



Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C.

Posgrado en Energía Renovable

Estudio de patrones energéticos de un sistema de  
generación eólica de baja potencia instalado en el  
noreste de Mérida, Yucatán

Tesis que presenta

CHRISTY CAROLINA PÉREZ ALBORNOZ

En opción al título de

MAESTRO EN CIENCIAS EN ENERGÍA RENOVABLE

Mérida, Yucatán Enero de 2012



## **DECLARACIÓN DE PROPIEDAD**

Declaro que la información contenida en la sección de Materiales y Métodos así como el Análisis de los Resultados de este documento proviene de las actividades de experimentación realizadas durante el período que se me asignó para desarrollar mi trabajo de tesis, en las Unidades y Laboratorios del Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C., y que a razón de lo anterior y en contraprestación de los servicios educativos o de apoyo que me fueron brindados, dicha información, en términos de la Ley Federal del Derecho de Autor y la Ley de la Propiedad Industrial, le pertenece patrimonialmente a dicho Centro de Investigación. Por otra parte, en virtud de lo ya manifestado, reconozco que de igual manera los productos intelectuales o desarrollos tecnológicos que deriven o pudieran derivar de lo correspondiente a dicha información, le pertenecen patrimonialmente al Centro de Investigación Científica, A.C., y en el mismo tenor, reconozco que si derivaren de este trabajo productos intelectuales o desarrollos tecnológicos, en lo especial, estos se registrarán en todo caso por lo dispuesto por la Ley Federal del Derecho de Autor y la Ley de la Propiedad Industrial, en el tenor de lo expuesto en la presente Declaración.

Mérida, Yucatán a 30 de Enero de 2012

---

I.F. Christy Carolina Pérez Albornoz



El presente trabajo de tesis se realizó en el laboratorio de Energía de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Yucatán y los laboratorios de la Unidad de Energía Renovable del Centro de Investigación Científica de Yucatán, A. C. bajo la dirección del Dr. Rolando Soler Bientz, y del Dr. Gonzalo Carrillo Baeza.

---

Dr. Oscar A. Moreno Valenzuela  
Director Académico  
Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C.



## **AGRADECIMIENTOS**

---

Cuando una meta se cumple no se debe únicamente al empeño que se ponga al realizarlo; detrás, hay personas que nos apoyan y que creen en nosotros. Son seres especiales que nos animan a seguir adelante en nuestros proyectos brindándonos, de diferentes maneras, su solidaridad.

La presente tesis es un esfuerzo en el cual, directa o indirectamente, participaron varias personas leyendo, opinando, corrigiendo, dando ánimo, acompañando en los momentos de crisis y en los momentos de felicidad.

Agradezco a mis directores de tesis, Dr. Rolando Soler Bientz por haber confiado en mi persona, por la paciencia y por la dirección de este trabajo; y al Dr. Gonzalo Carrillo Baeza, por los consejos, el apoyo y el ánimo que me brindó. Gracias a ambos por todas las enseñanzas que recibí, por las contribuciones que han hecho para que esta tesis llegue a su culminación.

A mis tutores, Dra. Mascha Afra Smit y M.C. Fernando Gómez Castro, por su asesoría y comentarios en todo el proceso de elaboración de la tesis, por sus valiosas sugerencias y acertados aportes durante el desarrollo de este trabajo.

A los revisores Dra. Daniella Esperanza Pacheco Catalán y Dr. José Hernández Rodríguez agradezco la atenta lectura de este trabajo así como todas sus aportaciones y sus atinadas correcciones, las cuales, sin duda, contribuyeron significativamente en la mejora de este trabajo.

Al M.I. Renán Quijano Cetina por sus enseñanzas y apoyo incondicional en la colecta y procesamiento de la información electrónica. Al personal técnico del Laboratorio de Energía de la FIUADY por estar siempre dispuestos a colaborar en el desarrollo experimental de la investigación.

Al CONACyT por la beca con folio No. 41775 otorgada durante mi estancia en la maestría.

A mis compañeros del posgrado por ser mis amigos, por contagiarme el ánimo en el transcurso de la maestría, por los momentos compartidos dentro y fuera de esta Institución.

A mis amigos, los que han pasado, los que se han quedado y los que se han agregado, porque todos ustedes son parte importante de mi vida y la han marcado de alguna forma.

A toda mi familia, en especial a mi madre, por su compañía en esta aventura que significó la maestría y que, de forma incondicional, entendieron mis ausencias y mis malos momentos, por enseñarme que la perseverancia y el esfuerzo son el camino para lograr objetivos.

Por último, quiero dar gracias a Dios, por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.



# ÍNDICE

---

<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>OBJETIVO GENERAL</b>	<b>5</b>
<b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b>	<b>5</b>
<b>JUSTIFICACIÓN</b>	<b>6</b>
<b>CAPÍTULO 1: ANTECEDENTES</b>	<b>7</b>
<b>1.1. ESTADO DEL ARTE DE LA ENERGÍA EÓLICA</b>	<b>7</b>
<b>1.2. EL RECURSO EÓLICO</b>	<b>10</b>
1.2.1. Características del viento	10
1.2.2. Principios de explotación del recurso eólico	13
1.2.3. Disponibilidad del recurso eólico	15
1.2.4. Distribución de Frecuencias	20
<b>1.3. GENERALIDADES DE LOS AEROGENERADORES</b>	<b>23</b>
<b>1.4. ESTUDIO DE POTENCIA</b>	<b>24</b>
1.4.1. Normas e instituciones	24
1.4.2. Curva de Potencia	27
1.4.3. Producción de Energía Anual (PEA)	27
1.4.4. Coeficiente de Potencia ( $C_p$ )	29
<b>1.5. ALMACENAMIENTO SUSTENTABLE DE LA ENERGÍA EÓLICA: HIDRÓGENO</b>	<b>30</b>
1.5.1. Generalidades	30
1.5.2. Vector de energía	31
1.5.3. Almacenamiento	31
1.5.4. Obtención de hidrógeno: Electrólisis	32
<b>CAPÍTULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS</b>	<b>34</b>
<b>2.1. METODOLOGÍA</b>	<b>35</b>

2.1.1.	Recurso eólico -----	35
2.1.2.	Desempeño energético del aerogenerador -----	37
2.1.3.	Estimación de producción de hidrógeno -----	38
<b>2.2.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL AEROGENERADOR UTILIZADO -----</b>	<b>38</b>
2.2.1.	Descripción del sitio de operación del aerogenerador-----	42
<b>2.3.</b>	<b>EQUIPO DE MEDICIÓN EMPLEADO PARA EL MONITOREO Y EL ALMACENAMIENTO DE DATOS -----</b>	<b>45</b>
2.3.1.	Equipo para mediciones anemométricas -----	45
2.3.2.	Equipo para mediciones eléctricas-----	48
2.3.3.	Sistema Adquisidor de Datos-----	49
<b>2.4.</b>	<b>ESTIMACIÓN DE POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO---</b>	<b>50</b>
	<b><i>CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE RESULTADOS-----</i></b>	<b><i>52</i></b>
<b>3.1.</b>	<b>CONDICIONES DE MEDICIÓN -----</b>	<b>52</b>
<b>3.2.</b>	<b>PARÁMETROS ANEMOMÉTRICOS -----</b>	<b>52</b>
3.2.1.	Velocidad y dirección del viento-----	52
3.2.2.	Presión atmosférica y Temperatura-----	57
3.2.3.	Densidad del aire -----	59
3.2.4.	Potencia de entrada -----	61
3.2.5.	Función de distribución de probabilidades de Weibull-----	62
3.2.6.	Cálculo de parámetros derivados de la FDP de Weibull -----	64
<b>3.3.</b>	<b>PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN CORRIENTE ALTERNA -----</b>	<b>64</b>
3.3.1.	Voltaje-----	65
3.3.2.	Corriente-----	66
<b>3.4.</b>	<b>PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN CORRIENTE DIRECTA -----</b>	<b>69</b>
3.4.1.	Voltaje medido en el rectificador-----	69
3.4.2.	Corriente medida en el rectificador-----	70
<b>3.5.</b>	<b>POTENCIA DEL AEROGENERADOR -----</b>	<b>72</b>
3.5.1.	Potencia de salida en corriente alterna -----	72
3.5.2.	Potencia de salida en corriente directa-----	73

3.6.	COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA EN FUNCIÓN DEL VIENTO--	75
3.7.	COEFICIENTES DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR-----	76
3.8.	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL (PEA) -----	78
3.9.	PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO-----	79
<b>CONCLUSIONES -----</b>		<b>81</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA-----</b>		<b>83</b>
<b>ANEXO 1.</b>	<b>LISTA DE VARIABLES Y UNIDADES-----</b>	<b>87</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1.1. Clasificación de los vientos según velocidad y densidad de potencia energética a dos diferentes alturas.-----	18
Tabla 1.2. Clasificación de aerogeneradores para producción eléctrica en función de su potencia. -----	23
Tabla 2.1. Especificaciones técnicas del Bergey BWC-1500. -----	41
Tabla 2.2. Especificaciones requeridas para los sensores del recurso eólico según los estándares.-----	47
Tabla 2.3. Especificaciones de los sensores de medición anemométricos empleados. -----	47
Tabla 2.4. Especificaciones técnicas para los transductores de voltaje y corriente tanto en corriente directa como en corriente alterna.-----	49
Tabla 2.5. Características de Operación del CR10X (Campbell Sci., 2001).-----	50
Tabla 3.1. Parámetros derivados de la función de distribución de probabilidades de Weibull. -----	64
Tabla 3.2. Valores significativos para el voltaje en cada una de las fases del aerogenerador. -----	65
Tabla 3.3. Valores significativos anuales para la corriente en cada una de las fases del aerogenerador.-----	67
Tabla 3.4. Valores significativos diurnos para la corriente en cada una de las fases del aerogenerador.-----	68

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1.1.	Representación de la incidencia de la radiación solar en la superficie de la Tierra.	----- 11
Figura 1.2.	Representación de la circulación global de los vientos debida a la fuerza de Coriolis [11].	----- 11
Figura 1.3.	a) Formación de la brisa marina, b) Formación de la brisa terrestre o terral.	----- 13
Figura 1.4.	Ejemplo de rosa de los vientos.	----- 20
Figura 1.5.	Parámetro de forma (k) y parámetro de escala (c) en la distribución de Weibull.	----- 21
Figura 1.6.	Curva de potencia característica de un aerogenerador.	----- 27
Figura 2.1.	Procedimiento esquemático para la obtención de los resultados del estudio.	----- 35
Figura 2.2.	Aerogenerador BWC- 1500 del Laboratorio de Energía de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Yucatán.	----- 39
Figura 2.3.	(Izquierda) Diagrama de la torre del aerogenerador, (Derecha) Imagen de la torre del aerogenerador en la Facultad de Ingeniería.	----- 39
Figura 2.4.	(Izquierda) Plano de 300 m x 300 m del sitio de operación del aerogenerador Bergey BWC-1500; (Derecha) imagen del aerogenerador en el sitio de operación.	----- 42
Figura 2.5.	Vista del sector Norte del sitio de operación del aerogenerador Bergey BWC-1500.	----- 43
Figura 2.6.	Vista del sector Este del sitio de operación del aerogenerador Bergey BWC-1500.	----- 43
Figura 2.7.	Vista del sector Sur del sitio de operación del aerogenerador Bergey BWC-1500.	----- 44

Figura 2.8. Vista del sector Oeste del sitio de operación del aerogenerador Bergey BWC-1500. ....	44
Figura 2.9. Torre del aerogenerador: estación anemométrica a 30 m de altura con sus respectivos sensores de velocidad, dirección, temperatura. ....	45
Figura 2.10. Sensores de medición: (izquierda) Velocidad y dirección del viento: R.M Young 03001-5 [54], (centro) Temperatura del aire: Vaisala CS500[55] y (derecha) Presión atmosférica: Vaisala CS105[56].-----	46
Figura 2.11. Diagrama del sistema eléctrico general del aerogenerador Bergey BWC-1500. ....	48
Figura 2.12. Rectificador o Sistema de Control de Voltaje (VCS) del aerogenerador Bergey BWC-1500. ....	48
Figura 2.13. Configuración usada en el Software HOMER para la estimación de la producción anual de hidrógeno. ....	51
Figura 3.1. Velocidad del viento a la altura del rotor (30 m) del generador eólico durante el año de estudio. ....	53
Figura 3.2. Velocidad del viento a la altura del rotor del generador eólico (30 m) en un día típico. ....	54
Figura 3.3. Distribución de frecuencia para la velocidad del viento en el sitio de medición. ....	55
Figura 3.4. Dirección del viento a la altura del rotor del generador eólico durante los meses de estudio. ....	56
Figura 3.5. Dirección del viento a la altura del rotor del generador eólico durante un día típico. ....	56
Figura 3.6. Dirección del viento por sector geográfico a la altura del rotor del generador eólico durante un día típico. ....	57
Figura 3.7. a) Temperatura del aire y b) Presión atmosférica durante los meses del período de estudio del aerogenerador.-----	58
Figura 3.8. a) Temperatura del aire y b) Presión atmosférica durante un día típico para el sitio de evaluación.-----	59

Figura 3.9. Densidad del aire a 30 m durante los meses del período de estudio del aerogenerador.-----	60
Figura 3.10. Densidad del aire a 30 m durante un día típico.-----	60
Figura 3.11. Potencia de entrada al Bergey BWC-1500 obtenido durante los meses del periodo de evaluación. -----	61
Figura 3.12. Potencia de entrada al Bergey BWC-1500 obtenido durante un día típico. -----	62
Figura 3.13. Distribución de probabilidades de Weibull en función de la velocidad del viento. -----	63
Figura 3.14. Voltaje de cada una de las fases de corriente alterna del AG Bergey BWC-1500 durante el período de estudio. -----	65
Figura 3.15. Voltaje de cada una de las fases de corriente alterna del AG Bergey BWC-1500 durante un día típico.-----	66
Figura 3.16. Corriente en cada una de las tres fases de corriente alterna del aerogenerador Bergey BWC-1500 monitoreadas durante el período de estudio. -----	67
Figura 3.17. Corriente en cada una de las tres fases de corriente alterna del aerogenerador Bergey BWC-1500 monitoreadas durante un día típico. -----	68
Figura 3.18. Voltaje en corriente directa medida en el rectificador del aerogenerador durante el período de estudio. -----	69
Figura 3.19. Voltaje en corriente directa medida en el rectificador del aerogenerador durante un día típico.-----	70
Figura 3.20. Corriente medida en el rectificador del aerogenerador durante el período de estudio. -----	71
Figura 3.21. Corriente medida en el rectificador del aerogenerador durante un día típico. -----	71
Figura 3.22. Potencia de salida para el aerogenerador Bergey BWC-1500 monitoreada durante el período de estudio en corriente alterna. -----	72

Figura 3.23. Potencia de salida para el aerogenerador Bergey BWC-1500 monitoreada durante un día típico en corriente alterna. -----	73
Figura 3.24. Potencia de salida en corriente directa del aerogenerador Bergey BWC-1500 para el período de estudio del sistema.-----	74
Figura 3.25. Potencia de salida en corriente directa del aerogenerador Bergey BWC-1500 en un día típico del sistema.-----	74
Figura 3.26. Comportamiento de la Potencia del aerogenerador Bergey BWC-1500 en función de la velocidad del viento. -----	75
Figura 3.27. Curvas de Potencia para el aerogenerador Bergey BWC-1500.-----	76
Figura 3.28. Coeficientes de Potencia del aerogenerador Bergey BWC-1500.-----	77
Figura 3.29. Estimación de la producción anual de energía del aerogenerador Bergey. -----	79
Figura 3.30. Estimación de la producción anual de hidrógeno del aerogenerador Bergey. -----	80



## **RESUMEN**

---

La energía eólica se ha consolidado en varios países convirtiéndose en la fuente de energía renovable que está creciendo más rápidamente en el mundo, ofreciendo una estratégica opción para producir electricidad en forma sustentable, con bajo nivel de impacto en el medio ambiente. Sin embargo esta alternativa de generación eléctrica presenta limitaciones importantes relacionadas con la variabilidad de las condiciones climáticas, la disponibilidad del recurso y en algunos casos limitaciones en el almacenamiento energético. Otra limitación importante es el régimen de operación de los aerogeneradores que condiciona finalmente la cantidad de energía eólica que podrá ser transformada en energía eléctrica.

El presente trabajo de investigación caracteriza eléctricamente un aerogenerador Bergey BWC-1500 de 1.5 kW, instalado en el sureste mexicano, siguiendo la normatividad de la Comisión Electrotécnica Internacional señalada en la norma IEC 61400-12 para la evaluación eléctrica de pequeños aerogeneradores (AG). La metodología seguida, implica la medición de variables anemométricas como son, velocidad y dirección del viento, presión atmosférica y temperatura; registrando simultáneamente mediciones eléctricas, que incluyen voltaje y corriente generada por el aerogenerador tanto en corriente directa como en corriente alterna.

Con la información obtenida, fue posible calcular la potencia del aerogenerador, las tendencias de producción de electricidad tanto en corriente directa como en corriente alterna, y el desempeño de la turbina en cuanto a su coeficiente de potencia y producción anual de energía. La velocidad del viento promedio medida a 30 m de altura fue de 5.10 m/s, superior a la velocidad de inicio del aerogenerador, propiciando que el 90 % del tiempo transcurrido en el estudio el aerogenerador este en posibilidades de producir electricidad. El coeficiente de potencia, indicador de la eficiencia del aerogenerador, fue 14 %. La producción anual de energía eléctrica estimada resultó alrededor de los 70 W/día para el aerogenerador estudiado dando la capacidad para la generación de hidrógeno alrededor de 25 kgH<sub>2</sub>/día.

## **ABSTRACT**

---

Wind energy has been confirmed in several countries as one of the renewable energy source with the fastest growing in the world and offering a strategic option for sustainable electricity production of electricity with a low environmental impact. However, this alternative has important limitations related to the variability of weather conditions, resource availability and in some cases limitations on storage of the energy produced. Another important limitation is the operation regime of the wind turbines, which determines how much of the wind energy will be converted into electrical power.

A Bergey BWC-1500 wind turbine with a nominal power output of 1.5 kW located in the southeast of Mexico is characterized in this research project. The norm IEC 61400-12 of the International Electrotechnical Commission for the small wind turbine (WT) assessment has been applied. This methodology involved the measurement of anemometric variables such as wind speed and direction, atmospheric pressure and temperature. Electrical measures were simultaneously registered, including voltage and current of the WT for direct and alternate current power output.

With the information obtained it was possible to calculate wind generator power, trends in electrical production in both direct as well as alternate current, and turbine performance in terms of its power coefficient and annual energy production. The average wind speed measured from the data at a height of 30 m was 5.10 m/s, which is higher than the cut-in speed of the WT, leading to a power production during 90 % of the time study. The power coefficient, which indicates the efficiency of the WT, was 14 %. The estimated annual power production is around 70 W/day for the WT, leading to a hydrogen production capacity of about 25 KgH<sub>2</sub>/day.

# **INTRODUCCIÓN**

---

Desde el comienzo de la Revolución Industrial, a fines del siglo XVIII, la energía es uno de los factores importantes que intervienen en el sistema productivo mundial [1]. La localización de los yacimientos carboníferos facilitó el aprovisionamiento energético de los centros de consumo hasta las primeras décadas del siglo pasado, en que el petróleo acabó por imponerse como medio insustituible. Sin embargo, la economía basada en el petróleo, abundante y barato, generó una situación de dependencia internacional que se fue agravando a lo largo del siglo pasado hasta desembocar en la crisis de 1973 [2]. La conciencia de la necesidad de diversificar los energéticos primarios para generación eléctrica, en un contexto de energía renovable, generación distribuida y administración de la demanda, apenas empieza a permear en un medio donde existen grandes tendencias hacia el consumo indiscriminado de combustibles fósiles. El sector eléctrico a escala mundial, es muy resistente a introducir cambios y ha sido a través de coacción gubernamental, modificando leyes y reglamentos, e incluso estableciendo sanciones, como se han podido inducir las transformaciones necesarias en él.

Las actividades humanas y, por supuesto, las formas de producción de energía provocan un impacto ambiental, de tal forma que cada sistema energético genera impactos locales y globales. Unos impactos son más cercanos y se perciben con facilidad.

Uno de los problemas ambientales más complejos a nivel global, que ya es ampliamente reconocido y presenta enormes desafíos a la sociedad es el Cambio climático. El efecto invernadero, fenómeno natural y benéfico que permite la vida sobre el planeta tal cual se conoce, está siendo afectado por las actividades antropogénicas, que, a través de las emisiones de CO<sub>2</sub> y otros gases de efecto invernadero (GEI), están modificando el grado de concentración de dichos gases en la atmósfera y generando en consecuencia, efectos sobre el clima.

