | 0,9 | 0 | 2,6 | 0 | 2,1 | 1,12 | N | 2 |
| NE | 1,8 | 0 | 1,9 | 2,4 | 0,8 | 1,38 | NE | 2 |
| E | 0,7 | 1,3 | 0 | 0 | 0,8 | 0,56 | E | 1 |
| SE | 0,7 | 2 | 0 | 0,7 | 0,7 | 0,82 | SE | 1 |
| S | 1,8 | 0 | 1,8 | 0,7 | 0,9 | 1,04 | S | 2 |
| SW | 0 | 0 | 2,1 | 1,3 | 0 | 0,68 | SW | 1 |
| W | 0 | 0 | 1,7 | 1,4 | 0 | 0,62 | W | 1 |
| NW | 0,8 | 1,9 | 0 | 1,4 | 1,2 | 1,06 | NW | 2 |
| N | 0,9 | 1,1 | 1,1 | 0 | 0,9 | 0,8 | N | 1 |
| NE | 1,6 | 0 | 1,4 | 2 | 1,5 | 1,3 | NE | 2 |
| E | 0 | 1,5 | 1 | 0,7 | 0 | 0,64 | E | 1 |
| SE | 0,8 | 1,4 | 0 | 1,5 | 0 | 0,74 | SE | 1 |

Figura N° 2: Hojas de Excel según las direcciones y velocidades del viento.

III. ACTIVIDAD N°3: Se calculó la media de todos los datos para agruparlos por altura, dirección y velocidad.

Más tarde se tomó la velocidad media y máxima de los datos agrupados según la dirección y la altura además de esto se agruparon los datos por colores para apreciar mejor las velocidades máximas y mínimas según las direcciones incluyendo en estas también las alturas como se puede observar en las Figuras N°3 y N°4.

Se puede observar que las velocidades más bajas están en rojo y las más altas están en verde según el valor del número se muestra la intensidad en el color.

| | Velocidad Media | | | | | | | |
|---------|-----------------|------|------|------|------|------|------|------|
| | N | NE | E | SE | S | SW | W | NW |
| Vm1-50 | 1,25 | 1,07 | 0,76 | 1,12 | 1,36 | 1,11 | 0,85 | 1,24 |
| Vm2-50 | 1,46 | 0,95 | 1,02 | 1,5 | 1,34 | 1,19 | 1,06 | 1,19 |
| Vm3-50 | 1,16 | 1,24 | 0,73 | 1,19 | 1 | 1,06 | 0,93 | 1,15 |
| Vm1-100 | 1,27 | 1,2 | 0,86 | 1,29 | 1,23 | 1,12 | 0,84 | 1,15 |
| Vm2-100 | 1,36 | 1,16 | 1,04 | 1,66 | 1,41 | 1,21 | 1,24 | 1,53 |
| Vm3-100 | 1,43 | 1,03 | 1 | 1,2 | 1,16 | 0,85 | 1,05 | 1,25 |
| Vm1-150 | 1,16 | 1,15 | 0,9 | 1,23 | 1,17 | 1,24 | 0,75 | 0,95 |
| Vm2-150 | 1,49 | 1,05 | 1,26 | 1,48 | 1,36 | 1,43 | 1,28 | 1,46 |
| Vm3-150 | 1,24 | 1,03 | 1,08 | 1,33 | 1,11 | 0,98 | 1,08 | 1,06 |
| Vm1-200 | 1,3 | 0,98 | 0,83 | 1,2 | 1,43 | 1,23 | 0,88 | 1,01 |
| Vm2-200 | 1,27 | 0,96 | 1,32 | 1,59 | 1,48 | 1,18 | 1,41 | 1,42 |
| Vm3-200 | 1,27 | 1,22 | 1,2 | 1,4 | 1,09 | 1,13 | 0,96 | 1,27 |

Figura N° 3: Tabla en de Excel con los datos agrupados de la velocidad media.

| | Velocidad Máxima | | | | | | | |
|----------|------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| | N | NE | E | SE | S | SW | W | NW |
| Vmx1-50 | 2,3 | 1,94 | 1,78 | 1,98 | 2,46 | 1,7 | 2,06 | 2,34 |
| Vmx2-50 | 2,36 | 2,1 | 2,48 | 2,8 | 2,36 | 2,06 | 2 | 2,6 |
| Vmx3-50 | 1,9 | 2,34 | 1,54 | 2,34 | 1,74 | 1,68 | 1,74 | 1,76 |
| Vmx1-100 | 2,4 | 1,84 | 1,82 | 2,04 | 1,88 | 2,02 | 1,66 | 1,88 |
| Vmx2-100 | 2,3 | 1,9 | 2,08 | 2,96 | 2,48 | 2,02 | 3,02 | 2,68 |
| Vmx2-100 | 3 | 1,64 | 2,18 | 1,52 | 1,78 | 1,56 | 1,94 | 1,98 |
| Vmx1-150 | 2,4 | 3,98 | 1,64 | 2,5 | 1,7 | 2,14 | 1,84 | 1,86 |
| Vmx2-150 | 2,5 | 1,74 | 3,26 | 2,86 | 2,36 | 1,74 | 2,88 | 2,82 |
| Vmx3-150 | 1,98 | 1,76 | 2,1 | 1,8 | 1,98 | 1,92 | 2,22 | 1,86 |
| Vmx1-200 | 2,5 | 1,72 | 1,64 | 2,24 | 2,64 | 1,88 | 1,66 | 1,86 |
| Vmx2-200 | 2,62 | 1,74 | 3,26 | 2,86 | 2,36 | 1,74 | 2,88 | 2,82 |
| Vmx3-200 | 2,26 | 2,5 | 2 | 2,1 | 1,82 | 2,22 | 2,12 | 2,38 |

Figura N° 4: Tabla en de Excel con los datos agrupados de la velocidad máxima.

IV. ACTIVIDAD N°4: Para finalizar se realizó la rosa de viento en Excel.

Según los datos obtenidos en la tabla anterior simplemente se le pidió a Excel que graficara las rosas de viento el resultado final del todo se muestra las Figuras N°5 y N°6 donde las alturas están agrupadas por color, se pueden apreciar las velocidades que van desde el 0 hasta el 2 que estarían m/s y las direcciones del viento.

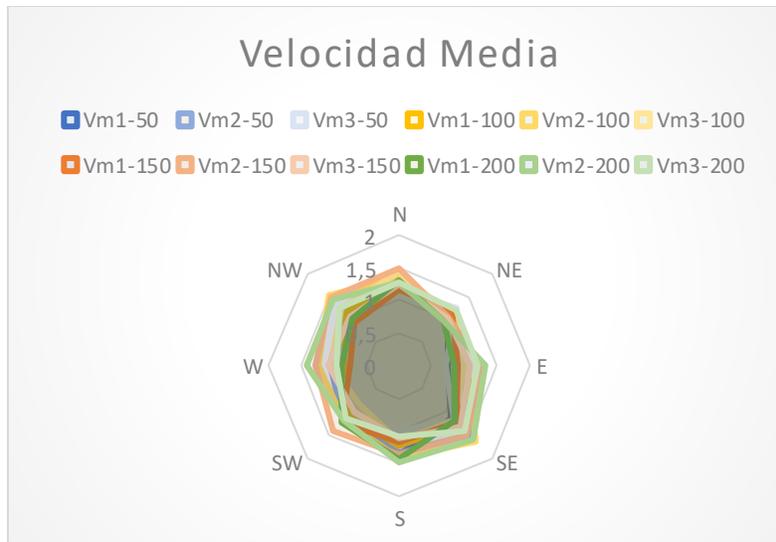


Figura N° 5: Rosas de viento en de Excel de las velocidades medias.

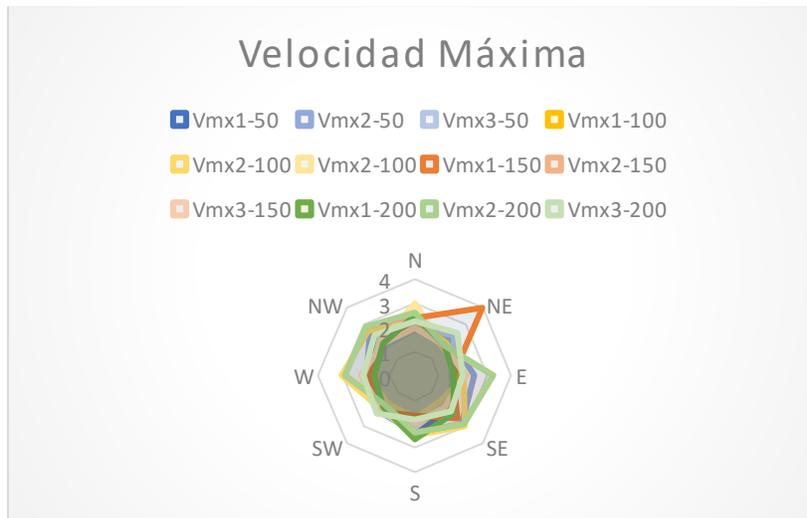


Figura N° 6: Rosas de viento en de Excel de las velocidades máximas.

SEGUNDA PARTE

Contrastar los resultados de las condiciones de viento del intercambiador con los resultados del análisis de distribución de Weibull.

V. ACTIVIDAD N°1: Verificación de datos.

Luego de analizar todos los datos del intercambiador para contrastarlos con la distribución de Weibull se concluyó que no había datos suficientes para realizar las por periodos de tiempo.

VI. ACTIVIDAD N°2: Cuestionamiento.

Se intentó al menos hacer la tabla de potencia con los datos de Turipaná según las alturas, pero los datos de las velocidades de viento no daban para hacer una tabla de potencia estable en Excel, por lo que se decidió no realizar ningún procedimiento relacionado con weibull con los datos del intercambiador, ya que de este modo solo se trabajó con los datos de Turipaná como se muestra en la siguiente parte.

TERCERA PARTE

Realizar un análisis de distribución de Weibull con base a los datos de la estación Turipaná para estimar la densidad de potencia por m².

VII. ACTIVIDAD N°1: Calcular el factor de escala y el factor de forma de la distribución de Weibull.

Con el fin de determinar la densidad de potencia generada por la velocidad del viento en la estación de Turipaná en el año 2020 se procedió primero a leer la información y documentación relacionada. Después de leer la documentación relacionada sobre cómo trabajar con los datos obtenidos del viento para hallar la densidad de potencia se decidió que lo mejor era utilizar la distribución estadística de Weibull (Vidal, 2019).

Una vez recolectados, organizados e individualizados cada uno de los datos que captura la estación meteorológica se realizó una tabla de frecuencia con los valores de velocidad del viento. Se realizaron dos tablas una con datos agrupados en intervalos de 1 m/s y otra donde se tomaban en cuenta todos los datos sin agruparlos, con el fin de comparar la potencia generada, en ambos se realizaron los siguientes pasos:

- Se determinó la frecuencia relativa
- Se determinó la frecuencia relativa acumulada
- Se calculó el logaritmo natural de la velocidad y/o el logaritmo natural de la marca de clase
- Se calculó $\ln(-\ln(1 - Fa))$

Los últimos dos datos se hallaron luego de linealizar la función acumulativa de Weibull, como se muestra en los siguientes cálculos:

Para comenzar se tiene la función acumulativa de weibull como se muestra en la ecuación N°4.

$$F(V) = 1 - e^{-(v/c)^K}$$

Ecuación N°4: función de acumulativa de weibull.

Luego se procedió con la linealización de esta función, para ello se usaron algunos conceptos de cálculo, como se muestra en la figura 11; donde se grafica logaritmo natural de cada dato de la velocidad o de la marca de clase de los intervalos de velocidad, en el eje x y los valores de los datos de $\text{Ln}(-\text{Ln}(1 - Fa))$ en el eje y .

$$F(V) = 1 - e^{-(v/c)^K}$$

$$\text{Ln}[1 - F(V)] = \text{Ln}[e^{-(v/c)^K}]$$

$$\text{Ln}[1 - F(V)] = -(v/c)^K$$

$$\text{Ln}[-\text{Ln}[1 - F(V)]] = \text{Ln}[(v/c)^K]$$

$$\text{Ln}[-\text{Ln}[1 - F(V)]] = K(\text{Ln}(v) - \text{Ln}(c))$$

$$\text{Ln}[-\text{Ln}[1 - F(V)]] = K\text{Ln}(v) - K\text{Ln}(c)$$

Ecuación N° 5: linealización de la función acumulativa de weibull.

