



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO

FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL Y MECÁNICA

CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA

TRABAJO EXPERIMENTAL

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO

TEMA:

DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO DISPONIBLE EN EL SECTOR
MECHAHUASCA EN LA PARROQUIA DE PILAHUÍN, CANTÓN AMBATO,
PROVINCIA DE TUNGURAHUA.

Autor: Jonathan Javier Pico Llerena

Tutor: Ing. José Luis Yunapanata

Ambato – Ecuador

2019

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor del Trabajo Experimental, previo a la obtención del título de Ingeniero Mecánico, con el tema “DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO DISPONIBLE EN EL SECTOR MECHAHUASCA EN LA PARROQUIA DE PILAHUÍN, CANTÓN AMBATO, PROVINCIA DE TUNGURAHUA”, elaborado por el Sr. Jonathan Javier Pico Llerena, portador de la cédula de ciudadanía N 180457078-4, egresado de la Facultad de Ingeniería Civil y Mecánica, Carrera de Ingeniería Mecánica.

Certifico:

- Que el presente trabajo experimental es original de su autor.
- Ha sido revisado cada uno de sus capítulos componentes.
- Está concluido en su totalidad.

.....
Ing. José Luis Yunapanata

TUTOR

AUTORÍA DEL TRABAJO

Declaro que el presente Trabajo Experimental bajo el tema: “DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO DISPONIBLE EN EL SECTOR MECHAHUASCA EN LA PARROQUIA DE PILAHUÍN, CANTÓN AMBATO, PROVINCIA DE TUNGURAHUA”, en su totalidad, incluyendo ideas, criterios, análisis y conclusiones son de mi completa autoría.

.....
Jonathan Javier Pico Llerena

C. I.: 180457078-4

DERECHOS DE AUTOR

Autorizo a la Universidad Técnica de Ambato, para que haga de este Trabajo Experimental o parte él, un documento disponible para su lectura, consulta y procesos de investigación según las normas de la institución

Cedo los Derechos en línea patrimoniales de mi Trabajo Experimental con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este trabajo experimental dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor.

.....
Jonathan Javier Pico Llerena

C. I.: 180457078-4

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO

Los miembros del tribunal examinador aprueban el informe de investigación, sobre el tema: “DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO DISPONIBLE EN EL SECTOR MECHAHUASCA EN LA PARROQUIA DE PILAHUÍN, CANTÓN AMBATO, PROVINCIA DE TUNGURAHUA”, del egresado Jonathan Javier Pico Llerena de la Facultad de Ingeniería Civil y Mecánica.

Ing. Mg. Alex Mayorga

Ing. Mg. Mauricio Carrillo

DEDICATORIA

Este trabajo de investigación se lo dedico sin duda alguna en primer lugar a mi Dios por su amor, fidelidad incondicional y Bendiciones entregadas en todo momento, ya que sin ÉL nada sería posible, por el cuidado de mi vida y de mis seres queridos.

A mis queridos y amados padres Francisco y Elvia por ser la principal razón de superación día a día en este camino profesional que lo recorrimos juntos, a pesar de varios tropezones que eh tenido, mis padres siempre serán los amigos fieles que siempre estarán allí para animarme a seguir adelante. Gracias por ser los principales pilares de nuestra familia que con su amor, fidelidad y lucha diaria supieron guiarme por el buen camino, con fundamentos de valores dentro y fuera del hogar. Gracias tesoros de mi vida, este triunfo es más suyo que mío.

A mis abuelitos Luis, Inés, Hilda, Francisco, Dios les pague por todo lo que han hecho en mi vida.

A mis tías Gladys y Regina que son como mis segundas madres, gracias por apoyarme en todo.

A mis hermanos Gabriela, Katalina y Francisco por su apoyo incondicional, también este triunfo es suyo.

A mi cuñado Rafael que lo considerado como hermano mayor, gracias por sus consejos y apoyo.

A mi hermosa sobrina Samantha que con sus travesuras alegra mi vida.

A Jessenia por ser un apoyo durante mi juventud y la vida adulta, por entregarme su amor y caminar de mi mano juntos.

Finalmente dedico y agradezco a todos mis familiares y mis amigos quienes fueron parte de momentos cotidianos importantes de mi vida hasta lograr este triunfo profesional.

AGRADECIMIENTO

Mi total agradecimiento a la Universidad Técnica de Ambato, en especial a una de las carreras más prestigiosas del país como es la Ingeniería Mecánica, por abrirme sus puertas y formar parte de esta prestigiosa institución.

Mi agradecimiento formal a todos aquellos excelentes profesionales de la Facultad de Ingeniería Civil y Mecánica, por compartir sus conocimientos y experiencias durante el todo el ciclo universitario, y sin duda alguna por ser grandes seres humanos dentro y fuera de la institución.

A mis docentes que formaron parte de esta investigación como son Ing. José Luis Yunapanta e Ing. Germánico López, y por supuesto a mis docentes calificadores Ing. Mg. Alex Mayorga e Ing. Mg. Mauricio Carrillo, que de igual forma fueron de gran importancia con sus conocimientos para el desarrollo de este trabajo.

ÍNDICE GENERAL DE CONTENIDOS

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	II
AUTORÍA DEL TRABAJO	III
DERECHOS DE AUTOR.....	IV
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO	V
DEDICATORIA	VI
AGRADECIMIENTO.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS	XVII
RESUMEN EJECUTIVO	XX
SUMMARY	XXI
CAPÍTULO 1	1
ANTECEDENTES.....	1
1.1 Tema del trabajo experimental.....	1
1.2 Antecedentes	1
1.3 Justificación.....	3
1.4 Objetivos	4
1.4.1 Objetivo general:.....	4
1.4.2 Objetivos específicos:	4
CAPÍTULO 2	5
FUNDAMENTACIÓN	5
2.1 Fundamentación teórica	5
2.1.1 Energías renovables	5
2.1.2 Energía eólica.....	5
2.1.3 Cómo se produce y obtiene	5
2.1.4 Ventajas y desventajas	6

2.1.4.1	Ventajas.....	6
2.1.4.2	Desventajas	7
2.1.5	Evaluación del recurso eólico	7
2.1.6	Recurso de la energía eólica en el Ecuador.....	7
2.1.6.1	Situación actual	7
2.1.6.2	Parques eólicos en Ecuador.....	9
2.1.7	Comportamiento general del viento	11
2.1.7.1	Comportamiento del viento de montaña	11
2.1.7.2	Tipos de viento y efecto Föhn.....	12
2.1.7.3	Rugosidad del terreno	13
2.1.7.4	Efecto túnel	15
2.1.7.5	Terreno complejo	15
2.1.7.6	Variación del viento con la altura	16
2.1.8	Aerogeneradores	18
2.1.8.1	Clasificación de los equipos de acuerdo a la potencia suministrada.....	18
2.1.9	Potencial eólico del lugar	19
2.1.9.1	Reconocimiento eólico preliminar	19
2.1.9.2	Escala Beaufort	20
2.1.10	Equipos de medición y datos obtenidos	21
2.1.10.1	Velocidad del viento (anemómetro).....	21
2.1.10.2	Dirección del viento (veleta).....	21
2.1.10.3	Densidad del aire.....	21
2.1.10.4	Recolección de datos de viento	22
2.1.10.5	La estadística aplicada a cálculos eólicos	23
2.1.10.5.1	Medidas de centralización.....	23
2.1.10.5.2	Medidas de dispersión.....	23

2.1.10.5.3 Tratamiento estadístico	24
2.1.10.5.4 Gráficas y curvas de viento	24
2.1.10.5.4.1 Histograma de frecuencias relativas.....	25
2.1.10.5.4.2 Curvas de frecuencia de velocidades	25
2.1.10.5.4.3 Curvas de duración de velocidades	26
2.1.10.5.4.4 Curvas de duración de potencia del viento	26
2.1.10.6 Distribución de Weibull	26
2.1.10.6.1 Propiedades de la función de Weibull.....	27
2.1.11 Turbulencia	27
2.1.12 Método MCP para la evaluación del recurso eólico	28
2.1.12.1 Algoritmos MCP más utilizados	28
2.1.13 Lugares de interés eólico.....	29
2.2 Hipótesis.....	30
2.2.1 Hipótesis nula H_0	30
2.2.2 Hipótesis alternativa H_1	30
2.3 Señalamiento de variables de la hipótesis	30
2.3.1 Variable independiente.....	30
2.3.2 Variable dependiente.....	30
CAPÍTULO 3	31
METODOLOGÍA	31
3.1 Nivel o tipo de investigación.....	31
3.1.1 Cuantitativa	31
3.1.2 Exploratoria.....	31
3.1.3 Bibliográfica.....	31
3.1.4 Explicativa.....	31
3.2 Población y muestra	31

3.3 Operalización de variables	31
3.3.1 Variable independiente.....	32
3.3.2 Variable dependiente.....	33
3.4 Plan de recolección de información	34
3.4.1 Observación directa.....	34
3.4.2 Medición	34
3.4.3 Procesamiento de datos	34
3.5 Plan de procesamiento y análisis.....	34
3.5.1 Reconocimiento eólico preliminar	34
3.5.2 Medición y tratamiento estadístico de los datos	34
3.5.2.1 Software para el análisis e interpretación de resultados.....	36
3.5.3 Densidad de probabilidad de Weibull	36
3.5.4 Intensidad de la turbulencia	38
3.5.5 Velocidad eficaz, velocidad media anual y valor medio del cubo de velocidades	38
3.5.5 Potencial eólico	38
3.5.6 Variación de la velocidad del viento con respecto a la altura.....	39
3.5.7 Clase de turbinas eólicas según la IEC 61400-1, segunda revisión	40
3.5.8 Selección del aerogenerador	40
3.5.9 Número de aerogeneradores.....	41
3.5.10 Energía anual producida real (EAP_R).....	41
3.5.11 Rendimiento del aerogenerador	41
3.5.12 Factor de carga	42
3.5.13 Horas equivalentes (HE)	42
CAPÍTULO 4	43
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	43

4.1	Recolección de datos.....	43
4.2	Análisis de datos	43
4.2.1	Reconocimiento del lugar y evidencia biológica	43
4.2.2	Estimación de la velocidad y dirección.....	44
4.2.3	Tratamiento estadístico de la velocidad del viento	44
4.2.4	Estadístico de la velocidad del viento por estaciones del año 2018.....	68
4.2.5	Dirección del viento por estaciones	72
4.2.6	Tratamiento estadístico anual de la velocidad del viento.....	75
4.2.7	Dirección anual del viento	77
4.2.8	Perfil vertical mensual del viento.....	78
4.2.9	Perfil vertical anual del viento	78
4.2.10	Recopilación mensual de los datos estadísticos	79
4.2.11	Análisis de los datos.....	80
4.2.12	Análisis estadístico mediante el software SPSS.....	80
4.2.13	Histograma y curva normal del histograma	84
4.2.14	Prueba no paramétrica de Wilcoxon	85
4.2.15	Diagrama de cajas	86
4.2.16	Demanda energética	86
4.2.17	Selección del aerogenerador	86
4.2.18	Energía anual producida (EAP)	88
4.2.19	Número de aerogeneradores.....	88
4.2.20	Energía anual producida real (EAP _R).....	88
4.2.21	Potencial eólico	89
4.2.22	Rendimiento estacional del aerogenerador	89
4.2.23	Factor de carga (FC).....	89
4.2.24	Horas equivalentes (HE)	89

4.2.25 Direccionamiento de la energía generada	90
4.3 Verificación de hipótesis	90
CAPÍTULO 5	91
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	91
5.1 Conclusiones	91
5.2 Recomendaciones.....	92
Anexos.....	97
Anexo 1. Tabulaciones y diagramas de la dirección del viento mensuales.	97
Anexo 2. Evidencias fotográficas	103

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Escala de rugosidad del terreno [16].....	14
Tabla 2. Rangos de producción [3]	19
Tabla 3. Escala Beaufort [29].....	20
Tabla 4. Intensidad de turbulencia [3].....	28
Tabla 5. Interés eólico [28]	30
Tabla 6. Variable Independiente	32
Tabla 7. Variable Dependiente.....	33
Tabla 8. Características de los aparatos de medición.....	35
Tabla 9. Parámetros de clase para aerogeneradores [44]	40
Tabla 10. Comportamiento de un aerogenerador en función de FC	42
Tabla 11. Análisis estadístico – Enero 2018	44
Tabla 12. Resultados estadísticos –Enero 2018	46
Tabla 13. Resultados estadísticos –Enero 2018	46
Tabla 14. Análisis estadístico –Febrero 2018	46
Tabla 15. Resultados estadísticos – Febrero 2018	48
Tabla 16. Resultados estadísticos – Febrero 2018	48
Tabla 17. Análisis estadístico – Marzo 2018	48
Tabla 18. Resultados estadísticos – Marzo 2018	50
Tabla 19. Resultados estadísticos – Marzo 2018	50
Tabla 20. Análisis estadístico – Abril 2018	50
Tabla 21. Resultados estadísticos – Abril 2018	52
Tabla 22. Resultados estadísticos – Abril 2018	52
Tabla 23. Análisis estadístico – Mayo 2018	52
Tabla 24. Resultados estadísticos – Mayo 2018	54
Tabla 25. Resultados estadísticos –Mayo 2018	54
Tabla 26. Análisis estadístico – Junio 2018	54
Tabla 27. Resultados estadísticos – Junio 2018.....	56
Tabla 28. Resultados estadísticos –Junio 2018.....	56
Tabla 29. Análisis estadístico – Julio 2018.....	56
Tabla 30. Resultados estadísticos – Julio 2018.....	58
Tabla 31. Resultados estadísticos –Julio 2018.....	58
Tabla 32. Análisis estadístico – Agosto 2018	58

Tabla 33. Resultados estadísticos – Agosto 2018	60
Tabla 34. Resultados estadísticos – Agosto 2018	60
Tabla 35. Análisis estadístico – Septiembre 2018	60
Tabla 36. Resultados estadísticos – Septiembre 2018	62
Tabla 37. Resultados estadísticos – Septiembre 2018	62
Tabla 38. Análisis estadístico – Octubre 2018.....	62
Tabla 39. Resultados estadísticos – Octubre 2018.....	64
Tabla 40. Resultados estadísticos – Octubre 2018.....	64
Tabla 41. Análisis estadístico – Noviembre2018.....	64
Tabla 42. Resultados estadísticos – Noviembre 2018.....	66
Tabla 43. Resultados estadísticos – Noviembre 2018.....	66
Tabla 44. Análisis estadístico – Diciembre 2018.....	66
Tabla 45. Resultados estadísticos – Diciembre 2018.....	68
Tabla 46. Resultados estadísticos – Diciembre 2018.....	68
Tabla 47. Análisis estadístico – invierno	68
Tabla 48. Resultados estadísticos – invierno 2018	70
Tabla 49. Resultados estadísticos – invierno 2018	70
Tabla 50. Análisis estadístico – verano 2018.....	70
Tabla 51. Resultados estadísticos – verano 2018.....	72
Tabla 52. Resultados estadísticos – verano 2018.....	72
Tabla 53. Denominación de las direcciones del viento.....	72
Tabla 54. Tabulación de las direcciones del viento - invierno.....	73
Tabla 55. Tabulación de las direcciones del viento - verano	74
Tabla 56. Análisis estadístico anual 2018	75
Tabla 57. Resultados estadísticos – anual 2018	76
Tabla 58. Resultados estadísticos – anual 2018	76
Tabla 59. Tabulación de las direcciones del viento - anual 2018	77
Tabla 60. Velocidades a diferentes alturas por mes	78
Tabla 61. Velocidades a diferentes alturas – anual 2018.....	78
Tabla 62. Resultados estadísticos – mensual 2018	79
Tabla 63. Resultados estadísticos –mensual 2018	80
Tabla 64. Resultados estadísticos para cada mes 2018	81
Tabla 65. Prueba de Wilcoxon	85

Tabla 66. Condiciones evaluadas	86
Tabla 67. Condiciones evaluadas para selección de turbina	87
Tabla 68. Aerogeneradores comerciales	87

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Gráfica de un aerogenerador [6]	6
Figura 2. Potencial eólico del Ecuador - potencial bruto [10]	9
Figura 3. Parque eólico San Cristóbal [12]	9
Figura 4. Parque eólico Villonaco [13]	10
Figura 5. Parque eólico Baltra Santa Cruz [14]	10
Figura 6. Esquema de los vientos de montaña [17]	12
Figura 7. Vientos anabáticos y catabáticos [18].....	13
Figura 8. Efecto Föhn [15]	13
Figura 9. Influencia topográfica y sus obstáculos sobre el viento [19].....	14
Figura 10. Túnel natural [22]	15
Figura 11. Flujo de viento sobre y alrededor de las montañas [24]	16
Figura 12. Perfiles de viento, en función de las características topográficas del terreno. [27].....	17
Figura 13. Capas terrestres [6]	17
Figura 14. Anemómetro de cazoletas [31]	21
Figura 15. Veleta [32]	21
Figura 16. Histograma de frecuencias relativas [27]	25
Figura 17. Curva de frecuencia de velocidades [36].....	25
Figura 18. Curva de duración de velocidades [36]	26
Figura 19. Curva de duración de potencia del viento [36].....	26
Figura 20. Distribución de Weibull para distintos k. [38].....	27
Figura 21. Resultado de aplicar el algoritmo de bins. [40]	29
Figura 22. Symphonie Ipack GPS [42]	35
Figura 23. RNRG 40c anemómetro [31].....	35
Figura 24. RNRG 200P veleta [32].....	35
Figura 25. Datalogger.....	43
Figura 26. Pasto seco con inclinación a la dirección del viento.....	43
Figura 27. Frecuencias relativas - Enero.....	45
Figura 28. Curva duración de velocidad - Enero.....	45
Figura 29. Distribución de Weibull – Enero	45
Figura 30. Frecuencias relativas - Febrero.....	47
Figura 31. Curva duración de velocidad - Febrero	47

Figura 32. Distribución de Weibull - Febrero	47
Figura 33. Frecuencias relativas - Marzo.....	49
Figura 34. Curva duración de velocidad - Marzo.....	49
Figura 35. Distribución de Weibull - Marzo	49
Figura 36. Frecuencias relativas - Abril.....	51
Figura 37. Curva duración de velocidad - Abril.....	51
Figura 38. Distribución de Weibull - Abril.....	51
Figura 39. Frecuencias relativas - Mayo.....	53
Figura 40. Curva duración de velocidad - Mayo	53
Figura 41. Distribución de Weibull - Mayo	53
Figura 42. Frecuencias relativas - Junio.....	55
Figura 43. Curva duración de velocidad - Junio.....	55
Figura 44. Distribución de Weibull - Junio.....	55
Figura 45. Frecuencias relativas - Julio	57
Figura 46. Curva duración de velocidad - Julio	57
Figura 47. Distribución de Weibull - Julio.....	57
Figura 48. Frecuencias relativas - Agosto.....	59
Figura 49. Curva duración de velocidad - Agosto.....	59
Figura 50. Distribución de Weibull - Agosto	59
Figura 51. Frecuencias relativas - Septiembre	61
Figura 52. Curva duración de velocidad - Septiembre.....	61
Figura 53. Distribución de Weibull - Septiembre.....	61
Figura 54. Frecuencias relativas - Octubre.....	63
Figura 55. Curva duración de velocidad - Octubre.....	63
Figura 56. Distribución de Weibull - Octubre.....	63
Figura 57. Frecuencias relativas - Noviembre.....	65
Figura 58. Curva duración de velocidad - Noviembre.....	65
Figura 59. Distribución de Weibull - Noviembre.....	65
Figura 60. Frecuencias relativas - Diciembre.....	67
Figura 61. Curva duración de velocidad - Diciembre.....	67
Figura 62. Distribución de Weibull - Diciembre.....	67
Figura 63. Frecuencias relativas - invierno	69
Figura 64. Curva duración de velocidad - invierno	69

Figura 65. Distribución de Weibull - invierno	69
Figura 66. Frecuencias relativas - verano	71
Figura 67. Curva duración de velocidad - verano.....	71
Figura 68. Distribución de Weibull - verano.....	71
Figura 69. Rosa de los vientos - invierno	73
Figura 70. Rosa de los vientos - verano	74
Figura 71. Frecuencias relativas anual 2018	75
Figura 72. Curva duración de velocidad anual 2018	75
Figura 73. Distribución de Weibull anual 2018	76
Figura 74. Rosa de los vientos – anual 2018	77
Figura 75. Perfiles verticales de velocidad para los meses del año 2018	78
Figura 76. Perfil de velocidad - anual 2018	79
Figura 77. Histograma de Velocidad vs Frecuencia	85
Figura 78. Diagrama de cajas de la velocidad.....	86
Figura 79. Curva de potencia GW82/1500	88
Figura 80. Distancia mediante coordenadas	90

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo está enfocado en determinar el potencial eólico a partir del recurso de la energía que genera el viento, con la posibilidad de la instalación de aerogeneradores de gran potencia, dentro sector de Mechahuasca en la parroquia de Pilahuín, cantón Ambato, provincia de Tungurahua.

La investigación es de tipo experimental basado en el método analítico, con la finalidad de evaluar variables del viento como: velocidad promedio y dirección predominante, la fue tomada de una torre meteorológica ubicada dentro de la reserva ecológica Chimborazo, la torre entregó datos a 30 metros de altura durante un año, estos datos fueron analizados estadísticamente mediante dos software como es el Excel y SPSS, extrapolarlo estos datos a 90 metros que es la ubicación del buje de un aerogenerador de gran potencia, obteniendo como resultado una densidad de potencia de $547,5 \text{ W/m}^2$ con una dirección predominante del Este y una velocidad promedio de $7,36 \text{ m/s}$, estos resultados fueron importantes para la selección del aerogenerador, ya que según la norma IEC 61400-1, debemos seleccionar de acuerdo a la velocidad promedio anual y al índice de turbulencia, un aerogenerador de clase III o IV tipo A, por tanto se seleccionó un modelo (GW82/1500) que cumplía con los rangos requeridos, con importantes características como el área de barrido que es de 5320 m^2 , con una potencia nominal de 1500 kW , mientras que el potencial eólico que se produciría anualmente el aerogenerador es de $2912,7 \text{ kW}$, finalmente esto cubrirá el 10% de la demanda energética de la provincia de Bolívar que es de $(8,532 \frac{\text{GW-h}}{\text{año}})$.

En conclusión el sector de Mechahuasca no resulta un área aprovechable para la implementación de turbinas eólicas de gran potencia ya que estos deben tener un rango superior a los 1000 W/m^2 , además solo resultaría aprovechable la energía del viento en algunos meses de verano. Sin embargo este análisis serviría para estudios de implementación de turbinas de mediana escala, la cual no presenta obstáculos en el sitio que interfieran en la velocidad y dirección del viento, considerándolo un área de pasto seco, con un índice de turbulencia medio entre 0,1 a 0,2.

SUMMARY

The present work is focused on determining the wind potential from the energy resource which is generated by the wind, with the possibility of installing high-power wind turbines, in the Mechahuasca sector in Pilahuín Parish, Canton Ambato, Tungurahua Province.

The research is of experimental type based on the analytical method, with the aim of evaluating variables of wind like: average speed and predominant direction, the one was taken from a meteorological tower inside the ecological reserve Chimborazo, the tower delivered data to 30 meters. The data is analyzed statistically by software such as Excel and SPSS, extrapolating this data to 90 meters which is the location of the hub of a high-power wind turbine, obtaining as a result a power density of 547.5 W/m^2 with a predominant direction of the East and an average speed of 7.36 m/s , these results were important for the selection of the wind turbine, since according to the IEC 61400-1 standard, we must select the agreement at the annual average speed and the turbulence index, a wind turbine of class III or IV type A, therefore a model is selected (GW82/1500) that met the required ranges, with important characteristics such as the swept area that is 5320 m^2 , with a nominal power of 1500 kW , while the wind potential that would be produced annually by the wind turbine is of 2912.7 kW , finally this will cover 10% of the energy demand of the province of Bolívar that is $(8,532 \text{ GWh})$.

In conclusion, the Mechahuasca sector is not an area that can be used for the implementation of high-power wind turbines, since these must have a range above 1000 W/m^2 , in addition only the wind energy could be used in some summer months. However, this analysis would be useful for medium-scale turbine implementation studies, which do not present obstacles on the site that interfere with wind speed and direction, considering it a dry grass area, with an average turbulence index between 0,1 to 0,2.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES

1.1 Tema del trabajo experimental

DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO DISPONIBLE EN EL SECTOR MECHAHUASCA EN LA PARROQUIA DE PILAHUÍN, CANTÓN AMBATO, PROVINCIA DE TUNGURAHUA.

1.2 Antecedentes

Los recursos naturales como fuente de energías alternativas han sido utilizados desde muchos años atrás por el hombre, para cubrir muchas necesidades que surgen día a día, a través de nuevas tecnologías que ayudan al aprovechamiento al máximo de estos recursos.

El hombre durante toda su existencia ha utilizado las energías renovables como fuente de energía, el descubrimiento del fuego conllevó a ser utilizados como servicios energéticos, y así comienzan a la utilización de fuentes energéticas provenientes del agua, viento, tierra, etc. y es cuando a finales del siglo XVIII la “Revolución Industrial” surge la invención de la máquina de vapor en la que la principal fuente de combustible fue el carbón. Posteriormente surgen máquinas que ya funcionaban con electricidad, esto fue un paso importante en la humanidad, ya que se partía del principio de transformación de energía en otras formas como luminosa, calor, frío, energía mecánica, etc. [1]

En la actualidad nuestro sistema energético está basado en los combustibles fósiles, por lo que es una realidad el agotamiento de las reservas existentes. La posibilidad del agotamiento de petróleo y gas natural que se han convertido en un modelo energético utilizado a nivel mundial, por esta razón es donde existe mucha discusión en cuanto al criterio económico, ya que el constante cambio de precios genera tensión en los países de pequeñas generaciones de combustibles fósiles. [1]

Esta investigación se enfocó principalmente en conocer la capacidad de generación de energía eólica existente en la zona de Mechahuasca ubicada en la reserva ecológica y faunística Chimborazo. Partiendo de estos antecedentes que involucran la innovación, desarrollo e investigación de la energía eólica en el Ecuador durante los últimos años. A medida que la demanda energética es mayor, se ha optado por nuevas fuentes energéticas y es ahí donde las fuentes de energías renovables cada vez va tomando mayor importancia dentro del sistema energético, tanto de grandes como pequeños

países. Sin duda alguna las fuentes de energías renovables es posiblemente la única solución a varios problemas energéticos del país, ya que estas energías limpias poseen un potencial inagotable, y que provienen o se las encuentra en el planeta de forma continuo y entre estas energías tenemos: Energía hidráulica, solar, eólica, biomasa, geotérmica y marinas. [1]

En relación a la generación de electricidad por medio de energía eólica, ha tenido un gran crecimiento industrial a nivel mundial, como por ejemplo en Latinoamérica países como Chile, Argentina, Perú, Costa Rica y Ecuador cumplen con proyectos de parques eólicos. Actualmente en Ecuador, la energía eólica se está aprovechando en la isla San Cristóbal con una capacidad de 2,4 MW y en la provincia de Loja, en el cerro Villonaco, con una potencia instalada de 16,5 MW. Además está en construcción un proyecto en la isla Baltra con una capacidad de 2,25 MW. El equivalente de la energía proporcionada por estos proyectos puede abastecer los hogares de 150 mil ecuatorianos; también se cuenta con instituciones privadas que se dedican al estudio de zonas con alto potencial eólico, como el equipo técnico INER y CELEC EP que realizan estudios continuos. Por otro lado, las instituciones de educación superior también han priorizado sus investigaciones en el campo de energías renovables. [2]

La Universidad Técnica de Ambato ha realizado un proyecto para determinar el potencial eólico disponible en Rio Blanco, del cantón Ambato; obteniendo datos a 10 metros con 151,123 W/m², a 20 metros con 147,327 W/m² y a 30 metros con 143,548 W/m² con una dirección del viento predominante desde el este. [3]

Mediante el presente estudio se pretende realizar una evaluación de potencial eólico para macro generación, para así obtener un enfoque más claro del potencial de energía eólica.

1.3 Justificación

La Reserva ecológica y faunística Chimborazo con una extensión de 58.560 hectáreas, se localiza en tres provincias: Chimborazo, Bolívar y Tungurahua. [4] La parroquia Pilahuín está conformada de 91 comunidades del cual el sector de Mechahuasca forma parte, está considerada como segundo tipo de páramo, el cual es seco, pobre en vegetación, pasto seco, esta comunidad está dedicada al cuidado y crianza de alpacas, vicuñas y llamas. [5] Mechahuasca perteneciente a la parroquia de Pilahuín se encuentra ubicada entre el volcán Chimborazo y el volcán Carihuairazo, con una altitud de 4248 msnm. [4] La misma que cubre un terreno complejo la cual rodea al lugar de ensayo, que presenta variaciones topográficas notables y obstáculos que pueden causar una distorsión del flujo.

Por esta razón es importante el estudio del flujo de aire en terrenos complejos, por ello, el Ecuador por tener la cordillera de los Andes cuenta con unas amplias zonas consideradas terrenos complejos, por ejemplo, este estudio se basó el análisis en la zona comprendida entre dos nevados Chimborazo y Carihuairazo, dentro de la reserva ecológica Chimborazo, considerada terreno complejo.

Es importante el analizar el potencial eólico generado en lugares donde se produce el efecto túnel o Venturi, donde disminuye la presión y aumenta la velocidad, por ejemplo, si la velocidad normal del viento en un terreno abierto es de 4 metros por segundo, en un "túnel de viento" natural puede fácilmente alcanzar los 7 metros por segundo. Colocar un aerogenerador en un túnel de este tipo es una forma eficiente para aprovechar el potencial disponible para obtener velocidades del viento superiores a las de las áreas colindantes.

El flujo de viento se ve afectado por factores como la rugosidad y la topografía del terreno, que tienden a producir perturbaciones en su movimiento. La presencia de lomas, nevados, por ejemplo, puede ser por un lado beneficiosa ya que la velocidad del viento aumenta al llegar a la cima, pero, por otro lado, pendiente debajo de la colina, la turbulencia se ve incrementada; y se pueden producir efectos de recirculación.

Para analizar un proyecto de energía eólica hay que tener en cuenta todos los parámetros involucrados en la evaluación, como el área donde va ser instalado, el aerogenerador en la cual se consideran factores muy importantes tales como, la velocidad y dirección del viento la cual podríamos obtener datos del potencial eólico

del lugar que permitan seleccionar el aerogenerador más idóneo para la velocidad y el tipo de terreno disponible.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general:

Determinar el potencial eólico en Watts disponible en el sector Mechahuasca en la parroquia de Pilahuín, cantón Ambato, provincia de Tungurahua.

1.4.2 Objetivos específicos:

- Realizar la campaña de mediciones de datos durante el período de 1 año.
- Analizar estadísticamente los datos recopilados mediante los programas Excel y SPSS.
- Obtener las características del viento en el sector en estudio y seleccionar el aerogenerador más adecuado, extrapolar los datos a 90 metros que es la altura de buje donde se ubican las máquinas de gran potencia.
- Determinar la variación del perfil vertical del viento e intensidad de turbulencia del viento.
- Determinar el potencial eólico para cada mes evaluado, con fines de estudiar como evacuar la energía generada.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTACIÓN

2.1 Fundamentación teórica

2.1.1 Energías renovables

Energías renovables es aquella energía que proviene en su totalidad de fuentes naturales y prácticamente inagotables, son consideradas energías limpias alternativas ya que ayudan a suplir las energías que tradicionalmente son utilizadas, y entre estas energías renovables tenemos la hidroeléctrica, geotérmica, mareomotriz, biomasa, eólica, solar, y los biocombustibles.

2.1.2 Energía eólica

La energía eólica es aquella energía que se obtiene de la fuerza del viento, a través de la formación de la energía cinética generada por corrientes de aire, de esta energía principalmente es aprovechada para producir energía eléctrica mediante aerogeneradores. [6]

El viento es una manifestación indirecta de la energía solar ya que se produce del diferente grado de calentamiento de la superficie de la Tierra y por el movimiento rotacional terrestre, por ello la energía eólica con lleva su manifestación a través de la corriente de masas de aire desde zonas de altas a bajas presiones con una relación de velocidades proporcionales. [6]

2.1.3 Cómo se produce y obtiene

El viento es definido como los desplazamientos de masas de aire, causadas por la fuerza de Coriolis derivada del giro de la Tierra sobre su eje y por diferencias de presión atmosférica. El efecto Coriolis se refleja en un sistema de referencia rotatorio como el movimiento de la tierra cuando un cuerpo se encuentra en movimiento respecto a este sistema, la fuerza de Coriolis genera que el viento describa giros anticiclónicos (altas presiones) y ciclónicas (bajas presiones), en general la dirección del viento circula a la derecha en el hemisferio norte y lo mismo sucede en el hemisferio sur con el viento a la izquierda. Las diferencias de presión atmosféricas es la causa debida a la variación de temperatura del aire, y esto se debe a la desigualdad del calentamiento solar y diferencias térmicas superficiales tanto terrestres como oceánicas, que producen las corrientes de aire. [6]

Para que sea aprovechada la energía eólica se deben tomar algunas consideraciones como las variaciones diurnas y nocturnas y estacionales de los vientos, variación de la

velocidad del viento con respecto a la altura, velocidad máxima del viento, las ráfagas en espacios de tiempos breves y valores máximos ocurridos históricamente. [7]

La energía eólica es generada por medio de máquinas eólicas o aerogeneradores como se observa en la figura 1, que puede ser un aerogenerador o varios interconectados, en los cuales su función principal es transformar energía eólica en energía mecánica de rotación utilizable, y luego a través de máquinas operadoras lo transforman en energía eléctrica.

El funcionamiento de estos aerogeneradores parte de la energía del viento moviendo una hélice y mediante el sistema mecánico que se encarga de realizar el giro del rotor del generador, normalmente un alternador, produciendo energía eléctrica. Para que un aerogenerador funcione se debe conocer la velocidad mínima de funcionamiento dependiendo del aerogenerador instalado que por lo regular va entre 3 m/s y 4 m/s que es una velocidad llamada “cut-in speed” y que no supere una velocidad de 25 m/s llamada velocidad “cut-out speed”. [7]



Figura 1. Gráfica de un aerogenerador [6]

2.1.4 Ventajas y desventajas

2.1.4.1 Ventajas

Es una fuente de energía limpia e inagotable, es rentable con respecto a otras fuentes de energía como centrales térmicas de carbón, centrales combustible e incluso la energía nuclear si se lo mira desde el punto de visto de reparación del daño ambiental.