La legislación en materia de medio ambiente ha adquirido mayor importancia en los últimos años debido a la toma de conciencia a nivel mundial de los estragos causados por el hombre en el ambiente. Varios países ya han empezado a crear leyes y organismos de

protección al medio ambiente a nivel local. La Conferencia de Estocolmo sobre el Medio Ambiente, convocada por las Naciones Unidas y celebrada en 1972, aumentó la conciencia política sobre la naturaleza global de muchas amenazas al medio ambiente.

México desarrolla acciones específicas para hacer frente al cambio climático desde 1992, fecha en que la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo, la «Cumbre de Río», adoptó la Convención Marco sobre Cambio Climático (CMNUCC). México firmó la CMNUCC ese mismo año y, una vez aprobada por el Senado de la República, la ratificó en 1993; luego firmó el Protocolo de Kioto (PK) de la Convención en 1997, el mismo año de su adopción y, aprobado por el Senado, lo ratificó en 2000. La CMNUCC, que hoy día es de membresía prácticamente universal pues cuenta con 191 países signatarios, entró en vigor el 21 de marzo 1994 y el PK el 16 de febrero 2005. Desde entonces, con base en el artículo 133 Constitucional, forman parte de la legislación mexicana en la materia [3]. En la Estrategia Nacional de Energía, se señalan entre los ejes rectores de la política energética la diversificación y aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos con los que cuenta el país dando prioridad al incremento en la participación de tecnologías no fósiles, entre ellas las fuentes de energía renovable [4]. México, al estar inmerso en un mundo donde la interrelación entre los países es mayor, debe aprovechar el contexto energético regional y mundial para alcanzar esos ejes rectores.

En los próximos 25 años, la Agencia Internacional de Energía estima que la demanda total de energía a nivel mundial se incrementará en casi un tercio [5]. En México, se estima un incremento de 3.4 % en la demanda de energía promedio anual, el cual deberá estar ser acompañado por una modernización de la infraestructura eléctrica y una reducción en la participación de los hidrocarburos en la generación de la energía eléctrica [4].

Por su parte, la participación de fuentes de energía renovable esta en ascenso. Se estima que el porcentaje de generación a partir de estas tecnologías a nivel mundial pasará de 3 % en 2009 a 15 % en 2032. En el mismo contexto, México está realizando importantes cambios regulatorios para fomentar el uso de fuentes renovables de generación, dándole prioridad a las energías eólica y solar [4].

La energía eólica ya satisface en todo el planeta las necesidades de electricidad de unos 14 millones de hogares y más de 35 millones de personas. En los últimos años, las nuevas instalaciones eólicas han sobrepasado en potencia a las nuevas centrales nucleares puestas en marcha. Existen más de 55 000 aerogeneradores instalados en el mundo. Globalmente, la industria eólica emplea a unas 70 000 personas, factura más de 5 millones de euros y está creciendo a una tasa de casi un 40 % al año [1]. En general, los sistemas de aprovechamiento de la energía eólica sólo provocan impactos locales, impactos fácilmente perceptibles y cuantificables, impactos que –precisamente por esto— son fáciles de denunciar, se pueden corregir y también, y esto es importante, son insignificantes en comparación con los impactos globales [6].

Es por ello, que es evidente que el mejor camino a seguir es practicar la diversificación energética aprovechando las fuentes de energía con que cuenta cada país, esto en la mayor medida posible pero dentro de límites económicos aceptables. Si la energía eólica se va a expandir sustancialmente en todo el mundo más allá de su nivel actual, resulta esencial determinar claramente si los recursos naturales están disponibles para lograr estos ambiciosos objetivos.

En el 2009, en total 82 países emplearon la energía eólica en el sentido comercial, de los cuales 49 incrementaron su capacidad instalada. China y Estados Unidos establecieron los mayores mercados en cuanto a nuevas capacidades instaladas, juntos acumularon 61.9 % de la capacidad adicionada, una cifra que fue mayor que en el año anterior (53.7 %) [7]. En el año 2010, Rumania incrementó su capacidad instalada 40 % [8]. A finales del 2010, 20 países, tenían instalaciones de más de 1 000 MW, comparado con 17 países a finales del 2009, 16 países al final del 2008, 13 países al final del 2007 y 11 al final del 2005 [8]. A escala mundial, 39 países tienen parques eólicos con una capacidad instalada de 100 MW o más a finales del 2010, comparada con 35 países el año anterior y 24 países cuatro años atrás. El mayor recién llegado en la lista es un país Mediterráneo, Chipre, el cual por primera vez instaló un gran parque eólico conectado a la red con una capacidad de 82 MW [8]. Por lo que se puede ver un claro incremento en el aprovechamiento del recurso eólico presente en cada región tanto a mediana como a gran escala.

La experiencia en estos países en los que el desarrollo de la energía eólica ya está establecido muestra también que cuando se lleva a cabo una evaluación más detallada se encuentran más emplazamientos potenciales disponibles de lo que se habían previsto inicialmente. En Alemania, por ejemplo, el Ministerio de Asuntos Económicos ha mostrado que el potencial es 5 veces mayor que el indicado en un estudio de 1993 sobre los países de la OCDE [1].

## ***OBJETIVO GENERAL***

---

El objetivo de este trabajo es evaluar la generación energética de un aerogenerador de pequeña escala modelo Bergey BWC-1500 bajo condiciones del recurso eólico del norte de la Ciudad de Mérida.

## ***OBJETIVOS ESPECÍFICOS***

---

- Determinar las condiciones anemométricas presentes en el sitio de estudio en el periodo de evaluación eléctrica del aerogenerador Bergey BWC-1500.
- Caracterizar el desempeño energético del aerogenerador de acuerdo a la norma IEC 61400-12.
- Estimar la producción de hidrógeno utilizando la energía eoloeléctrica del aerogenerador Bergey BWC-1500.

## ***JUSTIFICACIÓN***

---

La energía eólica mantiene importantes retos por delante. Uno de sus mayores desafíos es conseguir estabilidad, ya que entre sus principales problemas para el aprovechamiento se encuentran: la variabilidad de la potencia energética producida que depende de la velocidad del viento y la dificultad para almacenarla por largos períodos de tiempo. Debido a esto, es necesario desarrollar y consolidar cadenas de producción de energía que disminuyan significativamente sus emisiones de GEI en todas y cada una de las etapas que la componen, sea producción, transporte y consumo. Por ello, se trabaja en la mejora de la producción de energía eléctrica y en la búsqueda de soluciones para llegar a almacenar la energía extraída del viento como, por ejemplo, mediante hidrógeno a alta presión y asegurar de tal forma un desarrollo sustentable.

Sin embargo, estos no son los únicos inconvenientes que presenta esta fuente de energía. Al ser el recurso eólico específico en cada uno de los sitios, la evaluación de este se convierte en un elemento crítico para estimar la cantidad de energía eoloeléctrica que puede ser generada en cada uno de ellos. Es cierto que se puede observar que zonas de ciertas regiones poseen buenas condiciones de energía eólica a primera instancia, pero es necesario cuantificarlas. Por otro lado, la calidad y cantidad de dicha energía también depende de la eficiencia del funcionamiento del aerogenerador.

En el Estado de Yucatán, al igual que en diversas partes del mundo, ha surgido el interés de identificar zonas aptas para la generación eoloeléctrica con el objetivo de reducir el uso desmesurado de combustibles fósiles. En el Laboratorio de Energía de la Facultad de Ingeniería de la UADY se cuenta entre sus equipos para el desarrollo de proyectos de investigación, con un aerogenerador de pequeña escala Bergey, modelo BWC-1500, de capacidad nominal 1.5 kW, que junto con un sistema fotovoltaico, brindan de energía eléctrica a dicho laboratorio. En este sistema eólico, se han desarrollado trabajos previos de evaluación de las características eléctricas básicas de generación y del recurso eólico presente en el sitio, aunque no en forma simultánea.



# **CAPÍTULO 1: ANTECEDENTES**

---

## **1.1. ESTADO DEL ARTE DE LA ENERGÍA EÓLICA**

La fuerza del viento se ha aprovechado desde hace muchos siglos, ya sea para impulsar naves o pequeños molinos que servían para el bombeo de agua y generación eléctrica en Europa, Norteamérica y otros lugares [9]. La primera turbina eólica de funcionamiento automático para generar electricidad fue construida en 1887 en Estados Unidos de América. Funcionó durante 12 años, y sus 12 kW servían para alimentar unas baterías de una casa particular [10]. Más tarde, Poul la Cour descubrió que las turbinas eólicas de giro rápido, con pocas palas en el rotor, eran más eficientes para la producción de electricidad que las de giro lento. La electricidad generada por la turbina de La Cour se utilizaba para obtener hidrógeno para las lámparas de gas de una escuela mediante electrólisis del agua [11]. En 1918 en Dinamarca, había un total de 3 MW de potencia eólica instalada, lo que cubría aproximadamente un 3 % del consumo de electricidad de aquel momento. En los años 50 se desarrollo el primer aerogenerador de corriente alterna en el mundo. Entre 1956 y 1957 se construyó el aerogenerador de Gedser, de 200 kW, para la compañía eléctrica SEAS, en la costa de Gedser, al sur de Dinamarca. La generación de turbinas de 55 kW, que se desarrollaron entre los años 1980-1981, supuso el despegue industrial y tecnológico para los modernos aerogeneradores. En marzo de 1984 se conectó a la red eléctrica española el primer aerogenerador moderno, un tripala de 12 m de diámetro y 15 kW de potencia [11]. Entre 1994 y 2003, la media mundial de potencia por turbina en operación ha pasado de 340 kW a 1 217 kW. Es decir, en un periodo de diez años los aerogeneradores multiplicaron su potencia casi por cuatro. Hoy, mediante aerogeneradores de gran capacidad, superiores a 10 MW, construidos apoyados en notables avances tecnológicos, el hombre aprovecha esa fuente inagotable de energía para generar grandes cantidades de electricidad [12].

La energía eólica se ha consolidado en varios países convirtiéndose en la fuente de energía renovable que está creciendo más rápidamente en el mundo, demostrando que las fuentes de energía renovable pueden contribuir a transformar el modelo energético

tradicional [13], así mismo como el aprovechamiento de los energéticos renovables de cualquier territorio es la clave para avanzar en la construcción de un modelo energético sostenible, es decir, de un modelo que permita satisfacer las necesidades energéticas de la población con el mínimo impacto ambiental; el desarrollo de la energía eólica se convierte en una necesidad ecológica.

En el 2009 se rompió un nuevo record en cuanto a la utilización de la energía eólica alrededor del mundo; a pesar de la crisis económica mundial, las inversiones en nuevas turbinas excedieron apreciablemente todos los años anteriores [14]. Desde 2004, el despliegue de energía eólica ha aumentado dramáticamente. Para finales del año 2003, la capacidad instalada en el mundo era de 40 000 MW; en el 2007 aumentó a 94 000 MW [15], y a finales del 2009 la cifra era de 158 505 MW; a mediados del año 2011 la cifra aumentó a 215 GW mostrando que la capacidad eólica instalada en el mundo tiende a duplicarse cada 3 años [7, 16].

En el año 2010, los países líderes en cuanto a nuevas capacidades instaladas, fueron China y Estados Unidos juntos, representaron el 43.20 % de la capacidad eólica global dando lugar a que Asia se convirtiera en el nuevo líder por continentes, con 54.60 % de la nueva capacidad instalada de turbinas eólicas, seguida de Norteamérica. Sin embargo, es Europa quien sigue manteniendo el liderazgo en cuanto a capacidad total instalada con el 43.70 % de la capacidad mundial [8]. Este movimiento de los principales líderes, en cuanto a la explotación del recurso eólico, genera una oportunidad tanto para diversificar el mercado de fabricación de la tecnología eólica como para aprovechar la experiencia de grandes desarrolladores de proyectos a nivel internacional en otras regiones fuera de Europa.

La gran mayoría de los países en los que se está desarrollando la generación eoloeléctrica, ya cuentan con leyes, reglamentos y programas gubernamentales que fomentan el desarrollo eoloeléctrico, no sólo con el fin de producir electricidad y de mitigar la emisión de gases de efecto invernadero, sino también como un medio para impulsar el desarrollo regional, diversificar la planta productiva, crear nuevas fuentes de empleo e impulsar nuevas oportunidades de negocio [17].

Todas las turbinas eólicas instaladas mundialmente al final del año 2010 contribuyeron con 430 TWh al suministro de electricidad a nivel mundial, lo que representa 2.50 % de la demanda global de electricidad [8]. Es por esto que se espera que para 2020, siendo conservadores en las proyecciones, casi el 5 % de la demanda de energía eléctrica en el mundo sea cubierta a través de la generación eoloeléctrica [14]. Los principales indicadores de su desarrollo en el ámbito mundial, muestran por sí mismos que dicha industria se está consolidando y que jugará un papel significativo en el contexto de la diversificación energética para el desarrollo sustentable. Algunos países ya han logrado que la generación eoloeléctrica contribuya de manera significativa a satisfacer parte del consumo nacional de electricidad, por ejemplo, en Dinamarca aporta 21 % de su consumo, en Portugal 18 %, en España 16 %, y en Alemania 9 % [8].

El crecimiento de la energía eólica en Europa, a una tasa anual del 30 %, ha originado que en América surja interés en la búsqueda del aprovechamiento de esta fuente de energía [1]. América Latina presentó, en 2009, la mayor tasa de crecimiento de todas las regiones principalmente debido a Brasil que incrementó su capacidad 78.50 % y a México cuyo incremento fue del 372.90 % [7]. Brasil es sin duda el gran líder en Latinoamérica en cuanto al aprovechamiento de la energía eólica, sin embargo México en el 2009 superó las expectativas a nivel mundial convirtiéndose en el país con una mayor tasa de crecimiento en capacidad instalada cuadruplicando esta en tan solo un año. Y justamente son estos países como Brasil, Chile y México los que ofrecen las perspectivas más interesantes en el futuro cercano ya que se espera inauguren los mayores parques eólicos ocasionando que la capacidad instalada en Latinoamérica aumente sustancialmente hasta casi los 5 000 MW en el año 2025 [7].

La situación prevaleciente en México es distinta, el aprovechamiento de la energía eólica se ha concentrado en aplicaciones aisladas y puntuales [18] generando 0.20 % de energía eléctrica del total de la capacidad instalada en el país [19]. Institutos internacionales como el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, por sus siglas en inglés) y otras instituciones mexicanas, principalmente el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), han estimado que el potencial eólico nacional es superior a 40 GW y ha identificado zonas aprovechables como el sur del Istmo de Tehuantepec;

las penínsulas de Baja California y Yucatán, la región central del altiplano y las costas del país [19].

Al cierre de 2011, México contaba con alrededor de 15 163 MW de capacidad instalada de generación eléctrica con base en energía renovable representando el 25 % de la capacidad instalada en el servicio público del país, sin embargo únicamente 773 MW es decir, 1.24 % de la generación eléctrica del país, se realiza con energía eólica [4]. Las acciones de gobierno existentes en México presentan caminos alentadores para el desarrollo de proyectos para la explotación del recurso, no sólo en una región del país como es Oaxaca, sino tratando de aprovechar el potencial de diversas regiones a lo largo de él como Baja California, Yucatán, etc. [18].

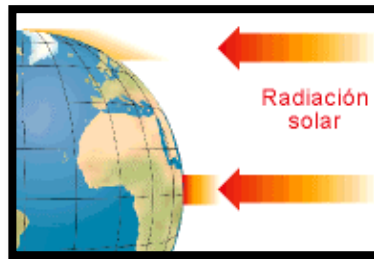
A finales de 2011, se otorgaron permisos para la construcción de proyectos eólicos por 2 069 MW adicionales, de los cuales 43 % ya se encuentran en construcción. Asimismo, se encuentran en desarrollo tres parques eólicos bajo la modalidad de Productor Independiente de Energía (PIE): La Venta III y Oaxaca I y IV, con una capacidad total de 307 MW [4].

## **1.2. EL RECURSO EÓLICO**

### **1.2.1. Características del viento**

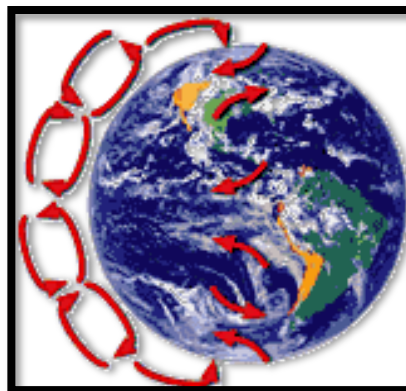
Tal como la mayoría de las fuentes de energía renovable e incluso la energía de los combustibles fósiles, la energía eólica proviene, en último término, del Sol [11]. La energía calorífica de la radiación solar es la generatriz de todos los procesos meteorológicos y climáticos que se dan en la Tierra. Al incidir sobre el planeta, la radiación solar atraviesa el gas atmosférico sin apenas calentarlo; en cambio sí calienta la superficie terrestre que es la que acaba transmitiendo el calor al aire atmosférico en contacto con ella. Sin embargo, no toda la superficie de la Tierra recibe por igual la misma energía: los polos son los que menos reciben y las zonas ecuatoriales son las que más reciben como se muestra en la figura 1.1.

De este modo, la superficie de la Tierra recibe por igual la misma energía: los polos son los que menos reciben y las zonas ecuatoriales son las que más reciben, es decir, la superficie de la Tierra no transmite de una forma uniforme el calor al aire que tiene sobre ella originando que se produzcan intercambios térmicos entre las zonas más calientes y las más frías buscando restablecer el equilibrio: el aire caliente se desplaza hacia los polos y el aire frío hacia el ecuador. De este modo, las masas de aire nivelan y suavizan el clima en la Tierra y establecen los principios de la circulación global del viento.



*Figura 1.1. Representación de la incidencia de la radiación solar en la superficie de la Tierra.*

El aire caliente de la zona ecuatorial se hace más ligero y se eleva. Al ascender, se dirige en altura hacia los polos. A medida que se desplaza hacia el polo sufre la acción de la fuerza de Coriolis, debida a la rotación de la tierra, desviándose hacia su derecha en el hemisferio Norte y hacia su izquierda en el hemisferio Sur. Dicho fenómeno se representa en la figura 1.2.



*Figura 1.2. Representación de la circulación global de los vientos debida a la fuerza de Coriolis [11].*

Cuando el aire se enfría desciende, y una vez en la superficie de la Tierra retorna al ecuador absorbido por las bajas presiones que se generan en la zona al ascender el aire

caliente. En este trayecto se vuelve a desviar debido a la fuerza de Coriolis, de manera que al llegar a la zona subtropical es ya un viento del noreste en el hemisferio Norte, y del sureste en el hemisferio Sur. Estos vientos son los denominados alisios.

En los polos ocurre lo contrario. El aire frío y pesado se desplaza desde la zona polar a ras de suelo en dirección al ecuador. La fuerza de Coriolis, lo desvía al noreste en el hemisferio Norte, y al sureste en el hemisferio Sur. Al descender de latitud el aire se calienta y asciende, volviendo a la zona polar por arriba, absorbido por la depresión en altitud que genera el aire. Sobre el polo vuelve a enfriarse descendiendo y concluyendo el ciclo.

El ciclo ecuatorial abarca desde el ecuador hasta los 30° de latitud en ambos hemisferios. El polar desde ambos polos hasta los 60°. En las latitudes templadas que se localizan entre los 30° y los 60° de latitud se origina otro ciclo. El aire de la zona es más caliente que el polar y más frío que el subtropical. Por ello, que el aire de la zona tiene tendencia a trasladarse hacia el polo para llenar el vacío dejado por el aire ascendente en los 60° de latitud; al ser desviado de nuevo por la fuerza de Coriolis adquiere una marcada componente oeste en ambos hemisferios. Son los denominados vientos del oeste cuyo predominio en la zona templada genera el denominado "cinturón de los oeste".

Los sistemas de circulación global del viento antes mencionado, afectan únicamente cuando son masas de aire a gran escala como es el caso de los continentes y naciones enteras. Si el interés del lugar de estudio es una extensión menor como por ejemplo una ciudad o un municipio se deberán prestar atención a los vientos locales, que son los vientos producidos por el calentamiento global de la superficie y por efectos de la orografía del lugar [20].

Las brisas marinas son vientos costeros debidos a la diferencia de temperatura entre el mar y la Tierra. Su intensidad depende de muchos factores locales tanto sinópticos, basados en los procesos generales de la atmósfera, como climáticos. En meteorología se denomina brisas térmicas a los vientos que soplan en las zonas de la costa del mar hacia Tierra durante el día y de la Tierra al mar durante la noche.

A medida que el Sol asciende la Tierra se calienta más rápidamente que el agua del mar. La Tierra va calentando el aire en contacto con ella que asciende al aligerarse; su lugar viene a ocuparlo el aire del mar que está más frío, es decir, se origina un gradiente térmico que, a su vez, origina un gradiente de presión que causa el desplazamiento del aire de la zona de mayor presión - la superficie del mar - al de menor presión - la superficie de la Tierra -, generándose así un viento del mar hacia la Tierra que se denomina brisa marina o virazón. Ambos fenómenos se pueden observar en la figura 1.3a.