Se puede ver la ecuación en la ecuación N° 6, la cual representa una ecuación lineal.

$$y_N = m X + b$$

Ecuación N°6: Forma estándar de la ecuación lineal.

Cada variable de la linealización final de la ecuación N° 7, con las variables de la ecuación N° 8 queda representada en la ecuación N° 8.

$$Y_N = \text{Ln}[-\text{Ln}[1-F(v)]]$$

$m = k = \text{factor de forma}$

$$X = \text{Ln}(v)$$
$$b = -k \text{Ln}(c)$$

Ecuación N° 7: Se definen todas las variables de la ecuación lineal de la linealización de la función acumulativa de weibull en la forma estándar de la ecuación lineal.

Después de definir las variables tenemos que ($m = k$) el factor de forma, y para hallar el factor de escala (c) se procedió a despejar la siguiente ecuación mostrada en la ecuación N°8:

$$b = -k \text{Ln}(c)$$
$$-\frac{b}{k} = \text{Ln}(c)$$
$$e^{(-b/k)} = e^{\text{Ln}(c)}$$

Ecuación N°8: despeje de C el factor de forma de b el término independiente de la ecuación lineal.

Se tiene entonces que en la ecuación N°9 el despeje de (c) la constante de forma de la ecuación mostrada en la ecuación N°8 donde luego se halla la línea de tendencia de la gráfica aplicando el método de mínimos cuadrados, la cual nos dice cuál es el valor de (k) y el valor de (b) al calcular la pendiente de la línea de tendencia; también se utiliza para hallar el factor de escala reemplazando el valor de (k y b) en la ecuación mostrada en la ecuación N° 6, usando el intercepto con el eje y de la línea de tendencia con lo cual obtenemos todos los valores necesarios para realizar las siguientes actividades de esta etapa.

$$e^{(-b/k)} = C$$

Ecuación N°9: despeje de (c) de la ecuación lineal.

VIII. ACTIVIDAD N°2: Cálculo de la velocidad promedio mensual del viento.

Los cálculos para hallar la velocidad promedio del viento se realizaron en Matlab, para ello se usaron el factor de escala (c) y el factor de forma (k) en cada mes, para hallar la media y mediana estadística de todos los datos según el mes.

Se utilizaron dos códigos en Matlab para realizar estos cálculos, se tomarán las siguientes ecuaciones la de la velocidad media (ecuación N°10) y la de la velocidad mediana (ecuación N°11) estadística. (Ruiz)

Media:

$$V_{promedio} = c\Gamma\left(\frac{1}{k} + 1\right)$$

Ecuación N° 10: Velocidad media promedio.

Mediana:

$$V_{mediana} = c \cdot \ln(2)^{1/k}$$

Ecuación N° 11: Velocidad mediana promedio.

Utilizando esta información se procedió a escribir las ecuaciones como un código en Matlab con las cuales se hallaron la media y mediana de la velocidad del viento promedio de cada mes, como se muestra en las Figuras N°7 y N°8.

```
clc
clear
k=1.0021;
c=1.3477;
media=c*gamma((1/k)+1)
```

Figura N° 7: Ecuacion de la media en matlab.

```
clc
clear
k=1.0021;
c=1.3477;
mediana=c*log(2).^(1/k)
```

Figura N° 8: Ecuacion de la mediana en matlab.

IX. ACTIVIDAD N°3: Determinar potencia real generada en el mes.

Para determinar la potencia real generada cada mes es necesario utilizar una integral definida de 0 a 4 veces el factor de escala, en donde se multiplica la función de densidad de probabilidad de Weibull por la de potencia de superficie representada en la ecuación N°12.

$$P_{mec,sup,Weibull} = \int_0^{4c} p(v)P_{sup}(v)dv$$

Ecuación N° 12: integral de curva de densidad de la potencia

Es decir, se tiene que hallar la densidad de probabilidad $p(v)$ (ecuación N°13) y la potencia superficial $P_{sup}(v)$ (ecuación N°14). Se utilizarán los valores calculados anteriormente tales como el factor de escala (C) y el factor de forma (k).

$$p(v) = \frac{k}{c} (v/c)^{k-1} e^{-(v/c)^k}$$

Ecuación N°13: Función de densidad de probabilidad de Weibull.

$$P_{sup}(v) = \frac{\rho \cdot v^3}{2}$$

Ecuación N°14: Función de potencia por superficie.

La función de la ecuación N°14 más conocida como la función de distribución de Weibull predice la probabilidad con la que un valor concreto de la velocidad del viento se repite en un intervalo de tiempo. (Vidal, 2019).

La ecuación de potencia por superficie, $P_{sup}(v)$ (ecuación N°14) es parecida a la de potencia del viento, pero no se tiene en cuenta el área de barrido del aerogenerador por lo cual muestra la potencia mecánica por superficie de barrido del rotor que contiene el viento. (Vidal, 2019).

Teniendo esto en mente se procedió a realizar el código en Matlab de la Figura N°9 donde se puede obtener las gráficas de distribución de Weibull, la cual muestra las diferentes velocidades del viento y la probabilidad con la que surgen en el mes. Esto se realizó para todos los meses.

```
clc
clear all
close all
syms f
v=0:0.1:8;
k=1.5516;
c=2.9746;
f=k/c.*((v/c).^(k-1)).*exp(-(v/c).^k);
plot(v,f)
%xlim([0 10])
grid on
title('Distribución de weibull - Enero')
xlabel('Escala C =1.7513; Forma K=0.9722 ; media = 1.7731; mediana = 1.2013')
```

Figura N° 9: Código de la Función de probabilidad de Weibull, mes de Enero.

Del código de la Figura N° 10 se obtiene la potencia de todos los meses agrupando todos los valores que la velocidad viento puede tener como un vector, el valor de $d=1.24$, es la constante de la densidad del viento para superficies que están por encima del nivel del mar hasta los 300 metros. Córdoba está a unos 63 metros, por lo que se hace valido usar este valor. (Vidal, 2019)

```
clc
clear
syms f
v=[0,0.4,0.9,1.3,1.8,2.2,2.7,3.1,3.6,4,4.5,4.9,5.4,5.8,6.3,6.7,7.2,7.6,8];
d=1.24;
f=(d*(v.^3))/2;
plot(v,f)
xlim([0 10])
grid on
title 'curva: velocidad - potencia por m^2 - Enero'
xlabel 'velocidad del viento [m/s]'
ylabel 'Potencia mecánica por superficie P(v)[W/m^2]'
```

Figura N°10: Código de la Ecuación de potencia por superficie.

Para finalizar se realizó el código de la integral densidad de potencia real como se muestra a continuación en la figura N° 11, en la cual se definen la variable como se viene haciendo en los anteriores códigos la única particularidad es que se necesita @ para definir la variable en la cual se recorrerá toda su área bajo la curva en ese caso sería el vector (v) que representas las velocidades del viento, pero su forma está sujeta a los constantes k, c y d.

```

clc
clear
close all
v=0:0.1:20;
k=0.9722; %valores reales
c=1.7513; %valores reales
d=1.24;
potencia= @(v) ((d*(v.^3))/2).*(k/c.*((v/c).^k-1)).*exp(-((v/c).^k));
q = integral(potencia,0,(4*c));
    
```

Figura N°11: Código de la integral densidad de potencia real.

CUARTA PARTE

Establecer capacidad de uso del recurso eólico para aerogeneración eléctrica.

X. ACTIVIDAD N°1: Organizar los datos.

Lo primero fue crear una tabla con todos los meses del año y todos los cálculos que se tenían que hacer luego de hallar la integral de densidad de potencia representada en la ecuación N°12 de todos los meses a partir de esto se tiene que multiplicar por varias constantes de la potencia del rotor hasta llegar por último a la potencia eléctrica útil. Cabe resaltar que esto se repite en cada mes, además de que se realizaron dos tablas uno para los valores sin agrupar y otra para los valores agrupados por lo que se realizó el mismo procedimiento dos veces.

XI. ACTIVIDAD N°2: calcular todos los valores de los datos sin agrupar.

En la tabla N°2 se muestran todas las integradas de todos los meses de los valores sin agrupar y luego el cálculo de los datos según las características del rotor en cada parte finalizando con el de la potencia eléctrica útil, en los resultados se mostrará una gráfica para observar el comportamiento de cada mes más detalladamente a simple vista.

| POTENCIA | | | | |
|--------------------|------------------------------------|---------------------------------|--|--|
| VARIABLE | P_{sup, Wb} | P_{Bentz,sup,wb} | P_{mec,Savonius,sup,wb} | Eléctrica útil P_{el, sup,Wb} |
| FORMULA | $\int_0^{4s} p(v) * P_{sup}(v) dv$ | 0.593 * P _{sup, Wb.} | 0.13 * P _{sup, Wb.} | 0.54 * P _{mec, sav, sup, Wb} |
| MES DEL AÑO | SIN AGRUPAR | | | |
| ENERO | 11,56 | 6,85 | 1,50 | 0,81 |
| FEBRERO | 15,38 | 9,12 | 2,00 | 1,08 |

PRESENTACIÓN DE INFORME FINAL TRABAJOS DE GRADO

| | | | | |
|------------|-------|-------|------|------|
| MARZO | 19,44 | 11,53 | 2,53 | 1,37 |
| ABRIL | 14,15 | 8,39 | 1,84 | 0,99 |
| MAYO | 10,24 | 6,08 | 1,33 | 0,72 |
| JUNIO | 3,87 | 2,29 | 0,50 | 0,27 |
| SEPTIEMBRE | 14,01 | 8,31 | 1,82 | 0,98 |
| OCTUBRE | 9,05 | 5,37 | 1,18 | 0,64 |
| NOVIEMBRE | 8,47 | 5,02 | 1,10 | 0,59 |
| DICIEMBRE | 11,80 | 7,00 | 1,53 | 0,83 |

Tabla 2: Tabla de potencias para hallar la potencia electrica util de los datos sin agrupar.

XII. ACTIVIDAD N°3: Calcular todos los valores de datos agrupados.

En la tabla N°3 se muestran todas las integradas de todos los meses de los valores agrupados y luego el cálculo de los datos según las características del rotor en cada parte finalizando con el de la potencia eléctrica útil, en los resultados se mostrará una gráfica para observar el comportamiento más detalladamente a simple vista.

| POTENCIA | | | | |
|-------------|------------------------------------|-----------------------|------------------------------|------------------------------------|
| VARIABLE | $P_{sup, Wb}$ | $P_{Bentz, sup, wb}$ | $P_{mec, Savonius, sup, wb}$ | Electica útil $P_{el, sup, Wb}$ |
| FORMULA | $\int_0^{4s} p(v) * P_{sup}(v) dv$ | $0.593 * P_{sup, Wb}$ | $0.13 * P_{sup, Wb}$ | $0.54 * P_{mec, sav, sup, Wb}$ |
| MES DEL AÑO | AGRUPADOS | | | |
| ENERO | 6,81 | 4,04 | 0,89 | 0,48 |
| FEBRERO | 9,78 | 5,80 | 1,27 | 0,69 |
| MARZO | 10,43 | 6,19 | 1,36 | 0,73 |
| ABRIL | 7,52 | 4,46 | 0,98 | 0,53 |
| MAYO | 5,49 | 3,26 | 0,71 | 0,39 |
| JUNIO | | | | |

| | | | | |
|------------|------|------|------|------|
| | 2,12 | 1,26 | 0,28 | 0,15 |
| SEPTIEMBRE | 8,95 | 5,31 | 1,16 | 0,63 |
| OCTUBRE | 4,18 | 2,48 | 0,54 | 0,29 |
| NOVIEMBRE | 4,90 | 2,91 | 0,64 | 0,34 |
| DICIEMBRE | 5,15 | 3,05 | 0,67 | 0,36 |

Tabla 3: Tabla de potencias para hallar la potencia electrica util de los datos agrupados.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

RESULTADOS DE LA PRIMERA PARTE

Al analizar las rosas de viento del intercambiador, se puede apreciar que hay una distribución de flujo turbulento con predominancia hacia la dirección noroeste y sureste, sin embargo, tiene poco significado debido a que cuando se ven las velocidades máximas, se observa que no se aprecian velocidades máximas superiores a los 3 m/seg. Como se muestra en la figura N° 12.