Esta energía limpia ayuda a evitar la contaminación que resulta del transporte de los combustibles; gas, gasoil, carbón, petróleo. Reduce el riesgo de accidentes causado por el intenso tráfico marítimo y terrestre como, por ejemplo: desastres con derrames de petróleo en mares o residuos nucleares, etc. [8]

La energía eólica para la utilización de generación eléctrica tiene como punto importante anular la incidencia sobre características fisicoquímicas del suelo o su erosión en la misma, ya que no produce ningún contaminante perjudicial para el lugar donde sea ubicado este sistema de recolección de energía. [8]

2.1.4.2 Desventajas

El aire al ser un fluido con un valor pequeño de peso específico, tiende a la fabricación de máquinas grandes y por consecuencia caras. La fabricación del aerogenerador supera edificios de más de diez metros, por ello sus aspas superan los veinte metros, esto con lleva a una complicada fabricación.

El ruido generado por el giro del rotor puede ser molesto sobre todo si son aerogeneradores de macro generación. [8]

Otro punto que genera molestias es al momento del montaje en el lugar seleccionado y estudiado previamente, estas máquinas son de tamaños considerablemente grandes y pesados, por la cual es de forma obligatoria la utilización maquinaria especial para el montaje.

En cuanto a la fauna afecta a las aves, avecillas, etc., que habitan en ese lugar ya que pueden impactar con las palas, aunque es posible controlar este suceso con diferentes métodos como pintar con colores llamativos las palas.

2.1.5 Evaluación del recurso eólico

Para ser aprovechada de la mejor manera el recurso eólico, es importante tomar en cuenta las variaciones de la velocidad del viento que presenta en el lugar elegido, en la cual incluye estudios meteorológicos para tener datos para predicciones de energía eólica. También tener en cuenta las fluctuaciones del viento de alta frecuencia como la turbulencia, la cual influye en el diseño y construcción de turbinas de viento. Existen lugares en la que los vientos extremos son predominantes y hay que tener en cuenta para que las turbinas de viento tengan una vida útil en el lugar propuesto.

2.1.6 Recurso de la energía eólica en el Ecuador

2.1.6.1 Situación actual

El potencial eólico en el Ecuador tiene gran importancia dentro de los proyectos establecidos como los diversos parques eólicos ejecutados y otros en ejecución. La mayor presencia de potencial está ubicada en la región centro del país a lo largo de la

zona sierra con valores que superan a los 6 m/s en ciertos meses con alturas tomadas a 80 metros. [9]

En circulación de los vientos dominantes sobre el país son los alisios, provenientes del Este que llegan tras atravesar todo el continente. [10]

La orografía del Ecuador divide el territorio en cuatro zonas climáticas bien definidas, que confieren unas características particulares. De Este a Oeste, estas zonas son:

- La Zona Oriental o Amazónica, por la orografía y ecosistema de esta zona se ve influenciada la disminución de la velocidad del viento especialmente en los niveles más bajos. [10]
- La Zona de la Sierra, el viento puede llegar acelerarse y también a comprimirse ya sea por su ubicación geográfica ya que cuenta con la Cordillera de los Andes, en una clara manifestación de lo que se conoce en física de fluidos como efecto Venturi. [10]
- La Zona de la Costa, donde existe una interacción entre vientos alisios del Este con dos circulaciones locales, la combinación del viento global con el local da lugar a mayor variación espacial del recurso y a la localización de algún área con velocidades superiores. [10]
- Islas Galápagos, en esta zona recibe un viento global no tan perturbado que en el continente, su carácter de archipiélago volcánico, hace que las pendientes sean imponentes y que conformen un laberinto, la cual el viento converge y diverge (acelera y frena) en un espacio relativamente pequeño, y a su vez modificando su dirección. [10]

En la figura 2, se muestra una prospección del potencial eólico que se puede obtener en las distintas provincias del Ecuador, de acuerdo al balance nacional de energía en el Ecuador. La potencia de generación de electricidad proviene en un 56,23% hidráulica, 0,26% eólica, 0,33% fotovoltaica, 1,79% biomasa, 0,09% biogás, obteniendo así un total de energía renovable de 4.726,39 MW, frente a un panorama de energías no renovables del 41,3% generando 3.325,39 MW. [11]

Mientras que la capacidad efectiva de generación de energía eléctrica en cuanto a las energías renovables tiene un 60,39% hidráulica, 0,28 eólica, 0,34% fotovoltaica, 1,83% biomasa, 0,09% biogás. [11]

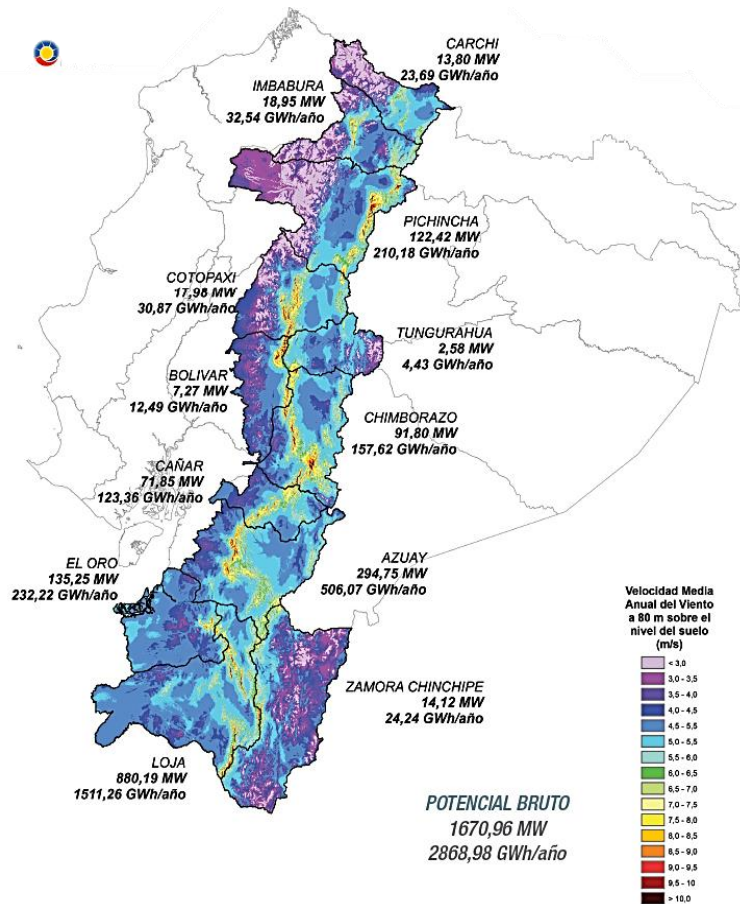


Figura 2. Potencial eólico del Ecuador - potencial bruto [10]

2.1.6.2 Parques eólicos en Ecuador

Parque eólico San Cristóbal

En la figura 3, se muestra el proyecto que fue calificado como prioritario para el gobierno Ecuatoriano, fue el primer parque eólico del Ecuador, fue instalado en el cerro El Tropezón con una potencia instalada de 2,4 MW, cuenta con tres aerogeneradores, con una potencia de cada aerogenerador de 800 KW – GAMESA. [12]



Figura 3. Parque eólico San Cristóbal [12]

La central cubre entre el 30 al 90 % de la demanda eléctrica a su vez dependiendo de la época y velocidades de viento, ya que en promedio está en 6,8 m/s. [12]

Parque eólico Villonaco

En la figura 4, se puede visualizar una parte de los aerogeneradores, se encuentra ubicada en la provincia de Loja, en el cerro Villonaco esta central de 16,5 MW de potencia instalada, cuenta con once aerogeneradores del tipo GW70/1500 de 1,5 MW cada uno, tiene una velocidad promedio anual de 12,7 m/s. [13]

Se considera un proyecto macro a nivel del país y de Sudamérica, generando una energía de 384,17 GWh que son redirigidas al sistema interconectado. [13]



Figura 4. Parque eólico Villonaco [13]

Parque eólico Baltra Santa Cruz

La central eólica Baltra Santa Cruz de 2,25 MW está conformada por tres aerogeneradores de 750 KW, conectadas al sistema eléctrico de la isla Santa Cruz por medio de la interconexión Eléctrico Baltra – Santa Cruz de 34,5 KV de aproximadamente 50 Km de longitud. [14]



Figura 5. Parque eólico Baltra Santa Cruz [14]

Los tres aerogeneradores se los puede visualizar mediante la figura 5, la potencia que es generada se encuentra conectada a la estación eléctrica de la isla Santa Cruz.

2.1.7 Comportamiento general del viento

Para evaluar correctamente el potencial eólico no es suficiente conocimiento generales del viento, ya que se requiere conocer algunos factores importantes como el axioma (Bjerknes) que indica cómo se efectúa el movimiento o sentido de giro del viento: Cuando el gradiente de presión y el gradiente de temperatura conllevan distinta dirección se genera una circulación de aire de sentido al camino más corto partiendo del gradiente de presión al de temperatura. Por tanto, los desplazamientos verticales del aire son pequeños en relación aquellos desplazamientos horizontales, es decir, el viento es sensiblemente horizontal. La dirección del viento también está influenciada por la situación topográfica del lugar, ya que influye la medida tomada sobre algunos metros sobre el nivel del suelo. Es importante tener en cuenta la frecuencia de las direcciones que están relacionadas con la presión atmosférica, la topografía y la densidad del aire; como por ejemplo si al pie de una montaña el aire es relativamente caliente durante el día, esta se desplaza hacia las alturas, mientras que la noche el aire frío más pesado baja hacia los valles. [15]

2.1.7.1 Comportamiento del viento de montaña

Existen cuatro sistemas de viento agrupadas de la siguiente manera:

- Viento a lo largo de un valle (along-valley wind system): Son aquellos vientos de valle y de montaña que se generan por diferencias de temperatura horizontal a lo largo del eje axial de un valle y entre el aire localizada sobre el llano adyacente al valle. [16]
- Vientos a través de un valle (cross-valley wind system): Se generan por diferencias horizontales de temperatura entre las laderas que conforman el valle, este flujo generado sopla perpendicular al valle hacia la ladera más calentada. [16]
- Vientos de ladera (slope wind system): Son aquellos vientos anabáticos y catabáticos que se generan por las diferencias horizontales de temperatura entre el aire sobre las laderas de las montañas y el que se encuentra encima del centro del valle. [16]
- Vientos de montaña-llanura (mountain-plain wind system): Se generan por las diferencias horizontales de temperatura entre el aire sobre las montañas y el que se encuentra en las llanuras. [16]

Para comprender mejor el comportamiento del viento se muestra en la figura 6, durante el día el viento tiene una circulación desde la parte más baja hacia las montañas,

nevados, partes más altas, etc. Mientras que en la noche ocurre lo inverso del día, en estos dos lapsos de tiempos ocurren turbulencias por el mismo efecto de circulación del viento.

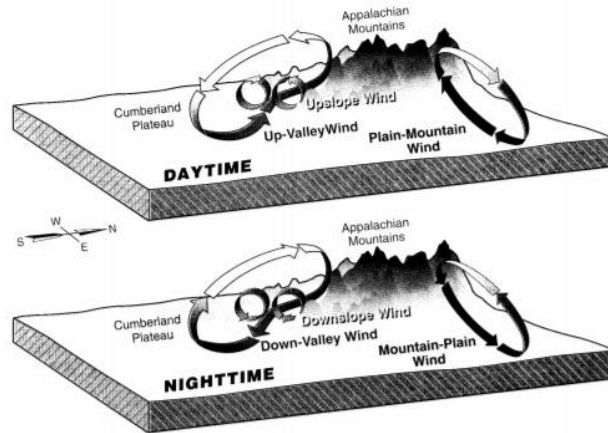


Figura 6. Esquema de los vientos de montaña [17]

Para conocer el comportamiento de los vientos de montaña se caracteriza por:

- Durante la transición en el régimen diurno, los vientos anabáticos y los de valle son los que dominan en un área inestable que se extiende desde la superficie del valle y las laderas, hasta altitudes superiores a los límites verticales del mismo. [16]
- En el transcurso de la tarde, ocurre una inversión en el régimen de los vientos anabáticos hacia un régimen de los vientos catabáticos. Los vientos catabáticos expulsan el aire frío de las laderas de las montañas hacia el interior del valle, esto contribuye a que se forme una inversión térmica, produciendo un reverso de los vientos de valle a vientos de montaña. [16]
- Durante la fase nocturna, los vientos catabáticos circulan por las laderas del valle, mientras que los vientos de montaña circulan por debajo de la inversión térmica. [16]

2.1.7.2 Tipos de viento y efecto Föhn

Existen dos tipos de vientos principales como son:

- Viento Catabático: Como se presenta en la figura 7, este viento se genera cuando el aire fresco desciende desde las regiones elevadas a regiones considerablemente más bajas, en forma de brisas, a través de las laderas y valles. Esto sucede a medida que el día acaba. [15]
- Viento Anabático: De acuerdo a la figura 7, estos vientos son los que ascienden desde las zonas más bajas hacia las más altas, presenta una componente vertical

ascendente, siendo el término opuesto a catabático, a medida que el día levanta y el sol calienta los relieves. [15]

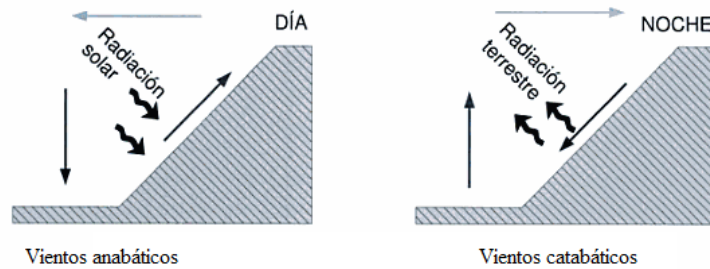


Figura 7. Vientos anabáticos y catabáticos [18]

El efecto Föhn se presenta de la siguiente manera:

- Es un viento fuerte, seco y cálido, que se genera en la ladera de sotavento (contraria a la que sopla el viento) de los sistemas montañosos. Como se muestra en la figura 8, se origina cuando una masa de aire es obligada a ascender al encontrar una montaña. Esto hace que se enfríe, y que el vapor de agua que contiene se condense, y se produzca precipitación. Al descender por la otra cara de la montaña la masa de aire ha perdido su humedad, se trata de un aire seco que desciende rápidamente aumentando la presión atmosférica y por tanto la temperatura. De esta manera lo que en la ladera de barlovento es humedad y precipitación, en sotavento es tiempo despejado y calor, calentándose en el descenso a razón de 10°C por Km. [15]

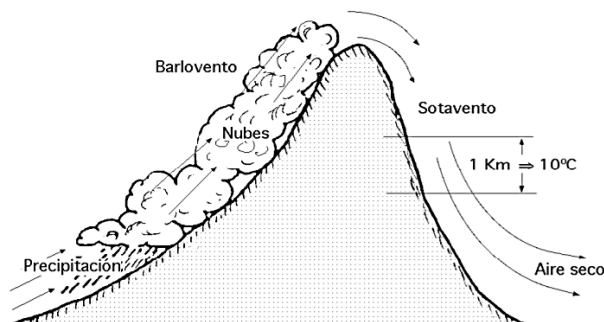


Figura 8. Efecto Föhn [15]

2.1.7.3 Rugosidad del terreno

El viento puede ser frenado por la rugosidad de la superficie de la tierra y por obstáculos que sobre ella existen como árboles, edificios, etc. La rugosidad se lo puede definir a las características geométricas que tiene el terreno, entonces mientras más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será frenado la velocidad que experimente el viento. Donde mayor ralentización del viento se tiene es ciudades y bosques, mientras que las superficies de agua habrá menor influencia sobre el viento.

Por ejemplo en la figura 9, se presenta dos tipos de topografía de terreno la cual la velocidad del viento tiende a un cambio en sus turbulencias.

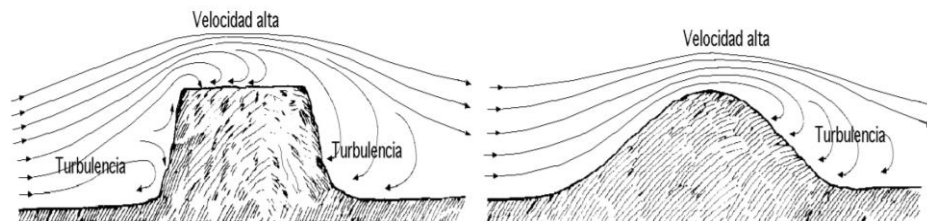


Figura 9. Influencia topográfica y sus obstáculos sobre el viento [19]

Para evaluar condiciones eólicas de un terreno o paisaje, la industria eólica suele referirse a clase de rugosidad o longitud de rugosidad. En la tabla 1, se muestra escalas de valoración entre 0 y 4 en las cuales va determinado dependiendo del tipo de paisaje como la superficie de agua o ciudades muy grandes con edificios y rascacielos. [20]

Tabla 1. Escala de rugosidad del terreno [16]

Clase de Rugosidad	Longitud de Rugosidad Z_0 (m)	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie del agua.
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con superficie lisa.
1	0,03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni barreras vivas y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas.
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y barreras vivas de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y barreras vivas de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o barreras vivas de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con altas barreras vivas, bosques y terreno accidentado y muy desigual.
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos.
4	1,6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos.

Existe una ecuación en la cual se evalúa a través del parámetro longitud de rugosidad (Z_o), que nos da la altura a la cual la velocidad media es cero, siempre y cuando el viento lleva una variación logarítmica con la altura.

$$Z_o = 0.5 * S * \frac{h}{Ah} \quad (1)$$

Dónde:

h: altura.

S: sección cara al viento de los elementos de rugosidad.

Ah: área horizontal media correspondiente a cada obstáculo.

2.1.7.4 Efecto túnel

Este efecto como se muestra en la figura 10, ocurre entre un paso estrecho entre montañas, el aire se comprime cuando el viento se dirige hacia los edificios y montañas por ende su velocidad crece ampliamente entre los obstáculos del viento. Si la velocidad está en un promedio entre 5 o 6 metros por segundo en un túnel natural aumentaría tranquilamente en un 1/3 de su velocidad. Colocar una turbina eólica en un túnel es una forma muy adecuada de utilizar este tipo de beneficios del efecto túnel, ya que se podría obtener unas velocidades de viento considerablemente superiores a las áreas colindantes. [21]

Si la colocación de un aerogenerador en estrechamiento de las colinas muy accidentadas puede haber efectos turbulencia muy influyentes que anularían las ventajas del efecto túnel ocasionando fatiga en los materiales del aerogenerador. [21]



Figura 10. Túnel natural [22]

2.1.7.5 Terreno complejo

Es aquel terreno que está rodeada de montañas, colinas, valles, nevados, pasos entre montañas. En este tipo de terreno presenta variaciones topográficas importantes y

obstáculos que pueden ocasionar una distorsión del flujo. El flujo del viento sobre y alrededor de las montañas es realmente complejo. [23]

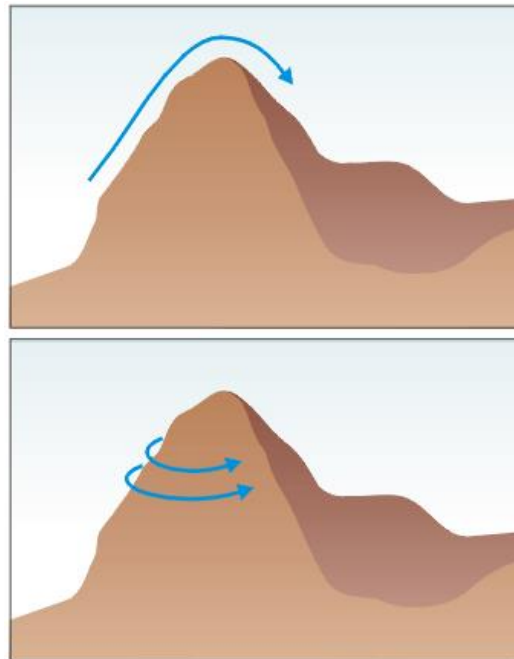


Figura 11. Flujo de viento sobre y alrededor de las montañas [24]

En terrenos complejos como se muestra en la figura 11, la situación geográfica accidentada afecta el flujo de aire a cierta altura al igual la rugosidad de la superficie. Para considerar algunos parámetros de ubicación según efectos sobre la energía eólica, son las características topográficas que se deben considerarse primero, las barreras en segundo lugar y las asperezas en tercer lugar. [25]

2.1.7.6 Variación del viento con la altura

En la figura 12 se puede observar las variaciones más comunes del viento, mientras más altura exista, mayor velocidad del viento habrá y por ello la potencia producida es mayor, cada pala del aerogenerador entrara en contacto con viento variable, por la cual se generaran cargas alternativas. El viento a mayor altura, está sujeto a un equilibrio por fuerzas de presión y de Coriolis, el viento mientras descienda hacia al suelo sufre frenado y rozamiento por el mismo. [26]

La velocidad del viento como una función de la altura sobre el terreno o conocido también como el perfil del viento, este dependerá de la rugosidad del terreno. [6]

En la figura 12 se ilustra el comportamiento que puede tener el perfil de velocidades del viento con relación a las características topográficas.

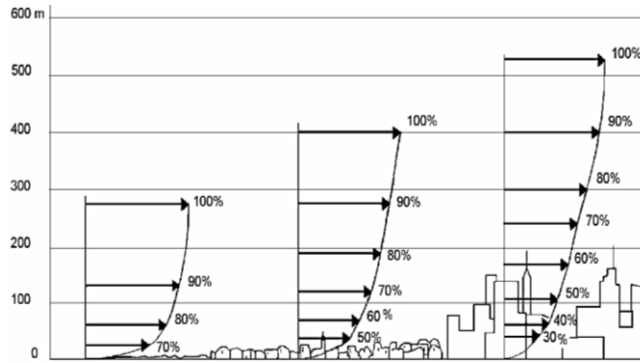


Figura 12. Perfiles de viento, en función de las características topográficas del terreno. [27]

Estas variaciones tienen gran importancia por las siguientes razones:

- A medida que la altura incrementa es relativamente proporcional el aumento de la velocidad del viento y también de la potencia que se extrae del aerogenerador, por ello el interés en construir turbinas más altas.
- Al girar cada pala de un aerogenerador, esta recorre varios puntos situados a diferente altura y por ende a diferentes velocidades, por lo cual está sometida a distintos esfuerzos, entonces en ello se generan cargas variables.
- Cuando se tome datos de velocidad de viento es muy importante conocer el perfil de velocidades, la cual permite determinar el régimen de vientos en distintas posiciones cercanas de la torre de medición.

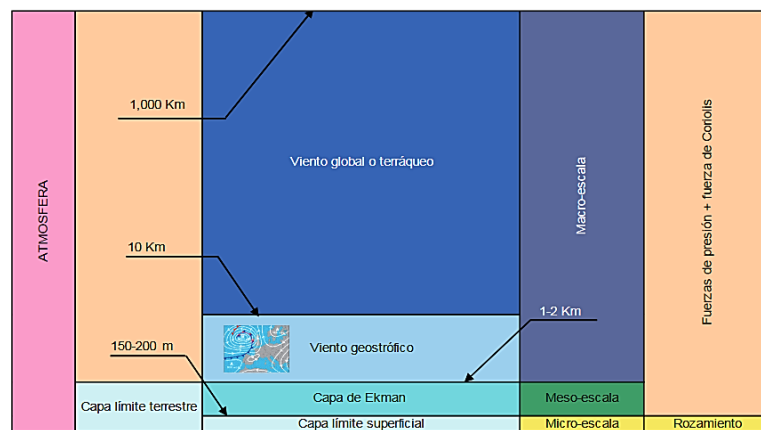


Figura 13. Capas terrestres [6]

En la figura 13, se muestra los vientos que se localizan en la atmósfera terrestre, con la respectiva indicación de las capas y sus dimensiones, y también las fuerzas que logran generar el viento. [6]

2.1.8 Aerogeneradores

Un aerogenerador o turbinas de viento, es un generador de corriente eléctrica que parte de la energía cinética generada por el viento.

Hoy en día una de las mayores aplicaciones de la energía eólica son las instalaciones de parques eólicos para producción de energía eléctrica. Un parque eólico es la instalación de un conjunto de aerogeneradores interconectados eléctricamente.

Estas máquinas son rotativas, formadas por tres aspas o paletas que van entre 20 a 25 metros, unidas a un eje común, y junto a este elemento está unido el rotor o elemento de captación que es importante ya que capta la energía del viento. El movimiento de las aspas que son accionadas por el viento, activa un generador eléctrico la cual se encarga de convertir la energía mecánica en energía eléctrica. Los aerogeneradores tienen diferentes medidas pero los más comunes van entre 40 a 50 metros que va depender de la orografía, los aerogeneradores pueden trabajar solos o en parques eólicos, sobre tierra (granjas eólicas sobre tierra), sobre las costas del mar e incluso pueden instalarse sobre las aguas (granjas eólicas marinas). [28]

En cuanto a contribución hacia el medio ambiente es que ayuda evitar el efecto invernadero, que en su mayoría es ocasionado por el sector eléctrico, a nivel mundial con un 29% de las emisiones de CO₂ del planeta. [28]

2.1.8.1 Clasificación de los equipos de acuerdo a la potencia suministrada.

- Baja potencia.- Estos equipos pueden producir alrededor de un rango de 50 KW, estas son utilizados para bombeo de agua, o suministradores de energía en equipos aislados. [3]
- Mediana potencia.- Son aquellos que producen energía alrededor de 150 KW, y son utilizados para similares actividades como los de baja potencia pero con mayor requerimiento energético. [3]
- Alta potencia.- Son las que están ubicadas en centrales eólicas su rango de producción está entre 1000-3000 KW. [3]

Se puede subdividir los rangos de producción (KW) de los aerogeneradores tanto terrestres como marítimos como se muestra en la tabla 2:

Tabla 2. Rangos de producción [3]

Ubicación	Denominación	Rango de Potencia (KW)
Terrestre (Onshore)	Micro turbina (muy pequeña potencia)	0-3
	Mini turbina (pequeña potencia)	3-50
	Meso turbina (de mediana a gran potencia)	50-100
	Macro turbina (potencia muy grande)	1000-3000
Marítima (Offshore)	Meso turbina (mediana a gran potencia)	50-1000
	Macro turbina (potencia muy grande)	1000-3000

2.1.9 Potencial eólico del lugar

Es de suma importancia conocer la disponibilidad eólica existente en lugar de estudio, el recurso renovable eólico tiene cambios debido a condiciones del lugar o llamadas régimen de viento como:

- Altura geográfica.
- Posición geográfica del lugar.
- Orografía del lugar.
- Periodo u hora del día.
- Estado ecológico del sitio de interés. [28]

Estas condiciones están relacionadas con la radicación solar, ya que el viento es originado por diferencia de densidad del aire. Ecuador está situado en un lugar estratégico geográficamente que tiene una intensidad de radiación solar imponente.

2.1.9.1 Reconocimiento eólico preliminar

El lugar de interés debe ser previamente analizado para conocer si cumple con la factibilidad del recurso energético, características necesarias para poder analizar mediante torres meteorológicas durante un lapso de tiempo las variables importantes del sitio.

Para obtener la información preliminar de las zonas de estudio se debe cumplir con un proceso sistemático de:

- Información general del sitio.
- Datos estacionales del recurso viento.
- Influencia del recurso.
- Datos diarios del viento.
- Una estimación del viento mediante la escala de Beaufort (opcional).

Con el análisis de los datos recopilados ya sea utilizando varios métodos como reconocimiento del área, estimación de la velocidad de viento, dirección, temperatura con ello se puede llevar a cabo la instalación de los equipos meteorológicos en lugar.

2.1.9.2 Escala Beaufort

La tabla 3 representa la intensidad del viento con base en la fuerza del viento representada en serie de números de 0 a 12, para lugares a nivel topografía común, y que llega a 17 pero los últimos cinco números son aplicados para tifones tropicales, y sea dan en lugares o áreas de China y Taiwán. Esta tabla es útil si se pretende tener una estimación de la energía eólica del lugar sin utilizar instrumentos meteorológicos. [29]

Tabla 3. Escala Beaufort [29]

Grado escala de Beaufort	Velocidad aproximada m/s	Condiciones en Tierra
0	Menor a 0.5	Calma
1	0.5 a 1.4	Humo se eleva de forma diagonal
2	1.5 a 2	Se siente el aire ligero en el cuerpo
3	3 a 4	Las hojas se empiezan a mover
4	5 a 7	Polvo y pequeñas ramas se mueven
5	8 a 10	Arboles pequeños empiezan a moverse
6	11 a 13	Ramas grandes se mueven
7	14 a 16	Árboles enteros en movimiento molestia al caminar
8	17 a 24	Difícil de caminar en contra del viento
9	21 a 23	Daños en las viviendas
10	24 a 27	Árboles arrancados de raíz, daños estructurales
nov-17	> a 27	Catástrofes

2.1.10 Equipos de medición y datos obtenidos

Es necesario conocer cómo se obtiene los datos, su tratamiento y su análisis, para así evaluar si el lugar de donde se obtiene los datos, cumple con la viabilidad de un proyecto eólico.

2.1.10.1 Velocidad del viento (anemómetro)

La velocidad se considera como el deslizamiento de masa de aire en un determinado tiempo y cuya medida es vectorial. Entre los instrumentos para cuantificar la velocidad generada por el viento tenemos a los anemómetros de cazoletas como se muestra en la figura 14, están constituidos ente tres o cuatros cazoletas. La unidad de medida está entre m/s o Km/h. [30]



Figura 14. Anemómetro de cazoletas [31]

2.1.10.2 Dirección del viento (veleta)

La figura 15 muestra una veleta, donde este equipo está próximo al anemómetro, y tiene continuas fluctuaciones dependiendo del flujo del viento. Estos indican la procedencia geográfica del viento, dependiente de donde se origina. [30]



Figura 15. Veleta [32]

2.1.10.3 Densidad del aire

Se considera como la masa de aire por unidad de volumen, y varía en consecuencia a factores como presión de la atmosfera o temperatura. La densidad del aire es

importante para determinar el potencial eólico. A su vez disminuye con la altura geográfica del lugar. [28]

Existe una fórmula matemática que está en función de la temperatura y altura: [33]

$$\rho = 1.225 \left[\frac{288}{t+273} \right] e^{\frac{h}{8435}} \quad (2)$$

Dónde:

ρ = Densidad del aire (Kg/m³)

t = Temperatura ambiente promedio del lugar (°C)

h = altura del lugar (m)

2.1.10.4 Recolección de datos de viento

Para la medición de datos de velocidad de viento se requiere torres meteorológicas a partir de 10 metros de altura, tal como lo estandariza la Organización Mundial de Meteorología, con lo cual posteriormente se podría escalar a la diferentes alturas, dependiendo de la ubicación de los aerogeneradores. [28]

La velocidad de viento tiende a una variación con respecto a la altura, por ello se requiere leyes de extrapolación de velocidad-altura. Para instalaciones de gran potencia que superan los 30 metros, es un parámetro muy importante conocer la variación de la velocidad.

Se puede expresar mediante una relación matemática, en la que implica velocidad, altura, y el espectro geográfico, en la cual se establece así:

$$V = V_o * \left(\frac{h}{h_o}\right)^n \quad (3)$$

Dónde:

V = Velocidad del viento a la altura requerida h.

V_o = Velocidad del viento a la altura de referencia h_o.

h = Altura requerida.

h_o = Altura referencial estándar.

n = Coeficiente de espectro geográfico.

Para el coeficiente de espectro geográfico dependerá de la estabilidad atmosférica y de la orografía del sitio, entre sus valores más comunes tenemos: [28]

- n = 0.19 (zonas llanas)
- n = 0.29 (zonas accidentadas)

2.1.10.5 La estadística aplicada a cálculos eólicos

La velocidad del viento en terrenos complejos es de forma aleatoria, por lo cual es adecuado tratarlos de manera estadística, y así analizarlos en periodos de tiempos. Un valor considerable dentro de la estadística es la media aritmética o promedio de los datos obtenidos, para luego interpretarlos dependiendo de lapso de tiempo que se analice.

Existen varios software que podemos utilizarlos para interpretar varios datos, como por ejemplo, SPSS que ayuda interpretar datos aleatorios para determinar media, mediana, promedio, test de hipótesis, comparación de medias, correlaciones y regresión, pruebas paramétricas o no paramétricas, curvas, etc. También otra herramienta es el Excel que permite realizar una hoja de cálculo dependiendo de lo que necesitemos conocer matemáticamente.

2.1.10.5.1 Medidas de centralización

Un conjunto N de valores de la velocidad del viento que se representa en n veces, se definen en conceptos como: [34]

- Frecuencia relativa f_i de la magnitud v_i :

$$f_i = \frac{n_i}{N} \quad (4)$$

Teniendo en cuenta que la sumatoria de f_i es igual a 1.

$$N = \sum n_i = \sum f_i = 1 \quad (5)$$

- Media aritmética (velocidad media o estacionaria)

$$\langle v \rangle = \sum \frac{n_i v_i}{N} = \sum f_i v_i \quad (6)$$

- Mediana (\tilde{v})

Son los conjuntos de los datos ordenados, en magnitudes cuantitativas es el valor medio de los datos.

- Moda (v_m)

Valores con mayor frecuencia que se presenta en los datos

2.1.10.5.2 Medidas de dispersión

Estos valores sirven para evaluar la desviación estándar de la velocidad media de los

datos recopilados, para conocer ese valor utilizaremos la siguiente ecuación.

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n f_i v_i^2 - \langle v \rangle^2} \quad (7)$$

Dónde:

σ = Desviación estándar de la velocidad media

2.1.10.5.3 Tratamiento estadístico

Se procede a la agrupación y distribución de los datos en clases (categorías), en la que se determinara la frecuencia de clase. Este número de clase dependerá del número de los datos, de su rango y de la precisión exigida.