Cuando la radiación solar desaparece, la superficie del mar conserva más tiempo el calor captado durante el día que la Tierra, la cual se enfría con más rapidez. Se produce un gradiente térmico y de presión inverso al caso diurno: el aire más caliente del mar se eleva y su lugar pasa a ser ocupado por el aire más frío proveniente de la Tierra. Se origina así la brisa terrestre o terral figura 1.3b.

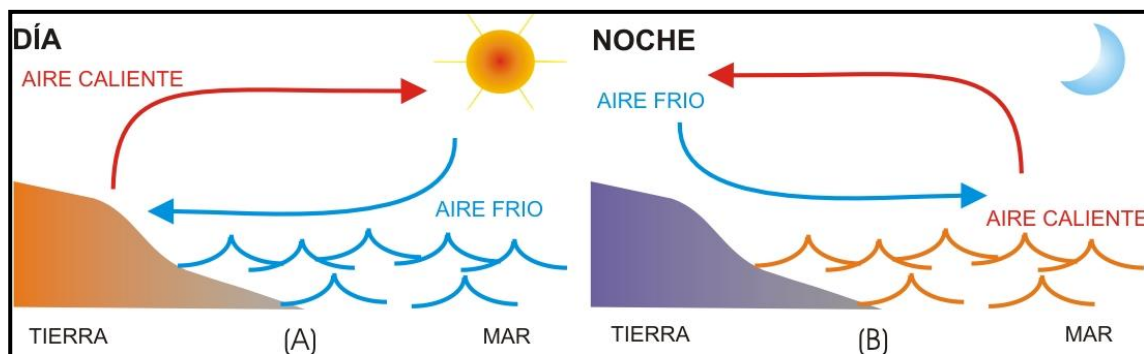


Figura 1.3. a) Formación de la brisa marina, b) Formación de la brisa terrestre o terral.

Los sistemas de valle-montaña son un fenómeno similar al anterior y dan origen a la brisa de valle y la brisa de montaña. La primera se refiere a la ascensión de aire frío del valle durante las horas de insolación por las laderas de una montaña. La brisa de montaña se presenta al caer la tarde cuando las masas de aire en contacto con ella pierden calor por la irradiación de la superficie de las laderas [21].

### 1.2.2. Principios de explotación del recurso eólico

Debido a que la potencia es la cantidad de trabajo desarrollado por unidad de tiempo, y el trabajo es igual a la energía, la potencia energética del viento,  $P$ , queda representada de la siguiente manera:

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

En esta ecuación, la potencia energética del viento resulta directamente proporcional a la densidad del fluido ( $\rho$ ), al área de la superficie que atraviesa el flujo ( $A$ ) y al cubo de la velocidad del viento ( $v$ ). Como consecuencia de esta relación, sitios ubicados a nivel del mar y en zonas frías presentarán una mayor potencia disponible que zonas de gran altitud y tibias, para las mismas velocidades.

La ecuación (1) es válida únicamente para la densidad estándar del aire en condiciones de temperatura y presión atmosférica ideales. Debido a que en un gas la densidad sufre variaciones con los cambios en la temperatura y presión atmosférica, la ecuación (1) no es del todo correcta. La densidad del viento ( $\text{kg/m}^3$ ) depende de la temperatura y de la presión y puede variar de 10 % a 15 % por temporada. Si se conocen la presión y temperatura del sitio, la densidad del viento puede ser calculada utilizando la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{p}{RT} \quad (2)$$

donde:

$\rho$  es la densidad del viento ( $\text{kg/m}^3$ )

$p$  es la presión del aire (Pa o  $\text{N/m}^2$ )

$R$  es la constante específica de gas del aire (0.287 KJ/kg·K)

$T$  es la temperatura del aire en grados Kelvin ( $^{\circ}\text{C}+273$ ).

Sustituyendo (1) en (2) se tiene que la potencia en watts es:

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



La expresión obtenida es la mejor manera de obtener la potencia energética del aire a una velocidad cualquiera, ya que en todo momento contará con la densidad exacta de la velocidad del viento dada.

Esta expresión, al tener presente el área de un volumen de control de aire, lo cual es equivalente al área de barrido de las aspas de un aerogenerador, presenta el inconveniente de que a diferentes áreas se tendrán valores de energía distintos. Por ello, es necesario utilizar una expresión que permita conocer la cantidad de potencia por unidad de área. Esta expresión es la densidad de potencia energética contenida en el viento, generalmente se utiliza la nomenclatura empleada a nivel mundial: *wind power density*, *WPD* (por sus siglas en inglés) y esta se expresa como:

$$WPD = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \frac{\rho}{RT} v^3 \quad (4)$$

dada en  $W/m^2$ .

La densidad de potencia energética del viento es proporcional a la densidad del aire, motivo donde radica la importancia del conocimiento de la densidad del aire en un sitio en particular [22].

### **1.2.3. Disponibilidad del recurso eólico**

El conocimiento del régimen de viento es crucial para la implementación de cualquier tipo de sistema que emplee el recurso eólico. Las investigaciones hechas hasta la fecha, muestran que los recursos eólicos mundiales disponibles y técnicamente aprovechables alcanzan los 53 000 TWh/año, lo que representa más del doble de la demanda total de electricidad de todo el mundo prevista en 2020 y están distribuidos por casi todas las regiones y países del planeta. Se han llevado a cabo diversas valoraciones sobre su magnitud [23].

Los resultados reportados por Hernández en 2010, muestran que México tiene un gran potencial de energía eólica ya que prácticamente todo el país cuenta con aproximadamente 1 700 horas de viento útil al año y el potencial de generar más de 2 000 kW de potencia eléctrica al año [24].

En la Península de Yucatán, se tienen resultados preliminares del potencial del viento en la región norte de la ciudad de Mérida donde se determinó preliminarmente que la durante el año de mediciones a una altura de 30 m la densidad de potencia de viento promedio es  $197 \text{ W/m}^2$ , en la dirección predominante S –SE [25].

NREL publicó en el 2000 un mapa de recurso eólico para la Península de Yucatán donde clasificó como “moderado” el recurso presente en la ciudad de Mérida con vientos entre 5 m/s y 5.60 m/s y una densidad de potencia entre  $150 \text{ W/m}^2$  y  $200 \text{ W/m}^2$  [26]. También se cuenta con un mapa preliminar de disponibilidad del recurso eólico en la zona costera norte del Estado de Yucatán con zonas específicas identificadas para el futuro aprovechamiento del recurso. En dicho trabajo se realizó una modelación preliminar de los mapas de disponibilidad de energía solar y eólica en la zona noroeste del estado de Yucatán. Para ello se utilizaron los datos solarimétricos y anemométricos del Laboratorio de Energía de la Facultad de Ingeniería. Estos datos fueron procesados mediante dos programas computacionales especializados. Los mapas elaborados presentaron una mayor resolución en comparación con los previamente elaborados por NREL. Se concluyó que la región más apropiada para la explotación del recurso eólico es la franja costera de aproximadamente 1.5 km tierra adentro, ya que presenta condiciones de alta potencia energética y baja rugosidad debido a la cercanía con la costa [27].

Para evaluar el potencial eólico del sitio, las variables anemométricas principales a medir son la velocidad y la dirección del viento, la temperatura y la presión atmosférica [28]. La *velocidad del viento*, es la representación más sencilla del viento en un momento dado. Las velocidades del viento pueden ser calculadas como un promedio o expresadas como un valor instantáneo. Generalmente se utilizan intervalos para promediar la velocidad del viento en los estudios de evaluación de recursos dependiendo el uso dado a la información obtenida. Estos intervalos van desde periodos de uno o dos minutos si se utilizan para realizar reportes de observaciones del clima, hasta periodos anuales, aunque el más utilizado es el periodo de diez minutos ya que la norma para programas de monitoreo de energía eólica así lo establece [29].

La *dirección del viento* indica la orientación geográfica en la que se presentan los flujos de viento [29].

La *temperatura del aire* y la *presión atmosférica* son necesarias debido a que la densidad del aire se deriva de las mediciones de ellas. La presión atmosférica es la fuerza que el peso de la columna de aire por encima del punto de medición ejerce por unidad de área. La variación de la presión con la altura es mucho mayor que la variación horizontal, de modo que para hacer comparables mediciones en lugares distintos, hay que referirlas a un nivel común, usualmente el nivel del mar. Cuanto más elevado esté un cuerpo, más corta será la columna de aire que haya encima; por lo tanto, la presión atmosférica es más baja a medida que aumenta la altura. La medida de la temperatura se utiliza para la determinación de la potencia suministrada, así como para evaluar la climatología local.

#### ***1.2.3.1. Disponibilidad del recurso eólico en función de la velocidad del viento***

El viento es un flujo de aire que se caracteriza por su velocidad y su dirección, siendo estos los dos valores clave para analizar el viento, por ser un flujo de aire; sin embargo, no todo el viento sirve para generar energía. Por lo general, para que las palas de un aerogenerador giren, se necesitan vientos moderados por encima de los 4 m/s y por debajo de los 25 m/s. No obstante, cada máquina está diseñada para una determinada velocidad de viento, a partir de la cual generalmente se conseguirá la máxima potencia.

Una característica importante del viento es que fluctúa bastante de un sitio a otro, de un mes a otro y también durante el día, por lo que el periodo de medición de velocidad de viento en la evaluación del recurso eólico debe ser lo suficientemente largo para cubrir las condiciones meteorológicas en la región con una suficiente cantidad de datos. Estas mediciones generalmente se realizan en alturas de entre 30 y 50 metros simultáneamente pues permiten estimar el perfil vertical del viento.

Para poder comparar la cantidad de energía del viento disponible, las asociaciones de energía eólica a nivel mundial han elaborado una clasificación de los diferentes tipos o clases de viento a las alturas en las que regularmente son instalados los aerogeneradores. Esta clasificación define a las clases de viento en términos de sus límites máximos de velocidad y densidad de potencia energética del viento a 30 m y 50 m de altura sobre el nivel terreno [21]. La clasificación de los vientos se presenta en la tabla 1.1.

Tabla 1.1. Clasificación de los vientos según velocidad y densidad de potencia energética a dos diferentes alturas.

Altura del aerogenerador o de los sensores de medición				
Clase o tipo de viento	30 m		50 m	
	WPD [W/m <sup>2</sup> ]	U [m/s]	WPD [W/m <sup>2</sup> ]	U [m/s]
1	≤ 160	≤ 5.1	≤ 200	≤ 5.6
2	≤ 240	≤ 5.9	≤ 300	≤ 6.4
3	≤ 320	≤ 6.5	≤ 400	≤ 7.0
4	≤ 400	≤ 7.0	≤ 500	≤ 7.5
5	≤ 480	≤ 7.4	≤ 600	≤ 8.0
6	≤ 640	≤ 8.2	≤ 800	≤ 8.8
7	≤ 1600	≤ 11.0	≤ 2000	≤ 11.9

### 1.2.3.2. Disponibilidad del recurso eólico en función del potencial energético del viento

La evaluación del potencial energético del viento de una zona es una labor que requiere tiempo, además de recursos económicos si se quiere realizar adecuadamente. Es conocido que el recurso eólico en un sitio puede ser descrito a grandes rasgos por la velocidad media del viento, pero el potencial energético del viento proporciona una indicación más certera. El potencial energético del viento expresa la energía eólica promedio sobre un metro cuadrado (W/m<sup>2</sup>), además es proporcional a la suma del cubo de la velocidad instantánea (o promedio a corto plazo) del viento y la densidad del viento. Debido a este término cúbico, dos sitios con la misma velocidad promedio del viento pero con diferentes densidades, pueden tener valores muy diferentes de densidad de potencia.

La evaluación del potencial eólico requiere de series históricas lo más largas posibles, no debiendo ser menores a un año, y si es posible, de al menos tres a cuatro años si se desea realizar una prospección con cierto grado de certidumbre. La forma de obtener tal serie histórica en el sitio de interés es realizar una extrapolación de la medición efectuada, correlacionando la medición con datos obtenidos en el mismo período de medición.

Sin embargo, las estimaciones de la disponibilidad del recurso eólico en función del potencial energético sólo deben utilizarse para registros individuales de medición (por hora, cada 10 minutos, etc.) y no para los registros promedio a largo plazo, tales como el

valor mensual o anual. Utilizarla con promedios a largo plazo, subestimaré la densidad de potencia disponible en el viento, debido a que los promedios a largo plazo no incluirán la mayoría de los registros de más alta velocidad.

### **1.2.3.3. Disponibilidad del recurso eólico en función del factor de planta**

El factor de capacidad o de planta, se refiere a la relación porcentual entre la energía eléctrica producida por un aerogenerador y la energía que habría producido dicho aerogenerador al funcionar de manera constante durante un año a su máxima potencia, es decir:

$$\text{Factor de planta} = \frac{\text{producción real}}{\text{producción teórica}} \times 100 \% \quad (5)$$

Para poder realizar una correcta predicción y explotación de los recursos eólicos, es de suma importancia tener conocimiento claro y conciso del origen y formación de los vientos que circulan a lo largo y ancho de la superficie terrestre. Asimismo, se deben medir los parámetros básicos que describen el comportamiento y formación del recurso. Sin embargo, la orografía del terreno juega un papel muy importante en el desplazamiento de los vientos, ya que la existencia de grandes obstáculos en el terreno, producirán disminuciones en la velocidad de los vientos y variaciones en estas, por efecto de turbulencias.

### **1.2.3.4. Frecuencia de los vientos y la rosa de los vientos**

Es sabido que los fuertes vientos suelen venir de una dirección determinada, por lo que la manera más común y organizada de mostrar la información sobre las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia de variación de las direcciones del viento, es la rosa de los vientos. La rosa de los vientos también puede representar cantidades tales como la velocidad promedio o el porcentaje de potencia disponible en cada dirección, como se muestra en la figura 1.4.

En las mediciones del viento se especifica su intensidad o fuerza y su dirección. Esta se puede expresar mediante un código alfabético que indica la dirección geográfica desde donde sopla el viento, o un código numérico que indica el ángulo desde donde sopla el viento N: Norte; E: Este; S: Sur; O: Oeste, y las direcciones intermedias, como NE o SSE.

También se utiliza un código numérico que indica el ángulo desde donde sopla el viento, con respecto al Norte, de acuerdo a la siguiente convención: 0° = norte; 90° = este; 180° = sur; 270° = oeste [30].

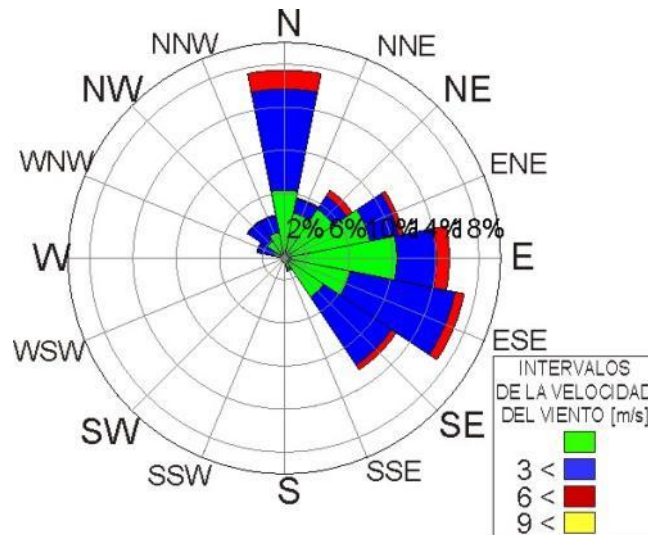


Figura 1.4. Ejemplo de rosa de los vientos.

#### 1.2.4. Distribución de Frecuencias

Debido a que los vientos presentan un comportamiento irregular a través del tiempo, los promedios resultantes de las mediciones suelen arrojar valores de velocidad discretos, debido precisamente a que los valores máximos se ven contrarrestados con los mínimos. Por ello, es necesario contar con herramientas estadísticas que permitan conocer la probabilidad de encontrar los valores de viento máximos, ya que debido a la dependencia cúbica de la velocidad del viento, son estos los valores que proporcionan la mayor cantidad de energía en un aerogenerador. Por lo que suele utilizarse la distribución de Weibull, la cual lleva a cabo un pronóstico de las condiciones del viento de modo teórico, a partir de dos parámetros, el primero conocido como parámetro de forma ( $k$ ) y el segundo llamado parámetro de escala ( $c$ ) los cuales corresponden al ancho y largo de la gráfica como se observa en la figura 1.5.

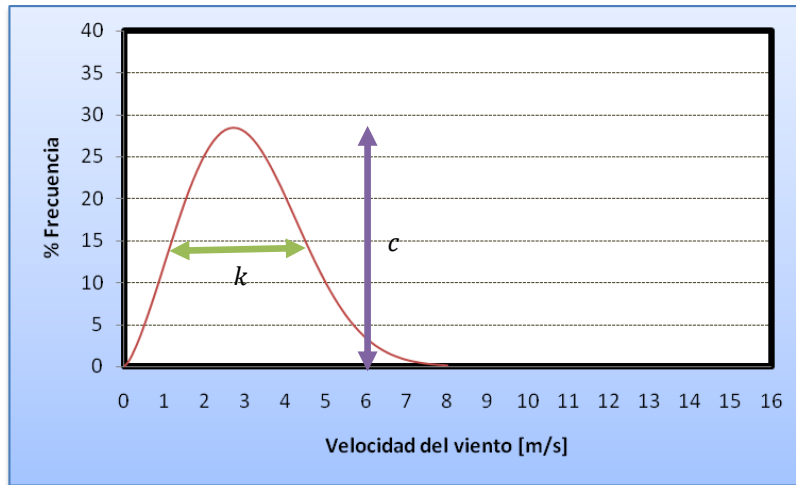


Figura 1.5. Parámetro de forma ( $k$ ) y parámetro de escala ( $c$ ) en la distribución de Weibull.

La función de distribución de probabilidades de Weibull está dada por la siguiente expresión [31]:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp \left[ -\left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (6)$$

donde:  $v$  = velocidad del viento,

$k$  = factor de forma,

$c$  = factor de escala.

Debido a que los parámetros  $k$  y  $c$  son propios de cada sitio de medición, es necesario determinarlos a partir de los datos experimentales. La obtención de los parámetros  $c$  y  $k$  de la Distribución de Weibull, puede llevarse a cabo por medio de tres diferentes métodos conocidos como: *método de la máxima probabilidad*, *método de los momentos* y *método de regresión lineal*. También es posible hallarlos usando softwares especializados en el área como es el WindPRO [32].

Una vez calculada la distribución de Weibull, es posible realizar ciertas estimaciones conocidas con el nombre de parámetros derivados de Weibull entre los que se pueden mencionar la velocidad media del viento, o la velocidad más probable del viento, que ayudarán a comprobar los resultados obtenidos de manera experimental, así como llevar

a cabo predicciones bajo ciertas condiciones. Para obtener estas estimaciones se utilizan las siguientes expresiones [33]:

La velocidad media del viento representa el valor promedio de la velocidad del viento en m/s y esta dado por

$$v = c\Gamma\left(\frac{k+1}{k}\right) \quad (7)$$

donde  $\Gamma$  es la función gamma.

La velocidad del viento más probable se refiere a la velocidad del viento en m/s con mayor frecuencia para distribución de probabilidades del viento, se expresa mediante:

$$v_{MP} = c\left(\frac{k-1}{k}\right)^{1/k} \quad (8)$$

La desviación estándar de la velocidad del viento indica la dispersión existente entre las velocidades presentes en la distribución de probabilidades de Weibull, está dada por:

$$\sigma = c\sqrt{\left[\Gamma\left(\frac{k+2}{k}\right) - \Gamma^2\left(\frac{k+1}{k}\right)\right]} \quad (9)$$

La velocidad del viento con máxima carga energética, o la velocidad del viento en m/s que proporciona la mayor cantidad de potencia energética se calcula por:

$$V_{MaxE} = c\left(\frac{k+2}{k}\right)^{1/k} \quad (10)$$

La densidad de potencia media del viento es la cantidad de potencia energética por unidad de área ( $W/m^2$ ) que el viento puede proporcionar y se calcula con la siguiente ecuación:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2}\rho c^3\Gamma\left(\frac{k+3}{k}\right) \quad (11)$$



### 1.3.GENERALIDADES DE LOS AEROGENERADORES

Al sistema conversor de energía eólica (SCEE), que transforma la energía del viento a electricidad, se le denomina aerogenerador. Estos se pueden clasificar según su eje de rotación ya sea vertical u horizontal, su orientación al viento es decir viento arriba o barlovento y viento abajo o sotavento, el número de palas que puede ser unipala, bipala, tripala, y finalmente multipalas, etc.; sin embargo, la clasificación principal es debida a su aplicación y capacidad nominal [21]. Existe una clasificación de aerogeneradores de acuerdo a esta última, la cual se puede observar en la tabla 1.2 [13].

