



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:

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL ROTOR EN OPERACIÓN DE UN
AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA UBICADO EN EL SECTOR DE RÍO
BLANCO COMUNIDAD YATZAPUTZÁN PARA DETERMINAR SU
EFICIENCIA.

AUTOR: Jesús Emanuel Romero Rosero

TUTOR: Ing. Alex Mayorga. Mg.

AMBATO – ECUADOR

2018

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del presente trabajo experimental previo a la obtención del Título de Ingeniero Mecánico, bajo el tema “ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL ROTOR EN OPERACIÓN DE UN AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA UBICADO EN EL SECTOR DE RÍO BLANCO COMUNIDAD YATZAPUTZÁN PARA DETERMINAR SU EFICIENCIA”, ejecutado por el señor Jesús Emanuel Romero Rosero, egresado de la carrera de Ingeniería Mecánica de la Facultad de Ingeniería Civil y Mecánica, de la Universidad Técnica de Ambato.

CERTIFICO:

- EL presente trabajo de investigación fue elaborado en su totalidad por el autor
- Ha sido revisado cada uno de sus capítulos.
- Ha sido concluido en su totalidad.

Ambato, Mayo 2018

.....
Ing. Alex Mayorga. Mg.

TUTOR

AUTORÍA DE TRABAJO EXPERIMENTAL

Los criterios emitidos en este trabajo experimental con el tema “ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL ROTOR EN OPERACIÓN DE UN AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA UBICADO EN EL SECTOR DE RÍO BLANCO COMUNIDAD YATZAPUTZÁN PARA DETERMINAR SU EFICIENCIA” como también las ideas, análisis, y conclusiones son de exclusiva responsabilidad de mi persona, como autor.

Ambato, Mayo 2018

.....
Jesús Emanuel Romero Rosero

CI: 160056433-8

AUTOR

DERECHOS DE AUTOR

Autorizo a la Universidad Técnica de Ambato para que haga de este trabajo experimental o parte de 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 documento 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.

Ambato, Mayo 2018

.....
Jesús Emanuel Romero Rosero

CI: 160056433-8

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO

Los miembros del Tribunal de Grado aprueban el informe del trabajo experimental realizado por el estudiante Jesús Emanuel Romero Rosero de la carrera de Ingeniería Mecánica, bajo el tema: “ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL ROTOR EN OPERACIÓN DE UN AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA UBICADO EN EL SECTOR DE RÍO BLANCO COMUNIDAD YATZAPUTZÁN PARA DETERMINAR SU EFICIENCIA”.

Para constancia firman:

.....
Ing. Mg. Mauricio Carrillo

.....
Ing. Mg. Luis Escobar

Ambato, Mayo 2018

DEDICATORIA

El presente trabajo experimental de graduación lo dedico primeramente a Dios quien me dio la vida, me llenó de sabiduría, paciencia, perseverancia y confianza en el transcurso de toda mi carrera, a ÉL por sus infinitas bendiciones brindadas para cumplir mi sueño.

A mis bisabuelos, Dolores y Pedro que fueron mi apoyo incondicional, unos guías indispensables durante una gran parte de mi vida y pese a que hoy no están conmigo dejaron un legado que lo llevaré conmigo para siempre.

A mi abuela Gloria de los Ángeles por su ser luz en el camino, quien con su esfuerzo incondicional y sobre todo su paciencia hizo posible que esta meta se haga realidad.

A mi madre Libeth por sus consejos durante mis más difíciles momentos y sobre todo por lo compartido para conmigo durante toda mi vida.

A mis hermanos Luis, Fernanda, Angie y Judith por su cariño, compañía, amor incondicional y por creer en mí, “Ser un guía no es fácil, pero tampoco es imposible”, espero poder brindarles un buen ejemplo siempre.

A mis tíos; Rocío y Rodrigo por siempre brindarme una mano amiga y su compañía durante toda mi carrera,

A mi padre Mario por sus palabras de aliento y su apoyo durante todo este tiempo.

Jesús Emanuel Romero Rosero

“Confía en el Señor totalmente, no en tu propia sabiduría”.

Proverbios 3:5

AGRADECIMIENTO

A Dios por el aliento de vida, sabiduría y fortaleza,

A mis bisabuelos por ser guías y apoyos indispensables,

A mi abuela por su esfuerzo y paciencia,

*A mi madre y hermanos por siempre ser mi compañía y aliento en mis momentos
difíciles,*

A mi padre por sus consejos,

*A la Universidad Técnica de Ambato especialmente a la
Facultad de Ingeniería Civil y Mecánica,*

*A todos los ingenieros por compartir sus experiencias, conocimientos y consejos a lo
largo de toda la carrera.*

*Al Ing. Mg. Alex Mayorga tutor del presente trabajo y al Ing. Mauricio Carrillo
quienes me ayudaron compartiendo sus conocimientos para el desarrollo y
culminación de la investigación.*

*A mis compañeros por todos los momentos buenos y malos que hemos pasado
durante todo este viaje lleno de experiencias y momentos únicos que sin duda los
llevaré conmigo para siempre.*

***“Y todo lo que hagan, de palabra o de obra, háganlo en el nombre del Señor Jesús,
dando gracias a Dios el Padre por medio de él”.***

Colosenses 3:17

ÍNDICE GENERAL

PÁGINAS PRELIMINARES	N° DE PÁGINA
APROBACIÓN DEL TUTOR.....	II
AUTORÍA DE TRABAJO EXPERIMENTAL.....	III
DERECHOS DE AUTOR.....	IV
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO.....	V
DEDICATORIA.....	VI
AGRADECIMIENTO	VII
ÍNDICE GENERAL	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
ÍNDICE DE TABLAS	XVII
RESUMEN EJECUTIVO	XXI
ABSTRACT	XXII
CAPÍTULO 1	1
1.1. TEMA DEL TRABAJO EXPERIMENTAL.....	1
1.2. ANTECEDENTES.....	1
1.3. JUSTIFICACIÓN	2
1.4. OBJETIVOS:.....	3
1.4.1. Objetivo General:	3
1.4.2. Objetivos Específicos:	3
CAPÍTULO 2	4
FUNDAMENTACIÓN.....	4
2.1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	4
2.1.1. AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA	4
2.1.2. FUNCIONAMIENTO DEL AEROGENERADOR DE IMANES PERMANENTES	4
2.1.3. CURVA DE POTENCIA.....	5

2.1.4.	COEFICIENTE DE POTENCIA	6
2.1.5.	CARGA.....	6
2.1.6.	FLUJO DE POTENCIAS EN UN AEROGENERADOR.....	7
2.1.7.	ROTOR	9
2.1.8.	REGULACIÓN, CONTROL DE POTENCIA Y DE VELOCIDAD	10
2.1.9.	SISTEMA PASIVO POR PÉRDIDA AERODINÁMICA STALL	10
2.1.10.	SISTEMA ACTIVO DE ÁNGULO VARIABLE PITCH	10
2.1.11.	SENSÓRICA	11
2.1.11.1.	SENSOR.....	11
2.1.11.2.	TRANSDUCTOR	11
2.1.12.	VELOCIDAD DE ROTACIÓN DEL ROTOR.....	12
2.1.12.1.	TRANSDUCTOR DE EFECTO HALL	12
2.1.16.	VELOCIDAD DEL VIENTO	12
2.1.16.1.	ANEMÓMETRO	13
2.1.17.	VOLTAJE O TENSIÓN.....	13
2.1.18.	INTENSIDAD	13
2.1.19.	CORRIENTE ALTERNA (AC)	14
2.1.20.	CORRIENTE DIRECTA (DC).....	14
2.1.21.	POTENCIA.....	14
2.1.22.	SENSOR DE INTENSIDAD DE CORRIENTE.....	15
2.1.23.	SENSOR DE VOLTAJE	15
2.1.24.	PRESIÓN ATMOSFÉRICA	16
2.1.25.	DENSIDAD DEL AIRE.....	16
2.1.26.	TEMPERATURA	16
2.1.27.	SENSOR DE PRESIÓN Y DE TEMPERATURA.....	16
2.1.28.	MEDIDA Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS.....	17

2.1.28.1.	ADQUISICIÓN DE DATOS.....	17
2.1.29.	APLICACIÓN DE LA ESTADÍSTICA A CÁLCULOS EÓLICOS	18
2.1.30.	INCERTIDUMBRE.....	18
2.1.31.	PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN Y EQUIPOS.....	20
2.1.31.1.	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO	20
2.1.31.2.	APRECIACIÓN.....	20
2.1.31.3.	MANTENIMIENTO.....	20
2.1.31.4.	FACILIDAD DE INSTALACIÓN	20
2.1.31.5.	COSTO.....	20
2.1.31.6.	MÉTODO ORDINAL DE CRITERIOS PONDERADOS	20
2.1.31.7.	PONDERACIÓN	21
2.2.	HIPÓTESIS	38
2.3.	SEÑALAMIENTO DE VARIABLES DE LA HIPÓTESIS.....	38
2.4.	VARIABLE INDEPENDIENTE.....	38
2.5.	VARIABLE DEPENDIENTE.....	38
2.6.	CONECTOR.....	38
CAPÍTULO 3		39
METODOLOGÍA.....		39
3.1.	NIVEL O TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	39
3.1.1.	CUANTITATIVA	39
3.1.2.	EXPLORATORIA.....	39
3.1.3.	BIBLIOGRÁFICA	39
3.2.	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	39
3.2.1.	POBLACIÓN	39
3.2.2.	MUESTRA.....	41
3.3.	OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES	42

3.4.	PLAN DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	43
3.4.1.	SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS Y MONITOREO.....	43
3.4.2.	EVALUACIÓN DE LA VELOCIDAD DE VIENTO	49
3.4.3.	EVALUACIÓN DE LA VELOCIDAD DE ROTACIÓN DEL ROTOR ...	50
3.4.4.	EVALUACIÓN DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.....	51
3.4.5.	EVALUACIÓN VOLTAJE Y AMPERAJE.....	52
3.4.6.	SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS Y CONEXIÓN DE LOS SENSORES.....	52
3.4.7.	ANÁLISIS DEL TIEMPO DE MEDICIÓN DE LA VELOCIDAD DE VIENTO, VELOCIDAD ANGULAR, TEMPERATURA, PRESIÓN, VOLTAJE Y AMPERAJE.	53
3.4.8.	NORMALIZACIÓN DE LOS DATOS.....	53
3.4.9.	DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE POTENCIA MEDIDA	54
3.4.10.	COEFICIENTE DE POTENCIA C_p	55
3.4.11.	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL	55
3.5.	PLAN DE PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS	56
	CAPÍTULO 4	57
	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	57
4.1.	RECOLECCIÓN DE DATOS	57
4.2.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	62
4.2.1.	ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL MONITOREO DE LA MÁQUINA DATOS PRELIMINARES	63
4.3.	VERIFICACIÓN DE LA HIPÓTESIS	95
4.3.1.	CURVA DE RPM vs VELOCIDAD DE VIENTO	99
4.3.2.	CURVA DE VOLTAJE ENTREGADO POR EL GENERADOR vs VELOCIDAD DE VIENTO	100
4.3.3.	CURVA DE AMPERAJE vs VELOCIDAD DE VIENTO.....	100

4.3.4.	CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR.....	101
4.3.5.	CURVA DEL FACTOR DE POTENCIA (C_p) vs VELOCIDAD DE VIENTO.....	102
4.3.6.	CURVA DEL COEFICIENTE GLOBAL DE POTENCIA (C_e) vs VELOCIDAD DE VIENTO	103
4.3.7.	CURVA DEL COEFICIENTE DE PAR (C_m) vs VELOCIDAD DE VIENTO.....	104
4.3.8.	CURVA DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL (AEP) vs VELOCIDAD DE VIENTO	104
	CAPÍTULO 5	106
5.1.	CONCLUSIONES	106
5.2.	RECOMENDACIONES	107
	MATERIALES DE REFERENCIA.....	108
1.	BIBLIOGRAFÍA.....	108
	ANEXOS.....	112

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Aerogenerador de baja potencia de imanes permanentes.....	4
Figura 2.Principio de funcionamiento de un aerogenerador de baja potencia	5
Figura 3. Estructura de un generador de flujo axial.....	5
Figura 4.Curva de potencia de un típico aerogenerador.	6
Figura 5.Curva de coeficiente de potencia vs velocidad de viento.....	6
Figura 6. Curvas de potencia de una misma turbina, con regulación por cambio de paso y con regulación por pérdida aerodinámica.	8
Figura 7. Curvas de potencia para aerogeneradores con regulación de paso fijo (stall) y de paso variable (pitch).	9
Figura 8. Curvas de potencia para aerogeneradores con control stall y con control pitch	10
Figura 9. Sistemas de control y regulación de un rotor de un aerogenerador.	10
Figura 10. Esquemática de funcionamiento de un sensor.	11
Figura 11. Esquemática de funcionamiento de un transductor.	12
Figura 12. Principio de funcionamiento del transductor efecto hall.	12
Figura 13.Anemómetro de cazoletas NRG	13
Figura 14. Polaridad de tensión.	13
Figura 15. Corriente eléctrica debido al flujo de una carga electrónica.	13
Figura 16. Corriente alterna (AC).....	14
Figura 17. Corriente directa (DC).....	14
Figura 18. Polaridad de referencia para la potencia con el uso de la convención pasiva del signo: a) absorción de potencia, b) suministro de potencia.	15
Figura 19. Sensor de intensidad de corriente.	15
Figura 20. Sensor de voltaje	16
Figura 21. Sensor de presión y temperatura BMP280.	17
Figura 22. Sistema de adquisición de datos <i>Arduino</i>	17
Figura 23. Estado digital del sensor de efecto hall de acuerdo con el campo magnético detectado.....	44
Figura 24. Módulo del sensor de efecto <i>Hall</i> para la medición de la velocidad angular	45
Figura 25. Microprocesador pic 16f628a para el conteo de pulsos.	45

Figura 26. Datos para la calibración del sensor de amperaje; voltaje entregado a la red eléctrica por el aerogenerador vs dato (bits) de entrada.	46
Figura 27. Datos para la calibración del sensor de amperaje; intensidad de corriente entregado a la red eléctrica por el aerogenerador vs voltaje de entrada.	47
Figura 28. Datos para la calibración de lectura de datos del divisor de voltaje; voltaje entregado a la red eléctrica por el aerogenerador vs voltaje de entrada.	48
Figura 29. Módulo de Raspberry pi.	49
Figura 30. Diagrama de conexión del sistema de adquisición de datos y sensores.	52
Figura 31. Instalación del Datalogger y los sensores.	57
Figura 32. Colchón de adoquines cuadrados para la sustentación y estabilidad de la base meteorológica.	57
Figura 33. Levantamiento de la torre para el muestreo del aerogenerador.	58
Figura 34. Aerogenerador y torre de muestreo.	58
Figura 35. Cableado del sistema de control en mal estado.	59
Figura 36. Reestructuración del cableado del sistema de control para realizar las mediciones.	59
Figura 37. Base del aerogenerador enterrada causado por el trabajo de la misma y las condiciones climáticas.	60
Figura 38. Colchón de adoquines cuadrados para una mejor estabilidad de la máquina.	60
Figura 39. Instalación de los imanes para la medición de la velocidad de rotación del rotor.	61
Figura 40. Instalación del sensor de rpm a la altura del buje.	61
Figura 41. Trama de los datos extraídos del Datalogger en formato .csv.	61
Figura 42. Análisis de los resultados a partir de lo establecido por bibliografía y normativa.	62
Figura 43. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día uno.	64
Figura 44. Factor de potencia - velocidad de viento del día uno.	64
Figura 45. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día dos.	66
Figura 46. Factor de potencia - velocidad de viento del día dos.	66

Figura 47. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día tres.....	68
Figura 48. Factor de potencia - velocidad de viento del día tres.....	68
Figura 49. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día cuatro.....	70
Figura 50. Factor de potencia - velocidad de viento del día cuatro.....	70
Figura 51. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día cinco.....	72
Figura 52. Factor de potencia - velocidad de viento del día cinco.....	72
Figura 53. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día seis.....	74
Figura 54. Factor de potencia - velocidad de viento del día seis.....	74
Figura 55. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día siete.....	76
Figura 56. Factor de potencia - velocidad de viento del día siete.....	76
Figura 57. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día ocho.....	78
Figura 58. Factor de potencia - velocidad de viento del día ocho.....	78
Figura 59. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día nueve.....	80
Figura 60. Factor de potencia - velocidad de viento del día nueve.....	80
Figura 61. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día diez.....	82
Figura 62. Factor de potencia - velocidad de viento del día diez.....	82
Figura 63. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día once.....	84
Figura 64. Factor de potencia - velocidad de viento del día once.....	84
Figura 65. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día doce.....	86
Figura 66. Factor de potencia - velocidad de viento del día doce.....	86
Figura 67. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día trece.....	88
Figura 68. Factor de potencia - velocidad de viento del día trece.....	88

Figura 69. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día catorce.	90
Figura 70. Factor de potencia - velocidad de viento del día catorce.	90
Figura 71. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día quince.	92
Figura 72. Factor de potencia - velocidad de viento del día quince.	92
Figura 73. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día dieciséis.	94
Figura 74. Factor de potencia - velocidad de viento del día dieciséis.	94
Figura 75. Velocidad de rotación del rotor vs velocidad de viento a la altura del buje.	99
Figura 76. Voltaje entregado por el generador de imanes permanentes vs velocidad de viento a la altura del buje.	100
Figura 77. Amperaje generado en la conexión a la carga vs velocidad de viento a la altura del buje.	101
Figura 78. Nube de puntos de la potencia de salida medida.	101
Figura 79. Curva de potencia característica del aerogenerador de imanes permanentes.	102
Figura 80. Coeficiente de potencia vs velocidad de viento.....	103
Figura 81. Coeficiente global de potencia eléctrica vs velocidad de viento.	103
Figura 82. Coeficiente de par vs velocidad de viento.....	104
Figura 83. AEP vs velocidad de viento.....	105

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valores asignados por el método ordinal de criterios ponderados.....	21
Tabla 2. Ponderación de criterios para la selección de la base de datos.	21
Tabla 3. Ponderación de capacidad de almacenamiento para la base de datos.	22
Tabla 4. Ponderación de mantenimiento para la base de datos.	23
Tabla 5. Ponderación de facilidad de instalación para la base de datos.	23
Tabla 6. Ponderación de costo para la base de datos	24
Tabla 7. Selección de los instrumentos para base de datos.....	24
Tabla 8. Ponderación de criterios para la selección del instrumento de medición de velocidad de viento.	25
Tabla 9. Ponderación de apreciación para la selección del instrumento de medición de velocidad de viento.	25
Tabla 10. Ponderación de mantenimiento para la selección del instrumento de medición de velocidad de viento.	26
Tabla 11. Ponderación de facilidad de instalación para la selección del instrumento de medición de velocidad de viento.	26
Tabla 12. Ponderación de costo para la selección del instrumento de medición de velocidad de viento.	27
Tabla 13. Selección de los instrumentos para la selección del instrumento de medición de velocidad de viento.....	27
Tabla 14. Ponderación de criterios para la selección del instrumento de medición de la velocidad de rotación.	28
Tabla 15. Ponderación de apreciación para la selección del instrumento de medición de la velocidad de rotación.	28
Tabla 16. Ponderación de mantenimiento para la selección del instrumento de medición de velocidad de rotación.	29
Tabla 17. Ponderación de facilidad de instalación para la selección del instrumento de medición de velocidad de rotación.	29
Tabla 18. Ponderación de costo para la selección del instrumento de medición de velocidad de rotación.	29
Tabla 19. Selección de los instrumentos para la selección del instrumento de medición de velocidad de rotación.....	30

Tabla 20. Ponderación de criterios para la selección del instrumento de medición de temperatura.....	30
Tabla 21. Ponderación de apreciación para la selección del instrumento de medición de temperatura.	31
Tabla 22. Ponderación de mantenimiento para la selección del instrumento de medición de temperatura.	31
Tabla 23. Ponderación de facilidad de instalación para la selección del instrumento de medición de temperatura.	31
Tabla 24. Ponderación de costo para la selección del instrumento de medición de temperatura.	32
Tabla 25. Selección de los instrumentos para la selección del instrumento de medición de temperatura.	32
Tabla 26. Ponderación de apreciación para la selección del instrumento de medición de presión.	32
Tabla 27. Ponderación de mantenimiento para la selección del instrumento de medición de presión.	33
Tabla 28. Ponderación de facilidad de instalación para la selección del instrumento de medición de presión.	33
Tabla 29. Ponderación de costo para la selección del instrumento de medición de presión.	34
Tabla 30. Selección de los instrumentos para la selección del instrumento de medición de presión.	34
Tabla 31. Ponderación de criterios para la selección del instrumento de medición de amperaje.	35
Tabla 32. Ponderación de apreciación para la selección del instrumento de medición de amperaje.....	35
Tabla 33. Ponderación de mantenimiento para la selección del instrumento de medición de amperaje.	36
Tabla 34. Ponderación de facilidad de instalación para la selección del instrumento de medición de amperaje.	36
Tabla 35. Ponderación de costo para la selección del instrumento de medición de amperaje.	37

Tabla 36. Selección de los instrumentos para la selección del instrumento de medición de amperaje.....	37
Tabla 37. Variable independiente.	42
Tabla 38. Variable dependiente	43
Tabla 39. Datos de intensidad de corriente para la calibración y obtención de datos del sensor de amperaje.....	46
Tabla 40. Factores para la obtención de la medida de amperaje.	47
Tabla 41. Datos de intensidad de corriente para la calibración y obtención de datos del divisor de voltaje.....	47
Tabla 42. Resumen de datos monitoreados del día uno.	63
Tabla 43. Resumen de datos monitoreados del día dos.	65
Tabla 44. Resumen de datos monitoreados del día tres.	67
Tabla 45. Resumen de datos monitoreados del día cuatro.	69
Tabla 46. Resumen de datos monitoreados del día cinco.	71
Tabla 47. Resumen de datos monitoreados del día seis.	73
Tabla 48. Resumen de datos monitoreados del día siete.....	75
Tabla 49. Resumen de datos monitoreados del día ocho.	77
Tabla 50. Resumen de datos monitoreados del día nueve.	79
Tabla 51. Resumen de datos monitoreados del día diez.	81
Tabla 52. Resumen de datos monitoreados del día once.	83
Tabla 53. Resumen de datos monitoreados del día doce.	85
Tabla 54. Resumen de datos monitoreados del día trece.	87
Tabla 55. Resumen de datos monitoreados del día catorce.....	89
Tabla 56. Resumen de datos monitoreados del día quince.	91
Tabla 57. Resumen de datos monitoreados del día dieciséis.	93
Tabla 58. Curva de potencia medida.....	95
Tabla 59. Curva de potencia corregida.	96
Tabla 60. Velocidad de viento e incertidumbre de la velocidad de rotación del rotor para el análisis de resultados.	96
Tabla 61. Velocidad de viento e incertidumbre del voltaje para el análisis de resultados.	97
Tabla 62. Velocidad de viento e incertidumbre del amperaje para el análisis de resultados.....	97

Tabla 63. Factores característicos del aerogenerador.	98
Tabla 64. Producción de energía anual entregada por el aerogenerador.	98

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo experimental consiste en la obtención de la curva de característica de un aerogenerador de baja potencia ubicado en el sector de Río Blanco comunidad Yatzaputzán, provincia de Tungurahua – Ecuador para determinar su eficiencia, para lo cual se han muestreado las siguientes variables: velocidad de viento, velocidad de rotación del rotor, presión, temperatura, voltaje y amperaje entregado por el generador a la red eléctrica, así como también se obtuvo el factor de potencia C_p y la producción de energía anual de la máquina. El análisis se lo realizó en base a la normativa y bibliografía sobre el ensayo de la curva de potencia para pequeños aerogeneradores. El muestreo se lo realizó mediante un sistema de adquisición de datos que en tiempo real guarda los datos muestreados en una base de datos propia del mismo para tabularlos mediante el método de los bins y estadísticamente obtener valores; máximo, mínimo, desviación estándar y promedio para cada bin de velocidad de viento para luego graficar la curva de potencia, curva de factor de potencia, curva de coeficiente de par y coeficiente global de potencia. Se tomaron intervalos de tiempo óptimos para las mediciones con los que se puedan analizar de mejor manera el comportamiento del rotor en operación que permitirá poder realizar en un futuro los cambios necesarios para aumentar su rendimiento y mejorar su eficiencia.

ABSTRACT

The present experimental work consists of obtaining the characteristic curve of a low power wind turbine located in the sector of Río Blanco community Yatzaputzán, province of Tungurahua - Ecuador to determine its efficiency, for which the following variables have been sampled: of wind, rotation speed of the rotor, pressure, temperature, voltage and amperage delivered by the generator to the electric network, as well as the power factor C_p and the annual energy production of the machine were obtained. The analysis was carried out based on the regulations and bibliography on the test of the power curve for small wind turbines.

Sampling was done through a data acquisition system that saves the sampled data in a database of its own in real time to tabulate them using the bine method and statistically obtain values; maximum, minimum, standard deviation and average for each bin of wind speed to then plot the power curve, power factor curve, torque coefficient curve and global power coefficient. Optimal time intervals were taken for the measurements with which the behavior of the rotor in operation can be analyzed in a better way, which will enable us to make the necessary changes in the future to increase its performance and improve its efficiency.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES

1.1.TEMA DEL TRABAJO EXPERIMENTAL

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL ROTOR EN OPERACIÓN DE UN AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA UBICADO EN EL SECTOR DE RÍO BLANCO COMUNIDAD YATZAPUTZÁN PARA DETERMINAR SU EFICIENCIA.

1.2.ANTECEDENTES

La energía es un factor indispensable para el desarrollo y el progreso de una sociedad. En cualquier escenario que se considere, la energía eólica ha demostrado su viabilidad técnica y económica siendo una tecnología madura. Varias razones hacen de la eólica una de las energías renovables con gran desarrollo en los últimos años [1].

El estudio sobre el aprovechamiento del potencial eólico disponible a pequeña escala en el Ecuador en diferentes sectores que presentan recursos renovables que podrían ser utilizados de tal forma que se pueda abastecer de energía a los lugares que presentan dificultades para obtención del mismo en especial con la electrificación en el sector rural. Sin embargo, el desarrollo de este tipo de máquinas a nivel industrial capaz de generar energía ha venido teniendo una acogida representativa en Latinoamérica, en Perú, Costa Rica, Argentina y Chile. Se han desarrollado investigaciones sobre la implementación de aerogeneradores de baja potencia fabricados en pequeños talleres industriales que cumplan con los requerimientos propios de las condiciones óptimas de diseño para que los recursos disponibles puedan ser aprovechados de una manera eficiente.

Los factores por considerar de manera importante son: el tipo de fabricación existente disponible para mini eólica; el diseño de los álabes, la torre de sustentación y finalmente la velocidad del viento media anual la cual determina la energía que se obtendrá de la turbina [2].

En el país diferentes instituciones de educación superior tales como la ESPOCH, UTC, ESPOL, EPN, ESPE y la Universidad Técnica de Ambato se han enfocado en el

desarrollo de proyectos de investigación para el cual se han implementado estudios acerca de potenciales eólicos disponibles en diferentes ciudades del país, así como también el diseño y construcción de aerogeneradores de baja potencia para abastecimiento eléctrico rural [3].

La Universidad Técnica de Ambato posee un proyecto en el cual se ha realizado un estudio de potencial eólico y se ha construido un aerogenerador de baja potencia de flujo axial con capacidad de operación para una velocidad de viento anual de 6m/s que abastece alrededor de 178 W de potencia útil [4].

Actualmente en el país no existen estudios realizados acerca de curvas de potencia enfocados en mini eólica, se busca analizar el comportamiento de la máquina para poder realizar mejoras en su sistema para así garantizar de una mejor manera su eficiencia.

1.3.JUSTIFICACIÓN

La parroquia Pilahuín está conformada de noventa y un asentamientos humanos del cual el sector de Río Blanco forma parte de la zona media de dichos asentamientos, se ubica en la comuna de Yatzaputzán que cuenta con una población aproximada de 192 habitantes dedicados a la agropecuaria y agricultura, entre sus principales actividades se tiene: crianza de bovinos, producción de carne y el cultivo de pasto como su principal fuente de ingresos [5].

El uso de la energía eléctrica en Yatzaputzán es importante ya que mediante este recurso se realizan actividades útiles en el sector entre ellas se tiene: bombeo de agua, uso de congeladores, cercas eléctricas, refrigeradores, televisores e incluso se usa para el secado de productos agrícolas producidos en el sector.

Luego de un análisis de viento y radiación solar en este sector se construyó un aerogenerador de baja potencia para proveer de energía a una casa del sector por las buenas características de velocidad de viento permitiendo así abastecer las necesidades básicas energéticas.

El principal objetivo del proyecto de investigación es la obtención del coeficiente de potencia de la máquina instalada y su curva de potencia, para en un futuro analizar los parámetros que permitan el mejoramiento de la máquina y el aumento de su rendimiento.

1.4.OBJETIVOS:

1.4.1. Objetivo General:

- Analizar el comportamiento del rotor en operación de un aerogenerador de baja potencia ubicado en el sector de Río Blanco comunidad Yatzaputzán para determinar su eficiencia.

1.4.2. Objetivos Específicos:

- Determinar la velocidad del viento del aerogenerador a la altura del buje.
- Determinar la velocidad de rotación del rotor, además del amperaje y voltaje entregado por el generador.
- Determinar la eficiencia en el rotor del aerogenerador.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTACIÓN

2.1.FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

2.1.1. AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA

Son máquinas eólicas pequeñas como se muestra en la figura 1. que consta del aerogenerador o turbina eólica, el controlador de carga, las baterías y el inversor de corriente que se utilizan para alimentar cargas que están alejadas de las redes eléctricas convencionales, típicamente se combinan con bancos de baterías para almacenar la electricidad y posteriormente distribuirla, están diseñadas para producir corriente continua de entre 12v y 48v que posteriormente se transforma corriente alterna a 110v mediante un inversor. Esta clase de aerogeneradores suministra una potencia inferior a los 100 kW y por lo general están direccionados a abastecer de energía eléctrica a viviendas rurales [6].

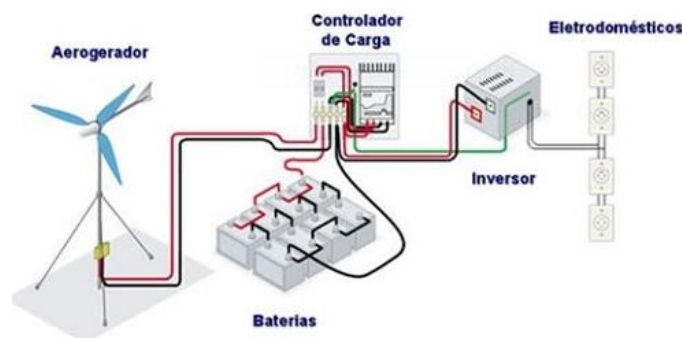


Figura 1. Aerogenerador de baja potencia de imanes permanentes [7].

2.1.2. FUNCIONAMIENTO DEL AEROGENERADOR DE IMANES PERMANENTES

Las máquinas eólicas funcionan bajo el principio de la fuerza de sustentación que se desarrolla en el álabe debido a su diseño aerodinámico, de forma similar al de un ala de avión [1] como se muestra en la figura 2. La energía del viento hace mover los álabes de los generadores, debido a la forma que tienen los álabes, se genera una diferencia de presiones que produce la fuerza necesaria para desencadenar el movimiento rotatorio en el eje principal del generador eólico [8]. En un generador de flujo axial, el flujo magnético pasa por las bobinas en dirección paralela al eje de la

máquina. Se compone de un rotor frontal, un estator y un rotor posterior, ambos rotores están unidos por un eje longitudinal como se muestra en la figura 3. El estator contiene bobinas de alambre de cobre, en las cuales se induce el voltaje producto del flujo variable que produce el campo magnético de los imanes permanentes ubicados en los rotores frontal y posterior. El estator está montado en una base fija, inmóvil. Los imanes permanentes se ubican de forma tal que el flujo magnético pasa de un rotor a otro, cruzando a través de las bobinas del estator, mientras el eje del rotor gira; se induce así el voltaje sinusoidal en los terminales de las bobinas [9].

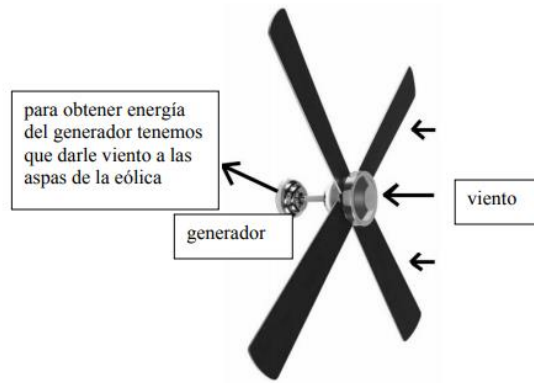


Figura 2. Principio de funcionamiento de un aerogenerador de baja potencia [10]

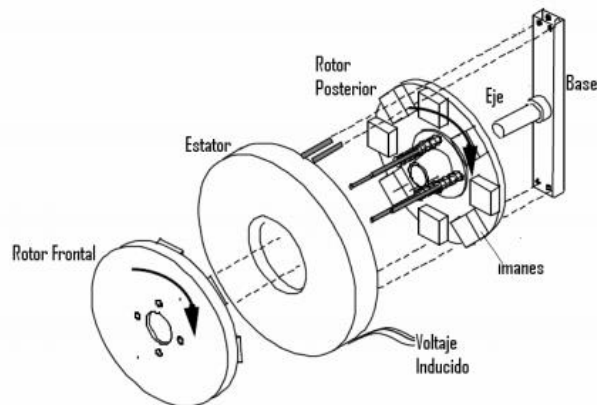


Figura 3. Estructura de un generador de flujo axial [9].

2.1.3. CURVA DE POTENCIA

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador en función de las diferentes velocidades del viento y permite suponer la energía que va a administrar la máquina como se muestra en la figura 4. Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo [11].

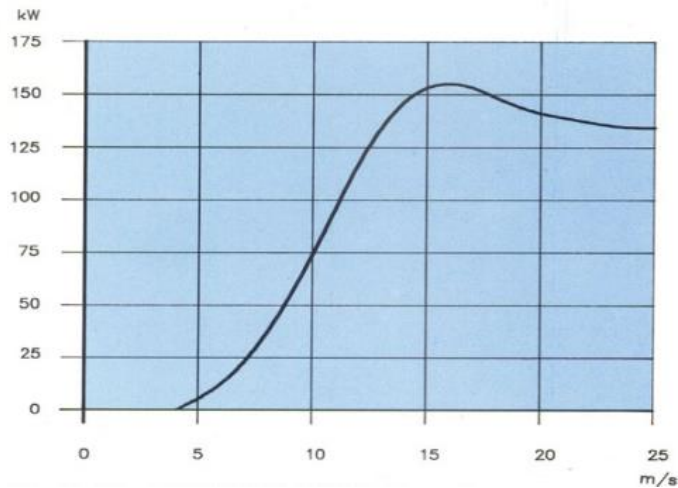


Figura 4. Curva de potencia de un típico aerogenerador [12].

2.1.4. COEFICIENTE DE POTENCIA

Es la relación entre la potencia aprovechada y la disponible. Es la fracción de la energía cinética del viento convertida en energía cinética de rotación en el rotor del aerogenerador. Su valor oscila entre 0 y 0.5925 como se muestra en la figura 5, el coeficiente de potencia indica con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en energía eléctrica para su aprovechamiento [13].

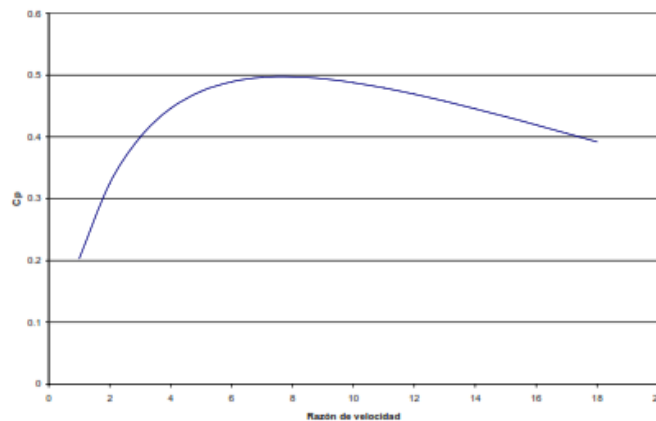


Figura 5. Curva de coeficiente de potencia vs velocidad de viento [13].

2.1.5. CARGA

Se llama carga de una máquina al conjunto de receptores alimentados por ella. Por extensión, también se aplica el término carga a la potencia demandada por estos receptores. En este caso, la suma de todas las cargas de la máquina coincide con la potencia útil entregada [14].

2.1.6. FLUJO DE POTENCIAS EN UN AEROGENERADOR [1]

El flujo de potencias que se inicia en la potencia disponible (P_d) del viento finaliza en la potencia (P_u).

En el flujo de potencias se distinguen las siguientes potencias y rendimientos:

- Potencia disponible (P_d): es la potencia del viento, debida a su energía cinética.
- Coeficiente de potencia (C_p): es la relación entre la potencia en el eje del rotor y la disponible del viento según:

$$C_p = \frac{P}{P_d} = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho v^3 A} \quad (1)$$

En donde:

P: potencia en el eje del rotor del generador (W).

A: área barrida por el rotor del aerogenerador (m^2).

ρ : densidad del aire en condiciones de presión y temperatura del viento (kg/m^3).

v: velocidad del viento medida a la altura del buje del generador (m/s).

- Potencia en el eje del rotor de la eólica (P): es la potencia aprovechada por el rotor de la eólica. Se determina a través de la relación:

$$P = C_p * P_d \quad (2)$$

C_p depende del tipo de rotor, su velocidad de giro y de la velocidad del viento.

- Potencia de accionamiento (P_{acc}): es la potencia en el eje de salida de la caja multiplicadora que se utiliza para el accionamiento de la máquina operadora.
- Potencia útil final (P_u): es la potencia útil que suministra la máquina operadora.
- El rendimiento global (n_g) para todo el conjunto se define como la relación entre la potencia útil final y la potencia eólica disponible en el viento. Este rendimiento global también se conoce como coeficiente eólico eléctrico (C_e) definido según:

$$n_g = \frac{P_u}{P_d} = n_m * n_c * C_p \quad (3)$$

$$n_g = C_e \quad (4)$$

En el caso de un alternador se designa el rendimiento como ($n_e=1$) y la potencia útil (P_u) es la potencia eléctrica activa (P_e) que suministra el alternador en sus bornes se expresa según:

$$\text{Generador trifásico: } P_e = \sqrt{3} U * I * \cos\varphi \quad (5)$$

$$\text{Generador monofásico: } P_e = V * I * \cos\varphi$$

En donde:

U, I: tensión e intensidad de línea en un sistema trifásico (valores eficaces).

V, I: tensión e intensidad en un sistema monofásico (valores eficaces).

Cos φ : factor de potencia [1].

En la curva de potencia se distinguen los siguientes valores significativos como se muestra en la figura 6:

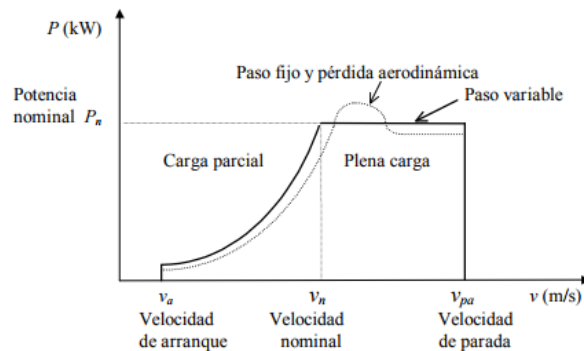


Figura 6. Curvas de potencia de una misma turbina, con regulación por cambio de paso y con regulación por pérdida aerodinámica [15].