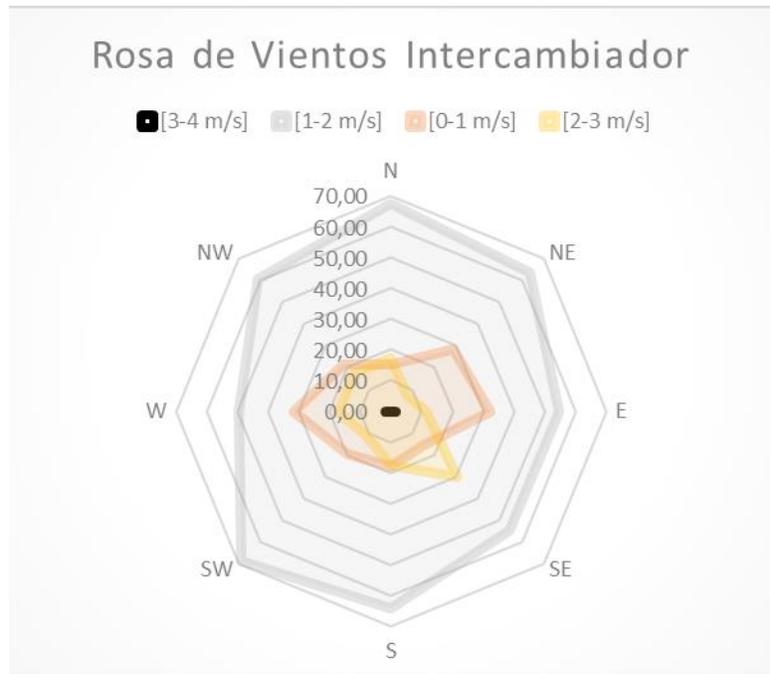


Figura N°12: Rosa de viento del intercambiador.

En casos muy específicos a los que se vieron, se pudo apreciar que el flujo es turbulento, tampoco hay ningún beneficio del de la turbina eólica para el intercambiador, entonces se planteaba que había flujos direccionados que podían mejorar las condiciones de rotación de la turbina y no se logró evidenciar eso en el análisis de las rosas de viento y de la velocidad. Por tanto, se puede evidenciar que al comparar estas rosas de vientos con las rosas de vientos de la estación Turipaná, se concluye que es más viable implementar una turbina eólica con los datos de la estación Turipaná porque hay mayores velocidades e inclusive se puede evidenciar un direccionamiento del flujo según ciertas temporadas en el año y las velocidades tanto la media como la máxima, son mayores. Como se puede observar en las figuras N° 5 y N° 6 ya mostradas en la metodología en la primera parte.

RESULTADOS DE LA SEGUNDA PARTE

Al comparar las rosas de vientos de la figura N° 12 con las rosas de vientos de la estación Turipaná (figura N° 13), se concluye que es más viable implementar una

turbina eólica con los datos de la estación Turipaná porque hay mayores velocidades e inclusive se puede evidenciar un direccionamiento del flujo según ciertas temporadas en el año y las velocidades tanto la media como la máxima, son mayores.

Si se va a hacer un análisis por el método de weibull para la viabilidad técnica, claramente los intercambiadores no son las mejores posiciones para las turbinas eólicas, específicamente en Montería, es decir, hay velocidades de viento muy bajas.

Por lo tanto, al ver cómo están esas velocidades en el intercambiador, se apreció que son inferiores a las de la estación Turipaná.

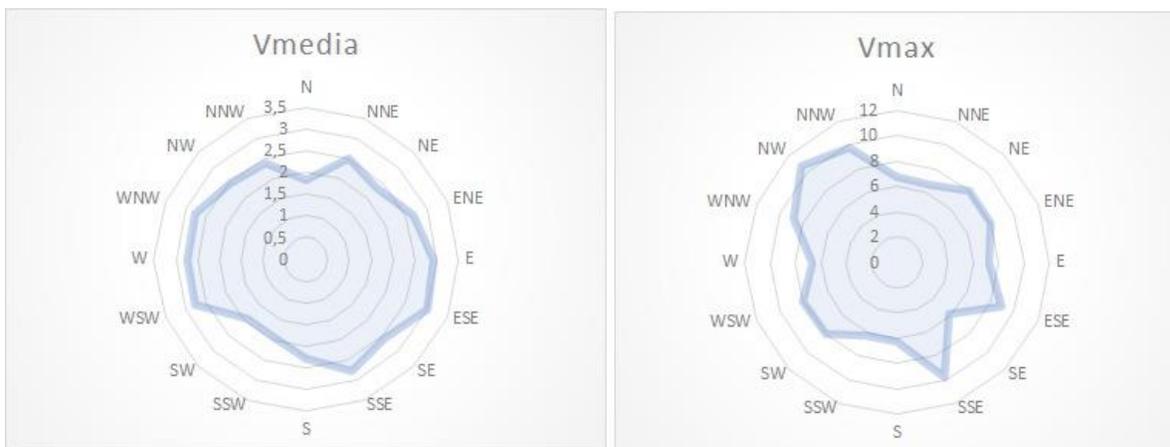


Figura N° 13. Rosas de viento de la estación meteorológica Turipaná.

RESULTADOS DE LA TERCERA PARTE

En base a la revisión bibliográfica se hizo uso de las ecuaciones y procesos para modelar el comportamiento del viento en cada uno de los meses del año 2020 en la Estación de Turipaná en Agrosavia vía Cereté - Cereté, Departamento de Córdoba en Colombia. Con el fin de obtener la velocidad promedio del viento y demás características que permitan definir si el viento en este sector, se puede usar para aerogeneración, en el respectivo mes y consecuentemente en el año.

Cuando se hace referencia al comportamiento del viento se quiere decir que se desea conocer el perfil de velocidades de viento por mes, el cual se obtiene, haciendo uso de las velocidades horario que recoge un sistema de toma de dato. El perfil de velocidades se puede definir como la curva que predice la probabilidad de obtener una velocidad específica del viento en el mes de estudio.

PRESENTACIÓN DE INFORME FINAL TRABAJOS DE GRADO

En la tabla N°4 a continuación se enumera la cantidad de veces que se repite una velocidad de viento en un mes, datos que han sido recogidos con una estación meteorológica portátil Vantage Pro-Plus. Se realiza el cálculo de otras variables de interés como lo son la frecuencia relativa, la frecuencia relativa acumulada, el logaritmo natural de la velocidad de viento y el logaritmo natural del inverso aditivo del logaritmo natural de $1 - Fa$, donde, Fa es la frecuencia relativa acumulada.

| Velocidad | Frecuencia | Frecuencia Relativa | Frecuencia Acomulada | Ln(v) | Ln[-Ln[1-Fa]] |
|-----------|------------|---------------------|----------------------|-------------|---------------|
| 0 | 146 | 0,196500673 | 0,000264469 | 0 | -8,237653219 |
| 0,4 | 114 | 0,153432032 | 0,349932705 | -0,91629073 | -0,842391338 |
| 0,9 | 75 | 0,100942127 | 0,450874832 | -0,10536052 | -0,51177796 |
| 1,3 | 33 | 0,044414536 | 0,495289367 | 0,26236426 | -0,380133648 |
| 1,8 | 44 | 0,059219381 | 0,554508748 | 0,58778666 | -0,212478539 |
| 2,2 | 25 | 0,033647376 | 0,588156124 | 0,78845736 | -0,119785228 |
| 2,7 | 45 | 0,060565276 | 0,6487214 | 0,99325177 | 0,045141265 |
| 3,1 | 39 | 0,052489906 | 0,701211306 | 1,13140211 | 0,188981549 |
| 3,6 | 39 | 0,052489906 | 0,753701211 | 1,28093385 | 0,337336072 |
| 4 | 53 | 0,071332436 | 0,825033647 | 1,38629436 | 0,555700473 |
| 4,5 | 46 | 0,061911171 | 0,886944818 | 1,5040774 | 0,779269483 |
| 4,9 | 30 | 0,040376851 | 0,927321669 | 1,58923521 | 0,963827539 |
| 5,4 | 17 | 0,022880215 | 0,950201884 | 1,68639895 | 1,09853833 |
| 5,8 | 17 | 0,022880215 | 0,9730821 | 1,75785792 | 1,285081834 |
| 6,3 | 8 | 0,01076716 | 0,98384926 | 1,84054963 | 1,41725737 |
| 6,7 | 7 | 0,009421265 | 0,993270525 | 1,90210753 | 1,609689507 |
| 7,2 | 3 | 0,004037685 | 0,99730821 | 1,97408103 | 1,77792232 |
| 7,6 | 1 | 0,001345895 | 0,998654105 | 2,02814825 | 1,88868895 |
| 8 | 1 | 0,001345895 | 1 | 2,07944154 | 0 |

Tabla 4: Tabla de datos sin agrupar para linealización.

Después de tabulada la información se procede a graficar frecuencia relativa vs velocidad del viento, lo cual se observa en la figura N° 14 donde se muestra una gráfica la cual será de gran ayuda ya que nos permitirá observar que tan bien se ajustará la curva de Weibull después de calculados el factor de forma y el factor de escala para datos no agrupados.

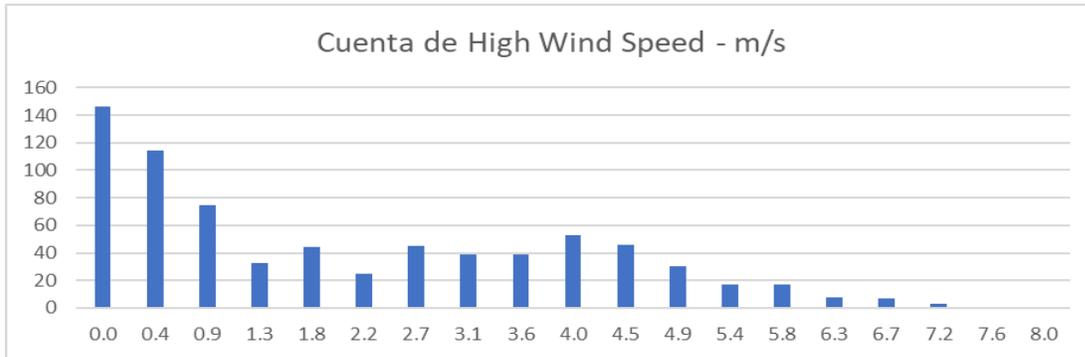


Figura N° 14: Grafica de frecuencia absoluta de velocidades del viento vs velocidades del viento (datos).

La anterior información se organiza en intervalos de longitud de 1 *m/s*, iniciando con el Intervalo $[0,1)$, y así hasta llegar al intervalo que contiene los valores máximos de la velocidad del viento en el mes estudiado, tal como, se puede observar en la figura N° 15 donde solo aparecen las marcas de clase de cada intervalo en el eje *x*.

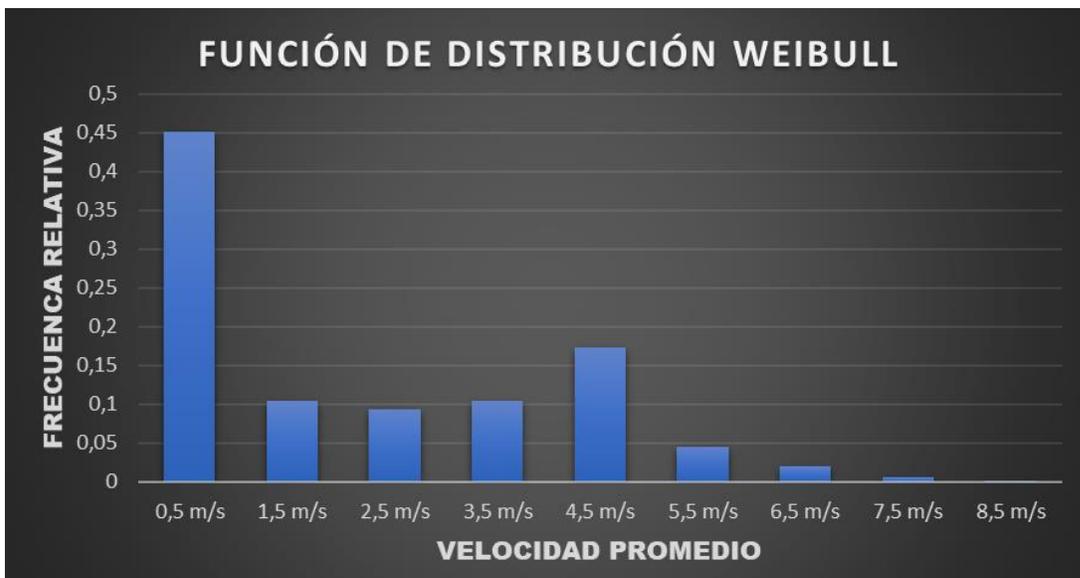


Figura N° 15: Frecuencia relativa (datos agrupados) VS velocidad del viento (marca de clase intervalo).