*Tabla 1.2. Clasificación de aerogeneradores para producción eléctrica en función de su potencia.*

Denominación	$P_n$ [kW]	$r$ [m]	Aplicaciones
<b>Muy baja</b>	< 1	< 1	Embarcaciones, sistemas de comunicación, refugios de montaña, iluminación
	1-10	1-3	Granjas, viviendas aisladas (sistemas Eólicos-fotovoltaicos), bombeo.
<b>Baja</b>	10-100	3-9	Comunidades de vecinos, PYME´s (sistemas mixtos Eólicos-diésel), drenaje, tratamiento de aguas.
<b>Media</b>	100-1 000	9-27	Parques eólicos (terreno complejo)
<b>Alta</b>	1 000-10 000	27-81	Parques eólicos (terreno llano, mar adentro)
<b>Muy alta</b>	>10 000	>81	En fase de investigación y desarrollo, requieren nuevos diseños y materiales no convencionales. Suponen un salto tecnológico.

Los aerogeneradores de baja o pequeña escala generalmente son sistemas pequeños que sirven para alimentar cargas aisladas de las redes eléctricas convencionales o cargas específicas. La mayoría de las veces cuentan con otro sistema de generación eléctrica, tales como sistemas fotovoltaicos o generadores diesel, dando lugar a combinaciones que hoy en día se conocen como sistemas híbridos, y cuya energía eléctrica producida generalmente es almacenada en un banco de baterías [10].

Los aerogeneradores de gran escala, son máquinas que por su capacidad de producción se conectan a la red eléctrica convencional, generalmente en conjunto, formando así una central eolobeléctrica o parque eólico. De esta manera satisfacen la demanda de energía requerida.

Por su apariencia ambos tipos son similares; sin embargo, a detalle existen diferencias técnicas importantes en relación con el diseño y la funcionalidad, aunque el principio básico de funcionamiento es el mismo.

## **1.4. ESTUDIO DE POTENCIA**

### **1.4.1. Normas e instituciones**

Los estudios de caracterización de aerogeneradores los lleva a cabo principalmente el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, por sus siglas en Inglés) de Estados Unidos de Norteamérica, a través del Centro Nacional de Tecnología Eólica (NWTC, por sus siglas en inglés) tanto para fines de investigación como de desarrollo tecnológico en fuentes de energía renovable; así como para la validación y certificación de aerogeneradores a nivel comercial; tanto de baja capacidad como para aquellos de gran capacidad empleados en los parques eólicos o centrales eoloeléctricas.

Como antecedente, se puede mencionar un estudio realizado para la evaluación energética de un aerogenerador Bergey Excel S/60 de 10 kW. Este aerogenerador fue evaluado debido a su participación en el programa de verificación en campo que lleva a cabo el Departamento de Energía de los Estados Unidos de América (DOE por sus siglas en inglés). Dicho estudio fue realizado bajo los lineamientos que dicta la IEC, organismo que representa la normatividad internacional en el área de aerogeneración [34]. El estudio fue realizado en los terrenos del NWTC en Boulder, Colorado; con un período de evaluación correspondiente a 3 meses de monitoreo a campo abierto, del 1 de diciembre de 2001 al 18 de marzo de 2002, tiempo suficiente para la evaluación de dicho aerogenerador en base a tres parámetros, los cuales son corriente, voltaje y potencia; mismos que se evaluarán en el presente estudio [34].

En Japón, fue desarrollado un pequeño sistema eólico y evaluaron el desempeño de su funcionamiento. Se halló su coeficiente de potencia, así como resultados de voltaje y corriente generados a la salida del sistema [35]. Así mismo, en Turquía se lleva a cabo la aplicación y el análisis del desempeño de un aerogenerador de pequeña escala desde

septiembre de 2002, obteniendo hasta ahora la velocidad del viento promedio en el sitio, la potencia y frecuencia de generación de energía eoloeléctrica [36].

Es bien conocido, que un modelo de medición para cada una de las variables o características eléctricas de un aerogenerador, debe seguir los lineamientos propuestos por las normas y estándares internacionales a fin de representar fuentes de información confiables, precisas y sobre todo equicomparables. En el caso de la caracterización eléctrica de los aerogeneradores, la normatividad está representada por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés) principalmente, así como por el “Network of European Measuring Institutes” (MEASNET), organismo que ha buscado homogenizar los procedimientos de medición relacionados con la energía eólica en la Unión Europea. En el caso de la determinación y monitoreo de las variables relacionadas con el potencial energético del viento, la normatividad está representada por la Asociación Americana de Energía Eólica y la Asociación Europea de Energía Eólica (AWEA y EWEA, respectivamente).

La IEC es una organización mundial cuyo objetivo es promover la cooperación internacional en asuntos concernientes a la estandarización tanto en el campo eléctrico como electrónico [28]. La norma destinada al estudio y estandarización de los aerogeneradores, es la norma “IEC 61400: Wind Turbine Generator Systems”, cuyo propósito es proveer una metodología que asegure consistencia en el funcionamiento de un sistema generador de electricidad por turbina de viento. Dicha norma en su apartado 12, “IEC 61400-12: Wind Turbine Power Performance Testing”, presenta una guía general para la medición de las principales variables involucradas en el funcionamiento energético de un aerogenerador. El objetivo del procedimiento de medición es recolectar una serie de datos suficiente en cantidad y calidad, que definan claramente un criterio real del funcionamiento del aerogenerador. A continuación se presenta los principales lineamientos que propone la normatividad IEC.

Durante el período de medición, las mediciones deben ser revisadas periódicamente para asegurar su validez, por lo que es necesario llevar registros de cualquier ocasión extraordinaria durante la evaluación, así mismo el aerogenerador debe operar de manera normal como se describe en su manual, y su configuración no debe cambiar. Todos los

datos colectados cuando este no esté disponible o bien operando de manera incorrecta deben ser omitidos [28].

Es recomendable que los datos de velocidad, dirección y potencia eléctrica sean monitoreados continuamente a una razón mínima de 0.50 Hz (2s). Para el caso de la temperatura y la presión atmosférica la frecuencia puede ser menor, hasta 1/60 Hz. Los datos colectados deben ser promediados en períodos de 10 minutos. El sistema adquirente de datos debe almacenar tanto los datos muestra de la variable como los preprocesados, es decir, el valor promedio, máximo, mínimo y la desviación estándar; correspondiente a cada período de promediación [28].

Los datos deben ser normalizados a dos densidades de referencia: la densidad promedio medida en el sitio de estudio, redondeada al 0.50 kg/m<sup>3</sup> más cercano; y a la densidad del aire estándar al nivel del mar, según el estándar ISO, 1.22 kg/m<sup>3</sup>; a fin de ser equicomparables [34].

Los datos deben ser clasificados según “el método de bins”, es decir, ser agrupados en “clases o intervalos” continuos de velocidades de viento de 0.50 m/s, centrados en enteros múltiplos de 0.50 m/s; se recomienda cubrir un rango de velocidad de viento que vaya desde 1 m/s menor a la velocidad de inicio del aerogenerador hasta 1.5 veces la velocidad del viento a un 85 % de la potencia nominal del mismo. La base de datos debe ser tal que cada bin incluya un mínimo de 30 minutos de datos monitoreados y la duración total del estudio incluya un mínimo de 180 horas de disponibilidad del aerogenerador [28].

El desempeño energético de un aerogenerador se evalúa en un “Estudio de Potencia” o de “Caracterización Eléctrica”. Dicho estudio permite medir y evaluar la capacidad del aerogenerador de producir energía y por ende potencia eléctrica [28].

Existen varios parámetros que ayudan a la evaluación del desempeño energético de un aerogenerador, sin embargo para la normatividad internacional representada por la IEC esta evaluación está representada principalmente por la “Curva de potencia”, la “Producción de Energía Anual” (*PEA*) y el “Coeficiente de Potencia” ( $C_p$ ), del aerogenerador [28, 37]. Siendo parámetros, tales como el “Coeficiente de capacidad” y la “Disponibilidad”, complementarios y adicionales al estudio de investigación.

### 1.4.2. Curva de Potencia

La Curva de Potencia es un gráfico que indica la potencia eléctrica que entrega el sistema a diferentes velocidades del viento. De esta curva (figura 1.6) destacan los siguientes valores [22]:

- *Velocidad inicial,  $v_i$ , (cut in wind speed)*: Velocidad del viento a la cual el aerogenerador empieza a producir energía eléctrica.
- *Velocidad nominal,  $v_n$ , (rated wind speed)*: Velocidad del viento a la cual el generador eléctrico alcanza su potencia nominal.
- *Velocidad de salida,  $v_s$ , (cut out wind speed)*: Velocidad del viento a la cual el generador tiene que ejecutar un paro forzado para no operar sobre los límites máximos de su diseño.
- *Velocidad de supervivencia,  $v_{ss}$ , (survival wind speed)*: Velocidad del viento arriba de la cual el generador puede sufrir daños permanentes aunque se encuentre frenado.

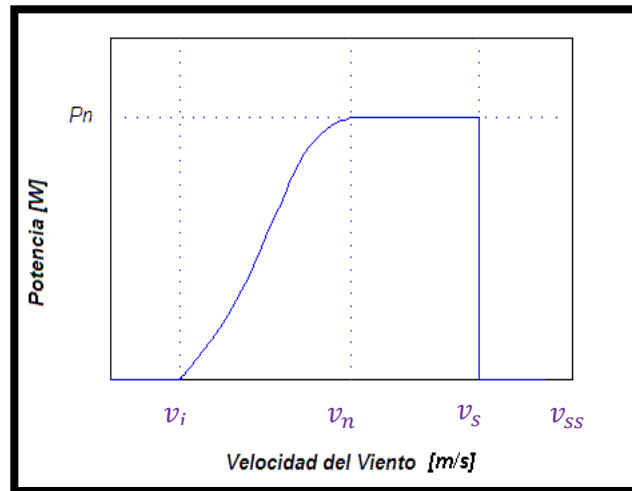


Figura 1.6. Curva de potencia característica de un aerogenerador.

### 1.4.3. Producción de Energía Anual (PEA)

La PEA como su nombre lo indica, es la energía anual que se estima el aerogenerador es capaz de producir. Las estimaciones de la producción de energía se realizan combinando conocimientos acerca del recurso eólico en el sitio específico de operación, e

información relativa del sistema conversor de energía eólica, es decir del aerogenerador [28].

Habitualmente la información sobre el sistema consiste en una función que refleja el funcionamiento uniforme de la misma, con flujo uniforme; esta función es la relación entre la producción de energía y la velocidad del viento.

Es posible realizar estas estimaciones de la producción de energía durante períodos de tiempo, como un mes, una estación, o un año, si se conoce la función de densidad de probabilidad (FDP) de la velocidad del viento en el lugar de estudio. La FDP indica la probabilidad de que la velocidad del viento tenga un valor dentro de un intervalo determinado [2]. Para ello, se utiliza en general dos tipos de funciones de densidad de probabilidad, la FDP de Weibull descrita en la sección 1.1 y la de Rayleigh. Para estudios de potencia de un aerogenerador, a fin de estimar la producción de energía anual, la más utilizada es la FDP de Rayleigh, ya que depende de un solo parámetro: la velocidad de viento promedio. La FDP de Rayleigh es equivalente a la FDP de Weibull con un parámetro de forma igual  $k = 2$  [22, 38].

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

donde

$PEA$  Producción de energía anual

$N_h$  Número de horas en un año

$N$  Número de bins o intervalos a usar en el estudio

$V_i$  Velocidad promedio normalizada en el bin  $i$

$R_i$  Potencia de salida promedio normalizada en el bin  $i$

$F(v)$  es la función de distribución de frecuencia acumulativa de Rayleigh para la velocidad del viento, expresada como [28]:

$$F(v) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v}{v_{prom}}\right)^2\right) \quad (13)$$

donde:

$v_{prom}$  es la velocidad promedio anual a la altura del aerogenerador.

$v$  es la velocidad del viento.

#### **1.4.4. Coeficiente de Potencia ( $C_p$ )**

Otro parámetro importante en la descripción energética de un aerogenerador es el Coeficiente de Potencia  $C_p$ , o eficiencia del aerogenerador.

El coeficiente de potencia indica la eficiencia con la que la energía cinética o potencial energético del viento es convertida en electricidad. Es decir, la razón de la potencia que entrega el sistema y la potencia suministrada [39]:

$$C_p = \frac{P_s}{P_v} = \frac{P_s}{(1/2)\rho A v^3} \quad (14)$$

En esta ecuación:

$C_p$  es el coeficiente de potencia del aerogenerador.

$P_s$  es la potencia de salida del aerogenerador.

$P_v$  es el potencial energético del viento.

$\rho$  es la densidad del aire del sitio de operación del aerogenerador.

$A$  es el área de barrido del rotor del aerogenerador.

$v$  la velocidad del viento a la altura del rotor del aerogenerador.

Debido a que no toda la potencia disponible en el viento puede ser transformada en energía mecánica, el coeficiente de potencia tiene como límite el correspondiente de Betz, 59 % [22]. En la práctica, debido a las pérdidas en la conversión mecánico-eléctrico, los aerogeneradores convierten mucho menos que tal límite, los valores máximos alcanzados están alrededor del 44 % [39].

## **1.5. ALMACENAMIENTO SUSTENTABLE DE LA ENERGÍA EÓLICA: HIDRÓGENO**

### **1.5.1. Generalidades**

El hidrógeno se describe por primera vez en el siglo XVI, cuando Paracelso identificó un aire inflamable que aparecía en las reacciones de hierro con un ácido. En 1781 cuando Antoine Laurent Lavoisier bautizó al hidrógeno como tal, ardía en presencia de oxígeno para generar agua. Todo ello después de realizar una serie de experimentos sobre la naturaleza de la combustión [40].

No sería hasta el año 1839, cuando William Robert Grove descubriría la pila de combustible, la cual representaría un punto de inflexión para la tecnología. A partir de los años 70, se inicia la utilización de hidrógeno como purificante de la gasolina. Este se obtenía a través del gas natural, y su objetivo principal era la eliminación del azufre que contenía la gasolina. Desde ese periodo la utilización del hidrógeno ha ido incrementando, pero siempre centrándose en una aplicación puramente industrial y dejando para finales del siglo XX y sobretodo del inicio del siglo XXI el estudio de su valor como vector energético primero y sustitutivo, en un plazo medio o largo, de los combustibles fósiles [41].

El hidrógeno permite una transición gradual de la dependencia del 100 % sobre los combustibles fósiles a un cien por ciento sobre fuentes de energía renovable. Además es el combustible que tiene la mayor flexibilidad respecto de las fuentes de energía renovables como la eólica [42].



Se han realizado análisis del funcionamiento de un pequeño sistemas híbrido de energía eólico-hidrógeno en Canadá obteniendo importantes resultados e identificando algunas de las limitantes en este tipo de sistemas [43].

### **1.5.2. Vector de energía**

La tecnología del hidrógeno promete alcanzar los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero, manteniendo la seguridad de suministro de energía al mundo. Es importante recordar que el hidrógeno no es una fuente de energía, sino un vector y por lo tanto, será tan limpio como el método empleado para su producción.

Desde que se tiene constancia del potencial del hidrógeno como vector energético, se ha buscado la forma más eficiente de producirlo en forma molecular, y la mayoría de los esfuerzos han sido en este sentido; encontrar las mejoras tecnológicas que ayuden a la obtención del hidrógeno de la forma más adecuada y que produzca el menos impacto ambiental posible. Esta última es una de las luchas que tienen lugar en las industrias tecnológicas; encontrar el método que genere menos carbono, el rival a batir por todas ellas a lo largo del siglo XX y siglo XXI.

### **1.5.3. Almacenamiento**

El papel que la energía eólica debe jugar dentro de un modelo energético sostenible ha de ser triple: como fuente de suministro eléctrico a las redes, como fuente de suministro eléctrico directo como por ejemplo mediante aerogeneradores conectados o desconectados de la red, según el lugar, ó como fuente de producción de hidrógeno, en el contexto de una economía energética en que se generalice la utilización de dicho gas.

En el contexto de una nueva cultura de la energía las posibilidades son muchas. Por ejemplo, una vez almacenado, el hidrógeno puede emplearse como combustible para generar electricidad, tal como hoy en día se utiliza el gas natural. El hidrógeno puede ser una energía de apoyo a la eólica -cuando no hace viento- o una alternativa al gas natural.

#### **1.5.4. Obtención de hidrógeno: Electrólisis**

Existen diversos métodos de obtención de hidrógeno, sin embargo la forma más limpia para conseguirlo, es a través de la electrólisis del agua mediante electricidad producida por fuentes renovables, como la eólica. A través de este proceso se puede llegar a obtener hidrógeno con una  $\eta > 90 \%$  [40].

La electrólisis consiste en descomponer el agua en sus elementos constituyentes: el hidrógeno y el oxígeno. Para hacer tal descomposición es necesario invertir cierta cantidad de energía eléctrica para producir un kg de hidrógeno. Esta relación es de 45 kWh/Kg H<sub>2</sub> [40].

Existen principalmente dos tipos de producción de electrólisis: la electrolisis alcalina y la electrolisis basadas en celdas PEM. La electrólisis alcalina utiliza una disolución de KOH que circula por la celda electrolítica. Se utiliza para aplicaciones estáticas y se puede operar a unos 25 bares. Es una tecnología viable con muchas aplicaciones industriales. La electrólisis alcalina del agua es la tecnología más utilizada, cuando se requiere producir grandes cantidades de hidrógeno. Los electrolizadores pueden trabajar a diversas presiones comprendidas entre la presión atmosférica, y 197 atmósferas de presión. La eficiencia de los electrolizadores alcalinos se encuentra alrededor del 65 %, por lo que se necesita entre 4.20 kWh y 4.80 kWh de energía para producir 1 Nm<sup>3</sup> de hidrógeno [40].

En los últimos años, el desarrollo intensivo de las celdas de combustible basadas en membranas de intercambio de protones (PEM, por sus siglas en inglés) estimuló el desarrollo de electrolizadores para las futuras aplicaciones de tecnología del hidrógeno. La electrólisis a través de electrolizadores PEM presentan grandes ventajas en comparación con la electrólisis alcalina tradicional [44]. Los electrolizadores tipo PEM requieren un electrolito no líquido, lo cual simplifica el diseño significativamente. El electrolito es una membrana polimérica ácida. Estos electrolizadores pueden trabajar a varias centenas de bares y se pueden utilizar en aplicaciones estáticas y móviles. El inconveniente de este sistema es el limitado tiempo de vida de las membranas y sus principales ventajas son su mayor seguridad, un diseño más compacto y operar a presiones y temperaturas mayores. Este tipo de electrolizadores ha demostrado su

eficiencia con un consumo de energía entre 4.00 - 4.20 kW/Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub> y una pureza de gas >99.99 % [45]. Una celda PEM convencional opera con 1 ampere por cm<sup>2</sup> y un voltaje de celda de 1.80 V con una eficiencia del 80 % [46].

Este proceso de electrólisis puede realizarse usando la electricidad generada a partir de sistemas eólicos. En Turquía, realizaron una simulación computacional utilizando un aerogenerador de 6 kW, un electrolizador PEM de 2 kW y datos de velocidad de viento medidos a 36 m de altura sobre el nivel del mar, obteniendo una producción anual de energía eléctrica de 15 148.26 kWh y una producción anual de hidrógeno de 102.37 kg [47]. Mientras que Mantz y colaboradores, realizaron una simulación con el software Matlab/Simulink obteniendo que con un aerogenerador de 1.5 MW y un electrolizador de 300 kW se produjeron 67 Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>/h [48].

## ***CAPÍTULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS***

---

El presente capítulo detalla la metodología seguida en la caracterización eléctrica del Bergey BWC-1500, en primera instancia se presentan las principales características del aerogenerador, sus especificaciones técnicas y su configuración; se presenta también el sitio de operación del aerogenerador, a través de una descripción fotográfica del sitio y sus alrededores. Finalmente, se presenta el equipo de medición y la forma en que se adquieren los datos. Para ello se clasifican las variables en anemométricas y eléctricas.

En la primera clasificación se detalla la configuración general de la estación anemométrica situada a 30m de altura en la torre del aerogenerador y en la segunda se especifica el sistema de monitoreo y adquisición de datos para las variables en corriente directa (CD) y en corriente alterna (CA); con la finalidad de obtener los datos que permitan calcular la potencia energética del viento o potencia de entrada del aerogenerador y la potencia de salida del mismo.

## 2.1. METODOLOGÍA

La estrategia experimental del proyecto se muestra en figura 2.1.