- Velocidad de arranque V_a (cut in speed): es la velocidad del viento para la que el aerogenerador comienza a suministrar potencia útil. En aerogeneradores tripala de eje horizontal suele ser del orden de unos 4 m/s.
- Velocidad nominal V_n (rated speed): es la velocidad del viento para la que se alcanza la potencia nominal del aerogenerador.
- Velocidad de desconexión o parada V_{pa} o V_d (cut ut speed): es la velocidad del viento para la que el rotor se detiene por la acción de los sistemas de regulación y control para evitar el riesgo de sufrir daños que pueda causar la gran velocidad del viento.

La curva de potencia se inicia en la velocidad de arranque (V_a) y aumenta hasta alcanzar la potencia o capacidad nominal del aerogenerador (P_n) para la velocidad de viento (V_n). A partir de este valor el sistema de regulación hace que la potencia se

mantenga sensiblemente constante o igual a la nominal, para todo el rango de velocidades de viento comprendidas entre la nominal (V_n) y la de desconexión (V_d). Según el tipo de regulación se distinguen dos tipos de curvas de potencia como se muestra en la figura 7:

- La potencia se mantiene sensiblemente constante en todo el rango de velocidades comprendido entre la velocidad nominal y la de desconexión. Es el caso de los rotores cuyo sistema de regulación es de tipo activo (*pitch*).
- Una vez que la potencia alcanza su valor nominal, se presenta una caída más o menos brusca de la misma, hasta la velocidad de desconexión. Es el caso de los rotores con control por pérdida aerodinámica de tipo pasivo (*stall*) [1].

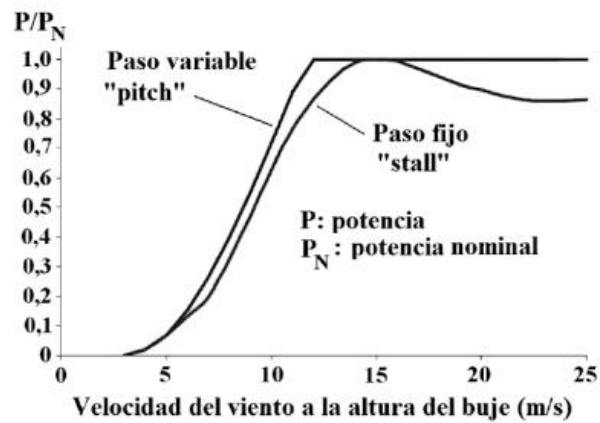


Figura 7. Curvas de potencia para aerogeneradores con regulación de paso fijo (*stall*) y de paso variable (*pitch*) [1].

2.1.7. ROTOR

Convierte la energía cinética del viento en energía cinética de rotación en su eje. Está formado por álabes, buje y nariz. El rotor tripala tiene menos oscilaciones y un mejor equilibrado de las fuerzas giroscópicas como se muestra en la figura 8. Los álabes tienen un diseño aerodinámico y están construidas con materiales ligeros [1].

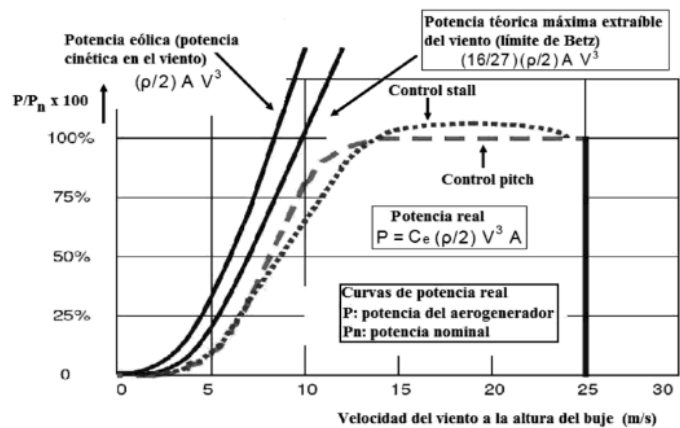


Figura 8. Curvas de potencia para aerogeneradores con control stall y con control pitch [1].

2.1.8. REGULACIÓN, CONTROL DE POTENCIA Y DE VELOCIDAD

Como se muestra en la figura 9. Se tiene el sistema de regulación y control de un rotor de un aerogenerador: a) sistema pasivo de ángulo de paso constante (stall control). En algunos casos el extremo del álabe puede girar convirtiéndose en un tramo activo que actúa como freno aerodinámico; b) sistema activo de ángulo de paso variable (pitch control)

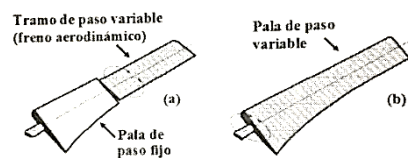


Figura 9. Sistemas de control y regulación de un rotor de un aerogenerador [1].

2.1.9. SISTEMA PASIVO POR PÉRDIDA AERODINÁMICA STALL

En el sistema pasivo por pérdida aerodinámica (stall) el álabe permanece fijo, unido rígidamente al buje del rotor y a medida que crece la velocidad del viento alrededor del álabe aumenta la potencia captada por el rotor [1].

2.1.10. SISTEMA ACTIVO DE ÁNGULO VARIABLE PITCH

El sistema activo de paso variable pitch, el álabe puede girar sobre sí mismo, alrededor de su eje longitudinal, con lo que cambia el ángulo de ataque de viento y en consecuencia varía la fuerza aerodinámica que este ejerce sobre el álabe y por ende se puede aprovechar de una mejor manera las corrientes de viento [1].

2.1.11. SENSÓRICA

El uso de la sensórica dentro de la metrología eólica es de suma importancia para la eficiencia de los resultados ya que existen sensores diseñados capaces de controlar parámetros ambientales específicos que aportan al desarrollo de investigaciones.

Es un concepto genérico que hace referencia a diferentes tipos de sensores para múltiples aplicaciones en la industria, bajo esta palabra se entiende tanto las unidades que emite una señal analógica, como las unidades que emite una señal binaria (encendido o apagado). En todos aquellos lugares donde no sea posible detectar magnitudes eléctricas se requiere la sensórica. Convierte una magnitud física en una magnitud eléctrica [16].

2.1.11.1. SENSOR

Es un dispositivo que a partir de la energía del medio en el cual éste mide arroja una señal de salida traducible que es función de la variable medida como se muestra en la figura 10 [17].

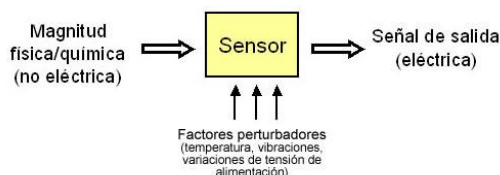


Figura 10. Esquemática de funcionamiento de un sensor [18].

2.1.11.2. TRANSDUCTOR

Es un dispositivo que convierte una señal de una forma física en una señal correspondiente como se muestra en la figura 11, pero de otra forma física distinta, en si convierte un tipo de energía en otro [19]. Un transductor forma parte de un sensor la diferencia entre un sensor y un transductor es que el transductor únicamente cambia el dominio de la variable mientras que el sensor proporciona una salida útil para que ésta pueda ser usada como una variable de entrada hacia un sistema de procesamiento de la información [17].

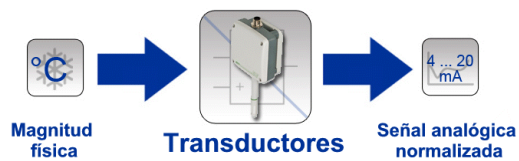


Figura 11. Esquemática de funcionamiento de un transductor [18].

2.1.12. VELOCIDAD DE ROTACIÓN DEL ROTOR

La velocidad angular (ω) de un cuerpo en movimiento circular en torno a un eje, se define como la variación del desplazamiento angular que experimenta en unidad de tiempo. Se expresa en rad/seg, grados/seg, rev/seg o y en rev/min (rpm) [20].

2.1.12.1. TRANSDUCTOR DE EFECTO HALL

El efecto *Hall* es el fenómeno en el que los portadores de carga que se mueven a través de un campo magnético son forzados hacia un lado del medio conductor como se muestra en la figura 12. Los sensores de efecto *Hall* generalmente se los utiliza dentro de una gran serie de aplicaciones entre las principales sirve para medir velocidad angular o detectar la posición de un determinado elemento [21].

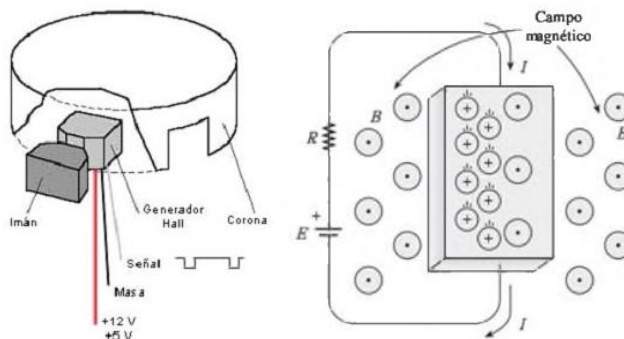


Figura 12. Principio de funcionamiento del transductor efecto hall [22].

2.1.16. VELOCIDAD DEL VIENTO

La velocidad del viento es una magnitud vectorial. El principal instrumento de medición es el anemómetro que registra valores mediante una frecuencia de muestreo y los promedia a lo largo de un tiempo establecido [1]. La medición de la velocidad del viento se debe hacer con un anemómetro de cazoletas con un rango de velocidad a medir de 2 a 16 m/s [23].

2.1.16.1. ANEMÓMETRO

Es un dispositivo que se lo utiliza dentro de la meteorología para la medición de la velocidad de viento como se muestra en la figura 13, disponen de varias aspas en forma de cazoletas que hacen que cuando el viento sopla comiencen a girar y el registro de la cantidad de revoluciones permite determinar la velocidad del viento [24].



Figura 13. Anemómetro de cazoletas NRG [25].

2.1.17. VOLTAJE O TENSION

Es la energía que se requiere para mover una carga a través de un elemento conductor como se muestra en la figura 14, es decir, conduce la energía con mayor o menos intensidad y su unidad de medida es voltio (V) [26].

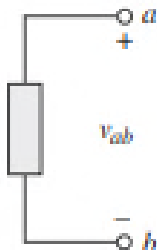


Figura 14. Polaridad de tensión [26].

2.1.18. INTENSIDAD

Es el flujo de carga eléctrica que circula a través de un material respecto al tiempo su unidad de medida es el Ampere (A) como se muestra en la figura 15 [26].

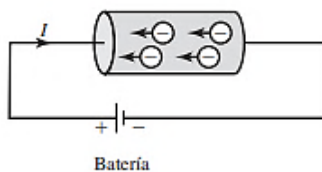


Figura 15. Corriente eléctrica debido al flujo de una carga electrónica [26].

2.1.19. CORRIENTE ALTERNA (AC)

Corriente eléctrica que varía senoidalmente con el tiempo que invierte su dirección de forma repetida; las cargas eléctricas vibran alrededor de puntos relativamente fijos como se muestra en la figura 16. Las plantas de electricidad producen corriente alterna y es la que se emplea en las casas. La corriente alterna permite transmitir energía a grandes distancias con alto voltaje y bajo costo [26].

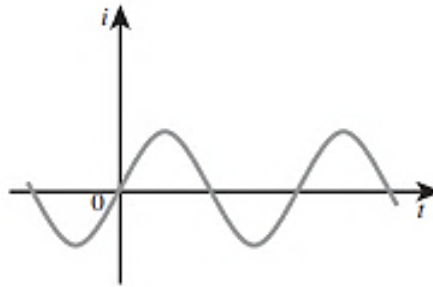


Figura 16. Corriente alterna (AC) [26].

2.1.20. CORRIENTE DIRECTA (DC)

Corriente eléctrica que permanece constante en el tiempo y que fluye solamente en una dirección como se muestra en la figura 17. Los aparatos con baterías producen este tipo de corriente. En este tipo de corriente, los electrones se mueven de la terminal negativa de la pila a la terminal positiva, siempre moviéndose a lo largo del circuito [26].



Figura 17. Corriente directa (DC) [26].

2.1.21. POTENCIA

Es la cantidad de energía entregada en un instante de tiempo como se muestra en la figura 18. Su unidad de medida es el Watt (W) [26].

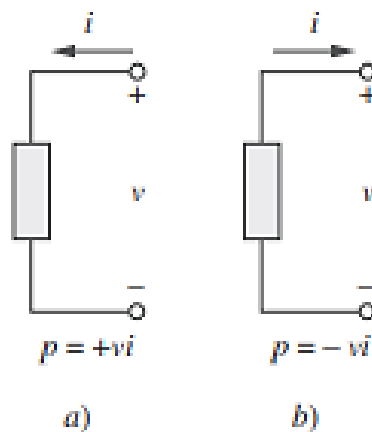


Figura 18. Polaridad de referencia para la potencia con el uso de la convención pasiva del signo: a) absorción de potencia, b) suministro de potencia [26].

2.1.22. SENSOR DE INTENSIDAD DE CORRIENTE

Es un dispositivo capaz de detectar la presencia de una cantidad de corriente eléctrica en una línea de alimentación como se muestra en la figura 19. Una vez que se ha detectado esta corriente, el sensor transforma la medida de corriente en una tensión lo cual es directamente proporcional y representativa de la primera posteriormente este sensor envía la señal representativa a su salida para enviarla a la unidad de procesamiento para su posterior análisis [27].



Figura 19. Sensor de intensidad de corriente [28].

2.1.23. SENSOR DE VOLTAJE

Dispositivo que permite realizar la medición de la diferencia de potencial o tensión que existe entre dos puntos pertenecientes a un circuito eléctrico como se muestra en la figura 20. Los voltímetros tienen que contar con una resistencia eléctrica elevada para que, al ser conectados al circuito para realizar la medición, no generen un consumo que lleve a medir la tensión de manera errónea [29].

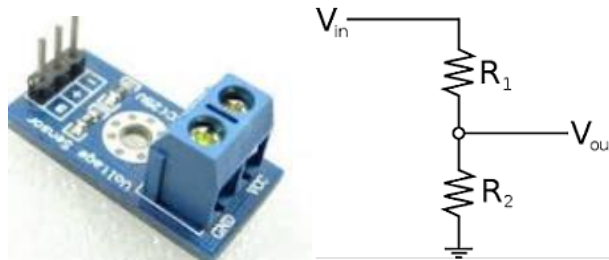


Figura 20. Sensor de voltaje [30]

2.1.24. PRESIÓN ATMOSFÉRICA

Es aquel valor de presión que ejerce el aire debido a la fuerza de gravedad sobre cualquier punto de la superficie de terrestre, es la presión necesaria para que exista vida en la tierra. La presión atmosférica es inversamente proporcional a la altura esto significa que a más altitud la presión disminuye con respecto a todos los lugares situados sobre el nivel del mar [31].

2.1.25. DENSIDAD DEL AIRE

Es la relación entre la cantidad de masa del aire por unidad de volumen. La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa, así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire. A presión atmosférica normal y a 15° C el aire pesa unos 1,225 kilogramos por metro cúbico, aunque la densidad disminuye ligeramente con el aumento de la humedad. Además, el aire es más denso cuando hace frío que cuando hace calor. A grandes altitudes la presión del aire es más baja y el aire es menos denso [32].

2.1.26. TEMPERATURA

Es una magnitud física que representa la cantidad de calor de un objeto, de un cuerpo o incluso de un ambiente posee en cualquier estado de la materia ya sea sólido, líquido o gaseoso. La temperatura permite medir cuan frío o caliente se encuentra un objeto, cuerpo o ambiente.

2.1.27. SENSOR DE PRESIÓN Y DE TEMPERATURA

El sensor de presión y de temperatura como se muestra en la figura 21 es capaz de leer presión barométrica (absoluta) y temperatura. Por medio de cálculos matemáticos es

capaz de detectar diferencias de alturas, la presión atmosférica o barométrica es inversamente proporcional a la altura sobre el nivel del mar, es decir, a medida que elevamos decrece la presión [33].



Figura 21. Sensor de presión y temperatura BMP280 [34].

2.1.28. MEDIDA Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS.

Dentro del análisis acerca de la viabilidad del viento como un recurso no convencional como fuente de energía se requiere conocer sus características como son; la toma de datos, la técnica de medición y el método de tratamiento de los datos.

Para el presente trabajo experimental se tomará como fundamentación la norma IEC 61400-12-1 (2005) sobre el ensayo de la curva de potencia de aerogeneradores de baja potencia [23].

2.1.28.1. ADQUISICIÓN DE DATOS

Los datos han de ser recogidos de manera continua con una velocidad de muestreo de 1 Hz o mayor. El sistema de adquisición de datos debe almacenar o bien los datos muestreados o bien datos estadísticos de un conjunto de datos para lo cual se usará la tarjeta Arduino como se muestra en la figura 22 [1]:

- Valor medio;
- Desviación típica;
- Valor máximo;
- Valor mínimo.

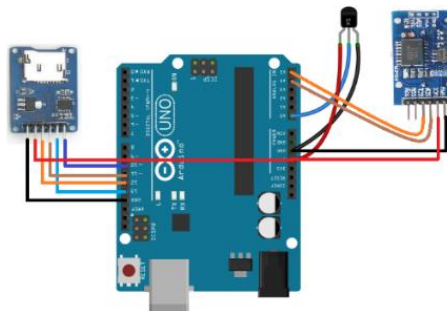


Figura 22. Sistema de adquisición de datos *Arduino* [35]

2.1.29. APLICACIÓN DE LA ESTADÍSTICA A CÁLCULOS EÓLICOS

a) Tratamiento estadístico

El tratamiento de un conjunto de N valores de velocidad (V_1, \dots, V_k) que representan (n_1, \dots, n_k) veces respectivamente cada uno de ellos, se realiza según:

- Agrupación de los datos en clases o categorías, determinando así la frecuencia de clase es decir el número de ellos que pertenecen a cada clase. Cada clase viene definida por sus límites superior e inferior, que definen el intervalo de clase (bin) y su valor medio es la marca de clase. En cálculos eólicos que exigen un cierto grado de precisión se recomienda adoptar un intervalo de clase o bin no mayor de 0.5 m/s [1].

2.1.30. INCERTIDUMBRE

La palabra “incertidumbre” significa duda. Así, en su sentido más amplio, “incertidumbre de medida” significa duda sobre la validez del resultado de una medición. La incertidumbre del resultado de una medición refleja la imposibilidad de conocer exactamente el valor del mensurando. El resultado de una medición tras la corrección de los efectos sistemáticos identificados es aún una estimación del valor del mensurando, dada la incertidumbre debida a los efectos aleatorios y a la corrección imperfecta del resultado por efectos sistemáticos [36].

La curva de potencia de un aerogenerador debe ser complementada con una estimación de la incertidumbre de la medición. La estimación debe basarse en la publicación ISO “Guía para la expresión de la incertidumbre en la medición”, la cual está basada en la aplicación de la desviación estándar para el cálculo del error estimado para la corrección y validación de los resultados, en este caso se aplicará a la potencia ya que la velocidad de viento se representará con la marca de clase de cada intervalo.

La incertidumbre de la potencia eléctrica será realizada mediante las siguientes ecuaciones:

Desviación estándar de la potencia:

$$\sigma_{P,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{j=1}^{N_i} (P_i - P_{n,i,j})^2} \quad (6)$$

Dónde:

$\sigma_{P,i}$: es la desviación típica de los datos de potencia normalizados en el bin i ,

N_i : es el número de conjunto de datos diezminutales en el bin i ,

P_i : es la potencia de salida normalizada y promediada en el bin i (W),

$P_{n,i,j}$: es la potencia de salida normalizada del conjunto de datos j en el bin i (W).

La incertidumbre estándar de la potencia normalizada y promediada en el bin se estima por la ecuación:

$$S_i = S_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}} \quad (7)$$

Dónde:

$S_{P,i}$: es la incertidumbre estándar de la potencia en el bin i ,

$\sigma_{P,i}$: es la desviación típica de los datos de potencia normalizada en el bin i ,

N_i : es el número de conjuntos diezminutales en el bin i .

Para las demás variables como son la velocidad de rotación del rotor, voltaje, y amperaje se trabajará usando la siguiente ecuación se estima de acuerdo a la ecuación 9 que forma parte de una investigación en campo realizada en turbinas eólicas de baja potencia [37].

$$X_{a,b,c,d} = x * 0.95 \quad (8)$$

Dónde:

$X_{a,b,c,d}$: Incertidumbre de las variables de velocidad de rotación del rotor, voltaje y amperaje en el bin i ,

x : valor de las variables de velocidad de rotación del rotor, voltaje y amperaje en el bin i ,

0.95: valor porcentual usado para la estimación de incertidumbre de variables que no poseen fórmulas directas para la aplicación de la misma y se la ha tomado de acuerdo a un análisis realizado en diferentes terrenos para la estimación de la curva de potencia de recurso eólico a baja escala [38].

2.1.31. PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN Y EQUIPOS.

2.1.31.1. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

Es la cantidad de datos que se puede almacenar en un dispositivo de almacenamiento, estos dispositivos pueden contar con memoria interna propia y también con una memoria externa extraíble la cual delimita su capacidad, la capacidad puede ser medida en bytes, kilobytes, megabytes, gigabytes, terabytes, etc.

2.1.31.2. APRECIACIÓN

Es la mínima cantidad que un instrumento puede realizar mediciones de una determinada unidad y magnitud, es decir es la medida que se puede obtener de acuerdo con intervalos preestablecidos en los instrumentos programados manualmente.

2.1.31.3. MANTENIMIENTO

Proceso mediante el cual un instrumento de medida puede recibir tratamientos para su correcto funcionamiento en función del tiempo sin que condiciones exteriores los afecten.

2.1.31.4. FACILIDAD DE INSTALACIÓN

Indica el nivel de dificultad que presentan los instrumentos de medición para ser instalados en el sitio que se desea realizar las mediciones.

2.1.31.5. COSTO

Involucra los costos de adquisición e instalación incluida mano de obra, operación y mantenimiento.

2.1.31.6. MÉTODO ORDINAL DE CRITERIOS PONDERADOS

Es un método que permite la ponderación de criterios y una selección de una alternativa en la etapa conceptual, estableciendo la determinación de un orden preferencial de evaluación sin la necesidad de evaluar los diferentes parámetros de cada propiedad ni estimar numéricamente cada criterio con resultados globales

concretos y satisfactorios. Este procedimiento se basa en la utilización de tablas de ponderación donde cada alternativa se confronta con alternativas restantes a continuación se muestra la tabla 1 que muestra los valores asignados para los criterios de selección [39].

Tabla 1. Valores asignados por el método ordinal de criterios ponderados.

Valor	Criterio
0	Si el criterio de filas es inferior o peor (<) que el de columnas.
0.5	Si el criterio de filas es similar o igual (=) al de las columnas.
1	Si el criterio de filas es superior o mejor (>) que el de las columnas.

Fuente: [39].

Luego, para cada criterio, se suman los valores asignados con relación a los criterios restantes al que se le añade una unidad; después, en otra columna se calculan los valores ponderados para cada criterio. Finalmente, la evaluación total para cada solución resulta de la suma de productos de los pesos específicos de cada solución por el peso específico del respectivo criterio [39].

De los sensores descritos con anterioridad se procederá a realizar la selección de materiales tomando en cuenta parámetros como: capacidad de almacenamiento, apreciación, mantenimiento, facilidad de instalación y costo.

2.1.31.7. PONDERACIÓN

Evaluación del peso específico de cada criterio seleccionado de acorde a las necesidades de la investigación para la implementación de una torre meteorológica para el muestreo de datos de las variables antes mencionadas.

Como se muestra en la tabla 2 se observa que el mantenimiento y la facilidad de instalación tienen un criterio superior al de la capacidad de almacenamiento y costo, debido a que el almacenamiento se limita de acuerdo a la capacidad de una tarjeta de memoria SD en cambio el mantenimiento forma parte de la vida útil del equipo para asegurar su actividad en función del tiempo y las condiciones climáticas extremas del sector; así también la facilidad de instalación cuenta con un criterio superior porque es necesaria la implementación de sensores intercambiables que permitan una rápida instalación en caso de que se dañen para así no perder datos muestreados y lograr establecer una base de datos adecuada.

Tabla 2. Ponderación de criterios para la selección de la base de datos.

Criterio	Capacidad de almacenamiento	Mantenimiento	Facilidad de instalación	Costo	$\Sigma+1$	Ponderación
Capacidad de almacenamiento		1	1	0.5	3.5	0.369
Mantenimiento	0		0.5	0	1.5	0.158
Facilidad de instalación	0	0.5		0.5	2	0.210
Costo	0.5	1	0		2.5	0.263
				Σ	9.5	1

Fuente: Autor

En la tabla 3 se muestra la evaluación del peso específico de la capacidad de almacenamiento para la base de datos.

Tabla 3. Ponderación de capacidad de almacenamiento para la base de datos.

Capacidad de almacenamiento	Datalogger NRG SYMPHONIE PLUS 3	Datalogger Campbell CRX1000	Arduino Mega Due + Raspberry pi 3	$\Sigma+1$	Ponderación
Datalogger NRG SYMPHONIE PLUS 3		0	0	1	0.167
Datalogger Campbell CRX1000	1		0	2	0.333
Arduino Mega Due + Raspberry pi 3	1	1		3	0.5
				Σ	6
					1

Fuente: Autor

En la tabla 4 se muestra la evaluación del peso específico del mantenimiento para la base de datos.

Tabla 4. Ponderación de mantenimiento para la base de datos.

Mantenimiento	Datalogger NRG SYMPHONIE	Datalogger Campbell CRX1000	Arduino Mega Due + Raspberry pi 3	$\Sigma+1$	Ponderación
Datalogger NRG SYMPHONIE PLUS 3		0.5	0	1.5	0.25
Datalogger Campbell CRX1000	0.5		0	1.5	0.25
Arduino Mega Due + Raspberry pi 3	1	1		3	0.5
			Σ	6	1

Fuente: Autor

En la tabla 5 se muestra la evaluación del peso específico de la facilidad de instalación para la base de datos.

Tabla 5. Ponderación de facilidad de instalación para la base de datos.

Facilidad de instalación	Datalogger NRG SYMPHONIE	Datalogger Campbell CRX1000	Arduino Mega Due + Raspberry pi 3	$\Sigma+1$	Ponderación
Datalogger NRG SYMPHONIE PLUS 3		1	1	3	0.375
Datalogger Campbell CRX1000	0.5		0.5	2	0.25
Arduino Mega Due + Raspberry pi 3	1	1		3	0.375
			Σ	8	1

Fuente: Autor

En la tabla 6 se muestra la evaluación del peso específico del costo para la base de datos.

Tabla 6. Ponderación de costo para la base de datos

Costo	Datalogger NRG SYMPHONIE	Datalogger Campbell CRX1000	Arduino Mega Due + Raspberry pi 3	$\Sigma+1$	Ponderación
Datalogger NRG SYMPHONIE PLUS 3		0.5	0	1.5	0.273
Datalogger Campbell CRX1000	1		1	3	0.545
Arduino Mega Due + Raspberry pi 3	0	0		1	0.182
			Σ	5.5	1

Fuente: Autor

En la tabla 7 se muestra la evaluación del peso específico de acuerdo a la ponderación de cada criterio para su respectiva selección.

Tabla 7. Selección de los instrumentos para base de datos.

Conclusiones	Capacidad de almacenamiento	Mantenimiento	Facilidad de instalación	Costo	Σ	Prioridad
Datalogger NRG SYMPHONIE PLUS 3	0.167	0.25	0.375	0.273	1.065	3
Datalogger Campbell CRX1000	0.333	0.25	0.25	0.545	1.378	2
Arduino Mega Due + Raspberry pi 3	0.5	0.5	0.375	0.185	1.56	1

Fuente: Autor

Para la selección de la base de datos a utilizarse en el sistema se ha escogido de acuerdo con la tabla 7 de ponderación el sistema Arduino Mega Due + Raspberry Pi 3 ya que es el de mayor prioridad ya que cuenta con las necesidades inherentes óptimas para la investigación.

En la tabla 8 se muestra la evaluación del peso específico por el método de criterios ponderados para la selección del instrumento de medición de velocidad de viento.

Tabla 8. Ponderación de criterios para la selección del instrumento de medición de velocidad de viento.

Criterio	Apreciación	Mantenimiento	Facilidad de instalación	Costo	$\Sigma+1$	Ponderación
Apreciación	1	0.5	0	1	3.5	0.411
Mantenimiento	0	1	0.5	0	1.5	0.177
Facilidad de instalación	0	0.5	1	0	1.5	0.177
Costo	0.5	0.5	0	1	2	0.235
				Σ	8.5	1

Fuente: Autor

En la tabla 9 se muestra la evaluación del peso específico de la apreciación para el instrumento de medición de la velocidad de viento.

Tabla 9. Ponderación de apreciación para la selección del instrumento de medición de velocidad de viento.

Apreciación	Anemómetro NRG Systems NRG #40C	Anemómetro NRG Systems NRG #40H	Estación meteorológica WeatherPiArduino	$\Sigma+1$	Ponderación
Anemómetro NRG Systems NRG #40C	1	0	0.5	1.5	0.26
Anemómetro NRG Systems NRG #40H	0	1	0.5	2.5	0.416
Estación meteorológica WeatherPiArduino	0.5	0.5	1	2	0.333
			Σ	6	1

Fuente: Autor

En la tabla 10 se muestra la evaluación del peso específico del mantenimiento para el instrumento de medición de la velocidad de viento.

Tabla 10. Ponderación de mantenimiento para la selección del instrumento de medición de velocidad de viento.

Mantenimiento	Anemómetro NRG Systems NRG #40C	Anemómetro NRG Systems NRG #40H	Estación meteorológica WeatherPiArduino	$\Sigma+1$	Ponderación
Anemómetro NRG Systems NRG #40C		0.5	0.5	2	0.333
Anemómetro NRG Systems NRG #40H	0.5		0.5	2	0.333
Estación meteorológica WeatherPiArduino	0.5	0.5		2	0.334
			Σ	6	1

Fuente: Autor

En la tabla 11 se muestra la evaluación del peso específico de la facilidad de instalación para el instrumento de medición de la velocidad de viento.

Tabla 11. Ponderación de facilidad de instalación para la selección del instrumento de medición de velocidad de viento.

Facilidad de instalación	Anemómetro NRG Systems NRG #40C	Anemómetro NRG Systems NRG #40H	Estación meteorológica WeatherPiArduino	$\Sigma+1$	Ponderación
Anemómetro NRG Systems NRG #40C		0.5	0.5	2	0.333
Anemómetro NRG Systems NRG #40H	0.5		0.5	2	0.333
Estación meteorológica WeatherPiArduino	0.5	0.5		2	0.334
			Σ	6	1

Fuente: Autor

En la tabla 12 se muestra la evaluación del peso específico del costo para el instrumento de medición de la velocidad de viento.

Tabla 12. Ponderación de costo para la selección del instrumento de medición de velocidad de viento.

Costo	Anemómetro NRG Systems NRG #40C	Anemómetro NRG Systems NRG #40H	Estación meteorológica WeatherPiArdui	$\Sigma+1$	Ponderación
Anemómetro NRG Systems NRG #40C		0	1	2	0.333
Anemómetro NRG Systems NRG #40H	1		1	3	0.5
Estación meteorológica WeatherPiArduino	0	0		1	0.167
			Σ	6	1

Fuente: Autor

En la tabla 13 se muestra la evaluación del peso específico de acuerdo a la ponderación de cada criterio para su respectiva selección.

Tabla 13. Selección de los instrumentos para la selección del instrumento de medición de velocidad de viento.

Conclusiones	Apreciación	Mantenimiento	Facilidad de instalación	Costo	Σ	Prioridad
Anemómetro NRG Systems NRG #40C	0.26	0.333	0.333	0.333	1.259	2
Anemómetro NRG Systems NRG #40H	0.416	0.333	0.333	0.5	1.582	1
Estación meteorológica WeatherPiArduino	0.333	0.334	0.334	0.167	1.168	3

Fuente: Autor

El anemómetro seleccionado de acuerdo con la tabla 13 de ponderación se ha escogido la prioridad 3 ya que de acuerdo con el método de criterios ponderados se puede observar que mantienen unas características similares y lo único que varía representativamente es el costo entonces debido a esto se ha elegido la estación

meteorológica WeatherPiArduino ya que cumple con los requerimientos óptimos para la investigación.

En la tabla 14 se muestra la evaluación del peso específico por el método de criterios ponderados para la selección del instrumento de medición de la velocidad de rotación.

Tabla 14. Ponderación de criterios para la selección del instrumento de medición de la velocidad de rotación.

Criterio	Apreciación	Mantenimiento	Facilidad de instalación	Costo	$\Sigma+1$	Ponderación
Apreciación	1	0.5	1	3.5	0.411	
Mantenimiento	0	1	0.5	1.5	0.177	
Facilidad de instalación	0	0.5	1	1.5	0.177	
Costo	0.5	0.5	0	2	0.235	
	Σ	8.5	1			

Fuente: Autor

En la tabla 15 se muestra la evaluación del peso específico de la apreciación para el instrumento de medición de la velocidad de rotación.

Tabla 15. Ponderación de apreciación para la selección del instrumento de medición de la velocidad de rotación.

Apreciación	Sensor de efecto Hall	Sensor inductivo	Sensor láser	$\Sigma+1$	Ponderación
Sensor de efecto Hall	1	0.5	1	2.5	0.455
Sensor inductivo	0.5	1	0.5	2	0.364
Sensor láser	0	0	1	1	0.181
	Σ	5.5	1		

Fuente: Autor

En la tabla 16 se muestra la evaluación del peso específico del mantenimiento para el instrumento de medición de la velocidad de rotación.

Tabla 16. Ponderación de mantenimiento para la selección del instrumento de medición de velocidad de rotación.

Mantenimiento	Sensor de efecto Hall	Sensor inductivo	Sensor láser	$\Sigma+1$	Ponderación
Sensor de efecto Hall		1	0.5	2.5	0.455
Sensor inductivo	0.5		0.5	2	0.364
Sensor láser	0	0		1	0.181
			Σ	5.5	1

Fuente: Autor

En la tabla 17 se muestra la evaluación del peso específico de la facilidad de instalación para el instrumento de medición de la velocidad de rotación.

Tabla 17. Ponderación de facilidad de instalación para la selección del instrumento de medición de velocidad de rotación.

Facilidad de instalación	Sensor de efecto Hall	Sensor inductivo	Sensor láser	$\Sigma+1$	Ponderación
Sensor de efecto Hall		0.5	0.5	2	0.333
Sensor inductivo	0.5		0.5	2	0.333
Sensor láser	0.5	0.5		2	0.334
			Σ	6	1

Fuente: Autor

En la tabla 18 se muestra la evaluación del peso específico del costo para el instrumento de medición de la velocidad de rotación.

Tabla 18. Ponderación de costo para la selección del instrumento de medición de velocidad de rotación.

Costo	Sensor de efecto Hall	Sensor inductivo	Sensor láser	$\Sigma+1$	Ponderación
Sensor de efecto Hall		1	1	3	0.545
Sensor inductivo	1		0.5	1.5	0.272
Sensor láser	0	0		1	0.183
			Σ	5.5	1

Fuente: Autor

En la tabla 19 se muestra la evaluación del peso específico de acuerdo a la ponderación de cada criterio para su respectiva selección.

Tabla 19. Selección de los instrumentos para la selección del instrumento de medición de velocidad de rotación.

Conclusiones	Apreciación	Mantenimiento	Facilidad de instalación	Costo	Σ	Prioridad
Sensor de efecto Hall	0.455	0.455	0.333	0.545	1.788	1
Sensor inductivo	0.364	0.364	0.333	0.272	1.333	2
Sensor láser	0.181	0.181	0.334	0.183	0.879	3

Fuente: Autor

La selección del sensor óptimo para la medición de velocidad angular se lo ha realizado de acuerdo con la Tabla 19 de ponderación siendo el escogido la prioridad 1 el sensor de efecto hall ya que es el de mayor puntaje y cumple con los parámetros necesarios para la implementación en el sistema de medición de acuerdo con lo requerido.

En la tabla 20 se muestra la evaluación del peso específico por el método de criterios ponderados para la selección del instrumento de medición de temperatura.

Tabla 20. Ponderación de criterios para la selección del instrumento de medición de temperatura.

Criterio	Apreciación	Mantenimiento	Facilidad de instalación	Costo	$\Sigma+1$	Ponderación
Apreciación	1	0.5	1	3.5	0.411	
Mantenimiento	0	0.5	0	1.5	0.177	
Facilidad de instalación	0	0.5	0	1.5	0.177	
Costo	0.5	0.5	0	2	0.235	
	Σ	8.5	1			

Fuente: Autor

En la tabla 21 se muestra la evaluación del peso específico de la apreciación para el instrumento de medición de temperatura.

Tabla 21. Ponderación de apreciación para la selección del instrumento de medición de temperatura.

Apreciación	Sensor BMP 280	Sensor WTR-270	Sensor WTR-320	$\Sigma+1$	Ponderación
Sensor BMP 280		1	1	3	0.545
Sensor WTR-270	0		0.5	1.5	0.272
Sensor WTR-320	0	0		1	0.181
			Σ	5.5	1

Fuente: Autor

En la tabla 22 se muestra la evaluación del peso específico del mantenimiento para el instrumento de medición de temperatura.

Tabla 22. Ponderación de mantenimiento para la selección del instrumento de medición de temperatura.

Mantenimiento	Sensor BMP 280	Sensor WTR-270	Sensor WTR-320	$\Sigma+1$	Ponderación
Sensor BMP 280		0.5	0.5	2	0.333
Sensor WTR-270	0.5		0.5	2	0.333
Sensor WTR-320	0.5	0.5		2	0.334
			Σ	6	1

Fuente: Autor

En la tabla 23 se muestra la evaluación del peso específico de la facilidad de instalación para el instrumento de medición de temperatura.

Tabla 23. Ponderación de facilidad de instalación para la selección del instrumento de medición de temperatura.

Facilidad de instalación	Sensor BMP 280	Sensor WTR-270	Sensor WTR-320	$\Sigma+1$	Ponderación
Sensor BMP 280		0.5	0.5	2	0.333
Sensor WTR-270	0.5		0.5	2	0.333
Sensor WTR-320	0.5	0.5		2	0.334
			Σ	6	1

Fuente: Autor

En la tabla 24 se muestra la evaluación del peso específico del costo para el instrumento de medición de temperatura.

Tabla 24. Ponderación de costo para la selección del instrumento de medición de temperatura.

Costo	Sensor BMP 280	Sensor WTR-270	Sensor WTR-320	$\Sigma+1$	Ponderación
Sensor BMP 280	1	1	1	3	0.462
Sensor WTR-270	0	1	0.5	1.5	0.231
Sensor WTR-320	0	1	1	2	0.307
			Σ	6.5	1

Fuente: Autor

En la tabla 25 se muestra la evaluación del peso específico de acuerdo a la ponderación de cada criterio para su respectiva selección.

Tabla 25. Selección de los instrumentos para la selección del instrumento de medición de temperatura.