La clase están correlacionadas por los límites tanto superior como inferior, que definen los intervalos de clase (bin) y su valor medio de cada clase, en los valores de velocidad de viento (cálculos eólicos), el grado de precisión de intervalo de clase no debe ser mayor de 0.5 m/s. [35]

Para generar la tabla que esté presente las clases y frecuencias, y a partir de esto se podría calcular la velocidad media, mediana, frecuencias tanto relativas como acumuladas. Los histogramas también se deben incluir tanto de frecuencias relativas y opcionales de frecuencias acumuladas. [34]

Los datos obtenidos se los deben analizar estadísticamente y agruparlos en rangos mediante la ecuación 8: [35]

$$Nc = 1 + 3.3 \log_{10} (N) \quad (8)$$

Dónde:

Nc = Número de clases

N = Numero de datos

v_i = centro de intervalo o centro de clase

La frecuencia de la clase (n_i) será representada en días y luego se procede a calcular frecuencia relativa como se muestra en la ecuación 4.

La frecuencia relativa acumulada menor o igual que ($F_i \leq$) y la frecuencia relativa acumulada mayor que ($F_i' >$) forman parte de la tabla que se debe generar para el estudio estadístico. [35]

$$F_i' = 1 - F_i \quad (9)$$

2.1.10.5.4 Gráficas y curvas de viento

Para poder entender el comportamiento del viento en el sitio de interés, se los puede analizar en varios periodos de tiempo ya se cada hora, diario, semanal, mensual y el

tiempo que se estime analizarlo. Para ello los datos se los puede representar gráficamente de la siguiente forma:

- Histograma de frecuencias relativas.
- Curva de frecuencia de velocidades.
- Curva de duración de velocidades.
- Curva de duración de potencia del viento.

2.1.10.5.4.1 Histograma de frecuencias relativas

Permite proyectar la función de distribución de probabilidad como se muestra la figura 16, esta forma una línea uniendo los centro de clase v_i .

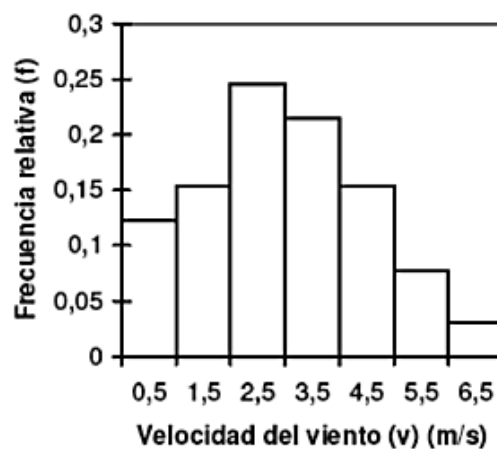


Figura 16. Histograma de frecuencias relativas [35]

2.1.10.5.4.2 Curvas de frecuencia de velocidades

En la figura 17, se muestra una curva representada mediante un histograma en la que la frecuencia con la que se repite los rangos de velocidades de viento en un período analizado.

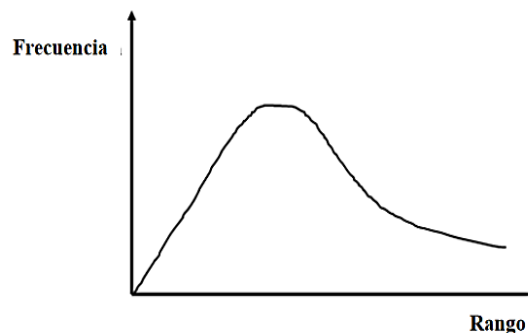


Figura 17. Curva de frecuencia de velocidades [36]

2.1.10.5.4.3 Curvas de duración de velocidades

Mediante la figura 18, la curva representa el viento de forma creciente el número de horas que la velocidad fue superior a los valores de cada ordenada.

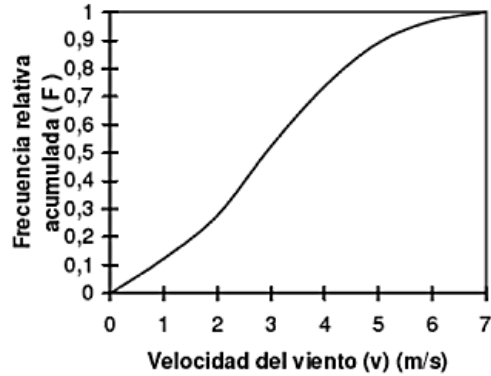


Figura 18. Curva de duración de velocidades [36]

2.1.10.5.4.4 Curvas de duración de potencia del viento

En la figura 19, se presenta la duración de potencia que puede ser generada por la velocidad del viento en determinado tiempo.

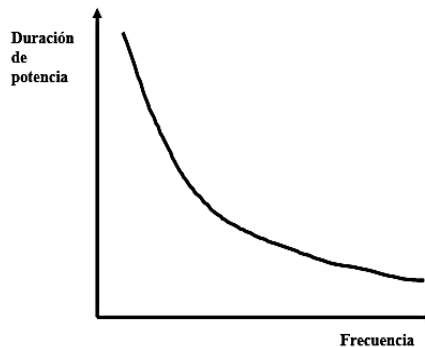


Figura 19. Curva de duración de potencia del viento [36]

2.1.10.6 Distribución de Weibull

La distribución de Weibull expresa el comportamiento de las velocidades para un determinado tiempo, la cual se trata de una distribución de dos parámetros, uno de escala (c) y un parámetro factor de distribución de forma (k), la fórmula viene expresada de la siguiente forma: [37]

$$p_v = \frac{k}{c} \left[\frac{v_i}{c} \right]^{k-1} e^{-\left[\left(\frac{v_i}{c} \right)^k \right]} \quad (10)$$

Dónde:

p_v = Probabilidad de velocidad de viento

k = Factor de forma (adimensional).

c = factor de escala, valor próximo a la velocidad media del año, se lo puede asignar con la letra A (m/s)

v_i = velocidad del centro de clase (m/s)

2.1.10.6.1 Propiedades de la función de Weibull

El factor de forma (k) designa el grado de dispersión de los datos recopilados, en otras palabras describiría la manera en la que estaría distribuida los datos, mientras que el factor de escala (c) definiría la posición en la que se encontraría la curva de Weibull.

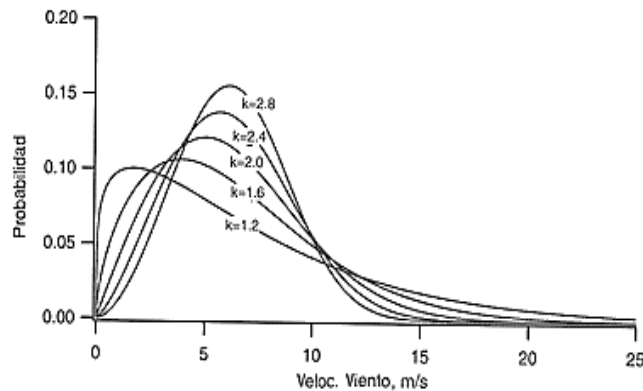


Figura 20. Distribución de Weibull para distintos k . [38]

La figura 20, muestra una distribución de Weibull para distintos coeficientes k , esta teoría maneja la probabilidad y estadística, la cual es una distribución de probabilidad continua.

2.1.11 Turbulencia

Este fenómeno es el movimiento desordenado y caótico, en otras palabras es el movimiento del aire aleatoriamente y cambiante. Por ello es importante conocer donde se origina este fenómeno, ya que si se pretende colocar un aerogenerador, la cual necesita de un flujo continuo, uniforme y lo más próximo lineal, para obtener buenos resultados. [39]

Por lo general la turbulencia se genera por contragolpes de obstáculos, generalmente en poca altura dependiendo de los obstáculos. En la tabla 4, se muestra una clasificación del tipo de intensidad de turbulencia más común. Por ello es importante colocar una turbina eólica lo más alto posible para que atrape un flujo de aire adecuado para el rotor.

La zona de turbulencia puede alcanzar una altura alrededor de tres veces la del obstáculo. [3]

Tabla 4. Intensidad de turbulencia [3]

Intensidad de Turbulencia	
Turbulencia baja	0,1
Turbulencia media	0,2
Turbulencia alta	0,3

2.1.12 Método MCP para la evaluación del recurso eólico

El método MCP (medir-correlacionar-predecir), permite una reconstrucción histórica de la velocidad del viento y dirección del viento de la posterior instalación eólico. La instalación meteorológica que se instale debe por lo menos registrar datos durante 12 meses, para luego formar los datos históricos del lugar de estudio. [40]

Este método es muy utilizado en terrenos complejos con grandes efectos sobre el viento, este método tiene que mantener algunas premisas básicas como son:

- La instalación del futuro parque eólico y la estación meteorológica de referencia deben estar correlacionadas climáticamente. [40]
- La estación meteorológica como la instalación a futuro deben tener series homogéneas, lo cual las medidas deben ser tomadas continuamente en el mismo lugar de estudio, altura e instrumentación semejante. [40]
- Se debe medir por lo menos un año por las variaciones estacionales que existe en el lugar.

2.1.12.1 Algoritmos MCP más utilizados

Entre los algoritmos más utilizados tenemos tres: sectores estáticos, de las componentes, de bins. [40]

Algoritmo de sectores estáticos: Este algoritmo agrupa los datos en 12 sectores fijos de dirección de 30° con respecto a la dirección de referencia.

En cada sector se genera se genera 12 rectas con 12 coeficientes de correlación únicos. Este algoritmo se acomoda para grandes cantidades de datos y cuando las estaciones de referencia están completamente correlacionadas, se podría aplicar correctamente el método MCP. [40]

Algoritmo de las componentes: Con base en la naturaleza del viento, Mediante trigonometría se pueden determinar las componentes del vector U: [40]

$$u = -|\vec{U}| \cos \theta \quad (11)$$

$$v = -|\vec{U}| \sin \theta \quad (12)$$

Para determinar el ángulo se obtiene mediante:

$$\theta = \arctan\left(\frac{u}{v}\right) + \theta' \quad (13)$$

El ángulo θ' corresponde al desfase para volver a coordenadas meteorológicas: [40]

$\theta' = 180$; cuando $u > 0$

$\theta' = 0$; cuando $u < 0$ y $v < 0$

$\theta' = 360$; cuando $u < 0$ y $v > 0$

Los componentes ya incluyen velocidad y dirección del viento.

Algoritmo de los bins: Agrupa los datos en intervalos de 0.5 m/s similar como se determina la curva de potencia de los aerogeneradores. [40]

Primero se los agrupa en intervalos de dirección a la referencia como en el método de los sectores estáticos, finalmente para cada intervalo se realiza la media obteniendo una matriz de datos en el que cada intervalo estará contenido dos puntos, uno de la estación de referencia y otro de la instalación a futuro o emplazamiento. En la figura 21, se muestra el resultado de aplicar este algoritmo, la cual cada punto negro representa los intervalos de 0,5 m/s. Los puntos en azul representan datos reales y en la línea roja es la recta de regresión. [40]

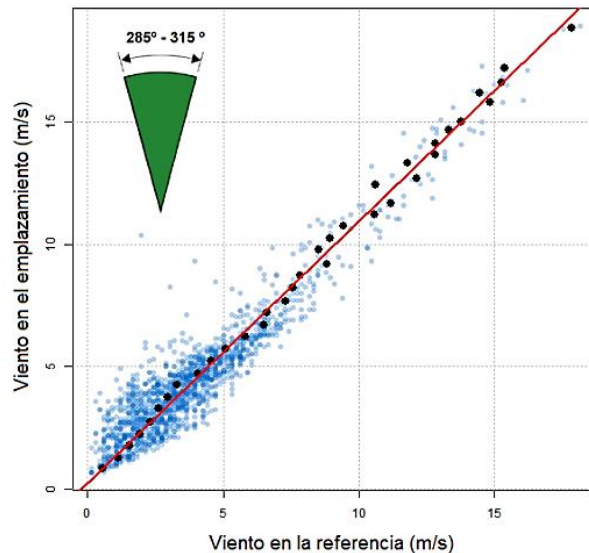


Figura 21. Resultado de aplicar el algoritmo de bins. [40]

2.1.13 Lugares de interés eólico

El aprovechamiento de lugares con excelentes condiciones meteorológicas, son útiles para la generación de energía renovable, pero también existen lugares que no son

idóneos para este tipo de estudios eólicos. Por ello se dividen en rangos de interés del potencial eólico como se muestra en la tabla 5:

Tabla 5. Interés eólico [28]

Rango (W/m ²)	Aprovechamiento
<50	No existe interés energético del viento.
50-150	Hay interés para fines de bombeo de agua y consumos dispersos de energía eléctrica a baja escala.
150-500	Se consideran zonas de buenas características para aprovechamiento eólico.
>500	Se consideran zonas de buenas características eólico energéticas para generación de electricidad.
1000 ó mayores	De alto potencial se consideran sitios de interés eólicos con características idóneas para la generación a mediana y gran escala.

2.2 Hipótesis

En el sector de Mechahuasca en la Parroquia de Pilahuín, cantón Ambato, Provincia de Tungurahua existe el potencial eólico necesario para la implementación de aerogeneradores de gran potencia para generación energética.

2.2.1 Hipótesis nula Ho

En el sector de Mechahuasca en la Parroquia de Pilahuín, cantón Ambato, Provincia de Tungurahua no existe el potencial eólico necesario para la implementación de aerogeneradores de gran potencia para generación energética.

2.2.2 Hipótesis alternativa H1

En el sector de Mechahuasca en la Parroquia de Pilahuín, cantón Ambato, Provincia de Tungurahua si existe el potencial eólico necesario para la implementación de aerogeneradores de gran potencia para generación energética.

2.3 Señalamiento de variables de la hipótesis

2.3.1 Variable independiente

Potencial eólico en el sector de Mechahuasca en la Parroquia de Pilahuín, cantón Ambato, Provincia de Tungurahua.

2.3.2 Variable dependiente

Implementación de aerogeneradores de gran potencia para generación energética.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

3.1 Nivel o tipo de investigación

Para este trabajo de experimental se ha tomado las siguientes consideraciones de investigación: cuantitativa, exploratoria, bibliográfica y explicativa.

3.1.1 Cuantitativa

Se examinó los datos de forma numérica, basados en los principios de estadística, la cual proporcionara información necesaria para nuestra investigación, y estos datos son entregados de acuerdo con los sensores instalados.

3.1.2 Exploratoria

Se analizó el área de instalación de las dos torres meteorológicas, comportamiento del viento, para aprovecharlos en un futuro con base al uso de energía eólica y así mejorar la vida de los moradores con la contribución de energía eléctrica.

3.1.3 Bibliográfica

Con las bases informáticas se encontró los métodos más adecuados para el levantamiento de datos, análisis estadístico e interpretación de datos obtenidos, la cual nos ayudó para determinar el potencial eólico existente en el área de estudio.

3.1.4 Explicativa

Al obtener la base de datos obtenidas por el estudio, se analizaron las variables e hipótesis planteada, y se realizó una explicación clara del comportamiento del viento en el área de estudio.

3.2 Población y muestra

La investigación realizada será únicamente de recolección de datos cuantitativos (velocidad, dirección y temperatura) durante el periodo de 1 año, la misma que servirá para el análisis de la prospección eólica.

3.3 Operalización de variables

A continuación se presenta las dos variables (dependiente e independiente) analizadas dentro del estudio realizado.

3.3.1 Variable independiente

Potencial eólico en el sector de Mechahuasca en la Parroquia de Pilahuin, cantón Ambato, Provincia de Tungurahua.

Tabla 6. Variable Independiente

Concepto	Categoría	Indicadores	Item	Técnicas	Instrumentos
La potencia eólica disponible en un lugar, es la máxima energía generada por el viento, que a través de un convertidor de energía cinética en energía útil y esta será utilizada para varios fines energéticos.	Energía	Reconocimiento eólico preliminar	Biológicos	Investigación de campo	<ul style="list-style-type: none"> Ficha de recolección de datos Cámara fotográfica
			Referencias	Revisión de documentos	<ul style="list-style-type: none"> Atlas eólico Libros e investigaciones preliminares Ficha de recolección de datos.
		Velocidad del viento	Escala de Beaufort	Medición del viento	<ul style="list-style-type: none"> Torre de sustentación Anemómetro
			Efecto túnel		
		Dirección del viento.	Orientación y referencias cardinales	<ul style="list-style-type: none"> Veleta 	
	Determinación del potencial eólico	Índice de turbulencia	Alto	Medición del viento	<ul style="list-style-type: none"> Fórmulas Software especializado
			Medio		
			Bajo		
	Densidad del potencial eólico		W/m ²	Tratamiento estadístico de la velocidad del viento	<ul style="list-style-type: none"> Fórmulas Software estadístico (SPSS) Hoja de cálculo (EXCEL)

Fuente: Autor

3.3.2 Variable dependiente

Implementación de aerogeneradores de gran potencia para generación energética.

Tabla 7. Variable Dependiente

Concepto	Categoría	Indicadores	Item	Técnicas	Instrumentos
Mediante el estudio del potencial eólico, se puede proponer la instalación de aerogeneradores de gran potencia, para proyectos de macro generación energética.	Parámetros de selección de los aerogeneradores	Velocidad de referencia y velocidad media anual	m/s	Revisión de documentos, catálogos, bibliografías y normativa	Fichas de recolección de datos Bibliográficos
		Índice de turbulencia	Adimensional		Hojas electrónicas
		Área de barrido	m ²		
		Altura de buje	m		Fichas de recolección de datos
		Potencia nominal	MW		Fichas de recolección de datos y catálogos
		Clase de aerogenerador	I, II, III, IV, S		Fichas de recolección de datos, norma IEC 61400-1

Fuente: Autor

3.4 Plan de recolección de información

Con las siguientes herramientas se procedió a la recolección de datos necesarios para este proyecto:

3.4.1 Observación directa

Se realizó el reconocimiento del lugar de estudio de los dos lugares de ubicación de las torres.

3.4.2 Medición

Los datos que nos proporcionen las dos torres a través de los anemómetros sirvieron para la validación del proyecto propuesto. La primera torre que cuenta con tres anemómetros a 10, 20 y 30 metros de altura, recopilados durante las 24 horas al día con una frecuencia de un Hertz.

3.4.3 Procesamiento de datos

Los datos recopilados tanto de velocidad y dirección del viento fueron tabulados y analizados a través de una hoja de cálculo de Excel y también mediante un análisis estadístico en el programa SPSS para posteriormente determinar el potencial eólico (W/m^2).

3.5 Plan de procesamiento y análisis

Los datos de velocidad del viento serán tratados estadísticamente, con el propósito de determinar el potencial eólico existente en el sector de Mechahuasca. Mediante esta información se alegó si es factible la instalación de aerogeneradores de gran potencia.




3.5.1 Reconocimiento eólico preliminar

Se evaluará de forma cualitativa la velocidad media del viento, para ello se realiza un reconocimiento del área y mediante una prospección preliminar del área, se puede tener datos que nos oriente a estimar una velocidad media.

3.5.2 Medición y tratamiento estadístico de los datos

En esta investigación se utilizó equipo meteorológico, cuyas características serán explicadas en la siguiente tabla 8:

Tabla 8. Características de los aparatos de medición

Aparato de medición	Características	Imagen
<p>SYMPHONIE IPACK GPS</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Peso 3,2 kg (7 libras). • Dimensiones de 165 x 222 x 102 mm. • Dos baterías selladas de plomo-ácido de 12 V incorporadas con una capacidad nominal de 2200 ma-hr. 	 <p>Figura 22. Symphonie Ipack GPS [41]</p>
<p>RNRG 40C ANEMÓMETRO</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 3 Cup anemómetro • 0,14 kg (0,3 lbs) • 4-40 terminales de tuerca hexagonal / terminal de latón. • 3 copas de sección cónica, 51 mm (2") de diámetro. • Altura de montaje general de 81 mm 	 <p>Figura 23. RNRG 40c anemómetro [31]</p>
<p>RNRG 200P VELETA</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Potenciómetro de rotación continua. • Rotación mecánica continua de 360°. • 21 cm largo x 12 cm alto. • 27 cm diámetro de barrido. 	 <p>Figura 24. RNRG 200P veleta [32]</p>

Fuente: Autor

La torre que se encuentra ubicada en el centro de Mechahuasca, conteniendo tres anemómetros ubicados a 10,20 y 30 metros de altura y una veleta. Los registros de

velocidad de viento tienen un Hertz de frecuencia y que son promediados cada 10 min.

3.5.2.1 Software para el análisis e interpretación de resultados

Entre los programas que se utilizó para el estudio fueron Excel y Statistical Package for the Social Sciences (SPSS).

Excel es una herramienta informática que nos ayuda al desarrollo de hojas cálculos como un sin número de funciones matemáticas, contables, estadísticas, etc. Utilizando funciones propias del programa ya sea añadiendo o vinculándolos de alguna forma, dentro del estudio de la prospección eólica, Excel es una opción muy fácil de usar ya se recopilan los datos y se procede al estudio de forma estadística, la cual intervendrán límites, rangos, máximos y mínimos, frecuencias, etc. Dentro del estudio eólico es importante introducir gráficos que muestren el desarrollo de los datos y entre ellos tenemos distribución de frecuencias, Weibull y rosa de los vientos.

Por otro lado Statistical Package for the Social Sciences (SPSS), es otra herramienta muy utilizada para análisis estadísticos la cual implica grandes cantidades de datos, la opción de comprobar algunas hipótesis con varias herramientas de análisis incorporados en este programa es lo que lo hace muy útil al momento de analizar casos. SPSS tiene opciones generales como media, mediana, moda, varianza, distribuciones, etc. Hay que recalcar que dentro de la prospección eólica se utilizó dos herramientas importantes como es la prueba no paramétrica Wilcoxon y el diagrama de cajas.

- Prueba no paramétrica de Wilcoxon: esta prueba se trata de la comparación de dos muestras relacionadas la cual deben cumplir dos características, la primera que no necesita de una distribución específica es decir libre de curva, y la segunda es de nivel ordinal de variable dependiente. Esta prueba es muy utilizadas para comprar dos mediciones de rangos es decir qué relación tienen la una de la otra. [42]
- Diagrama de cajas: Es una gráfica en forma de caja con dos prolongaciones superior e inferior, la cual nos permite la interpretación de datos de las variables seleccionadas, la cual se desplazara valores máximos y mínimos, medianas, medias y valores atípicos. [43]

3.5.3 Densidad de probabilidad de Weibull

Mediante la función de Weibull se pudo predecir el comportamiento del viento a distintos rangos de tiempo, mediante la siguiente ecuación:

$$p_v = \frac{k}{c} \left[\frac{v_i}{c} \right]^{k-1} e^{-\left[\left(\frac{v_i}{c} \right)^k \right]} \quad (10)$$

Dónde:

p_v = Probabilidad de velocidad de viento

k = Factor de forma (adimensional).

c = factor de escala. (m/s)

v_i = velocidad del centro de clase (m/s)

Para determinar ambos factores c y k , se utilizó la ecuación de mínimos cuadrados.

$$k = A = \frac{\sum f_i x_i y_i - (\sum f_i x_i)(\sum f_i y_i)}{\sum f_i x_i^2 - (\sum f_i x_i)^2} \quad (14)$$

$$B = \sum f_i y_i - A \sum f_i x_i \quad (15)$$

La función distribución acumulada F_i es el complemento de la función confiabilidad R_i y se lo expresa de la siguiente manera:

$$R_i = (e^{-[(\frac{v_i}{c})^k]}) \quad (16)$$

$$F_i = 1 - R_i = 1 - e^{-[(\frac{v_i}{c})^k]} \quad (17)$$

Donde aplicando dos veces Ln (logaritmo natural) a la frecuencia acumulada (F_i) se obtiene:

$$\text{Ln}(1 - F_i) = -(\frac{v_i}{c})^k \quad (18)$$

$$\text{Ln}(-\text{Ln}(1 - F_i)) = -k \text{Ln}(c) - k \text{Ln}(v_i) \quad (19)$$

Estas ecuaciones se ajustan a la siguiente ecuación lineal:

$$y = Ax + B \quad (20)$$

Dónde:

A = pendiente

B = ordenada de origen

y = variable dependiente

x = variable independiente

La cual se obtiene las variables x_i e y_i en las siguientes ecuaciones:

$$y_i = \text{Ln}(-\text{Ln}(1 - F_i)) \quad (21)$$

$$x_i = \text{Ln}(v_i) \quad (22)$$

Para el factor de escala (c) tenemos la ecuación:

$$c = e^{-\frac{B}{A}} \quad (\text{m/s}) \quad (23)$$

3.5.4 Intensidad de la turbulencia

Este parámetro sirvió para el diseño de aerogeneradores y se determinó mediante la siguiente ecuación:

$$I_t = \frac{\sigma}{\langle v \rangle} \quad (24)$$

Los parámetros σ y $\langle v \rangle$ se obtiene en el mismo periodo y a la misma altura.

3.5.5 Velocidad eficaz, velocidad media anual y valor medio del cubo de velocidades

La velocidad eficaz (v^*) conocida como la velocidad que si es elevada al cubo, esta coincide con el valor medio del cubos de las velocidades. [35]

$$v^* = \langle v^3 \rangle^{\frac{1}{3}} \quad (25)$$

Dónde:

v^* = velocidad eficaz

$\langle v^3 \rangle$ = valor medio del cubo de las velocidades

Velocidad media anual ($\langle v \rangle$), esta velocidad está directamente dependiendo del factor de escala (c), la función gamma que interviene el factor de forma como se presenta en la ecuación 26 y 27: [35]

$$\langle v \rangle = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (26)$$

$$\langle v^3 \rangle = c^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (27)$$

Dónde:

$\langle v \rangle$ = velocidad media anual

c = factor de escala (m/s)

Γ = función gamma

k = función forma (adimensional)

3.5.5 Potencial eólico

- Para conocer la densidad de energía anual se utilizó la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{E}{A}\right) = \left[\frac{1}{2} \delta \int_0^\infty v_i p_v dv\right] * 8760 = \frac{1}{2} \delta \langle v_i^3 \rangle * 8760 \quad (28)$$

Dónde:

$\left(\frac{E}{A}\right)$ = Densidad de energía anual $\left(\frac{KW \cdot h}{m^2 \cdot mes}\right)$

δ = Densidad del lugar $\left(\frac{Kg}{m^3}\right)$

$\langle v_i^3 \rangle$ = media del cubo de las velocidades $\left(\frac{m^3}{s^3}\right)$

- Para encontrar el valor de la densidad del lugar tenemos la siguiente ecuación:

$$\delta = 1.225 \left[\frac{288}{t+273} \right] e^{\frac{h}{8435}} \quad (29)$$

Dónde:

t = Temperatura ambiente promedio del lugar

h = altura del lugar

- El potencial eólico se determinó mediante la ecuación:

$$Pd = \frac{1}{2} \rho A \langle v \rangle^3 \quad (W) \quad (30)$$

Dónde:

A = Área perpendicular a la dirección de flujo (m²)

- Densidad de potencia eólica por unidad de área:

$$\frac{Pd}{A} = \frac{1}{2} \rho \langle v_i^3 \rangle \quad \left(\frac{W}{m^2} \right) \quad (31)$$

3.5.6 Variación de la velocidad del viento con respecto a la altura

a) variación de la velocidad media a largo plazo con la altura (modelo exponencial)

Este parámetro se lo pudo calcular de la siguiente forma:

$$\frac{v'}{v} = \left(\frac{z'}{z} \right)^\alpha \quad (32)$$

Dónde:

v' y v son las velocidades a las alturas z' y z

α = Es un coeficiente con relación a la longitud de rugosidad del terreno

$$\alpha = 0.24 + 0.04 \ln z_o + 0.003 (\ln z_o)^2 \quad (33)$$

Para conocer el valor de longitud de rugosidad (z_o) se lo toma dependiendo del tipo de terreno que se encuentre como se muestra en la tabla 1, expuesta anteriormente.

b) variación de la velocidad del viento estacionario con la altura (modelo logarítmico)

$$V_z = \frac{v_{ref} \ln\left(\frac{z}{z_o}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_o}\right)} \quad (34)$$

Dónde:

V_z: Velocidad del viento a la altura Z.

Z: Altura a la cual se requiere determinar la velocidad del viento.

Z_{ref}: Altura de referencia.

V_{ref}: Velocidad del viento conocida para la altura de referencia.

Zo: Longitud de rugosidad.

3.5.7 Clase de turbinas eólicas según la IEC 61400-1, segunda revisión

La IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) es una organización que publica y realiza estándares de nivel internacional para todas las tecnologías eléctricas, electrónicas y relacionadas.

En cuanto al diseño y selección de un aerogenerador influyen algunos factores como el tipo de régimen de viento del sitio analizado.

En la tabla 9, la IEC clasifica los aerogeneradores estableciendo aspectos de seguridad para las turbinas eólicas, y que sus condiciones de viento vienen establecidas por la velocidad del viento y parámetros de turbulencia.

Tabla 9. Parámetros de clase para aerogeneradores [44]

Parámetro		Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV	Clase S
v_{ref} (m/s)		50	42,5	37,5	30	Valores a especificar por el proyectista
$\langle v \rangle$ (m/s)		10	8,5	7,5	6	
A) Alta turbulencia	$I_{115} (+)$	0,18	0,18	0,18	0,18	
	$a (+)$	2,0	2,0	2,0	2,0	
B) Baja turbulencia	$I^{115} (+)$	0,16	0,16	0,16	0,16	
	$a (-)$	3,0	3,0	3,0	3,0	

Dónde:

V_{ref} = velocidad de referencia, es la velocidad promedio máxima en 10 minutos de intervalo, o estadísticamente es la velocidad que se presenta dentro de un periodo de 50 años.

$\langle v \rangle$ = velocidad media del viento anual, medida a la altura del buje.

I_{115} = intensidad de turbulencia (a 15 metros).

a = parámetro de variación de turbulencia

La velocidad expresada de la velocidad media anual $\langle v \rangle$ es calculada en base a la velocidad de referencia como se expresa en la ecuación 35. [45]:

$$\langle v \rangle = 0,2 V_{ref} \quad (35)$$

3.5.8 Selección del aerogenerador

Para la selección del aerogenerador primero se debe conocer la demanda de energía anual del lugar, luego se seleccionara el aerogenerador para conocer la energía anual producida (EAP) utilizamos el método del aérea de barrido, la cual se necesita conocer la densidad de potencia (W/m^2), el área de barrido de la turbina y asumir un coeficiente de eficiencia de conversión:

$$EP = EAP = \left(\frac{P}{A}\right) * (A) * (e) * \left(8760 \frac{h}{\text{año}}\right) * \frac{1 kW}{1000 W} \quad (36)$$

Dónde:

EAP = energía anual producida

P/A = densidad de potencia (W/m²)

e = eficiencia (15-25% turbinas pequeñas) (30-35% turbinas medianas) (35-40% turbinas grandes).

Para calcular la potencia media anual (kW) se calcula mediante la ecuación 37.

$$\langle P \rangle = \frac{E}{T} = EAP * \left(\frac{1 \text{ año}}{8760 \text{ hora}}\right) * \frac{kW-hora}{\text{año}} \quad (37)$$

3.5.9 Número de aerogeneradores

Mediante la ecuación 38, se calcula el número de aerogeneradores que cubrirán la demanda energética.

$$N_{ae} = \frac{E}{EAP} \quad (38)$$

3.5.10 Energía anual producida real (EAP_R)

Mediante la ecuación 30 y 40, se calcula la energía anual producida real (con factores de corrección). [46]

$$EAP_T = EAP * N_{ae} \quad (39)$$

$$EAP_R = EAP_T * P_I * P_t * P_M \quad (40)$$

Dónde:

EAP_T = Energía anual producida total

P_I = Pérdidas por indisponibilidad de máquinas y subestación (≈ 0,98).

P_t = Pérdidas por transporte (≈ 0,97).

P_M = Pérdidas por mantenimiento (≈ 0,97).

3.5.11 Rendimiento del aerogenerador

Se lo determinó mediante la ecuación 41. [35]

$$n_{ae} = \frac{E}{E_d} = \frac{\langle P \rangle}{\langle P_d \rangle} \quad (41)$$

Dónde:

E = energía

E_d = Energía eólica disponible

⟨P⟩ = Potencia media anual

⟨P_d⟩ = Potencial eólico

3.5.12 Factor de carga

Se lo determino mediante la ecuación 42. [35]

$$FC = \frac{EAP}{P_N * 8760} = \frac{<P>}{P_N} \quad (42)$$

Dónde:

P_N = Potencia nominal

En la tabla 10, se puede tener una valoración del factor de carga, que se lo elaborado en base a la experiencia de varios aerogeneradores. [35]

Tabla 10. Comportamiento de un aerogenerador en función de FC

Factor de carga (FC)	Valoración	Factor de carga (FC)	Valoración
> 0.5	Extraordinario	0.25-0.3	Bueno
0.4-0.5	Excelente	0.20-0.25	Aceptable
0.3-0.4	Muy bueno	< 0.2	Insuficiente

3.5.13 Horas equivalentes (HE)

Este valor es a plena carga y se lo calcula mediante la ecuación 43. [35]

$$HE = \frac{8760 * <P>}{P_N} \quad (43)$$

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1 Recolección de datos

Los datos de velocidad de viento y dirección, fueron entregados a través de los sistemas de adquisición de datos, en la torre fueron almacenados en una tarjeta de memoria externa micro SD, mediante un datalogger como se muestra la figura 25.



Figura 25. Datalogger

Fuente: Autor

4.2 Análisis de datos

4.2.1 Reconocimiento del lugar y evidencia biológica

Durante el reconocimiento de campo se pudo observar una gran presencia de pasto seco (paja), con cierta inclinación en dirección del viento predominante.

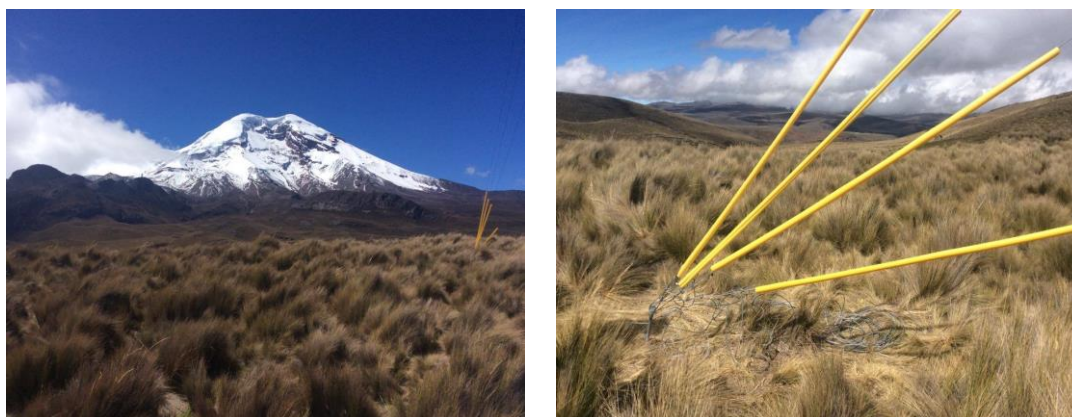


Figura 26. Pasto seco con inclinación a la dirección del viento

Fuente: Autor

Como se puede observar en la figura 26, el lugar de estudio se encuentra rodeada principalmente por paja seca, y se encuentra en un túnel natural, en medio de los volcanes Chimborazo y Carihuairazo.