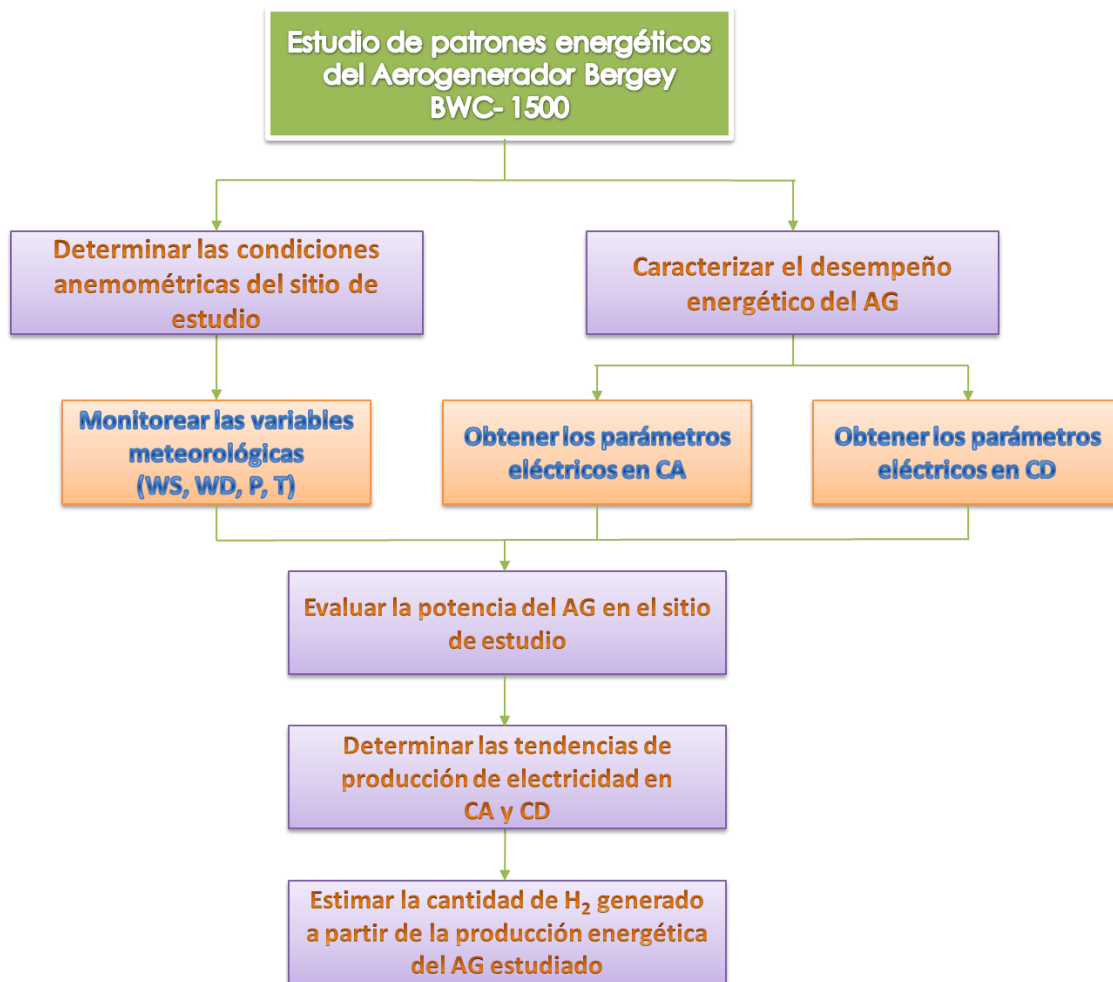


Figura 2.1. Procedimiento esquemático para la obtención de los resultados del estudio.

Dicha estrategia se puede subdividir en principalmente tres apartados los cuales se explican a continuación:

### 2.1.1. Recurso eólico

Para conocer el recurso eólico que se puede aprovechar en el sitio de estudio, es necesario determinar las condiciones anemométricas presentes durante el periodo de caracterización eléctrica del aerogenerador. Para ello y durante un año, se monitorean 2

veces por segundo las siguientes variables meteorológicas: velocidad, dirección del viento, temperatura ambiente y presión atmosférica, guardando los promedios y sus respectivas desviaciones estándar de los datos cada 10 minutos en la base de datos del laboratorio. Sin embargo, no es posible utilizar todos los datos como consecuencia de varios factores como la falta de algún dato debido a la falla del sistema adquirente ocasionando la imposibilidad de realizar algunos de los cálculos, casos en los que la desviación estándar de cada variable superaba al promedio, y registros inusuales, es decir errores en los sensores de medición. Por ello, fue necesario depurar la base de datos obtenidos para contar con valores que puedan utilizarse sin riesgo a tener errores en el estudio [28].

Para las variables meteorológicas se siguieron los criterios correspondientes: la velocidad del viento ( $WS$ ) debió permanecer entre  $0 \text{ m/s} \leq WS \leq 20 \text{ m/s}$ , valores superiores a estos fueron desechados ya que la velocidad de supervivencia en el aerogenerador es de  $15 \text{ m/s}$ . Así mismo, para la dirección del viento se utilizaron los valores que estuvieron entre  $0^\circ \leq WD \leq 360^\circ$ , y para la temperatura entre  $0^\circ \text{C} \leq T \leq 50^\circ \text{C}$ , ya que valores fuera de este rango son inusuales para esta región. Todo lo anterior siguiendo la norma IEC 61400-12 en cuanto a la frecuencia de adquisición y tratamiento de los datos [28].

Con los datos obtenidos de las mediciones se calcula el potencial energético del viento, lo que permite identificar los patrones diarios, mensuales y estacionales del viento, así como la clase de viento predominante en el sitio de acuerdo a la clasificación mencionada en el Capítulo 1.

Para formar el mes promedio o patrón mensual se usan los valores de cada uno de los días que integran los diversos meses del año, se promedian los datos medios que se obtienen durante el mes. Para un día típico o día promedio, se usan los valores de cada una de las horas que integran los días del año, se promedian los datos medios que se obtienen en la misma hora de todos los días del año.

Otro factor importante es el estudio del potencial de impacto de los obstáculos circundantes sobre los patrones de viento medidos en la torre del aerogenerador, es decir conocer y analizar el nivel en que los objetos alrededor de la torre, como edificios los cuales pueden perjudicar en la generación eléctrica.

Analizados los puntos anteriores se estima la potencia disponible en los vientos para las escalas de tiempo seleccionadas, como son días, meses y estaciones. Para ello se calcula la densidad del aire de acuerdo a la temperatura y presión atmosférica propias del sitio.

### **2.1.2. Desempeño energético del aerogenerador**

Para caracterizar el desempeño energético del aerogenerador siguiendo la norma IEC 61400-12, se obtienen tanto los parámetros eléctricos, voltaje y corriente, en cada una de las fases alternas del aerogenerador como los parámetros eléctricos en corriente directa, tales como el voltaje y la corriente a la salida del rectificador.

Para las mediciones realizadas en las tres fases de CA, de los parámetros eléctricos como son el voltaje y la corriente del aerogenerador, se presentan los valores RMS (Root Mean Square por sus siglas en inglés) de cada uno. El valor RMS es el valor del voltaje o corriente en CA que produce el mismo efecto de disipación de calor que su equivalente de voltaje o corriente directa. El valor RMS es la raíz cuadrada del promedio de la suma de los cuadrados de los valores instantáneos del voltaje en una alternancia de CA. Es también llamado valor eficaz, y se utiliza con mayor frecuencia que los valores pico para indicar la amplitud de un voltaje CA [49]. Los transductores utilizados para esta evaluación, entregan una salida de voltaje proporcional al valor RMS del voltaje o corriente en CA según sea el caso [50].

Al igual que con las variables meteorológicas, fue necesario depurar la base de datos obtenidos con las variables eléctricas siguiendo los siguientes criterios: el voltaje tanto en CD como en CA se verificó que sean mayores o iguales a 0 V; para la corriente en CD y CA únicamente se utilizaron los valores cuya corriente fue mayor o igual a 0 A y para la potencia de salida del aerogenerador se usaron los valores que fueron menores a 1 500 W, cabe aclarar que se decidió seguir estas condiciones tomando en cuenta los valores normales del aerogenerador de acuerdo a las hojas de datos del fabricante [51].

Seguidamente se calcula la potencia eléctrica del aerogenerador en las mismas escalas de tiempo antes mencionadas.

Para evaluar la potencia del aerogenerador en el sitio de estudio, es necesario obtener la curva de potencia tanto en corriente alterna como en corriente directa; determinar el coeficiente de potencia ( $C_p$ ) para corriente directa y para corriente alterna, y por último calcular la producción de energía anual estimada ( $PEA$ ) tanto en corriente alterna como en corriente directa.

### **2.1.3. Estimación de producción de hidrógeno**

Con la información obtenida durante todo el proceso, se analizará la viabilidad del uso de la tecnología eólica a baja escala para el empleo en sistemas de generación de hidrógeno, identificando los requerimientos energéticos para la producción de hidrógeno a través de los métodos convencionales y estimando la cantidad de hidrógeno generado a partir de la producción energética del sistema eólico a baja escala para poder comparar la producción de hidrógeno a través de sistemas convencionales con la tecnología eólica.

Para ello, se utiliza el software HOMER para estimar la producción de hidrógeno que se genera con la energía eléctrica del aerogenerador funcionando durante un año. Este software es una herramienta que simplifica la tarea de evaluar diferentes opciones de diseño tanto para sistemas autónomos como para sistemas interconectados a la red ya que optimiza y analiza a través de algoritmos la factibilidad técnica y económica de un gran número de opciones de tecnología para dar cuenta de la incertidumbre de los costos de las tecnologías, la disponibilidad de recursos energéticos y otras variables.

Se eligió el HOMER para realizar la simulación de producción de hidrógeno pues cuenta con la posibilidad de elegir entre varios modelos de aerogeneradores alguno con características similares al utilizado durante el estudio; además de realizar los cálculos del recurso eólico con datos del viento medidos en el sitio, lo que permite que la producción de  $H_2$  sea lo más cercano a la producción real.

## **2.2. DESCRIPCIÓN DEL AEROGENERADOR UTILIZADO**

El aerogenerador Bergey BWC-1500 (figura 2.2) es una turbina de viento de eje horizontal, (HAWT, por sus siglas en inglés) de pequeña escala, con capacidad nominal

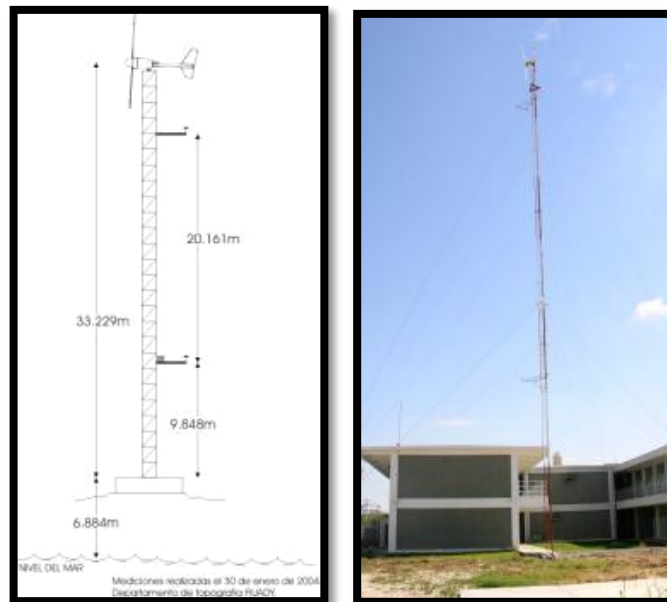


de 1 500 W, tripala y barvolento, es decir con orientación viento arriba. Es un sistema auto direccionable y mediante el sistema de “furling” o doblamiento de cola controlando su velocidad para no operar a valores mayores a las de su diseño, regulando de esta manera también, la potencia eléctrica del mismo. Las especificaciones técnicas del Bergey se presentan en la tabla 2.1 [51].



*Figura 2.2. Aerogenerador BWC- 1500 del Laboratorio de Energía de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Yucatán.*

El aerogenerador está instalado a 33 m de altura sobre una torre de mediciones anemométricas del Laboratorio de Energía de la FIUADY, misma que se encuentra a casi 7 m de altura sobre el nivel del mar, tal como se muestra en la figura 2.3; las coordenadas geográficas del aerogenerador son:  $21^{\circ}02.929$  N,  $89^{\circ}38.62$  W.



*Figura 2.3. (Izquierda) Diagrama de la torre del aerogenerador, (Derecha) Imagen de la torre del aerogenerador en la Facultad de Ingeniería.*

Es importante señalar que por diseño, el Bergey BWC-1500, es un sistema trifásico de frecuencia y voltaje variable. Como es un aerogenerador de baja capacidad, es de entenderse que según las velocidades de viento que se presentan en el sitio de operación, será la energía eléctrica que pueda proporcionar. Esta energía eléctrica generada no puede ser utilizada directamente, ya que el voltaje y la frecuencia variables podrían dañar el equipo que se esté alimentado. Se rectifica primero la señal alterna proveniente del aerogenerador a corriente directa con un sistema controlador de voltaje, VCS-1.5 instalado en el cuarto de controladores del Laboratorio de Energía de la FIUADY. Una vez rectificada la señal se almacena en el banco de baterías, finalmente en un inversor-controlador del laboratorio se invierte la señal directa a alterna pero con una frecuencia de 60 Hz, que es la frecuencia eléctrica que se utiliza en el país, siendo esta la que finalmente abastece parte de la demanda eléctrica del laboratorio.

Tabla 2.1. Especificaciones técnicas del Bergey BWC-1500.

Configuración General	
Marca, Modelo, Número de Serie	Bergey Windpower Company, BWC-1500, BWC 1500- 48
Eje de rotación	Horizontal
Orientación	Viento arriba
Número de palas	3
Diámetro del rotor	3.05 m
Altura del cubo	33.22 m
Sistema de Posicionamiento	Cola móvil
Peso	76 kg
Temperatura de operación	-40 °C a 60 °C
Torre (Altura ,Tipo)	33 m, Celosía
Funcionamiento	
$P_n$	1500 W
$v_i$	≈3.5 m/s
$v_n$	12.5 m/s
$v_s$	N/A
$v_s$	13.4 m/s
$v_{ss}$	54 m/s
Rotor	
$A$	7.3 m <sup>2</sup>
$v_{rotación}$	100-500 rpm
Sistema de control de velocidad	“Furling” (doblaje de cola)
Sistema Eléctrico	
Salida	3 fases AC, Frecuencia Variable
Sistema controlador de voltaje	Regulado a DC, 12-120 V
Generador	Alternador Magnético Permanente

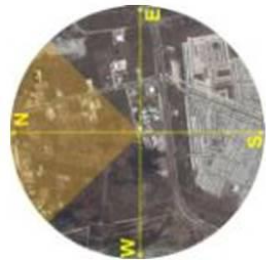
### 2.2.1. Descripción del sitio de operación del aerogenerador

La elevación del terreno en la base de la torre es de 6.88 m sobre el nivel medio del mar. La distancia del punto de mediciones a la costa es de 25 350 m [52]. En la figura 2.4 se presenta un plano de ubicación en un área de 10 veces la altura de la torre del aerogenerador y al aerogenerador en su ubicación real de operación.

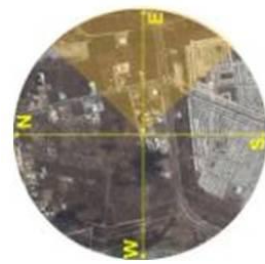


Figura 2.4. (Izquierda) Plano de 300 m x 300 m del sitio de operación del aerogenerador Bergey BWC-1500; (Derecha) imagen del aerogenerador en el sitio de operación.

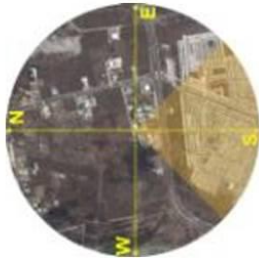
A continuación se presentan en las figuras 2.5, 2.6, 2.7 y 2.8 imágenes de los cuatro sectores geográficos, a 10 m de altura de la torre donde está instalado el generador eólico. En ellas se puede observar el paisaje alrededor del Bergey BWC-1500, si bien es cierto hay numerosos obstáculos dado la zona urbana en la que se encuentra el aerogenerador, los más significantes son edificios de altura no comparable con la correspondiente del Bergey BWC-1500 [53]. Se puede observar que el obstáculo más significante es la torre autosoportada de 50 m que se encuentra localizado a una distancia de 29 m, en el sector oeste.



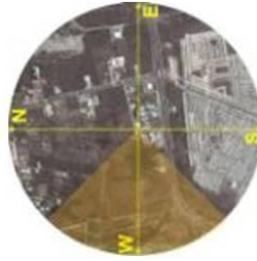
*Figura 2.5. Vista del sector Norte del sitio de operación del aerogenerador Bergey BWC-1500.*



*Figura 2.6. Vista del sector Este del sitio de operación del aerogenerador Bergey BWC-1500.*



*Figura 2.7. Vista del sector Sur del sitio de operación del aerogenerador Bergey BWC-1500.*



*Figura 2.8. Vista del sector Oeste del sitio de operación del aerogenerador Bergey BWC-1500.*

## **2.3. EQUIPO DE MEDICIÓN EMPLEADO PARA EL MONITOREO Y EL ALMACENAMIENTO DE DATOS**

Las variables involucradas en este estudio se clasificaron en dos categorías: la primera correspondiente a las variables anemométricas y la segunda correspondiente a las variables eléctricas, por lo que el equipo de medición empleado para el monitoreo de estas variables responde también a dicha clasificación.

### **2.3.1. Equipo para mediciones anemométricas**

La torre del aerogenerador cuenta con una estación anemométrica a 30 m, la cual es óptima y factible para determinar las condiciones anemométricas en las que opera el aerogenerador, ya que representa la altura más cercana al rotor del aerogenerador. En la figura 2.9 se presenta dicha estación así como los sensores instalados en ella.



*Figura 2.9. Torre del aerogenerador: estación anemométrica a 30 m de altura con sus respectivos sensores de velocidad, dirección, temperatura.*

En la figura 2.10 se muestra el equipo R.M Young 03001-5 con el que se mide la velocidad y la dirección del viento. Este equipo consta de un anemómetro de copas y de una flecha de dirección. El anemómetro de copas basa su principio de funcionamiento en la generación de una señal que es proporcional a la velocidad de viento mediante la medición de las frecuencias de las pulsaciones eléctricas generadas. La flecha de dirección funciona a través de una resistencia variable, donde a cada valor de la resistencia le corresponde un valor en grados arco [54].

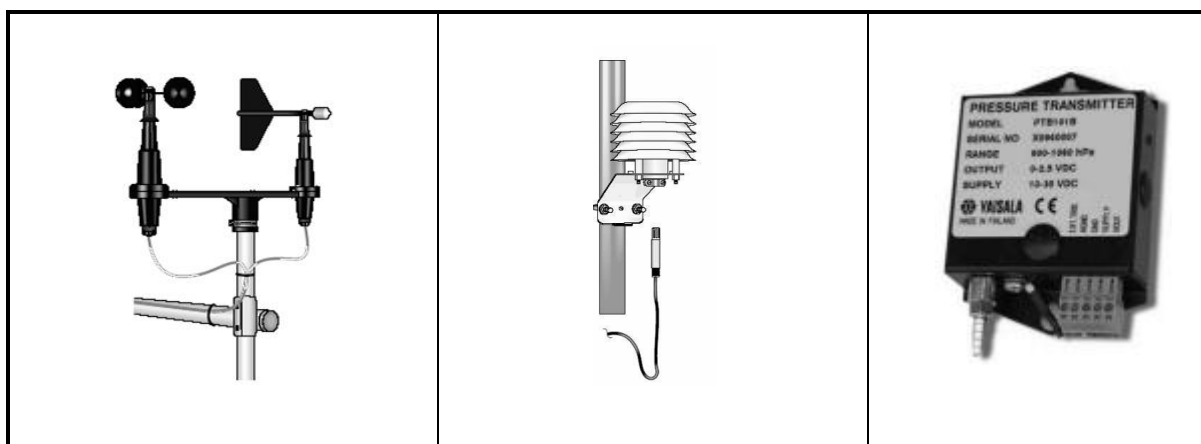


Figura 2.10. Sensores de medición: (izquierda) Velocidad y dirección del viento: R.M Young 03001-5 [54], (centro) Temperatura del aire: Vaisala CS500[55] y (derecha) Presión atmosférica: Vaisala CS105[56].

La temperatura de aire se mide con el sensor CS500, de “Vaisala Instruments”. Este sensor consta de un termómetro de resistencia de platino (PRT) que actúa como detector de temperatura además de un sensor de humedad relativa capacitivo. Estos sensores se encuentran montados en un dispositivo de blindaje de radiación solar y atmosférica, para protección de los mismos [55].