Conclusiones	Apreciación	Mantenimiento	Facilidad de instalación	Costo	Σ	Prioridad
Sensor BMP 280	0.545	0.333	0.333	0.462	1.673	1
Sensor WTR-270	0.272	0.333	0.333	0.231	1.169	2
Sensor WTR-320	0.181	0.334	0.334	0.307	1.156	3

Fuente: Autor

En la tabla 26 se muestra la evaluación del peso específico de la apreciación para el instrumento de medición de presión.

Tabla 26. Ponderación de apreciación para la selección del instrumento de medición de presión.

Apreciación	Sensor BMP 280	Sensor NRG Systems Pressure	Sensor ONSET HO BO Pressure	$\Sigma+1$	Ponderación
Sensor BMP 280	1	1	1	3	0.5
Sensor NRG Systems Pressure	0	1	0.5	1.5	0.25
Sensor ONSET HOBO Pressure	0	0.5	1	1.5	0.25
			Σ	6	1

Fuente: Autor

En la tabla 27 se muestra la evaluación del peso específico del mantenimiento para el instrumento de medición de presión.

Tabla 27. Ponderación de mantenimiento para la selección del instrumento de medición de presión.

Mantenimiento	Sensor BMP 280	Sensor NRG Systems Pressure	Sensor ONSET HOBO Pressure	$\Sigma+1$	Ponderación
Sensor BMP 280	1	0	0	1	0.545
Sensor NRG Systems Pressure	0	1	0	1	0.272
Sensor ONSET HOBO Pressure	0	0	1	1	0.181
			Σ	5.5	1

Fuente: Autor

En la tabla 28 se muestra la evaluación del peso específico de la facilidad de instalación para el instrumento de medición de presión.

Tabla 28. Ponderación de facilidad de instalación para la selección del instrumento de medición de presión.

Facilidad de instalación	Sensor BMP 280	Sensor NRG Systems Pressure	Sensor ONSET HOBO Pressure	$\Sigma+1$	Ponderación
Sensor BMP 280	1	0	0	1	0.545
Sensor NRG Systems Pressure	0	1	0	1	0.272
Sensor ONSET HOBO Pressure	0	0.5	1	1.5	0.181
			Σ	5.5	1

Fuente: Autor

En la tabla 29 se muestra la evaluación del peso específico del costo para el instrumento de medición de presión.

Tabla 29. Ponderación de costo para la selección del instrumento de medición de presión.

Costo	Sensor BMP 280	Sensor WTR-270	Sensor WTR-320	$\Sigma+1$	Ponderación
Sensor BMP 280	1	1	1	3	0.5
Sensor NRG Systems Pressure	0	1	0	1	0.25
Sensor ONSET HOBO Pressure	0	0	1	1	0.25
			Σ	5	1

Fuente: Autor

En la tabla 30 se muestra la evaluación del peso específico de acuerdo a la ponderación de cada criterio para su respectiva selección.

Tabla 30. Selección de los instrumentos para la selección del instrumento de medición de presión.

Conclusiones	Apreciación	Mantenimiento	Facilidad de instalación	Costo	Σ	Prioridad
Sensor BMP 280	0.5	0.545	0.545	0.5	2.09	1
Sensor NRG Systems Pressure	0.25	0.272	0.272	0.25	1.044	2
Sensor ONSET HOBO Pressure	0.25	0.181	0.181	0.25	0.862	3

Fuente: Autor

La selección del sensor de temperatura y presión de acuerdo con la Tabla 25 y Tabla 30 de ponderación se ha escogido el sensor BMP 280 integrado que aborda la medición de presión y temperatura por ende optimizamos recursos para la implementación del sistema en la investigación.

En la tabla 31 se muestra la evaluación del peso específico por el método de criterios ponderados para la selección del instrumento de medición de medición de amperaje.

Tabla 31. Ponderación de criterios para la selección del instrumento de medición de amperaje.

Criterio	Apreciación	Mantenimiento	Facilidad de instalación	Costo	$\Sigma+1$	Ponderación
Apreciación		1	0.5	1	3.5	0.411
Mantenimiento	0		0.5	0	1.5	0.177
Facilidad de instalación	0	0.5		0	1.5	0.177
Costo	0.5	0.5	0		2	0.235
				Σ	8.5	1

Fuente: Autor

En la tabla 32 se muestra la evaluación del peso específico de la apreciación para el instrumento de medición de amperaje.

Tabla 32. Ponderación de apreciación para la selección del instrumento de medición de amperaje.

Apreciación	Sensor de Amperaje-Arduino acs712-30a	Sensor de corriente de núcleo dividido	Sensor de corriente de cuerda	$\Sigma+1$	Ponderación
Sensor de Amperaje-Arduino acs712-30a		1	1	3	0.545
Sensor de corriente de núcleo dividido	0		0.5	1.5	0.272
Sensor de corriente de cuerda flexible RCT-1800	0	0		1	0.181
				Σ	5.5
					1

Fuente: Autor

En la tabla 33 se muestra la evaluación del peso específico del mantenimiento para el instrumento de medición de amperaje.

Tabla 33. Ponderación de mantenimiento para la selección del instrumento de medición de amperaje.

Mantenimiento	Sensor de Amperaje-Arduino acs712-30a	Sensor de corriente de núcleo dividido	Sensor de corriente de cuerda	$\Sigma+1$	Ponderación
Sensor de Amperaje-Arduino acs712-30a		1	0.5	2.5	0.454
Sensor de corriente de núcleo dividido	0		0.5	1.5	0.273
Sensor de corriente de cuerda flexible RCT-1800	0	0.5		1.5	0.273
				Σ	5.5
					1

Fuente: Autor

En la tabla 34 se muestra la evaluación del peso específico de la facilidad de instalación para el instrumento de medición de amperaje.

Tabla 34. Ponderación de facilidad de instalación para la selección del instrumento de medición de amperaje.

Facilidad de instalación	Sensor de Amperaje-Arduino acs712-30a	Sensor de corriente de núcleo dividido	Sensor de corriente de cuerda	$\Sigma+1$	Ponderación
Sensor de Amperaje-Arduino acs712-30a		0.5	0.5	2	0.333
Sensor de corriente de núcleo dividido	0.5		0.5	2	0.333
Sensor de corriente de cuerda flexible RCT-1800	0.5	0.5		2	0.334
				Σ	3
					1

Fuente: Autor

En la tabla 35 se muestra la evaluación del peso específico del costo para el instrumento de medición de amperaje.

Tabla 35. Ponderación de costo para la selección del instrumento de medición de amperaje.

Costo	Sensor de Amperaje-Arduino acs712-30a	Sensor de corriente de núcleo dividido	Sensor de corriente de cuerda	$\Sigma+1$	Ponderación
Sensor de Amperaje-Arduino acs712-30a		1	1	3	0.5
Sensor de corriente de núcleo dividido	0		0	1	0.25
Sensor de corriente de cuerda flexible RCT-1800	0	0		1	0.25
			Σ	5	1

Fuente: Autor

En la tabla 36 se muestra la evaluación del peso específico de acuerdo a la ponderación de cada criterio para su respectiva selección.

Tabla 36. Selección de los instrumentos para la selección del instrumento de medición de amperaje.

Conclusiones	Apreciación	Mantenimiento	Facilidad de instalación	Costo	Σ	Prioridad
Sensor de Amperaje- Arduino acs712-30a	0.545	0.454	0.333	0.5	1.832	1
Sensor de corriente de núcleo dividido	0.272	0.273	0.333	0.25	1.128	2
Sensor de corriente de cuerda flexible	0.181	0.273	0.334	0.25	1.038	3

Fuente: Autor

El instrumento de medición de amperaje se escogió de acuerdo con la tabla 36 de ponderación la cual indica que la prioridad 1 es la de mayor puntaje y es la adecuada para el sistema.

2.2. HIPÓTESIS

El análisis del comportamiento del rotor en operación de un aerogenerador de baja potencia en el sector de Río Blanco comunidad Yatzaputzán permitirá determinar su eficiencia.

2.3. SEÑALAMIENTO DE VARIABLES DE LA HIPÓTESIS

2.4. VARIABLE INDEPENDIENTE

Análisis del comportamiento del rotor en operación de un aerogenerador de baja potencia en el sector de Río Blanco comunidad Yatzaputzán

2.5. VARIABLE DEPENDIENTE

Eficiencia del aerogenerador

2.6. CONECTOR

Permitirá

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

3.1. NIVEL O TIPO DE INVESTIGACIÓN

Para el siguiente trabajo experimental se ha realizado lo siguiente:

3.1.1. CUANTITATIVA

Se examinará los datos en forma numérica, basados en principios de estadística para determinar mediante cálculos medibles los resultados de lo medido *in situ* de acuerdo con los sensores instalados.

3.1.2. EXPLORATORIA

Se analizará el comportamiento del aerogenerador de baja potencia para determinar su eficiencia y que en un futuro se pueda realizar cambios que faciliten una mejora en su funcionamiento.

3.1.3. BIBLIOGRÁFICA

Según fuentes bibliográficas y normativas se busca enriquecer el estudio de acuerdo con los diferentes métodos usados de levantamiento y recopilación de datos para la obtención de la curva de potencia del aerogenerador.

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA

3.2.1. POBLACIÓN

Al tratarse de un trabajo experimental el universo de estudio está constituido por la cantidad de datos muestreados de las variables antes mencionadas en el tiempo 30 días. De acuerdo con la IEC – 2005 se tiene que para realizar el ensayo de curva de potencia de pequeños aerogeneradores se requieren al menos 60h de medición continua para la obtención de datos.

Esta investigación contará con un tiempo estimado de 30 días para el muestreo respectivo con el fin de evitar errores en la medición, corregir errores que puedan

presentarse en el sistema de adquisición de datos y sensores, así como también para obtener una mejor apreciación de la curva de potencia.

Para la velocidad de viento se tiene los siguientes datos:

Se realizará la medición cada 2 segundos y cada 10 minutos un promedio durante un mes. El rango a realizar las mediciones es de 2 a 25 m/s [40]. Se parte de una velocidad de 2 m/s porque es la velocidad de viento que brinda la energía cinética necesaria para vencer la inercia del generador y que empiece el giro de los álabes del aerogenerador. Datos de velocidad de viento muestreados cada dos segundos.

$$30 \text{ días} * \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} * \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} = 2592000 \text{ s}$$

$$\frac{2592000 \text{ s}}{2 \text{ s}} = 1296000 \quad (9)$$

Datos de velocidad de viento promediadas cada 10 minutos:

$$30 \text{ días} * \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} * \frac{60 \text{ min}}{1 \text{ h}} = 43200 \text{ min}$$

$$\frac{43200 \text{ min}}{10 \text{ min}} = 4320 \quad (10)$$

Para la velocidad de rotación se tienen los siguientes datos:

$$30 \text{ días} * \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} * \frac{60 \text{ min}}{1 \text{ h}} = 86400 \text{ min}$$

$$\frac{86400 \text{ min}}{1 \text{ min}} = 86400 \quad (11)$$

Para el voltaje se tienen los siguientes datos:

Se realizará la medición cada 2 segundos.

$$30 \text{ días} * \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} * \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} = 2592000 \text{ s}$$

$$\frac{2592000 \text{ s}}{2 \text{ s}} = 1296000 \quad (12)$$

Para el amperaje se tienen los siguientes datos:

Se realizará la medición cada 2 segundos.

$$30 \text{ días} * \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} * \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} = 2592000 \text{ s}$$

$$\frac{2592000 \text{ s}}{2 \text{ s}} = 1296000 \quad (13)$$

Para la temperatura se tienen los siguientes datos:

Se realizará la medición cada 10 segundos y cada 10 minutos un promedio durante un mes y se tiene:

Datos de temperatura muestreada cada 2 segundos.

$$30 \text{ días} * \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} * \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} = 2592000 \text{ s} \quad (14)$$
$$\frac{2592000 \text{ s}}{2 \text{ s}} = 1296000$$

Datos de temperatura promediados cada 10 minutos:

$$30 \text{ días} * \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} * \frac{60 \text{ min}}{1 \text{ h}} = 43200 \text{ min} \quad (15)$$
$$\frac{43200 \text{ min}}{10 \text{ min}} = 4320$$

Para la presión se tienen los siguientes datos:

Se realizará la medición cada minuto y cada diez minutos un promedio durante un mes y se tiene:

Datos de presión muestreada cada 2 segundos.

$$30 \text{ días} * \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} * \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} = 2592000 \text{ s} \quad (16)$$
$$\frac{2592000 \text{ s}}{2 \text{ s}} = 1296000$$

Datos de presión promediados cada 10 minutos:

$$30 \text{ días} * \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} * \frac{60 \text{ min}}{1 \text{ h}} = 43200 \text{ min} \quad (17)$$
$$\frac{43200 \text{ min}}{10 \text{ min}} = 4320$$

3.2.2. MUESTRA

Los datos anteriores son promedios de los intervalos y serán los que se utilizarán para el análisis del comportamiento del generador.

3.3. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

Variable independiente: Análisis del comportamiento del rotor en operación de un aerogenerador de baja potencia en el sector de Río Blanco comunidad Yatzaputzán.

Tabla 37. Variable independiente.

Concepto	Categoría	Indicadores	Ítem	Técnicas	Instrumentos
Convierte la energía cinética del viento en energía cinética de rotación en su eje provocando mediante el giro sobre una serie de bobinados la generación de corriente que provoca una caída de tensión la cual se aprovecha para cargar baterías	Generador	Voltaje	Voltaje medido a diferentes velocidades de viento (0- 20 v)	Revisión de bibliografía y normativa.	-Fichas de recolección de datos. -Sensor de voltaje
		Amperaje	Amperaje medido a diferentes velocidades de viento (0 – 60 A)		-Fichas de recolección de datos. -Sensor de amperaje
	Rotor	Velocidad de viento	Velocidades de viento medida a la altura del buje (2-25) m/s		-Fichas de recolección de datos -Anemómetro
		Velocidad de rotación	Velocidad de rotación medida a diferentes velocidades de viento		-Fichas de recolección de datos -Transductor de efecto hall
	Mástil	Presión	Pa		-Fichas de recolección de datos
		Temperatura	(-2 – 25) °C		-Sensor integrado

Fuente: Autor

Variable dependiente: Eficiencia del aerogenerador.

Tabla 38. Variable dependiente

Concepto	Categoría	Indicadores	Ítem	Técnicas	Instrumentos
Es la razón de la energía útil que entrega el aerogenerador después de un proceso de transformación de un flujo de potencias generadas en la máquina	Potencia	Coefficiente de potencia	0-0.59	Revisión de bibliografía y normativa	Fichas de recolección de datos y software
		Coefficiente de par	Cm		
		Potencia eléctrica	W		
		Coefficiente global de potencia	Ce		
		AEP Producción de energía anual	kWh		

Fuente: Autor

3.4. PLAN DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

La recopilación de los datos necesarios para la obtención de la curva de potencia del aerogenerador se la llevará a cabo en la comunidad Yatzaputzán en el sector de Río Blanco, Parroquia Pilahuín provincia de Tungurahua.

Para realizar el plan de recolección de la información se procederá a especificar de acuerdo con bibliografía y normativa correspondiente sobre el ensayo de la curva de potencia de aerogeneradores de baja potencia.

3.4.1. SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS Y MONITOREO

Para la medición y registro de las variables propuestas con anterioridad que influyen en la generación de energía del aerogenerador, se realizó una instalación de instrumentos meteorológicos capaces de medir y registrar de modo fiable los diferentes parámetros necesarios para la obtención de la curva de potencia.

Lo que se necesita es capturar variables cada cierto tiempo respecto al funcionamiento del aerogenerador, las variables que se pretenden medir son las siguientes:

Presión atmosférica, temperatura del entorno, la velocidad del viento, la velocidad de rotación del rotor del aerogenerador; el amperaje generado y la capacidad de voltaje

con carga generado debido a que el voltaje sin carga ya fue medido por Aguilar [4] y Claudio [41].

Se utilizará un equipo electrónico que sea capaz de capturar estas medidas y las almacene en una base de datos, cuya información será almacenada en reportes históricos dentro de un medio de almacenamiento y será del uso de usuario cuando estime conveniente y desde cualquier parte del mundo. El sistema de recolección de datos consta de una tarjeta *Arduino*, sensores, microprocesador, y *Raspberry pi*.

El aerogenerador al girar sus hélices mueve el rotor en cuyo interior posee imanes permanentes los cuales al rotar sobre un arreglo de bobinados genera corriente provocando una caída de tensión la cual se aprovechará para cargar un juego de baterías.

El sensor de *rpm*: Consta de un sensor de efecto hall y un pequeño micro controlador *pic*, el primero detecta campos magnéticos, el segundo procesa los pulsos, los trasforma a RPM y los envía por comunicación; si pasamos un imán por el frente del sensor de efecto *Hall*, este detecta activando o poniendo en alto una de sus salidas y cuando se retira el imán colocara la salida en estado bajo con lo cual tenemos un generador de pulsos digitales como se muestra en la figura 23.

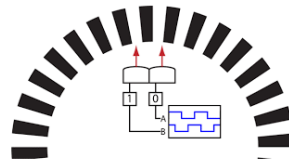


Figura 23. Estado digital del sensor de efecto hall de acuerdo con el campo magnético detectado [34].

Para medir la velocidad de rotación se utilizará un micro controlador *pic* que forma parte del módulo de efecto *Hall* como se muestra en la figura 24 el cual contará los pulsos en un determinado tiempo y obtendrá como resultado del conteo las revoluciones que se generó en un tiempo específico; como principio básico solo basta colocar (n) número de imanes separados uniformemente alrededor del rotor y contar cuantos pulsos se generó en un tiempo determinado, para el caso de aerogenerador se colocara 4 imanes en el rotor y se contará cuantos pulsos dio en medio segundo 0.5 segundos y obtendremos las rps que con una pequeña fórmula programada dentro del *pic* trasformará las *rps* en *rpm*, con lo cual se tendrá un sensor de *rpm* de tiempo real.



Figura 24. Módulo del sensor de efecto *Hall* para la medición de la velocidad angular [34].

El *pic* es un micro procesador como se muestra en la figura 25 el cual se le programa con un código específico para que realice determinadas acciones como lectura de pines, cálculos matemáticos y transmisión de información vía serial, USB, I2C, entre otros, el que utilizaremos es la comunicación I2C debido a que permite implementar varios sensores en paralelo con una sola entrada de datos.



Figura 25. Microprocesador pic 16f628a para el conteo de pulsos [42].

Anemómetro de efecto *Hall*: Este sensor basa su funcionamiento al ya descrito también utiliza un sensor de efecto *Hall* el cual detecta la rotación de las paletas generando un tren de pulsos que contados en una unidad de tiempo determinará la rotación en *rpm*, la cual trasformada o procesada por un micro controlador *pic* trasformará por medio de una relación matemática las *rpm* en m/s la cual es la unidad de medida de la velocidad del viento, cabe mencionar que este *pic* enviará la información procesada vía I2C.

Sensor de corriente (figura 19): Este módulo permite cuantificar la cantidad de corriente que pasa por un determinado circuito, El sensor de corriente ACS712 es una solución económica para medir corriente, internamente trabaja con un sensor de efecto *Hall* que detecta el campo magnético que se produce por inducción de la corriente que circula por la línea que se está midiendo. Se muestra el eje *y* que está determinado por la cantidad de intensidad de corriente detectada (-30 a 30 A) de acuerdo con la denominación del sensor y el eje *x* representa la lectura de voltaje con la cual se realizará la transformación mediante una fórmula matemática y una regla de tres simple.

En la tabla 39 se muestra los datos utilizados para la calibración y obtención de datos del sensor de corriente de efecto *Hall*, como se muestra en la figura 26 se tiene la ecuación que permitirá obtener los datos de voltaje en función de la resolución en bits del sensor.

Tabla 39. Datos de intensidad de corriente para la calibración y obtención de datos del sensor de amperaje

Dato (Bits)	Voltaje (V)
987	4.7
938	4.3
928	4
847	3.5
773	2.6
657	1.3
544	0.5
545	0.35
517	0.1

Fuente: Autor

En la figura 26 se muestra la ecuación que permitirá la obtención de la ecuación para la transformación de los bits en voltaje mediante el sensor de efecto *Hall*.

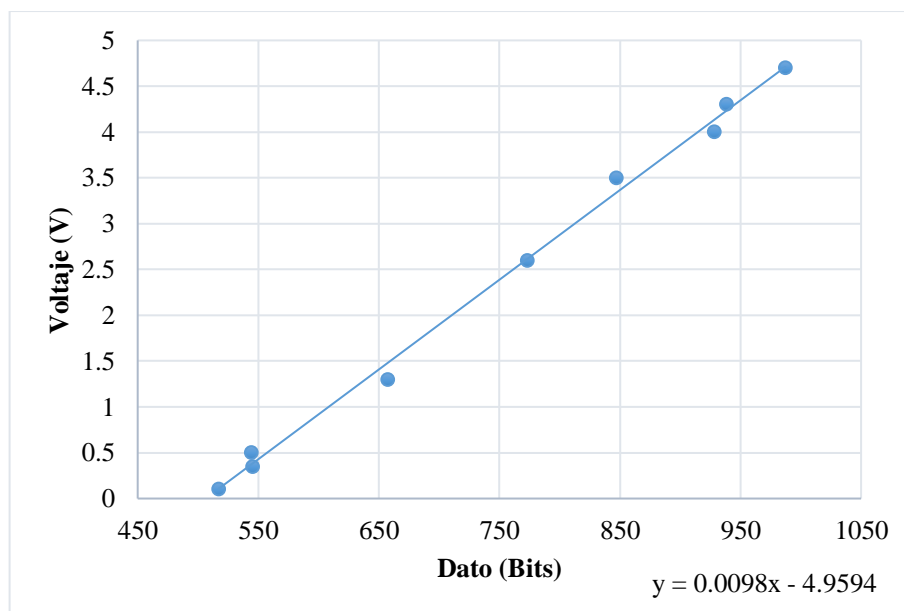


Figura 26. Datos para la calibración del sensor de amperaje; voltaje entregado a la red eléctrica por el aerogenerador vs dato (bits) de entrada [Autor].

En la tabla 40 se muestra los datos utilizados para la calibración en función del voltaje ya obtenido y ahora en función de la capacidad de medición del sensor como se muestra en la figura 27.

Tabla 40. Factores para la obtención de la medida de amperaje.

Voltaje (V)	Amperaje (A)
4.7	30
4.3	27.45
4	25.53
3.5	22.34
2.6	16.60
1.3	8.30
0.5	3.19
0.35	2.23
0.1	0

Fuente: Autor

En la figura 27 se muestra la ecuación que permitirá la obtención de la ecuación para la transformación del amperaje mediante el sensor de efecto *Hall*.

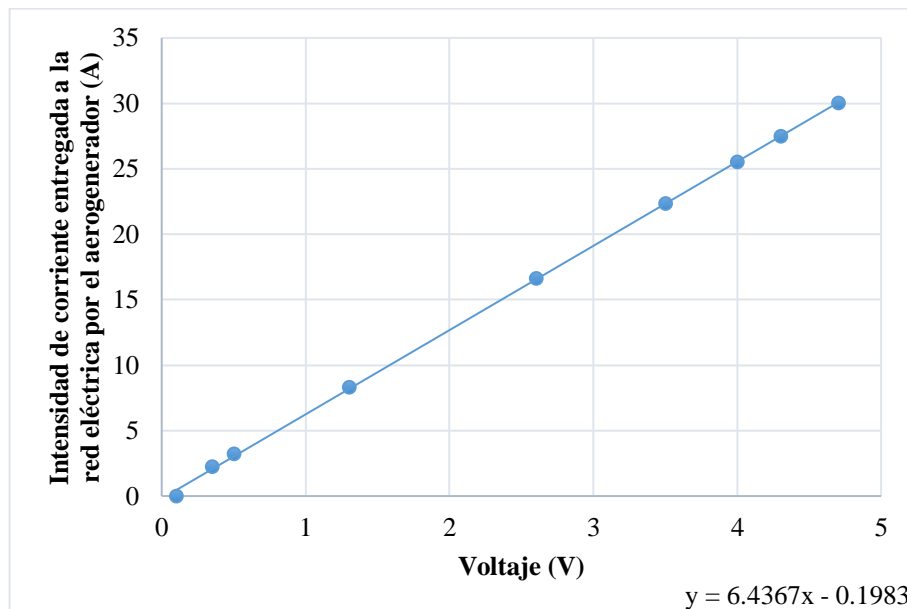


Figura 27. Datos para la calibración del sensor de amperaje; intensidad de corriente entregado a la red eléctrica por el aerogenerador vs voltaje de entrada [Autor].

Sensor de voltaje (figura 20): No existe como tal un sensor de voltaje de corriente directa, lo que sí se puede hacer es usar un divisor de voltaje por medio de resistencias. En la tabla 41 se muestra los parámetros establecidos de transformación para la calibración del divisor de voltaje mediante el juego de resistencias.

Tabla 41. Datos de intensidad de corriente para la calibración y obtención de datos del divisor de voltaje.

Voltaje	Dato decimal
20	995
18	896
17	847
16	797

15	747
14	697
13	649
12	641
10	543
9	447
8	394
6	296
5	246

Fuente: Autor

Como se puede observar en la figura 28 se tiene los datos para la ecuación de la recta que permitirá la obtención de la ecuación para determinar el valor de la variable requerida.

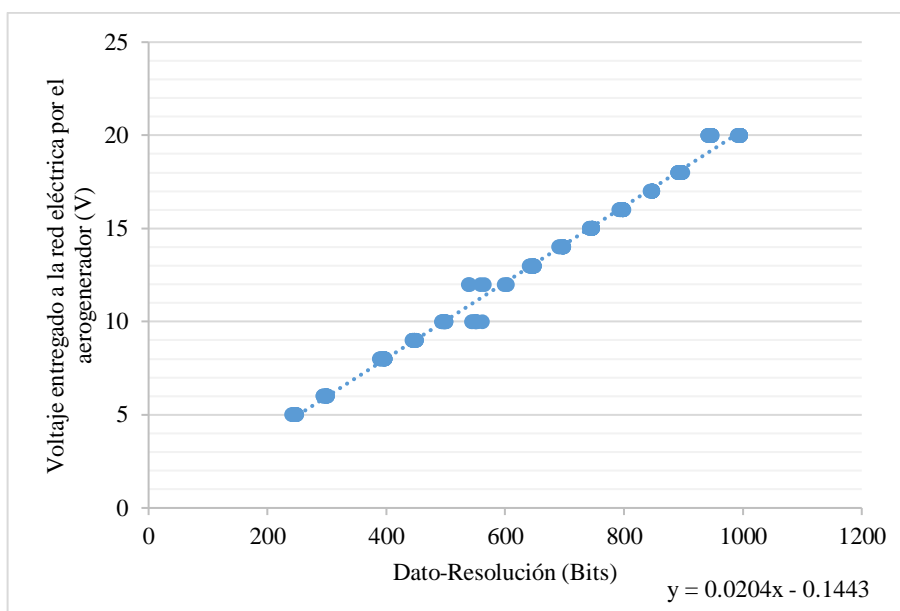


Figura 28. Datos para la calibración de lectura de datos del divisor de voltaje; voltaje entregado a la red eléctrica por el aerogenerador vs voltaje de entrada [Autor].

El sensor de presión y temperatura BMP280 (figura 21): Este módulo integra dos sensores el de presión y de temperatura cada uno de ellos es procesado por su propio micro controlador el cual para hacer uso de estas mediciones basta con conectar al *Arduino* por medio de comunicación I2C y leer el parámetro deseado.

El *Arduino* (figura 22): Este dispositivo se encargará de leer los datos de todos los sensores, internamente se programará para que realice una lectura cada cierto tiempo y una vez que tenga los datos disponibles y leídos, calculados y procesados los envíe por medio de comunicación serial o USB a las PC de almacenamiento que en este caso es una *Raspberry pi* como se muestra en la figura 29.

Posible formato de trama:

Dato_1; Dato_2; Dato_3; Dato_4; Dato_5; Dato_6; Dato_7; Dato_8; Dato_9

72; 15; 1.2; 24; 28.8; 297; 100; CL; CR

Dato_1; =Revoluciones=72RPM

Dato_2; =Velocidad del aire=15m/s

Dato_3; =Corriente=1.2A

Dato_4; =Voltaje=24V

Dato_5; =Potencia=28.8W

Dato_6; =Temperatura=297°K

Dato_7; =Presión=100Pa

Dato_8; =Fin de línea=CL

Dato_9; =Retorno=CR

Raspberry pi: Este equipo es una PC en pequeña escala tiene 1 RAM, la capacidad de disco duro viene dado por el tamaño de almacenamiento de la SD Card, puerto Ethernet, salida Wifi, 4 conectores USB, y salida de audio, salida de video RF y HDMI, salidas y entrada de pines digitales.

Lo que se realizará en la Pc es instalar un sistema operativo básico, que permita instalar un servidor web que en este caso será el “LAMP”, una plataforma para crear una base de datos que será “Phpmyadmin” la cual gestionará la base de datos y permitirá el acceso remoto al sistema.



Figura 29. Módulo de Raspberry pi [34].

3.4.2. EVALUACIÓN DE LA VELOCIDAD DE VIENTO

Para evaluación de potencial eólico, interesa que la frecuencia de muestreo sea lo mayor posible. Se recomienda que el periodo de medición no exceda de 5 o 10 segundos (frecuencias de 0.1 a 0.2 Hz). Se llevará a cabo la medición de velocidad de viento cada 2 segundos, y a los 10 minutos un promedio de la cantidad de datos obtenidos para lograr un detalle confiable de la velocidad de viento.

Se instaló un mástil de 11 m de altura para la colocación de un anemómetro de cazoletas a la altura del buje separado mástil del aerogenerador para evitar perturbaciones y vibraciones producidas por el paso del viento. La ubicación radial que posee el anemómetro es de 2 metros porque es la distancia que no interfiere cuando el aerogenerador gira sobre su eje de acuerdo con la dirección del viento y en dirección Oeste debido a que se pretende evitar cualquier tipo de interferencia al aerogenerador que perjudique su funcionamiento y altere las mediciones.

Para la obtención de los datos muestreados por el anemómetro se tiene los siguientes datos según el fabricante [43]:

$$1 \text{ pulso} = 2.4 \frac{\text{km}}{\text{h}} = 0.66 \frac{\text{m}}{\text{s}} \quad (18)$$

$$1 \text{ pulso} = 1 \text{ segundo}$$

Entonces para el cálculo de la velocidad de viento se tiene:

$$2.4 \frac{\text{km}}{\text{h}} * \frac{1000 \text{ m}}{1 \text{ km}} * \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 0.66 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$3 \text{ pulsos} = 1 \text{ rev} \quad (19)$$

$$0.66 \frac{\text{m}}{\text{s}} \rightarrow 1 \text{ segundo}$$

$$v \rightarrow t \text{ (s)}$$

Donde:

t: tiempo que transcurre en el paso de la cazoleta por el sensor de efecto *Hall* (s).

v: velocidad del viento obtenida mediante una regla de tres simple (m/s)

El tratamiento estadístico de los datos de viento obtenidos *in situ* se los realizará en intervalos de clase (bin) de medición de 0.5 m/s para obtener un grado de precisión aceptable, en un rango de velocidades de 2 m/s hasta 25 m/s ya que con un rango de velocidades de 2 a 3 m/s la energía cinética del viento provee la fuerza necesaria para mover los álabes del aerogenerador y hacerlo girar.

3.4.3. EVALUACIÓN DE LA VELOCIDAD DE ROTACIÓN DEL ROTOR

Es muy importante obtener la medición y registro de velocidad angular del aerogenerador durante todo el proceso de obtención de datos para la realización de la curva de potencia.

Los pulsos serán registrados a partir de 3 imanes colocados en los álabes del aerogenerador para mejorar la resolución del sistema, de forma que por cada giro del

rotor se registre pulsos por el paso de los imanes para determinar así la medida de velocidad angular requerida. Se usará un sensor de efecto *Hall* que registrará 3 pulsos para la interpretación de los datos muestreados:

Entonces para el cálculo de las rpm se tiene:

$$\frac{1 \text{ pulso}}{x \text{ (s)}} * \frac{60 \text{ s}}{1 \text{ min}} * \frac{1 \text{ rev}}{3 \text{ pulsos}} = \text{velocida angular (rpm)} \quad (20)$$

Donde:

x: tiempo que transcurre en el paso de imán por el sensor de efecto *Hall* colocado en los álabes del aerogenerador (s).

pulso: generado por el paso de cada imán de los álabes del aerogenerador.

El sensor de medición de velocidad angular es muy preciso de acuerdo con la cantidad de pulsos que éste registre. El sensor de efecto *Hall* debe almacenar los registros de velocidad angular a una misma hora de ocurrencia que la del registro de la velocidad de viento desde un reloj establecido por el sistema de adquisición de datos, de esta manera se puede obtener la curva de rpm en función de la velocidad de viento. La curva de velocidad angular es la primera parte antes de la obtención de curva de potencia del aerogenerador. Para ser obtenida, la base de datos de velocidad angular debe ser unida con la base de datos de la velocidad de viento.

3.4.4. EVALUACIÓN DE PRESIÓN Y TEMPERATURA

La medición de presión y temperatura se la realizará mediante un sensor ambiental integrado. La unidad combina sensores de alta precisión y alta linealidad para presión, humedad y temperatura. El sensor de presión es un sensor absoluto de presión barométrica con características de precisión y resolución. El sensor de temperatura integrado ha sido optimizado para una alta resolución.

Los rangos de temperatura para el muestreo serán de -2 °C a 25 °C [40]. Con intervalos de muestreo de 2 segundos en la medición. El muestreo de la presión será cada minuto y posteriormente cada 10 minutos se realizó un promedio de los datos obtenidos de presión y temperatura individualmente.

La ubicación del sensor de presión y temperatura será a 2 m de altura en el mástil propio de aerogenerador por cuestiones de mantenimiento.

Para la obtención de la densidad se la realizó mediante la ecuación de estado:

$$Pv = mRT \text{ (base masa)} \quad (21)$$

$$\frac{m}{v} = \rho = \frac{P}{RT}$$

Dónde:

ρ : densidad del aire (kg/m³)

P: presión del aire (Pa)

R: constante específica del aire (287.05 J/kg*°K)

T: temperatura del aire (°K)

Los datos del muestreo se la llevarán a cabo desde un reloj establecido por el sistema de adquisición de datos.

3.4.5. EVALUACIÓN VOLTAJE Y AMPERAJE

Para la obtención de datos de amperaje y voltaje se lo realizó con los sensores antes mencionados y para el muestreo se usará intervalos de 2 segundos. Los datos deberán ser registrados a la misma hora de ocurrencia de las demás variables desde un reloj establecido por el sistema de adquisición de datos.

3.4.6. SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS Y CONEXIÓN DE LOS SENSORES.

En la figura 30 se muestra el diagrama de conexión de sistema utilizado para la implementación de los sensores y medición de las variables anteriormente mencionadas.

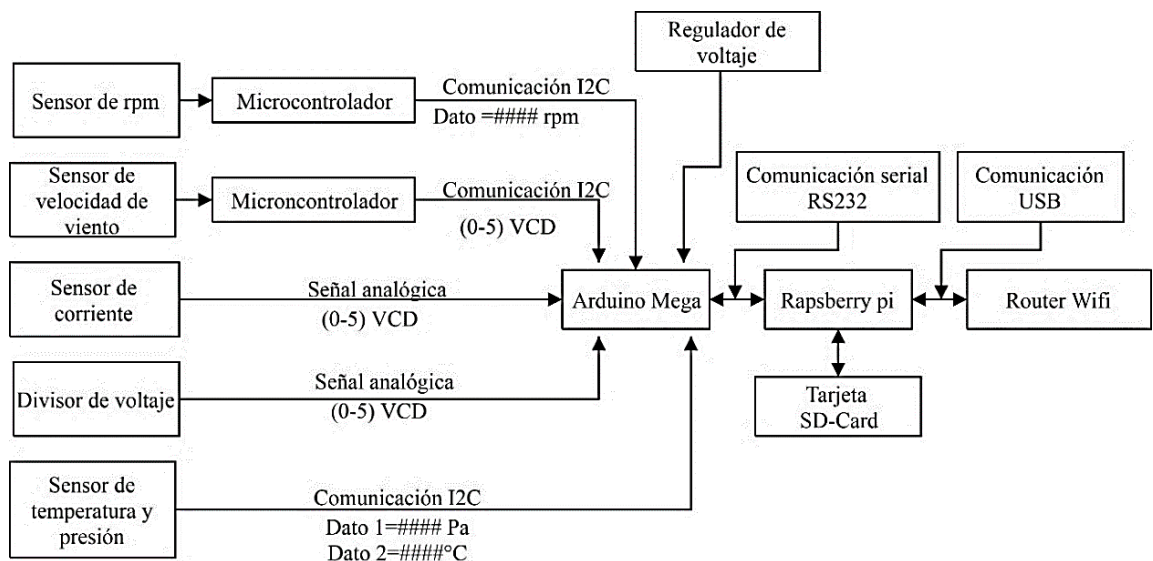


Figura 30. Diagrama de conexión del sistema de adquisición de datos y sensores [Autor].

3.4.7. ANÁLISIS DEL TIEMPO DE MEDICIÓN DE LA VELOCIDAD DE VIENTO, VELOCIDAD ANGULAR, TEMPERATURA, PRESIÓN, VOLTAJE Y AMPERAJE.

De acuerdo con la norma IEC61400-12-1 (2005), en el literal (m) del apartado 7.3 del Ensayo de curva de potencia de pequeños aerogeneradores se establece que el tiempo de medición para el ensayo de curva de potencia de pequeños aerogeneradores es de al menos 60 h para lo cual el presente trabajo de investigación realizó el levantamiento de los datos durante el periodo de 30 días para una mejor apreciación de los resultados. El análisis diario de las diferentes variables que se miden con los sensores que conforman el sistema es fundamental para tener una idea del comportamiento del aerogenerador y detectar posibles fallas en los sensores o en el sistema de adquisición que retrase el muestreo de datos para ser procesados, además busca describir de una mejor manera el funcionamiento del aerogenerador.

Después se integró las variables medidas para obtener la curva de potencia de la máquina diariamente que sería un ciclo completo menor y podrá ser comparado con los demás días medidos para verificar el correcto funcionamiento de los sistemas de medición y registro de datos, finalmente se procedió unir los diferentes datos diarios para formar una curva de potencia que esté respaldada por una gran cantidad de datos para contemplar un ciclo mayor de medición.