4.2.2 Estimación de la velocidad y dirección

Para una estimación preliminar de la velocidad del viento del lugar examinado, se utiliza la escala de Beaufort, con ello se aproxima una velocidad estimada del sector. De acuerdo con la Tabla 3. de escalas de Beaufort y con el reconocimiento previo del lugar de interés en nuestro caso Mechahuasca, se puede adoptar un grado 5, el cual se adoptó un valor de velocidad de viento aproximado a 8-10 m/s. De igual manera se propuso una dirección predominante de la velocidad del viento, de acuerdo al sentido de inclinación del pasto, en nuestro caso el viento predominante sería desde el ESTE.

4.2.3 Tratamiento estadístico de la velocidad del viento

Para el análisis estadístico que se realizó durante el 2018 se tomaron algunos parámetros fijos que se muestran a continuación en la siguiente tabla:

- Longitud de rugosidad (z_0) = 0.03 m, que implica un aérea sin cercados, ni barreras vivas y con colinas suavemente redondeadas.
- Altura de referencia (z_{ref}) = 30 m, es donde se encuentra el anemómetro de mayor altura de la torre meteorológica.
- Altura de extrapolación (z) = 90 m, corresponde la altura de buje.

Análisis estadístico – Enero 2018

Tabla 11. Análisis estadístico – Enero 2018

Li	Ls	vi	ni	Ni	fi	Fi<=	Fi'>=	%F	fi*vi	fi*vi^2	yi	xi	fi*xi	fi*xi^2	fi*yi	fi*xi*yi	Densidad de probabilidad de Weibull
0,4	1,8	1,1	49	49	0,07	0,07	0,93	6,59	0,07	0,08	-2,69	0,10	0,01	0,00	-0,18	-0,02	0,0456
1,9	3,3	2,6	48	97	0,06	0,13	0,87	13,04	0,17	0,44	-1,97	0,96	0,06	0,06	-0,13	-0,12	0,0573
3,4	4,8	4,1	49	146	0,07	0,20	0,80	19,62	0,27	1,11	-1,52	1,41	0,09	0,13	-0,10	-0,14	0,0566
4,9	6,3	5,6	69	215	0,09	0,29	0,71	28,90	0,52	2,91	-1,08	1,72	0,16	0,28	-0,10	-0,17	0,0513
6,4	7,8	7,1	72	287	0,10	0,39	0,61	38,58	0,69	4,88	-0,72	1,96	0,19	0,37	-0,07	-0,14	0,0446
7,9	9,3	8,6	105	392	0,14	0,53	0,47	52,69	1,21	10,44	-0,29	2,15	0,30	0,65	-0,04	-0,09	0,0376
9,4	10,8	10,1	125	517	0,17	0,69	0,31	69,49	1,70	17,14	0,17	2,31	0,39	0,90	0,03	0,07	0,0312
10,9	12,3	11,6	138	655	0,19	0,88	0,12	88,04	2,15	24,96	0,75	2,45	0,45	1,11	0,14	0,34	0,0256
12,4	13,8	13,1	73	728	0,10	0,98	0,02	97,85	1,29	16,84	1,35	2,57	0,25	0,65	0,13	0,34	0,0207
13,9	15,3	14,6	14	742	0,02	1,00	0,00	99,73	0,27	4,01	1,78	2,68	0,05	0,14	0,03	0,09	0,0167
15,4	16,8	16,1	2	744	0,00	1,00	0,00	100,00	0,04	0,70							0,0133
		94,6	744		1				8,4	83,49			1,96	4,29	-0,28	0,16	

Fuente: Autor

Distribución de velocidades

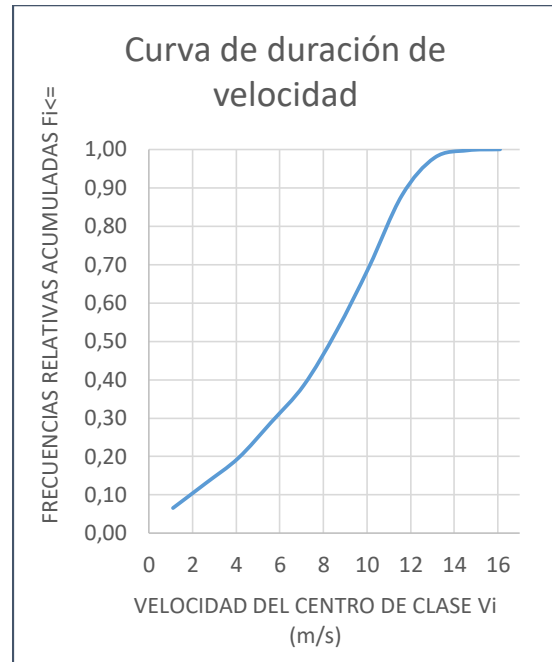
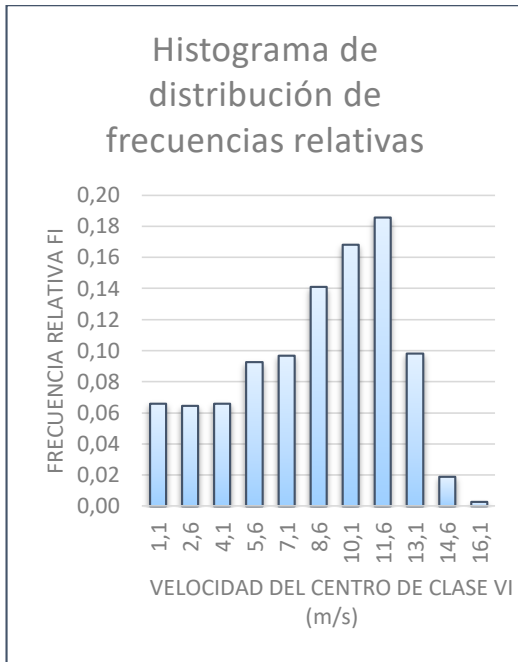


Figura 27. Frecuencias relativas - Enero

Figura 28. Curva duración de velocidad - Enero

Fuente: Autor

Fuente: Autor

Distribución de Weibull

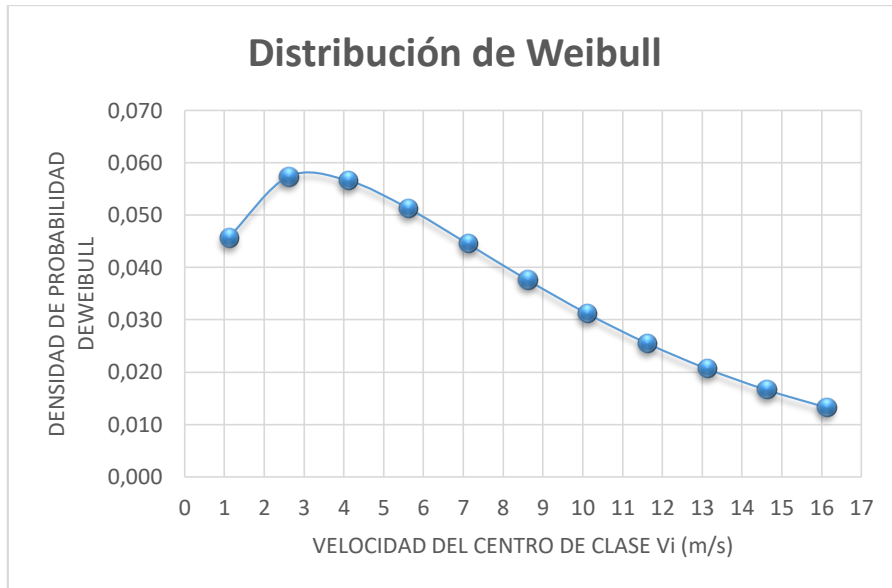


Figura 29. Distribución de Weibull - Enero

Fuente: Autor

Estadístico de la velocidad del viento

Tabla 12. Resultados estadísticos –Enero 2018

Mes - Año	Velocidad media (m/s)	Factor de forma k	Factor de escala c (m/s)	Desviación estándar (σ)	Intensidad de Turbulencia (It)
ene-18	8,38	1,59	8,47	1,38	0,165

Fuente: Autor

Potencial eólico

Tabla 13. Resultados estadísticos –Enero 2018

Mes - Año	Valor medio del cubo de las velocidades ($\langle v^3 \rangle$)	Densidad del aire (Kg/m ³)	Densidad de energía (E/A) $\left(\frac{Kw \cdot h}{m^2 \cdot mes}\right)$	Densidad de potencia (Pd/A) (W/m ²)
ene-18	1092,02	0,78934	406230,598	430,99

Fuente: Autor

FEBRERO 2018

Análisis estadístico – Febrero 2018

Tabla 14. Análisis estadístico –Febrero 2018

Li	Ls	vi	ni	Ni	fi	Fi<=	Fi'>=	%F	fi*vi	fi*vi^2	yi	xi	fi*xi	fi*xi^2	fi*yi	fi*xi*yi	Densidad de probabilidad de Weibull
0,4	1,8	1,1	145	145	0,22	0,2	0,784	21,58	0,24	0,26	-1,41	0,1	0,02	0,00	-0,31	-0,0291	0,1600
1,9	3,3	2,6	102	247	0,15	0,4	0,632	36,76	0,39	1,03	-0,78	1,0	0,15	0,14	-0,12	-0,1132	0,1222
3,4	4,8	4,1	82	329	0,12	0,5	0,510	48,96	0,50	2,05	-0,40	1,4	0,17	0,24	-0,05	-0,0683	0,0887
4,9	6,3	5,6	109	438	0,16	0,7	0,348	65,18	0,91	5,09	0,05	1,7	0,28	0,48	0,01	0,0149	0,0633
6,4	7,8	7,1	117	555	0,17	0,8	0,174	82,59	1,24	8,78	0,56	2,0	0,34	0,67	0,10	0,1906	0,0447
7,9	9,3	8,6	62	617	0,09	0,9	0,082	91,82	0,79	6,82	0,92	2,2	0,20	0,43	0,08	0,1821	0,0314
9,4	10,8	10,1	37	654	0,06	1,0	0,027	97,32	0,56	5,62	1,29	2,3	0,13	0,29	0,07	0,1638	0,0220
10,9	12,3	11,6	12	666	0,02	1,0	0,009	99,11	0,21	2,40	1,55	2,5	0,04	0,11	0,03	0,0679	0,0153
12,4	13,8	13,1	4	670	0,01	1,0	0,003	99,70	0,08	1,02	1,76	2,6	0,02	0,04	0,01	0,0270	0,0107
13,9	15,3	14,6	1	671	0,00	1,0	0,001	99,85	0,02	0,32	1,87	2,7	0,00	0,01	0,00	0,0075	0,0074
15,4	16,8	16,1	1	672	0,00	1,0	0,000	100,00	0,02	0,39							0,0052
		94,6	672		1				4,96	33,77			1,35	2,41	-0,17	0,44	

Fuente: Autor

Distribución de velocidades

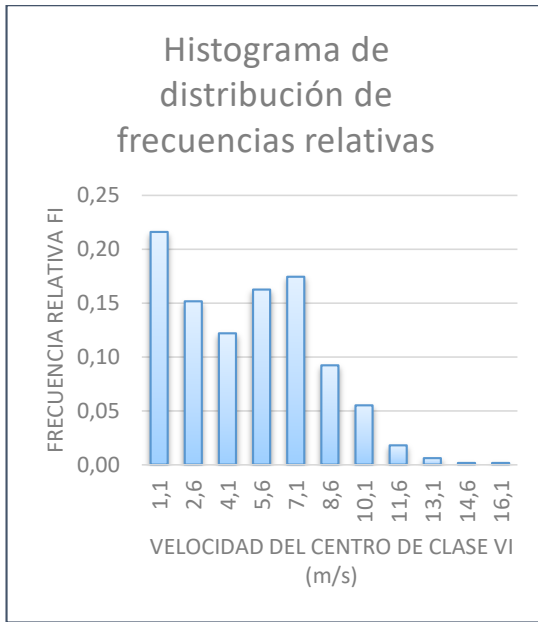


Figura 30. Frecuencias relativas – Febrero

Fuente: Autor

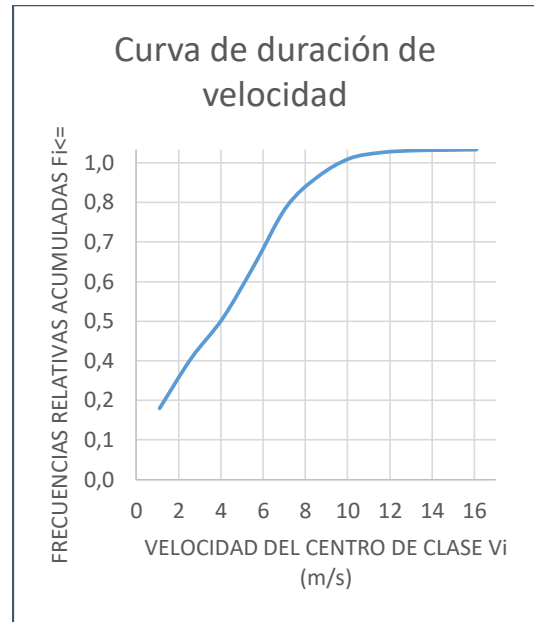


Figura 31. Curva duración de velocidad -

Febrero

Fuente: Autor

Distribución de Weibull

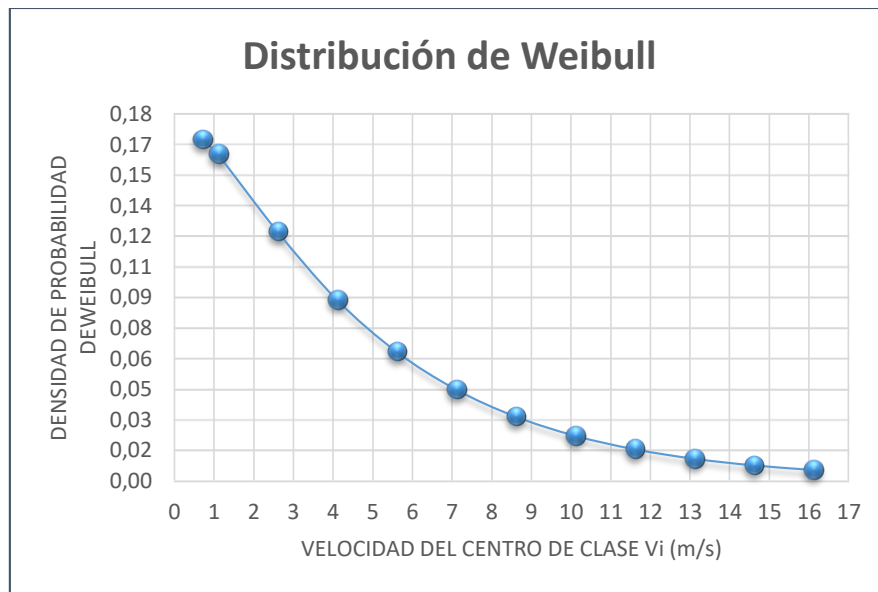


Figura 32. Distribución de Weibull - Febrero

Fuente: Autor

Estadístico de la velocidad del viento

Tabla 15. Resultados estadísticos – Febrero 2018

Mes - Año	Velocidad media (m/s)	Factor de forma k	Factor de escala c (m/s)	Desviación estándar (σ)	Intensidad de Turbulencia (It)
feb-18	4,96	1,12	4,47	1,66	0,33

Fuente: Autor

Potencial eólico

Tabla 16. Resultados estadísticos – Febrero 2018

Mes - Año	Valor medio del cubo de las velocidades ($\langle v^3 \rangle$)	Densidad del aire (Kg/m ³)	Densidad de energía (E/A) $\left(\frac{Kw*h}{m^2*mes}\right)$	Densidad de potencia (Pa/A) (W/m ²)
feb-18	359,39	0,7863	120756,386	141,2998

Fuente: Autor

MARZO 2018

Análisis estadístico – Marzo 2018

Tabla 17. Análisis estadístico – Marzo 2018

Li	Ls	vi	ni	Ni	fi	Fi<=	Fi>=	%F	fi*vi	fi*vi^2	yi	xi	fi*xi	fi*xi^2	fi*yi	fi*xi*yi	Densidad de probabilidad de Weibull
0,4	1,7	1,05	101	101	0,14	0,1	0,864	13,58	0,14	0,15	-1,92	0,0	0,01	0,00	-0,26	-0,0127	0,0964
1,8	3,1	2,45	40	141	0,05	0,2	0,810	18,95	0,13	0,32	-1,56	0,9	0,05	0,04	-0,08	-0,0752	0,0915
3,2	4,5	3,85	49	190	0,07	0,3	0,745	25,54	0,25	0,98	-1,22	1,3	0,09	0,12	-0,08	-0,1084	0,0789
4,6	5,9	5,25	93	283	0,13	0,4	0,620	38,04	0,66	3,45	-0,74	1,7	0,21	0,34	-0,09	-0,1527	0,0658
6,0	7,3	6,65	108	391	0,15	0,5	0,474	52,55	0,97	6,42	-0,29	1,9	0,28	0,52	-0,04	-0,0807	0,0539
7,4	8,7	8,05	115	506	0,15	0,7	0,320	68,01	1,24	10,02	0,13	2,1	0,32	0,67	0,02	0,0422	0,0437
8,8	10,1	9,45	94	600	0,13	0,8	0,194	80,65	1,19	11,28	0,50	2,2	0,28	0,64	0,06	0,1408	0,0352
10,2	11,5	10,9	60	660	0,08	0,9	0,113	88,71	0,88	9,49	0,78	2,4	0,19	0,46	0,06	0,1499	0,0281
11,6	12,9	12,3	59	719	0,08	1,0	0,034	96,64	0,97	11,90	1,22	2,5	0,20	0,50	0,10	0,2428	0,0224
13,0	14,3	13,7	24	743	0,03	1,0	0,001	99,87	0,44	6,01	1,89	2,6	0,08	0,22	0,06	0,1593	0,0178
14,4	15,7	15,1	1	744	0,00	1,0	0,000	100,00	0,02	0,30							0,0141
		88,6	744		1				6,89	60,32			1,71	3,51	-0,26	0,31	

Fuente: Autor

Distribución de velocidades

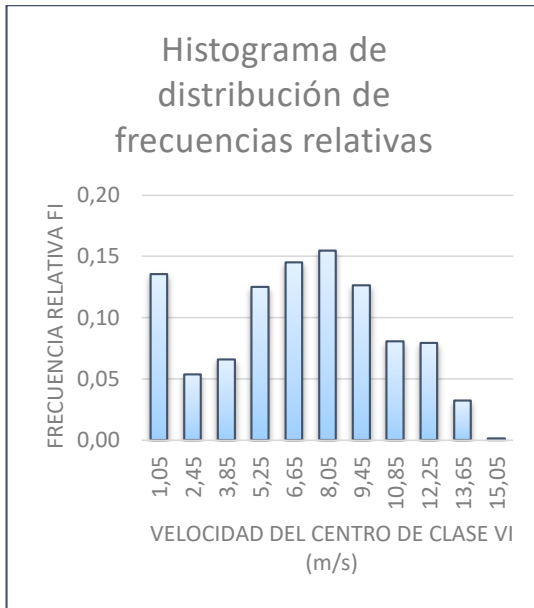


Figura 33. Frecuencias relativas - Marzo

Fuente: Autor

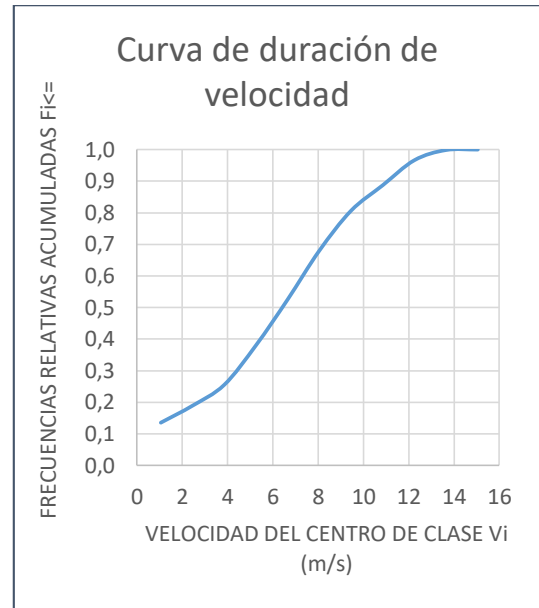


Figura 34. Curva duración de velocidad –

Marzo

Fuente: Autor

Distribución de Weibull

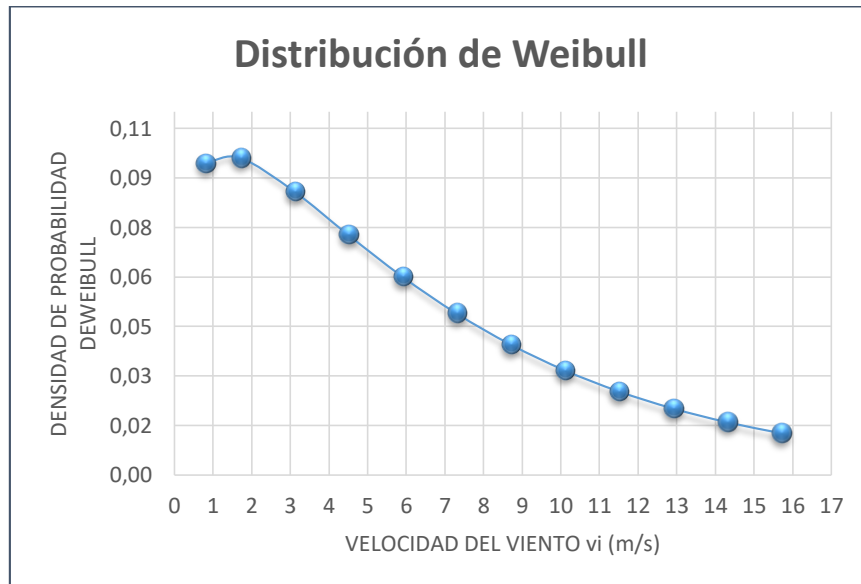


Figura 35. Distribución de Weibull - Marzo

Fuente: Autor

Estadístico de la velocidad del viento

Tabla 18. Resultados estadísticos – Marzo 2018

Mes - Año	Velocidad media (m/s)	Factor de forma k	Factor de escala c (m/s)	Desviación estándar (σ)	Intensidad de Turbulencia (It)
mar-18	6,89	1,24	6,78	1,28	0,186

Fuente: Autor

Potencial eólico

Tabla 19. Resultados estadísticos – Marzo 2018

Mes - Año	Valor medio del cubo de las velocidades ($\langle v^3 \rangle$)	Densidad del aire (Kg/m ³)	Densidad de energía (E/A) $\left(\frac{Kw*h}{m^2*mes}\right)$	Densidad de potencia (Pd/A) (W/m ²)
mar-18	948,96	0,78737	353012,577	373,594

Fuente: Autor

ABRIL 2018

Análisis estadístico – Abril 2018

Tabla 20. Análisis estadístico – Abril 2018

Li	Ls	vi	ni	Ni	fi	Fi<=	Fi'>=	%F	fi*vi	fi*vi^2	yi	xi	fi*xi	fi*xi^2	fi*yi	fi*xi*yi	Densidad de probabilidad de Weibull
0,4	1,6	1	153	153	0,21	0,2	0,788	21,25	0,21	0,21	-1,43	0,0	0,00	0,00	-0,30	0,0000	0,1589
1,7	2,9	2,3	61	214	0,08	0,3	0,703	29,72	0,19	0,45	-1,04	0,8	0,07	0,06	-0,09	-0,0735	0,1241
3,0	4,2	3,6	55	269	0,08	0,4	0,626	37,36	0,28	0,99	-0,76	1,3	0,10	0,13	-0,06	-0,0743	0,0965
4,3	5,5	4,9	74	343	0,10	0,5	0,524	47,64	0,50	2,47	-0,44	1,6	0,16	0,26	-0,04	-0,0711	0,0750
5,6	6,8	6,2	83	426	0,12	0,6	0,408	59,17	0,71	4,43	-0,11	1,8	0,21	0,38	-0,01	-0,0232	0,0582
6,9	8,1	7,5	100	526	0,14	0,7	0,269	73,06	1,04	7,81	0,27	2,0	0,28	0,56	0,04	0,0759	0,0452
8,2	9,4	8,8	95	621	0,13	0,9	0,138	86,25	1,16	10,22	0,69	2,2	0,29	0,62	0,09	0,1966	0,0351
9,5	10,7	10,1	64	685	0,09	1,0	0,049	95,14	0,90	9,07	1,11	2,3	0,21	0,48	0,10	0,2275	0,0272
10,8	12,0	11,4	22	707	0,03	1,0	0,018	98,19	0,35	3,97	1,39	2,4	0,07	0,18	0,04	0,1034	0,0211
12,1	13,3	12,7	12	719	0,02	1,0	0,001	99,86	0,21	2,69	1,88	2,5	0,04	0,11	0,03	0,0798	0,0163
13,4	14,6	14	1	720	0,00	1,0	0,000	100,00	0,02	0,27							0,0127
		82,5	720		1				5,58	42,58			1,43	2,78	-0,21	0,44	

Fuente: Autor

Distribución de velocidades

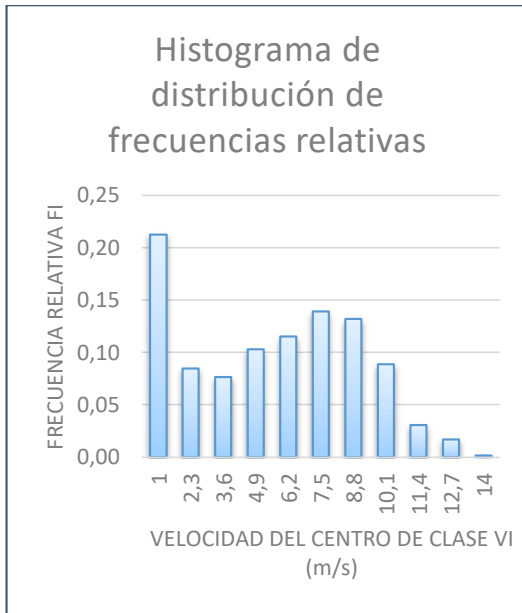


Figura 36. Frecuencias relativas - Abril

Fuente: Autor

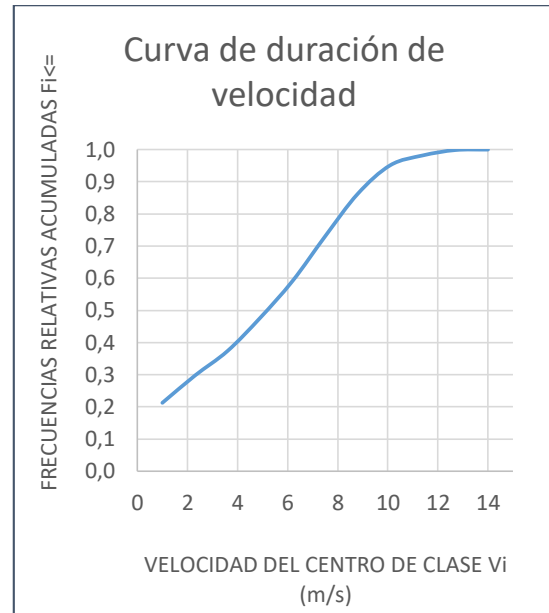


Figura 37. Curva duración de velocidad – Abril

Fuente: Autor

Distribución de Weibull

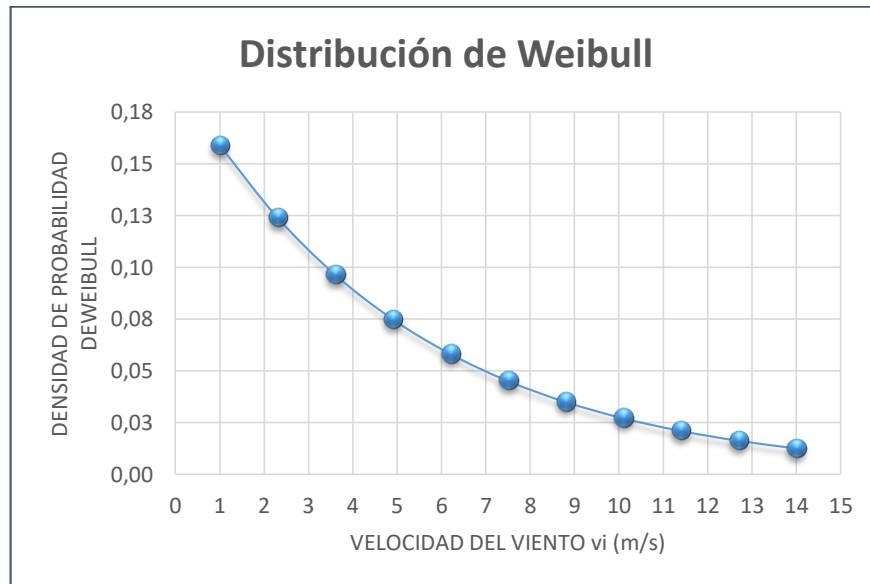


Figura 38. Distribución de Weibull - Abril

Fuente: Autor

Estadístico de la velocidad del viento

Tabla 21. Resultados estadísticos – Abril 2018

Mes - Año	Velocidad media (m/s)	Factor de forma k	Factor de escala c (m/s)	Desviación estándar (σ)	Intensidad de Turbulencia (It)
abr-18	5,58	1,01	5,14	1,26	0,225

Fuente: Autor

Potencial eólico

Tabla 22. Resultados estadísticos – Abril 2018

Mes - Año	Valor medio del cubo de las velocidades ($\langle v^3 \rangle$)	Densidad del aire (Kg/m ³)	Densidad de energía (E/A) $\left(\frac{Kw \cdot h}{m^2 \cdot mes}\right)$	Densidad de potencia (Pd/A) (W/m ²)
abr-18	785,56	0,78849	282800,747	309,703

Fuente: Autor

MAYO 2018

Análisis estadístico – Mayo 2018

Tabla 23. Análisis estadístico – Mayo 2018

Li	Ls	vi	ni	Ni	fi	Fi<=	Fi'>=	%F	fi*vi	fi*vi^2	yi	xi	fi*xi	fi*xi^2	fi*yi	fi*xi*yi	Densidad de probabilidad de Weibull
0,4	1,4	0,9	72	72	0,10	0,1	0,903	9,68	0,09	0,08	-2,28	-0,1	-0,01	0,00	-0,22	0,0233	0,0772
1,5	2,6	2,05	32	104	0,04	0,1	0,860	13,98	0,09	0,18	-1,89	0,7	0,03	0,02	-0,08	-0,0585	0,0860
2,7	3,8	3,25	41	145	0,06	0,2	0,805	19,49	0,18	0,58	-1,53	1,2	0,06	0,08	-0,08	-0,0993	0,0804
3,9	5,0	4,45	45	190	0,06	0,3	0,745	25,54	0,27	1,20	-1,22	1,5	0,09	0,13	-0,07	-0,1103	0,0704
5,1	6,2	5,65	109	299	0,15	0,4	0,598	40,19	0,83	4,68	-0,67	1,7	0,25	0,44	-0,10	-0,1689	0,0596
6,3	7,4	6,85	147	446	0,20	0,6	0,401	59,95	1,35	9,27	-0,09	1,9	0,38	0,73	-0,02	-0,0338	0,0494
7,5	8,6	8,05	149	595	0,20	0,8	0,200	79,97	1,61	12,98	0,48	2,1	0,42	0,87	0,10	0,1984	0,0404
8,7	9,8	9,25	100	695	0,13	0,9	0,066	93,41	1,24	11,50	1,00	2,2	0,30	0,67	0,13	0,2992	0,0327
9,9	11,0	10,5	41	736	0,06	1,0	0,011	98,92	0,58	6,02	1,51	2,3	0,13	0,30	0,08	0,1954	0,0263
11,1	12,2	11,7	7	743	0,01	1,0	0,001	99,87	0,11	1,28	1,89	2,5	0,02	0,06	0,02	0,0436	0,0210
12,3	13,4	12,9	1	744	0,00	1,0	0,000	100,00	0,02	0,22							0,0167
		75,4	744		1				6,36	47,98			1,68	3,30	-0,25	0,29	