La presión atmosférica se midió con el sensor Vaisala CS105 situado a una altura de 10 m, a diferencia de los demás sensores anemométricos que están a 30 m de altura. Esta diferencia de altura no afecta los resultados, puesto que para diferencias de altura menores a 100 m, los cambios en la presión atmosférica son despreciables [57].



Tabla 2.2. Especificaciones requeridas para los sensores del recurso eólico según los estándares.

Especificación	Sensor			
	Anemómetro	Flecha	Termómetro	Barómetro
Rango de Mediciones	0 m/s a 50 m/s	0° a 360°	- 40 °C a 60 °C	94 kPa a 106 kPa
Umbral de inicio	≤ 1.0 m/s	≤ 1.0 °	N / A	N / A
Constante de distancia	≤ 4.0 m	N / A	N / A	N / A
Temperatura de Operación	- 40 °C a 60 °C	- 40 °C a 60 °C	- 40 °C a 60 °C	- 40 °C a 60 °C
Humedad Relativa de Operación	0 % a 100 %	0 % a 100 %	0 % a 100 %	0 % a 100 %
Error	≤ 3 %	≤ 5°	≤ 1 °C	≤ 1 kPa
Resolución de lectura	≤ 0.1 m/s	≤ 1°	≤ 0.1 °C	≤ 0.2 kPa

Para garantizar la confiabilidad del estudio, es necesario que los sensores utilizados cumplan con las especificaciones dictadas a nivel internacional [28]. Dichas especificaciones se muestran en la tabla 2.2. En la tabla 2.3 se puede observar que dichos sensores de medición cumplen con tales normas.

Tabla 2.3. Especificaciones de los sensores de medición anemométricos empleados.

Especificación	Sensores			
	Anemómetro RM Young 03001-5	Flecha RM Young 03001-5	Termómetro Vaisala CS500	Barómetro Vaisala CS105
Rango de Mediciones	0 m/s a 50 m/s	0° a 360 °	- 40 °C a 60 °C	60 kPa a 106 kPa
Umbral de inicio	0.5 m/s	0.8 °	N / A	N / A
Constante de distancia	2.3 m	N / A	N / A	N / A
Temperatura de Operación	- 50 °C a 50 °C	- 50 °C a 50 °C	- 40 °C a 60 °C	- 40 °C a 60 °C
Humedad Relativa de Operación	0 % a 100 %	0 % a 100 %	0 % a 100 %	0 % a 100 %
Error	1 %	± 5°	± 0.5 °C	±0.2 kPa
Resolución de lectura	0.01 m/s	0.1°	0.01 °C	0.1 kPa

### 2.3.2. Equipo para mediciones eléctricas

En la figura 2.11 se detallan las conexiones del sistema eléctrico general del aerogenerador en cuanto a sus variables eléctricas. Ya que el aerogenerador no es sistema aislado, sino que es un componente de un sistema híbrido (fotovoltaico + eólico), entonces no es el único que proporciona energía en el banco de baterías y que satisface la demanda del mismo.

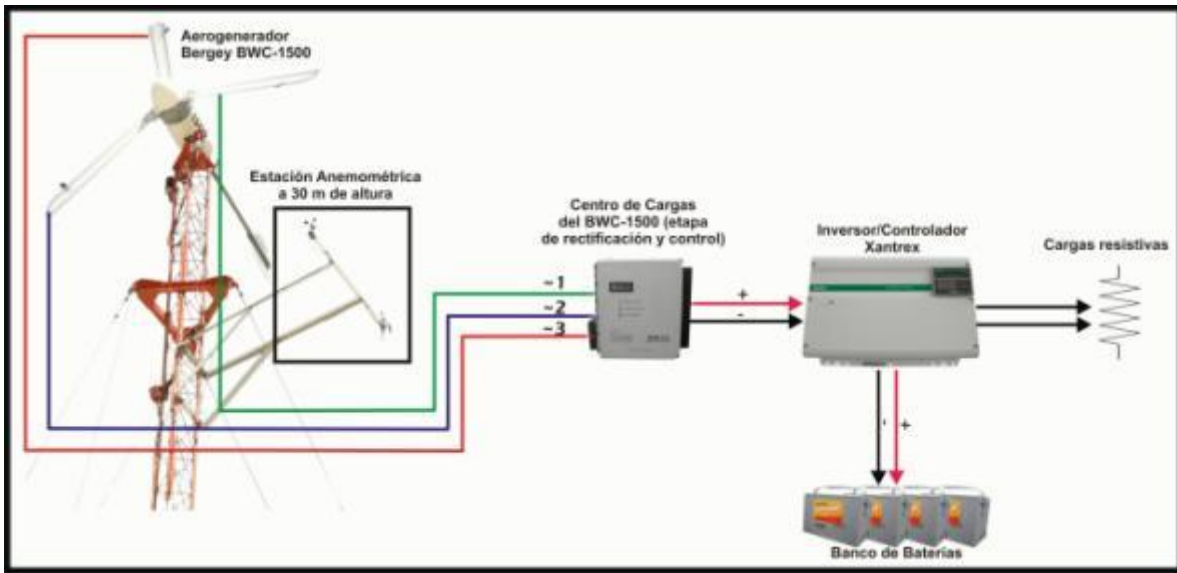


Figura 2.11. Diagrama del sistema eléctrico general del aerogenerador Bergey BWC-1500.

En la figura 2.12 se presenta una imagen del VCS-1.5 en el cual se puede observar el arreglo de las señales trifásicas de entrada y las señales rectificadas de salida.



Figura 2.12. Rectificador o Sistema de Control de Voltaje (VCS) del aerogenerador Bergey BWC-1500.

Para las mediciones directamente del controlador de carga, es decir las señales rectificadas en CD, el laboratorio cuenta con transductores diseñados y elaborados en el mismo laboratorio, que son capaces de monitorear el voltaje y la corriente.

Se cuenta con un sensor DC y sensores AC para las señales en monitoreo de cada una de las tres fases del aerogenerador, de los cuales se muestra las especificaciones técnicas en la tabla 2.4.

*Tabla 2.4. Especificaciones técnicas para los transductores de voltaje y corriente tanto en corriente directa como en corriente alterna.*

Característica	CA		CD	
	Corriente	Voltaje	Corriente	Voltaje
<b>Rango de señal de entrada</b>	± 50 ARMS	0-50 V	± 150 ARMS	± 200 VDC
<b>Rango de señal de salida</b>	± 2 VCD	0-2 VDC	± 2 VCD	± 2 VDC
<b>Margen de error</b>	± 0.8 %	± 0.5 %	± 0.8 %	± 0.5 %
<b>Sensor</b>	NT-50	-	BBP-150	-
<b>Convertidor TRMS</b>	AD356JH	AD356JH	-	-

### **2.3.3.Sistema Adquisidor de Datos**

El adquisidor de datos CR10X, fabricado por Campbell Scientific Inc., fue el encargado del control y almacenamiento de datos de los sensores de la estación anemométrica y del sensor DC. El CR10X es un adquisidor de datos de alta capacidad de almacenamiento de datos que se alimenta con 12 VDC. Las características de operación del CR10X se enlistan en la tabla 2.5.

Tabla 2.5. Características de Operación del CR10X (Campbell Sci., 2001).

Características del CR10X	
<b>Temperatura de funcionamiento:</b>	- 25 °C a + 50 °C
<b>Voltaje de operación:</b>	9.6 VDC a 16 VDC
<b>Procesador:</b>	Hitachi 6303
<b>Capacidad de Almacenamiento:</b>	128 KB SRAM, expandibles.
<b>Exactitud de Reloj:</b>	± 1 minuto por mes
<b>Velocidad de Transferencia de Datos:</b>	300, 1200 y 9600 Bauds.
<b>Batería Interna (Reloj y datos)</b>	CR2430 Li Battery 270 mAh
<b>Peso:</b>	>1kg
<b>Dimensiones:</b>	9" x 3.5" x 209"

El CR10X tiene entradas y salidas de señales: 12 canales analógicos simples (6 diferenciales), 8 canales digitales (puertos de control), 3 canales de excitación, 2 puertos controladores de pulso, además cuenta con conector CS I/O y 3 sistemas operativos lo cual facilita la conexión de diversos sensores. La capacidad de almacenamiento del CR10X es de 62 280 datos.

## **2.4. ESTIMACIÓN DE POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO**

La estimación de producción de hidrógeno se calculada por medio del software HOMER, y utilizando los parámetros obtenidos durante este estudio tanto para las características del viento como las características del aerogenerador.

La configuración utilizada para la estimación de hidrógeno, usando la información obtenida durante el estudio, se muestra en la figura 2.13. Es importante señalar que para la estimación de producción de hidrógeno es necesario escalar el sistema 1:10, utilizando un aerogenerador con características similares al Bergey BWC-1500.

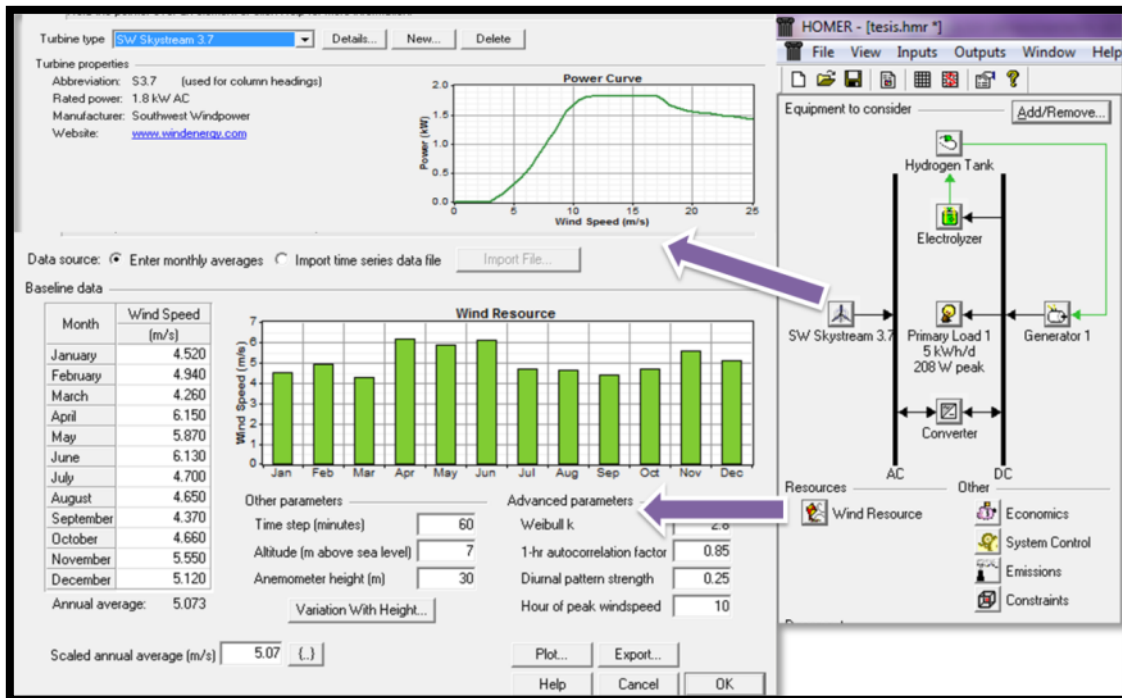


Figura 2.13. Configuración usada en el Software HOMER para la estimación de la producción anual de hidrógeno.

## **CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE RESULTADOS**

---

### **3.1. CONDICIONES DE MEDICIÓN**

A continuación se presentan los resultados de las mediciones que se obtuvieron de los parámetros tanto anemométricos como eléctricos durante un año de medición del 1 de septiembre del 2010 al 31 de agosto del 2011.

Como se indicó en el Capítulo 2, los sensores de la estación colectan datos cada 2 segundos para cada uno de los valores promedio, máximo, mínimo y desviación estándar cada 10 minutos, dando un total de 300 mediciones/10 minutos, los cuales fueron almacenados o registrados por el adquisidor de datos CR10X. En un día normal, es decir sin ningún problema técnico en el sensor o el equipo adquisidor de datos, por los 1 440 minutos al día, se almacenan 144 registros. Durante el periodo de estudio, se almacenaron 47 767 registros, los cuales fueron depurados acorde con lo descrito anteriormente.

Después de la depuración, los datos de cada base disminuyeron quedando en promedio con el 70 % de datos útiles a lo largo del año para realizar los cálculos, con lo cual se cuenta con alrededor de 5 530 horas de funcionamiento del aerogenerador, cuyo valor es superior al mínimo que se indica en las normas siendo este de 180 horas [28].

### **3.2. PARÁMETROS ANEMOMÉTRICOS**

#### **3.2.1. Velocidad y dirección del viento**

La velocidad del viento es el parámetro más importante en la determinación de la energía contenida del viento, ya que la energía mantiene una dependencia cúbica con la velocidad del viento.

En la figura 3.1 se puede observar el comportamiento del viento durante los meses del año a 30 m de altura en m/s. Aunque el BWC-1500 está instalado exactamente a los 33 m de altura, los 30 m representan la altura que minimiza la turbulencia que pudiera presentar el viento debido al movimiento mismo del aerogenerador.

Se puede observar que los valores de la velocidad a lo largo de los meses fluctuaron entre 4.00 m/s y 6.50 m/s. El mes de abril es el que registró la mayor velocidad durante el estudio (6.15 m/s) y el mes de marzo el que presentó las menores velocidades de viento (4.26 m/s). La velocidad promedio durante los meses del año fue de 5.10 m/s, velocidad superior a la que este aerogenerador necesita para iniciar la producción de electricidad la cual es 3.50 m/s. En la figura 3.1 el valor promedio está representado por la línea en color rojo a lo largo de todo el período de medición.

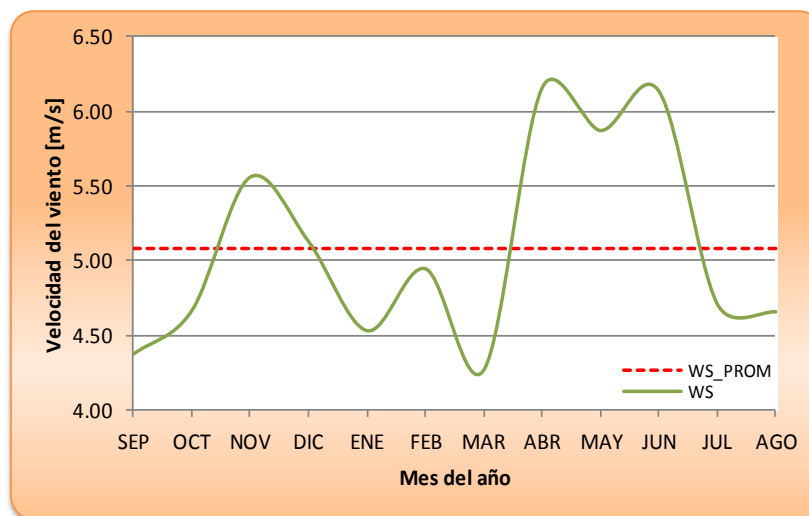


Figura 3.1. Velocidad del viento a la altura del rotor (30 m) del generador eólico durante el año de estudio.

Al observar la figura 3.2 se puede observar que en un día típico se tiene una velocidad del viento promedio de 5.16 m/s. Los mayores valores de velocidad se presentan entre las 15:00 y 16:00 horas y los menores entre 6:00 y 7:00 horas. El comportamiento de la velocidad del viento mostrado es consistente con estudios anteriores realizados en la misma región.

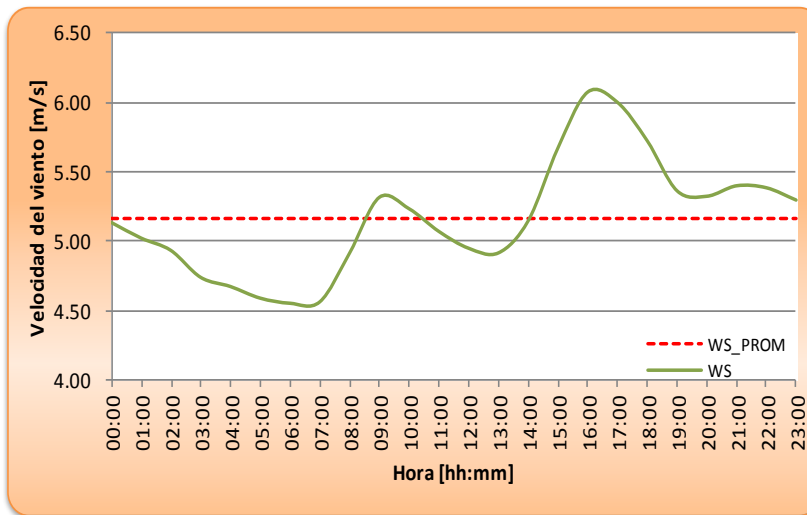


Figura 3.2. Velocidad del viento a la altura del rotor del generador eólico (30 m) en un día típico.

Hernández y colaboradores reportan que en la estación meteorológica (EMA) de Mérida la velocidad del viento promedio es de 3.34 m/s [24], mientras que Watson y colaboradores para esta estacionan reportan 2.90 m/s [58]. Es importante señalar que la estación meteorológica se encuentra ubicada al sur de la ciudad, y los sensores están instalados a 10 m de altura. Bientz menciona que en el mismo sitio de evaluación que en esta caso, el noroeste de la ciudad de Mérida, pero con sensores ubicados a 20 m de altura la velocidad promedio del viento es 3.30 m/s [59]. Como se observa existe diferencia entre los valores reportados en la literatura y este estudio, esto se debe a que los sensores de medición se encuentran instalados en otra región de la ciudad en el caso de Hernández y en ambos casos a otras alturas diferentes a los 30 m en que está ubicada nuestra estación.

En el sitio de operación se registraron velocidades de viento clase 1, es decir velocidades  $\leq 5.1$  m/s, lo cual indica que para el aerogenerador estudiado dicho sitio es favorable para su emplazamiento pues como se muestra en la figura 3.3, el 90 % del tiempo de operación del aerogenerador se tuvieron velocidades superiores a su velocidad de arranque. Las velocidades que ocurrieron con mayor frecuencia durante el tiempo de medición, es decir el 33.60 % de estos estuvieron entre 4.50 m/s y 5.50 m/s coincidiendo este rango con el reportado por Soler para el mismo sitio de evaluación [59].



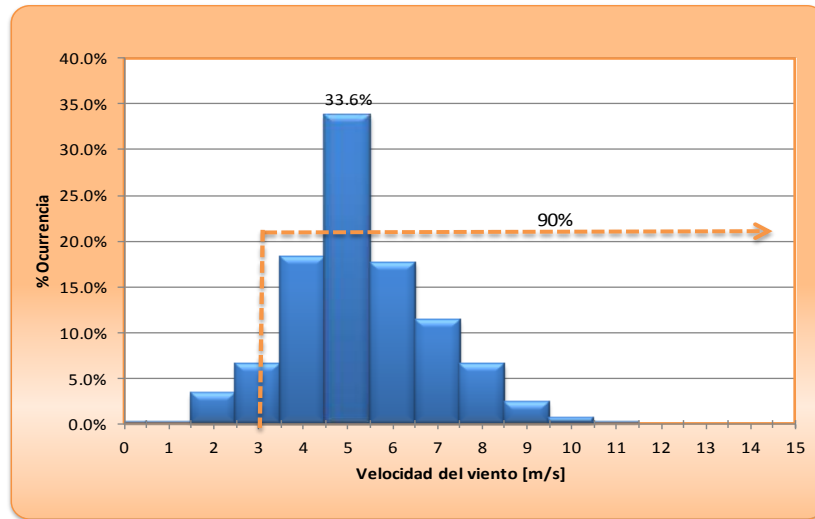


Figura 3.3. Distribución de frecuencia para la velocidad del viento en el sitio de medición.

Las mediciones obtenidas de dirección del viento dan a conocer las direcciones preferentes en las que se presenta el viento en el sitio de operación, ya que en este caso al aerogenerador evaluado Bergey BWC por ser un generador de pequeña escala auto-direccionable por su sistema de cola [51], sus principales afectaciones están relacionados con el tiempo de reacción del sistema de autodirección del aerogenerador.

En la figura 3.4 se presentan las mediciones obtenidas para esta variable a largo del período de estudio, los  $360^\circ$  se han dividido en intervalos de  $22.50^\circ$  lo cual representa los 16 sectores geográficos en los que se puede presentar el viento, donde  $0^\circ$  representa el Norte, como se indicó en la sección 1. La dirección del viento promedio está representada a lo largo de toda la gráfica por la línea recta de color rojo, correspondiendo a un valor de  $93.94^\circ$ , que teniendo en cuenta los grados en los que se dividen los sectores de la rosa de vientos se puede asociar al sector Este. Es importante señalar debido a que la dirección del viento es una magnitud vectorial, el promedio de dicha variables se calculó vectorialmente.