3.4.8. NORMALIZACIÓN DE LOS DATOS

Todo el conjunto de datos medidos tiene que ser sometidos a normalización de dos densidades de aire de referencia respectivamente. La primera será la densidad del aire sobre el nivel del mar según la atmósfera estándar de ISO (1.225 kg/m^3), la segunda debe ser el promedio de la densidad del aire de los datos medidos in situ durante el ensayo.

$$\rho_{10\text{minutos}} = \frac{B_{10\text{minutos}}}{R * T_{10\text{minutos}}} \quad (22)$$

En dónde:

$\rho_{10\text{minutos}}$: es la densidad del aire promediada en 10 minutos (kg/m^3)

$B_{10\text{minutos}}$: es la presión atmosférica medida y promediada en 10 minutos (Pa)

R: constante específica de los gases ideales ($287.05 \text{ J/kg}^{\circ}\text{K}$)

$T_{10\text{minutos}}$: es la temperatura absoluta del aire medida y promediada en 10 minutos ($^{\circ}\text{K}$)

Para el cálculo de la potencia normalizada se tiene la ecuación:

$$P_n = P_{10\text{minutos}} * \frac{\rho_o}{\rho_{10\text{minutos}}} \quad (23)$$

En dónde:

P_n : es la potencia normalizada (W)

$P_{10\text{minutos}}$: potencia medida y promediada en 10 minutos (W)

ρ_o : es la densidad de aire de referencia (1.225 kg/m^3)

$\rho_{10\text{minutos}}$: es la densidad del aire promediada en 10 minutos (kg/m^3)

Para el cálculo de la velocidad de viento normalizada se tiene la ecuación:

$$V_n = V_{10\text{minutos}} * \left(\frac{\rho_{10\text{minutos}}}{\rho_o} \right)^{1/3} \quad (24)$$

En dónde:

V_n : es la velocidad del viento normalizada (m/s)

$V_{10\text{minutos}}$: es la velocidad del viento medida y promediada en 10 minutos (m/s)

3.4.9. DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE POTENCIA MEDIDA

Para la realización de la curva de potencia se determinará usando el método de los bins al conjunto de los datos medidos, usando un rango de bin de 0.5 m/s y posteriormente calculando los valores medios de la potencia y velocidad de viento normalizadas para cada bin de velocidad según las siguientes ecuaciones:

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (25)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (26)$$

En dónde:

V_i : es la velocidad de viento normalizada y promediada en el bin i (m/s)

$V_{n,i,j}$: es la velocidad del viento normalizada del conjunto de datos j en el bin i (m/s)

P_i : es la potencia normalizada y promediada en el bin i (W)

$P_{n,i,j}$: es la potencia normalizada del conjunto de datos j en el bin i (W)

N_i : es el número de datos diezminutales en el bin i .

3.4.10. COEFICIENTE DE POTENCIA C_p

Para la determinación del coeficiente de potencia C_p se detalló según la siguiente ecuación:

$$C_{p,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2}\rho_o A V_i^3} \quad (27)$$

En dónde:

$C_{p,i}$: es el coeficiente de potencia en el bin i

V_i : es la velocidad de viento normalizada y promediada en el bin i (m/s)

P_i : es la potencia normalizada y promediada en el bin i (W)

A : es el área barrida del rotor del aerogenerador (m²)

ρ_o : es la densidad de aire de referencia (1.225 kg/m³)

3.4.11. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL

La producción anual de energía se la determina aplicando distribuciones de frecuencia de velocidad de viento a la curva de potencia medida. Se debe realizar con una distribución de Rayleigh o una distribución de Weibull con un factor de forma 2 y ésta se debe usar como distribución de frecuencia de la velocidad del viento de referencia. En las estimaciones de la producción de energía anual deben realizarse para velocidades de viento anuales a la altura del buje del aerogenerador de 4,5,6,7,8,9,10 y 11 m/s según la ecuación:

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (28)$$

En dónde:

AEP: producción anual de energía (kWh)

N_h : es el número de horas en un año ≈ 8760 (h)

N : es el número de bins

V_i : es la velocidad del viento normalizada y promediada en el bin i (m/s)

P_i : es la potencia normalizada y promediada en el bin i (W)

$$F(V) = 1 - e^{\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{ave}} \right)^2 \right)} \quad (29)$$

En dónde:

$F(V)$: es la distribución de probabilidad acumulada de Rayleigh para la velocidad de viento

V_{ave} : es la velocidad de viento anual a la altura del buje (m/s)

V : es la velocidad del viento (m/s)

3.5. PLAN DE PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS

Con la información obtenida del sistema de adquisición de datos del aerogenerador se procederá a realizar las tablas correspondientes para la comprensión de los resultados, mediante gráficos y el análisis respectivo para así realizar la obtención de la curva de potencia de la máquina.

Para el respectivo procesamiento de la información del sistema de adquisición se realizó los siguientes pasos:

- Clasificación de las bases de datos de las variables de: velocidad de viento, velocidad de rotación del rotor, temperatura, presión, voltaje y amperaje.
- Realizar las divisiones de clase correspondientes a la velocidad de viento a intervalos de 0.5 m/s en un rango de 2 m/s a 25 m/s.
- Tabular los datos de viento de acuerdo a la marca de clase; la velocidad de rotación del rotor, el voltaje, el amperaje y la potencia de acuerdo a los bins.
- Graficar la curva de potencia en función de la velocidad de viento usando el promedio del método de los bins para cada intervalo de clase.
- Graficar la curva del coeficiente de potencia, coeficiente global de potencia eléctrica, y coeficiente de par de la máquina vs velocidad de viento.
- Finalmente interpretar los gráficos, analizar los resultados y detallar el comportamiento de la máquina en operación.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1. RECOLECCIÓN DE DATOS

Los datos de velocidad de viento, velocidad de rotación del rotor, presión, temperatura, voltaje y amperaje fueron recogidos según se muestra en la figura 31. que consta de un sistema de adquisición de datos y muestreo (Datalogger) así como los diferentes instrumentos para las mediciones de las variables respectivas.



Figura 31. Instalación del Datalogger y los sensores [Autor].

En la figura 32 se muestra la implementación de un colchón de adoquines para estabilizar la torre meteorológica.



Figura 32. Colchón de adoquines cuadrados para la sustentación y estabilidad de la base meteorológica [Autor].

En la figura 33 se muestra cómo se levantó la torre que conforma la estación meteorológica que se encuentra a la misma altura que el aerogenerador.



Figura 33. Levantamiento de la torre para el muestreo del aerogenerador [Autor].

En la figura 34 se muestra las torres del aerogenerador y meteorológicas aseguradas con sus tensores y estacas.



Figura 34. Aerogenerador y torre de muestreo [Autor].

Se realizó el cambio del cableado del sistema de control ya que se encontraba en mal estado y se colocó el sensor de amperaje en la conexión a la carga como se muestra la figura 35 y figura 36.



Figura 35. Cableado del sistema de control en mal estado [Autor].



Figura 36. Reestructuración del cableado del sistema de control para realizar las mediciones [Autor].

En la figura 37 se muestra la base del aerogenerador hundida debido a que la tierra donde está asentada se humedece y se debilita por las condiciones climáticas del sector lo que hace que se entierre e incline lo que provoca en la máquina la presencia de esfuerzos que podrían afectar su funcionamiento.



Figura 37. Base del aerogenerador enterrada causado por el trabajo de la misma y las condiciones climáticas [Autor].

Se colocó adoquines cuadrados que formen parte de un soporte en la base de la máquina como se muestra en la figura 38 porque de acuerdo a su funcionamiento y en base a las condiciones climáticas, la base de la máquina suele hundirse y con esto logramos nivelar adecuadamente la torre del aerogenerador con respecto al suelo.



Figura 38. Colchón de adoquines cuadrados para una mejor estabilidad de la máquina [Autor].

Se realizó la instalación de los imanes en los álabes del aerogenerador para la obtención de los datos de la velocidad de rotación del rotor como se muestra en la figura 39.



Figura 39. Instalación de los imanes para la medición de la velocidad de rotación del rotor [Autor].

En la figura 40 se muestra la instalación del sensor para la obtención de los datos de velocidad de rotación del rotor, para esto se desmontó el aerogenerador y se lo bajó con una grúa para poder colocar el sensor y los imanes.



Figura 40. Instalación del sensor de rpm a la altura del buje [Autor].

Los datos muestreados se descargan del sistema mediante extensión .CSV archivo de Excel lo cual consta de la siguiente trama como se muestra en la figura 41:

Fecha registro (dd/mm/aa hh/mm/ss)	Velocidad del viento a la altura del buje (m/s)	Velocidad de giro del rotor (rpm)	Voltaje generador (V)	Amperaje módulo (A)	Amperaje conexión a la carga (A)	Potencia módulo (W)	Potencia conexión a la carga (W)	Presión (Pa)	Temperatura (°C)	Densidad (kg/m³)
16/02/18 00:00:00	0.396	0	0	0	0	0	0	63091.9	7.6	0.783
16/02/18 00:00:00	0.396	0	0	0	0	0	0	63090.3	7.58	0.783
16/02/18 00:00:00	3.234	0	0	0	0	0	0	63090.3	7.58	0.783
16/02/18 00:00:00	3.234	0	0	0	0	0	0	63090.3	7.58	0.783
16/02/18 00:00:00	3.366	0	0	0	0	0	0	63090.3	7.58	0.783

Figura 41. Trama de los datos extraídos del Datalogger en formato .csv [Autor].

4.2. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Se ha procedido a realizar el muestreo diario de datos para posteriormente tabularlos estadísticamente y así obtener un resumen que permita observar de una mejor manera el comportamiento de la máquina, con los cuales se efectuará las tabulaciones y gráficas de los resultados.

Para el análisis del comportamiento del rotor se presentan a continuación tablas con análisis diarios monitoreados de la máquina que favorecerán para la obtención de la curva de potencia, cabe mencionar que se tiene un histórico de datos pero se mostrará las tablas de los días en que la turbina ha sido más eficiente de acuerdo a la velocidad de viento en el sector.

En la figura 42. se muestra la metodología a realizar el procedimiento de obtención de la curva de potencia del aerogenerador.

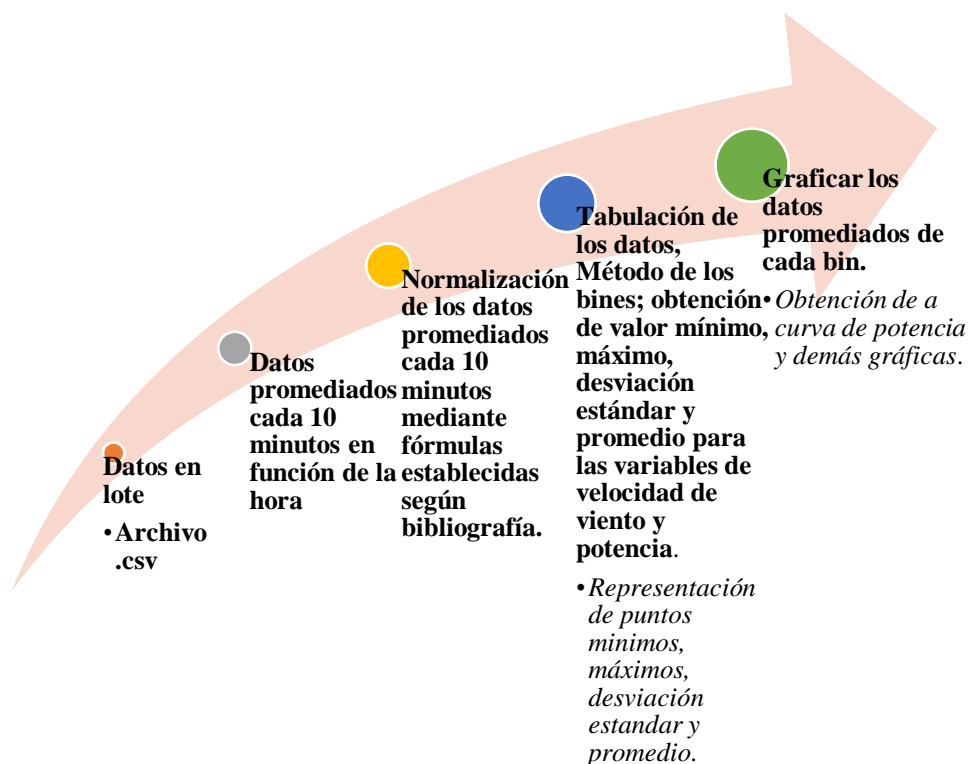


Figura 42. Análisis de los resultados a partir de lo establecido por bibliografía y normativa [Autor].

4.2.1. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL MONITOREO DE LA MÁQUINA DATOS PRELIMINARES

En la tabla 42 se muestra los datos obtenidos del día uno por el método de los bins para la obtención de las curvas referenciales para el análisis del comportamiento de la máquina.

Tabla 42. Resumen de datos monitoreados del día uno.

Bin N°	Velocidad de viento (m/s)	Potencia (W)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Coficiente de potencia (Cp)
0	-	-	-	-
1	2.24	3.0	1.7	0.1
2	2.72	10.69	5.95	0.158
3	3.25	26.39	14.67	0.236
4	3.76	45.61	24.84	0.266
5	4.25	66.14	36.11	0.265
6	4.75	98.66	53.86	0.283
7	5.25	126.44	69.59	0.269
8	5.74	149.43	82.92	0.242
9	6.24	166.21	92.93	0.209
10	6.75	184.00	104.80	0.184
11	7.23	191.51	112.30	0.155
12	7.69	197.50	115.85	0.130
13	8.21	194.96	112.04	0.107
14	8.71	200.09	109.99	0.092
15	9.21	194.18	108.66	0.075
16	9.73	203.62	116.80	0.068
17	10.31	187.85	122.55	0.054

Fuente: Autor.

En la figura 43 se puede observar un valor de potencia máximo de 203.62 W a una velocidad de viento de 9.73 m/s

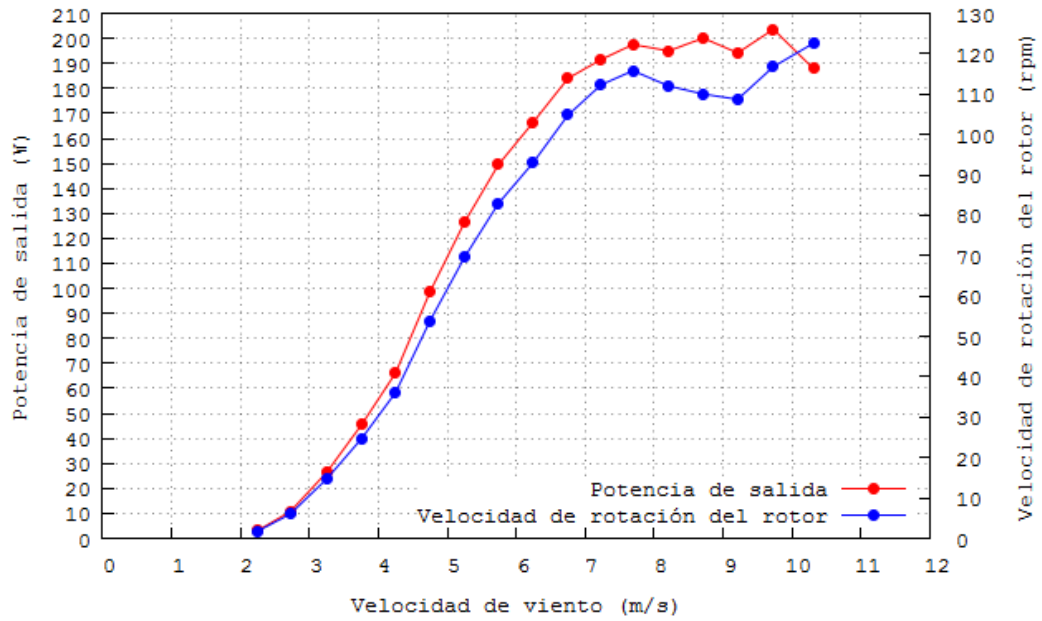


Figura 43. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día uno [Autor].

En la figura 44 se puede observar un valor de coeficiente de potencia máximo de 0.283 a una velocidad de viento de 4.75 m/s

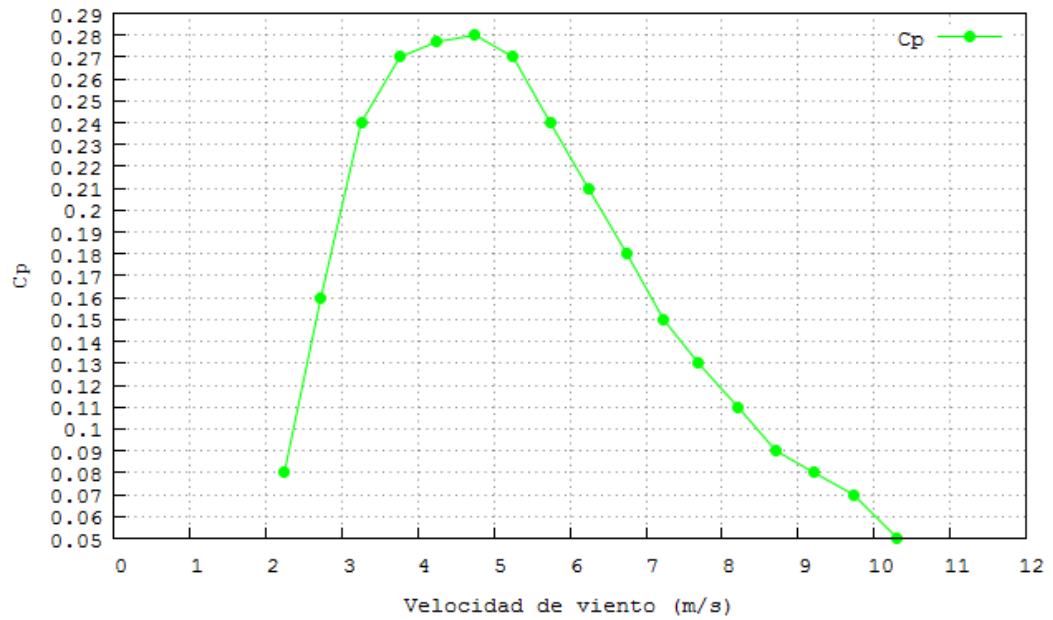


Figura 44. Factor de potencia - velocidad de viento del día uno [Autor].

En la tabla 43 se muestra los datos obtenidos del día dos por el método de los bins para la obtención de las curvas referenciales para el análisis del comportamiento de la máquina.

Tabla 43. Resumen de datos monitoreados del día dos.

Bin N°	Velocidad de viento (m/s)	Potencia (W)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Coefficiente de potencia (Cp)
0	-	-	-	-
1	2.25	0.99	0.6	0.027
2	2.73	2.71	1.7	0.040
3	3.27	6.60	3.8	0.059
4	3.77	12.54	7.1	0.073
5	4.25	22.72	12.6	0.091
6	4.75	50.31	27.1	0.144
7	5.24	85.03	45.0	0.181
8	5.74	116.21	61.7	0.188
9	6.24	146.76	78.6	0.185
10	6.76	172.14	95.4	0.172
11	7.25	191.83	109.3	0.155
12	7.74	198.54	117.0	0.131
13	8.21	200.58	122.0	0.110
14	8.65	195.05	118.7	0.090
15	9.13	202.02	120.7	0.078
16	9.57	166.67	121.6	0.055

Fuente: Autor.

En la figura 45 se puede observar un valor de potencia máximo de 202.02 W a una velocidad de viento de 9.13 m/s

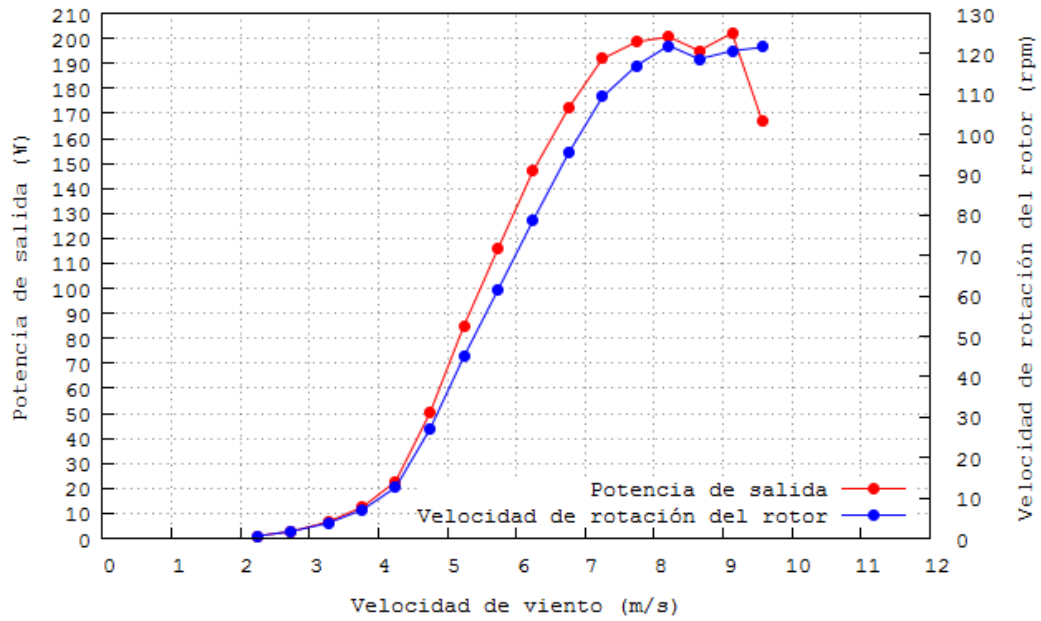


Figura 45. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día dos [Autor].

En la figura 46 se puede observar un valor de coeficiente de potencia máximo de 0.188 a una velocidad de viento de 5.74 m/s

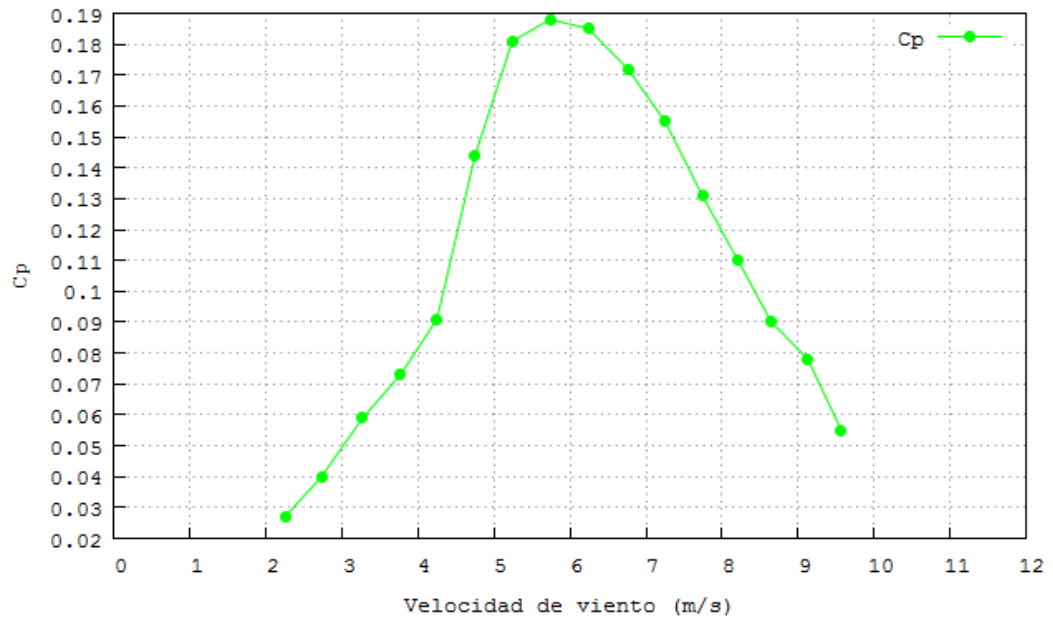


Figura 46. Factor de potencia - velocidad de viento del día dos [Autor].

En la tabla 44 se muestra los datos obtenidos del día tres por el método de los bins para la obtención de las curvas referenciales para el análisis del comportamiento de la máquina.

Tabla 44. Resumen de datos monitoreados del día tres.

Bin N°	Velocidad de viento (m/s)	Potencia (W)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Coefficiente de potencia (Cp)
0	-	-	-	-
1	2.23	0.00	0.0	0.000
2	2.72	0.13	0.1	0.002
3	3.28	0.53	0.4	0.005
4	3.76	2.29	1.3	0.013
5	4.24	7.17	4.1	0.029
6	4.75	22.62	12.5	0.065
7	5.26	32.43	17.9	0.069
8	5.74	43.63	23.8	0.071
9	6.24	49.86	27.3	0.063
10	6.75	51.81	28.5	0.052
11	7.26	58.32	31.7	0.047
12	7.75	75.80	41.3	0.050
13	8.23	94.69	51.9	0.052
14	8.72	126.86	70.1	0.058
15	9.23	152.62	87.2	0.059
16	9.59	156.80	86.7	0.052
17	10.23	178.44	112.7	0.051

Fuente: Autor.

En la figura 47 se puede observar un valor de potencia máxima de 178.44 W a una velocidad de viento de 10.23 m/s .

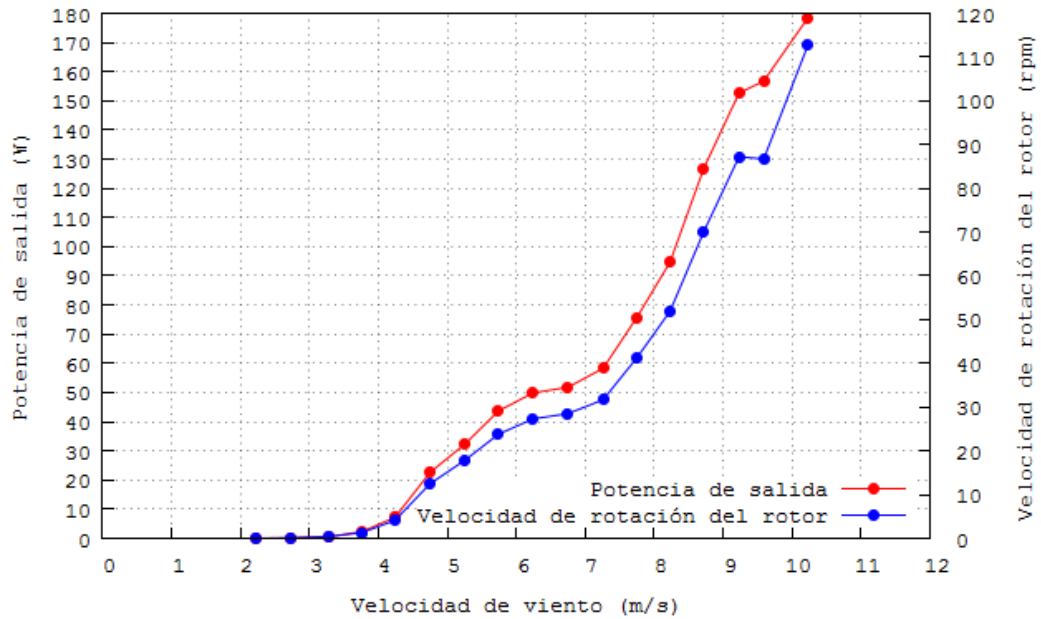


Figura 47. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día tres [Autor].

En la figura 48. se puede observar un valor de coeficiente de potencia máximo de 0.071 a una velocidad de viento de 5.74 m/s

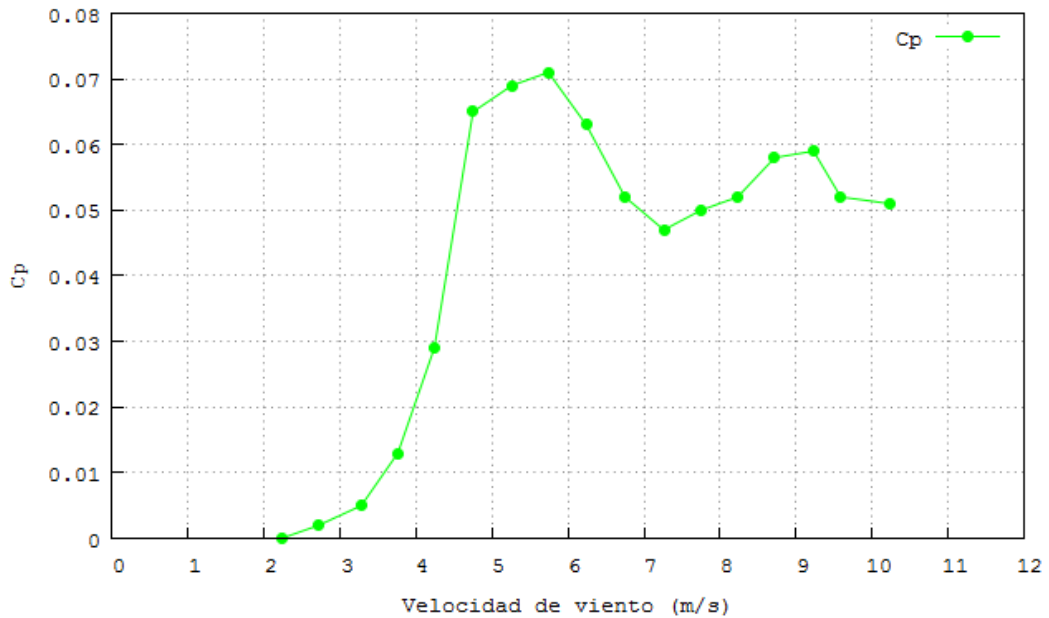


Figura 48. Factor de potencia - velocidad de viento del día tres [Autor].

En la tabla 45 se muestra los datos obtenidos del día cuatro por el método de los bins para la obtención de las curvas referenciales para el análisis del comportamiento de la máquina.

Tabla 45. Resumen de datos monitoreados del día cuatro.

Bin N°	Velocidad de viento (m/s)	Potencia (W)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Coefficiente de potencia (Cp)
0	-	-	-	-
1	2.29	0.00	0.0	0.000
2	2.77	0.26	0.7	0.004
3	3.27	0.70	1.4	0.006
4	3.77	2.14	4.1	0.012
5	4.26	4.49	7.8	0.018
6	4.75	8.08	13.5	0.023
7	5.25	11.88	20.5	0.025
8	5.74	18.27	31.2	0.030
9	6.24	23.26	38.1	0.029
10	6.77	31.38	52.2	0.031
11	7.25	38.06	64.2	0.031
12	7.74	46.36	75.1	0.031
13	8.23	59.63	84.0	0.033
14	8.73	73.27	89.0	0.034
15	9.22	93.37	94.4	0.036
16	9.72	114.64	105.1	0.038
17	10.27	117.72	107.9	0.034
18	10.75	118.97	109.8	0.029

Fuente: Autor.

En la figura 49 se puede observar un valor de potencia máximo de 118.97 W a una velocidad de viento de 10.75 m/s .

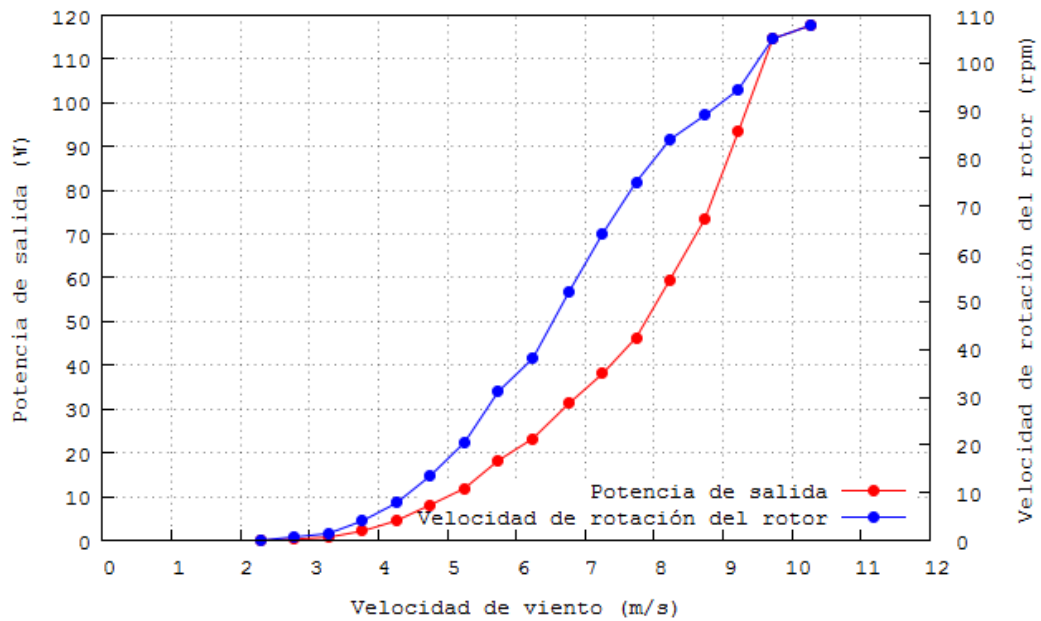


Figura 49. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día cuatro [Autor].

En la figura 50 se puede observar un valor de coeficiente de potencia máximo de 0.031 a una velocidad de viento de 6.77 m/s

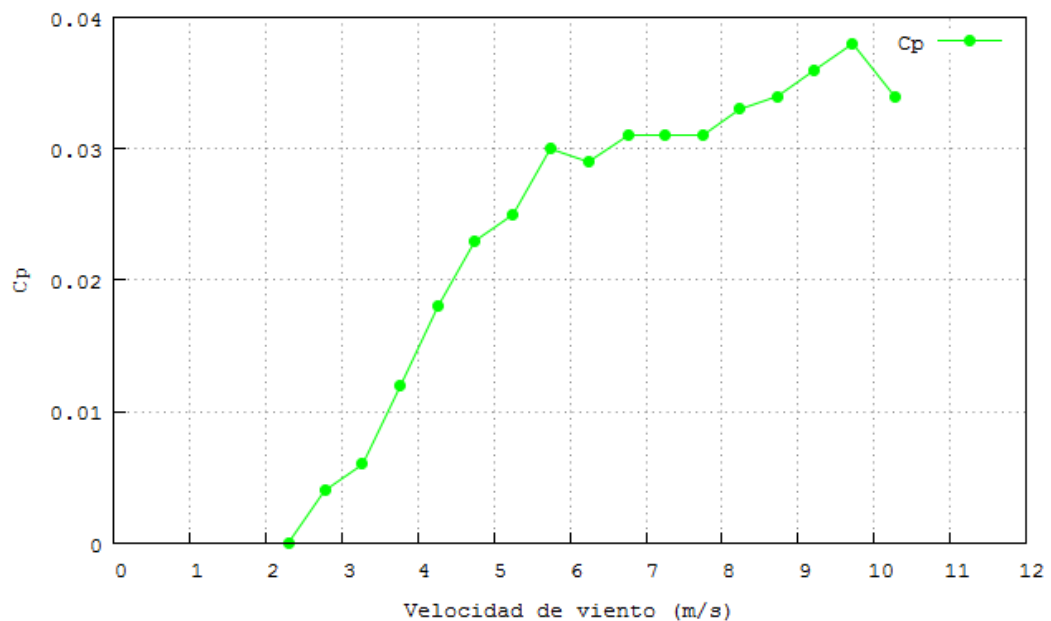


Figura 50. Factor de potencia - velocidad de viento del día cuatro [Autor].

En la tabla 46 se muestra los datos obtenidos del día cinco por el método de los bins para la obtención de las curvas referenciales para el análisis del comportamiento de la máquina.

Tabla 46. Resumen de datos monitoreados del día cinco.

Bin N°	Velocidad de viento (m/s)	Potencia (W)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Coefficiente de potencia (Cp)
0	-	-	-	-
1	2.29	0.00	0.0	0.000
2	2.78	0.07	0.2	0.001
3	3.28	0.33	0.9	0.003
4	3.77	1.43	3.3	0.008
5	4.26	3.04	6.4	0.012
6	4.75	5.45	10.6	0.016
7	5.24	7.16	14.9	0.015
8	5.73	10.12	21.9	0.016
9	6.23	12.65	29.7	0.016
10	6.76	18.17	44.2	0.018
11	7.26	23.69	59.4	0.019
12	7.74	29.36	77.0	0.019
13	8.25	36.18	94.9	0.020
14	8.72	39.91	108.2	0.018
15	9.23	43.44	118.9	0.017
16	9.73	42.42	125.1	0.014
17	10.21	46.91	126.4	0.013
18	10.76	63.12	128.3	0.016

Fuente: Autor.

En la figura 51 se puede observar un valor de potencia máxima de 63.12 W a una velocidad de viento de 10.76 m/s

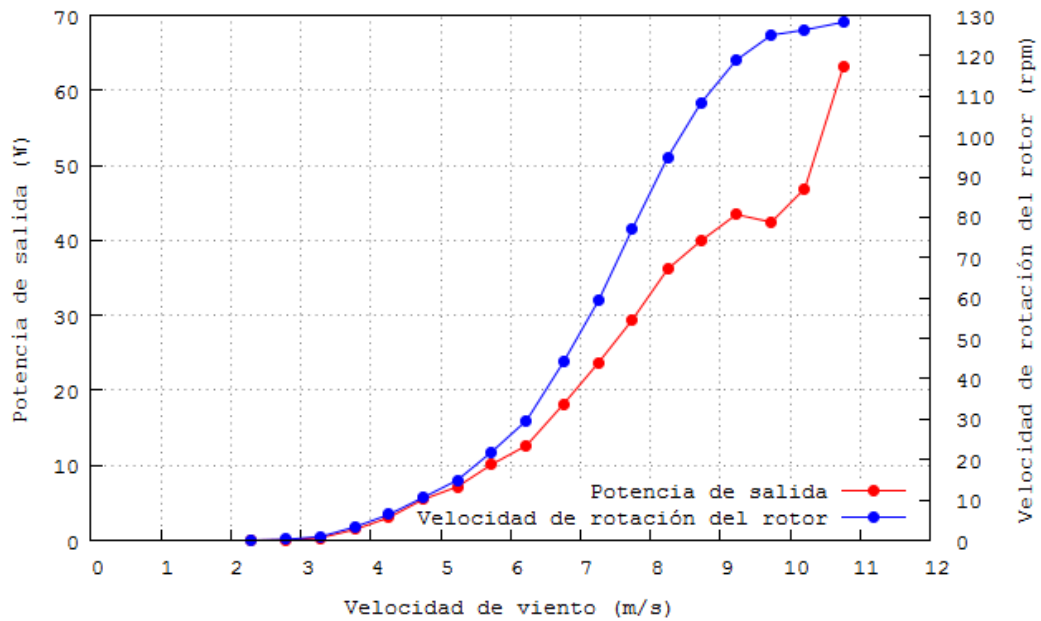


Figura 51. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día cinco [Autor].

En la figura 52 se puede observar un valor de coeficiente de potencia máximo de 0.020 a una velocidad de viento de 8.25 m/s

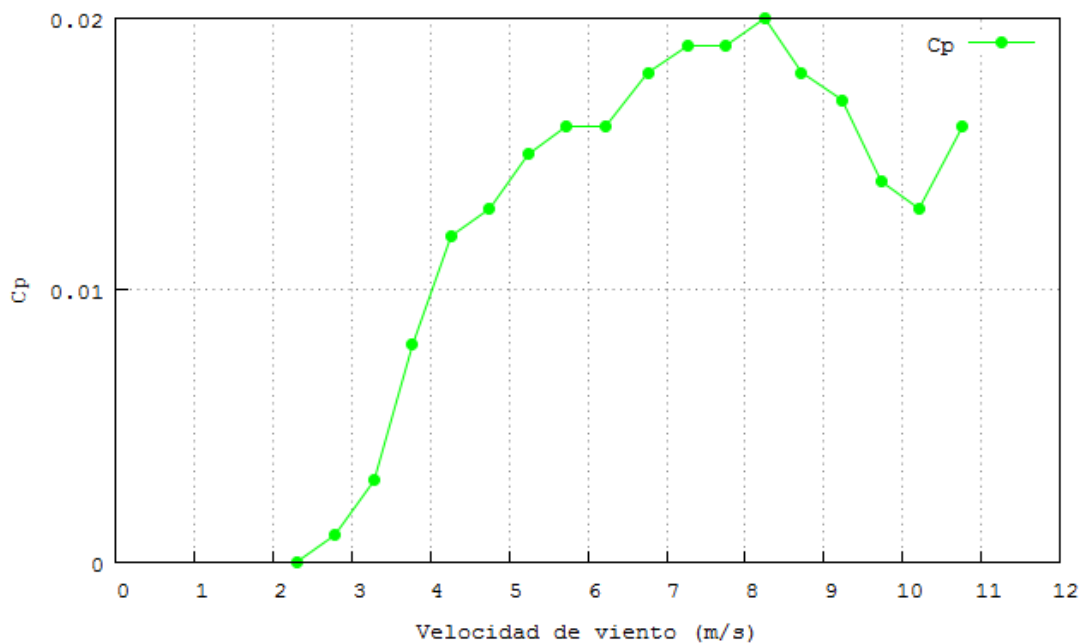


Figura 52. Factor de potencia - velocidad de viento del día cinco [Autor].