Fuente: Autor

Distribución de velocidades

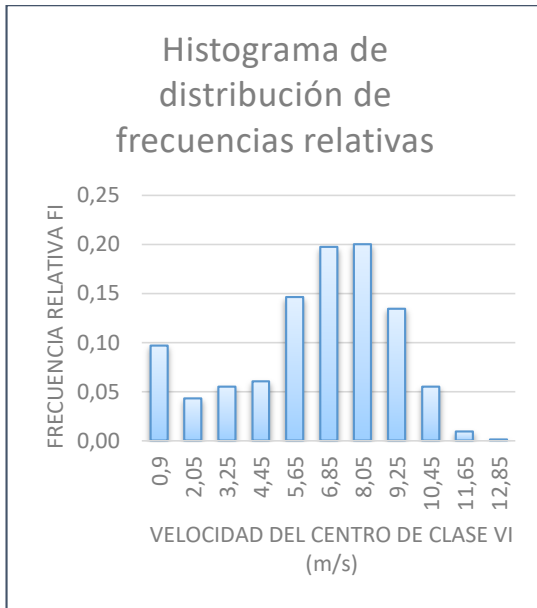


Figura 39. Frecuencias relativas - Mayo

Fuente: Autor

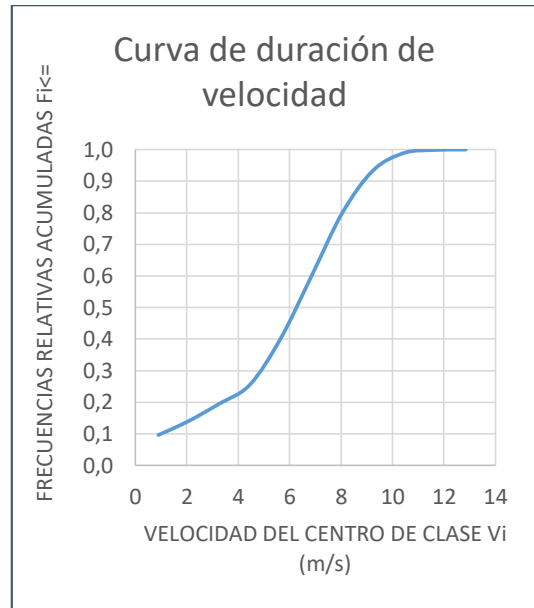


Figura 40. Curva duración de velocidad – Mayo

Fuente: Autor

Fuente: Autor

Distribución de Weibull

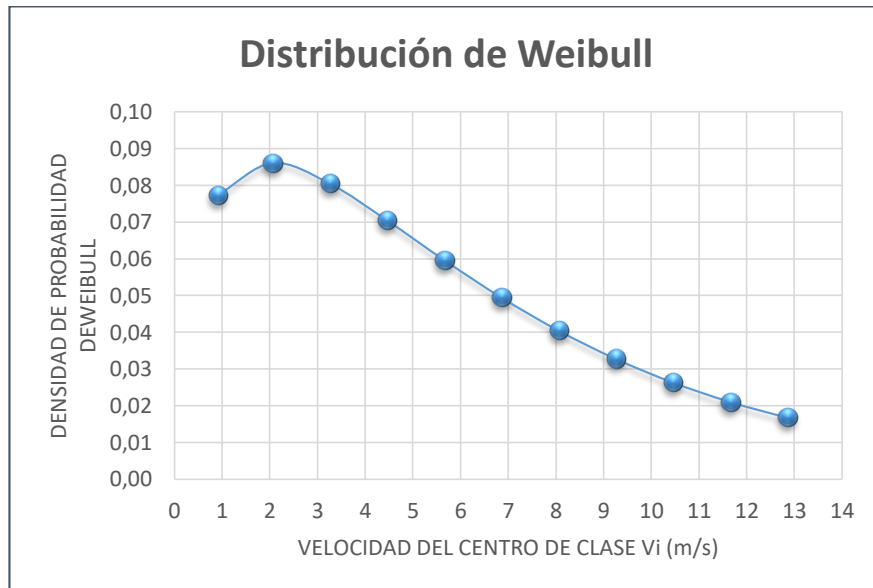


Figura 41. Distribución de Weibull - Mayo

Fuente: Autor

Estadístico de la velocidad del viento

Tabla 24. Resultados estadísticos – Mayo 2018

Mes - Año	Velocidad media (m/s)	Factor de forma k	Factor de escala c (m/s)	Desviación estándar (σ)	Intensidad de Turbulencia (It)
may-18	6,36	1,45	6,35	1,10	0,173

Fuente: Autor

Potencial Eólico

Tabla 25. Resultados estadísticos – Mayo 2018

Mes - Año	Valor medio del cubo de las velocidades ($\langle v^3 \rangle$)	Densidad del aire (Kg/m ³)	Densidad de energía (E/A) $\left(\frac{Kw*h}{m^2*mes}\right)$	Densidad de potencia (Pa/A) (W/m ²)
may-18	545,18	0,78778	202806,84	214,742

Fuente: Autor

JUNIO 2018

Análisis estadístico – Junio 2018

Tabla 26. Análisis estadístico – Junio 2018

Li	Ls	vi	ni	Ni	fi	Fi<=	Fi>=	%F	fi*vi	fi*vi^2	yi	xi	fi*xi	fi*xi^2	fi*yi	fi*xi*yi	Densidad de probabilidad de Weibull
2,0	3,2	2,6	4	4	0,01	0,0	0,994	0,56	0,01	0,04	-5,19	1,0	0,01	0,01	-0,03	-0,0276	0,0014
3,3	4,5	3,9	4	8	0,01	0,0	0,989	1,11	0,02	0,08	-4,49	1,4	0,01	0,01	-0,02	-0,0340	0,0032
4,6	5,8	5,2	18	26	0,03	0,0	0,964	3,61	0,13	0,68	-3,30	1,6	0,04	0,07	-0,08	-0,1361	0,0049
5,9	7,1	6,5	52	78	0,07	0,1	0,892	10,83	0,47	3,05	-2,17	1,9	0,14	0,25	-0,16	-0,2928	0,0058
7,2	8,4	7,8	115	193	0,16	0,3	0,732	26,81	1,25	9,72	-1,16	2,1	0,33	0,67	-0,19	-0,3821	0,0061
8,5	9,7	9,1	142	335	0,20	0,5	0,535	46,53	1,79	16,33	-0,47	2,2	0,44	0,96	-0,09	-0,2040	0,0058
9,8	11,0	10,4	157	492	0,22	0,7	0,317	68,33	2,27	23,58	0,14	2,3	0,51	1,20	0,03	0,0713	0,0051
11,1	12,3	11,7	154	646	0,21	0,9	0,103	89,72	2,50	29,28	0,82	2,5	0,53	1,29	0,18	0,4325	0,0043
12,4	13,6	13	69	715	0,10	1,0	0,007	99,31	1,25	16,20	1,60	2,6	0,25	0,63	0,15	0,3941	0,0035
13,7	14,9	14,3	4	719	0,01	1,0	0,001	99,86	0,08	1,14	1,88	2,7	0,01	0,04	0,01	0,0278	0,0027
15,0	16,2	15,6	1	720	0,00	1,0	0,000	100,00	0,02	0,34							0,0020
		100,1	720		1				9,79	100,43			2,25	5,13	-0,20	-0,15	

Fuente: Autor

Distribución de velocidades

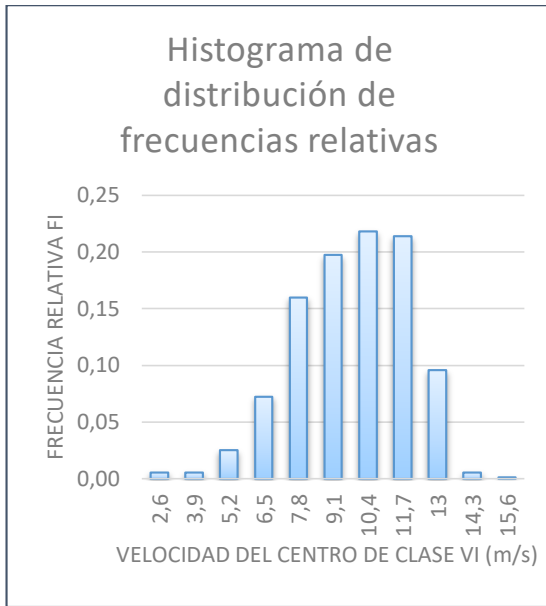


Figura 42. Frecuencias relativas - Junio

Fuente: Autor

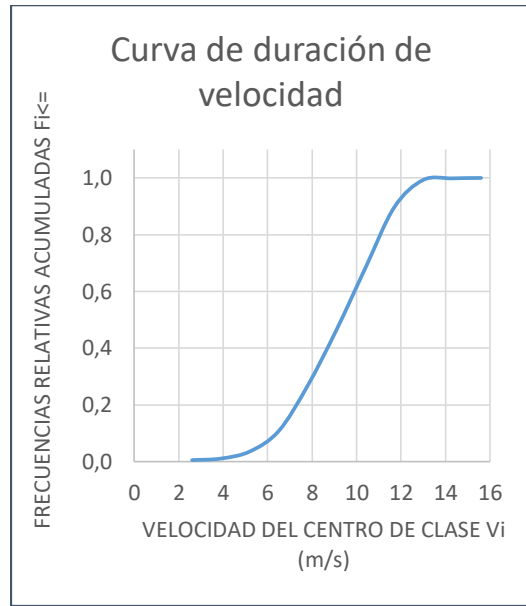


Figura 43. Curva duración de velocidad – Junio

Fuente: Autor

Fuente: Autor

Distribución de Weibull

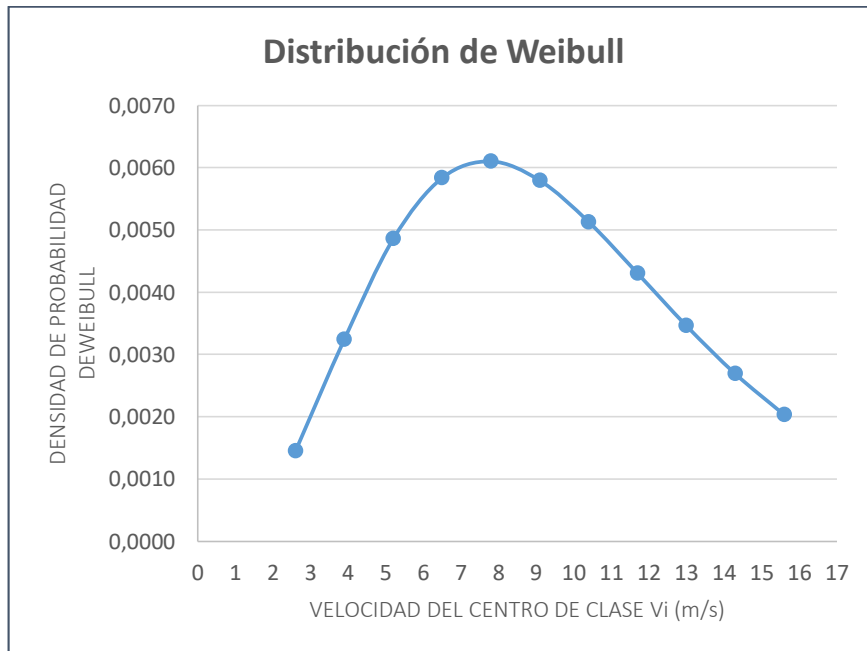


Figura 44. Distribución de Weibull - Junio

Fuente: Autor

Estadístico de la velocidad del viento

Tabla 27. Resultados estadísticos – Junio 2018

Mes - Año	Velocidad media (m/s)	Factor de forma k	Factor de escala c (m/s)	Desviación estándar (σ)	Intensidad de Turbulencia (It)
jun-18	9,79	4,41	9,93	1,26	0,128

Fuente: Autor

Potencial Eólico

Tabla 28. Resultados estadísticos –Junio 2018

Mes - Año	Valor medio del cubo de las velocidades ($\langle v^3 \rangle$)	Densidad del aire (Kg/m ³)	Densidad de energía (E/A) $\left(\frac{Kw \cdot h}{m^2 \cdot mes}\right)$	Densidad de potencia (Pa/A) (W/m ²)
jun-18	886,57	0,789425	319165,6	349,94

Fuente: Autor

JULIO 2018

Análisis estadístico – Julio 2018

Tabla 29. Análisis estadístico – Julio 2018

Li	Ls	vi	ni	Ni	fi	Fi<=	Fi'>=	%F	fi*vi	fi*vi^2	yi	xi	fi*xi	fi*xi^2	fi*yi	fi*xi*yi	Densidad de probabilidad de Weibull
1,6	2,8	2,2	2	2	0,00	0,0	0,997	0,27	0,01	0,01	-5,92	0,8	0,00	0,00	-0,02	-0,0125	0,0051
2,9	4,1	3,5	1	3	0,00	0,0	0,996	0,40	0,00	0,02	-5,51	1,3	0,00	0,00	-0,01	-0,0093	0,0094
4,2	5,4	4,8	4	7	0,01	0,0	0,991	0,94	0,03	0,12	-4,66	1,6	0,01	0,01	-0,03	-0,0393	0,0127
5,5	6,7	6,1	17	24	0,02	0,0	0,968	3,23	0,14	0,85	-3,42	1,8	0,04	0,07	-0,08	-0,1412	0,0146
6,8	8,0	7,4	51	75	0,07	0,1	0,899	10,08	0,51	3,75	-2,24	2,0	0,14	0,27	-0,15	-0,3076	0,0151
8,1	9,3	8,7	100	175	0,13	0,2	0,765	23,52	1,17	10,17	-1,32	2,2	0,29	0,63	-0,18	-0,3827	0,0147
9,4	10,6	10	150	325	0,20	0,4	0,563	43,68	2,02	20,16	-0,55	2,3	0,46	1,07	-0,11	-0,2576	0,0137
10,7	11,9	11,3	201	526	0,27	0,7	0,293	70,70	3,05	34,50	0,21	2,4	0,66	1,59	0,06	0,1343	0,0122
12,0	13,2	12,6	171	697	0,23	0,9	0,063	93,68	2,90	36,49	1,02	2,5	0,58	1,48	0,23	0,5916	0,0106
13,3	14,5	13,9	42	739	0,06	1,0	0,007	99,33	0,78	10,91	1,61	2,6	0,15	0,39	0,09	0,2392	0,0090
14,6	15,8	15,2	5	744	0,01	1,0	0,000	100,00	0,10	1,55							0,0075
		95,7	744		1				10,70	118,54			2,33	5,52	-0,19	-0,19	

Fuente: Autor

Distribución de velocidades

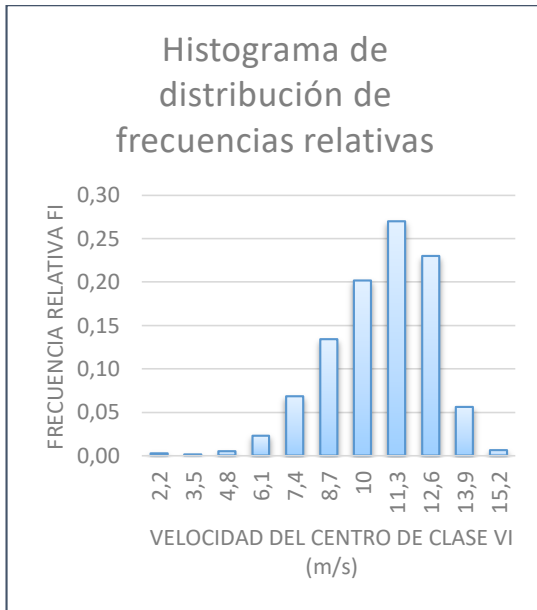


Figura 45. Frecuencias relativas - Julio

Fuente: Autor

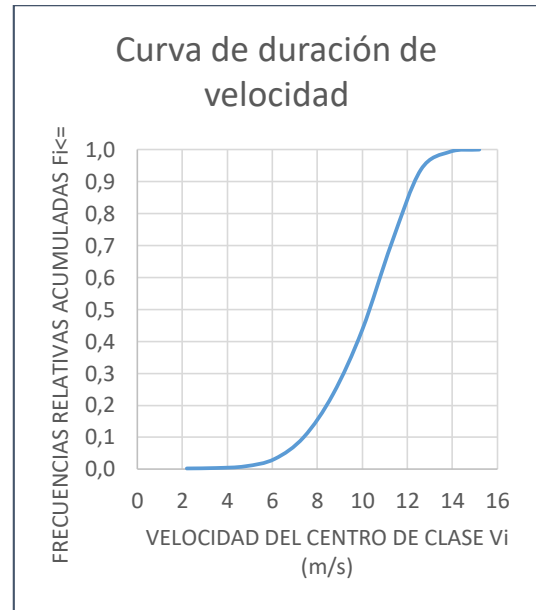


Figura 46. Curva duración de velocidad – Julio

Fuente: Autor

Distribución de Weibull

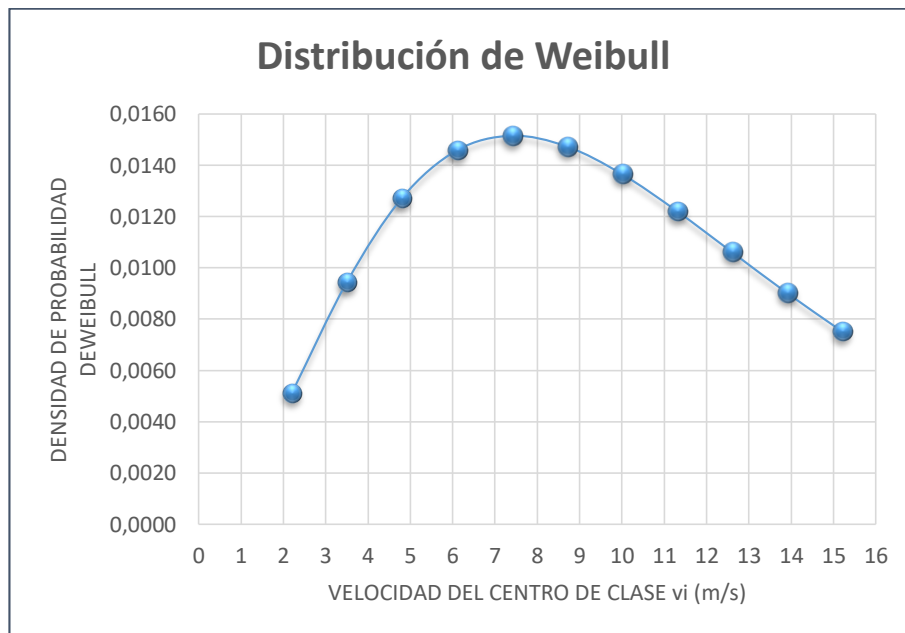


Figura 47. Distribución de Weibull - Julio

Fuente: Autor

Estadístico de la velocidad del viento

Tabla 30. Resultados estadísticos – Julio 2018

Mes - Año	Velocidad media (m/s)	Factor de forma k	Factor de escala c (m/s)	Desviación estándar (σ)	Intensidad de Turbulencia (It)
jul-18	10,70	3,12	10,94	1,39	0,13

Fuente: Autor

Potencial Eólico

Tabla 31. Resultados estadísticos –Julio 2018

Mes - Año	Valor medio del cubo de las velocidades ($\langle v^3 \rangle$)	Densidad del aire (Kg/m ³)	Densidad de energía (E/A) $\left(\frac{Kw*h}{m^2*mes}\right)$	Densidad de potencia (Pa/A) (W/m ²)
jul-18	1289,76	0,79076	479792,267	509,9493

Fuente: Autor

AGOSTO 2018

Análisis estadístico – Agosto 2018

Tabla 32. Análisis estadístico – Agosto 2018

Li	Ls	vi	ni	Ni	fi	Fi<=	Fi>=	%F	fi*vi	fi*vi^2	yi	xi	fi*xi	fi*xi^2	fi*yi	fi*xi*yi	Densidad de probabilidad de Weibull
0,4	1,8	1,1	23	23	0,03	0,0	0,969	3,09	0,03	0,04	-3,46	0,1	0,00	0,00	-0,11	-0,0102	0,0115
1,9	3,3	2,6	11	34	0,01	0,0	0,954	4,57	0,04	0,10	-3,06	1,0	0,01	0,01	-0,05	-0,0433	0,0231
3,4	4,8	4,1	7	41	0,01	0,1	0,945	5,51	0,04	0,16	-2,87	1,4	0,01	0,02	-0,03	-0,0381	0,0290
4,9	6,3	5,6	13	54	0,02	0,1	0,927	7,26	0,10	0,55	-2,59	1,7	0,03	0,05	-0,05	-0,0778	0,0307
6,4	7,8	7,1	37	91	0,05	0,1	0,878	12,23	0,35	2,51	-2,04	2,0	0,10	0,19	-0,10	-0,1985	0,0299
7,9	9,3	8,6	47	138	0,06	0,2	0,815	18,55	0,54	4,67	-1,58	2,2	0,14	0,29	-0,10	-0,2153	0,0276
9,4	10,8	10,1	129	267	0,17	0,4	0,641	35,89	1,75	17,69	-0,81	2,3	0,40	0,93	-0,14	-0,3251	0,0245
10,9	12,3	11,6	247	514	0,33	0,7	0,309	69,09	3,85	44,67	0,16	2,5	0,81	1,99	0,05	0,1305	0,0213
12,4	13,8	13,1	192	706	0,26	0,9	0,051	94,89	3,38	44,29	1,09	2,6	0,66	1,71	0,28	0,7237	0,0181
13,9	15,3	14,6	37	743	0,05	1,0	0,001	99,87	0,73	10,60	1,89	2,7	0,13	0,36	0,09	0,2518	0,0152
15,4	16,8	16,1	1	744	0,00	1,0	0,000	100,00	0,02	0,35							0,0125
		94,6	744		1				10,84	125,62			2,31	5,55	-0,14	0,198	

Fuente: Autor

Distribución de velocidades

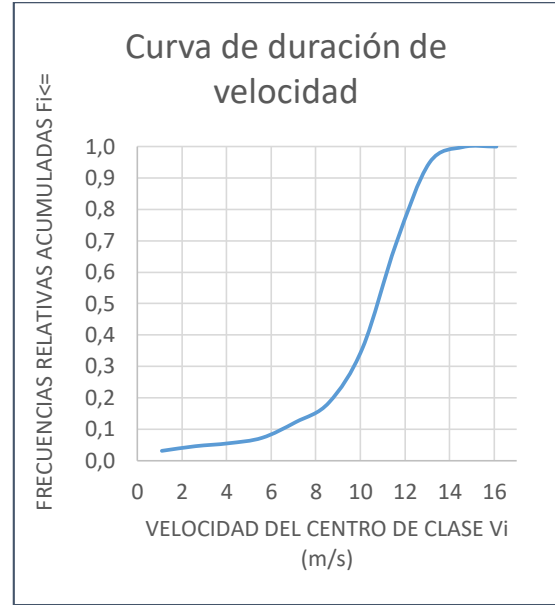
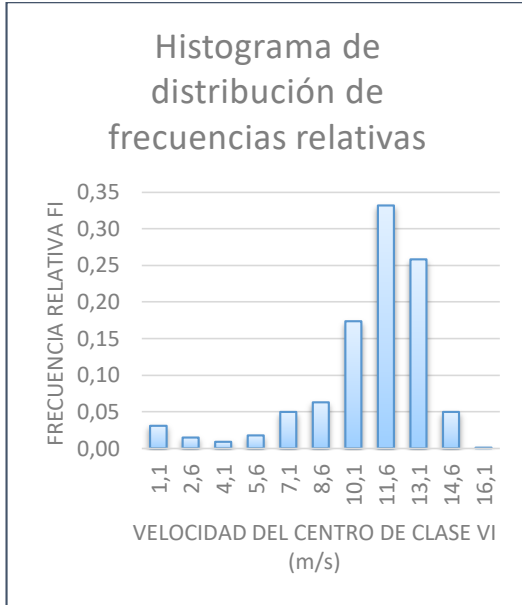


Figura 48. Frecuencias relativas - Agosto Fuente: Autor

Figura 49. Curva duración de velocidad – Agosto
Fuente: Autor

Distribución de Weibull

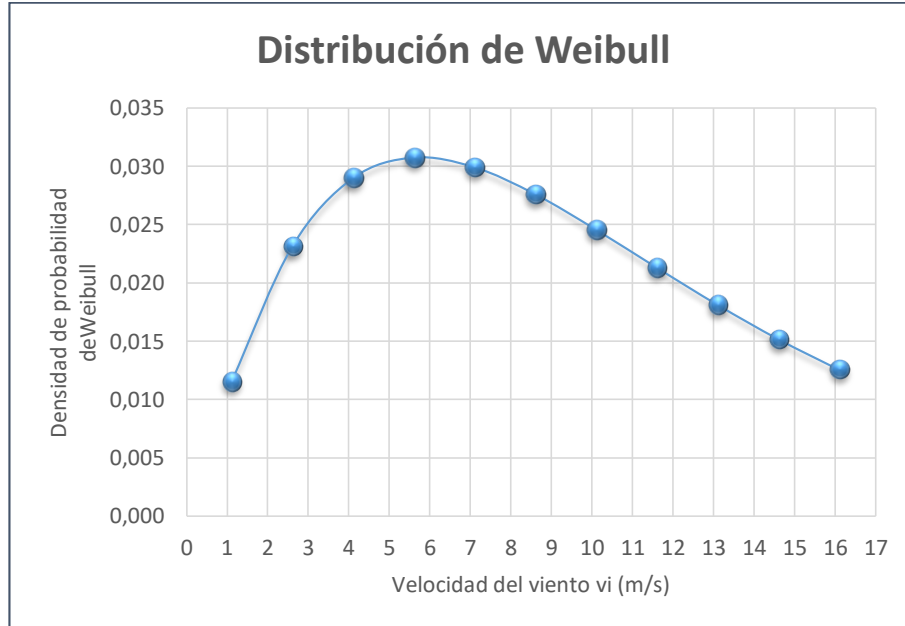


Figura 50. Distribución de Weibull - Agosto
Fuente: Autor

Estadístico de la velocidad del viento

Tabla 33. Resultados estadísticos – Agosto 2018

Mes - Año	Velocidad media (m/s)	Factor de forma k	Factor de escala c (m/s)	Desviación estándar (σ)	Intensidad de Turbulencia (It)
ago-18	10,84	2,16	10,69	1,59	0,147

Fuente: Autor

Potencial Eólico

Tabla 34. Resultados estadísticos – Agosto 2018

Mes - Año	Valor medio del cubo de las velocidades ($\langle v^3 \rangle$)	Densidad del aire (Kg/m ³)	Densidad de energía (E/A) $\left(\frac{Kw \cdot h}{m^2 \cdot mes}\right)$	Densidad de potencia (Pa/A) (W/m ²)
ago-18	1505,94	0,791277	560208,437	595,806677

Fuente: Autor

SEPTIEMBRE 2018

Análisis estadístico – Septiembre 2018

Tabla 35. Análisis estadístico – Septiembre 2018

Li	Ls	vi	ni	Ni	fi	Fi<=	Fi'>=	%F	fi*vi	fi*vi^2	yi	xi	fi*xi	fi*xi^2	fi*yi	fi*xi*yi	Densidad de probabilidad de Weibull
0,4	1,7	1,05	57	57	0,08	0,1	0,921	7,92	0,08	0,09	-2,50	0,0	0,00	0,00	-0,20	-0,0096	0,0582
1,8	3,1	2,45	22	79	0,03	0,1	0,890	10,97	0,07	0,18	-2,15	0,9	0,03	0,02	-0,07	-0,0589	0,0649
3,2	4,5	3,85	21	100	0,03	0,1	0,861	13,89	0,11	0,43	-1,90	1,3	0,04	0,05	-0,06	-0,0747	0,0621
4,6	5,9	5,25	40	140	0,06	0,2	0,806	19,44	0,29	1,53	-1,53	1,7	0,09	0,15	-0,09	-0,1411	0,0563
6,0	7,3	6,65	63	203	0,09	0,3	0,718	28,19	0,58	3,87	-1,11	1,9	0,17	0,31	-0,10	-0,1832	0,0495
7,4	8,7	8,05	125	328	0,17	0,5	0,544	45,56	1,40	11,25	-0,50	2,1	0,36	0,76	-0,09	-0,1802	0,0428
8,8	10,1	9,45	117	445	0,16	0,6	0,382	61,81	1,54	14,51	-0,04	2,2	0,36	0,82	-0,01	-0,0140	0,0365
10,2	11,5	10,9	138	583	0,19	0,8	0,190	80,97	2,08	22,56	0,51	2,4	0,46	1,09	0,10	0,2314	0,0309
11,6	12,9	12,3	86	669	0,12	0,9	0,071	92,92	1,46	17,92	0,97	2,5	0,30	0,75	0,12	0,2914	0,0260
13,0	14,3	13,7	45	714	0,06	1,0	0,008	99,17	0,85	11,65	1,57	2,6	0,16	0,43	0,10	0,2558	0,0218
14,4	15,7	15,1	6	720	0,01	1,0	0,000	100,00	0,13	1,89							0,0181
		88,6	720		1				8,60	85,89			1,98	4,39	-0,28	0,117	

Fuente: Autor

Distribución de velocidades

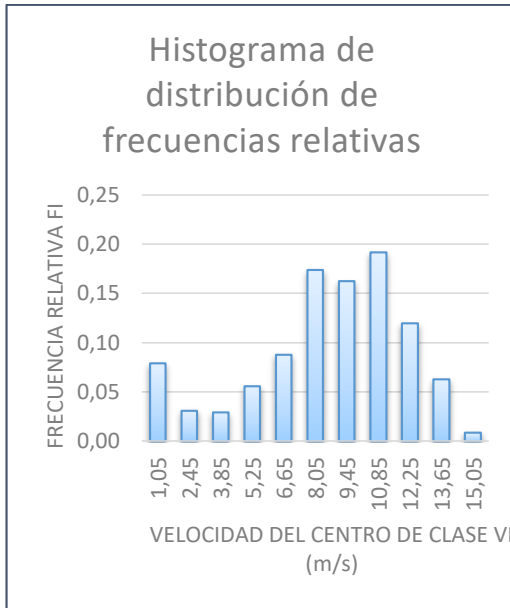


Figura 51. Frecuencias relativas - Septiembre

Fuente: Autor

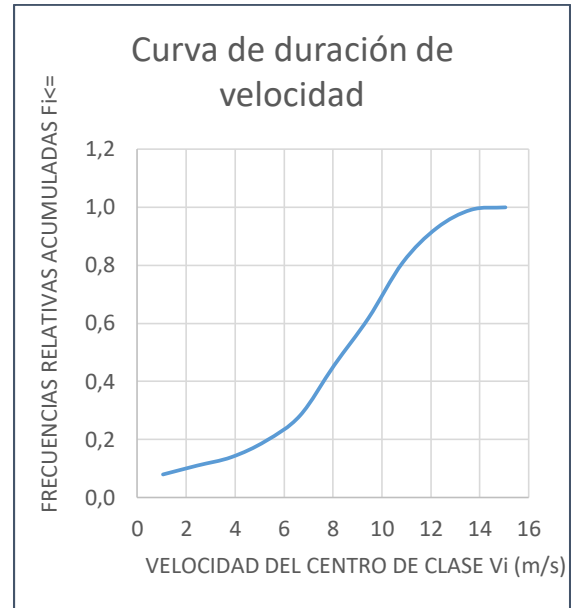


Figura 52. Curva duración de

velocidad - Septiembre

Fuente: Autor

Distribución de Weibull

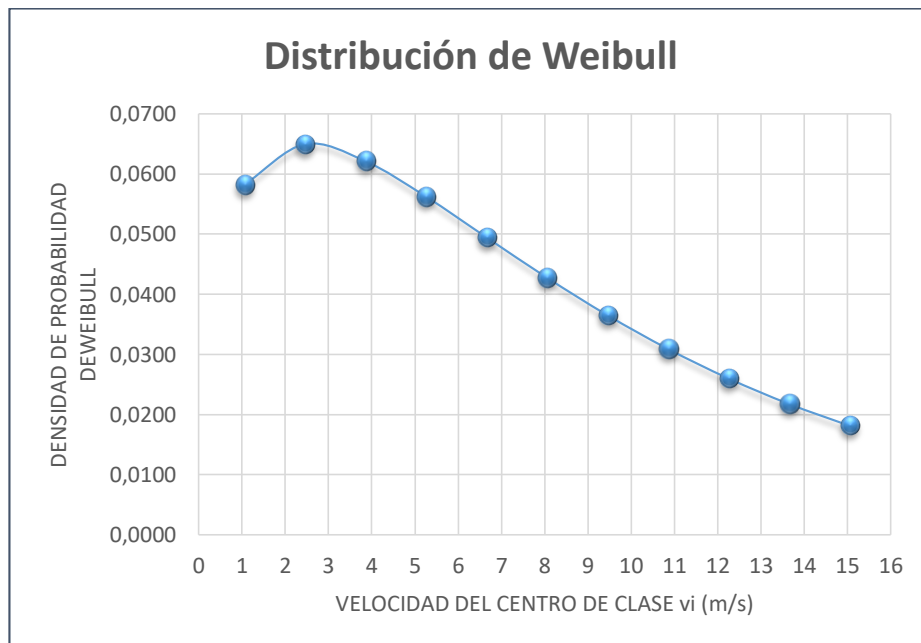


Figura 53. Distribución de Weibull - Septiembre

Fuente: Autor

Estadístico de la velocidad del viento

Tabla 36. Resultados estadísticos – Septiembre 2018

Mes - Año	Velocidad media (m/s)	Factor de forma k	Factor de escala c (m/s)	Desviación estándar (σ)	Intensidad de Turbulencia (It)
sep-18	8,60	1,39	8,83	1,35	0,157

Fuente: Autor

Potencial Eólico

Tabla 37. Resultados estadísticos – Septiembre 2018

Mes - Año	Valor medio del cubo de las velocidades ($\langle v^3 \rangle$)	Densidad del aire (Kg/m^3)	Densidad de energía (E/A) $\left(\frac{\text{Kw}\cdot\text{h}}{\text{m}^2\cdot\text{mes}}\right)$	Densidad de potencia (Pa/A) (W/m^2)
sep-18	1600,46	0,78942	576164,7	631,7182

Fuente: Autor

OCTUBRE 2018

Análisis estadístico – Octubre 2018

Tabla 38. Análisis estadístico – Octubre 2018

Li	Ls	vi	ni	Ni	fi	Fi<=	Fi'>=	%F	fi*vi	fi*vi^2	yi	xi	fi*xi	fi*xi^2	fi*yi	fi*xi*yi	Densidad de probabilidad de Weibull
0,4	1,5	0,97	156	156	0,21	0,2	0,790	20,97	0,20	0,20	-1,45	0,0	-0,01	0,00	-0,30	0,0108	0,1723
1,6	2,8	2,2	91	247	0,12	0,3	0,668	33,20	0,27	0,59	-0,91	0,8	0,10	0,08	-0,11	-0,0873	0,1364
2,9	4,0	3,43	62	309	0,08	0,4	0,585	41,53	0,29	0,98	-0,62	1,2	0,10	0,13	-0,05	-0,0638	0,1041
4,1	5,2	4,66	103	412	0,14	0,6	0,446	55,38	0,64	3,00	-0,21	1,5	0,21	0,33	-0,03	-0,0457	0,0784
5,3	6,5	5,89	112	524	0,15	0,7	0,296	70,43	0,89	5,21	0,20	1,8	0,27	0,47	0,03	0,0527	0,0587
6,6	7,7	7,12	101	625	0,14	0,8	0,160	84,01	0,97	6,87	0,61	2,0	0,27	0,52	0,08	0,1614	0,0437
7,8	8,9	8,35	69	694	0,09	0,9	0,067	93,28	0,77	6,46	0,99	2,1	0,20	0,42	0,09	0,1954	0,0324
9,0	10,1	9,58	38	732	0,05	1,0	0,016	98,39	0,49	4,68	1,42	2,3	0,12	0,26	0,07	0,1636	0,0240
10,2	11,4	10,8	10	742	0,01	1,0	0,003	99,73	0,15	1,57	1,78	2,4	0,03	0,08	0,02	0,0569	0,0178
11,5	12,6	12	1	743	0,00	1,0	0,001	99,87	0,02	0,19	1,89	2,5	0,00	0,01	0,00	0,0063	0,0131
12,7	13,8	13,3	1	744	0,00	1,0	0,000	100,00	0,02	0,24							0,0097
		78,3	744		1				4,69	29,99			1,28	2,29	-0,19	0,450	