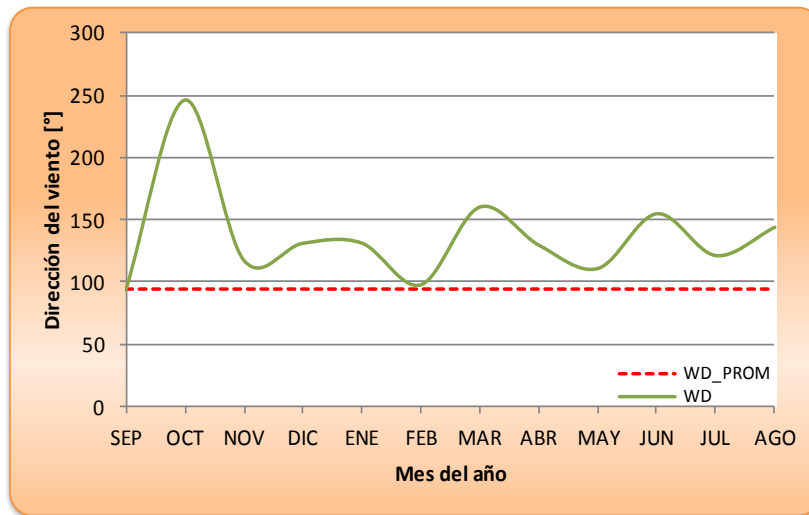


Figura 3.4. Dirección del viento a la altura del rotor del generador eólico durante los meses de estudio.

En la figura 3.5, la dirección del viento promedio está representada a lo largo de toda la línea recta de color rojo, correspondiendo a un valor de  $95.59^\circ$ , al igual que durante los meses de estudio, esta dirección promedio se puede asociar al sector Este. Dicho comportamiento es consistente con los fenómenos locales presentes en la región, ya que en un día típico, al amanecer, las corrientes de brisa marina provenientes del noreste predomina sobre la brisa terrestre provenientes del sureste. Conforme pasan las horas el cambio de dirección se debe al fenómeno contrario, la brisa terrestre proveniente del sureste predomina sobre la brisa marina del noreste.

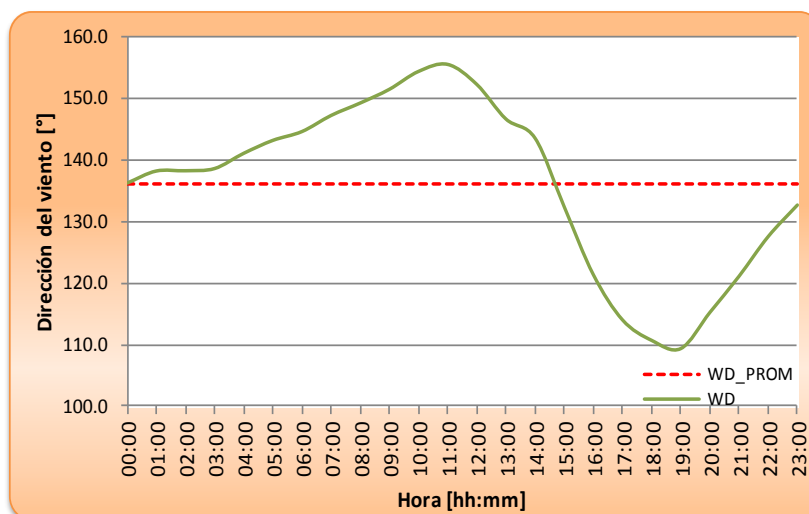


Figura 3.5. Dirección del viento a la altura del rotor del generador eólico durante un día típico.

En la figura 3.6, se presenta el porcentaje en el que predominan los vientos por sector geográfico. Como se muestra, la dirección del viento predominante es la región sureste, por lo tanto, ya que los obstáculos que se tienen alrededor del aerogenerador están situados al oeste de él (entre 45° y 90°), se puede suponer en una primera impresión que no afectan en el desempeño del aerogenerador.

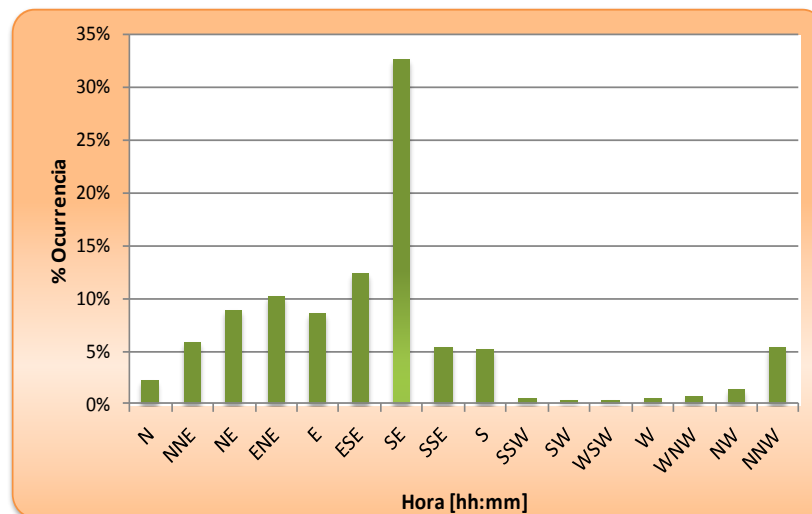


Figura 3.6. Dirección del viento por sector geográfico a la altura del rotor del generador eólico durante un día típico.

Watson y colaboradores reportan que la dirección preferencial del viento en la región noreste de Mérida medida a 20 m de altura es la sureste (SSE) [58] mientras que en este estudio con mediciones realizadas a 30 m de altura, los resultados muestran que la región predominante es la SE; estos valores promedio en la dirección preferencial del viento se diferencian entre sí, debido a que la altura a la que están ubicadas las estaciones de medición no son las mismas y a diferencia de las mediciones realizadas a 20 m de altura, a 30 m de altura la afectación de los obstáculos circundantes a la estación de medición es menor.

### 3.2.2. Presión atmosférica y Temperatura

La temperatura del aire al igual que la presión atmosférica fue monitoreada para determinar la densidad del aire en el sitio de operación y posteriormente calcular la potencia energética del viento.

Como puede observarse en la figura 3.7a, la temperatura del aire se mantuvo entre 20 °C y 30 °C durante los meses de estudio, siendo el valor promedio durante el estudio 25.13 °C. El valor promedio se puede apreciar como una constante en la figura y representada por la recta roja a lo largo de todo el período de medición. El mes que presentó mayor temperatura fue el mes de mayo (28.22 °C) en contraste con el mes de diciembre que registró las menores temperaturas como 20.32 °C.

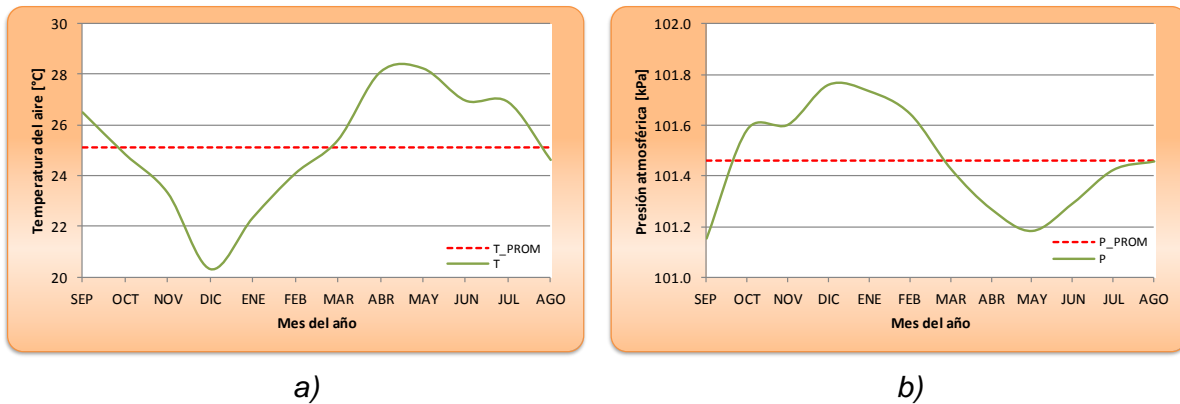


Figura 3.7. a) Temperatura del aire y b) Presión atmosférica durante los meses del período de estudio del aerogenerador.

Como se mencionó en la Capítulo 2, la presión es el único parámetro medido a 10 m de altura, sin embargo, no representa un factor que sugiera invalidar el estudio pues se ha comprobado que la presión atmosférica no presenta variaciones significativas en diferencias de altura menores a los 100 m [57].

En la figura 3.8a, se muestra la temperatura del aire en un día típico la cual se mantuvo entre 20 °C y 32 °C, siendo el valor promedio 26.06 °C. El valor promedio se puede apreciar como una constante en la figura y representada por la recta roja a lo largo de todo el período de medición. Entre las 14:00 horas y 15:00 horas se presentaron las mayores temperaturas del aire, lo cual se espera ya que en esas horas hay mayor radiación solar incidente en la superficie terrestre.

En la figura 3.7b se muestra la presión atmosférica durante un día típico, mostrando poca variabilidad a lo largo de los meses de estudio, ya que se mantuvo entre 101 kPa y 102 kPa; el valor promedio para todo el período de estudio está representada por la línea recta roja con un valor de 101.46 kPa.

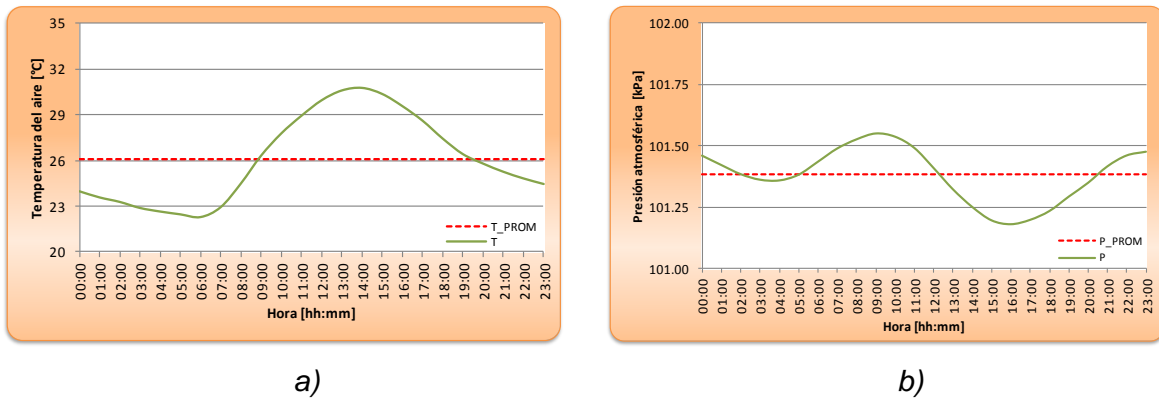


Figura 3.8. a) Temperatura del aire y b) Presión atmosférica durante un día típico para el sitio de evaluación.

### 3.2.3. Densidad del aire

A partir de los parámetros de temperatura y presión atmosférica del aire medidos durante el estudio es posible calcular la densidad del aire [28]. Según la norma IEC61400-12 mencionada en la sección 1.4, los datos de la densidad del aire deben ser normalizados a dos densidades de referencia: la densidad promedio medida en el sitio de estudio, redondeada al  $0.50 \text{ kg/m}^3$  más cercano; y a la densidad del aire estándar al nivel del mar, según el estándar ISO,  $1.22 \text{ kg/m}^3$ ; a fin de ser valores equicomparables [34]. Sin embargo, cuando la densidad actual del aire es de  $1.22 \text{ kg/m}^3 \pm 0.05 \text{ kg/m}^3$  la normalización no es necesaria [28].

La tendencia de este parámetro a lo largo de los meses del estudio se muestra en la figura 3.9, donde se observa que la densidad del aire se mantuvo estable en un rango entre  $1.17 \text{ kg/m}^3$  y  $1.20 \text{ kg/m}^3$ , teniendo como valor promedio durante el período de estudio  $1.19 \text{ kg/m}^3$ , señalado con la línea roja. El valor promedio obtenido, al mantenerse dentro del intervalo de los límites  $1.22 \text{ kg/m}^3 \pm 0.05 \text{ kg/m}^3$ , mencionados en la norma IEC61400-12, no necesitó ser normalizado.

El comportamiento mostrado en la figura 3.9 es el esperado pues como se explicó anteriormente la densidad del aire se calcula usando la temperatura del aire. La relación entre estos dos valores es inversamente proporcional, es decir, cuando la temperatura del aire descende, este se vuelve más denso y viceversa.

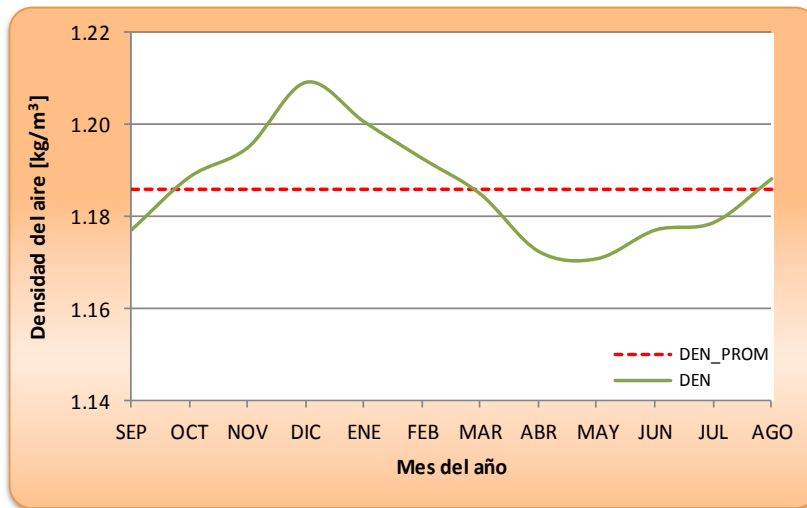


Figura 3.9. Densidad del aire a 30 m durante los meses del período de estudio del aerogenerador.

En la figura 3.9 se observa que la densidad del aire en un día típico se mantuvo estable en un intervalo entre  $1.16 \text{ kg/m}^3$  y  $1.12 \text{ kg/m}^3$  y teniendo como valor promedio durante el período de estudio  $1.18 \text{ kg/m}^3$ , señalado con la línea roja. Al igual que con el promedio anual, el promedio diario al mantenerse el intervalo dentro de los límites señalados en la norma de  $1.22 \text{ kg/m}^3 \pm 0.05 \text{ kg/m}^3$ , no necesitó ser normalizado. El comportamiento diario de la densidad del aire mantiene su dependencia inversa con la temperatura diaria del aire, presentando los menores valores de densidad entre las 14:00 horas y las 15:00 horas coincidiendo con las horas que presentan las mayores temperaturas.

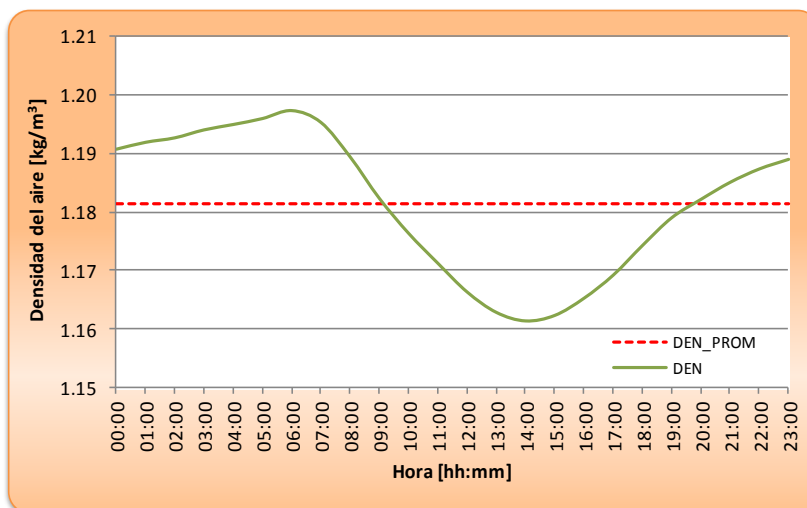


Figura 3.10. Densidad del aire a 30 m durante un día típico.

### 3.2.4. Potencia de entrada

La potencia de entrada es posible determinarla utilizando los datos anemométricos obtenidos durante el tiempo de evaluación, como se indicó en el párrafo 1.2.2. En la figura 3.11 se muestra un gráfico correspondiente a la disponibilidad energética del viento o potencia de entrada del aerogenerador durante el período de evaluación. Este valor da una idea preliminar del recurso presente y con posibilidad de aprovecharse en el área.

La potencia energética del viento, presentada en  $W/m^2$ , obtuvo valores entre 500 W y 1.40 kW, lo cual indica que es posible obtener energía del recurso renovable y prácticamente gratuito como es el viento, sin dejar de tener presente que la mayor inversión para el aprovechamiento de esta tecnología radica en la infraestructura necesaria para albergar los aerogeneradores [14]. Como se observa en la figura 3.12, el mes que presenta mayor densidad de potencia de viento es abril con más de  $1.23 \text{ kW}/m^2$ , mientras el mes de septiembre presenta los menores valores por debajo de  $520 \text{ W}/m^2$ .

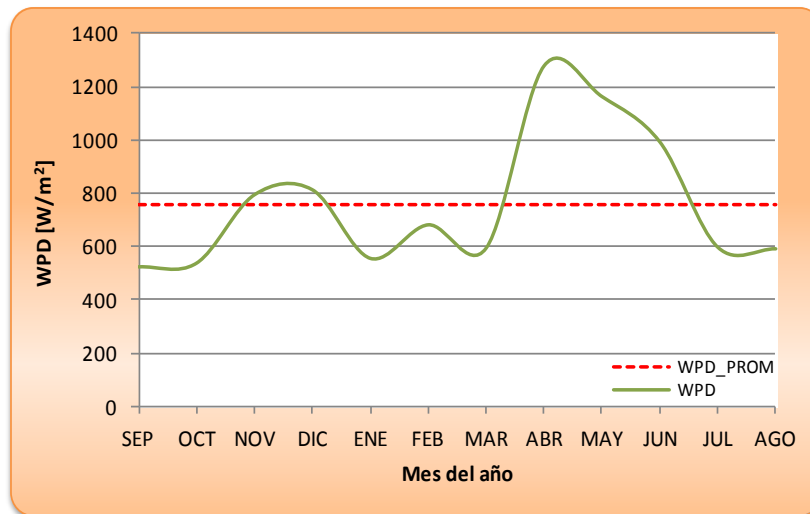


Figura 3.11. Potencia de entrada al Bergey BWC-1500 obtenido durante los meses del periodo de evaluación.

El valor promedio de la potencia de entrada obtenida correspondió a un valor de  $756.92 \text{ W}/m^2$ , representado por la recta roja en la figura anterior, valor superior al que Watson y colaboradores obtuvieron como densidad promedio del viento  $19.90 \text{ W}/m^2$  para la EMA ubicada al sur de Mérida con mediciones realizadas a 10 m de altura [58]. La diferencia entre el promedio de densidad de potencia del viento reportada por Watson y el

promedio obtenido en este estudio, se debe a que la velocidad del viento medida en el sitio es mayor que la medida por Watson y ya que la densidad del viento mantiene una dependencia cúbica con la velocidad del viento, como se mencionó en la sección 1.2.2 estos resultados son de esperarse.

Los valores obtenidos son consistentes, pues los meses que presentaron los valores de velocidad de viento máximo y mínimo (ver figura 3.1) coinciden con los meses que presentaron mayor y menor densidad de potencia, respectivamente. Así mismo, es posible observar que el patrón del viento predomina sobre el patrón térmico, pues a pesar de que en abril se registran temperaturas altas y densidades del viento bajas, es en dicho mes donde se registraron mayores velocidades del viento.

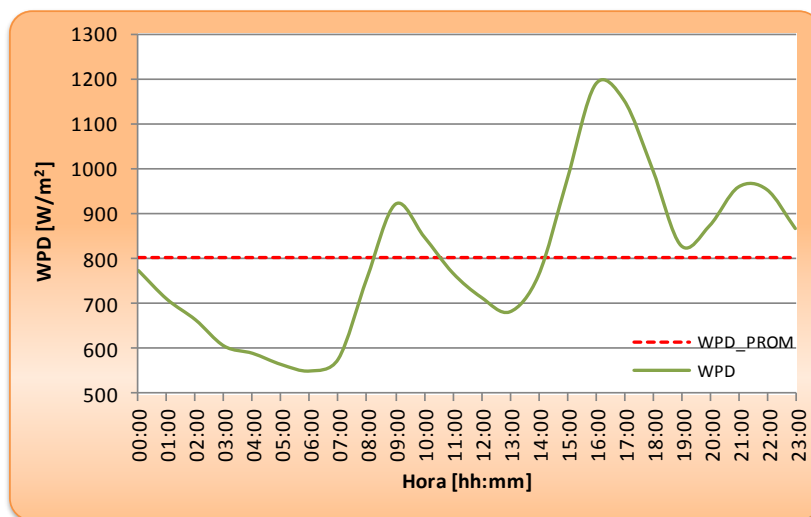


Figura 3.12. Potencia de entrada al Bergey BWC-1500 obtenido durante un día típico.