En la tabla 47 se muestra los datos obtenidos del día seis por el método de los bins para la obtención de las curvas referenciales para el análisis del comportamiento de la máquina.

Tabla 47. Resumen de datos monitoreados del día seis.

Bin N°	Velocidad de viento (m/s)	Potencia (W)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Coefficiente de potencia (Cp)
0	-	-	-	-
1	2.28	0.04	0.1	0.001
2	2.74	0.00	0.0	0.000
3	3.26	0.00	0.0	0.000
4	3.76	0.00	0.0	0.000
5	4.24	0.02	0.1	0.000
6	4.74	0.42	1.1	0.001
7	5.24	1.16	2.8	0.002
8	5.74	3.01	7.3	0.005
9	6.25	6.69	16.9	0.008
10	6.78	14.77	36.8	0.015
11	7.27	24.62	62.9	0.020
12	7.76	30.67	83.7	0.020
13	8.24	33.61	94.5	0.018
14	8.72	39.17	111.0	0.018
15	9.22	41.83	122.0	0.016
16	9.69	41.00	127.0	0.014
17	10.19	39.49	126.0	0.011
18	10.79	37.52	132.2	0.009

Fuente: Autor.

En la figura 53 se puede observar un valor de potencia máximo de 41.83 W a una velocidad de viento de 9.22 m/s

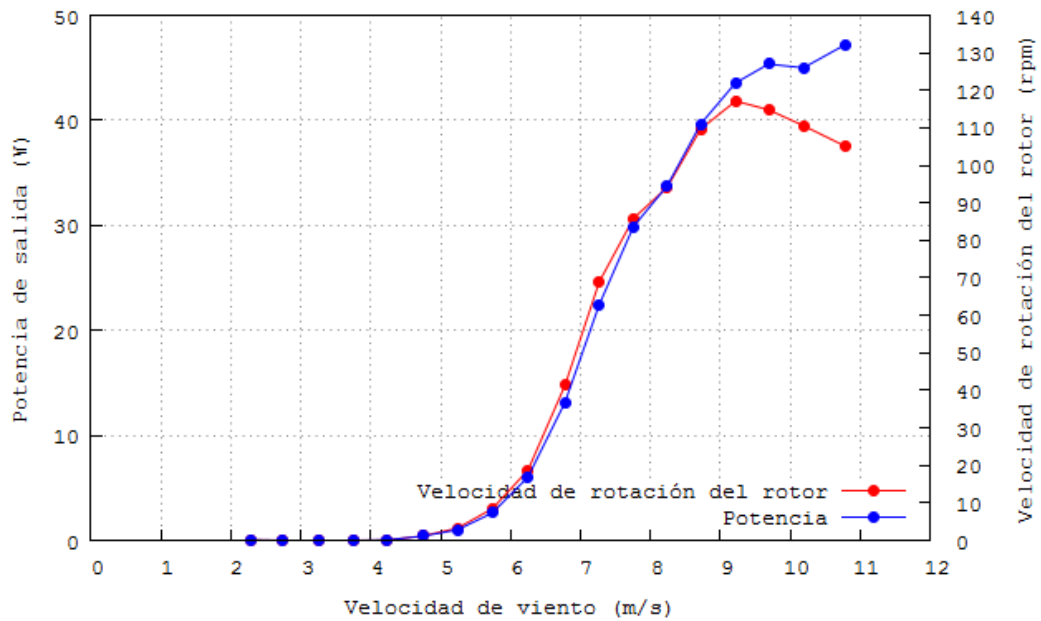


Figura 53. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día seis [Autor].

En la figura 54 se puede observar un valor de coeficiente de potencia máximo de 0.020 a una velocidad de viento de 7.76 m/s.

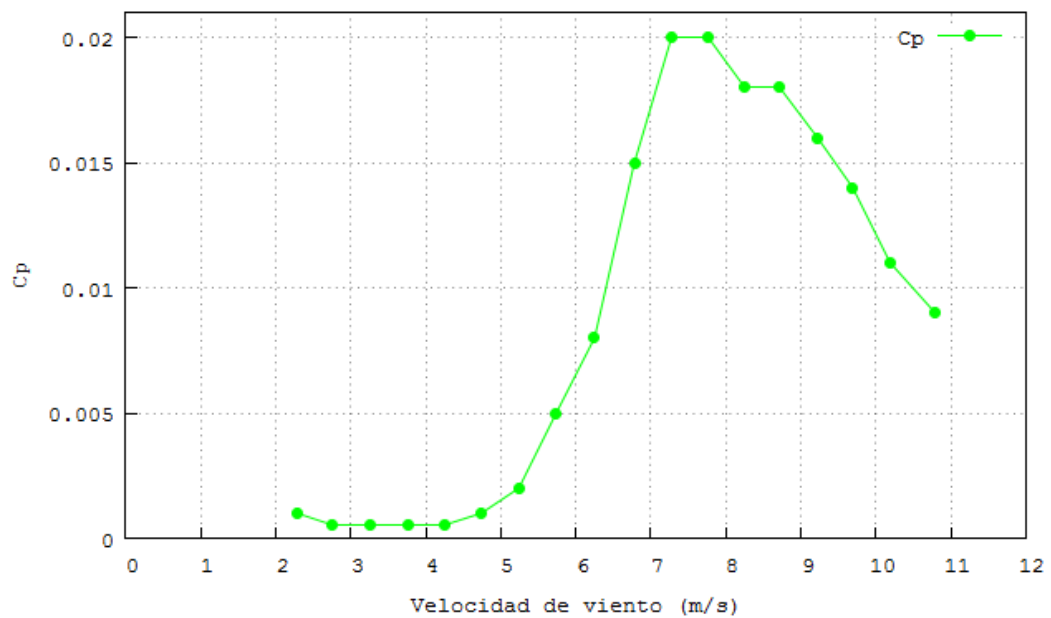


Figura 54. Factor de potencia - velocidad de viento del día seis [Autor].

En la tabla 48 se muestra los datos obtenidos del día siete por el método de los bins para la obtención de las curvas referenciales para el análisis del comportamiento de la máquina.

Tabla 48. Resumen de datos monitoreados del día siete.

Bin N°	Velocidad de viento (m/s)	Potencia (W)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Coefficiente de potencia (Cp)
0	-	-	-	-
1	2.28	0.00	0.0	0.000
2	2.75	0.00	0.0	0.000
3	3.26	0.00	0.0	0.000
4	3.75	0.00	0.0	0.000
5	4.24	0.07	0.1	0.000
6	4.74	0.61	1.5	0.002
7	5.24	2.05	4.8	0.004
8	5.73	4.19	9.8	0.007
9	6.24	10.46	25.9	0.013
10	6.76	22.12	55.9	0.022
11	7.26	30.29	78.1	0.024
12	7.76	38.88	104.1	0.026
13	8.24	40.15	110.2	0.022
14	8.69	40.85	115.7	0.019
15	9.19	41.65	121.4	0.016
16	9.69	43.80	131.4	0.015
17	10.12	44.20	140.6	0.013

Fuente: Autor.

En la figura 55 se puede observar un valor de potencia máxima de 44.20 W a una velocidad de viento de 10.12 m/s

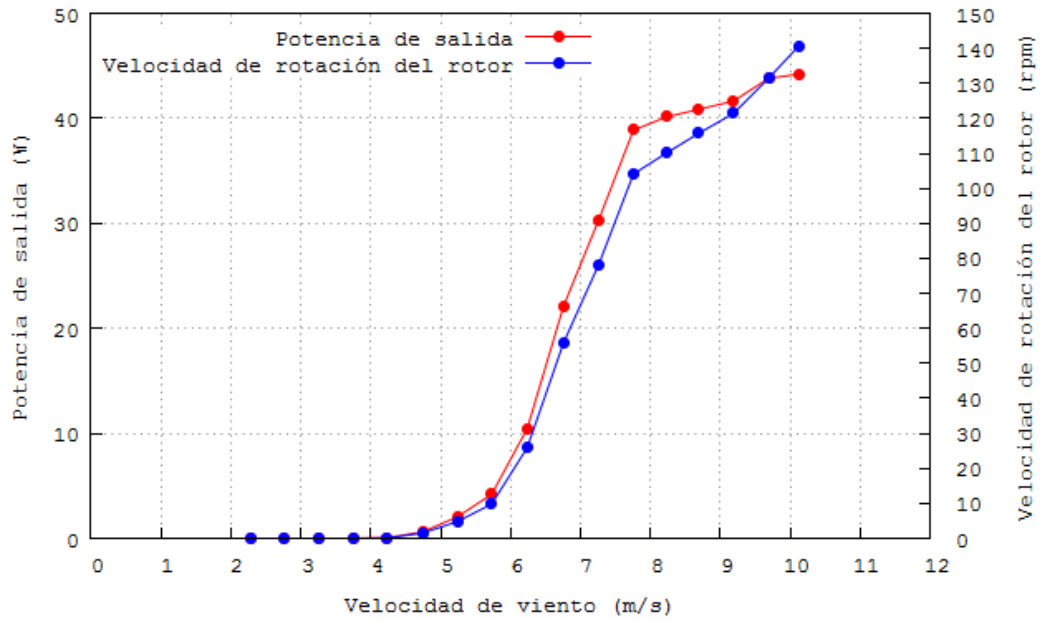


Figura 55. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día siete [Autor].

En la figura 56 se puede observar un valor de coeficiente de potencia máximo de 0.026 a una velocidad de viento de 7.76 m/s.

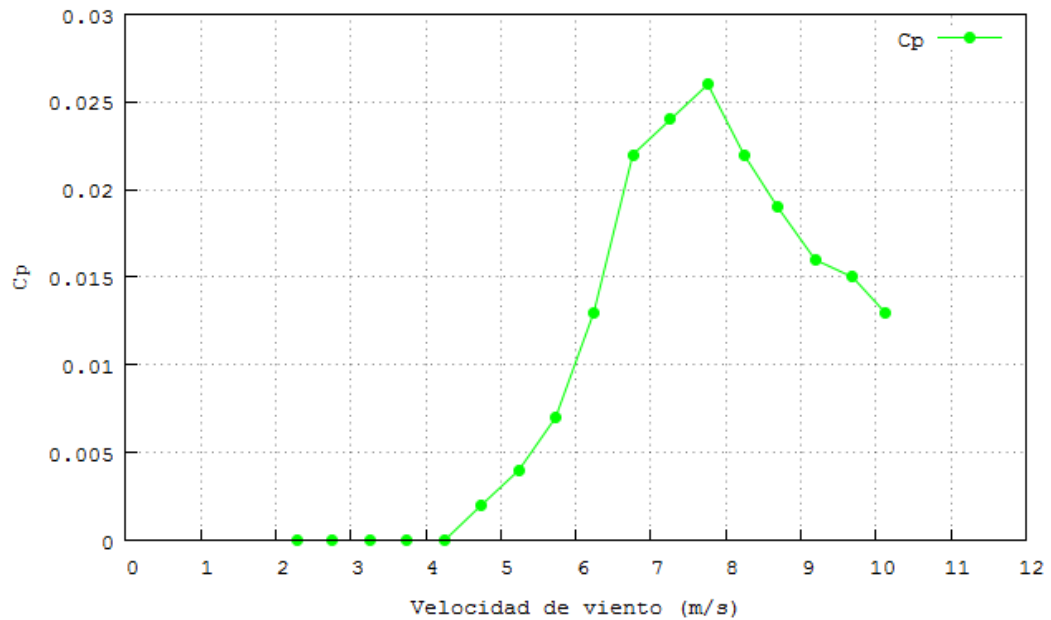


Figura 56. Factor de potencia - velocidad de viento del día siete [Autor].

En la tabla 49 se muestra los datos obtenidos del día ocho por el método de los bins para la obtención de las curvas referenciales para el análisis del comportamiento de la máquina.

Tabla 49. Resumen de datos monitoreados del día ocho.

Bin N°	Velocidad de viento (m/s)	Potencia (W)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Coefficiente de potencia (Cp)
0	-	-	-	-
1	2.27	6.45	16.9	0.174
2	2.78	13.28	33.7	0.196
3	3.28	20.45	50.7	0.183
4	3.78	29.15	70.9	0.170
5	4.27	32.79	82.0	0.131
6	4.77	36.06	89.5	0.103
7	5.26	38.34	96.2	0.081
8	5.75	38.66	101.0	0.063
9	6.24	39.95	105.8	0.050
10	6.77	40.65	110.6	0.041
11	7.25	42.16	115.5	0.034
12	7.73	45.45	121.3	0.030
13	8.23	51.52	127.2	0.028
14	8.70	56.82	131.9	0.026
15	9.21	69.18	136.8	0.027
16	9.65	95.16	139.5	0.032
17	10.25	107.62	137.1	0.031
18	10.96	123.17	140.6	0.030

Fuente: Autor.

En la figura 57 se puede observar un valor de potencia máximo de 123.17 W a una velocidad de viento de 10.96 m/s

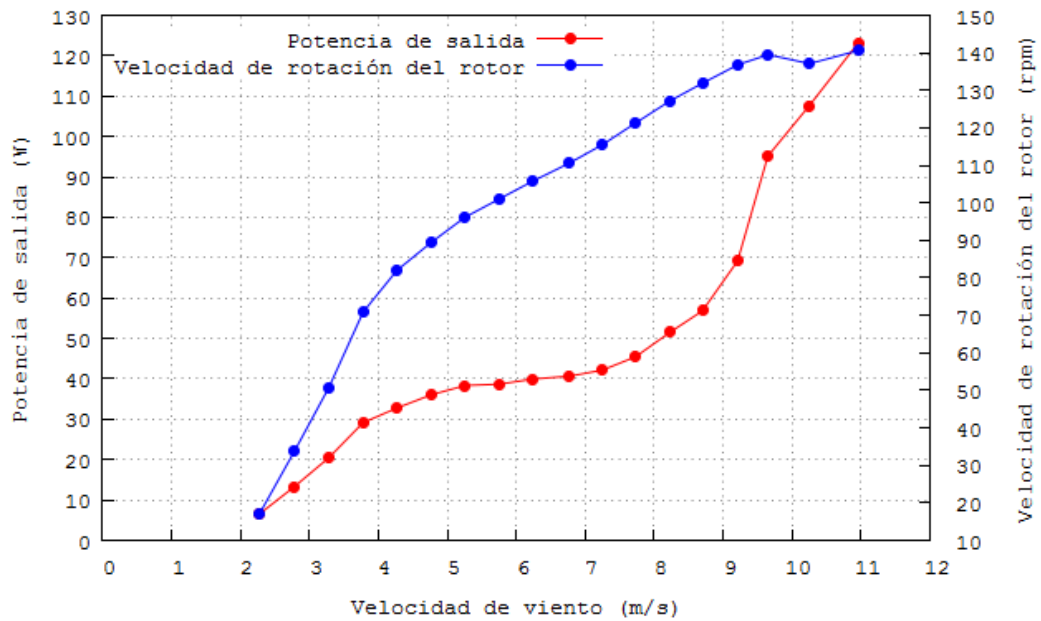


Figura 57. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día ocho [Autor].

En la figura 58 se puede observar un valor de coeficiente de potencia máximo de 0.196 a una velocidad de viento de 2.78 m/s.

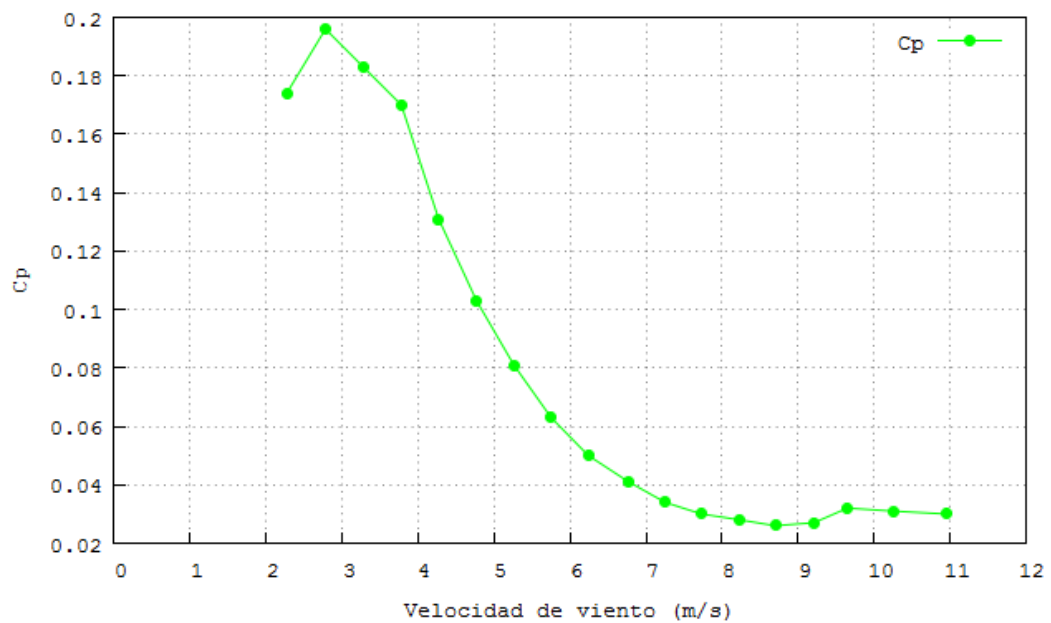


Figura 58. Factor de potencia - velocidad de viento del día ocho [Autor].

En la tabla 50 se muestra los datos obtenidos del día nueve por el método de los bins para la obtención de las curvas referenciales para el análisis del comportamiento de la máquina.

Tabla 50. Resumen de datos monitoreados del día nueve.

Bin N°	Velocidad de viento (m/s)	Potencia (W)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Coefficiente de potencia (Cp)
0	-	-	-	-
1	2.30	7.02	21.2	0.190
2	2.79	11.27	28.6	0.167
3	3.29	15.12	38.2	0.135
4	3.78	21.20	52.5	0.124
5	4.27	27.52	64.2	0.110
6	4.76	30.56	72.1	0.088
7	5.25	33.13	78.8	0.070
8	5.74	35.03	86.3	0.057
9	6.23	38.40	92.1	0.048
10	6.76	42.10	100.4	0.042
11	7.25	44.34	108.2	0.036
12	7.73	49.94	114.4	0.033
13	8.22	60.81	117.0	0.033
14	8.69	85.18	117.4	0.039
15	9.20	121.13	119.1	0.047
16	9.66	147.49	123.9	0.049
17	10.19	128.03	126.3	0.037

Fuente: Autor.

En la figura 59 se puede observar un valor de potencia máximo de 128.03 W a una velocidad de viento de 10.19 m/s

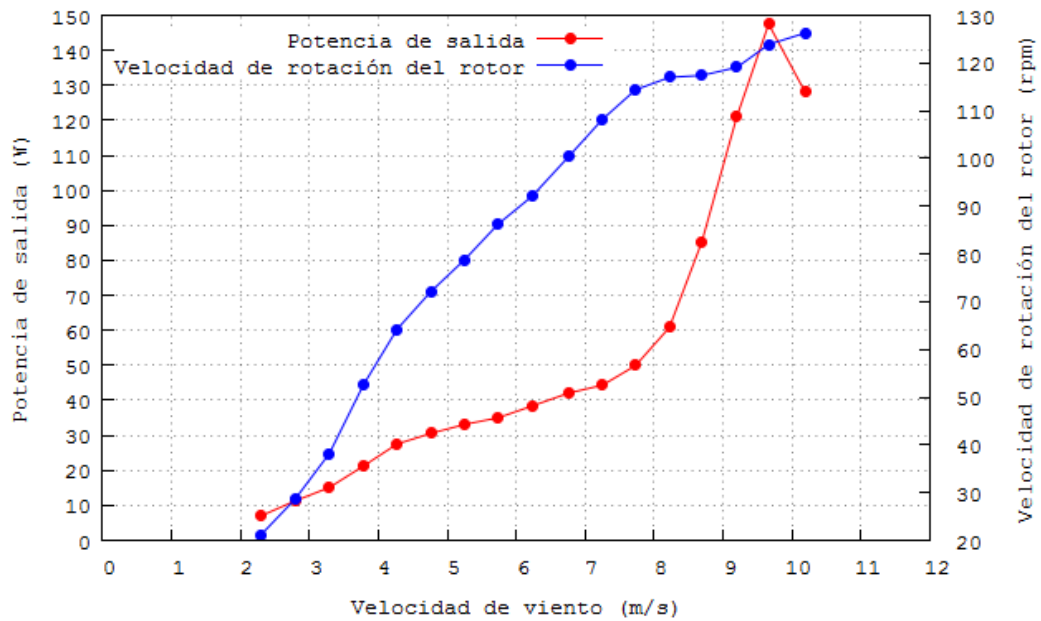


Figura 59. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día nueve [Autor].

En la figura 60 se puede observar un valor de coeficiente de potencia máximo de 0.19 a una velocidad de viento de 2.30 m/s.

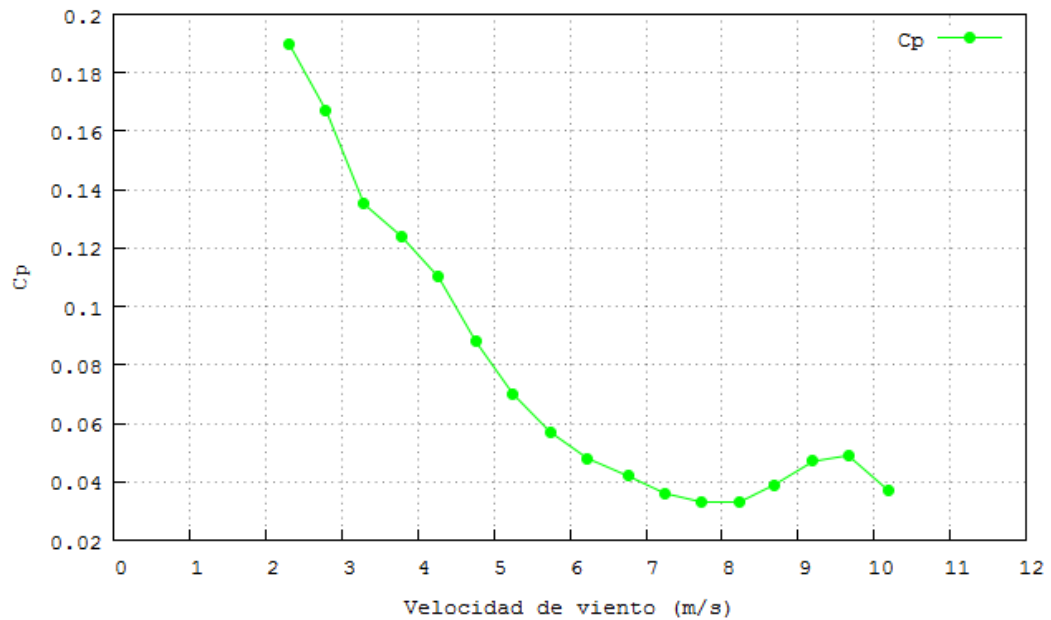


Figura 60. Factor de potencia - velocidad de viento del día nueve [Autor].

En la tabla 51 se muestra los datos obtenidos del día diez por el método de los bins para la obtención de las curvas referenciales para el análisis del comportamiento de la máquina.

Tabla 51. Resumen de datos monitoreados del día diez.

Bin N°	Velocidad de viento (m/s)	Potencia (W)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Coefficiente de potencia (Cp)
0	-	-	-	-
1	2.27	1.14	2.8	0.031
2	2.75	3.82	8.4	0.057
3	3.28	8.43	16.0	0.075
4	3.77	14.72	29.5	0.086
5	4.26	22.20	45.1	0.089
6	4.76	29.20	62.9	0.084
7	5.25	36.62	79.8	0.078
8	5.75	38.66	90.3	0.063
9	6.24	40.87	98.3	0.051
10	6.75	41.11	104.6	0.041
11	7.25	43.67	108.6	0.035
12	7.74	48.84	111.6	0.032
13	8.24	49.48	114.2	0.027
14	8.73	56.14	114.4	0.026
15	9.24	65.91	114.5	0.026
16	9.71	89.08	115.0	0.030
17	10.23	117.54	116.0	0.034
18	10.71	142.05	115.9	0.035

Fuente: Autor.

En la figura 61 se puede observar un valor de potencia máximo de 142.05 W a una velocidad de viento de 10.71 m/s

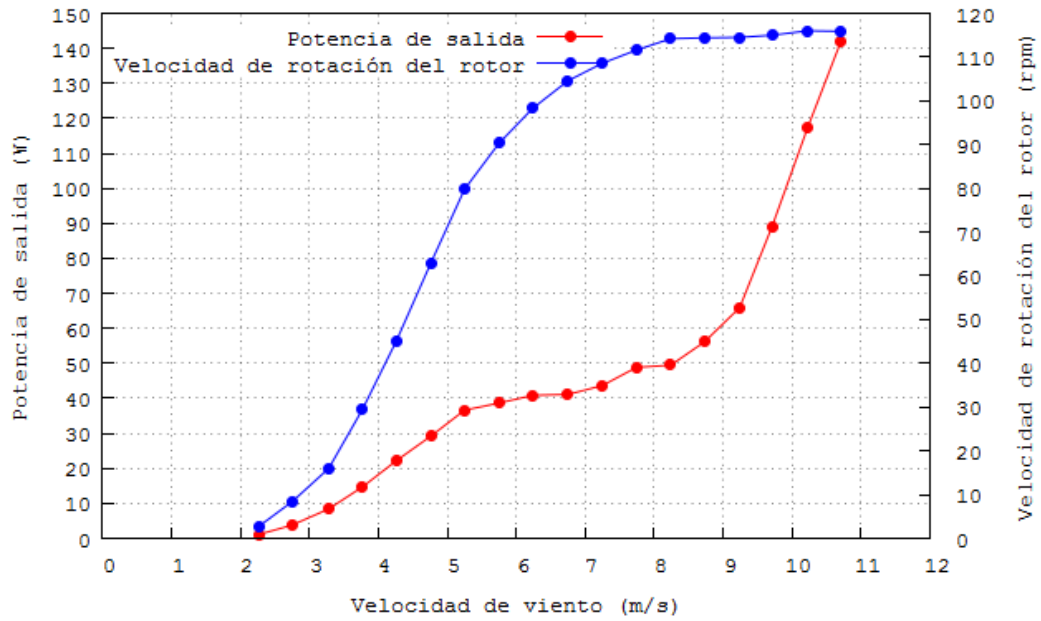


Figura 61. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día diez [Autor].

En la figura 62 se puede observar un valor de coeficiente de potencia máximo de 0.089 a una velocidad de viento de 4.26 m/s.

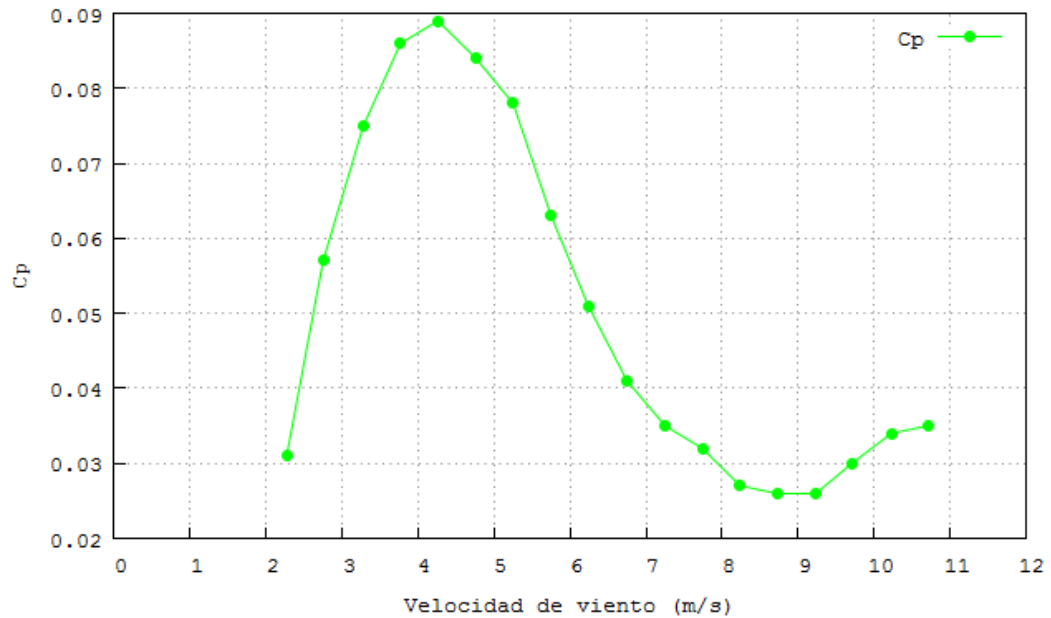


Figura 62. Factor de potencia - velocidad de viento del día diez [Autor].

En la tabla 52 se muestra los datos obtenidos del día once por el método de los bins para la obtención de las curvas referenciales para el análisis del comportamiento de la máquina.

Tabla 52. Resumen de datos monitoreados del día once.

Bin N°	Velocidad de viento (m/s)	Potencia (W)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Coefficiente de potencia (Cp)
0	-	-	-	-
1	2.27	0.64	1.7	0.017
2	2.75	1.51	3.6	0.022
3	3.27	4.01	9.9	0.036
4	3.76	12.18	25.8	0.071
5	4.26	17.29	39.1	0.069
6	4.75	25.24	52.9	0.072
7	5.25	30.74	62.0	0.065
8	5.74	36.07	70.4	0.058
9	6.23	37.99	80.7	0.048
10	6.76	39.55	86.7	0.040
11	7.26	42.58	94.6	0.034
12	7.74	43.56	101.6	0.029
13	8.24	45.52	108.8	0.025
14	8.70	50.35	114.0	0.023
15	9.20	65.87	112.5	0.026
16	9.74	97.00	112.4	0.032
17	10.17	122.51	110.8	0.035

Fuente: Autor.

En la figura 63 se puede observar un valor de potencia máximo de 122.51 W a una velocidad de viento de 10.17 m/s.

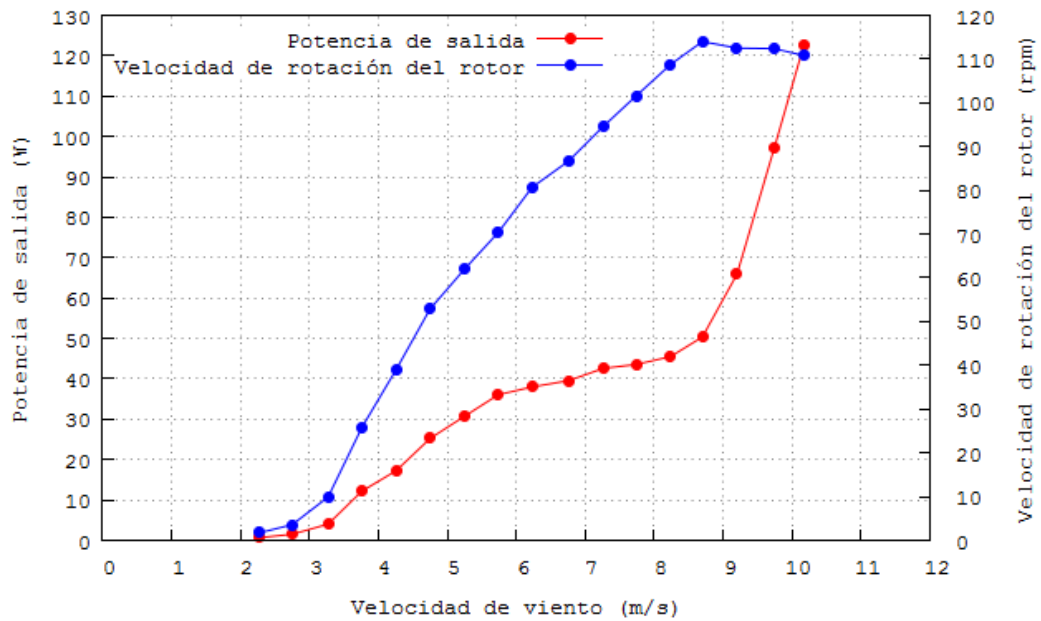


Figura 63. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día once [Autor].

En la figura 64 se puede observar un valor de coeficiente de potencia máximo de 0.072 a una velocidad de viento de 4.75 m/s.

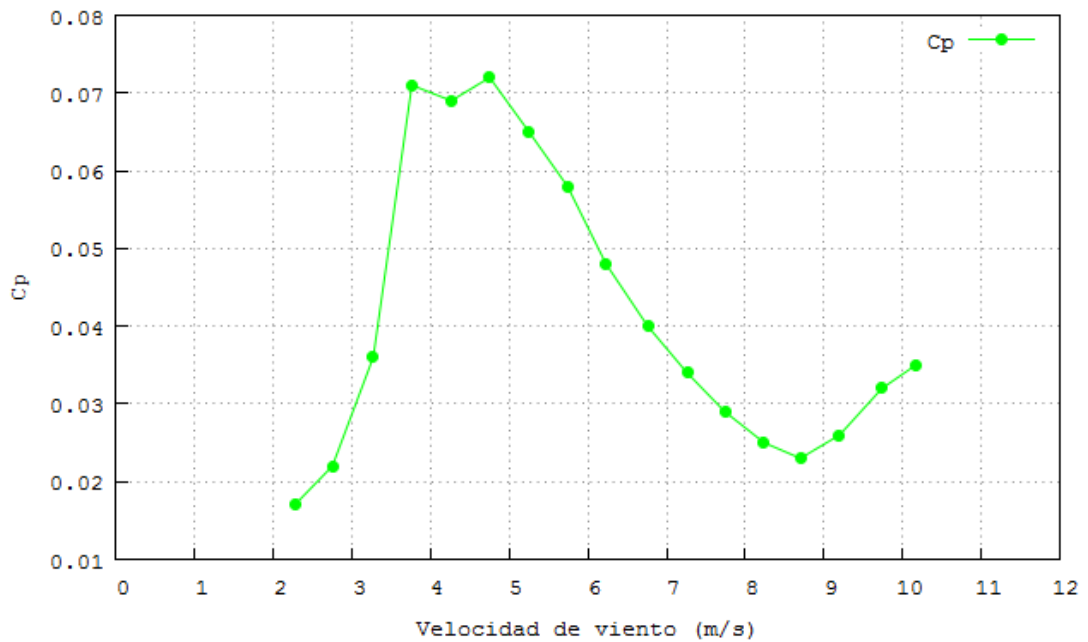


Figura 64. Factor de potencia - velocidad de viento del día once [Autor].

En la tabla 53 se muestra los datos obtenidos del día doce por el método de los bins para la obtención de las curvas referenciales para el análisis del comportamiento de la máquina.

Tabla 53. Resumen de datos monitoreados del día doce.

Bin N°	Velocidad de viento (m/s)	Potencia (W)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Coefficiente de potencia (Cp)
0	-	-	-	-
1	2.27	0.81	2.1	0.022
2	2.74	2.48	6.3	0.037
3	3.26	6.67	15.6	0.060
4	3.77	10.90	25.4	0.064
5	4.26	15.27	34.0	0.061
6	4.75	21.21	44.7	0.061
7	5.25	26.32	57.2	0.056
8	5.73	29.86	64.6	0.048
9	6.24	34.29	76.9	0.043
10	6.75	37.78	86.6	0.038
11	7.24	41.69	94.6	0.034
12	7.72	51.45	101.6	0.034
13	8.21	67.35	105.0	0.037
14	8.71	86.51	107.3	0.040
15	9.19	109.50	109.4	0.043
16	9.68	125.06	114.2	0.041
17	10.22	122.18	115.5	0.035

Fuente: Autor.

En la figura 65 se puede observar un valor de potencia máxima de 122.18 W a una velocidad de viento de 10.22 m/s.

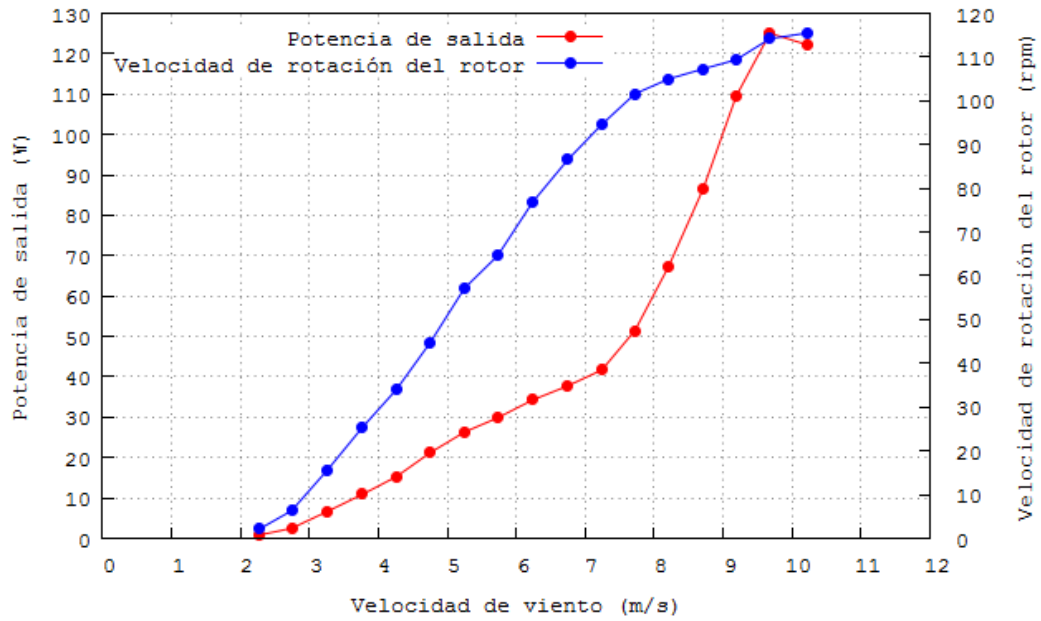


Figura 65. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día doce [Autor].

En la figura 66 se puede observar un valor de coeficiente de potencia máximo de 0.061 a una velocidad de viento de 4.75 m/s.