Fuente: Autor

Distribución de velocidades

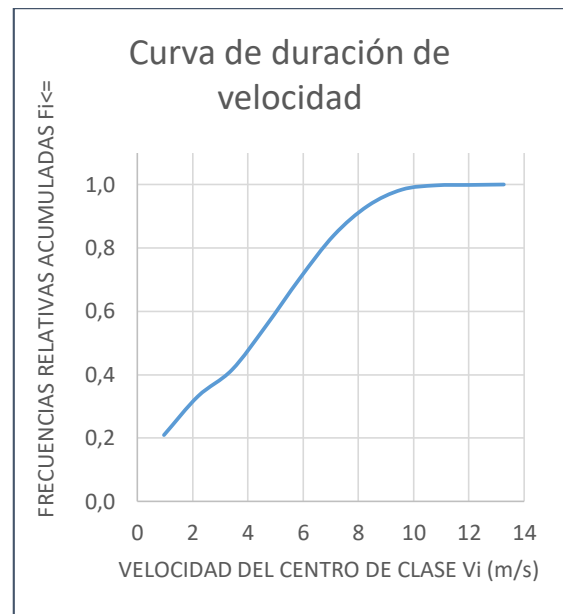
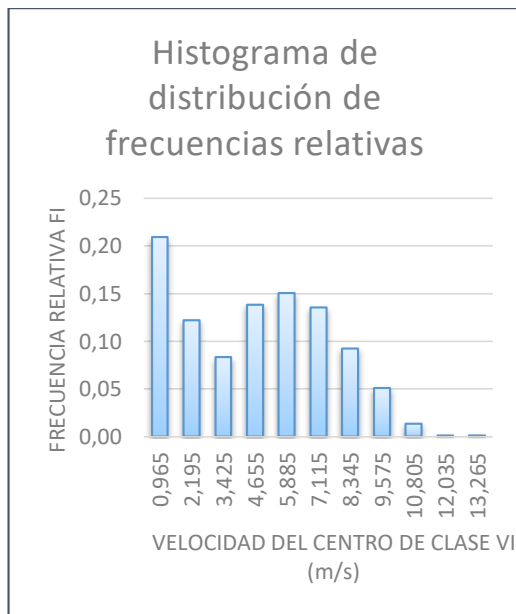


Figura 54. Frecuencias relativas – Octubre Figura 55. Curva duración de velocidad –

Fuente: Autor

Octubre

Fuente: Autor

Distribución de Weibull

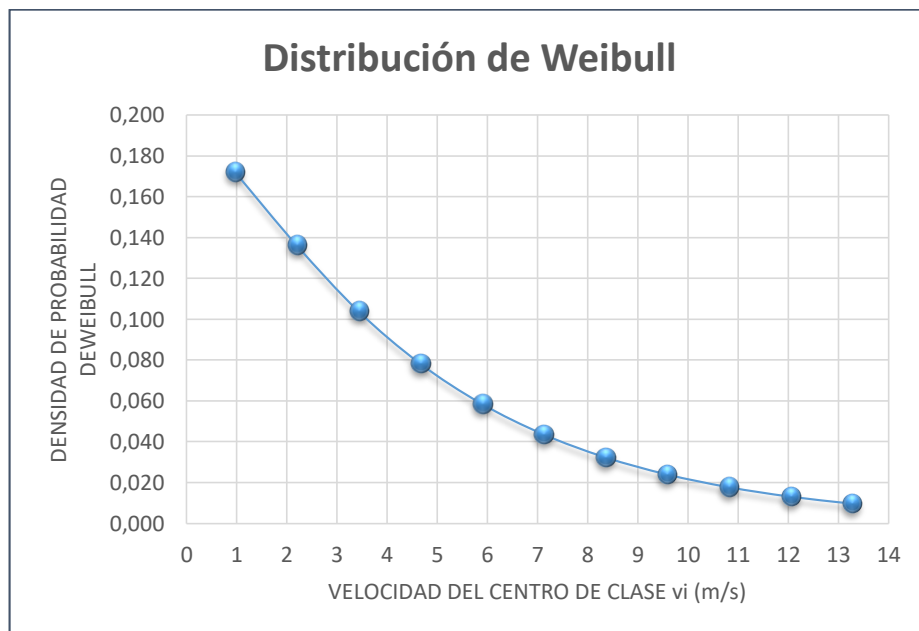


Figura 56. Distribución de Weibull - Octubre

Fuente: Autor

Estadístico de la velocidad del viento

Tabla 39. Resultados estadísticos – Octubre 2018

Mes - Año	Velocidad media (m/s)	Factor de forma k	Factor de escala c (m/s)	Desviación estándar (σ)	Intensidad de Turbulencia (It)
oct-18	4,69	1,10	4,31	1,22	0,26

Fuente: Autor

Potencial Eólico

Tabla 40. Resultados estadísticos – Octubre 2018

Mes - Año	Valor medio del cubo de las velocidades ($\langle v^3 \rangle$)	Densidad del aire (Kg/m^3)	Densidad de energía (E/A) $\left(\frac{\text{Kw}\cdot\text{h}}{\text{m}^2\cdot\text{mes}}\right)$	Densidad de potencia (Pd/A) (W/m^2)
oct-18	348,39	0,78674	129601,615	137,047

Fuente: Autor

NOVIEMBRE 2018

Análisis estadístico – Noviembre 2018

Tabla 41. Análisis estadístico – Noviembre 2018

Li	Ls	vi	ni	Ni	fi	Fi<=	Fi>=	%F	fi*vi	fi*vi^2	yi	xi	fi*xi	fi*xi^2	fi*yi	fi*xi*yi	Densidad de probabilidad de Weibull
0,4	1,2	0,8	228	228	0,32	0,3	0,683	31,67	0,25	0,20	-0,97	-0,2	-0,07	0,02	-0,31	0,0682	0,2848
1,3	2,1	1,7	68	296	0,09	0,4	0,589	41,11	0,16	0,27	-0,64	0,5	0,05	0,03	-0,06	-0,0319	0,1942
2,2	3,0	2,6	77	373	0,11	0,5	0,482	51,81	0,28	0,72	-0,31	1,0	0,10	0,10	-0,03	-0,0322	0,1392
3,1	3,9	3,5	64	437	0,09	0,6	0,393	60,69	0,31	1,09	-0,07	1,3	0,11	0,14	-0,01	-0,0076	0,1018
4,0	4,8	4,4	60	497	0,08	0,7	0,310	69,03	0,37	1,61	0,16	1,5	0,12	0,18	0,01	0,0196	0,0752
4,9	5,7	5,3	79	576	0,11	0,8	0,200	80,00	0,58	3,08	0,48	1,7	0,18	0,31	0,05	0,0871	0,0559
5,8	6,6	6,2	49	625	0,07	0,9	0,132	86,81	0,42	2,62	0,71	1,8	0,12	0,23	0,05	0,0876	0,0417
6,7	7,5	7,1	48	673	0,07	0,9	0,065	93,47	0,47	3,36	1,00	2,0	0,13	0,26	0,07	0,1312	0,0313
7,6	8,4	8	27	700	0,04	1,0	0,028	97,22	0,30	2,40	1,28	2,1	0,08	0,16	0,05	0,0995	0,0235
8,5	9,3	8,9	17	717	0,02	1,0	0,004	99,58	0,21	1,87	1,70	2,2	0,05	0,11	0,04	0,0878	0,0177
9,4	10,2	9,8	3	720	0,00	1,0	0,000	100,00	0,04	0,40							0,0133
		58,3	720		1				3,40	17,63			0,88	1,53	-0,14	0,509	

Fuente: Autor

Distribución de velocidades

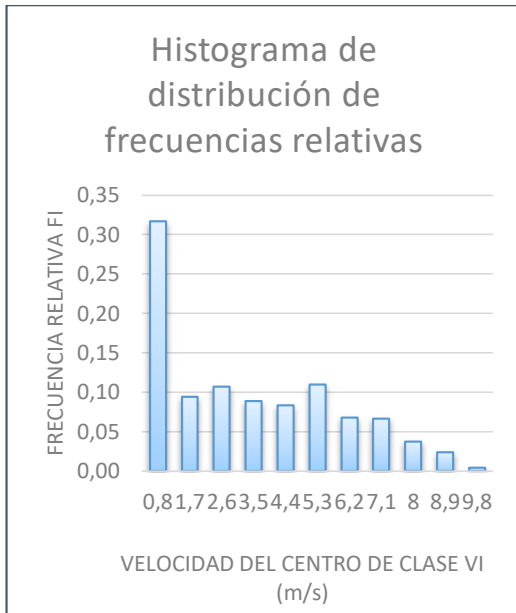


Figura 57. Frecuencias relativas – Noviembre

Fuente: Autor

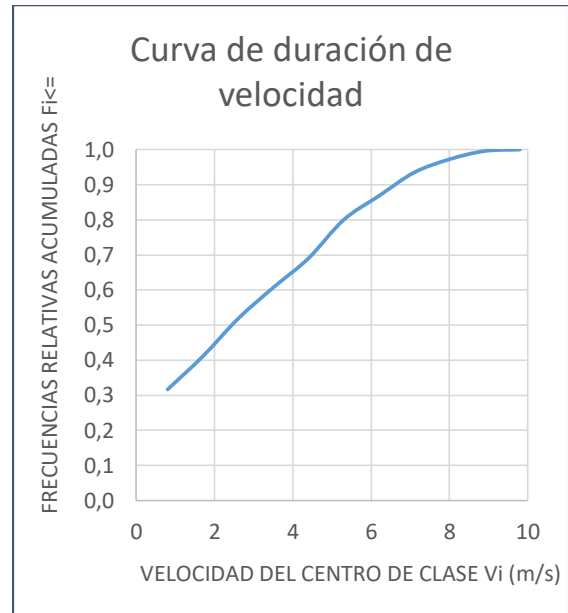


Figura 58. Curva duración de velocidad - Noviembre

Fuente: Autor

Distribución de Weibull

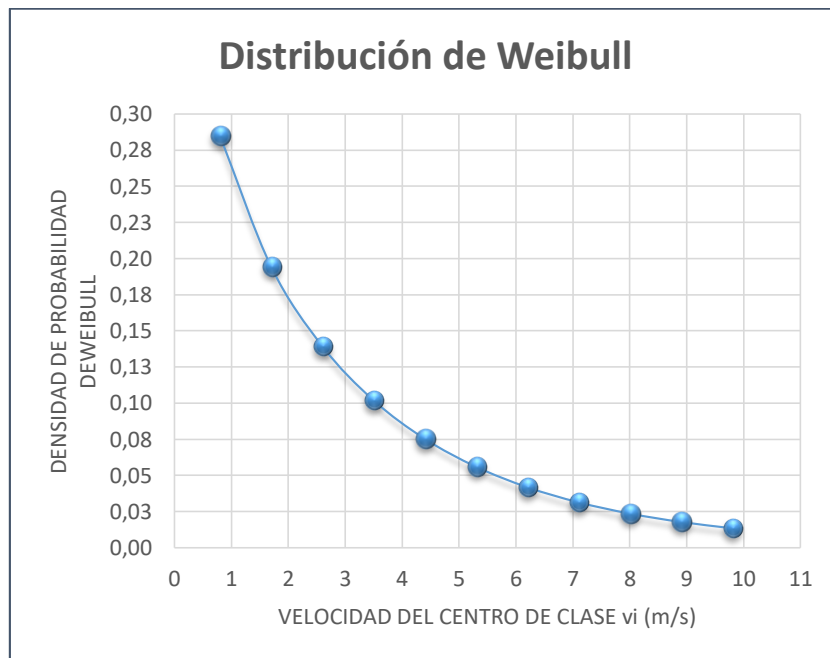


Figura 59. Distribución de Weibull - Noviembre

Fuente: Autor

Estadístico de la velocidad del viento

Tabla 42. Resultados estadísticos – Noviembre 2018

Mes - Año	Velocidad media (m/s)	Factor de forma k	Factor de escala c (m/s)	Desviación estándar (σ)	Intensidad de Turbulencia (It)
oct-18	3,40	0,85	2,85	0,92	0,27

Fuente: Autor

Potencial Eólico

Tabla 43. Resultados estadísticos – Noviembre 2018

Mes - Año	Valor medio del cubo de las velocidades ($\langle v^3 \rangle$)	Densidad del aire (Kg/m ³)	Densidad de energía (E/A) ($\frac{Kw*h}{m^2*mes}$)	Densidad de potencia (Pa/A) (W/m ²)
oct-18	283,09	0,7856	101912,102	111,2064

Fuente: Autor

DICIEMBRE 2018

Análisis estadístico – Diciembre 2018

Tabla 44. Análisis estadístico – Diciembre 2018

Li	Ls	vi	ni	Ni	fi	Fi<=	Fi>=	%F	fi*vi	fi*vi^2	yi	xi	fi*xi	fi*xi^2	fi*yi	fi*xi*yi	Densidad de probabilidad de Weibull
0,4	1,8	1,1	68	68	0,09	0,1	0,909	9,14	0,10	0,11	-2,34	0,1	0,01	0,00	-0,21	-0,0204	0,0619
1,9	3,3	2,6	38	106	0,05	0,1	0,858	14,25	0,13	0,35	-1,87	1,0	0,05	0,05	-0,10	-0,0914	0,0693
3,4	4,8	4,1	27	133	0,04	0,2	0,821	17,88	0,15	0,61	-1,62	1,4	0,05	0,07	-0,06	-0,0832	0,0646
4,9	6,3	5,6	39	172	0,05	0,2	0,769	23,12	0,29	1,64	-1,34	1,7	0,09	0,16	-0,07	-0,1206	0,0563
6,4	7,8	7,1	132	304	0,18	0,4	0,591	40,86	1,26	8,94	-0,64	2,0	0,35	0,68	-0,11	-0,2239	0,0475
7,9	9,3	8,6	170	474	0,23	0,6	0,363	63,71	1,97	16,90	0,01	2,2	0,49	1,06	0,00	0,0067	0,0393
9,4	10,8	10,1	154	628	0,21	0,8	0,156	84,41	2,09	21,11	0,62	2,3	0,48	1,11	0,13	0,2967	0,0320
10,9	12,3	11,6	65	693	0,09	0,9	0,069	93,15	1,01	11,76	0,99	2,5	0,21	0,52	0,09	0,2111	0,0258
12,4	13,8	13,1	45	738	0,06	1,0	0,008	99,19	0,79	10,38	1,57	2,6	0,16	0,40	0,10	0,2447	0,0206
13,9	15,3	14,6	4	742	0,01	1,0	0,003	99,73	0,08	1,15	1,78	2,7	0,01	0,04	0,01	0,0256	0,0164
15,4	16,8	16,1	2	744	0,00	1,0	0,000	100,00	0,04	0,70							0,0130
		94,6	744		1				7,92	73,65			1,90	4,09	-0,23	0,245	

Fuente: Autor

Distribución de velocidades

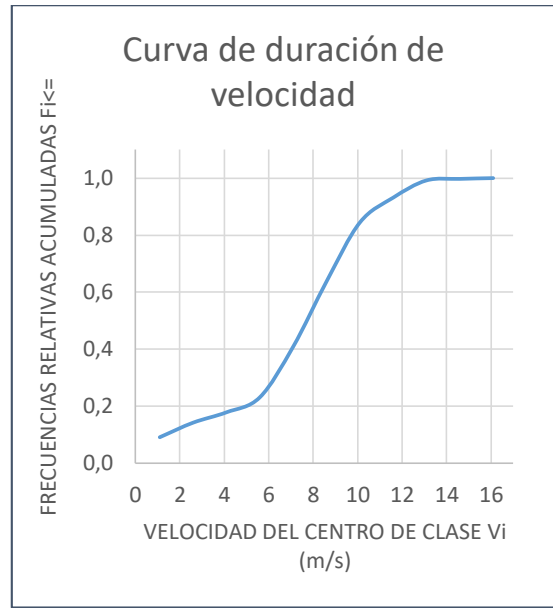
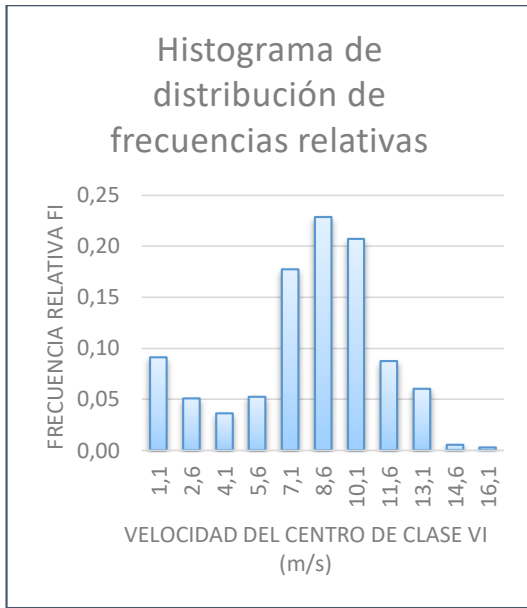


Figura 60. Frecuencias relativas –Diciembre Fuente: Autor

Diciembre Fuente: Autor

Distribución de Weibull

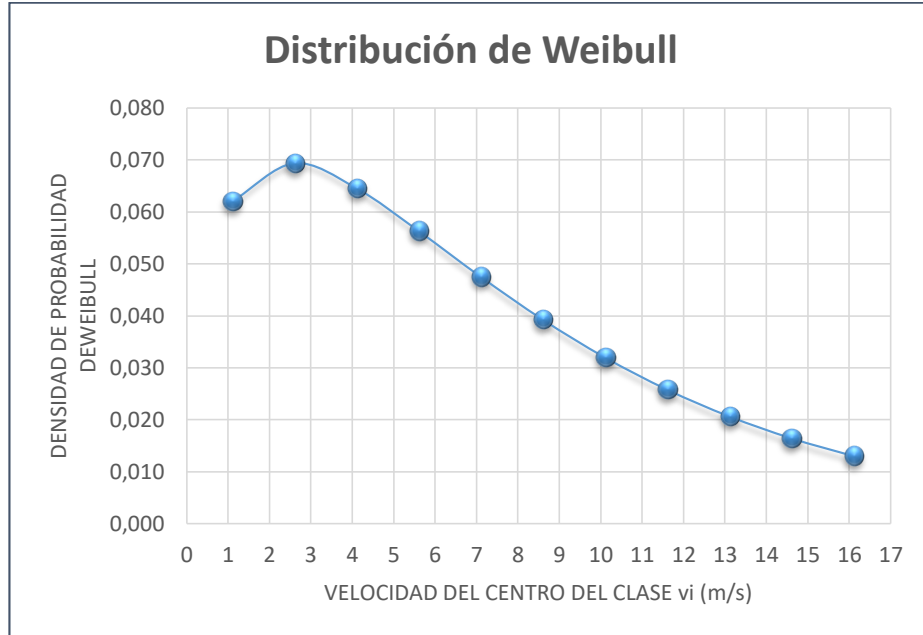


Figura 62. Distribución de Weibull - Diciembre Fuente: Autor

Estadístico de la velocidad del viento

Tabla 45. Resultados estadísticos – Diciembre 2018

Mes - Año	Velocidad media (m/s)	Factor de forma k	Factor de escala c (m/s)	Desviación estándar (σ)	Intensidad de Turbulencia (It)
oct-18	7,92	1,45	7,85	1,38	0,174

Fuente: Autor

Potencial Eólico

Tabla 46. Resultados estadísticos – Diciembre 2018

Mes - Año	Valor medio del cubo de las velocidades ($\langle v^3 \rangle$)	Densidad del aire (Kg/m ³)	Densidad de energía (E/A) ($\frac{Kw*h}{m^2*mes}$)	Densidad de potencia (Pd/A) (W/m ²)
oct-18	1025,67	0,78804	381550,112	404,137

Fuente: Autor

4.2.4 Estadístico de la velocidad del viento por estaciones del año 2018

❖ Invierno desde el mes de Enero a Mayo 2018

Tabla 47. Análisis estadístico – invierno

Li	Ls	vi	ni	Ni	fi	Fi<=	Fi>=	%F	fi*vi	fi*vi^2	yi	xi	fi*xi	fi*xi^2	fi*yi	fi*xi*yi	Densidad de probabilidad de Weibull
0,4	1,6	1	445	445	0,12	0,1	0,877	12,28	0,12	0,12	-2,03	0,0	0,00	0,00	-0,25	0,0000	0,0975
1,7	2,9	2,3	281	726	0,08	0,2	0,800	20,03	0,18	0,41	-1,50	0,8	0,06	0,05	-0,12	-0,0968	0,0932
3,0	4,2	3,6	255	981	0,07	0,3	0,729	27,07	0,25	0,91	-1,15	1,3	0,09	0,12	-0,08	-0,1039	0,0816
4,3	5,5	4,9	332	1313	0,09	0,4	0,638	36,23	0,45	2,20	-0,80	1,6	0,15	0,23	-0,07	-0,1163	0,0692
5,6	6,8	6,2	416	1729	0,11	0,5	0,523	47,71	0,71	4,41	-0,43	1,8	0,21	0,38	-0,05	-0,0908	0,0577
6,9	8,1	7,5	508	2237	0,14	0,6	0,383	61,73	1,05	7,88	-0,04	2,0	0,28	0,57	-0,01	-0,0114	0,0477
8,2	9,4	8,8	467	2704	0,13	0,7	0,254	74,61	1,13	9,98	0,32	2,2	0,28	0,61	0,04	0,0884	0,0391
9,5	10,7	10,1	386	3090	0,11	0,9	0,147	85,26	1,08	10,87	0,65	2,3	0,25	0,57	0,07	0,1600	0,0319
10,8	12,0	11,4	285	3375	0,08	0,9	0,069	93,13	0,90	10,22	0,99	2,4	0,19	0,47	0,08	0,1885	0,0259
12,1	13,3	12,7	177	3552	0,05	1,0	0,020	98,01	0,62	7,88	1,37	2,5	0,12	0,32	0,07	0,1695	0,0210
13,4	14,6	14	58	3610	0,02	1,0	0,004	99,61	0,22	3,14	1,715	2,6	0,04	0,11	0,0274	0	0,0170
14,7	15,9	15,3	14	3624	0,00	1,0	0,000	100,00	0,06	0,90							0,0137
		97,8	3624		1,0				6,8	58,9			1,7	3,4	-0,29	0,26	

Fuente: Autor

Distribución de velocidades

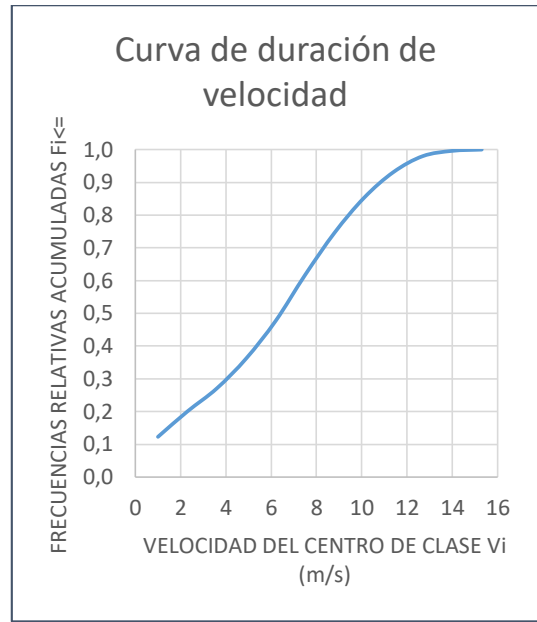
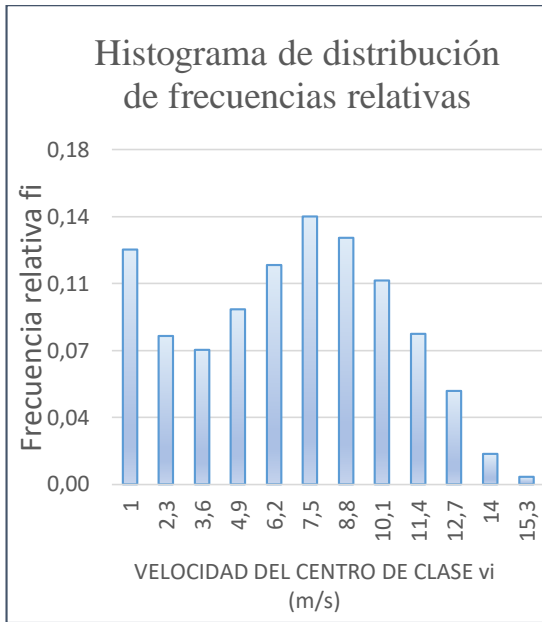


Figura 63. Frecuencias relativas - invierno Figura 64. Curva duración de velocidad- invierno

Fuente: Autor

Fuente: Autor

Fuente: Autor

Distribución de Weibull

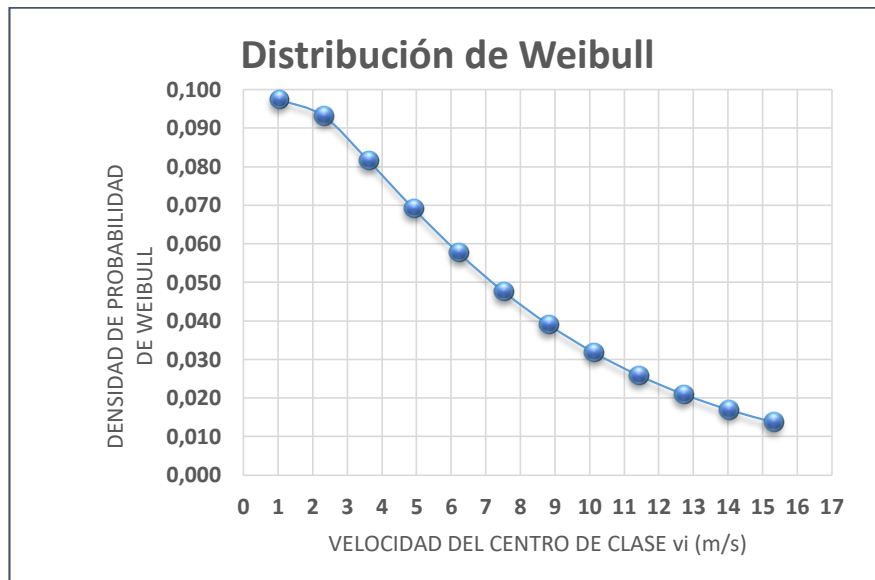


Figura 65. Distribución de Weibull - invierno

Fuente: Autor

Estadístico de la velocidad del viento

Tabla 48. Resultados estadísticos – invierno 2018

Estación - Año	Velocidad media (m/s)	Factor de forma k	Factor de escala c (m/s)	Desviación estándar (σ)	Intensidad de Turbulencia (It)
invierno-18	6,8	1,228	6,8	0,8	0,118

Fuente: Autor

Potencial Eólico

Tabla 49. Resultados estadísticos – invierno 2018

Estación - Año	Valor medio del cubo de las velocidades ($\langle v^3 \rangle$)	Densidad del aire (Kg/m ³)	Densidad de energía (E/A) $\left(\frac{Kw*h}{m^2*mes}\right)$	Densidad de potencia (Pd/A) (W/m ²)
invierno-18	979,19	0,788	1774186	385,733

Fuente: Autor

Verano desde el mes de Junio a Diciembre 2018

Tabla 50. Análisis estadístico – verano 2018

Li	LS	vi	ni	Ni	fi	Fi<=	Fi>=	%F	fi*vi	fi*vi^2	yi	xi	fi*xi	fi*xi^2	fi*yi	fi*xi*yi	Densidad de probabilidad de Weibull
0,4	1,5	0,96	533	533	0,10	0,1	0,896	10,38	0,10	0,10	-2,21	0,0	0,00	0,00	-0,23	0,0094	0,0774
1,6	2,7	2,18	256	789	0,05	0,2	0,846	15,36	0,11	0,24	-1,79	0,8	0,04	0,03	-0,09	-0,0696	0,0788
2,8	4,0	3,4	219	1008	0,04	0,2	0,804	19,63	0,14	0,49	-1,52	1,2	0,05	0,06	-0,06	-0,0794	0,0730
4,1	5,2	4,62	260	1268	0,05	0,2	0,753	24,69	0,23	1,08	-1,26	1,5	0,08	0,12	-0,06	-0,0976	0,0654
5,3	6,4	5,84	323	1591	0,06	0,3	0,690	30,98	0,37	2,14	-0,99	1,8	0,11	0,20	-0,06	-0,1101	0,0576
6,5	7,6	7,06	476	2067	0,09	0,4	0,598	40,25	0,65	4,62	-0,66	2,0	0,18	0,35	-0,06	-0,1202	0,0501
7,7	8,8	8,28	601	2668	0,12	0,5	0,481	51,95	0,97	8,02	-0,31	2,1	0,25	0,52	-0,04	-0,0769	0,0433
8,9	10,1	9,5	601	3269	0,12	0,6	0,364	63,65	1,11	10,56	0,01	2,3	0,26	0,59	0,00	0,0031	0,0372
10,2	11,3	10,7	710	3979	0,14	0,8	0,225	77,47	1,48	15,89	0,40	2,4	0,33	0,78	0,06	0,1309	0,0318
11,4	12,5	11,9	675	4654	0,13	0,9	0,094	90,62	1,57	18,74	0,86	2,5	0,33	0,81	0,11	0,2807	0,0271
12,6	13,7	13,2	388	5042	0,08	1,0	0,018	98,17	0,99	13,08	1,386	2,6	0,19	0,50	0,1047	0	0,0231
13,8	14,9	14,4	82	5124	0,02	1,0	0,002	99,77	0,23	3,30	1,802	2,7	0,04	0,11	0,0288	0	0,0196
15,0	16,2	15,6	12	5136	0,00	1,0	0,000	100,00	0,04	0,57							0,0166
		107,6	5136		1,0				8,0	78,8			1,9	4,1	-0,3	0,217	

Fuente: Autor

Distribución de velocidades

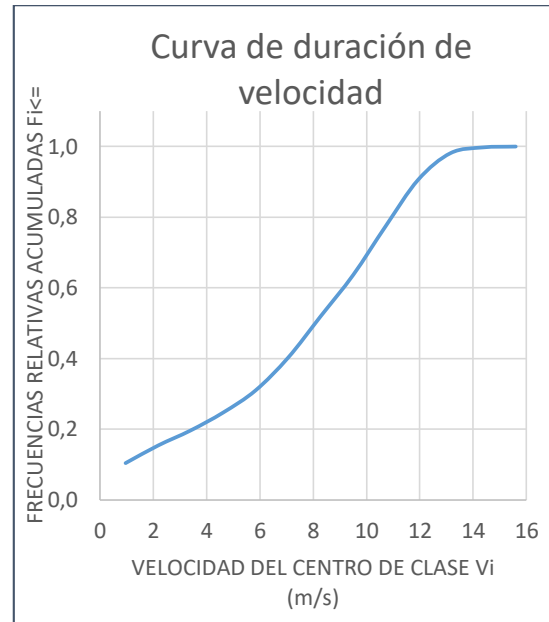
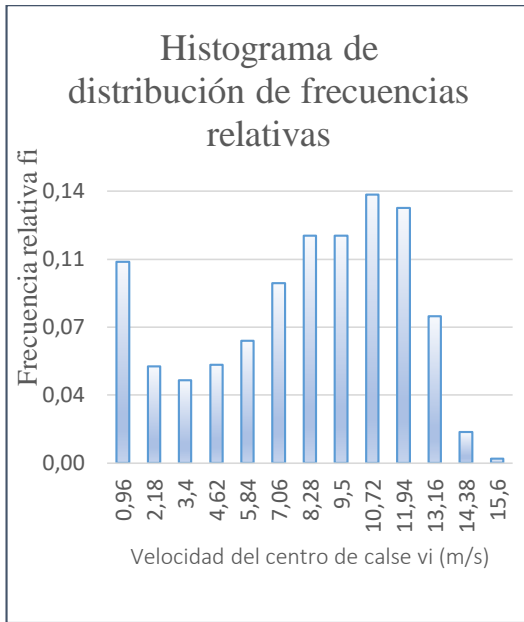


Figura 66. Frecuencias relativas – verano

Figura 67. Curva duración de velocidad –

Fuente: Autor

verano

Fuente: Autor

Distribución de Weibull

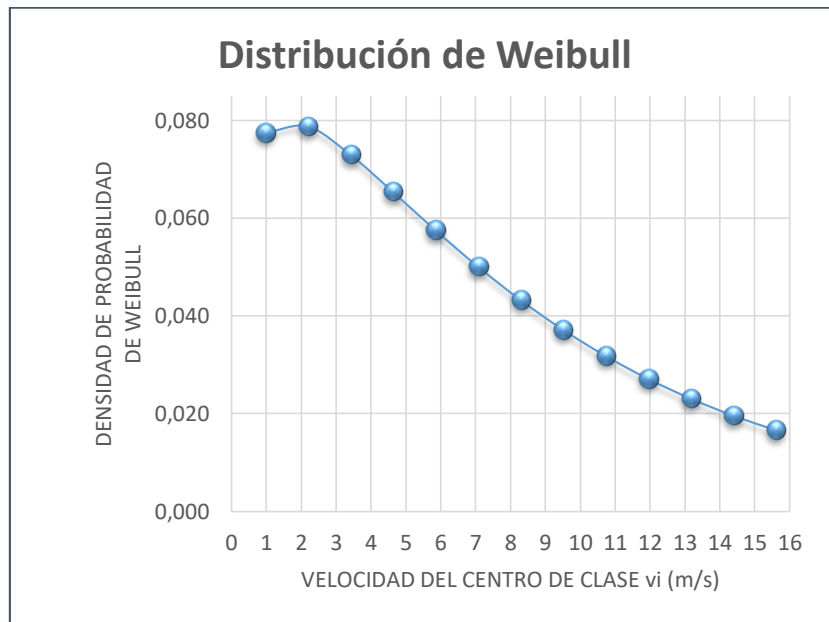


Figura 68. Distribución de Weibull - verano

Fuente: Autor

Estadístico de la velocidad del viento

Tabla 51. Resultados estadísticos – verano 2018

Estación - Año	Velocidad media (m/s)	Factor de forma k	Factor de escala c (m/s)	Desviación estándar (σ)	Intensidad de Turbulencia (It)
verano-18	8	1,248	8,2	0,72	0,090