Cuya tabulación se puede observar en la tabla N° 5 a continuación, donde aparece el valor de clase del intervalo, que en este caso se llamará velocidad promedio. Además de la frecuencia, frecuencia relativa, frecuencia relativa acumulada, logaritmo natural de la clase modal y el logaritmo del inverso aditivo del logaritmo

PRESENTACIÓN DE INFORME FINAL TRABAJOS DE GRADO

natural de $1 - Fa$. Las dos últimas columnas de la tabla serán utilizadas para hacer una gráfica logarítmica de la cual se obtendrán los factores de escala y de forma de una línea recta que se ajusta a los puntos graficados, mediante el método de mínimos cuadrados se obtiene la ecuación de la recta.

| Velocidad promedio m/s | Rango mínimo m/s | Rango máximo m/s | Frecuencia | Frecuencia relativ | Frecuencia acumulada | ln(v) | Ln[-Ln[1-Fa]] |
|------------------------|------------------|------------------|------------|--------------------|----------------------|--------------|---------------|
| 0,5 | 0 | 1 | 335 | 0,450874832 | 0,450874832 | -0,693147181 | -0,51177796 |
| 1,5 | 1 | 2 | 77 | 0,103633917 | 0,554508748 | 0,405465108 | -0,212478539 |
| 2,5 | 2 | 3 | 70 | 0,094212651 | 0,6487214 | 0,916290732 | 0,045141265 |
| 3,5 | 3 | 4 | 78 | 0,104979812 | 0,753701211 | 1,252762968 | 0,337336072 |
| 4,5 | 4 | 5 | 129 | 0,173620458 | 0,927321669 | 1,504077397 | 0,963827539 |
| 5,5 | 5 | 6 | 34 | 0,045760431 | 0,9730821 | 1,704748092 | 1,285081834 |
| 6,5 | 6 | 7 | 15 | 0,020188425 | 0,993270525 | 1,871802177 | 1,609689507 |
| 7,5 | 7 | 8 | 4 | 0,00538358 | 0,998654105 | 2,014903021 | 1,88868895 |
| 8,5 | 8 | 9 | 1 | 0,001345895 | 1 | 2,140066163 | 0 |

Tabla 5: Tabla datos agrupados para linealización.

A continuación, están graficadas en las figuras N° 16 y N° 17 las parejas ordenadas conformes a la tabla N°4 y tabla N°5, donde en el eje de las abscisas se encuentra el logaritmo natural de la marca de clase y en el eje ordenado se ubica $Ln(-Ln(1 - Fa))$. Cabe resaltar que, cuando la frecuencia relativa acumulada es 1 el logaritmo natural de este valor no está definido por lo tanto lleva a una indeterminación, en consecuencia, la pareja ordenada correspondiente a la frecuencia acumulada igual a 1 es un punto que no se considera al momento de realizar los cálculos de la recta de ajuste.

Se tiene dos tablas de datos, una tiene los datos sin agrupar (figuras N° 16) y la otra con los datos agrupados (figuras N° 17). En la tabla de datos sin agrupar se van a omitir dos parejas ordenadas, aquella que contiene a la velocidad de viento igual a cero y otra que contiene la frecuencia relativa acumulada igual a 1. Y en la tabla de datos agrupados solo se va a omitir la pareja ordenada que contiene a la frecuencia relativa acumulada igual a 1. De lo anterior, se puede obtener las siguientes graficas representadas por la figura N°16 y N°17 con sus respectivas rectas de ajuste:

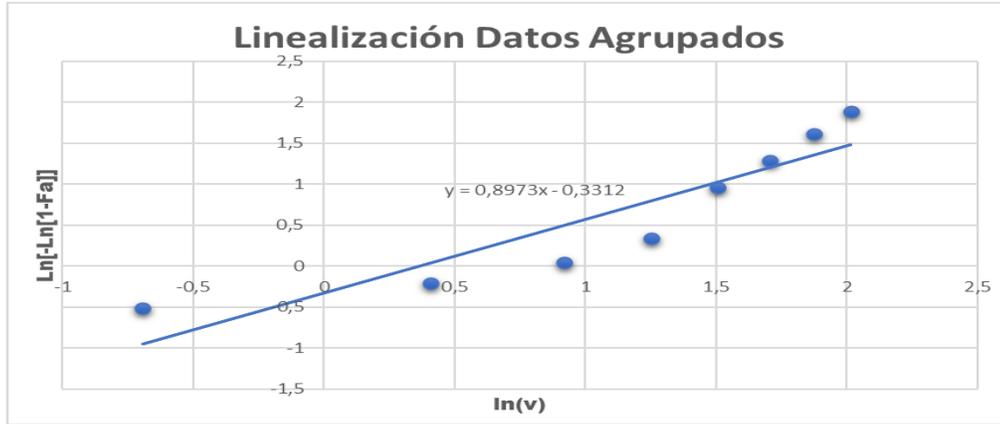


Figura N°16: Línea recta ajustada a datos agrupados.

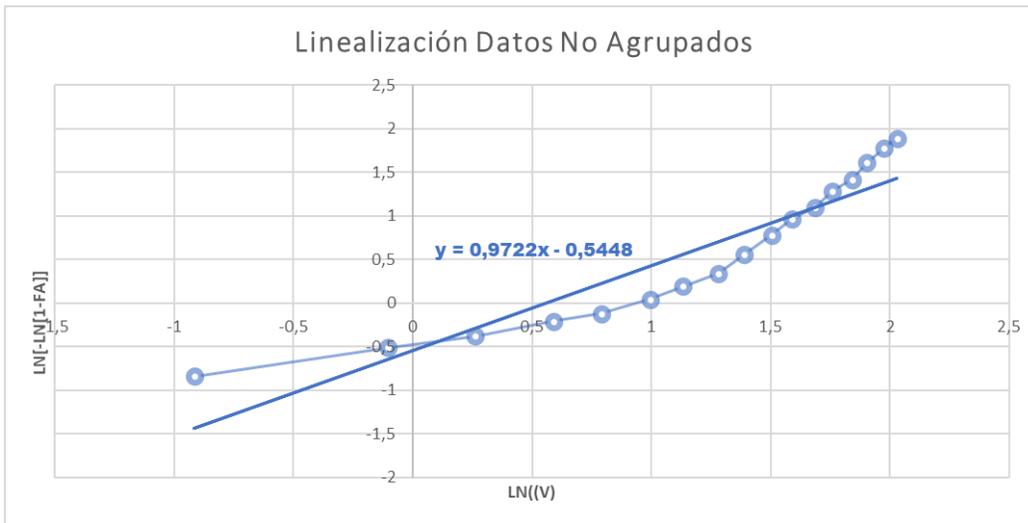


Figura N°17: Línea recta ajustada a datos sin agrupar.

A partir de ahí, según la metodología planteada se hacen los diversos cálculos para hallar el factor de forma y de escala para la función de distribución de weibull, lo cual arroja la siguiente curva para el mes de enero (figura N° 18), para los datos sin agrupar. Donde se pueda ver el valor de la velocidad media para el mes, velocidad media que no es suficiente para aerogeneración en este mes.

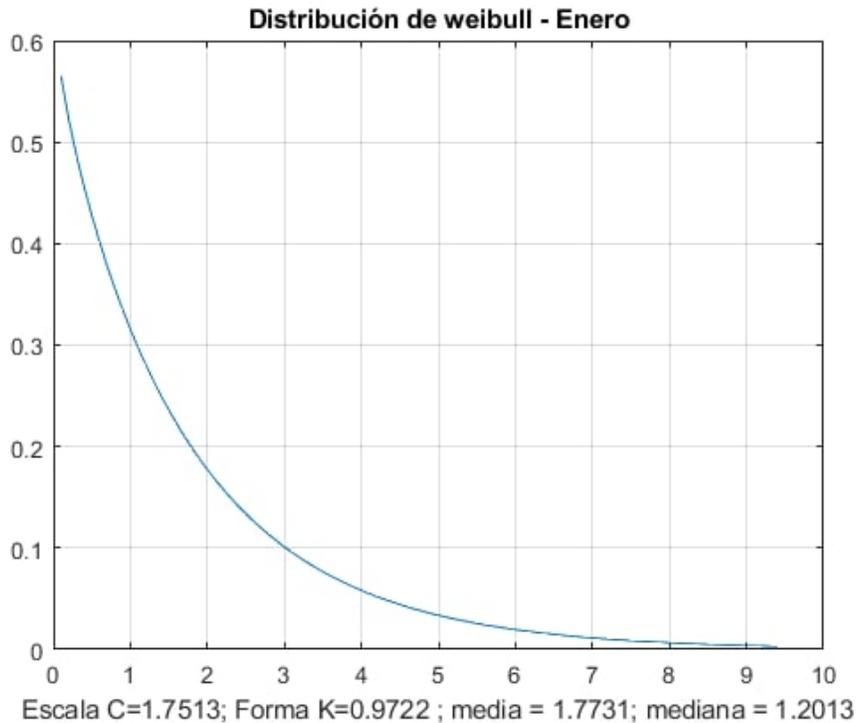


Figura N°18: Distribución de weibull del mes de enero.

Luego se organizó en la tabla N°6 todos los meses con el valor de la media (velocidad media), mediana, el factor de forma k e igualmente el factor de escala c , los cuales serán necesarios para hallar la potencia mensual. Dicha tabla se observa a continuación, se resalta que los anteriores valores se hallaron tanto para valores agrupados como para los no agrupados. Para poder hacer una comparación de la potencia que se genera partiendo de la forma como se organicen los datos recolectados.

| | VALORES REALES | | | | ESTADISTICA | | | |
|-------------------|----------------|--------|--------|---------|-------------|--------|--------|---------|
| | K | C | MEDIA | MEDIANA | K | C | MEDIA | MEDIANA |
| ENERO | 0.9722 | 1.7513 | 1.7731 | 1.2013 | 0.8973 | 1.4464 | 1.5344 | 0.9614 |
| FEBRERO | 1.0178 | 1.9488 | 1.9346 | 1.3595 | 0.981 | 1.6600 | 1.6739 | 1.1425 |
| MARZO | 1.0303 | 2.1147 | 2.0892 | 1.4817 | 0.9828 | 1.6969 | 1.7097 | 1.1687 |
| ABRIL | 1.0826 | 1.9323 | 1.8745 | 1.3774 | 0.9426 | 1.5074 | 1.5485 | 1.0218 |
| MAYO | 1.0514 | 1.7185 | 1.6847 | 1.2127 | 0.8842 | 1.3434 | 1.4275 | 0.8875 |
| JUNIO | 0.9974 | 1.2236 | 1.2250 | 0.8473 | 0.9076 | 0.9817 | 1.0282 | 0.6555 |
| JULIO | - | - | - | - | - | - | - | - |
| AGOSTO | - | - | - | - | - | - | - | - |
| SEPTIEMBRE | 1.2154 | 2.0189 | 1.8930 | 1.4933 | 1.0624 | 1.6486 | 1.61 | 1.1676 |
| OCTUBRE | 1.1405 | 1.6978 | 1.6198 | 1.2312 | 0.92 | 1.2342 | 1.2835 | 0.8286 |
| NOVIEMBRE | 1.0847 | 1.6296 | 1.5798 | 1.1623 | 1.0113 | 1.3291 | 1.3229 | 0.920 |
| DICIEMBRE | 1.2646 | 1.9435 | 1.8054 | 1.4545 | 1.0021 | 1.3477 | 1.3465 | 0.9349 |

Tabla 6: Tabla *k*, *c*, media (velocidad media) y mediana para datos agrupados y no agrupados.