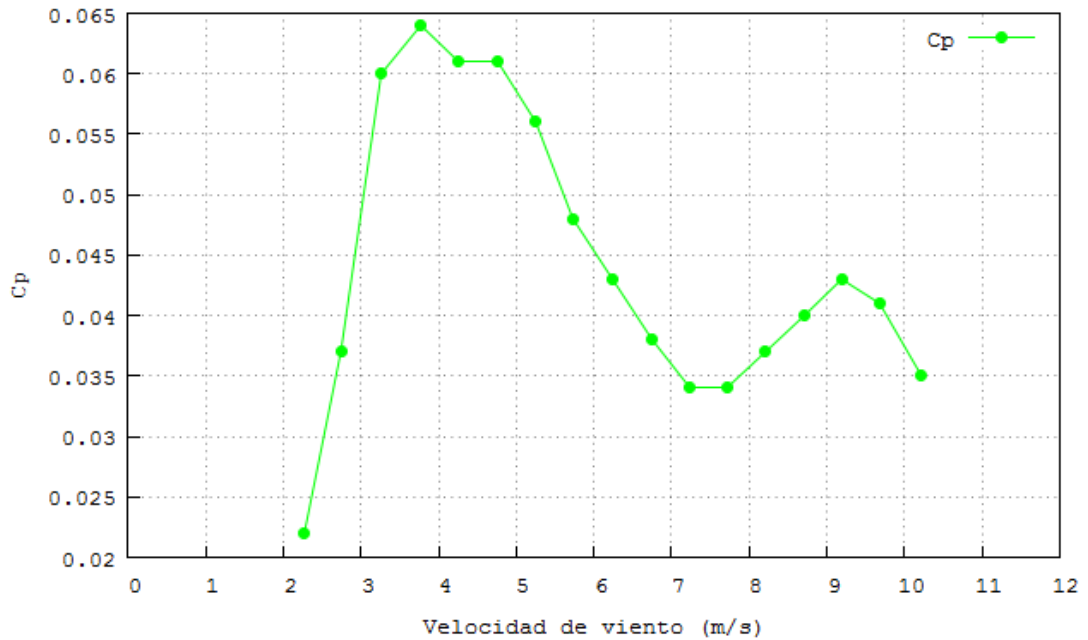


Figura 66. Factor de potencia - velocidad de viento del día doce [Autor].

En la tabla 54 se muestra los datos obtenidos del día trece por el método de los bins para la obtención de las curvas referenciales para el análisis del comportamiento de la máquina.

Tabla 54. Resumen de datos monitoreados del día trece.

Bin N°	Velocidad de viento (m/s)	Potencia (W)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Coefficiente de potencia (Cp)
0	-	-	-	-
1	2.26	0.88	2.6	0.024
2	2.74	5.05	14.0	0.075
3	3.29	12.63	29.1	0.113
4	3.78	22.87	46.8	0.133
5	4.27	28.15	59.5	0.113
6	4.75	34.51	69.6	0.099
7	5.25	39.60	79.6	0.084
8	5.74	40.56	86.7	0.066
9	6.24	41.80	95.2	0.053
10	6.77	41.43	101.2	0.041
11	7.26	41.57	106.9	0.034
12	7.75	41.85	112.9	0.028
13	8.24	42.29	119.3	0.023
14	8.72	42.32	124.6	0.019
15	9.22	45.13	130.0	0.018
16	9.69	53.88	130.1	0.018
17	10.18	105.97	119.2	0.030

Fuente: Autor.

En la figura 67 se puede observar un valor de potencia máximo de 105.97 W a una velocidad de viento de 10.18 m/s.

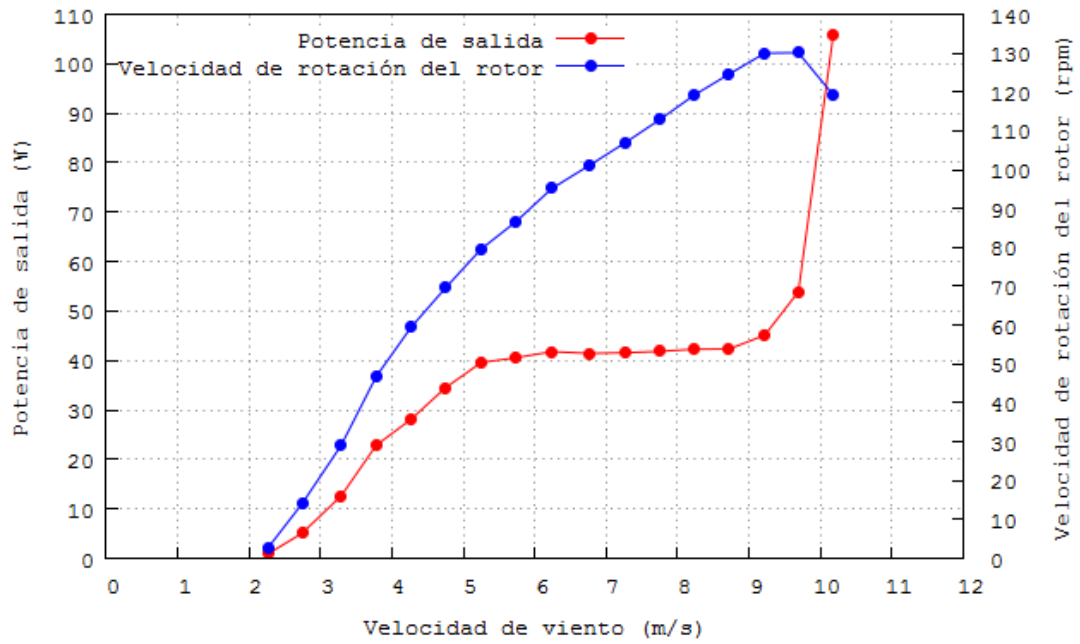


Figura 67. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día trece [Autor].

En la figura 68 se puede observar un valor de coeficiente de potencia máximo de 0.113 a una velocidad de viento de 3.78 m/s.

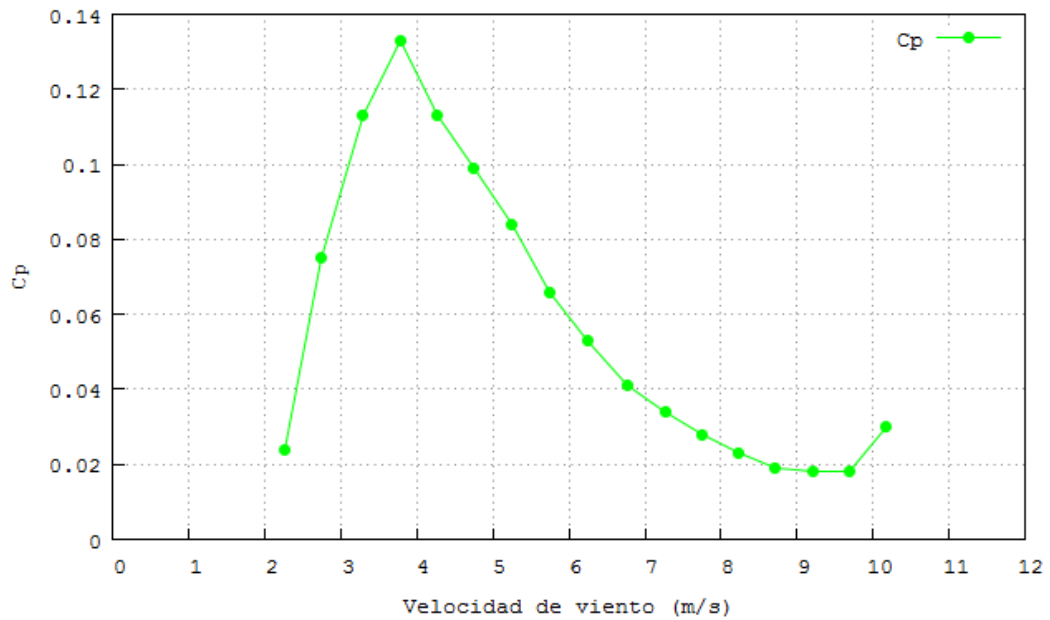


Figura 68. Factor de potencia - velocidad de viento del día trece [Autor].

En la tabla 55 se muestra los datos obtenidos del día catorce por el método de los bins para la obtención de las curvas referenciales para el análisis del comportamiento de la máquina.

Tabla 55. Resumen de datos monitoreados del día catorce.

Bin N°	Velocidad de viento (m/s)	Potencia (W)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Coefficiente de potencia (Cp)
0	-	-	-	-
1	2.26	0.43	1.1	0.012
2	2.74	1.37	3.3	0.020
3	3.26	3.82	8.2	0.034
4	3.76	11.02	21.6	0.064
5	4.26	18.22	32.7	0.073
6	4.75	25.95	46.6	0.074
7	5.24	34.35	59.6	0.073
8	5.74	44.23	75.2	0.072
9	6.24	44.95	85.0	0.057
10	6.76	48.37	94.7	0.048
11	7.25	51.39	104.9	0.041
12	7.75	53.97	113.1	0.036
13	8.24	51.36	120.7	0.028
14	8.71	59.38	123.6	0.027
15	9.22	78.00	127.1	0.030
16	9.71	88.35	131.6	0.029
17	10.22	116.24	127.8	0.033
18	10.72	131.34	130.3	0.033

Fuente: Autor.

En la figura 69 se puede observar un valor de potencia máxima de 131.34 W a una velocidad de viento de 10.72 m/s.

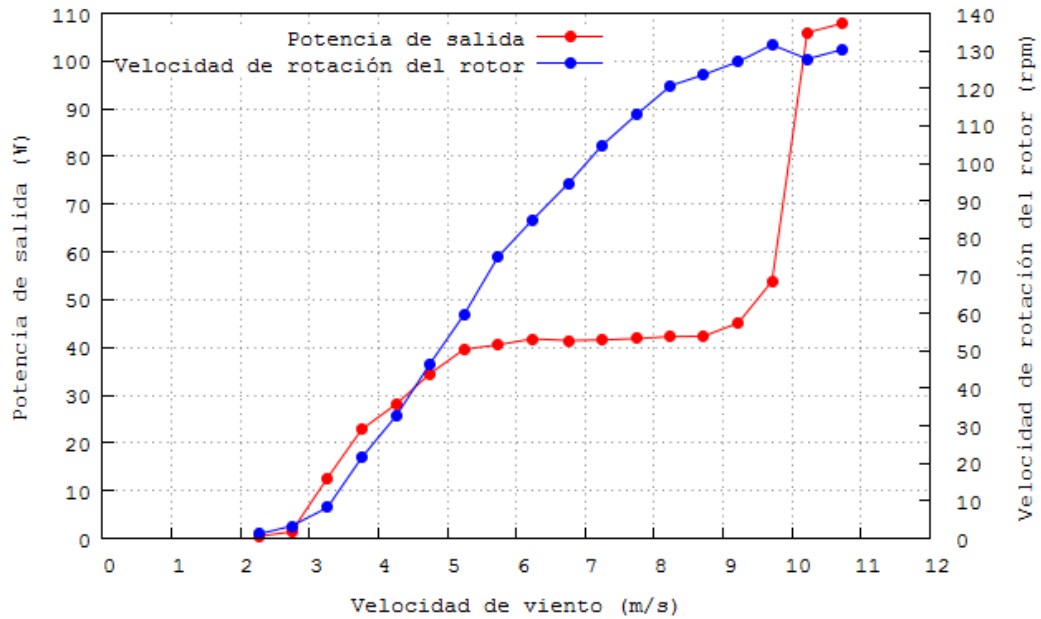


Figura 69. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día catorce [Autor].

En la figura 70 se puede observar un valor de coeficiente de potencia máximo de 0.074 a una velocidad de viento de 4.75 m/s.

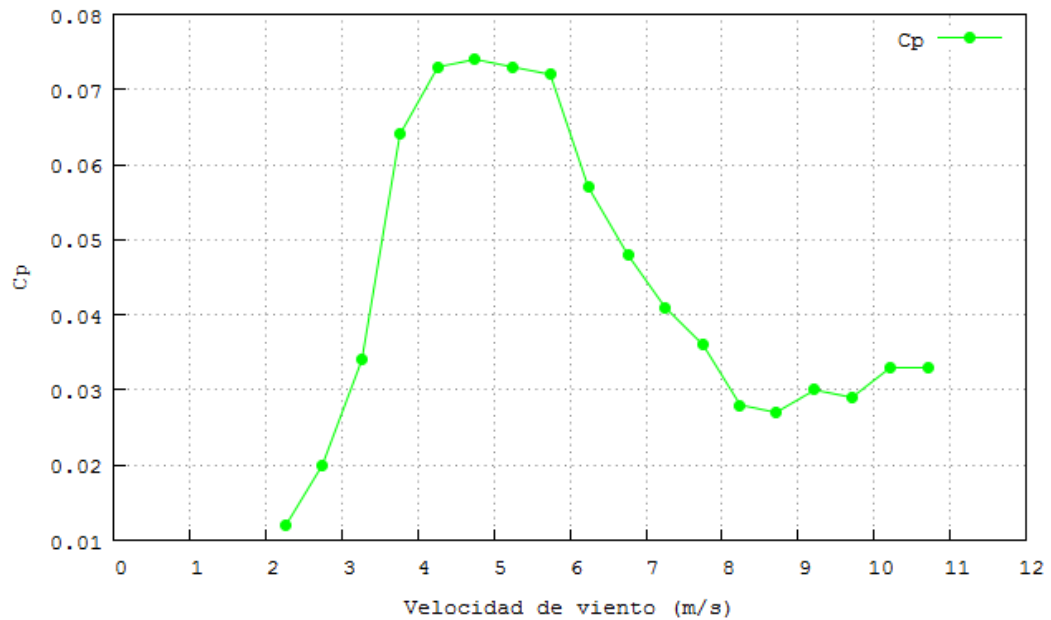


Figura 70. Factor de potencia - velocidad de viento del día catorce [Autor].

En la tabla 56 se muestra los datos obtenidos del día quince por el método de los bins para la obtención de las curvas referenciales para el análisis del comportamiento de la máquina.

Tabla 56. Resumen de datos monitoreados del día quince.

Bin N°	Velocidad de viento (m/s)	Potencia (W)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Coefficiente de potencia (Cp)
0	-	-	-	-
1	2.25	0.16	0.5	0.004
2	2.73	1.40	2.2	0.021
3	3.27	4.27	7.5	0.038
4	3.76	7.19	11.8	0.042
5	4.25	10.50	20.1	0.042
6	4.75	17.04	33.4	0.049
7	5.25	25.07	48.1	0.053
8	5.74	32.25	66.6	0.052
9	6.23	39.84	84.5	0.050
10	6.77	48.43	105.0	0.048
11	7.27	48.90	112.4	0.039
12	7.75	47.93	117.1	0.032
13	8.22	53.06	121.7	0.029
14	8.69	70.80	120.9	0.032
15	9.24	119.15	114.2	0.046
16	9.72	134.47	115.2	0.045
17	10.20	127.65	119.9	0.036
18	10.67	73.70	53.2	0.018

Fuente: Autor.

En la figura 71 se puede observar un valor de potencia máxima de 134.47 W a una velocidad de viento de 9.72 m/s.

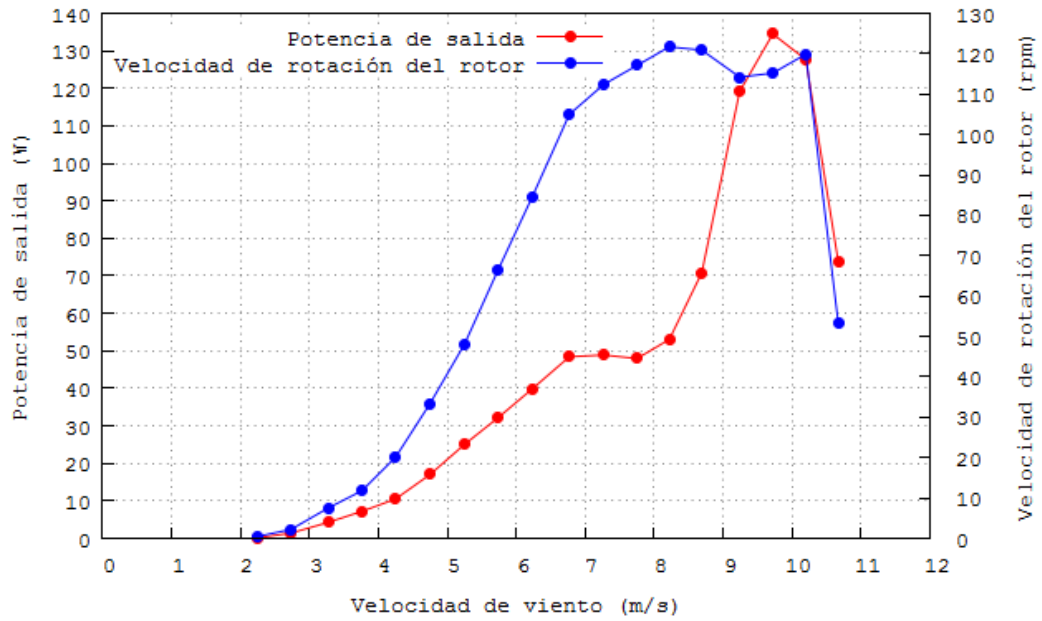


Figura 71. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día quince [Autor].

En la figura 72 se puede observar un valor de coeficiente de potencia máximo de 0.052 a una velocidad de viento de 5.74 m/s.

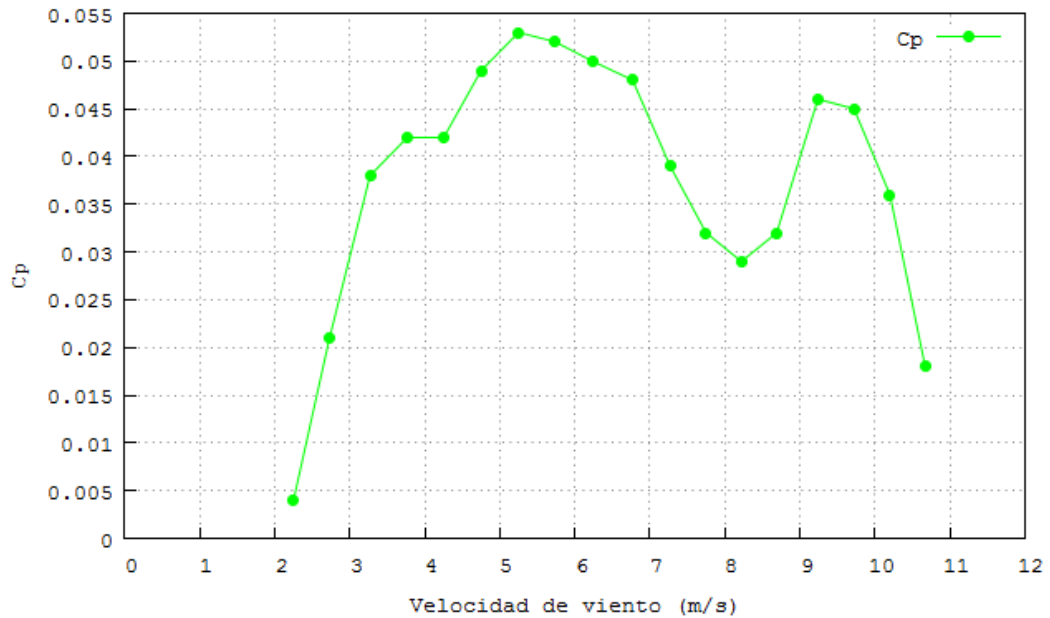


Figura 72. Factor de potencia - velocidad de viento del día quince [Autor].

En la tabla 57 se muestra los datos obtenidos del día dieciséis por el método de los bins para la obtención de las curvas referenciales para el análisis del comportamiento de la máquina.

Tabla 57. Resumen de datos monitoreados del día dieciséis.

Bin N°	Velocidad de viento (m/s)	Potencia (W)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Coefficiente de potencia (Cp)
0	-	-	-	-
1	2.26	1.82	3.4	0.049
2	2.75	5.56	9.8	0.082
3	3.27	11.27	16.4	0.101
4	3.76	20.92	27.8	0.122
5	4.26	33.31	37.2	0.133
6	4.75	52.90	52.2	0.152
7	5.24	68.24	67.1	0.145
8	5.74	75.11	78.6	0.121
9	6.23	77.32	89.7	0.097
10	6.75	82.14	99.6	0.082
11	7.24	85.00	108.4	0.069
12	7.72	77.45	110.1	0.051
13	8.21	71.41	114.6	0.039
14	8.66	64.89	121.6	0.030
15	9.20	134.84	118.6	0.052
16	9.75	77.27	65.6	0.026

Fuente: Autor.

En la figura 73 se puede observar un valor de potencia máximo de 134.84 W a una velocidad de viento de 9.2 m/s.

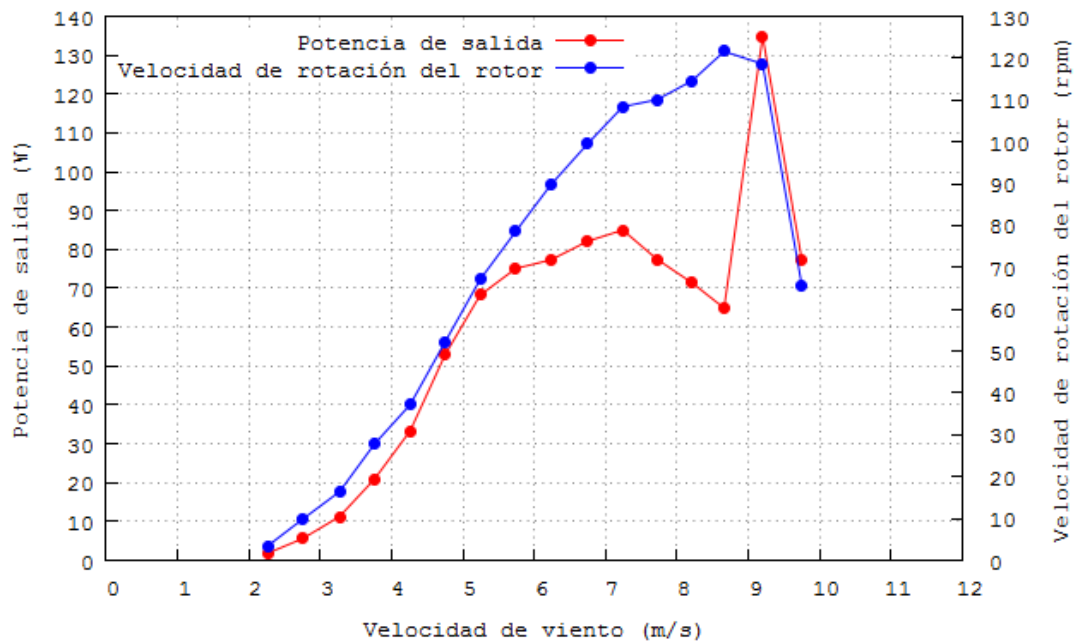


Figura 73. Potencia de salida - velocidad de viento y Velocidad de rotación del rotor - velocidad de viento día dieciséis [Autor].

En la figura 74 se puede observar un valor de coeficiente de potencia máximo de 0.152 a una velocidad de viento de 4.75 m/s.

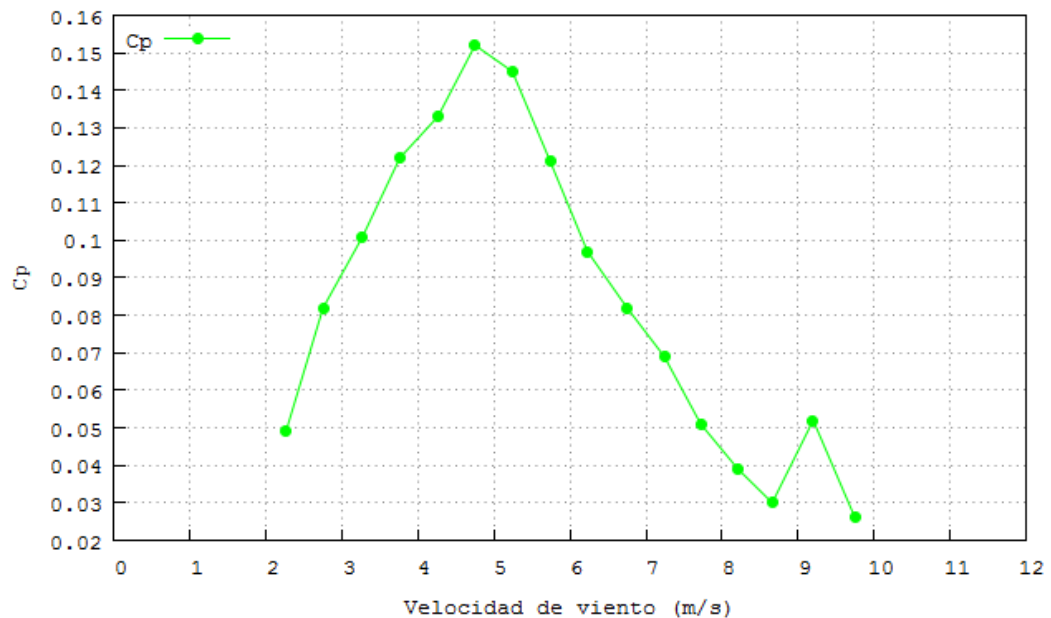


Figura 74. Factor de potencia - velocidad de viento del día dieciséis [Autor].

4.3. VERIFICACIÓN DE LA HIPÓTESIS

De acuerdo a lo establecido con la hipótesis propuesta, el análisis del comportamiento del rotor en operación de un aerogenerador de baja potencia en el sector de Río blanco comunidad Yatzaputzán permitirá determinar su eficiencia. A continuación, se muestra la curva característica de la máquina que describe su funcionamiento *in situ* y permite darse cuenta de cómo está trabajando el aerogenerador. Para el detalle de la tabla 58 se ha tomado en cuenta el tiempo que ha trabajado el aerogenerador usando los datos preliminares de 16 días que la máquina ha mostrado un rendimiento que permita interpretar su funcionamiento; los datos mostrados con anterioridad se los ha usado para la discretización y obtención de la curva característica, tomando en cuenta el muestreo que el viento brindó la energía necesaria para mover los álabes y generó energía. La tabla 58 muestra el resumen obtenido estadísticamente de los diferentes parámetros necesarios para la interpretación de las curvas características de la máquina, así como también la representación de las variables antes mencionadas en función de la velocidad de viento.

Para la determinación de la eficiencia se tiene lo siguiente:

Tabla 58. Curva de potencia medida.

Bin N°	Velocidad de viento a la altura del buje (m/s)	Potencia de salida (W)	Coefficiente de potencia (Cp)	N° de conjunto de datos (10 minutos)	(Desviación típica de la potencia)	Incertidumbre A (Incertidumbre típica para cada bin)	Incertidumbre B (Según La medición de la curva de potencia de un aerogenerador de pequeña escala.)
0	-	-	-	-	-	-	-
1	2.26	2.14	0.06	2794	0.02	0.0004	0.11
2	2.75	3.83	0.06	4365	0.03	0.0005	0.19
3	3.27	7.30	0.06	5022	0.06	0.0008	0.37
4	3.76	16.67	0.10	3993	0.15	0.0024	0.83
5	4.24	27.94	0.11	3530	0.27	0.0046	1.40
6	4.74	58.34	0.17	2765	0.65	0.0123	2.92
7	5.25	94.21	0.20	2939	1.02	0.0189	4.71
8	5.74	122.51	0.20	2070	1.61	0.0353	6.13
9	6.23	142.63	0.18	2090	1.87	0.0409	7.13
10	6.74	164.18	0.16	1948	2.25	0.0509	8.21
11	7.25	174.32	0.14	1338	2.89	0.0789	8.72
12	7.74	184.78	0.12	1229	3.21	0.0917	9.24
13	8.23	197.95	0.11	730	4.49	0.1662	9.90
14	8.73	204.82	0.09	563	5.33	0.2247	10.24
15	9.24	209.15	0.08	320	7.26	0.4056	10.46
16	9.72	215.06	0.07	211	9.17	0.6310	10.75
17	10.19	211.71	0.06	83	14.51	1.5930	10.59
18	10.62	207.70	0.05	28	24.63	4.6552	10.39

Fuente: Autor.

La tabla 59 muestra la corrección de velocidad de viento, potencia y coeficiente de potencia en base a la incertidumbre A y B mostradas en la Tabla 57.

Tabla 59. Curva de potencia corregida.

Bin N°	Velocidad de viento a la altura del buje corregida (m/s)	Potencia de salida corregida (W)	Coefficiente de potencia corregido (Cp)	N° de conjunto de datos (10 minutos)
0	-	-	-	-
1	2.25	2.09	0.056	2794
2	2.75	3.73	0.055	4365
3	3.25	7.12	0.064	5022
4	3.75	16.25	0.095	3993
5	4.25	27.24	0.109	3530
6	4.75	56.88	0.163	2765
7	5.25	91.84	0.195	2939
8	5.75	119.43	0.193	2070
9	6.25	139.05	0.175	2090
10	6.75	160.05	0.160	1948
11	7.25	169.92	0.137	1338
12	7.75	180.12	0.119	1229
13	8.25	192.92	0.106	730
14	8.75	199.59	0.092	563
15	9.25	203.72	0.079	320
16	9.75	209.37	0.069	211
17	10.25	205.62	0.059	83
18	10.75	200.18	0.050	28

Fuente: Autor.

La tabla 60 muestra el detalle de la corrección de la velocidad del rotor mediante la incertidumbre A.

Tabla 60. Velocidad de viento e incertidumbre de la velocidad de rotación del rotor para el análisis de resultados.

Bin N°	Velocidad de viento a la altura del buje (m/s)	N° de conjunto de datos (10 minutos)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Incertidumbre A (Según La medición de la curva de potencia de un aerogenerador de pequeña escala.)
0	-	-	-	-
1	2.25	2794	1.3	0.009
2	2.75	4365	2.3	0.017
3	3.25	5022	4.2	0.031
4	3.75	3993	9.0	0.07
5	4.25	3530	15.1	0.117
6	4.75	2765	30.9	0.241
7	5.25	2939	49.4	0.389
8	5.75	2070	64.3	0.503
9	6.25	2090	75.0	0.584
10	6.75	1948	87.5	0.671
11	7.25	1338	93.6	0.71
12	7.75	1229	99.8	0.747
13	8.25	730	106.3	0.787
14	8.75	563	109.2	0.8
15	9.25	320	111.5	0.81
16	9.75	211	114.7	0.823
17	10.25	83	117.4	0.833
18	10.75	28	119.8	0.84

Fuente: Autor.

La tabla 61 muestra el detalle de la corrección del voltaje mediante la incertidumbre A.

Tabla 61. Velocidad de viento e incertidumbre del voltaje para el análisis de resultados.

Bin N°	Velocidad de viento a la altura del buje (m/s)	N° de conjunto de datos (10 minutos)	Voltaje entregado generador (V)	Incertidumbre A (Según La medición de la curva de potencia de un aerogenerador de pequeña escala.)
0	-	-	-	-
1	2.25	2794	0.17	0.009
2	2.75	4365	0.32	0.017
3	3.25	5022	0.59	0.031
4	3.75	3993	1.33	0.07
	4.25	3530	2.22	0.117
6	4.75	2765	4.58	0.241
7	5.25	2939	7.39	0.389
8	5.75	2070	9.55	0.503
9	6.25	2090	11.09	0.584
10	6.75	1948	12.74	0.671
11	7.25	1338	13.50	0.71
12	7.75	1229	14.20	0.747
13	8.25	730	14.96	0.787
14	8.75	563	15.20	0.8
15	9.25	320	15.39	0.81
16	9.75	211	15.65	0.823
17	10.25	83	15.82	0.833
18	10.75	28	15.97	0.84

Fuente: Autor.

La tabla 62 muestra el detalle de la corrección del amperaje mediante la incertidumbre A.

Tabla 62. Velocidad de viento e incertidumbre del amperaje para el análisis de resultados.

Bin N°	Velocidad de viento a la altura del buje (m/s)	N° de conjunto de datos (10 minutos)	Amperaje en la conexión a la carga (A)	Incertidumbre A (Según La medición de la curva de potencia de un aerogenerador de pequeña escala.)
0	-	-	-	-
1	2.25	2794	0.21	0.011
2	2.75	4365	0.37	0.02
3	3.25	5022	0.62	0.033
4	3.75	3993	1.31	0.069
5	4.25	3530	2.21	0.116
6	4.75	2765	4.31	0.227
7	5.25	2939	6.76	0.356
8	5.75	2070	8.58	0.451
9	6.25	2090	9.76	0.514
10	6.75	1948	11.00	0.579
11	7.25	1338	11.43	0.601
12	7.75	1229	11.87	0.625
13	8.25	730	12.81	0.674
14	8.75	563	13.32	0.701
15	9.25	320	13.51	0.711
16	9.75	211	13.73	0.723
17	10.25	83	13.37	0.704
18	10.75	28	12.98	0.683

Fuente: Autor.

La tabla 63 muestra el detalle de los factores característicos del funcionamiento del aerogenerador.

Tabla 63. Factores característicos del aerogenerador.

Bin N°	Velocidad de viento a la altura del buje (m/s)	N° de conjunto de datos (10 minutos)	Coefficiente de par (Cm)	Potencia eléctrica final (Pe)	Coefficiente global de potencia eléctrica (Ce)	M (kNm)
0	-	-	-			
1	2.25	2794	0.074	1.57	0.04	1.57
2	2.75	4365	0.049	2.80	0.04	1.56
3	3.25	5022	0.037	5.34	0.05	1.63
4	3.75	3993	0.029	12.19	0.07	1.72
5	4.25	3530	0.023	20.43	0.08	1.73
6	4.75	2765	0.018	42.66	0.12	1.76
7	5.25	2939	0.015	68.88	0.15	1.78
8	5.75	2070	0.013	89.57	0.14	1.77
9	6.25	2090	0.011	104.29	0.13	1.77
10	6.75	1948	0.009	120.04	0.12	1.75
11	7.25	1338	0.008	127.44	0.10	1.73
12	7.75	1229	0.007	135.09	0.09	1.72
13	8.25	730	0.006	144.69	0.08	1.73
14	8.75	563	0.005	149.69	0.07	1.75
15	9.25	320	0.005	152.79	0.06	1.74
16	9.75	211	0.004	157.02	0.05	1.74
17	10.25	83	0.004	154.22	0.04	1.67
18	10.75	28	0.003	150.14	0.04	1.60

Fuente: Autor.

La tabla 64 muestra el detalle de la producción de energía anual producida por el aerogenerador.

Tabla 64. Producción de energía anual entregada por el aerogenerador.

Bin N°	Velocidad de viento a la altura del buje (m/s)	Producción de energía anual AEP kWh
0	-	-
1	2.25	-
2	2.75	-
3	3.25	-
4	3.75	2.31
5	4.25	2.85
6	4.75	3.39
7	5.25	3.92
8	5.75	4.45
9	6.25	4.95
10	6.75	5.43
11	7.25	5.87
12	7.75	6.28
13	8.25	6.64
14	8.75	6.96
15	9.25	7.24
16	9.75	7.49
17	10.25	7.70
18	10.75	7.88

Fuente: Autor.

Con los datos muestreados se tiene las tablas de resumen en donde se indica de acuerdo al bin característico de cada variable las gráficas en función de la velocidad de viento. A continuación, se procede a graficar las curvas que describen el funcionamiento de la máquina:

4.3.1. CURVA DE RPM vs VELOCIDAD DE VIENTO

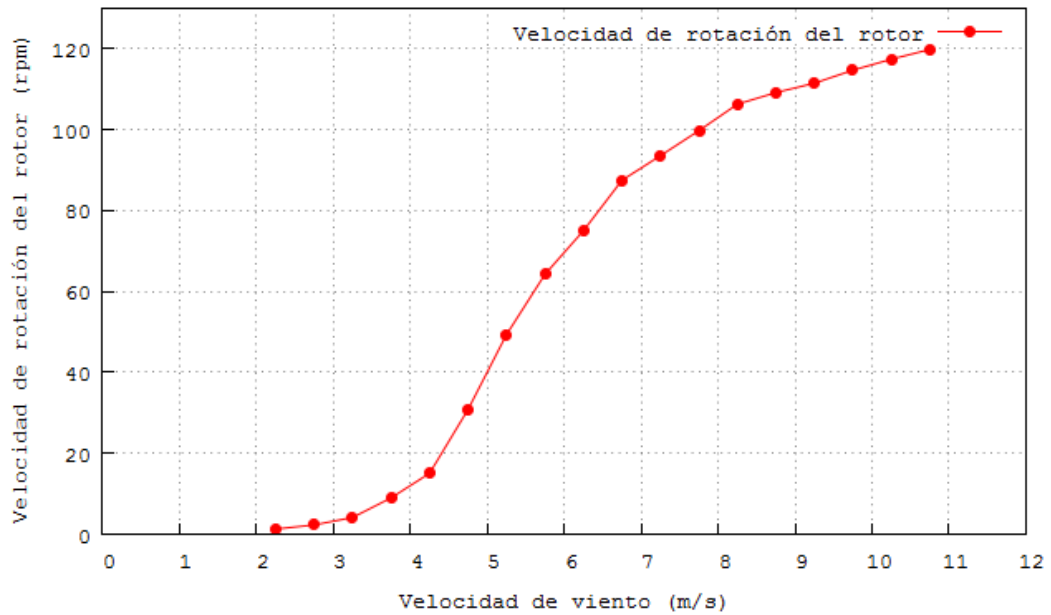


Figura 75. Velocidad de rotación del rotor vs velocidad de viento a la altura del buje [Autor].

La figura 75 muestra la medición de las revoluciones del aerogenerador en función de la velocidad de viento; cabe mencionar que el rotor empieza a girar cuando el viento vence la inercia del generador con una velocidad aproximada de 2.3 m/s; su curva muestra un comportamiento creciente, son magnitudes directamente proporcionales debido a que a mayor velocidad de viento mayor velocidad de rotación del rotor.

4.3.2. CURVA DE VOLTAJE ENTREGADO POR EL GENERADOR vs VELOCIDAD DE VIENTO

La figura 76 muestra la medición del voltaje entregado por el generador de imanes permanentes en función de la velocidad de viento cabe mencionar que su curva muestra un comportamiento creciente, son magnitudes directamente proporcionales debido a que a mayor velocidad de viento mayor voltaje entregado al sistema.

El generador proporciona la energía necesaria a partir de la velocidad de viento de 6.5 m/s que alcanza aproximadamente un voltaje de 12 V requerido para cargar las baterías.

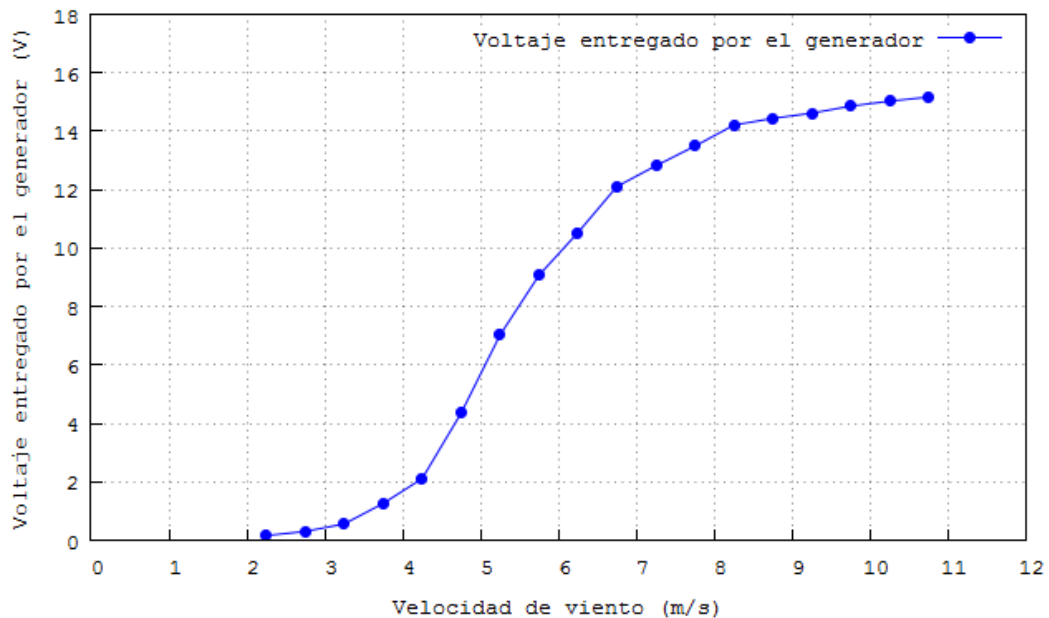


Figura 76. Voltaje entregado por el generador de imanes permanentes vs velocidad de viento a la altura del buje [Autor].