Fuente: Autor

Potencial Eólico

Tabla 52. Resultados estadísticos – verano 2018

Estación - Año	Valor medio del cubo de las velocidades ($\langle v^3 \rangle$)	Densidad del aire (Kg/m^3)	Densidad de energía (E/A) $\left(\frac{\text{Kw}\cdot\text{h}}{\text{m}^2\cdot\text{mes}}\right)$	Densidad de potencia (Pd/A) (W/m^2)
verano-18	1639,06	0,788	4209103	645,9842

Fuente: Autor

4.2.5 Dirección del viento por estaciones

❖ Año 2018

Tabla 53. Denominación de las direcciones del viento

N	Norte
NNE	Norte Noreste
NE	Noreste
ENE	Este Nordeste
E	Este
ESE	Este Sudeste
SE	Sudeste
SSE	Sur Sudeste
S	Sur
SSO	Sur Sudoeste
SO	Sudoeste
OSO	Oeste Sudoeste
O	Oeste
ONO	Oeste Noroeste
NO	Noroeste
NNO	Norte Noroeste

Fuente: Autor

INVIERNO 2018

Tabla 54. Tabulación de las direcciones del viento - invierno

DIRECCIÓN DEL VIENTO	
N	505
NNE	516
NE	602
ENE	3291
E	11392
ESE	1245
SE	290
SSE	233
S	252
SSO	323
SO	884
OSO	961
O	264
ONO	165
NO	340
NNO	456

Fuente: Autor

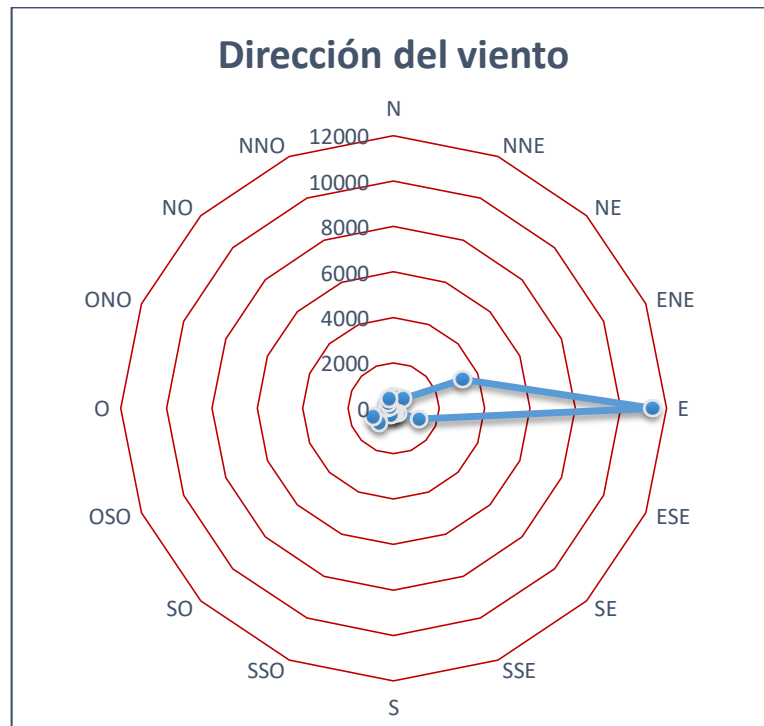


















Figura 69. Rosa de los vientos - invierno

Fuente: Autor

VERANO 2018

Tabla 55. Tabulación de las direcciones del viento - verano

DIRECCIÓN DEL VIENTO		
N		611
NNE		513
NE		717
ENE		6029
E		16817
ESE		1416
SE		350
SSE		207
S		277
SSO		342
SO		918
OSO		966
O		276
ONO		201
NO		459
NNO		693

Fuente: Autor

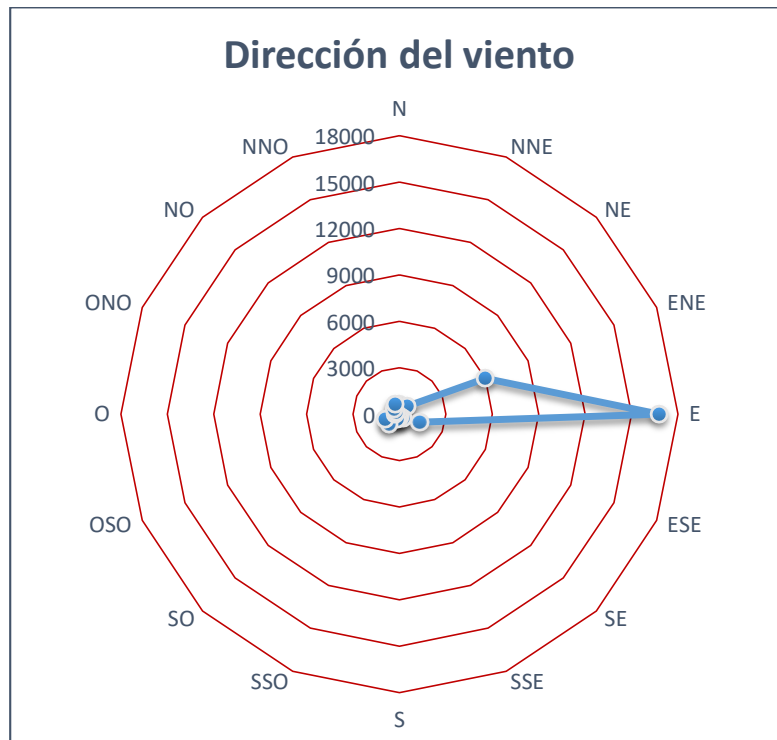


Figura 70. Rosa de los vientos - verano

Fuente: Autor

4.2.6 Tratamiento estadístico anual de la velocidad del viento

❖ Enero – Diciembre 2018

Tabla 56. Análisis estadístico anual 2018

Li	Ls	vi	ni	Ni	fi	Fi<=	Fi'>=	%F	f*vi	f*vi^2	yi	xi	f*xi	f*xi^2	f*yi	f*xi*yi	Densidad de probabilidad de Weibull
0,4	1,4	0,9	959	959	0,11	0,1	0,891	10,95	0,10	0,09	-2,15	-0,1	-0,01	0,00	-0,24	0,025	0,0872
1,5	2,5	2	480	1439	0,05	0,2	0,836	16,43	0,11	0,22	-1,72	0,7	0,04	0,03	-0,09	-0,065	0,0870
2,6	3,6	3,1	415	1854	0,05	0,2	0,788	21,16	0,15	0,46	-1,44	1,1	0,05	0,06	-0,07	-0,077	0,0803
3,7	4,7	4,2	432	2286	0,05	0,3	0,739	26,10	0,21	0,87	-1,20	1,4	0,07	0,10	-0,06	-0,085	0,0719
4,8	5,8	5,3	623	2909	0,07	0,3	0,668	33,21	0,38	2,00	-0,91	1,7	0,12	0,20	-0,06	-0,108	0,0634
5,9	6,9	6,4	738	3647	0,08	0,4	0,584	41,63	0,54	3,45	-0,62	1,9	0,16	0,29	-0,05	-0,097	0,0554
7,0	8,0	7,5	956	4603	0,11	0,5	0,475	52,55	0,82	6,14	-0,29	2,0	0,22	0,44	-0,03	-0,065	0,0480
8,1	9,1	8,6	964	5567	0,11	0,6	0,364	63,55	0,95	8,14	0,01	2,2	0,24	0,51	0,00	0,002	0,0415
9,2	10,2	9,7	873	6440	0,10	0,7	0,265	73,52	0,97	9,38	0,28	2,3	0,23	0,51	0,03	0,064	0,0357
10,3	11,3	10,8	875	7315	0,10	0,8	0,165	83,50	1,08	11,65	0,59	2,4	0,24	0,57	0,06	0,140	0,0306
11,4	12,4	11,9	785	8100	0,09	0,9	0,075	92,47	1,07	12,69	0,95	2,5	0,22	0,55	0,0851	0,211	0,0262
12,5	13,5	13	490	8590	0,06	1,0	0,019	98,06	0,73	9,45	1,372	2,6	0,14	0,37	0,0767	0,197	0,0224
13,6	14,6	14,1	142	8732	0,02	1,0	0,003	99,68	0,23	3,22	1,748	2,6	0,04	0,11	0,0283	0,075	0,0191
14,7	15,7	15,2	23	8755	0,00	1,0	0,001	99,94	0,04	0,61	2,011	2,7	0,01	0,02	0,0053	0,014	0,0163
15,8	16,8	16,3	5	8760	0,00	1,0	0,000	100,00	0,01	0,15							0,0138
		129	8760		1,0				7,4	68,5			1,76	3,76	-0,32	0,23	

Fuente: Autor

Distribución de velocidades

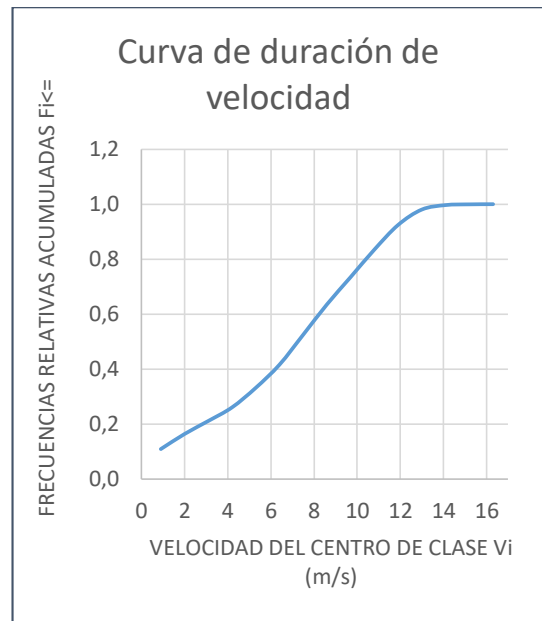
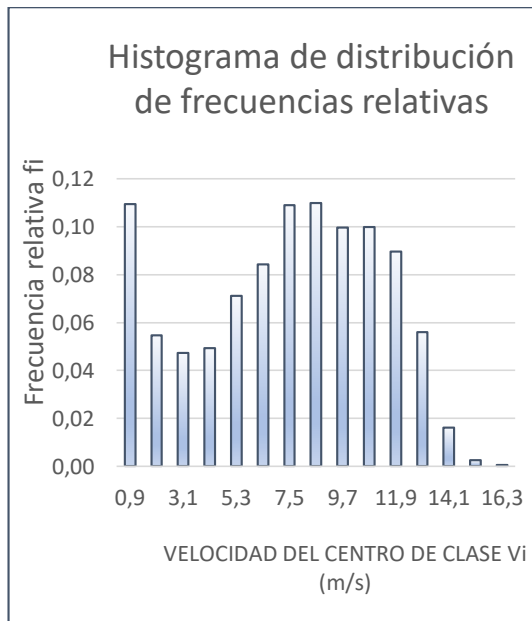


Figura 71. Frecuencias relativas anual 2018 Figura 72. Curva duración de velocidad

Fuente: Autor

anual 2018

Fuente: Autor

Distribución de Weibull

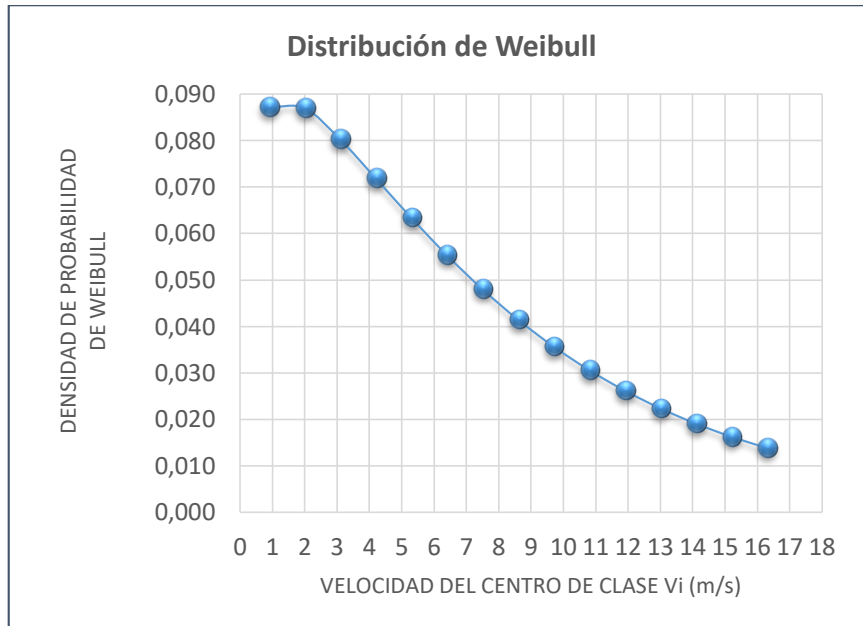


Figura 73. Distribución de Weibull anual 2018

Fuente: Autor

Estadístico de la velocidad del viento

Tabla 57. Resultados estadísticos – anual 2018

Estación - Año	Velocidad media (m/s)	Factor de forma k	Factor de escala c (m/s)	Desviación estándar (σ)	Intensidad de Turbulencia (I_t)
anual-18	7,36	1,2192	7,59	0,67	0,092

Fuente: Autor

Potencial Eólico

Tabla 58. Resultados estadísticos – anual 2018

Estación - Año	Valor medio del cubo de las velocidades ($\langle v^3 \rangle$)	Densidad del aire (Kg/m^3)	Densidad de energía (E/A) ($\frac{\text{Kw}\cdot\text{h}}{\text{m}^2\cdot\text{mes}}$)	Densidad de potencia (Pa/A) (W/m^2)
anual-18	1389,45	0,788	6085786,43	547,499

Fuente: Autor

4.2.7 Dirección anual del viento

❖ AÑO 2018

Tabla 59. Tabulación de las direcciones del viento - anual 2018

DIRECCIÓN DEL VIENTO		
N		1116
NNE		1029
NE		1319
ENE		9320
E		28208
ESE		2661
SE		640
SSE		440
S		529
SSO		665
SO		1802
OSO		1927
O		540
ONO		366
NO		799
NNO		1149

Fuente: Autor

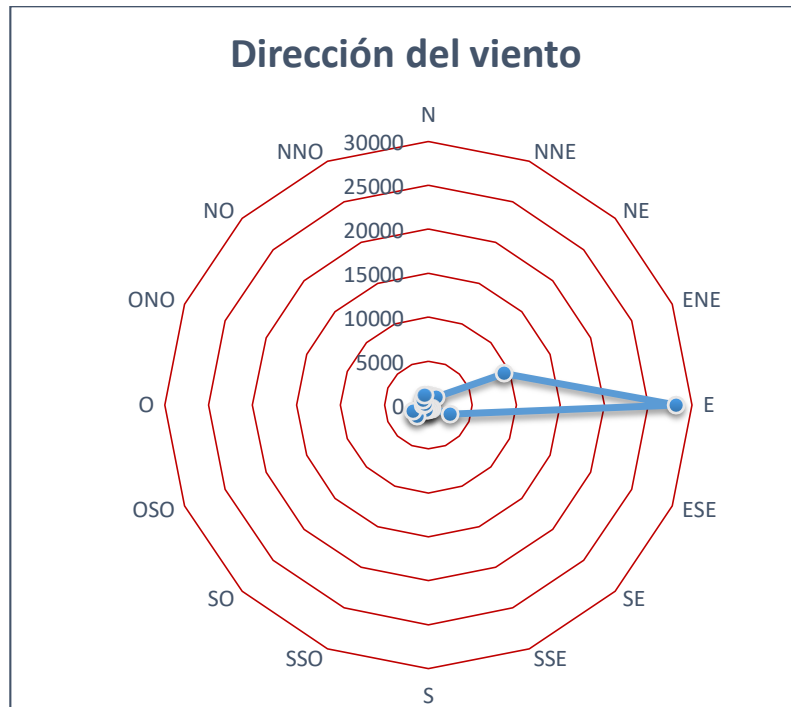


Figura 74. Rosa de los vientos – anual 2018

Fuente: Autor

4.2.8 Perfil vertical mensual del viento

Año 2018

Tabla 60. Velocidades a diferentes alturas por mes

MESES	ALTURA									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	
ENERO	6,04	6,76	7,18	7,48	7,71	7,90	8,06	8,20	8,32	
FEBRERO	3,53	3,95	4,19	4,37	4,50	4,61	4,71	4,79	4,86	
MARZO	4,91	5,50	5,84	6,09	6,28	6,43	6,56	6,67	6,77	
ABRIL	3,97	4,45	4,72	4,92	5,07	5,20	5,30	5,39	5,47	
MAYO	4,57	5,11	5,43	5,66	5,83	5,98	6,10	6,20	6,30	
JUNIO	7,09	7,94	8,43	8,78	9,05	9,28	9,46	9,63	9,77	
JULIO	7,72	8,64	9,18	9,56	9,86	10,10	10,30	10,48	10,64	
AGOSTO	7,81	8,74	9,29	9,67	9,97	10,22	10,43	10,61	10,76	
SEPTIEMBRE	6,18	6,92	7,35	7,66	7,90	8,09	8,26	8,40	8,52	
OCTUBRE	3,37	3,77	4,00	4,17	4,30	4,41	4,50	4,57	4,64	
NOVIEMBRE	2,39	2,67	2,84	2,96	3,05	3,13	3,19	3,24	3,29	
DICIEMBRE	5,68	6,36	6,76	7,04	7,26	7,43	7,58	7,72	7,83	

Fuente: Autor

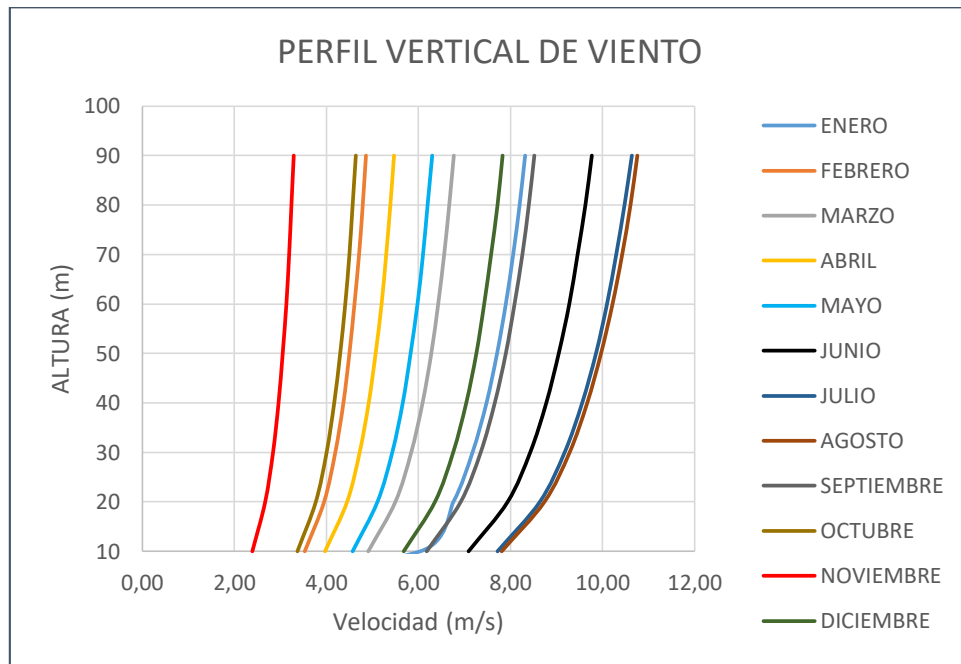


Figura 75. Perfiles verticales de velocidad para los meses del año 2018

Fuente: Autor

4.2.9 Perfil vertical anual del viento

Año 2018

Tabla 61. Velocidades a diferentes alturas – anual 2018

Altura	10	20	30	40	50	60	70	80	90
Velocidad media	6,13	6,86	7,29	7,59	7,83	8,02	8,18	8,33	8,45

Fuente: Autor

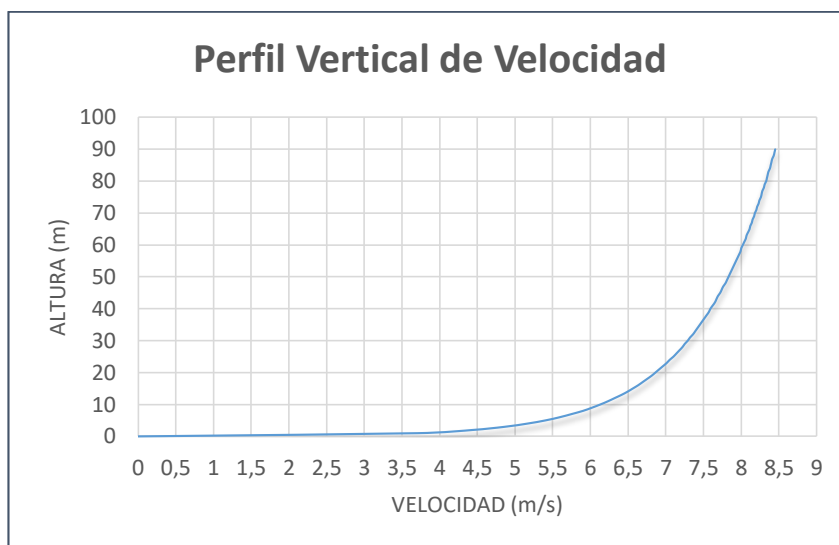


Figura 76. Perfil de velocidad - anual 2018

Fuente: Autor

4.2.10 Recopilación mensual de los datos estadísticos

Tabla 62. Resultados estadísticos – mensual 2018

Mes - Año	Velocidad media (m/s)	Factor de forma k	Factor de escala c (m/s)	Desviación estándar (σ)	Intensidad de Turbulencia (I_t)
ene-18	8,38	1,59	8,47	1,38	0,164
feb-18	4,96	1,12	4,47	1,66	0,335
mar-18	6,89	1,24	6,78	1,28	0,186
abr-18	5,58	1,01	5,14	1,26	0,225
may-18	6,36	1,45	6,35	1,1	0,173
jun-18	9,79	4,41	9,93	1,26	0,129
jul-18	10,7	3,12	10,94	1,39	0,13
ago-18	10,84	2,16	10,69	1,59	0,147
sep-18	8,6	1,39	8,83	1,35	0,157
oct-18	4,69	1,1	4,31	1,22	0,259
nov-18	3,4	0,85	2,85	0,92	0,271
dic-18	7,92	1,45	7,85	1,38	0,174

Fuente: Autor

Tabla 63. Resultados estadísticos –mensual 2018

Mes - Año	Valor medio del cubo de las velocidades ($\langle v^3 \rangle$)	Densidad del aire (Kg/m^3)	Densidad de energía (E/A) $\left(\frac{\text{Kw}\cdot\text{h}}{\text{m}^2\cdot\text{mes}}\right)$	Densidad de potencia (Pd/A) (W/m^2)
ene-18	1092,02	0,78934782	406230,598	430,99091
feb-18	359,39	0,78632283	120756,386	141,299856
mar-18	948,96	0,78737664	353012,577	373,593892
abr-18	785,56	0,78849126	282800,747	309,702663
may-18	545,18	0,7877855	202806,837	214,742319
jun-18	886,57	0,78942501	319165,563	349,940662
jul-18	1289,76	0,79076365	479792,267	509,949305
ago-18	1505,94	0,79127721	560208,437	595,806677
sep-18	1600,46	0,7894221	576164,702	631,718263
oct-18	348,39	0,78674142	129601,615	137,046986
nov-18	283,09	0,78566385	101912,102	111,206464
dic-18	1025,67	0,788	381550,112	404,137

Fuente: Autor

4.2.11 Análisis de los datos

Mediante el análisis de la velocidad y dirección del viento durante 1 año y extrapoladas a una altura de 90 metros, se determinó que la velocidad media de la primera torre es de 7,36 m/s, con una dirección predominante proveniente del Este y con una densidad de potencia del 547,5 W/m^2 .

4.2.12 Análisis estadístico mediante el software SPSS

A continuación en la tabla 64 se presenta un análisis estadístico, curva e histograma de frecuencia, Prueba no paramétrica mediante Wilcoxon y graficas de cajas, la cual será analizada la velocidad, dirección y temperatura del viento durante un año.

Tabla 64. Resultados estadísticos para cada mes 2018

			Estadísticos		
Mes			Velocidad Extrapolada	Dirección	Temperatura
Enero	N	Válido	744	744	744
		Perdidos	0	0	0
	Media		8,3156	74,6483	3,7622
	Mediana		9,1000	74,1000	3,2000
	Moda		9,10 ^a	73,00	2,90
	Desv. Desviación		3,60793	9,99752	1,79317
	Varianza		13,017	99,950	3,215
	Rango		15,40	138,70	8,90
	Mínimo		,40	36,00	,90
	Máximo		15,80	174,70	9,80
Febrero	N	Válido	672	672	672
		Perdidos	0	0	0
	Media		4,8615	143,1601	4,8296
	Mediana		4,9000	98,3500	4,1000
	Moda		,40	73,50	3,90
	Desv. Desviación		3,06863	84,16600	2,90763
	Varianza		9,417	7083,916	8,454
	Rango		15,30	337,00	14,40
	Mínimo		,40	12,50	-1,60
	Máximo		15,70	349,50	12,80
Marzo	N	Válido	744	744	744
		Perdidos	0	0	0
	Media		6,7741	101,1253	4,4574
	Mediana		7,0000	79,0000	3,9000
	Moda		,40	71,70 ^a	3,40
	Desv. Desviación		3,59446	56,69054	1,97438
	Varianza		12,920	3213,818	3,898
	Rango		14,00	327,50	10,50
	Mínimo		,40	6,50	-,30
	Máximo		14,40	334,00	10,20
Abril	N	Válido	720	720	720

		Perdidos	0	0	0
	Media		5,4778	135,5115	4,0667
	Mediana		5,9000	84,5000	3,5000
	Moda		,40	74,30	3,40
	Desv. Desviación		3,47465	77,49331	2,10105
	Varianza		12,073	6005,212	4,414
	Rango		13,10	323,10	10,70
	Mínimo		,40	16,20	-,50
	Máximo		13,50	339,30	10,20
Mayo	N	Válido	744	744	744
		Perdidos	0	0	0
	Media		6,2991	93,4468	4,3136
	Mediana		6,9000	75,8000	3,8000
	Moda		,40	75,50	2,80 ^a
	Desv. Desviación		2,77096	49,49360	1,81770
	Varianza		7,678	2449,616	3,304
	Rango		11,80	303,60	9,60
	Mínimo		,40	15,70	,10
Máximo		12,20	319,30	9,70	
Junio	N	Válido	720	720	720
		Perdidos	0	0	0
	Media		9,7711	77,0299	3,7356
	Mediana		10,0000	75,8000	3,3000
	Moda		10,40 ^a	72,50	3,40
	Desv. Desviación		2,10609	18,12886	1,99826
	Varianza		4,436	328,656	3,993
	Rango		13,40	265,20	10,30
	Mínimo		2,00	41,50	,80
Máximo		15,40	306,70	11,10	
Julio	N	Válido	744	744	744
		Perdidos	0	0	0
	Media		10,6387	74,7776	3,2690
	Mediana		10,8000	74,3000	2,9000
	Moda		11,60	76,70	2,20

	Desv. Desviación		1,94641	9,59808	1,55345
	Varianza		3,789	92,123	2,413
	Rango		13,60	157,70	7,90
	Mínimo		1,60	43,50	,00
	Máximo		15,20	201,20	7,90
Agosto	N	Válido	744	744	744
		Perdidos	0	0	0
	Media		10,7630	77,4894	3,0898
	Mediana		11,5000	70,7000	2,4000
	Moda		11,60	66,70 ^a	2,10
	Desv. Desviación		2,86655	36,64071	1,94446
	Varianza		8,217	1342,542	3,781
	Rango		15,00	329,50	9,40
	Mínimo		,40	14,20	-,30
	Máximo		15,40	343,70	9,10
Septiembre	N	Válido	720	720	720
		Perdidos	0	0	0
	Media		8,5238	92,3682	3,7392
	Mediana		9,1000	74,5000	2,9000
	Moda		,40	72,70	2,50
	Desv. Desviación		3,47892	54,32765	2,34531
	Varianza		12,103	2951,494	5,500
	Rango		14,60	301,50	13,30
	Mínimo		,40	33,70	-1,60
	Máximo		15,00	335,20	11,70
Octubre	N	Válido	744	744	744
		Perdidos	0	0	0
	Media		4,6417	133,4323	4,6804
	Mediana		4,9000	95,9000	3,9500
	Moda		,40	75,20	2,90
	Desv. Desviación		2,82928	79,63182	2,91997
	Varianza		8,005	6341,226	8,526
	Rango		12,40	335,00	14,70
	Mínimo		,40	18,80	-2,40

	Máximo		12,80	353,80	12,30
Noviembre	N	Válido	720	720	720
		Perdidos	0	0	0
	Media		3,2961	166,0301	5,0636
	Mediana		2,8000	164,3500	4,4500
	Moda		,40	72,80 ^a	3,90
	Desv. Desviación		2,50119	85,52403	2,06973
	Varianza		6,256	7314,361	4,284
	Rango		9,20	342,70	10,00
	Mínimo		,40	12,00	1,10
	Máximo		9,60	354,70	11,10
Diciembre	N	Válido	744	744	744
		Perdidos	0	0	0
	Media		7,8308	95,1398	4,2216
	Mediana		8,3500	73,4000	3,6000
	Moda		,40	75,80	3,10
	Desv. Desviación		3,33709	57,34853	1,74542
	Varianza		11,136	3288,854	3,046
	Rango		15,70	321,50	8,60
	Mínimo		,40	6,70	,50
	Máximo		16,10	328,20	9,10
a. Existen múltiples modos. Se muestra el valor más pequeño.					

Fuente: Autor

De acuerdo a los resultados obtenidos, durante el año 2018 existió una velocidad media considerablemente alta en los meses de Junio, Julio, Agosto, Septiembre y Enero con valores que fluctúan entre 8 a 11 m/s, que es relativamente muy aceptable de acuerdo a lo esperado en la prospección preliminar del sector.

El viento predominante fue en dirección del Este, añadiendo a esto la temperatura durante el año se mantuvo en un rango de 3 a 5°C, incluso con una temperatura mínima de -2,4°C y una máxima de 12,3 °C presenciado en el mes de Octubre.

4.2.13 Histograma y curva normal del histograma

La figura 77, nos entrega un histograma con valores de velocidades con una media de 7,29 m/s, existe valores de velocidad mayores a la media con mayor frecuencia, o se

lo podría expresar que existe mayor cantidad valores a la derecha de la curva de normalidad.

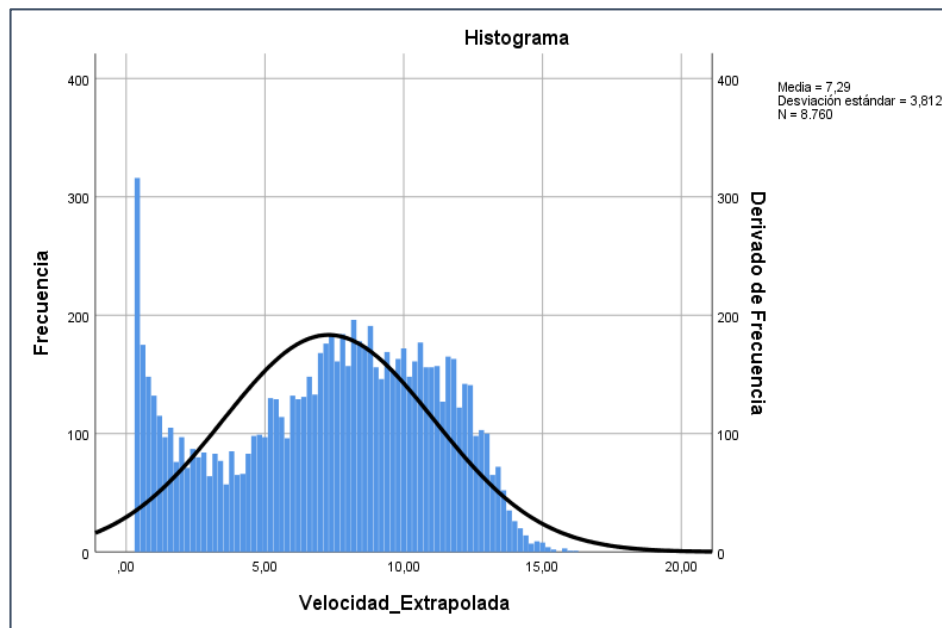


Figura 77. Histograma de Velocidad vs Frecuencia

Fuente: Autor

4.2.14 Prueba no paramétrica de Wilcoxon

Tabla 65. Prueba de Wilcoxon

Estadísticos de prueba ^a	
	Dirección - Velocidad Extrapolada
Z	-81,058 ^b
Sig. asintótica(bilateral)	,000
a. Prueba de rangos con signo de Wilcoxon	
b. Se basa en rangos negativos.	

Fuente: Autor

La prueba de wilcoxon entre dos variables como es la velocidad y la dirección, son dos parámetros importantes dentro de la prospección eólica, según la significancia asintótica que es de cero, quiere decir que estas dos variables están correlacionadas al máximo que la una depende de la otra.

4.2.15 Diagrama de cajas

La figura 78, nos indica que existe una concentración de datos homogéneos o simétricos, sin ningún tipo de datos atípicos.