En la (figura N° 19) a continuación se logra observar el comportamiento de la velocidad media o promedio en cada mes, tanto para los datos agrupados como para los no agrupados. En azul las velocidades promedio de los datos no agrupados y en naranja los datos agrupados. Los meses de Julio y agosto no están graficados porque no había la suficiente información almacenada para hacer los diferentes cálculos o porque no había dato alguno almacenado.

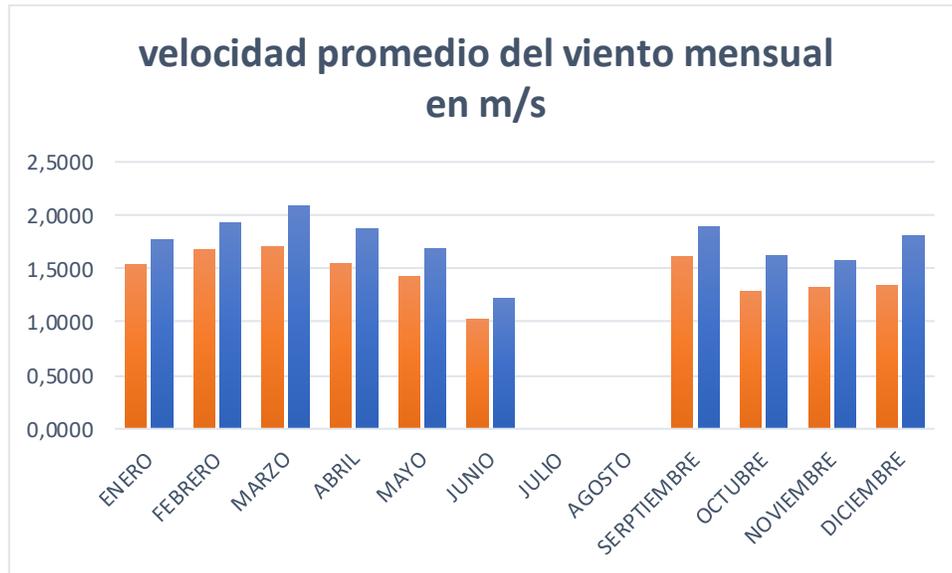


Figura N°19: Grafica de las velocidades promedio del viento mensual en m/seg para los datos agrupados y no agrupado.

RESULTADOS DE LA CUARTA PARTE

En la Tabla N°7 se observar la potencia teórica que se puede generar a partir de las velocidades del viento en cada mes, estos valores se calculan gracias a que en pasos anteriores se definió el valor de los factores de escala y de forma de la función de distribución de weibull en los meses de interés. A esta potencia teórica se le aplican ciertas consideraciones para llegar a la potencia final que se puede extraer para usos práctica, desde la potencia máxima que se puede extraer de una turbina en condiciones ideales hasta si es savonius o darrieus.

PRESENTACIÓN DE INFORME FINAL TRABAJOS DE GRADO

| VARIABLE | POTENCIA | | | |
|-------------|------------------------------------|----------------------------|------------------------------|---------------------------------|
| | $P_{sup, Wb}$ | $P_{Bentz, sup, wb}$ | $P_{mec, Savonius, sup, wb}$ | $P_{el, sup, Wb}$ |
| FORMULA | $\int_0^{4s} p(v) * P_{sup}(v) dv$ | 0.593 * $P_{sup, Wb}$. | 0.13 * $P_{sup, Wb}$. | 0.54 * $P_{mec, sav, sup}$. |
| MES DEL AÑO | SIN AGRUPAR | | | |
| ENERO | 11.56 W/m ² | 6.85 | 1.50 | 0.81 |
| FEBRERO | 15.38 W/m ² | 9.12 | 2.00 | 1.08 |
| MARZO | 19.44 W/m ² | 11.53 | 2.53 | 1.37 |
| ABRIL | 14.15 W/m ² | 8.39 | 1.84 | 0.99 |
| MAYO | 10.24 W/m ² | 6.08 | 1.33 | 0.72 |
| JUNIO | 3.87 W/m ² | 2.29 | 0.50 | 0.27 |
| SEPTIEMBRE | 14.01 W/m ² | 8.31 | 1.82 | 0.98 |
| OCTUBRE | 9.05 W/m ² | 5.37 | 1.18 | 0.64 |
| NOVIEMBRE | 8.47 W/m ² | 5.02 | 1.10 | 0.59 |
| DICIEMBRE | 11.80 W/m ² | 7.00 | 1.53 | 0.83 |
| | AGRUPADOS | | | |
| ENERO | 6.81 W/m ² | 4.04 | 0.89 | 0.48 |
| FEBRERO | 9.78 W/m ² | 5.80 | 1.27 | 0.69 |
| MARZO | 10.43 W/m ² | 6.19 | 1.36 | 0.73 |
| ABRIL | 7.52 W/m ² | 4.46 | 0.98 | 0.53 |
| MAYO | 5.49 W/m ² | 3.26 | 0.71 | 0.39 |
| JUNIO | 2.12 W/m ² | 1.26 | 0.28 | 0.15 |
| SEPTIEMBRE | 8.95 W/m ² | 5.31 | 1.16 | 0.63 |
| OCTUBRE | 4.18 W/m ² | 2.48 | 0.54 | 0.29 |
| NOVIEMBRE | 4.90 W/m ² | 2.91 | 0.64 | 0.34 |
| DICIEMBRE | 5.15 W/m ² | 3.05 | 0.67 | 0.36 |

Tabla 7: Tabla de potencia real generada por m², para datos agrupados y sin agrupar.

En la figura N° 20 se puede observar la gráfica de potencia teórica que se genera a partir de las velocidades de viento que se midieron en Turipaná son el área bajo la curva de cada una de las funciones, de la cual se podrá concluir cual generaría mayor electricidad con solo observar la gráfica.

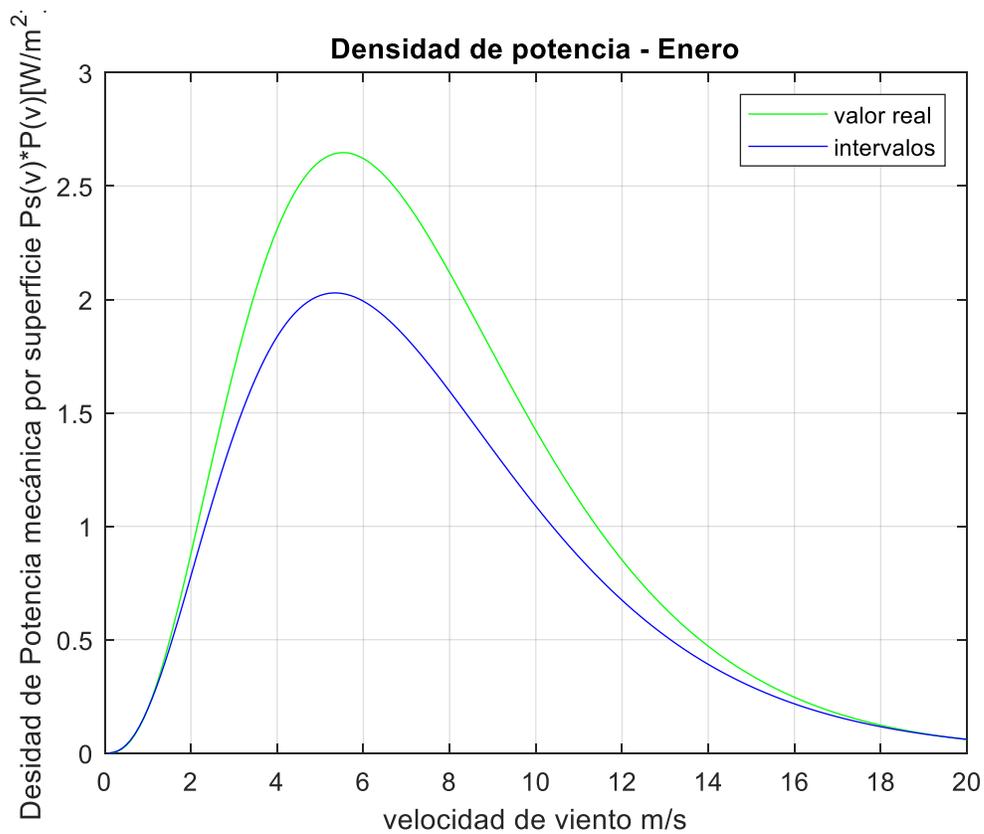


Figura N°20: Grafica de densidad de potencia de el valor real (datos sin agrupar) y los datos con intervalos (datos agrupados).

Al esbozar la potencia real generada en cada mes para los datos agrupados y sin agrupar, Figura N° 21, permitiendo comparar mediante cual método se obtienen resultados más precisos y/o verdaderos. Así como, saber en qué meses se podrá generar mayor potencia, en cuales menos y de ahí permitir definir estrategias para suplir necesidades de flujo eléctrico que no cubran estos aerogeneradores.

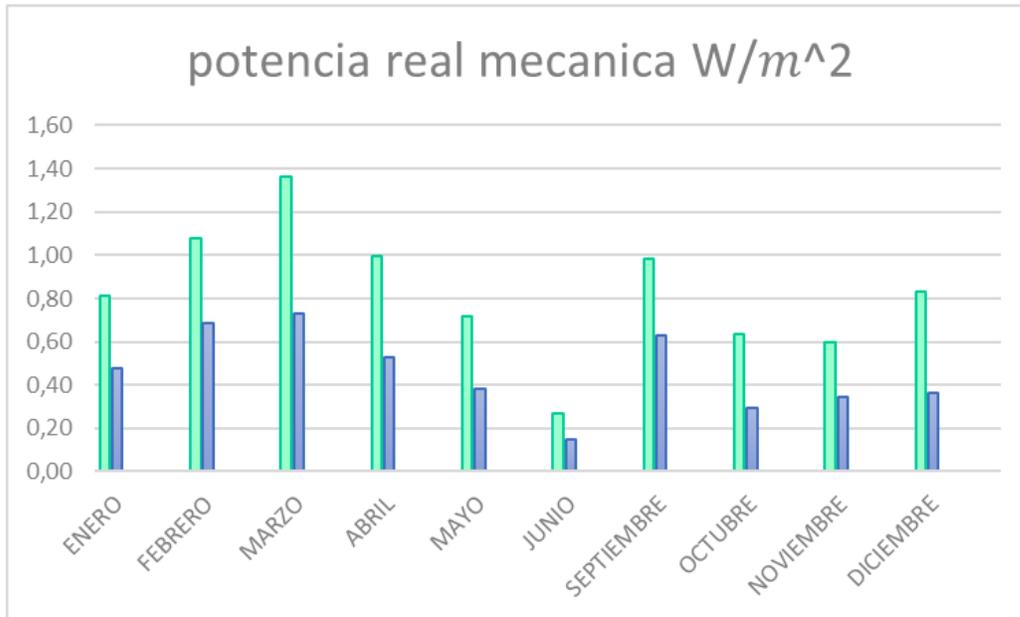


Figura N° 21: Potencia real mecánica W/m².

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:

Las rosas de viento llevan a concluir que, aunque se haga el análisis por el método de weibull para la viabilidad técnica, claramente los intercambiadores no son las mejores posiciones para las turbinas eólicas, específicamente en Montería hay velocidades de viento muy bajitas.

Por lo tanto, al ver cómo están esas velocidades en el intercambiador, se apreció que son inferiores a las de la estación Turipaná.

Con respecto a la distribución de weibull realizadas se puede decir los valores de la potencia mecánica en la mayoría de los meses supera en casi el doble a las generadas con datos agrupados. También se puede concluir a partir de la que los meses con mayor promedio de velocidad son marzo, febrero, y abril no se muestran los valores promedio de julio y agosto porque la información de estos meses estaba incompleta o no existía para realizar los procedimientos mencionados anteriormente.

Por otro lado, es recomendable no agrupar los datos para el cálculo de los factores de escala y de forma de la distribución de Weibull debido a que no agruparlos arroja mayores valores de potencia. Contrario a lo que sucede con los datos agrupados que generan menor potencia mecánica real y menores velocidades promedio

En base a la información de los cálculos de la potencia mecánica generada mes a mes, además de la velocidad promedio mensual en cada mes del año, se puede afirmar que no existen las condiciones suficientes para generar electricidad para consumo a partir de la Aerogeneración. La potencia que se genera no cubre las necesidades de un sistema eléctrico como son los elementos de la iluminación de una vía pública de alto tráfico.