4.3.3. CURVA DE AMPERAJE vs VELOCIDAD DE VIENTO

La figura 77 muestra la medición del amperaje en la conexión a la carga en función de la velocidad de viento su curva muestra un comportamiento creciente, son magnitudes directamente proporcionales debido a que a mayor velocidad de viento mayor amperaje entregado al sistema.

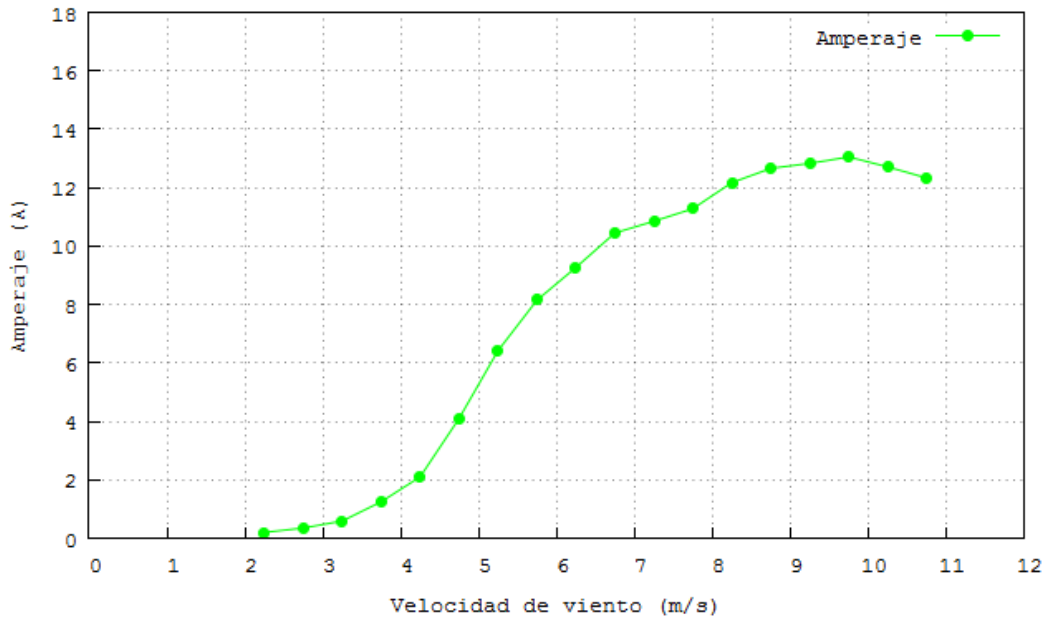


Figura 77. Amperaje generado en la conexión a la carga vs velocidad de viento a la altura del buje [Autor].

4.3.4. CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR

La figura 78 muestra una nube de puntos clasificados en bins obteniendo valores máximos, mínimos, media y desviación estándar de cada conjunto de datos.

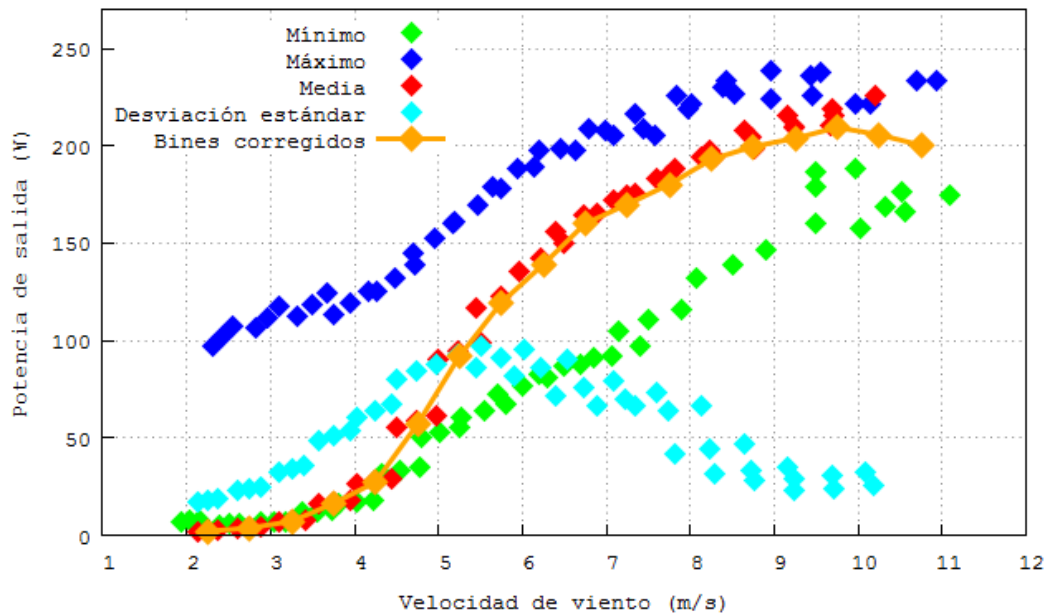


Figura 78. Nube de puntos de la potencia de salida medida [Autor].

En la figura 79 se muestra la curva característica de la máquina. Se observa que ésta empieza a generar una potencia de 2.14 W a una velocidad de viento de 2.3 m/s una vez que se ha vencido la inercia del generador de imanes permanentes; la potencia

máxima es de 207.7 W a una velocidad de viento de alrededor de 11 m/s posterior a eso el regulador de carga no permite que el generador produzca más energía de la necesaria lo cual cuida las baterías del sistema posterior a eso se observa una curva creciente debido al aumento de generación de la potencia en función de la velocidad de viento.

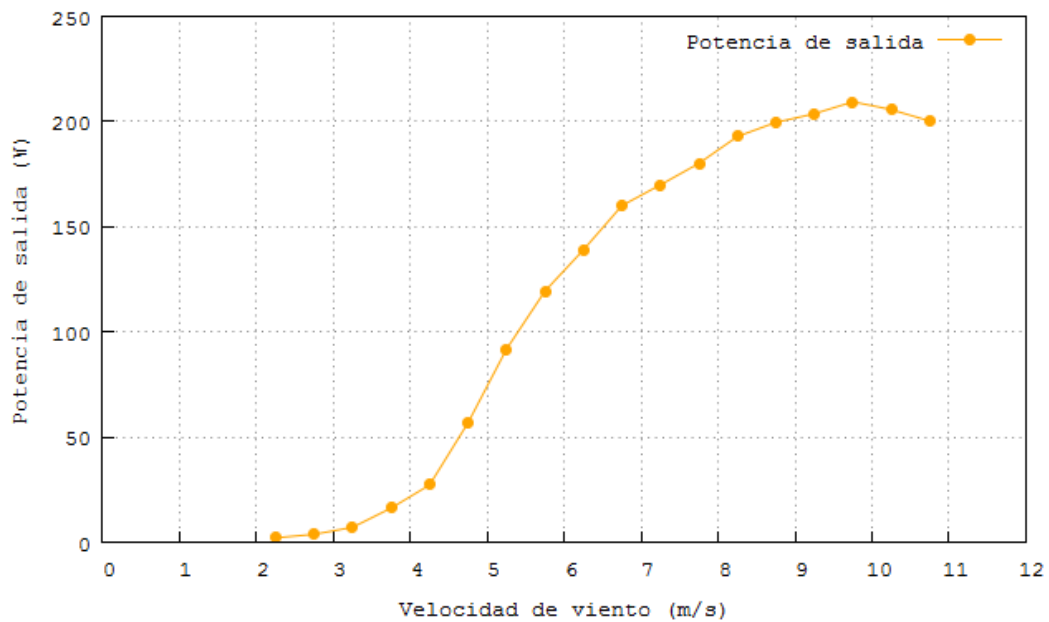


Figura 79. Curva de potencia característica del aerogenerador de imanes permanentes [Autor].

4.3.5. CURVA DEL FACTOR DE POTENCIA (C_p) vs VELOCIDAD DE VIENTO.

La figura 80 muestra la curva del coeficiente de potencia (C_p) y la velocidad de viento. Esta curva permite observar la eficiencia de la máquina en función de la velocidad de viento; se tiene un valor de factor de potencia máximo de 0.195 que alcanza la máquina debido a la rotación de su eje. Esto denota que se está transformando la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación en base a lo establecido teóricamente con el límite de aprovechamiento máximo de 0.59.

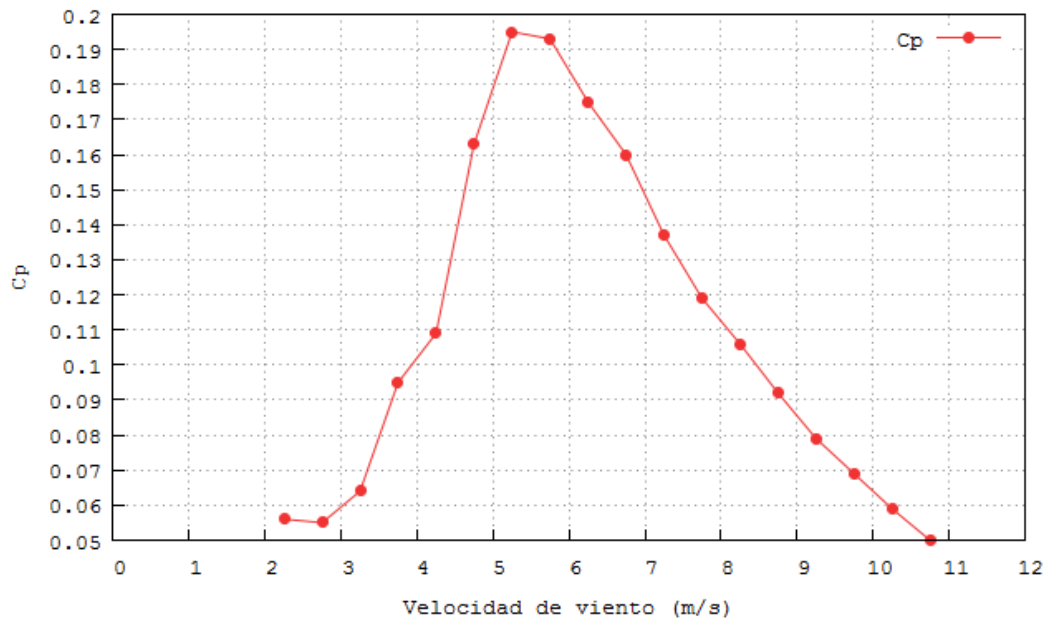


Figura 80. Coeficiente de potencia vs velocidad de viento [Autor].

4.3.6. CURVA DEL COEFICIENTE GLOBAL DE POTENCIA (C_e) vs VELOCIDAD DE VIENTO

La figura 81 muestra el coeficiente global de potencia (C_e) en función de la velocidad de viento; cómo se puede observar se tiene un valor máximo de 0.15 lo cual representa el rendimiento del aerogenerador en función del factor de potencia C_p y el rendimiento del generador eléctrico a partir de la curva de potencia.

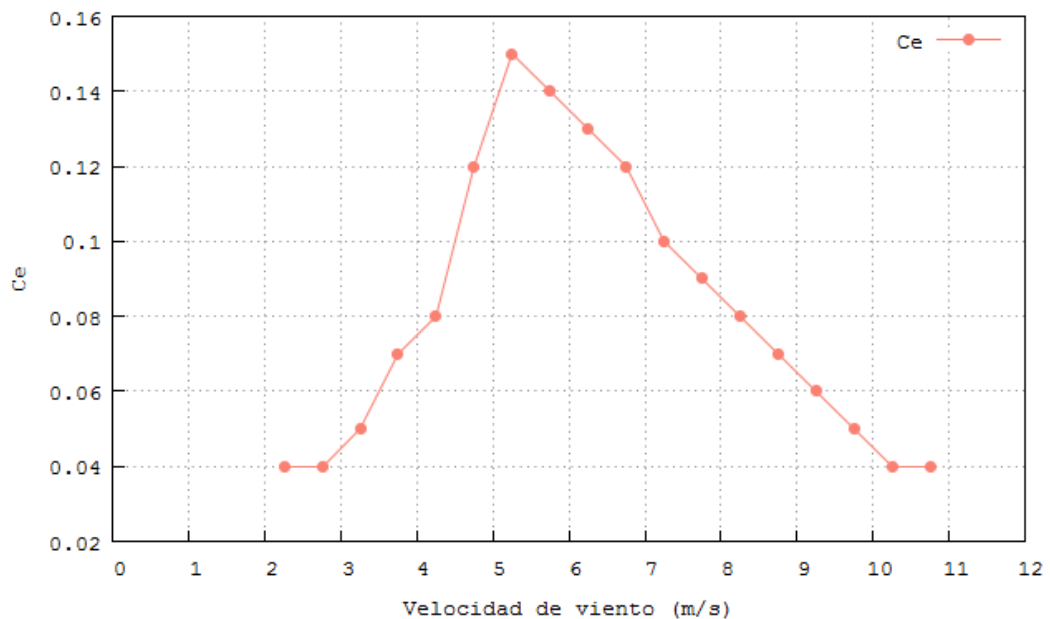


Figura 81. Coeficiente global de potencia eléctrica vs velocidad de viento [Autor].

4.3.7. CURVA DEL COEFICIENTE DE PAR (C_m) vs VELOCIDAD DE VIENTO

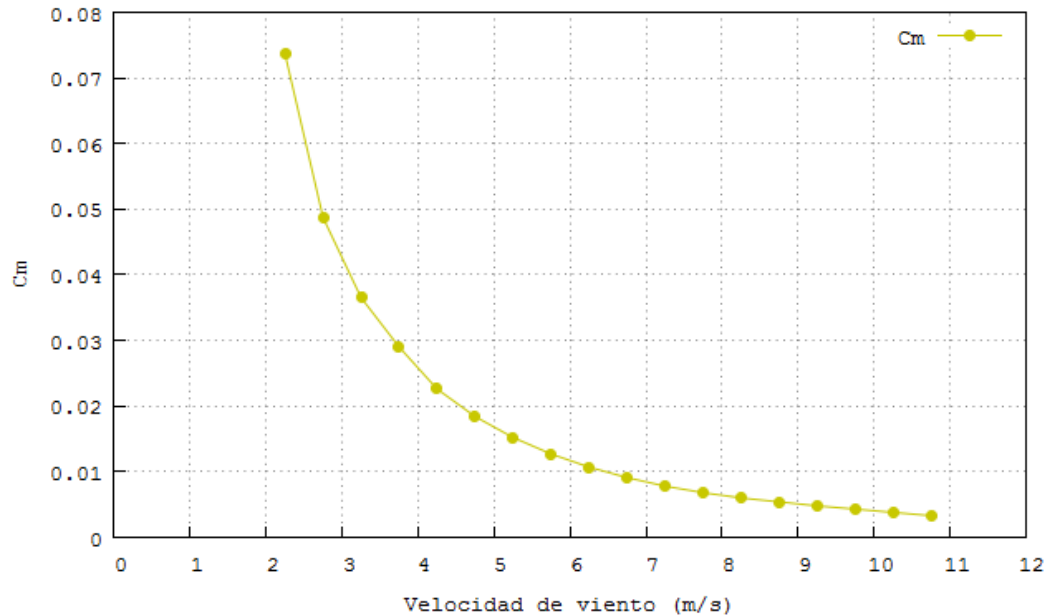


Figura 82. Coeficiente de par vs velocidad de viento [Autor].

La figura 82 muestra la curva del coeficiente de par se puede observar que se tiene un valor máximo de 0.075 a una velocidad de 2.3 m/s debido a que, si el aerogenerador se encuentra detenido, el viento necesita una fuerza mayor para vencer la inercia y poder hacer girar los álabes, esta curva es decreciente debido a que después de haber vencido la inercia el coeficiente de par disminuye debido a que el viento aumenta y el generador ha ganado energía cinética para su rotación.

4.3.8. CURVA DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL (AEP) vs VELOCIDAD DE VIENTO

La figura 83 muestra la producción de energía anual del aerogenerador en función de la velocidad de viento, este cálculo está basado en un total de 8760 anuales de producción de energía, se ha graficado desde una velocidad de viento 3.75m/s debido con esta cantidad de viento se genera energía representativa que puede ser acumulada en el sistema para su aprovechamiento.

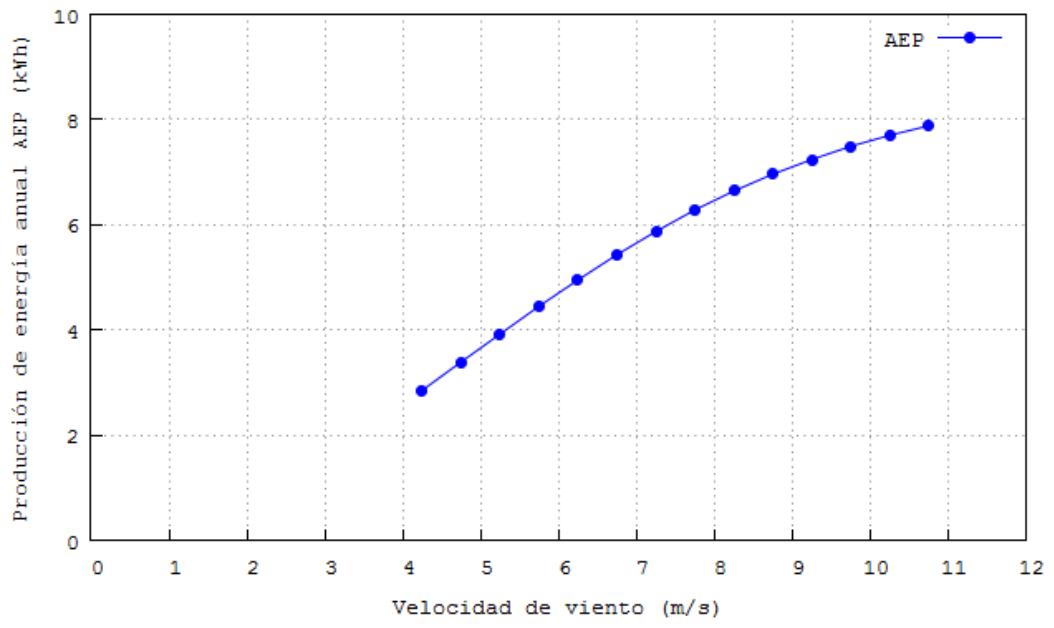


Figura 83. AEP vs velocidad de viento [Autor].

CAPÍTULO 5

5.1. CONCLUSIONES

- Se observó en el monitoreo *in situ* en base a los datos estadísticos que se tiene que entre los 2 a 3 (m/s) el viento brinda la energía cinética necesaria a la máquina para vencer la inercia del generador; hacer girar los álabes y producir energía.
- Se determinó la velocidad de viento de entre 2 a 12 (m/s) a la altura del buje, velocidad de rotación del rotor de entre 2 a 120 (rpm), el voltaje de entre 0.5 a 16 (V), y el amperaje de entre 0.5 a 13 (A) entregado por el generador lo cual describe el comportamiento de la máquina durante el tiempo muestreado *in situ*, se puede destacar que a medida que aumenta la velocidad de viento las demás variables muestran un aumento proporcional en sus magnitudes, los rangos de las variables obtenidos se los representa en base a un promedio realizado por el método de los bins.
- Se realizó la discretización de los datos para un mejor aprovechamiento de la base de datos, las curvas de C_p se representan de acuerdo a lo muestreado cada día denotando así que muestran un comportamiento real de la máquina debido a que la presencia de ráfagas de viento no permanecen constantes, lo cual dispersó el tratamiento de los datos debido a las condiciones climáticas extremas existentes en la zona en donde se realizó la investigación.
- Se obtuvo la curva del coeficiente de potencia del aerogenerador observando así que muestra un $C_p = 0.2$ que representa el 20% de eficiencia, un rango debajo de la mitad del límite de energía máxima que teóricamente puede ser aprovechada cuyo límite denota el teorema de Betz ($C_p = 0.593$) que representa el 59.3% mostrando una eficiencia aceptable en este tipo de máquinas.
- La curva de potencia obtenida demuestra que el aerogenerador está funcionando sobre la potencia establecida de diseño de 178 W lo cual hace que sea más eficiente llegando a alcanzar una potencia máxima de 209.37 W lo cual representa un 17.62% de potencia adicional.
- Este estudio mostró que la realización *in situ* de la toma de datos podría ocasionar una mala interpretación de las variables medidas ya que las ráfagas de viento no

son permanentes ni constantes, en comparación de los túneles donde se tiene control total de la velocidad de viento.

- En la producción de energía anual que se muestra en la investigación se puede observar una curva creciente en función de la velocidad de viento con respecto a las horas anuales de funcionamiento; esta producción no se la debe tomar en cuenta para implementar aerogeneradores del mismo tipo que el monitoreado y también en el mismo sector que se ha recopilado la información dado que si se cambia el lugar la producción de AEP no sería la misma y requeriría un estudio en el nuevo sitio que se va a realizar el levantamiento de los datos para la posterior instalación e implementación de máquinas eólicas.
- A partir del coeficiente de potencia obtenido se pueden realizar cambios a la máquina para aumentar el valor de C_p para poder obtener una mejor eficiencia de la turbina; entre los diferentes parámetros que se pueden cambiar para el mejoramiento se tiene elevar la altura de la máquina, aumentar la longitud de los álabes, realizar un mecanismo que permita la variación del ángulo de ataque de los álabes para que éstos puedan aprovechar de una mejor manera las corrientes de aire.

5.2. RECOMENDACIONES

- Establecer un periodo de muestreo de las variables que no exceda de 5 o 10 segundos y tomar intervalos de promedio de cada 10 minutos, cada 30 minutos o incluso cada 1 hora.
- Realizar el levantamiento de datos en temporada de verano debido a que la presencia de lluvias altera las mediciones.
- Adoptar un intervalo de clase o bin no mayor a 0.5 m/s para obtener un grado de precisión adecuado en cálculos eólicos.
- Guardar un histórico de datos obtenidos para sustentación de la curva de potencia de la máquina y para un mejor análisis de los mismos.
- Limpiar la estación meteorológica cada 3 meses para evitar deteriorar el sistema y sobre todo controlar que el muestreo se efective de una manera adecuada.

MATERIALES DE REFERENCIA

1. BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. Villarrubia, "Ingeniería de la Energía Eólica", Barcelona: Marcombo S.A, 2012.
- [2] H. Piggot, "Manual para la autoconstrucción de generadores eólicos", BajaTec Manuales, 2009.
- [3] Repositorios digitales y bibliotecas del Ecuador, Energías renovables del Ecuador - Potencial eólico, [En línea]. Available: <http://www.bibliotecasdeecuador.com/cobuec/>.
- [4] A. Cristóbal, "Diseño de un aerogenerador de baja potencia en la comunidad de Río Blanco, provincia de Tungurahua", 11 2017. [En línea]. Available: <http://repositorio.uta.edu.ec>.
- [5] Gobierno autónomo descentralizado parroquial de Pilahuín, "Plan de desarrollo y ordenamiento territorial 2015-2020", Septiembre 2017. [En línea]. Available: <http://app.sni.gob.ec>.
- [6] Agencia de gestión de energía de la región de Murcia, "La energía eólica en la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia", España: Selegráfica S.L.
- [7] R. Moreno, "La energía eólica como suministro eléctrico propio", 2014. [En línea]. Available: www.ecofener.com.
- [8] Ammonit Measurement GmbH, "Energía eólica", 2017. [En línea]. Available: www.ammonit.com.
- [9] R. Paul, "Diseño de aerogeneradores con imanes permanentes para aplicaciones en electrificación rural", Agosto 2007. [En línea]. Available: <http://repositorio.uchile.cl>.
- [10] M. Voneschen, "Nociones de energía eólica", [En línea]. Available: www.amics21.com.
- [11] Asociación danesa de la industria eólica, "Curva de potencia de un aerogenerador", [En línea]. Available: www.windpower.org.

- [12] J. Santander, "Aeromotores de eje horizontal", [En línea]. Available: www.rabfis15.uco.es.
- [13] Asociación danesa de la industria eólica, "Coeficiente de potencia", 2017. [En línea]. Available: www.windpower.org.
- [14] S. Gonzáles, "Terminología de carga y potencia", 2012. [En línea]. Available: <http://www.uco.es>.
- [15] Antonio Lecuona Neumann, "La energía eólica, principios básicos y tecnología", 2002. [En línea]. Available: <http://www.agenergia.org>.
- [16] PCE Instruments, "Sensórica", [En línea]. Available: <http://www.pce-iberica.es>.
- [17] Leonel Corona, Griselda Abarca, Jesús Mares, "Sensores y actuadores", México: Grupo Editorial Patria, 2014.
- [18] PCE Instruments, "Transductores", [En línea]. Available: <http://www.pce-iberica.es>.
- [19] Ramón Pallás, "Sensores y acondicionadores de señal", Barcelona: Marcombo.
- [20] Raymond Serway y John Jewett, "Física para ciencias e ingeniería", 7ma ed., México D.F: Cengage, 2009.
- [21] T. Maloney, "Electrónica industrial Moderna", México: Prentice Hall.
- [22] Miguel Pérez y Juan Álvarez, "Instrumentación electrónica", Thompson Paraninfo S.A, 2004.
- [23] Comité europeo de normalización electrotécnica, "Parte 12-1: Medida de la curva de potencia de aerogenerador productores de electricidad", Madrid: Aenor, 2006.
- [24] J. Méndez y L. Rodríguez, "Energía eólica", Madrid: Fundación Confemetal.
- [25] Direct Industry, "Anemómetro de cazoletas", 2017. [En línea]. Available: <http://www.directindustry.es>.
- [26] Charles Alexander y Maatthew Sadiku, "Fundamentos de circuitos eléctricos", Barcelona: Mc Graw Hill, 2006.
- [27] W. Bolton, "Mediciones y pruebas eléctricas y electrónicas", Barcelona: MARCOMBO, 1995.

- [28] m. L. Ruiz, "Amperímetro con Arduino", 2014. [En línea]. Available: www.circuits.io.
- [29] Julián Pérez y Ana Gardey, "Definición de voltímetro", 2015. [En línea]. Available: <http://definicion.de/voltimetro/>.
- [30] Electrónica 60 Norte, "Sensor de voltaje", 2017. [En línea]. Available: <http://electronica60norte.com>.
- [31] Michael Moran y Howard Shapiro, "Fundamentos de termodinámica técnica", Barcelona: Reverté, 2007.
- [32] Asociación danesa de energía eólica, "Densidad del aire", 2017. [En línea]. Available: www.windpower.org.
- [33] Panamahitek, "Sensor de presión atmosférica", [En línea]. Available: <http://panamahitek.com>.
- [34] Alex LND, "High precision atmospheric pressure sensor for arduino BMP280", [En línea]. Available: <https://alexnld.com>.
- [35] EETch Media, "Data Logger Arduino", 2017. [En línea]. Available: <https://www.arduino.cc>.
- [36] Centro Español de Metrología, "Guía para la Expresión de la Incertidumbre de Medida", 2008. [En línea]. Available: <http://www.cem.es/>.
- [37] Loic Quéval, Clément Joulain y Christian E. Casillas., "Measuring the Power Curve of a Small-scale Wind Turbine: A Practical Example", [En línea]. Available: <https://es.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/45888-power-curve-of-a-small-scale-wind-turbine-system>.
- [38] M.L. Ray, A.L. Rogers, and J.G. McGowan, "Analysis of wind shear models and trends in different terrains", [En línea]. Available: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.574.7468&rep=rep1&type=pdf>.
- [39] C. Riba, "Diseño concurrente", Barcelona: UPC, 2002.
- [40] J. Naranjo, "Determinación del potencial eólico disponible en el sector de Río Blanco perteneciente al cantón Ambato provincia de Tungurahua", 2017. [En línea]. Available: <http://repositorio.uta.edu.ec>.

- [41] C. Claudio, "Caracterización de un generador de flujo axial para aplicaciones en energía eólica", Noviembre 2016. [En línea]. Available: <http://repositorio.uta.edu.ec>.
- [42] Microchip Technology Inc, "PIC16F628A", 2017. [En línea]. Available: <http://www.microchip.com>.
- [43] Argent data systems, "Weather Sensor Assembly", 2017. [En línea]. Available: <https://www.sparkfun.com/>.
- [44] J. García, "Electrotecnia", Madrid: Paraninfo, 2009.

ANEXOS

ANEXO A

Informe del ensayo del aerogenerador de baja potencia

Ítem	Detalle
Lugar de instalación:	Comunidad de Río Blanco
Tipo de consumo:	Doméstico para una vivienda
Tipo de aerogenerador:	Eje horizontal a barlovento
Relación de velocidades de diseño (λ):	7
Perfil aerodinámico:	NACA 4412
Número de álabes:	3 (tripala)
Potencia útil:	178 W (baja potencia)
Velocidad de diseño:	12,63 m/s
Peso de los álabes (3):	2 kg.
Longitud R del álabe:	1.30 m
Material de los álabes:	Madera-Laurel
Sistema de orientación:	Por veleta de cola
Tipo de torre de sustentación:	Abatible
Dimensiones de la torre:	Longitud 11 m. Diámetro 4 plg. Material ASTM A500 Gr. B Galvanizado Incluye cuatro cables tensores 6mm
Altura del buje:	12 m.
Tipo de generador:	De imanes permanentes de flujo axial para bajas velocidades.
Tipo de baterías:	Baterías de ciclo profundo de plomo ácido Modelo RA6-200D Voltaje 12 V Dimensiones: 322 x 177.5 x 226 mm Peso 29 kg.
Tipo de inversor de voltaje:	Inversor de onda sinusoidal pura Voltaje de entrada 12 V DC Voltaje de salida 110 V AC Frecuencia 60 Hz Dimensiones: 230 x 97 x 56 mm

Fuente: [4].

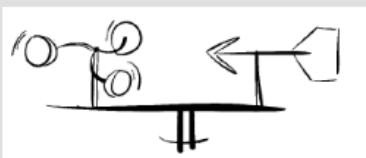
ANEXO B

Características del anemómetro

Product Specification

SwitchDoc Labs

WeatherPiArduino
Weather Board
0010-122314-01



The **WeatherPiArduino Weather Board** is an interface board for connecting a full featured, customizable board for Raspberry Pi and Arduino projects. It contains a built in I2C BMP180 Barometer/Temperature sensor includes a DS3231 RTC/EEPROM and contains interfaces for the following:

- SwitchDoc Labs WeatherRack Anemometer/Wind Vane/Rain Bucket (also supports SparkFun and ArgentData weather sensors)
- Embedded Adventures I2C Lightning Detector MOD-1016 board
- Adafruit HTU21D-F Temperature/Humidity breakout board
- Adafruit 32KB FRAM I2C breakout board
- Adafruit ADS1015 4 Channel A/D I2C board

Features and Benefits:

- Provides an excellent interface for a Weather Station hookup to Raspberry Pi or Arduino
- Includes Arduino and Raspberry Pi Software
- Supports SwitchDoc Labs WeatherRack Wind Vane / Anemometer / Rain Bucket
- Control Panel available on RasPiConnect
- Contains I2C BMP180 Barometer/Temperature
- Includes DS3231 RTC/EEPROM
- Directly powers Raspberry Pi / Arduino
- Works with Raspberry Pi (3.3V) GPIO and Arduino (5.0V) GPIO
- Works with 3.3V and 5.0V I2C bus
- All onboard devices are 3.3V
- Supports I2C Lightning Detector MOD-1016
- Supports I2C HTU21D-F Humidity Sensor
- Supports I2C 32KB FRAM
- Supports I2C ADS1015 4 Channel A/D
- Low Cost
- Full Test Code Supplied
- Quantity Discounts Available
- Immediate Availability



Weather Sensor Assembly p/n 80422

Imported by Argent Data Systems

Usage Notes

This kit includes a wind vane, cup anemometer, and tipping bucket rain gauge, with associated mounting hardware. These sensors contain no active electronics, instead using sealed magnetic reed switches and magnets to take measurements. A voltage must be supplied to each instrument to produce an output.

Assembly

The wind sensor arm mounts on top of the two-piece metal mast and supports the wind vane and anemometer. A short cable connects the two wind sensors. Plastic clips on the underside of the arm hold this cable in place. Screws are provided to secure the sensors to the arm.

The rain gauge may be mounted lower on the mast using its own mounting arm and screw, or it may be mounted independently.

Rain Gauge

The rain gauge is a self-emptying tipping bucket type. Each 0.011" (0.2794 mm) of rain causes one momentary contact closure that can be recorded with a digital counter or microcontroller interrupt input. The gauge's switch is connected to the two center conductors of the attached RJ11-terminated cable.

Anemometer

The cup-type anemometer measures wind speed by closing a contact as a magnet moves past a switch. A wind speed of 1.492 MPH (2.4 km/h) causes the switch to close once per second.

The anemometer switch is connected to the inner two conductors of the RJ11 cable shared by the anemometer and wind vane (pins 2 and 3.)

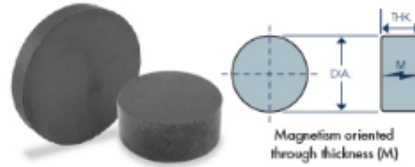
ANEXO C

Características de los imanes

CERAMIC DISC MAGNETS

Ceramic disc magnets are priced economically but offer a lot of magnetic strength. We offer many sizes and grades suitable to a variety of manufacturing, hobby and craft applications.

Listed below are some of our best-selling sizes of ceramic disc magnets. Other sizes are available. [E-mail](#) us or call 1.888.293.9399 if the size you need is not listed here.



Ceramic Magnets Overview | Block Magnets | **Disc Magnets** | Ring Magnets

Part No.	Dimensions in Inches		Weight (Lbs.)	Grade
	Diameter	Thk.		
CD06	.187	.187	.001	1
CD002500C	.25	.281	.003	5
CD312N	.312	.125	.002	5
CD003500	.35	.25	.004	5
CD02	.375	.125	.002	1
CD0225N	.375	.25	.005	1
CD12C	.375	.41	.008	5
CD13C	.46	.4	.012	5
CD14C	.472	.197	.008	8
CD04	.492	.187	.008	1
CD004904	.498	.138	.005	5
CD031N	.5	.1	.003	5
CD15N	.5	.18	.008	5
CD005000	.5	.23	.008	5
CD6212	.625	.125	.008	5
CD0625	.625	.125	.008	1
CD0625/2P	.625	.125	.008	1
CD25C	.625	.375	.02	5
CD10N	.709	.197	.014	8
CD10J	.709	.197	.014	5
CD710N	.71	.25	.017	5
CD07N	.75	.25	.019	1
CD007500	.75	.375	.03	8
CD9C	.787	.158	.013	5
CD20NMAGC	.888	.1	.105	8
CD0875MP	.875	.12	.012	1
CD970N	.97	.158	.02	8
CD970MPN	.97	.158	.02	5, MP
CD985MPN	.985	.2	.027	1, MP
CD010000	1	.625	.088	5
CD010002	1	.25	.035	5
CD150N	1.5	.187	.058	1, MP

Key: 1 = Grade 1 ceramic 5 = Grade 5 ceramic 8 = Grade 8 ceramic (strongest ceramic material available) MP = Multiple poles on surface. All dimensions approximate. \$30 minimum order.

ANEXO D

Manual de frenado del aerogenerador

Nota: Se debe realizar el frenado conforme lo establecido con el fin de preservar la seguridad y funcionamiento de la máquina y sobre todo conservar la estación de monitoreo y censo de la misma.

1. Revisar el breaker con etiqueta color azul se encuentre encendido (ON) ya que es del paso de carga
2. Revisar el breaker con etiqueta color rojo que se encuentre apagado (OFF) ya que es el freno de la máquina.
3. Quitar la carga (BREAKER (OFF) ETIQUETA COLOR AZUL NUMERACIÓN 00)
4. Realizar el frenado (BREAKER (ON) ETIQUETA COLOR ROJO NUMERACIÓN 11)
5. La máquina queda totalmente frenada y no se moverá.

MANUAL PARA QUITAR EL FRENADO DEL AEROGENERADOR

1. Revisar el breaker con etiqueta color azul se encuentre encendido (ON) ya que es del paso de carga
2. Revisar el breaker con etiqueta color rojo que se encuentre apagado (OFF) ya que es el freno de la máquina.
3. Poner la carga BREAKER (ON) ETIQUETA COLOR AZUL NUMERACIÓN (00)
4. Quitar el freno BREAKER (OFF) ETIQUETA COLOR ROJO NUMERACIÓN (11)
6. La máquina queda totalmente libre para su funcionamiento.

Fuente: Autor

ANEXO E

Instalación de la torre de muestreo para la recopilación de los datos



Colocación de adoquines cuadrados para la base que proporcionará estabilidad a la torre de muestreo.



Perforación del terreno para inserción de una barra de la base que permita mantener estable la torre de muestreo



Instalación de la base articulada que soportará a la torre de muestreo



Parada de la torre de muestreo



Descenso del aerogenerador con grúa



Colocación del sensor de rpm y nivelación del terreno para colocar los adoquines que formen parte de la base y la torre sea más estable.



Instalación de la caja hermética que guardará el tablero de control



Base del aerogenerador con el colchón de adoquines



Base del tablero de control de la torre de muestreo



Aerogenerador y torre de muestreo.



ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL ROTOR EN OPERACIÓN DE UN AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA UBICADO EN EL SECTOR DE RÍO BLANCO COMUNIDAD YATZAPUTZÁN PARA DETERMINAR SU EFICIENCIA.

Jesús Romero¹, Álex Mayorga²

¹Universidad Técnica de Ambato, Ecuador

²Universidad Técnica de Ambato, Ecuador

¹jromero4338@uta.edu.ec

²asmayorga@uta.edu.ec

Keywords: *wind turbine, turbine, wind, wind, low power, generator, power curve, efficiency.*

Palabras clave: *aerogenerador, turbina, eólica, viento, baja potencia, generador, curva de potencia, eficiencia.*

RESUMEN

El presente trabajo experimental consiste en la obtención de la curva de característica de un aerogenerador de baja potencia ubicado en el sector de Río Blanco comunidad Yatzaputzán, provincia de Tungurahua – Ecuador para determinar su eficiencia, para lo cual se han muestreado las siguientes variables: velocidad de viento, velocidad de rotación del rotor, presión, temperatura, voltaje y amperaje entregado por el aerogenerador a la red eléctrica, así como también se obtuvo el factor de potencia C_p y la producción de energía anual de la máquina.

ABSTRACT

The present experimental work consists of obtaining the characteristic curve of a low power wind turbine located in the sector of Río Blanco community Yatzaputzán, province of Tungurahua - Ecuador to determine its efficiency, for which the following variables have been sampled: of wind, rotor rotation speed, pressure, temperature, voltage and amperage delivered by the wind turbine to the electric grid, as well as the power factor C_p and the annual energy production of the machine were obtained. The analysis was carried out based on the regulations and bibliography on the test of the power curve for small wind turbines.

1. INTRODUCCIÓN

La energía es un factor indispensable para el desarrollo y el progreso de una sociedad. En cualquier escenario que se considere, la energía eólica ha demostrado su viabilidad técnica y económica siendo una tecnología madura. Varias razones hacen de la eólica una de las energías renovables con gran desarrollo en los últimos años [1].