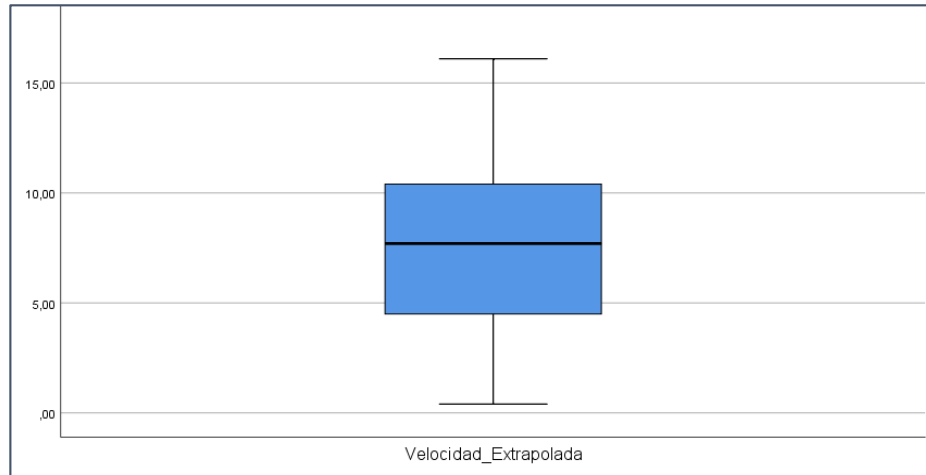


Figura 78. Diagrama de cajas de la velocidad

Fuente: Autor

4.2.16 Demanda energética

Según la agencia de regulación y control de electricidad (ARCONEL), expuesta en su informe de estadística anual y multianual del sector eléctrico del 2017, la demanda energética de la provincia de Bolívar es de 85,32 GWh [47]. Del total de esta energía eléctrica el presente proyecto se ha enfocado para aportar con el 10% de la generación de eléctrica.

$$E = 85,32 * 10\% \frac{GW-h}{año}$$

$$E = 8,532 \frac{GW-h}{año}$$

4.2.17 Selección del aerogenerador

Para proceder a la selección del aerogenerador que se encuentre dentro de los parámetros establecidos por la normativa IEC 6400-1, se presenta en la tabla 66 los parámetros del análisis durante el año 2018.

Tabla 66. Condiciones evaluadas

Parámetros	valores
Velocidad media anual (m/s)	7,36
Intensidad de turbulencia promedio de los meses	0,19
Densidad de potencia (W/m ²)	547,5

Fuente: Autor

Para la selección del tipo de turbina estará definida por la clase de emplazamiento (I, II, III, IV) y la intensidad de turbulencia (A, B). Y de acuerdo a la tabla 67 se selecciona el tipo de turbulencia:

Tabla 67. Condiciones evaluadas para selección de turbina

Clase	I	II	III	IV	S
Velocidad (m/s)	$8,5 \leq x \leq 10$	$7,5 \leq x \leq 8,5$	$7,5 \leq x \leq 6$	$x \leq 6$	Diseñador
A	I_{Ref}	0,18			
B	I_{Ref}	0,16			

Fuente: Autor

El rango de la velocidad media anual está dentro de la clase III que cubre un rango entre 6 y 7,5 m/s, a su vez la intensidad de turbulencia promedio de los meses evaluados se encuentra dentro del tipo A.

Tabla 68. Aerogeneradores comerciales

Modelo - Aerogenerador	Potencia Nominal (Rated Power) (kW)	Velocidad de funcionamiento (Cut-in Wind speed) (m/s)	Velocidad de parada o corte (Cut-out Wind speed) (m/s)	Clase IEC	Área de barrido (m ²)	Altura del buje (m)
GW82/1500	1500	3	25	IIIA	5320	70-100

Fuente: Autor

La tabla 68 expuesta contamos con un aerogenerador que cumple con los requerimientos de la norma IEC, entre los parámetros importantes se encuentra la velocidad de arranque o funcionamiento, la altura de buje, y el área de barrido que es directamente proporcional con el potencial eólico.

En la figura 79 se muestra la curva de potencia del modelo GW82/1500 proporcionado por el fabricante

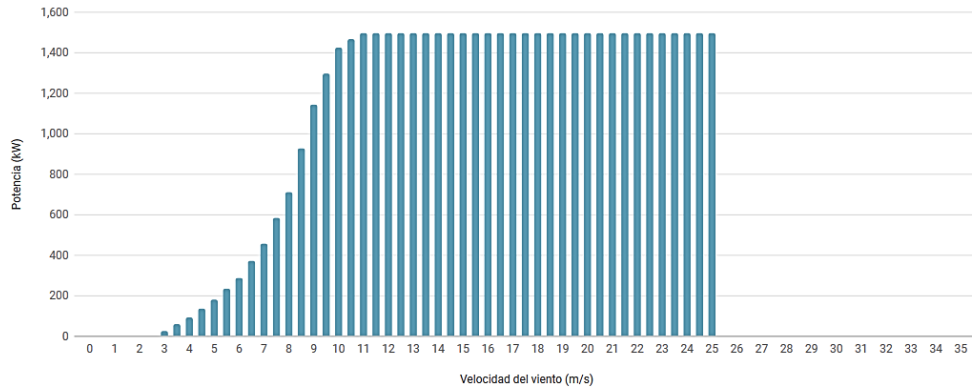


Figura 79. Curva de potencia GW82/1500

Fuente: Wind Power – GW82/1500

4.2.18 Energía anual producida (EAP)

De acuerdo a la fórmula 36, se procedió a calcular la energía anual.

$$EP = EAP = \left(\frac{P}{A}\right) * (A) * (e) * \left(8760 \frac{h}{año}\right) * \frac{1 kW}{1000 W}$$

Se consideró un porcentaje de eficiencia conversión del 35%

$$EP = EAP = 8930338,2 \frac{kW-h}{año}$$

Para calcular la potencia media anual (kW) se calcula mediante la ecuación 37.

$$\langle P \rangle = \frac{E}{T} = EAP * \left(\frac{1 año}{8760 hora}\right) * \frac{kW - hora}{año}$$

$$\langle P \rangle = 1019,45 kW$$

4.2.19 Número de aerogeneradores

Mediante la ecuación 38, se calcula el número de aerogeneradores que cubrirán la demanda energética. Donde la energía que vamos a cubrir es el 10% del total de la demanda energética ($85,32 \frac{GW-h}{año}$)

$$E = 8,532 \frac{GW-h}{año}$$

$$N_{ae} = \frac{E}{EAP}$$

$$N_{ae} = 0,955 \approx 1$$

4.2.20 Energía anual producida real (EAP_R)

$$EAP_T = EAP * N_{ae}$$

$$EAP_T = 8930338,2 \frac{kW - h}{año}$$

$$EAP_R = EAP_T * P_I * P_t * P_M$$

P_I = Pérdidas por indisponibilidad de máquinas y subestación ($\approx 0,98$).

P_t = Pérdidas por transporte ($\approx 0,97$).

P_M = Pérdidas por mantenimiento ($\approx 0,97$).

$$EAP_R = 8930338,2 * 0,98 * 0,97 * 0,97$$

$$EAP_R = 8234504,11 \frac{GW - h}{año}$$

4.2.21 Potencial eólico

El potencial se calcula con la densidad de potencia multiplicada por el área de barrido.

$$P_d = \frac{P_d}{A} * A_b = \frac{1}{2} \rho A < v^3 >$$

$$P_d = 2912,7 \text{ kW}$$

4.2.22 Rendimiento estacional del aerogenerador

Se lo calcula mediante la ecuación 41:

$$n_{EST} = \frac{E}{E_d} = \frac{< P >}{< P_d >}$$

Dónde:

E = energía

E_d = Energía eólica disponible

$< P >$ = Potencia media anual

$< P_d >$ = Potencial eólico

$$n_{EST} = 0,35$$

El 35% de la energía del viento se transformara en energía eléctrica.

4.2.23 Factor de carga (FC)

Se lo determino mediante la ecuación 42.

$$FC = \frac{EAP}{P_N * 8760} = \frac{< P >}{P_N}$$

$$FC = 0,67$$

Este factor se considera extraordinario ($> 0,5$)

4.2.24 Horas equivalentes (HE)

Este valor es a plena carga y se lo calcula mediante la ecuación 43:

$$HE = \frac{8760 * < P >}{P_N}$$

$$HE = 5953,5 \frac{h}{año}$$

4.2.25 Direccionamiento de la energía generada

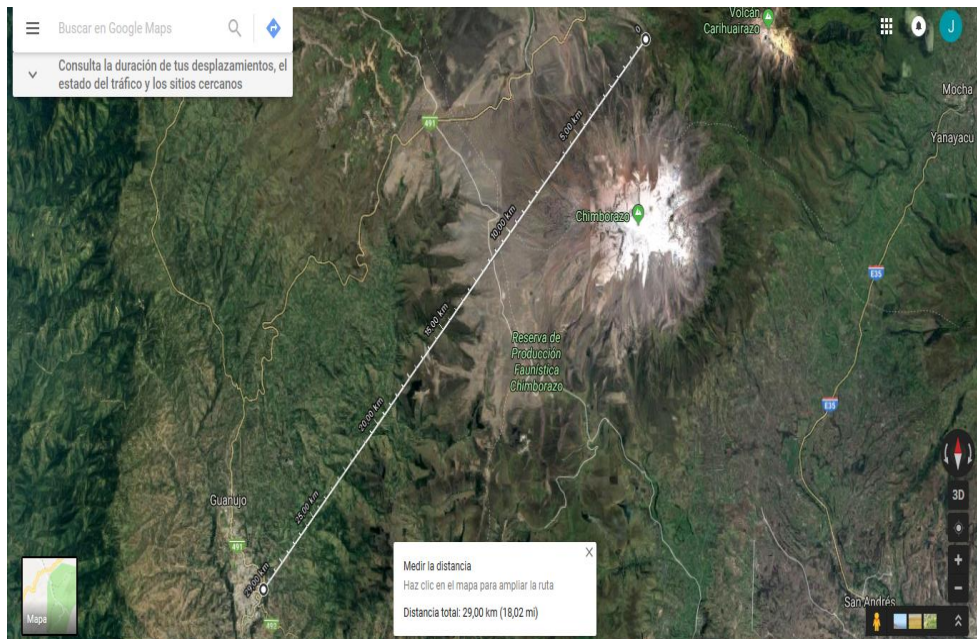


Figura 80. Distancia mediante coordenadas

Fuente: Google Maps

La demanda energética que tiene la provincia de Bolívar es de 85,32 GWh, de la cual el 10% de dicha demanda será cubierta por el aerogenerador seleccionado, y la subestación más cercana sería la de Guaranda con una distancia de 29 Km aproximadamente de separación entre el área de análisis y la subestación.

4.3 Verificación de hipótesis

Para la validación de la hipótesis establecida se realizó el análisis estadístico mediante los datos obtenidos y extrapolándolos a 90 metros que es la altura del buje estimada, entregándonos una densidad de potencia de $547,500 \text{ W/m}^2$ de la torre meteorológica durante un año.

Lo cual se rechaza la hipótesis alternativa y se aceptaría la hipótesis nula que establece que en el sector de Mechahuasca en la Parroquia de Pilahuín, cantón Ambato, Provincia de Tungurahua no existe el potencial eólico necesario para la implementación de aerogeneradores de gran potencia, ya que la densidad de potencia debería ser superior a los 1000 W/m^2 , sin embargo para cubrir el 10% de la demanda energética resulto factible la implementación de 1 aerogeneradores modelo GW82/1500 , generando una energía anual de $8,93 \frac{\text{GW-h}}{\text{año}}$.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- Se recopiló los datos de velocidad del viento, dirección y temperatura, de una torre meteorológica, localizada dentro de la reserva ecológica Chimborazo, la torre tiene una altura máxima de 30 metros, la cual fue ubicada el anemómetro, los datos entregados fueron promediados cada 10 minutos y almacenados en una tarjeta SD dentro del data logger.
- Mediante el análisis estadístico realizado para la torre meteorológica, se determinó que los meses con mayor velocidad son Enero, Junio, Julio, Agosto, Septiembre con una velocidad que supera los 8 m/s, la dirección predominante para todos los meses fue el Este, mientras que del análisis por estaciones se determinó que Verano es la época con mayor densidad de potencia encontrada durante el año 2018 con $645,98 \text{ W/m}^2$
- Las principales características del viento fueron la temperatura, velocidad media anual extrapolada a la altura requerida, intensidad de turbulencia, densidad de potencia, área de barrido, todo esto sirvió para la selección de varios modelos de aerogeneradores, los mismos que cumplen con los parámetros de selección de la norma IEC 61400-1, que son la velocidad anual promedio y la intensidad de turbulencia.
- El perfil vertical del viento se lo determinó utilizando el método de perfil logarítmico ya que nos entregó datos con mayor exactitud para nuestro análisis, considerando una longitud de rugosidad de 0,03 m que se considera un terreno sin barreras vivas solo colinas suavemente redondeadas, mostrándonos una curva que se ve influenciada directamente proporcional con la altura, a menor altura el viento es afectado tanto por la rugosidad y obstáculos presente en el terreno, mientras que la turbulencia presentado durante los meses superan el rango de 0,13 considerándolo de turbulencia media, con tendencia a turbulencia alta.
- La implementación de aerogeneradores de gran potencia no resulta viable ubicarlos en este sector, ya que su densidad de potencia no supera los 1000 W/m^2 , sin embargo se necesitaría 1 aerogenerador modelo GW82/1500, para cubrir el 10% de la demanda energética, la densidad encontrada en este sector cumple para el rango de generación de mediana escala, lo cual se propondría que esta energía

sea redirigida a una subestación eléctrica más cercana como es la Guaranda con aproximadamente una distancia de 29 Km y para contribuir a la demanda energética ($85,32 \frac{kW-h}{año}$) de la provincia de Bolívar, todo esto es posible al proceso de la energía generada de la turbina dirigida a un centro de transformación posteriormente a la subestación transformadora y de control para finalmente sea dirigida por líneas de transporte de energía eléctrica.

5.2 Recomendaciones

- Es recomendable realizar la toma de datos en dos o más puntos estratégicos del sector analizado, ya que se puede analizarlos de forma individual o grupal, de las torres meteorológicas, incluyendo a esto que es necesario que los datos sean realizados en un mismo rango de frecuencia e intervalos de tiempos iguales.
- Dado que la presente investigación resulta de gran interés dentro del ámbito energético, se recomienda realizar el análisis durante un periodo de tiempo de mayor prolongación, para una mejor validación de datos.
- El proyecto presentado es de interés a nivel macro, por lo cual se debería socializar tanto los moradores del sector y el Ministerio de electricidad y energías renovables, para dar a conocer las ventajas que generarían este tipo de proyectos.
- Cuando se realice estudios en zonas privadas como Reservas ecológicas, es necesario solicitar permiso de instalación de la torre meteorológica, al Ministerio del Ambiente.
- Cuando se realice el estudio en lugares con condiciones climáticas de constante cambio o en terrenos complejos, es necesario la revisión de los sensores cada cierto tiempo para evitar que estos sufran algún daño, por motivo de estar expuesto a la intemperie.
- Se recomienda para el análisis estadístico, la utilización de dos o más software que ayuden a la interpretación y validación del análisis realizado.

Referencias Bibliográficas

- [1] J. Schallenberg, G. Piernavieja, C. Hernandez, de *Energías renovables y eficiencia energética*, Canarias, ITC,S.A, 2008.
- [2] C. e. d. Ecuador, «Identificados sitios con potencial eólico,» CELEC EP termopichincha, Quito, 2016.
- [3] J. J. Naranjo, «Determinación del potencial eólico disponible en el sector de río blanco perteneciente al cantón Ambato provincia de Tungurahua,» Ingeniería Mecánica, Facultad de Ingeniería Civil y Mecánica, Universidad Técnica de Ambato, Ambato, 2017.
- [4] D. Vinueza, «La reserva de producción de fauna chimborazo es un lugar mágico para contactarse con la naturaleza,» *Ecuador magazine*, vol. 21, pp. 6-8, Agosto 2017.
- [5] G. Pilahuin, «Plan de desarrollo y ordenamiento territorial 2015-2020,» *Gobierno autónomo descentralizado parroquia de Pilahuin*, vol. 1, pp. 44-47, Septiembre 2015.
- [6] S. C. Pardillos, Manual de energía eólico desarrollo de proyectos e instalaciones, Valencia: Universidad Politécnica de Valencia, 2017.
- [7] H. P. Huebla, «Estudio de factibilidad para generación eólica en el sector de Tortillas provincia de Chimborazo,» Ingeniería en electrónica control y redes industriales, Facultad de Informática y Electrónica, Escuela Politécnica del Chimborazo, Riobamba, 2013.
- [8] C. A. Chachapoya, «Estudio técnico económico para el suministro de electricidad de baja potencia, a través de energía eólica.,» Ingeniería Mecánica, Facultad de Mecánica, Universidad Superior Politécnica del Chimborazo, Riobamba, 2012.
- [9] A. A. Guerrero, «Definición del año metereológico típico en base a las variables temperatura, precipitaación y velocidad del viento, de tres regiones naturales del Ecuador: Costa, Sierra, Oriente,» Magister en sistemas gestión ambiental, Departamento de ciencias de la tierra y construcción, Escuela Politécnica del Ejército, Sangolquí, 2014.
- [10] Ministerio de electricidad y energía renovable, «Atlas eólico del Ecuador con

fines de generación eléctrica,» 2013.

- [11] Arconel, «Balance nacional de energía eléctrica,» marzo 2018.
- [12] INER, «Informe parques eólicos en el Ecuador,» Octubre 2013.
- [13] MEER, «Parque Villonaco,» CELEC, Quito, 2016.
- [14] MEER, «Parque eólico Baltra - Santa Cruz,» CELEC, Quito, 2015.
- [15] P. F. Diez, *Energía Eólica*, Cantabria: Universidad de Cantabria, 2008.
- [16] J. A. Avellaneda, «Estudio del potencial de generación de energía eólica en la zona del paramo de chontales, municipio de paipa y sotaquirá.,» 2013.
- [17] C.D. Whiteman, «Meteorología de montañas fundamentos y aplicaciones,» Oxford University Press, Oxford, 2000.
- [18] F. M. Palermo, «Procesamiento de parámetros físicos e inventario de emisiones atmosféricas antropogénicas en la cuenca hidrográfica del río Napo,» Ingeniería Ambiental, Colegio de Ciencias e Ingeniería, Universidad San Francisco de Quito, Quito, 2014.
- [19] CEPIS, «Basic air pollution meteorology course,» US EPA, 2016.
- [20] O. A. Abiola, «Experimental investigation of wind effects on a standalone photovoltaic (PV) module,» WindEEE, Canada, 2015.
- [21] Asociación danesa, «Efectos aceleradores: Efecto Túnel,» *Danish Wind Industry Association*, 2003.
- [22] Certem, «Efecto túnel,» *Energie Rinnovabili*, pp. 3-7, 2007.
- [23] J. Kuo, D. Rehman, «A novel wake model for wind farm design on complex terrains,» *Elsevier*, pp. 5- 9, Marzo 2018.
- [24] A. Pinilla , *Manual de aplicación de la energía eólica*, Quito: INEA, 2003.
- [25] H. L. Wegley, J. V. Ramsdell, *A Siting Handbook for Small Wind Energy Conversion Systems*, Washington: The U.S. Department of Energy, 2013.
- [26] M. Marrero, «Parámetros de Rugosidad representativos de Terrenos naturales,» *Master geofísica y meteorología*, Departamento de Física Aplicada, Universidad de Granada, Granada, 2012.
- [27] Ente Vasco de la Energía, «Atlas eólico del país Vasco,» p. 71, 1994.
- [28] B. A. Guairacaja, «Proyección de un parque eólico y mitigación del impacto

- ambiental en el proyecto eólico San Vicente de Tipín,» Ingeniería Mecánica, Facultad de Mecánica, Escuela Superior Politécnica de Chimbrazo, Riobamba, 2013.
- [29] L. Hasse, «Basic atmospheric structure and concepts-Beaufort wind scales,» *Earth systems and enviromental sciences*, vol. 2, p. 56, 2015.
- [30] R. M. Rodriguez, Meteorología y Climatología, Madrid: FECYT, 2005.
- [31] NRG Systems, «Anemómetro,» 2017.
- [32] NRG Systems, «Veletas,» 2017.
- [33] A. Hernández, O. Ortega, «Análisis estadístico del viento como recurso energético,» *Ommac*, vol. 1, pp. 1-10, 2014.
- [34] W. Vera, «Medida y tratamiento de los datos eólicos,» Universidad Nacional del Santa, México, 2015.
- [35] M. Villarubia, Ingeniería de la Energía Eólica, Barcelona: Marcombo S.A, 2012.
- [36] R. Santillán, Fuentes alternas de energía, Riobamba: S.n, 2000.
- [37] L. M. Fernández, «Métodos de inferencia para la distribución: Aplicación en Fiabilidad Industrial,» Master en Técnicas Estadísticas, Departamento de Estadística e Investigación, Universidad de Vigo, Pontevedra, 2011.
- [38] A. Franco, «Analisis de los datos-Matlab,» 2016.
- [39] Skylands Renewable Energy, «Wind Turbine Site Selection,» 2016.
- [40] S. Gallego, «Verificación del método MCP para evaluación del recurso eólico,» Master en Energías Renovables y Sostenibilidad Energética, Energía Renovable, Universidad de Barcelona, Barcelona, 2015.
- [41] Renewable Systems, «Data logger- Ipack Gps,» 2018.
- [42] E. Acuña, «Pruebas no paramétrcias,» *Uniersidad de Puerto Rico*, vol. 1, pp. 2-23, 2011.
- [43] M. Bakieva, B. Garcia, «SPSS Gráficos,» *Grupo de innovación educativa Universidad de Valencia*, vol. 1, pp. 1-6, 2010.
- [44] International Electrotechnical Commission, «IEC 61400-1,» *International Standard for Wind Turbines*, 2013.
- [45] A. W. Villina, «Metodología para proyectos de centrales eolo-eléctricas con

generador doblemente alimentado,» Chile, Universidad de Chile, 2012.

- [46] G. A. Erazo, «Análisis de la producción de energía de la central eólica Villonaco,» Ingeniería en electrónica y telecomunicaciones, Facultad de Ingeniería Electrónica, Universidad Técnica Particular de Loja, Loja, 2017.
- [47] ARCONEL, «Estadística anual y multianual del sector eléctrico del 2017,» Regulación eléctrica, Quito, 2017.

Anexos

Anexo 1. Tabulaciones y diagramas de la dirección del viento mensuales.

ENERO 2018

Tabla A1. Dirección del Viento

DIRECCIÓN DEL VIENTO		
N	●	1
NNE	●	8
NE	●	20
ENE	●	933
E	●	3322
ESE	●	158
SE	●	2
SSE	●	8
S	●	7
SSO	●	2
SO	●	3
OSO	●	0
O	●	0
ONO	●	0
NO	●	0
NNO	●	0

Fuente: Autor



Figura A1. Rosa de los vientos -Enero

Fuente: Autor

FEBRERO 2018

Tabla A2. Dirección del Viento

DIRECCIÓN DEL VIENTO		
N	●	182
NNE	●	166
NE	●	217
ENE	●	427
E	●	1218
ESE	●	372
SE	●	76
SSE	●	58
S	●	45
SSO	●	68
SO	●	319
OSO	●	367
O	●	92
ONO	●	77
NO	●	144
NNO	●	197

Fuente: Autor

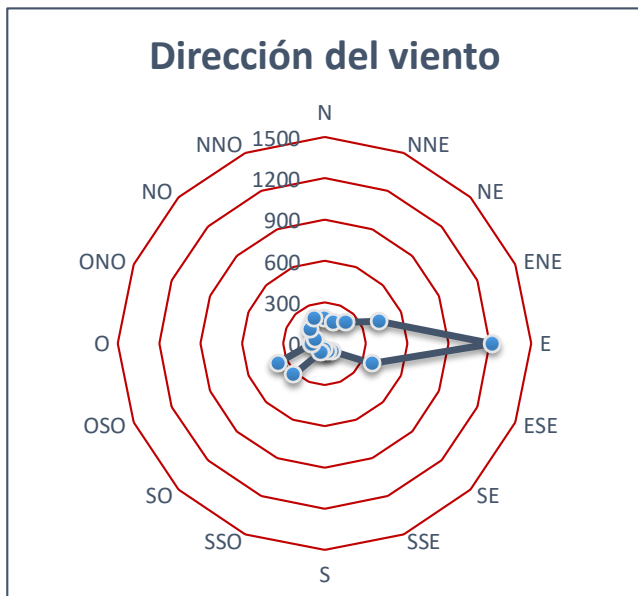


Figura A2. Rosa de los vientos - Febrero

Fuente: Autor

MARZO 2018

Tabla A3. Dirección del Viento

DIRECCIÓN DEL VIENTO		
N	●	120
NNE	●	153
NE	●	123
ENE	●	635
E	●	2511
ESE	●	306
SE	●	58
SSE	●	44
S	●	46
SSO	●	69
SO	●	81
OSO	●	101
O	●	43
ONO	●	20
NO	●	60
NNO	●	85

Fuente: Autor



Figura A3. Rosa de los vientos - Marzo
Fuente: Autor

ABRIL 2018

Tabla A4. Dirección del Viento

DIRECCIÓN DEL VIENTO		
N	●	102
NNE	●	105
NE	●	103
ENE	●	559
E	●	1639
ESE	●	183
SE	●	81
SSE	●	79
S	●	119
SSO	●	147
SO	●	409
OSO	●	420
O	●	112
ONO	●	49
NO	●	98
NNO	●	114

Fuente: Autor

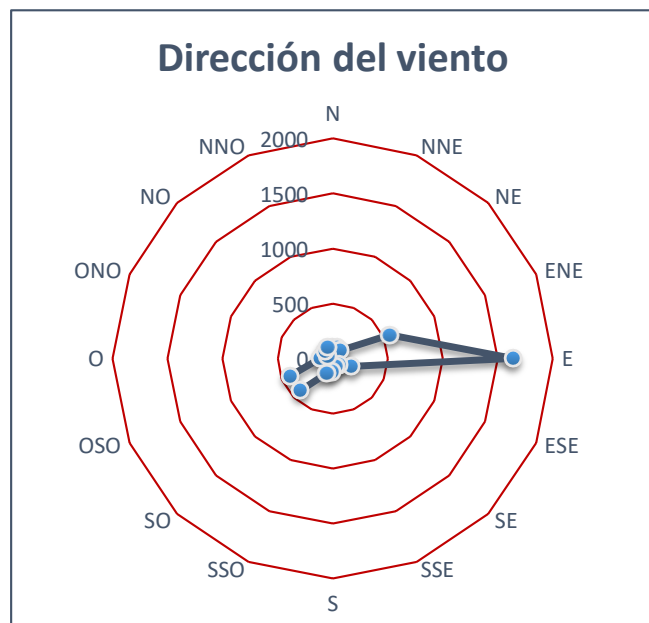


Figura A4. Rosa de los vientos - Abril
Fuente: Autor

MAYO 2018

Tabla A5. Dirección del Viento

DIRECCIÓN DEL VIENTO		
N	●	100
NNE	●	84
NE	●	139
ENE	●	737
E	●	2702
ESE	●	226
SE	●	73
SSE	●	44
S	●	35
SSO	●	37
SO	●	72
OSO	●	73
O	●	17
ONO	●	19
NO	●	38
NNO	●	60

Fuente: Autor



Figura A5. Rosa de los vientos - Mayo

Fuente: Autor

JUNIO 2018

Tabla A6. Dirección del Viento

DIRECCIÓN DEL VIENTO		
N	●	15
NNE	●	11
NE	●	46
ENE	●	725
E	●	3367
ESE	●	127
SE	●	5
SSE	●	3
S	●	3
SSO	●	1
SO	●	0
OSO	●	0
O	●	0
ONO	●	1
NO	●	10
NNO	●	6

Fuente: Autor



Figura A6. Rosa de los vientos - Junio

Fuente: Autor

JULIO 2018

Tabla A7. Dirección del Viento

DIRECCIÓN DEL VIENTO		
N	●	0
NNE	●	1
NE	●	19
ENE	●	873
E	●	3417
ESE	●	142
SE	●	0
SSE	●	0
S	●	2
SSO	●	4
SO	●	4
OSO	●	1
O	●	0
ONO	●	0
NO	●	0
NNO	●	1

Fuente: Autor

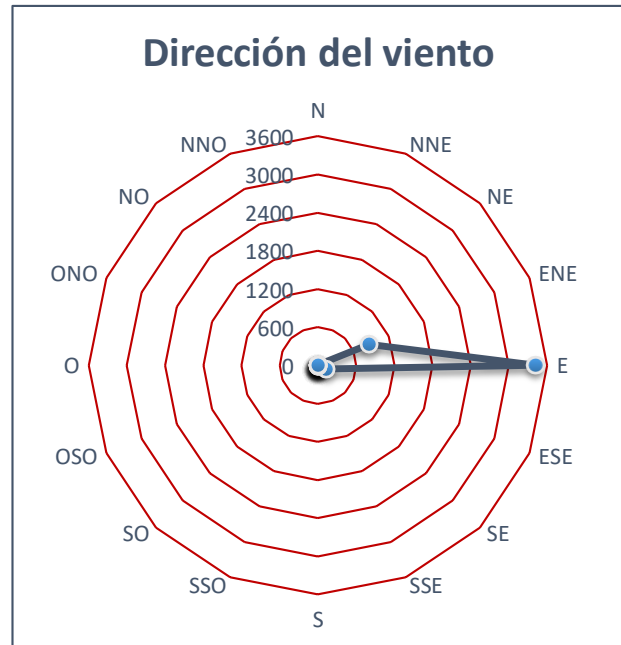


Figura A7. Rosa de los vientos - Julio
Fuente: Autor

AGOSTO 2018

Tabla A8. Dirección del Viento

DIRECCIÓN DEL VIENTO		
N	●	25
NNE	●	17
NE	●	61
ENE	●	1402
E	●	2760
ESE	●	39
SE	●	14
SSE	●	10
S	●	31
SSO	●	13
SO	●	11
OSO	●	8
O	●	5
ONO	●	6
NO	●	24
NNO	●	37

Fuente: Autor

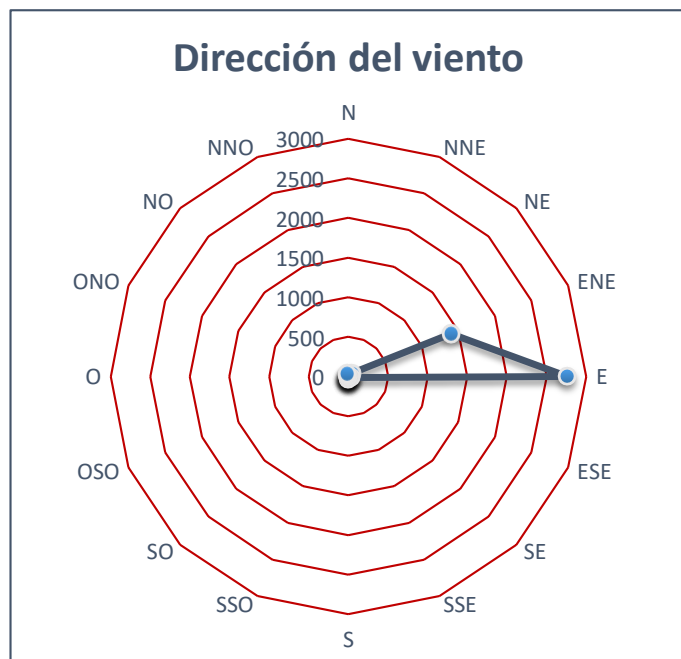


Figura A8. Rosa de los vientos - Agosto
Fuente: Autor

SEPTIEMBRE 2018

Tabla A9. Dirección del Viento

DIRECCIÓN DEL VIENTO		
N		49
NNE		49
NE		91
ENE		988
E		2538
ESE		146
SE		45
SSE		23
S		33
SSO		28
SO		87
OSO		52
O		28
ONO		16
NO		62
NNO		84

Fuente: Autor



Figura A9. Rosa de los vientos - Septiembre
Fuente: Autor

OCTUBRE 2018

Tabla A10. Dirección del Viento

DIRECCIÓN DEL VIENTO		
N		189
NNE		174
NE		223
ENE		597
E		1379
ESE		451
SE		137
SSE		63
S		84
SSO		118
SO		297
OSO		319
O		78
ONO		54
NO		110
NNO		186

Fuente: Autor

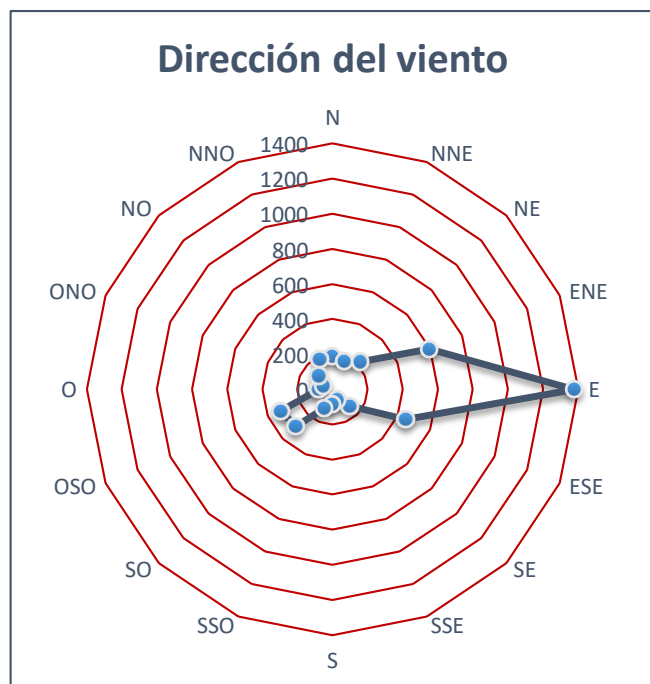


Figura A10. Rosa de los vientos - Octubre
Fuente: Autor

NOVIEMBRE 2018

Tabla A11. Dirección del Viento

DIRECCIÓN DEL VIENTO		
N		302
NNE		208
NE		206
ENE		385
E		897
ESE		337
SE		113
SSE		83
S		87
SSO		131
SO		361
OSO		448
O		126
ONO		101
NO		210
NNO		311

Fuente: Autor



Figura A11. Rosa de los vientos - Noviembre

Fuente: Autor

DICIEMBRE 2018

Tabla A12. Dirección del Viento

DIRECCIÓN DEL VIENTO		
N		31
NNE		53
NE		71
ENE		1059
E		2459
ESE		174
SE		36
SSE		25
S		37
SSO		47
SO		158
OSO		138
O		39
ONO		23
NO		43
NNO		68

Fuente: Autor



Figura A12. Rosa de los vientos - Diciembre

Fuente: Autor

Anexo 2. Evidencias fotográficas

Fotografía 1



Fotografía 2



Fotografía 3



Fotografía 4



Fotografía 5



Fotografía 6



Fotografía 7



Fotografía 8