Como última conclusión no se dan ciertas condiciones para plantear unos diseños de turbinas eólicas verticales, siguen siendo insuficientes la rapidez ya sea sean con el análisis de las rosas de viento o usando el método de análisis de weibull para generar la potencia necesaria para alcanzar un grado de sostenibilidad.

La única recomendación, colocar una estación meteorológica a diferentes alturas en la universidad para recolección de datos más exactos dado a su nivel de importancia para trabajos y proyectos futuros.

BIBLIOGRAFÍA

- Arango, M. C. (05 de 03 de 2019). *GRUPO BANCOLOMBIA*. Obtenido de GRUPO BANCOLOMBIA:
<https://www.grupobancolombia.com/wps/portal/empresas/capital-inteligente/actualidad-economica-sectorial/especiales/especial-energia-2019/panomara-energetico-colombia>
- Jing Liu, H. L. (2019). Review on the technical perspectives and commercial viability of vertical axis wind turbines. *ScienceDirect*, 608-626.
- Renovable, L. N. (09 de 2007). *Sistemas Eólicos Pequeños para Generación de Electricidad - Una Guía para Consumidores en Nuevo México*. Obtenido de *Sistemas Eólicos Pequeños para Generación de Electricidad - Una Guía para Consumidores en Nuevo México*:
<https://www.nrel.gov/docs/fy07osti/42070.pdf>
- Vidal, C. D. (09 de 2019). *Diseño de un Aerogenerador Savonius para uso Domestico*.
<https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/131197/Diago%20-%20Dise%C3%B1o%20de%20un%20aerogenerador%20Savonius%20para%20uso%20dom%C3%A9stico.pdf?sequence=1>

ANEXOS

Anexo 1: Usando los datos tomados con el intercambiador se graficaron las rosas según la altura en las tres mediciones realizadas.



Figura N° 22: Rosas de viento con los datos del intercambiador a 100 cm.



Figura N° 23: Rosas de viento con los datos del intercambiador a 200 cm de la primera recolección de datos.



Figura N°24: Rosas de viento con los datos del intercambiador a 200 cm de la segunda recolección de datos.



Figura N° 25: Rosas de viento con los datos del intercambiador a 200 cm de la tercera recolección de datos.

Anexo 2: Gráficas de la distribución de weibull de los meses del año según los datos.

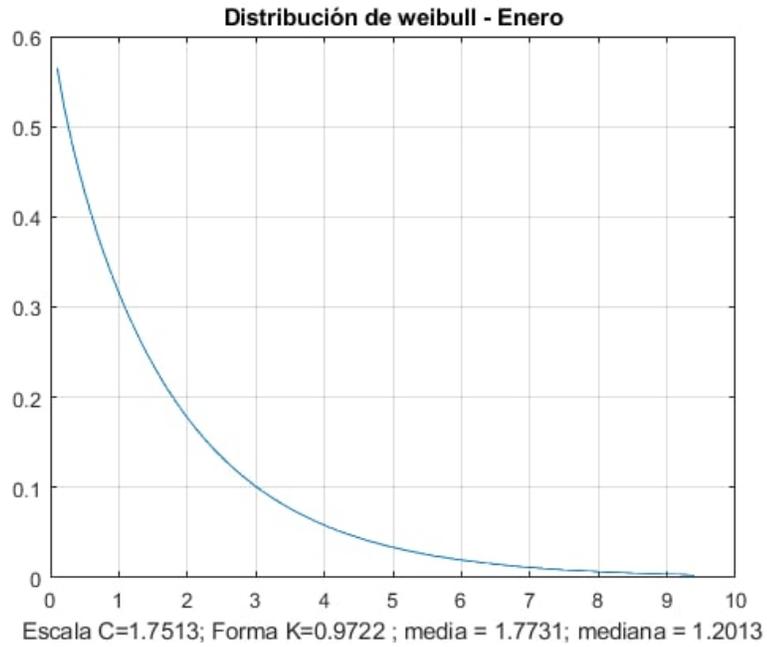


Figura N° 26: Distribución de weibull de enero.

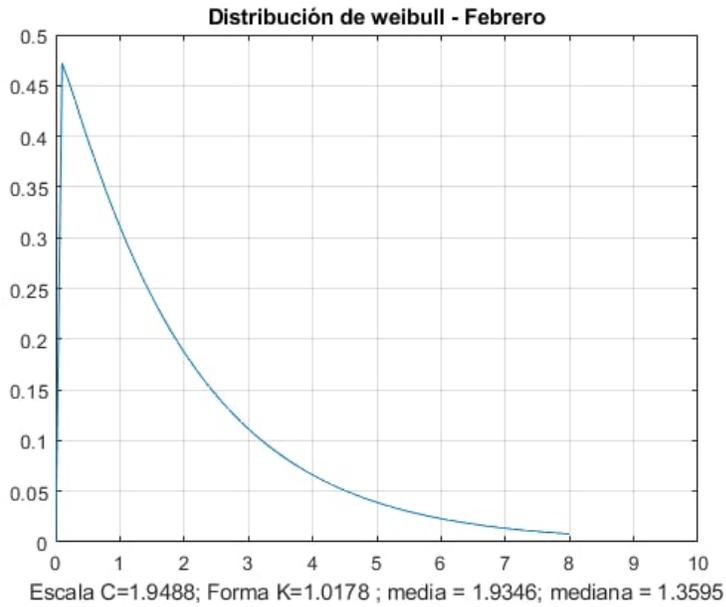


Figura N° 27: Distribución de weibull de febrero.

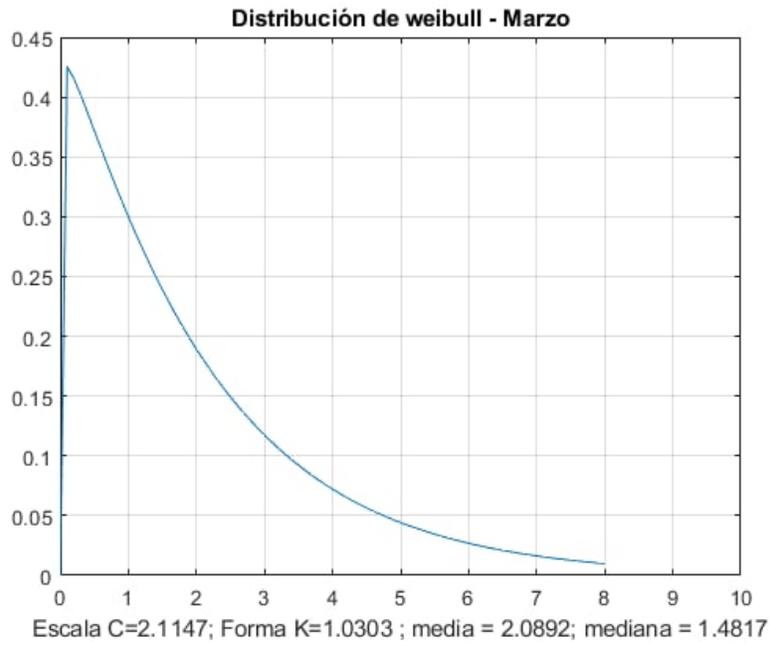


Figura N° 28: Distribución de weibull de marzo.

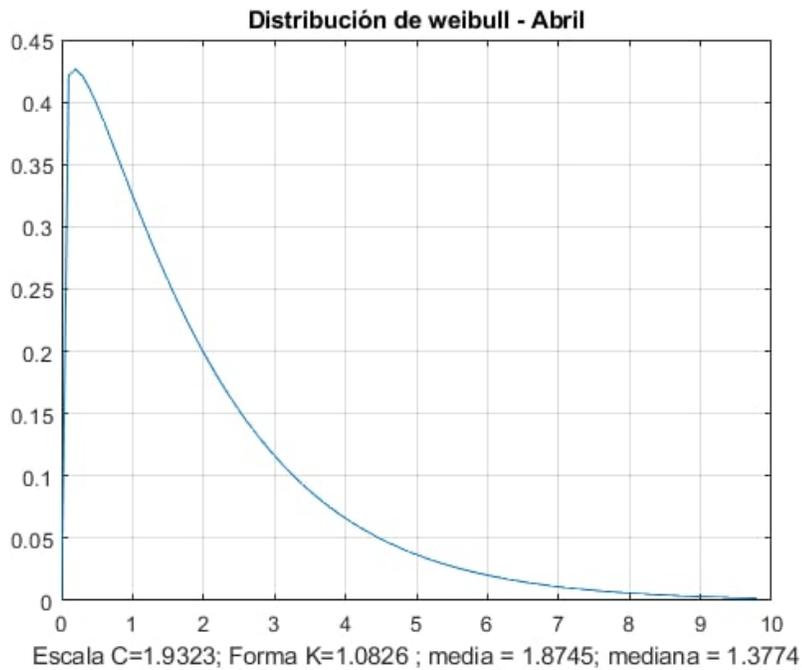


Figura N° 29: Distribución de weibull de abril.

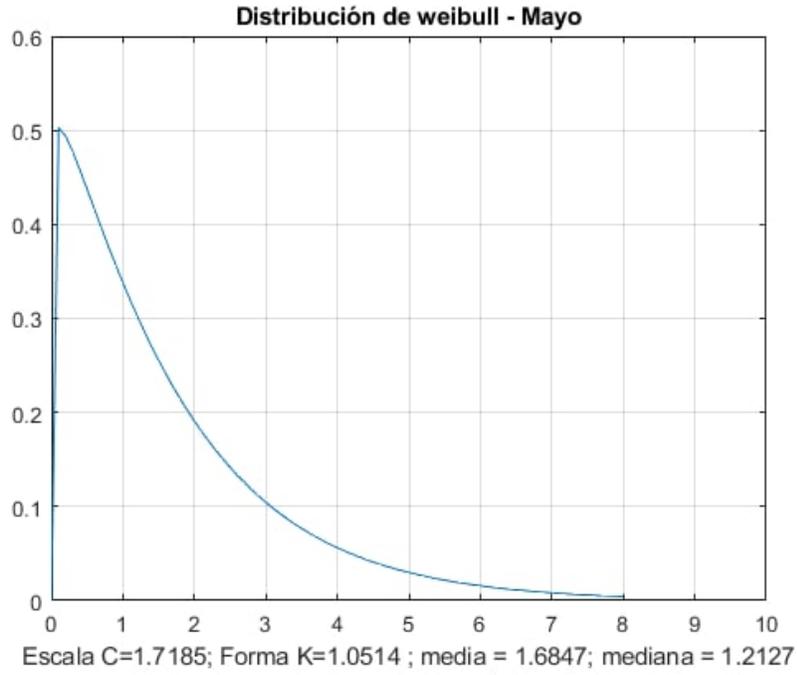


Figura N° 30: Distribución de weibull de mayo.

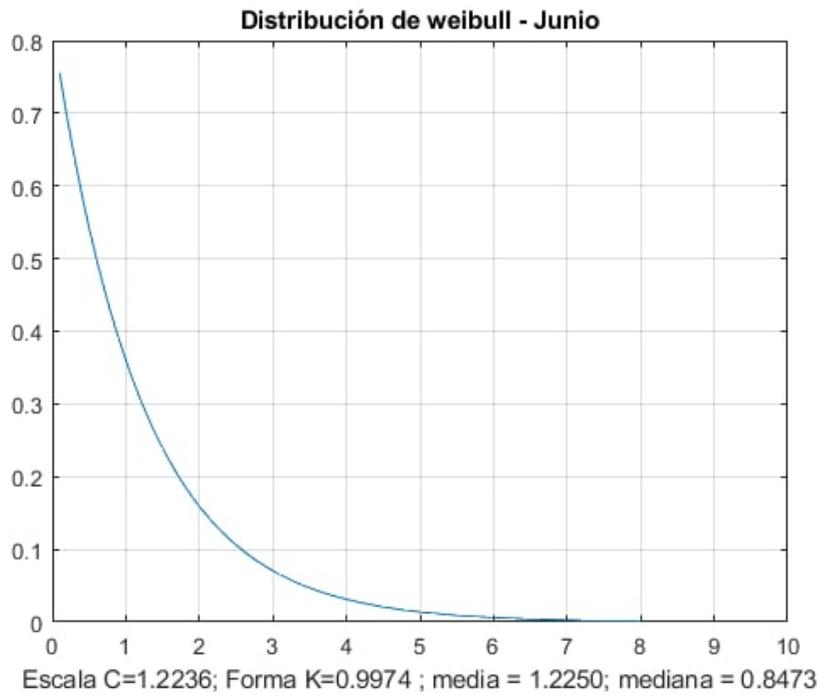


Figura N° 31: Distribución de weibull de junio.