El estudio sobre el aprovechamiento del potencial eólico disponible a pequeña escala en el Ecuador en diferentes sectores que presentan recursos renovables que podrían ser utilizados de tal forma que se pueda abastecer de energía a los lugares que presentan dificultades para obtención del mismo en especial con la electrificación en el sector rural. Sin embargo, el desarrollo de este tipo de máquinas a nivel industrial capaz de generar energía ha venido teniendo una acogida representativa en Latinoamérica, en Perú, Costa Rica, Argentina y Chile. Se han desarrollado investigaciones sobre

la implementación de aerogeneradores de baja potencia fabricados en pequeños talleres industriales que cumplan con los requerimientos propios de las condiciones óptimas de diseño para que los recursos disponibles puedan ser aprovechados de una manera eficiente.

Los factores por considerar de manera importante son: el tipo de fabricación existente disponible para mini eólica, el diseño de los álabes y la torre de sustentación y finalmente la velocidad del viento media anual la cual determina la energía que se obtendrá de la turbina [2].

En el país diferentes instituciones de educación superior tales como la ESPOCH, UTC, ESPOL, EPN, ESPE y la Universidad Técnica de Ambato se han enfocado en el desarrollo de proyectos de investigación para el cual se han implementado estudios acerca de potenciales eólicos disponibles en diferentes ciudades del país, así como también el diseño y construcción de aerogeneradores de baja potencia para abastecimiento eléctrico rural.

La Universidad Técnica de Ambato posee un proyecto en el cual se ha realizado un estudio de potencial eólico y se ha construido un aerogenerador de baja potencia de flujo axial con capacidad de operación para una velocidad de viento anual de 6m/s que abastece alrededor de 178 W de potencia útil [3].

Actualmente en el país no existen estudios realizados acerca de curvas de potencia enfocados en mini eólica, se busca analizar el comportamiento de la máquina para poder realizar mejoras en su sistema para así garantizar de una mejor manera su eficiencia.

2. AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA

Son máquinas eólicas pequeñas que se utilizan para alimentar cargas que están alejadas de las redes eléctricas convencionales, típicamente se combinan con bancos de baterías para almacenar la electricidad y posteriormente distribuirla, están diseñadas para producir corriente continua de entre 12v y 18v que posteriormente se transforma corriente alterna a 110v mediante un inversor. Esta clase de aerogeneradores suministra una potencia inferior a los 100 kW y por lo general están direccionados a abastecer de energía eléctrica a viviendas rurales [4].

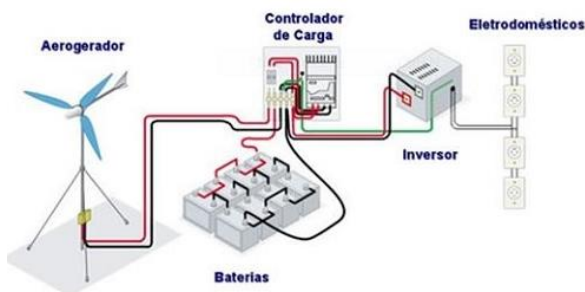


Figura 1. Aerogenerador de baja potencia de imanes permanentes.

2.1 CURVA DE POTENCIA

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador en función de las diferentes velocidades del viento y nos permite suponer la energía que va a administrar la máquina. Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo [5].

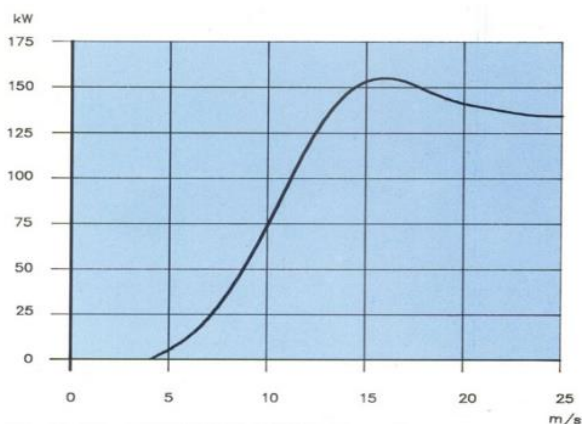


Figura 2. Curva de potencia de un típico aerogenerador.

2.2 FACTOR DE POTENCIA

Es la relación entre la potencia aprovechada y la disponible. Es la fracción de la energía cinética del viento convertida en energía cinética de rotación en el rotor del aerogenerador. Su valor oscila entre 0 y 0.5925, el coeficiente de potencia indica con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en energía eléctrica para su aprovechamiento [6].

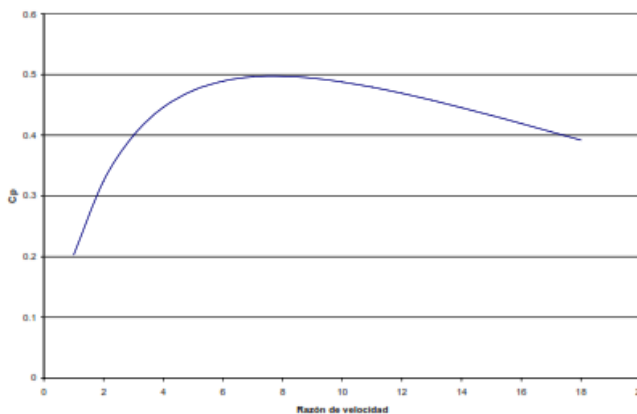


Figura 3. Curva de coeficiente de potencia vs velocidad de viento.

2.3 VELOCIDAD DE VIENTO

La velocidad del viento es una magnitud vectorial. El principal instrumento de medición es el anemómetro que registra valores mediante una frecuencia de muestreo y los promedia a lo largo de un tiempo establecido [1]. La medición de la velocidad del viento se debe hacer con un anemómetro de cazoletas con un rango de velocidad a medir de 2 a 25 m/s [7].

2.4 VELOCIDAD DE ROTACIÓN DEL ROTOR

La velocidad angular (ω) de un cuerpo en movimiento circular en torno a un eje, se define como la variación del desplazamiento angular que experimenta en unidad de tiempo. Se expresa en rad/seg, grados/seg, rev/seg o en rev/min (rpm) [8].

2.5 VOLTAJE

Es la magnitud física que, en un circuito eléctrico, impulsa a los electrones a lo largo de un conductor. Es decir, conduce la energía eléctrica con mayor o menor intensidad y su unidad de medida es el voltio (V) [9].

2.6 AMPERAJE

Es el flujo de carga eléctrica que circula a través de un material por unidad de tiempo su unidad de medida es el Ampere (A) [9].

2.7 FLUJO DE POTENCIAS EN UN AEROGENERADOR

El flujo de potencias que se inicia en la potencia disponible (P_d) del viento finaliza en la potencia (P_u).

En el flujo de potencias se distinguen las siguientes potencias y rendimientos:

- Potencia disponible (P_d): es la potencia del viento, debida a su energía cinética.
- Coeficiente de potencia (C_p): es la relación entre la potencia en el eje del rotor y la disponible del viento según:

$$C_p = \frac{P}{P_d} = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho v^3 A} \quad (1)$$

En donde:

P: potencia en el eje del rotor del generador (W).

A: área barrida por el rotor del aerogenerador (m^2).

ρ : densidad del aire en condiciones de presión y temperatura del viento (kg/m^3).

v: velocidad del viento medida a la altura del buje del generador (m/s).

- Potencia en el eje del rotor de la eólica (P): es la potencia aprovechada por el rotor de la eólica. Se determina a través de la relación:

$$P = C_p * P_d \quad (2)$$

C_p depende del tipo de rotor, su velocidad de giro y de la velocidad del viento.

- Potencia de accionamiento (P_{acc}): es la potencia en el eje de salida de la caja multiplicadora que se utiliza para el accionamiento de la máquina operadora.
- Potencia útil final (P_u): es la potencia útil que suministra la máquina operadora.

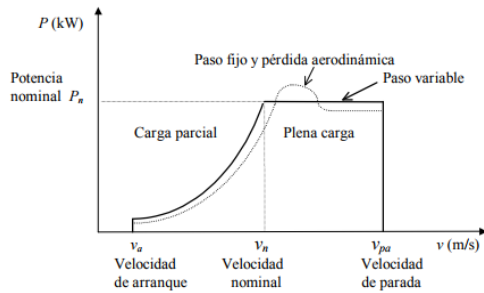


Figura 4. Curvas de potencia de una misma turbina, con regulación por cambio de paso y con regulación por pérdida aerodinámica.

En la curva de potencia se distinguen los siguientes valores significativos:

- Velocidad de arranque V_a (cut in speed): es la velocidad del viento para la que el aerogenerador comienza a suministrar potencia útil. En aerogeneradores tripala de eje horizontal suele ser del orden de unos 4 m/s.
- Velocidad nominal V_n (rated speed): es la velocidad del viento para la que se alcanza la potencia nominal del aerogenerador.
- Velocidad de desconexión o parada V_{pa} o V_d (cut ut speed): es la velocidad del viento para la que el rotor se detiene por la acción de los sistemas de regulación y control para evitar el riesgo de sufrir daños que pueda causar la gran velocidad del viento.

2.8 MEDIDA Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS.

Dentro del análisis acerca de la viabilidad del viento como un recurso no convencional como fuente de energía se requiere conocer sus características como son; la toma de datos, la técnica de medición y el método de tratamiento de los datos.

Para el presente trabajo experimental se tomará como fundamentación la norma IEC 61400-12-1 (2005) sobre el ensayo de la curva de potencia de aerogeneradores de baja potencia [7].

2.9 ADQUISICIÓN DE DATOS

Los datos han de ser recogidos de manera continua con una velocidad de muestreo de 1 Hz o mayor. El sistema de adquisición de datos debe almacenar o bien los datos muestreados o bien datos estadísticos de un conjunto de datos:

- Valor medio;
- Desviación típica;
- Valor máximo;
- Valor mínimo.

El conjunto de datos seleccionados debe basarse en periodos de 10 minutos de datos contiguos medidos [7].

2.10 INCERTIDUMBRE

La curva de potencia de un aerogenerador debe ser complementada con una estimación de la incertidumbre de la

medición. La estimación debe basarse en la publicación ISO “Guía para la expresión de la incertidumbre en la medición”, la cual está basada en la aplicación de la desviación estándar para el cálculo del error estimado para la corrección y validación de los resultados, en este caso se aplicará a la potencia ya que la velocidad de viento se representará con la marca de clase de cada intervalo [7].

La incertidumbre de la potencia eléctrica será realizada mediante las siguientes ecuaciones:

Desviación estándar de la potencia:

$$\sigma_{P,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{j=1}^{N_i} (P_i - P_{n,i,j})^2} \quad (3)$$

Dónde:

$\sigma_{P,i}$: es la desviación típica de los datos de potencia normalizados en el bin i ,

N_i : es el número de conjunto de datos diezminutales en el bin i ,

P_i : es la potencia de salida normalizada y promediada en el bin i ,

$P_{n,i,j}$: es la potencia de salida normalizada del conjunto de datos j en el bin i .

La incertidumbre estándar de la potencia normalizada y promediada en el bin se estima por la ecuación:

$$S_i = S_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}} \quad (4)$$

Dónde:

$S_{P,i}$: es la incertidumbre estándar de la potencia en el bin i ,

$\sigma_{P,i}$: es la desviación típica de los datos de potencia normalizada en el bin i ,

N_i : es el número de conjuntos diezminutales en el bin i .

Para las demás variables como son la velocidad de rotación del rotor, voltaje, y amperaje se trabajará usando la siguiente ecuación se estima de acuerdo a la ecuación 5 que forma parte de una investigación en campo realizada en turbinas eólicas de baja potencia [10].

$$X_{a,b,c,d} = x * 0.95 \quad (5)$$

Dónde:

$X_{a,b,c,d}$: Incertidumbre de las variables de velocidad de rotación del rotor, voltaje y amperaje en el bin i ,

x : valor de las variables de velocidad de rotación del rotor, voltaje y amperaje en el bin i ,

0.95: valor porcentual usado para la estimación de incertidumbre de variables que no poseen fórmulas directas para la aplicación de la misma y se la ha tomado de acuerdo a un análisis realizado en diferentes terrenos para la estimación de la curva de potencia de recurso eólico a baja escala [11].

2.11 NORMALIZACIÓN DE LOS DATOS

Todo el conjunto de datos medidos tiene que ser sometidos a normalización de dos densidades de aire de referencia respectivamente. La primera será la densidad del aire sobre el

nivel del mar según la atmósfera estándar de ISO (1.225 kg/m³), la segunda debe ser el promedio de la densidad del aire de los datos medidos in situ durante el ensayo [7].

$$\rho_{10\text{minutos}} = \frac{B_{10\text{minutos}}}{R * T_{10\text{minutos}}} \quad (6)$$

En dónde:

$\rho_{10\text{minutos}}$: es la densidad del aire promediada en 10 minutos (kg/m³)

$B_{10\text{minutos}}$: es la presión atmosférica medida y promediada en 10 minutos (Pa)

R: constante específica de los gases ideales (287.05 J/kg*°K)

$T_{10\text{minutos}}$: es la temperatura absoluta del aire medida y promediada en 10 minutos (°K)

Para el cálculo de la potencia normalizada se tiene la ecuación:

$$P_n = P_{10\text{minutos}} * \frac{\rho_o}{\rho_{10\text{minutos}}} \quad (7)$$

En dónde:

P_n : es la potencia normalizada (W)

$P_{10\text{minutos}}$: potencia medida y promediada en 10 minutos (W)

ρ_o : es la densidad de aire de referencia (1.225 kg/m³)

$\rho_{10\text{minutos}}$: es la densidad del aire promediada en 10 minutos (kg/m³)

Para el cálculo de la velocidad de viento normalizada se tiene la ecuación:

$$V_n = V_{10\text{minutos}} * \left(\frac{\rho_{10\text{minutos}}}{\rho_o}\right)^{1/3} \quad (8)$$

En dónde:

V_n : es la velocidad del viento normalizada (m/s)

$V_{10\text{minutos}}$: es la velocidad del viento medida y promediada en 10 minutos (m/s)

2.12 DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE POTENCIA MEDIDA

Para la realización de la curva de potencia se determinará usando el método de los bins al conjunto de los datos medidos, usando un rango de bin de 0.5 m/s y posteriormente calculando los valores medios de la potencia y velocidad de viento normalizadas para cada bin de velocidad según las siguientes ecuaciones:

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (9)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (10)$$

2.13 COEFICIENTE DE POTENCIA

Para la determinación del coeficiente de potencia C_p se detalla según la siguiente ecuación:

$$C_{p,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \rho_o A V_i^3} \quad (11)$$

En dónde:

$C_{p,i}$: es el coeficiente de potencia en el bin i

V_i : es la velocidad de viento normalizada y promediada en el bin i (m/s)

P_i : es la potencia normalizada y promediada en el bin i (W)

A : es el área barrida del rotor del aerogenerador (m²)

ρ_o : es la densidad de aire de referencia (1.225 kg/m³)

2.14 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL

La producción anual de energía se la determina aplicando distribuciones de frecuencia de velocidad de viento a la curva de potencia medida. Se debe realizar con una distribución de Rayleigh o una distribución de Weibull con un factor de forma 2 y ésta se debe usar como distribución de frecuencia de la velocidad del viento de referencia. En las estimaciones de la producción de energía anual deben realizarse para velocidades de viento anuales a la altura del buje del aerogenerador de 4,5,6,7,8,9,10 y 11 m/s según la ecuación:

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2}\right) \quad (12)$$

En dónde:

AEP: producción anual de energía

N_h : es el número de horas en un año ≈ 8760

N : es el número de bins

V_i : es la velocidad del viento normalizada y promediada en el bin i

P_i : es la potencia normalizada y promediada en el bin i

$$F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{ave}}\right)^2\right)} \quad (13)$$

En dónde:

$F(V)$: es la distribución de probabilidad acumulada de Rayleigh para la velocidad de viento

V_{ave} : es la velocidad de viento anual a la altura del buje

V : es la velocidad del viento

3. CURVA DE POTENCIA MEDIDA

Tabla 1. Curva de potencia medida

Bin N°	Velocidad de viento a la altura del buje (m/s)	Potencia de salida (W)	Coficiente de potencia (Cp)	N° de conjunto de datos (10 minutos)
0	-	-	-	-
1	2.26	2.14	0.06	2794
2	2.75	3.83	0.06	4365
3	3.27	7.30	0.06	5022
4	3.76	16.67	0.10	3993
5	4.24	27.94	0.11	3530
6	4.74	58.34	0.17	2765
7	5.25	94.21	0.20	2939
8	5.74	122.51	0.20	2070
9	6.23	142.63	0.18	2090
10	6.74	164.18	0.16	1948
11	7.25	174.32	0.14	1338
12	7.74	184.78	0.12	1229

13	8.23	197.95	0.11	730
14	8.73	204.82	0.09	563
15	9.24	209.15	0.08	320
16	9.72	215.06	0.07	211
17	10.19	211.71	0.06	83
18	10.62	207.70	0.05	28

Tabla 2. Incertidumbres para la corrección de la curva de potencia medida.

Bin N°	Velocidad de viento a la altura del buje (m/s)	(Desviación típica de la potencia)	Incertidumbre A (Incertidumbre típica para cada bin)	Incertidumbre B (Según La medición de la curva de potencia de un aerogenerador de pequeña escala.)
0	-	-	-	-
1	2.26	0.02	0.0004	0.11
2	2.75	0.03	0.0005	0.19
3	3.27	0.06	0.0008	0.37
4	3.76	0.15	0.0024	0.83
5	4.24	0.27	0.0046	1.40
6	4.74	0.65	0.0123	2.92
7	5.25	1.02	0.0189	4.71
8	5.74	1.61	0.0353	6.13
9	6.23	1.87	0.0409	7.13
10	6.74	2.25	0.0509	8.21
11	7.25	2.89	0.0789	8.72
12	7.74	3.21	0.0917	9.24
13	8.23	4.49	0.1662	9.90
14	8.73	5.33	0.2247	10.24
15	9.24	7.26	0.4056	10.46
16	9.72	9.17	0.6310	10.75
17	10.19	14.51	1.5930	10.59
18	10.62	24.63	4.6552	10.39

Tabla 3. Curva de potencia corregida

Bin N°	Velocidad de viento a la altura del buje corregida (m/s)	Potencia de salida corregida (W)	Coefficiente de potencia corregido (Cp)	N° de conjunto de datos (10 minutos)
0	-	-	-	-
1	2.25	2.09	0.056	2794
2	2.75	3.73	0.055	4365
3	3.25	7.12	0.064	5022
4	3.75	16.25	0.095	3993
5	4.25	27.24	0.109	3530
6	4.75	56.88	0.163	2765
7	5.25	91.84	0.195	2939
8	5.75	119.43	0.193	2070
9	6.25	139.05	0.175	2090
10	6.75	160.05	0.160	1948
11	7.25	169.92	0.137	1338
12	7.75	180.12	0.119	1229
13	8.25	192.92	0.106	730
14	8.75	199.59	0.092	563
15	9.25	203.72	0.079	320
16	9.75	209.37	0.069	211
17	10.25	205.62	0.059	83
18	10.75	200.18	0.050	28

Tabla 4. Resumen de velocidad de viento vs velocidad de rotación del rotor

Bin N°	Velocidad de viento a la altura del buje (m/s)	N° de conjunto de datos (10 minutos)	Velocidad de rotación del rotor (rpm)	Incertidumbre A (Según La medición de la curva de potencia de un aerogenerador de pequeña escala.)
0	-	-	-	-
1	2.25	2794	0.08	0.074
2	2.75	4365	0.11	0.049

0	-	-	-	-
1	2.25	2794	1.3	0.009
2	2.75	4365	2.3	0.017
3	3.25	5022	4.2	0.031
4	3.75	3993	9.0	0.07
5	4.25	3530	15.1	0.117
6	4.75	2765	30.9	0.241
7	5.25	2939	49.4	0.389
8	5.75	2070	64.3	0.503
9	6.25	2090	75.0	0.584
10	6.75	1948	87.5	0.671
11	7.25	1338	93.6	0.71
12	7.75	1229	99.8	0.747
13	8.25	730	106.3	0.787
14	8.75	563	109.2	0.8
15	9.25	320	111.5	0.81
16	9.75	211	114.7	0.823
17	10.25	83	117.4	0.833
18	10.75	28	119.8	0.84

Tabla 5. Resumen de velocidad de viento vs voltaje

Bin N°	Velocidad de viento a la altura del buje (m/s)	N° de conjunto de datos (10 minutos)	Voltaje entregado generador (V)	Incertidumbre A (Según La medición de la curva de potencia de un aerogenerador de pequeña escala.)
0	-	-	-	-
1	2.25	2794	0.17	0.009
2	2.75	4365	0.32	0.017
3	3.25	5022	0.59	0.031
4	3.75	3993	1.33	0.07
6	4.75	2765	4.58	0.241
7	5.25	2939	7.39	0.389
8	5.75	2070	9.55	0.503
9	6.25	2090	11.09	0.584
10	6.75	1948	12.74	0.671
11	7.25	1338	13.50	0.71
12	7.75	1229	14.20	0.747
13	8.25	730	14.96	0.787
14	8.75	563	15.20	0.8
15	9.25	320	15.39	0.81
16	9.75	211	15.65	0.823
17	10.25	83	15.82	0.833
18	10.75	28	15.97	0.84

Tabla 6. Resumen de velocidad de viento vs amperaje

Bin N°	Velocidad de viento a la altura del buje (m/s)	N° de conjunto de datos (10 minutos)	Amperaje en la conexión a la carga (A)	Incertidumbre A (Según La medición de la curva de potencia de un aerogenerador de pequeña escala.)
0	-	-	-	-
1	2.25	2794	0.21	0.011
2	2.75	4365	0.37	0.02
3	3.25	5022	0.62	0.033
4	3.75	3993	1.31	0.069
5	4.25	3530	2.21	0.116
6	4.75	2765	4.31	0.227
7	5.25	2939	6.76	0.356
8	5.75	2070	8.58	0.451
9	6.25	2090	9.76	0.514
10	6.75	1948	11.00	0.579
11	7.25	1338	11.43	0.601
12	7.75	1229	11.87	0.625
13	8.25	730	12.81	0.674
14	8.75	563	13.32	0.701
15	9.25	320	13.51	0.711
16	9.75	211	13.73	0.723
17	10.25	83	13.37	0.704
18	10.75	28	12.98	0.683

Tabla 7. Factores característicos del aerogenerador

Bin N°	Velocidad de viento a la altura del buje (m/s)	N° de conjunto de datos (10 minutos)	Velocidad específica (λ)	Coefficiente de par (Cm)
0	-	-	-	-
1	2.25	2794	0.08	0.074
2	2.75	4365	0.11	0.049

3	3.25	5022	0.17	0.037
4	3.75	3993	0.33	0.029
5	4.25	3530	0.48	0.023
6	4.75	2765	0.89	0.018
7	5.25	2939	1.28	0.015
8	5.75	2070	1.52	0.013
9	6.25	2090	1.63	0.011
10	6.75	1948	1.77	0.009
11	7.25	1338	1.76	0.008
12	7.75	1229	1.75	0.007
13	8.25	730	1.75	0.006
14	8.75	563	1.70	0.005
15	9.25	320	1.64	0.005
16	9.75	211	1.60	0.004
17	10.25	83	1.56	0.004
18	10.75	28	1.52	0.003

Tabla 8. Factores característicos del aerogenerador

Bin N°	Potencia eléctrica final (Pe)	Coefficiente global de potencia eléctrica (Ce)	M (kNm)
0			
1	1.57	0.04	1.57
2	2.80	0.04	1.56
3	5.34	0.05	1.63
4	12.19	0.07	1.72
5	20.43	0.08	1.73
6	42.66	0.12	1.76
7	68.88	0.15	1.78
8	89.57	0.14	1.77
9	104.29	0.13	1.77
10	120.04	0.12	1.75
11	127.44	0.10	1.73
12	135.09	0.09	1.72
13	144.69	0.08	1.73
14	149.69	0.07	1.75
15	152.79	0.06	1.74
16	157.02	0.05	1.74
17	154.22	0.04	1.67
18	150.14	0.04	1.60

Tabla 9. Producción de energía anual AEP

Bin N°	Velocidad de viento a la altura del buje (m/s)	Producción de energía anual AEP kWh
0	-	-
1	2.25	-
2	2.75	-
3	3.25	-
4	3.75	2.31
5	4.25	2.85
6	4.75	3.39
7	5.25	3.92
8	5.75	4.45
9	6.25	4.95
10	6.75	5.43
11	7.25	5.87
12	7.75	6.28
13	8.25	6.64
14	8.75	6.96
15	9.25	7.24
16	9.75	7.49
17	10.25	7.70
18	10.75	7.88

La Figura 5. muestra la medición de las revoluciones del aerogenerador en función de la velocidad de viento; cabe mencionar que el rotor empieza a girar cuando el viento vence la inercia del generador con una velocidad aproximada de 2.3 m/s; su curva muestra un comportamiento creciente, son magnitudes directamente proporcionales debido a que a mayor velocidad de viento mayor velocidad de rotación del rotor.

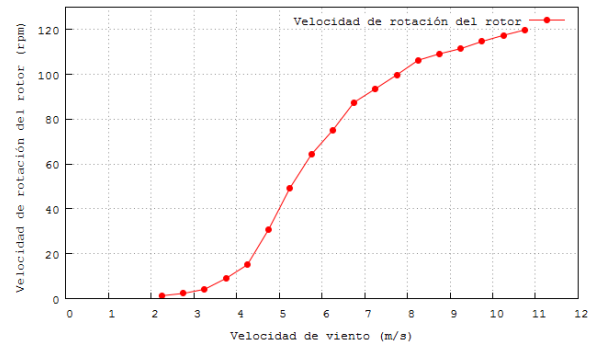


Figura 5. Velocidad de rotación del rotor vs velocidad de viento a la altura del buje

La Figura 6. muestra la medición del voltaje entregado por el generador de imanes permanentes en función de la velocidad de viento cabe mencionar que su curva muestra un comportamiento creciente, son magnitudes directamente proporcionales debido a que a mayor velocidad de viento mayor voltaje entregado al sistema.

El generador proporciona la energía necesaria a partir de la velocidad de viento de 6.5 m/s que alcanza aproximadamente un voltaje de 12 V requerido para cargar las baterías.

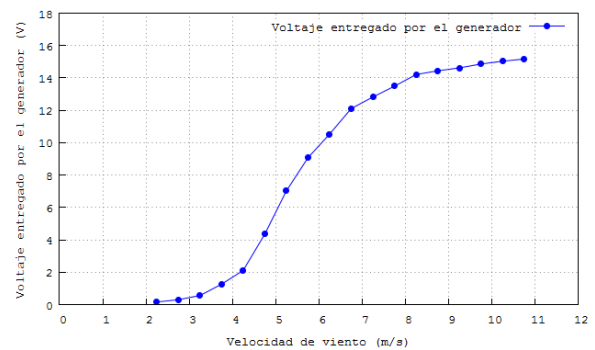


Figura 6. Voltaje entregado por el generador de imanes permanentes vs velocidad de viento a la altura del buje

La Figura 7. muestra la medición del amperaje en la conexión a la carga en función de la velocidad de viento su curva muestra un comportamiento creciente, son magnitudes directamente proporcionales debido a que a mayor velocidad de viento mayor amperaje entregado al sistema.

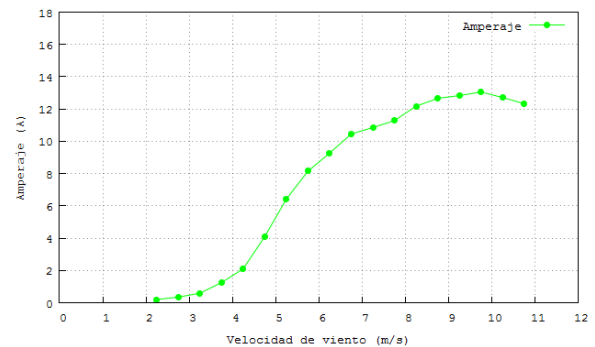


Figura 7. Amperaje generado en la conexión a la carga vs velocidad de viento a la altura del buje

La Figura 8. muestra una nube de puntos clasificados en bins obteniendo valores máximos, mínimos, media y desviación estándar de cada conjunto de datos.

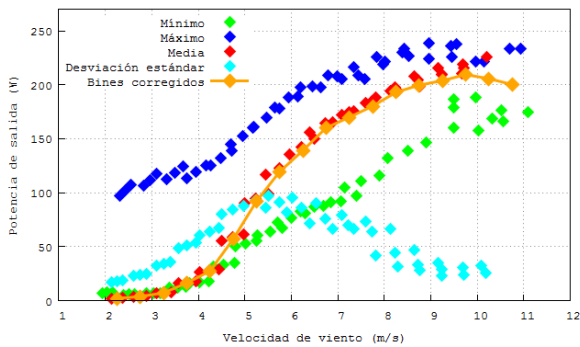


Figura 8. Nube de puntos de la potencia de salida medida

En la Figura 9. se muestra la curva característica de la máquina la cual como se puede observar que la máquina en función de la velocidad de viento empieza a generar una potencia de 2.14 W a una velocidad de viento de 2.3 m/s una vez que se ha vencido la inercia del generador de imanes permanentes, se tiene como una potencia máxima de 207.7 W a una velocidad de viento de alrededor de 11 m/s posterior a eso el regulador de carga no permite que el generador produzca más energía de la necesaria lo cual cuida las baterías del sistema posterior a eso se observa una curva creciente debido al aumento de generación de la potencia en función de la velocidad de viento.

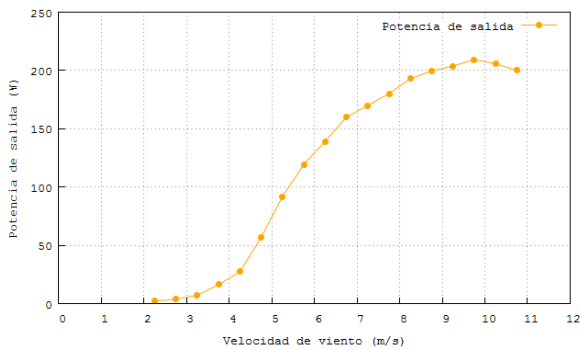


Figura 9. Curva de potencia característica del aerogenerador de imanes permanentes

La Figura 11. muestra la curva del coeficiente y la velocidad de viento esta curva nos permite observar la eficiencia de la máquina en función de la velocidad de viento; se tiene un valor de factor de potencia máximo de 0.195 que alcanza la máquina debido a la rotación de su eje esto denota que se está transformando la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación en base a lo establecido teóricamente con el límite de aprovechamiento máximo de 0.59.

Es la curva de característica más importante de la máquina, como se puede observar el generador en función de la velocidad de viento empieza a generar una potencia de 2.14 W a una velocidad de viento de 2.3 m/s una vez que se ha vencido la inercia del generador de imanes permanentes.

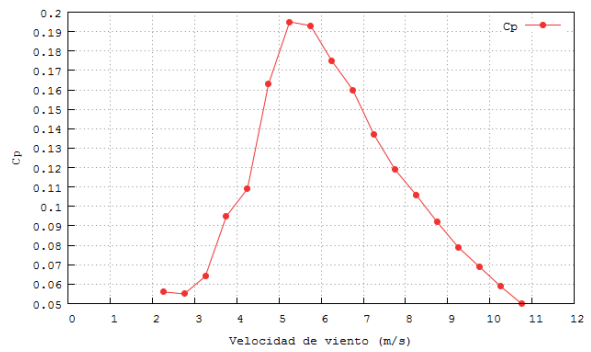


Figura 10. Coeficiente de potencia vs velocidad de viento

La Figura 11. Muestra el coeficiente global de potencia en función de la velocidad de viento; como se puede observar se tiene un valor máximo de 0.15 lo cual representa el rendimiento del aerogenerador en función del factor de potencia Cp y el rendimiento del generador eléctrico a partir de la curva de potencia.

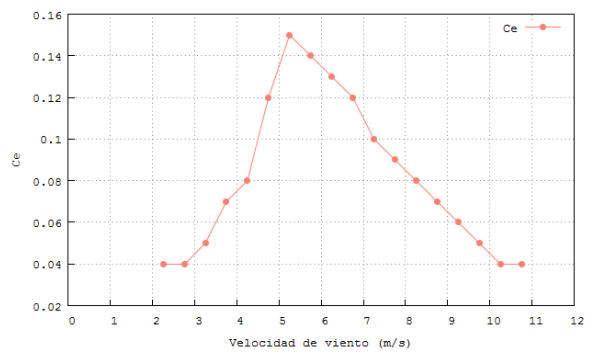


Figura 11. Coeficiente global de potencia eléctrica vs velocidad de viento

La Figura 12. muestra la curva del coeficiente de par se puede observar que se tiene un valor máximo de 0.075 a una velocidad de 2.3 m/s debido a que si el aerogenerador se encuentra parado el viento necesita una fuerza mayor para vencer la inercia y poder hacer girar los álabes, esta curva es decreciente debido a que después de haber vencido la inercia el coeficiente de par disminuye debido a que el viento aumenta y el generador ha ganado energía cinética para su rotación.

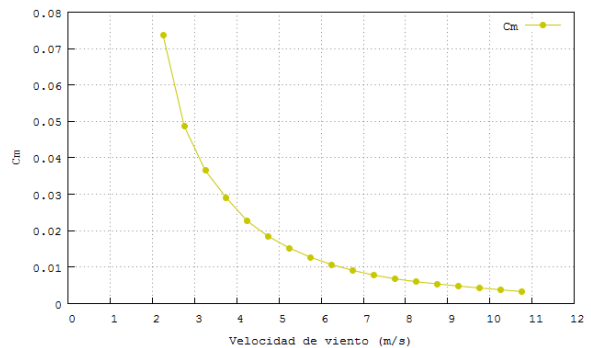


Figura 12. Coeficiente de par vs velocidad de viento

La Figura 13. muestra la producción de energía anual del aerogenerador en función de la velocidad de viento, este cálculo está basado en un total de 8760 anuales de producción de energía, se ha graficado en desde una velocidad de viento 3.75m/s debido con esta cantidad de viento se genera energía

representativa que puede ser acumulada en el sistema para su aprovechamiento.

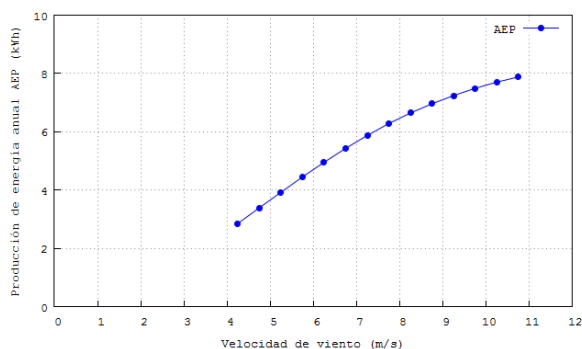


Figura 13. AEP – velocidad de viento.

4. CONCLUSIONES

- Se observó en el monitoreo in situ en base a los datos estadísticos que se tiene que entre los 2 a 3 (m/s) el viento brinda la energía cinética necesaria a la máquina para vencer la inercia del generador; hacer girar los álabes y producir energía.
- Se determinó la velocidad de viento de entre 2 a 12 (m/s) a la altura del buje, velocidad de rotación del rotor de entre 2 a 120 (rpm), el voltaje de entre 0.5 a 16 (V), y el amperaje de entre 0.5 a 13 (A) entregado por el generador lo cual describe el comportamiento de la máquina durante el tiempo muestreado in situ, se puede destacar que a medida que aumenta la velocidad de viento las demás variables muestran un aumento proporcional en sus magnitudes, los rangos de las variables obtenidos se los representa en base a un promedio realizado por el método de los bins.
- Se realizó la discretización de los datos para un mejor aprovechamiento de la base de datos, las curvas de C_p se representan de acuerdo a lo muestreado cada día denotando así que muestran un comportamiento real de la máquina debido a que la presencia de ráfagas de viento no permanecen constantes, lo cual dispersó el tratamiento de los datos debido a las condiciones climáticas extremas existentes en la zona en donde se realizó la investigación.
- Se obtuvo la curva del coeficiente de potencia del aerogenerador observando así que muestra un $C_p=0.2$ que representa el 20% de eficiencia, un rango debajo de la mitad del límite de energía máxima que teóricamente puede ser aprovechada cuyo límite denota el teorema de Betz ($C_p=0.593$) que representa el 59.3% mostrando una eficiencia aceptable en este tipo de máquinas.
- La curva de potencia obtenida demuestra que el aerogenerador está funcionando sobre la potencia establecida de diseño de 178 W lo cual hace que

sea más eficiente llegando a alcanzar una potencia máxima de 209.37 W lo cual representa un 17.62% de potencia adicional.

- Este estudio mostró que la realización in situ de la toma de datos podría ocasionar una mala interpretación de las variables medidas ya que las ráfagas de viento no son permanentes ni constantes, en comparación de los túneles donde se tiene control total de la velocidad de viento.
 - En la producción de energía anual que se muestra en la investigación se puede observar una curva creciente en función de la velocidad de viento con respecto a las horas anuales de funcionamiento; esta producción no se la debe tomar en cuenta para implementar aerogeneradores del mismo tipo que el monitoreado y también en el mismo sector que se ha recopilado la información dado que si se cambia el lugar la producción de AEP no sería la misma y requeriría un estudio en el nuevo sitio que se va a realizar el levantamiento de los datos para la posterior instalación e implementación de máquinas eólicas.
 - A partir del coeficiente de potencia obtenido se pueden realizar cambios a la máquina para aumentar el valor de C_p para poder obtener una mejor eficiencia de la turbina; entre los diferentes parámetros que se pueden cambiar para el mejoramiento se tiene elevar la altura de la máquina, aumentar la longitud de los álabes, realizar un mecanismo que permita la variación del ángulo de ataque de los álabes para que éstos puedan aprovechar de una mejor manera las corrientes de aire.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. Villarrubia, "Ingeniería de la Energía Eólica", Barcelona: Marcombo S.A, 2012.
- [2] H. Piggot, "Manual para la autoconstrucción de generadores eólicos", BajaTec Manuales, 2009.
- [3] A. Cristóbal, «"Diseño de un aerogenerador de baja potencia en la comunidad de Río Blanco, provincia de Tungurahua,"» 11 2017. [En línea]. Available: <http://repositorio.uta.edu.ec>.
- [4] Agencia de gestión de energía de la región de Murcia, "La energía eólica en la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia", España: Selegráfica S.L.
- [5] Asociación danesa de la industria eólica, «"Curva de potencia de un aerogenerador,"» [En línea]. Available: www.windpower.org.
- [6] Asociación danesa de la industria eólica, «"Coeficiente de potencia,"» 2017. [En línea]. Available: www.windpower.org.
- [7] Comité europeo de normalización electrotécnica, "Parte 12-1: Medida de la curva de potencia de aerogenerador productores de electricidad", Madrid: Aenor, 2006.
- [8] Raymond Serway y John Jewett, "Física para ciencias e ingeniería", 7ma ed., México D.F: Cengage, 2009.
- [9] J. García, "Electrotecnia", Madrid: Paraninfo, 2009.

- [1 Loic Quéval, Clément Joulain y Christian E. Casillas.,
0] «"Measuring the Power Curve of a Small-scale Wind Turbine:
A Practical Example",» [En línea]. Available:
[https://es.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/45888-
power-curve-of-a-small-scale-wind-turbine-system](https://es.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/45888-power-curve-of-a-small-scale-wind-turbine-system).
- [1 M.L. Ray, A.L. Rogers, and J.G. McGowan, «"Analysis of wind
1] shear models and trends in different terrains",» [En línea].
Available:
[http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.574.
7468&rep=rep1&type=pdf](http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.574.7468&rep=rep1&type=pdf).