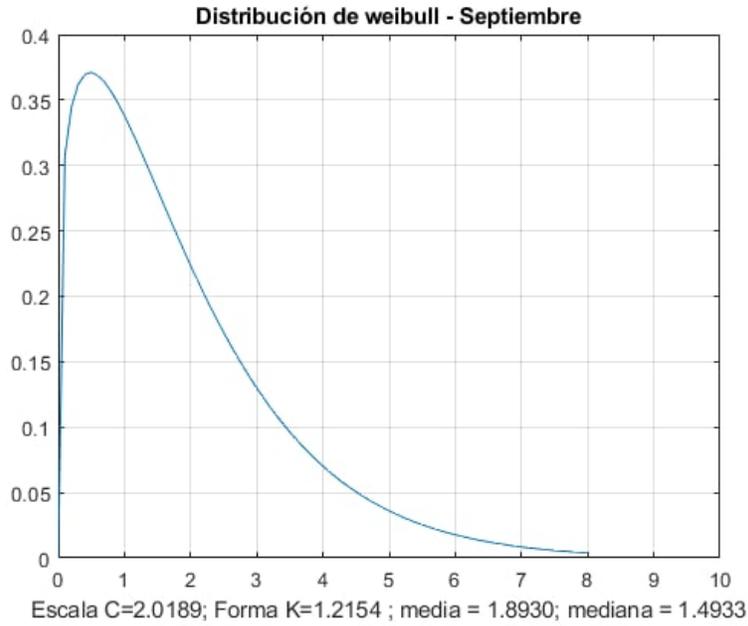


Figura N° 32: Distribución de weibull de octubre.

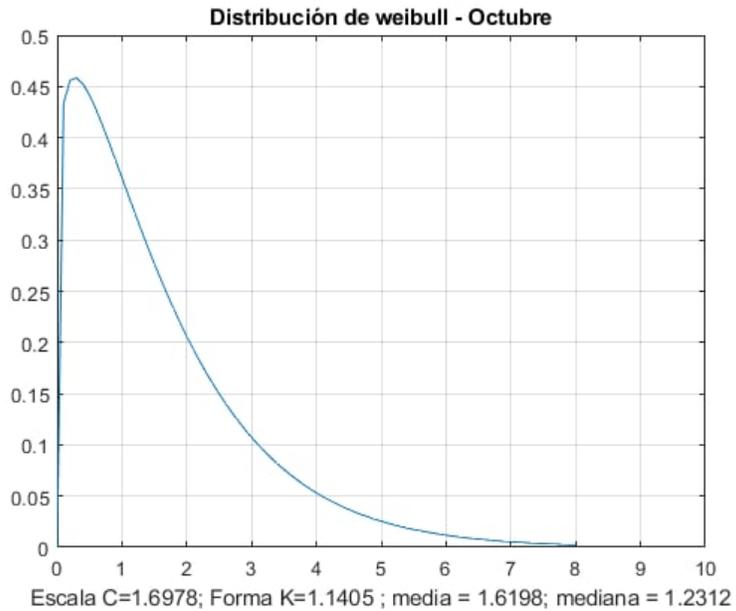


Figura N° 33: Distribución de weibull de septiembre.

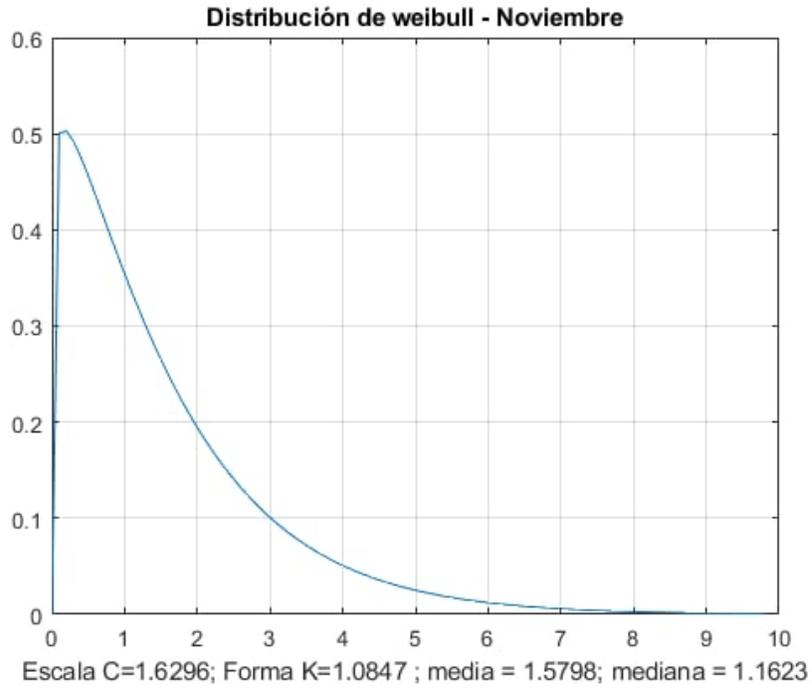


Figura N°34: Distribución de weibull de noviembre.

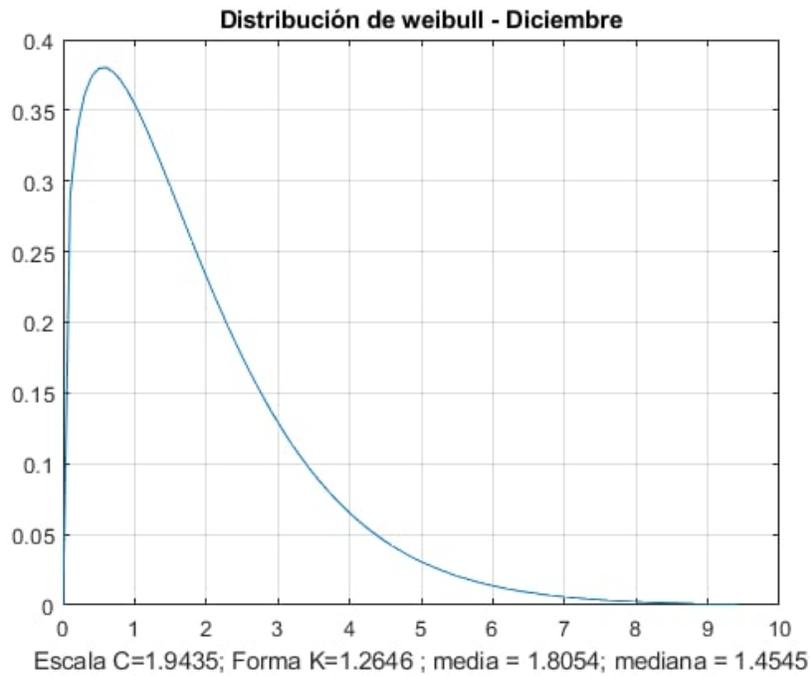


Figura N° 35: Distribución de weibull de diciembre.

Anexo 3: Graficas de la densidad de potencia de los meses según los datos.

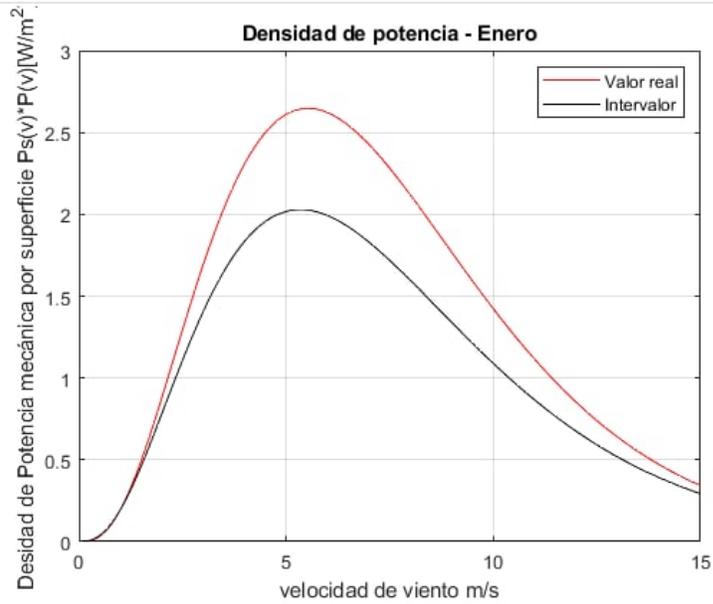


Figura N°36: Densidad de potencia de enero.

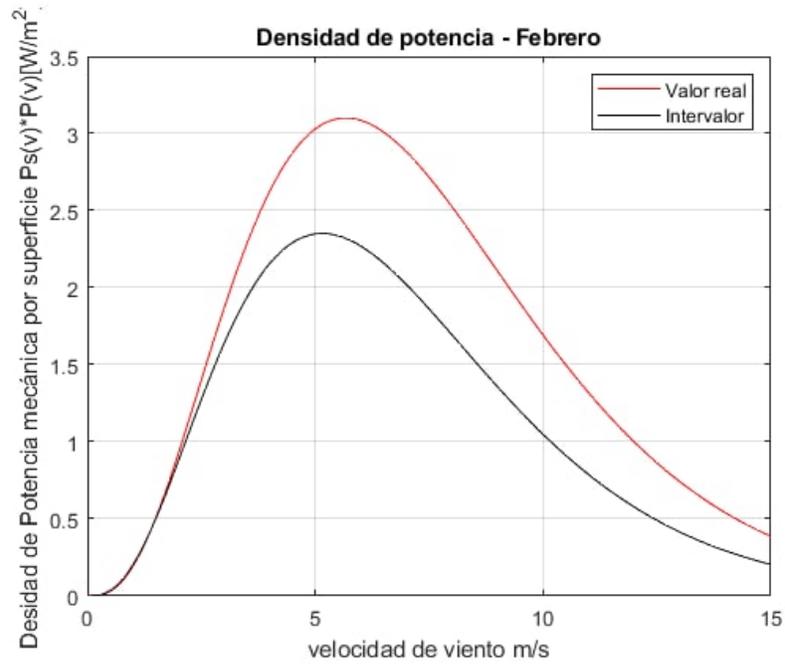


Figura N° 37: Densidad de potencia de febrero.

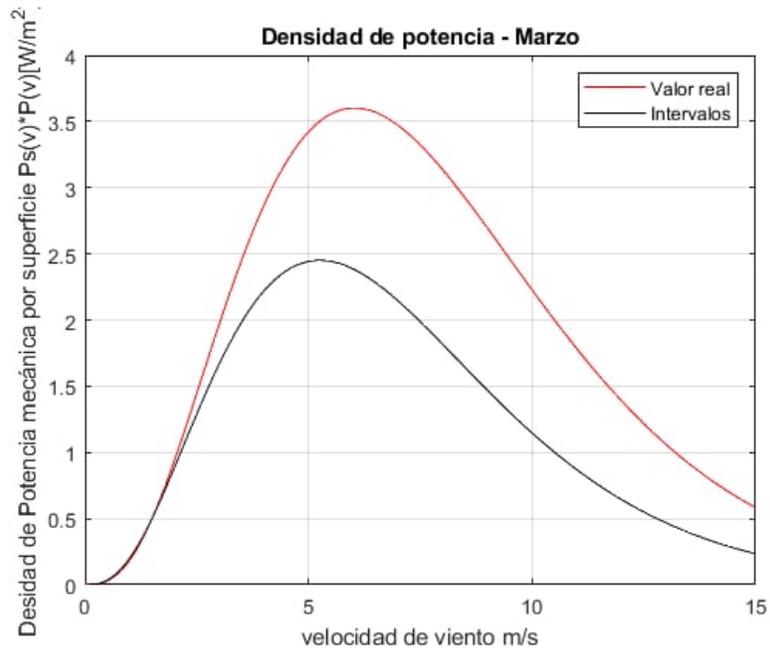


Figura N° 38: Densidad de potencia de marzo.

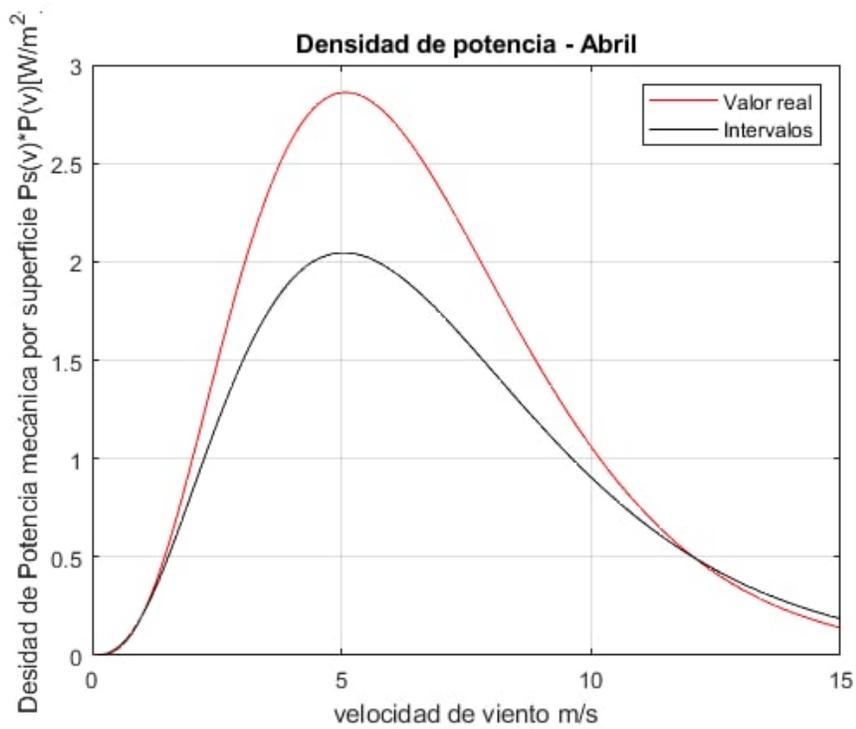


Figura N° 39: Densidad de potencia de abril.

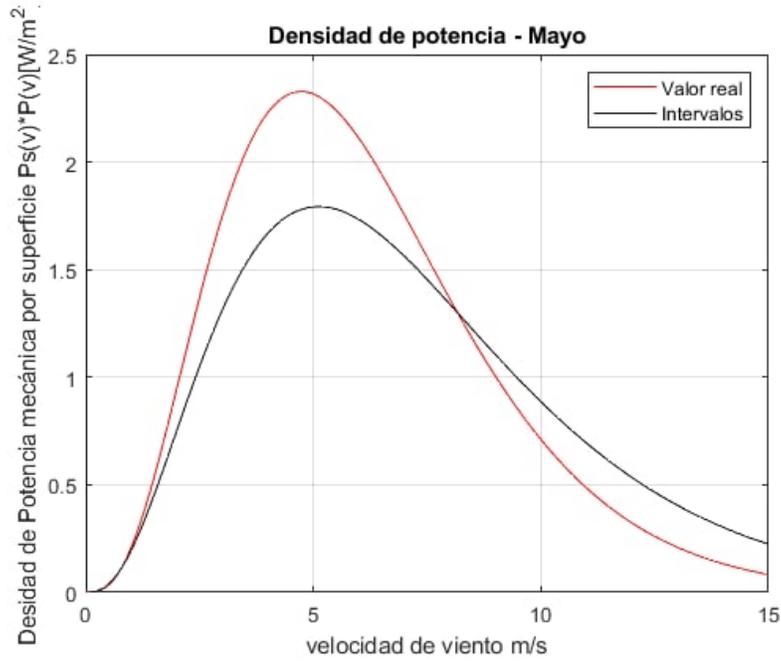


Figura N° 40: Densidad de potencia de mayo.

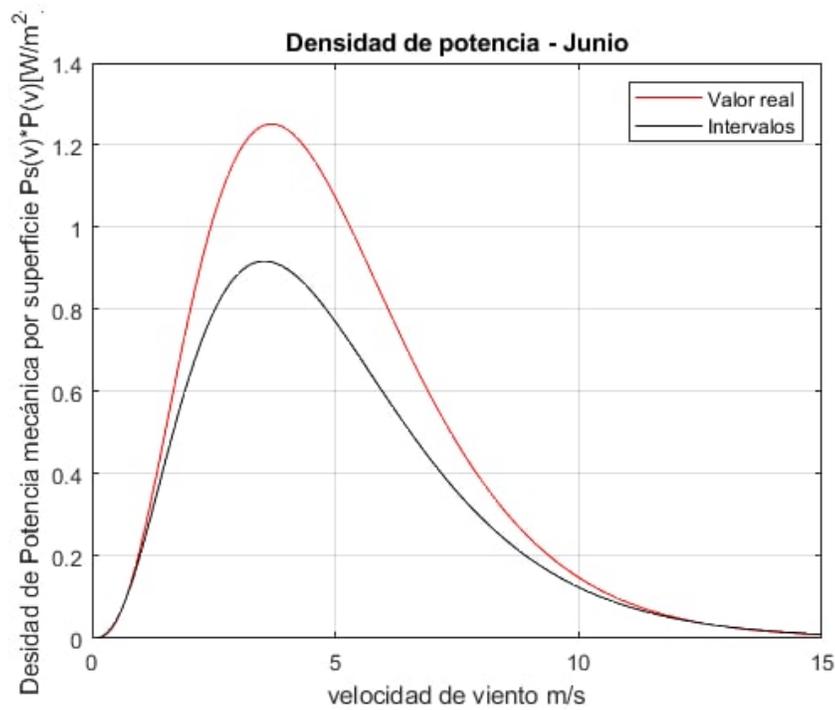


Figura N° 41: Densidad de potencia de junio.

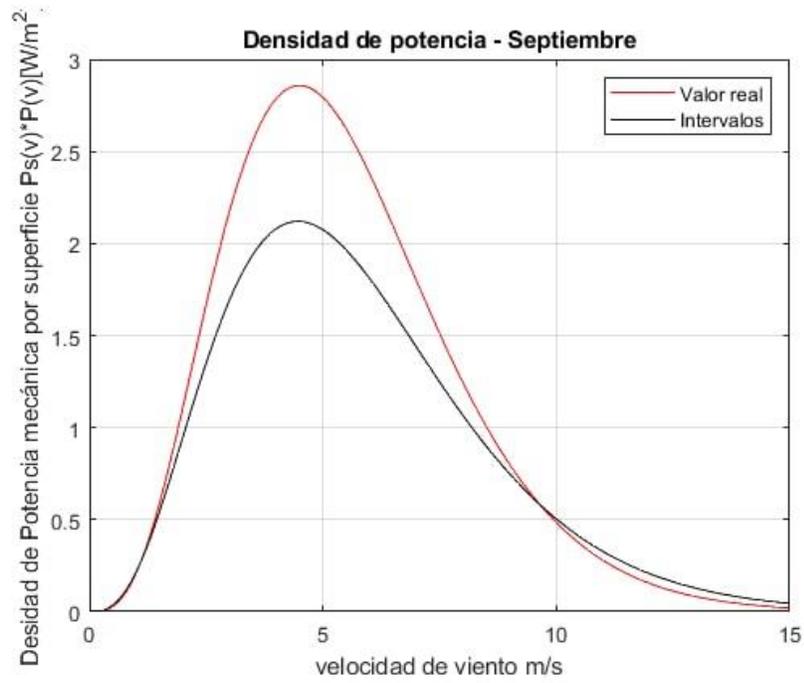


Figura N° 42: Densidad de potencia de septiembre.

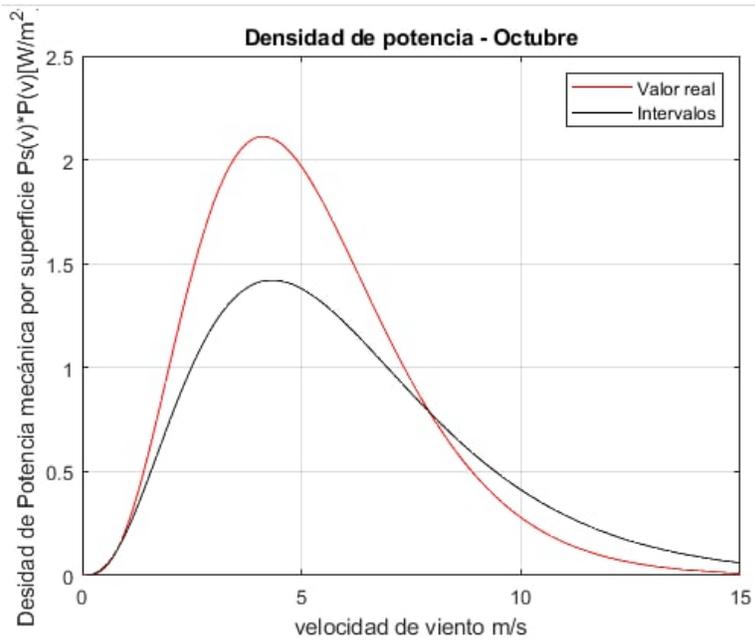


Figura N° 43: Densidad de potencia de octubre.

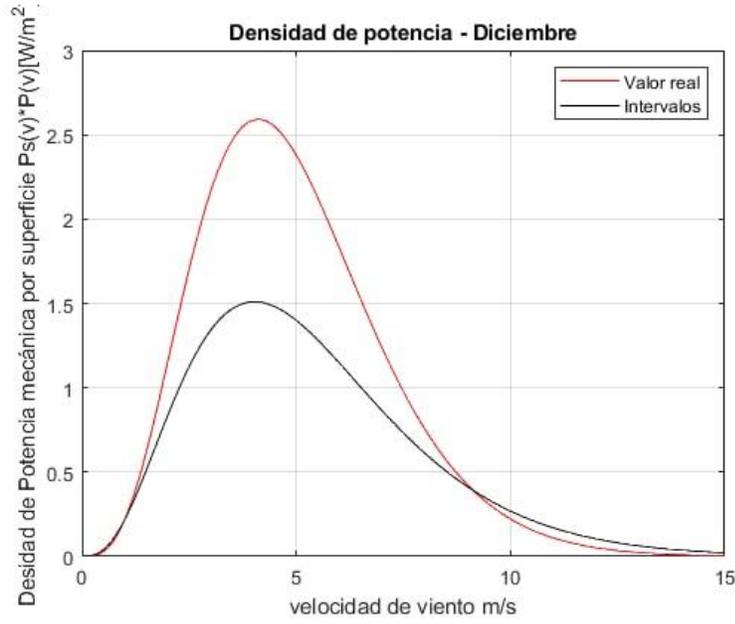


Figura N° 44: Densidad de potencia de noviembre.

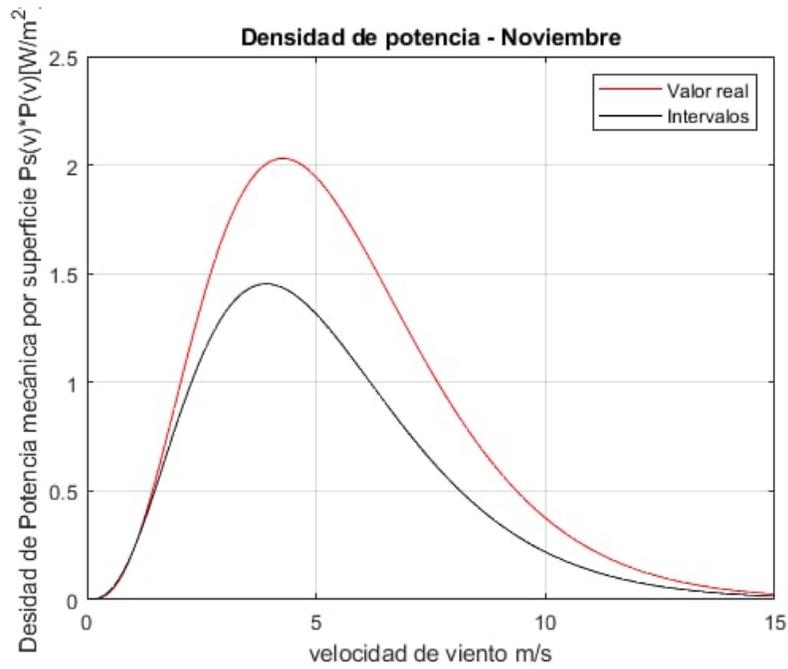


Figura N° 45: Densidad de potencia de noviembre.