Considerando el valor promedio obtenido de  $800 \text{ W/m}^2$  obtenido en un día típico como se muestra en la figura 3.12 y de acuerdo a los parámetros considerados en la literatura para realizar evaluaciones del recurso eólico, la posibilidad de aprovechar el recurso eólico en este sitio es “buena” ya que la  $WPD > 700 \text{ W/m}^2$  [22].

### 3.2.5. Función de distribución de probabilidades de Weibull

Los resultados de las gráficas de distribución de frecuencias presentadas y discutidas en el párrafo 3.2.1 sólo revelan el comportamiento de los vientos en el período de estudio. Con ayuda de estos datos, como ya se ha mencionado, se puede determinar la función de



distribución de probabilidades de Weibull, mediante la cual se puede estimar las frecuencias de aparición, de las velocidades de los vientos, en períodos de tiempo diferentes al medido originalmente. Los parámetros de forma y escala de la función de probabilidades de Weibull a 30 m, se determinaron usando el software WindPro “alimentado” con los datos meteorológicos medidos durante el estudio y obteniendo  $c = 5.74$  m/s y  $k = 2.60$ . Estos valores son consistentes con otros estudios ya que Bientz reporta para el mismo sitio de evaluación pero con mediciones realizadas a 20 m de altura los valores 5.09 m/s y 2.43 como parámetros de forma y escala [59] y Watson reporta 3.12 m/s y 2.60 para la EMA ubicada al sur de la ciudad y con mediciones realizadas a 10 m de altura [58]. Estos parámetros representan el largo y ancho de la gráfica de la distribución de probabilidades como se mencionó en el párrafo 1.2.5, por lo que la diferencia entre los valores de  $k$  y  $c$  se deben principalmente a que las mediciones para encontrar estos parámetros fueron realizadas a diferentes alturas y sitios geográficos.

Una vez obtenidos los parámetros anteriores, es posible expresar la función de distribuciones de probabilidades de Weibull para el sitio de estudio utilizando la ecuación 5 señalada en el Capítulo 1, y obtener como se muestra en la figura 3.13 la distribución de probabilidades de Weibull para el sitio de evaluación. Se realiza una comparación entre la frecuencia presentada durante el tiempo de evaluación del sitio y la función de probabilidades de Weibull, de tal forma que el comportamiento esperado en otros periodos de evaluación sería consistente con el obtenido durante este estudio.

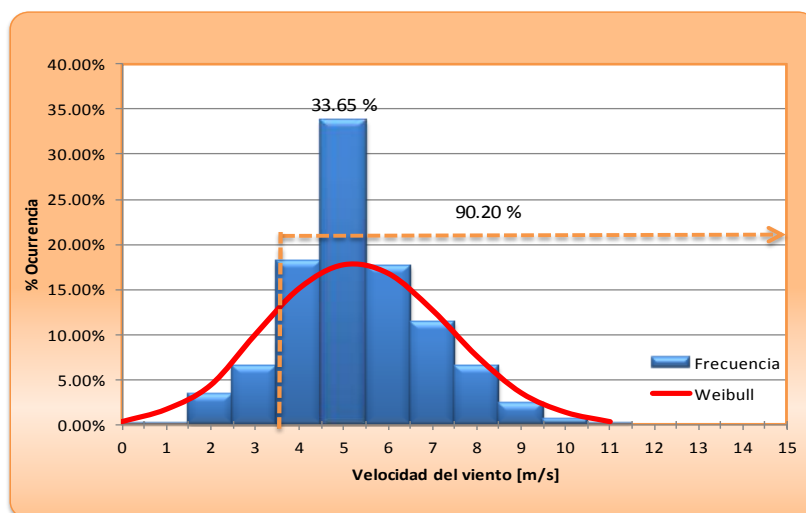


Figura 3.13. Distribución de probabilidades de Weibull en función de la velocidad del viento.

Como se observa en la figura 3.13, la distribución de probabilidades de Weibull nos indica que se registraron vientos con velocidades de viento desde 0.50 m/s hasta 11 m/s aproximadamente; sin embargo, los vientos con velocidades entre 4.50 m/s y 5.50 m/s son los que se presentan con mayor frecuencia (33.65 %) convirtiéndose en los de mayor importancia ya que son los que se pueden aprovechar para la generación eléctrica debido al porcentaje de ocurrencia de los vientos en el sitio [22].

Es importante señalar que durante el 90 % del periodo de estudio, se registraron valores de velocidad de viento superiores a la velocidad de inicio del aerogenerador, lo que indica que es factible tener el aerogenerador en operación en este sitio de evaluación, ya que la mayoría de los aerogeneradores comerciales tienen su velocidad de inicio de funcionamiento por encima de los 3 m/s.

### **3.2.6. Cálculo de parámetros derivados de la FDP de Weibull**

Como se había mencionado, una vez que se tiene la función de probabilidades de Weibull es posible encontrar algunos parámetros derivados de dicha función, como son la velocidad media del viento ( $v$ ), la velocidad del viento más probable ( $v_{MP}$ ), y la velocidad del viento con máxima carga energética ( $v_{MaxE}$ ) utilizando las ecuaciones 8, 9, y 12, respectivamente, para calcular cada parámetro. Los resultados se indican en la tabla 3.1.

*Tabla 3.1. Parámetros derivados de la función de distribución de probabilidades de Weibull.*

Sitio de Medición	$v$ [m/s]	$v_{MP}$ [m/s]	$v_{MaxE}$ [m/s]	$WPD$ [W/m <sup>2</sup> ]
<b>Mérida</b>	5.11	4.90	6.95	119.4

### **3.3. PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN CORRIENTE ALTERNA**

Para las mediciones realizadas en las tres fases de CA, de los parámetros eléctricos como son el voltaje y la corriente del aerogenerador, se presentan los valores RMS como se mencionó en el Capítulo 2.

### 3.3.1. Voltaje

El comportamiento del voltaje RMS de cada una de las 3 fases del aerogenerador durante los meses de estudio, se presenta en la figura 3.14. En el transcurso del estudio, los voltajes medidos en las tres fases muestran un comportamiento similar entre ellas, manteniendo sus valores en un intervalo entre 18 V y 27 V.

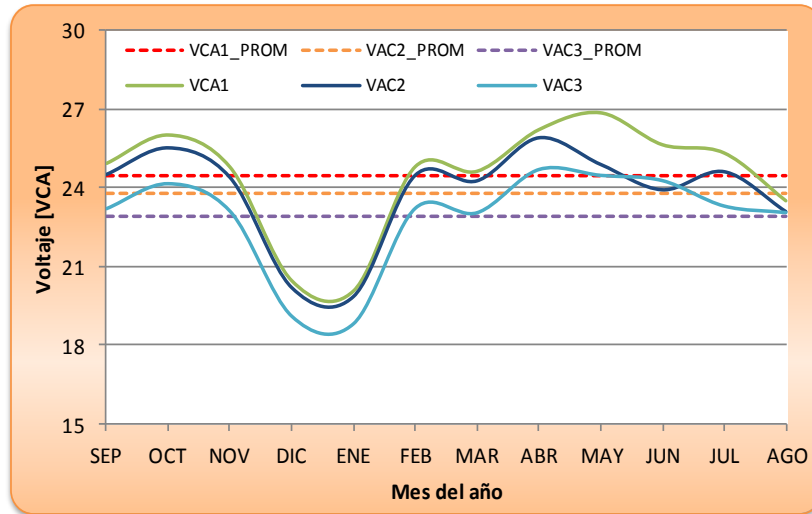


Figura 3.14. Voltaje de cada una de las fases de corriente alterna del AG Bergey BWC-1500 durante el período de estudio.

En la tabla 3.3 se presentan los valores máximos, mínimos y promedios del voltaje para cada una de las fases en corriente alterna del aerogenerador.

Tabla 3.2. Valores significativos para el voltaje en cada una de las fases del aerogenerador.

Fase	$V_{min}$	$V_{prom}$	$V_{max}$
	[V <sub>CA</sub> ]	[V <sub>CA</sub> ]	[V <sub>CA</sub> ]
1	20.00	24.44	26.00
2	19.86	23.81	24.89
3	18.80	22.20	24.50

En las tres fases, es el mes de diciembre el que presentó los voltajes menores, coincidiendo con ser el mes en que hubo menor densidad de potencia del viento; así mismo, tanto las tres fases mantuvieron los voltajes de acuerdo a la densidad de potencia del viento presente en el sitio, a excepción del mes de mayo, cuando la fase tres presenta

un descenso en su valor debiéndose a que en este mes se desconectó la fase para su mantenimiento.

En un día típico, como se muestra en la figura 3.15 se puede observar que el comportamiento diurno del voltaje entre las tres fases es similar debido a las características del diseño del aerogenerador como se mencionó anteriormente [51].

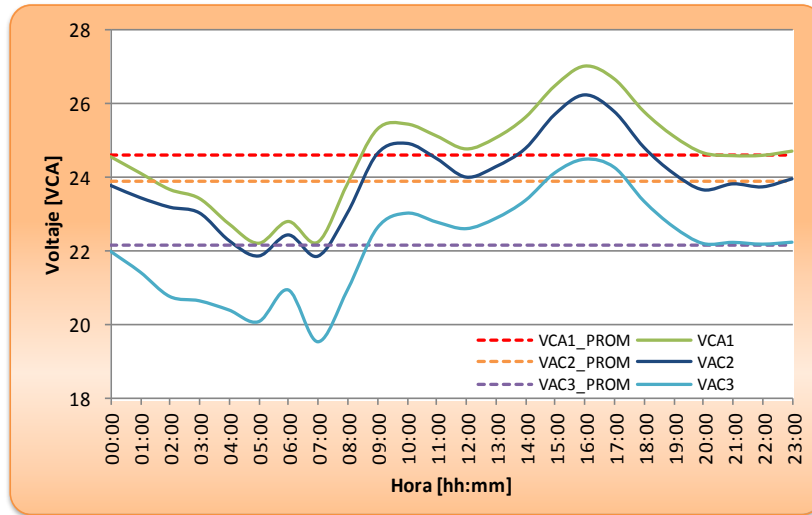


Figura 3.15. Voltaje de cada una de las fases de corriente alterna del AG Bergey BWC-1500 durante un día típico.

Al igual que en el comportamiento mensual, el voltaje se ve directamente afectado por la densidad de potencia del viento presente en el sitio, pues en las horas en que esta es mayor, el voltaje producido también lo es, y viceversa es decir, los menores valores en el voltaje obtenidos se registraron cuando se presentaron los menores valores de densidad de potencia del viento.

### 3.3.2. Corriente

En la figura 3.16, se presenta el comportamiento de las tres fases de la corriente alterna del aerogenerador monitoreadas durante el intervalo específico de estudio. Se puede observar que los valores de esta variable estuvieron generalmente en un intervalo menor a los 4 A.

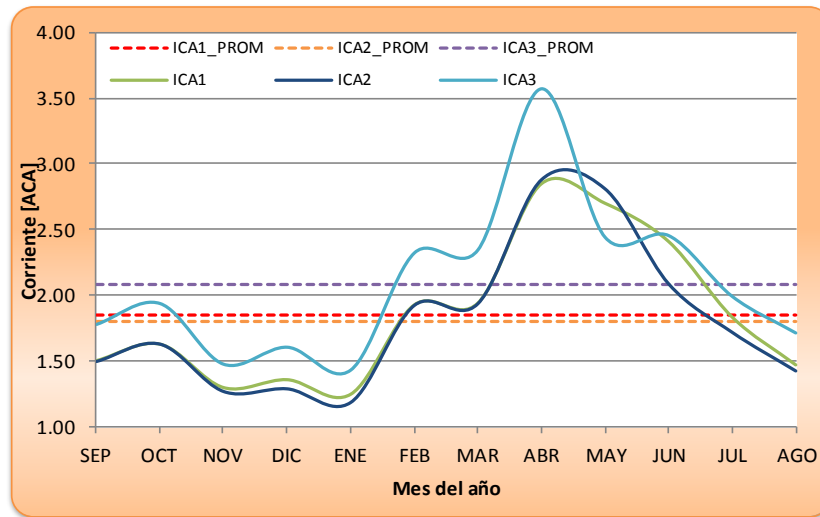


Figura 3.16. Corriente en cada una de las tres fases de corriente alterna del aerogenerador Bergey BWC-1500 monitoreadas durante el período de estudio.

Los valores máximos, mínimos y promedios para cada una de las fases durante el año de evaluación del aerogenerador, se presentan en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Valores significativos anuales para la corriente en cada una de las fases del aerogenerador.

Fase	$I_{min}$ [ACA]	$I_{prom}$ [ACA]	$I_{max}$ [ACA]
1	1.24	1.84	6.95
2	1.18	1.80	2.88
3	1.42	2.08	3.57

Los valores significativos de la corriente de la fase 3, fueron mayores que los obtenidos en las fases 1 y 2 debido, principalmente, a desajustes en la calibración de los sensores, sin embargo el comportamiento de la corriente durante el transcurso del estudio fue similar.

En la figura 3.17 se presenta el comportamiento de las tres fases de la corriente alterna del aerogenerador monitoreada durante un día típico. Se puede distinguir que los valores de esta variable estuvieron generalmente en un intervalo menor a los 3.25 A.

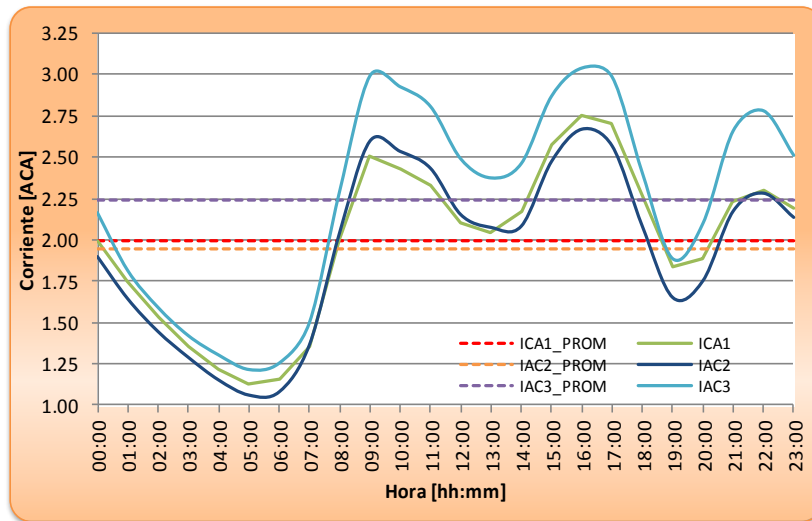


Figura 3.17. Corriente en cada una de las tres fases de corriente alterna del aerogenerador Bergey BWC-1500 monitoreadas durante un día típico.

Los valores significativos de la corriente de cada fase en un día típico se muestran en la tabla 3.4. El comportamiento de cada una de las fases durante el transcurso del estudio resultó similar.

En ambos comportamientos, tanto diurnos como mensuales se puede apreciar que mantienen una relación proporcional con la densidad de potencia del viento, es decir, en los meses u horas con mayor densidad de potencia del viento (ver figuras 3.11 y 3.12), es cuando mayor corriente se registró.

Tabla 3.4. Valores significativos diurnos para la corriente en cada una de las fases del aerogenerador.

Fase	$I_{min}$ [ACA]	$I_{prom}$ [ACA]	$I_{max}$ [ACA]
1	1.13	1.99	2.76
2	1.08	1.94	2.67
3	1.21	2.24	3.04

### 3.4. PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN CORRIENTE DIRECTA

Dadas las características de voltaje y frecuencia variable del aerogenerador, a diferencia de las señales de corriente alterna, la energía eléctrica en corriente directa es la más representativa en cuanto a energía útil se refiere, ya que es la que contribuye al suministro de energía al banco de baterías del Laboratorio. Tanto el voltaje como la corriente directa fueron parámetros medidos a la salida del rectificador de voltaje, que en este caso, es un módulo incluido dentro del sistema de control del Bergey (VCS-1.5). Con ellos, se puede calcular directamente la potencia eléctrica de salida del aerogenerador, ya que esta es el producto de los dos parámetros antes mencionados.

El período de medición de estos parámetros en CD es similar al período de medición de los parámetros en CA.

#### 3.4.1. Voltaje medido en el rectificador

Las mediciones del voltaje son esenciales en el cálculo de la potencia eléctrica del aerogenerador. Dichos valores se determinaron a la salida del módulo de rectificación del aerogenerador y a continuación en la figura 3.18 se presenta la tendencia de su comportamiento durante el período de estudio.

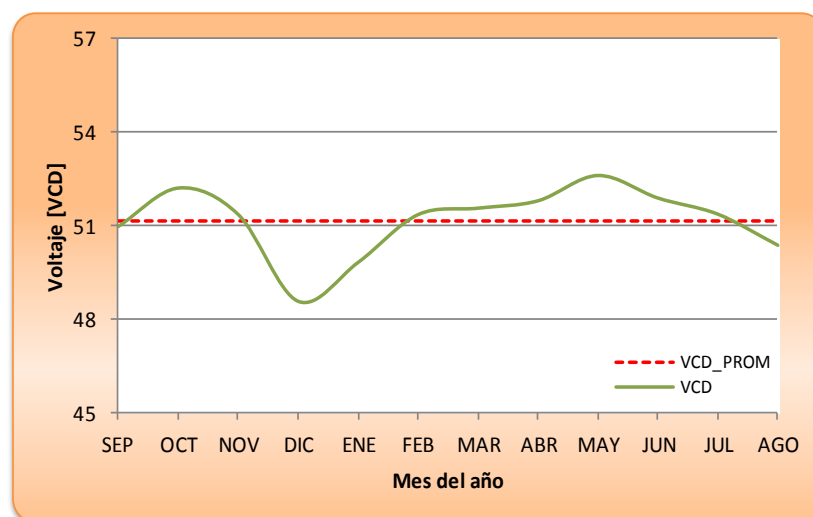


Figura 3.18. Voltaje en corriente directa medida en el rectificador del aerogenerador durante el período de estudio.

En esta figura, se puede observar que durante el año de evaluación, el valor del voltaje en corriente directa osciló entre 48 V y 54 V. El voltaje promedio, representado por la recta roja en el gráfico de la figura, fue de 51.15  $V_{CD}$  durante la evaluación. Los valores mínimos y máximos corresponden a 48.57  $V_{CD}$  y 62.60  $V_{CD}$ , respectivamente.

En un día típico, como se muestra en la figura 3.19 el voltaje promedio en corriente directa, representado por la recta roja en el gráfico de la figura, fue de 51.10  $V_{CD}$  durante la evaluación. Los valores mínimos y máximos corresponden a 49.43  $V_{CD}$  y 52.71  $V_{CD}$ , respectivamente.

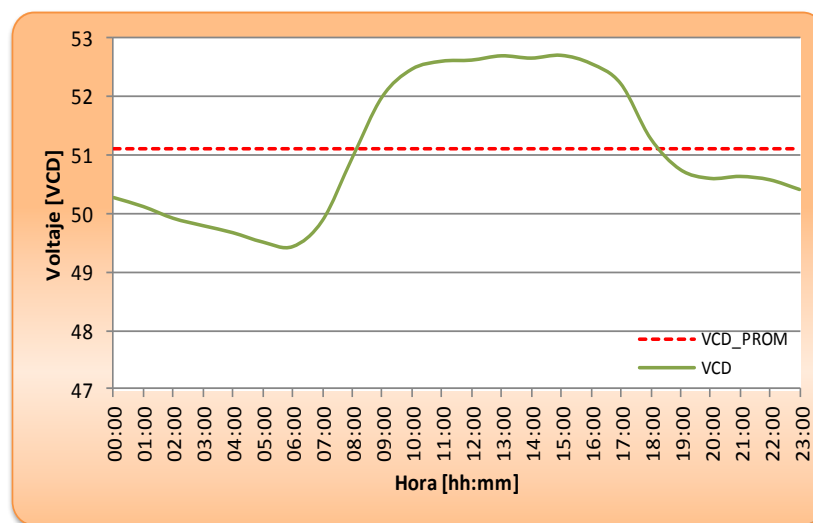


Figura 3.19. Voltaje en corriente directa medida en el rectificador del aerogenerador durante un día típico.

Al observar ambas figuras del voltaje se puede apreciar que el patrón diario de voltaje se ha mantenido constante, ya que el valor obtenido a las 23:00 horas coincide con el de las 24:00 horas, lo que no se puede afirmar con el patrón interanual, ya que los valores obtenidos en septiembre de 2010, no coinciden con los del mes de agosto de 2011.

### 3.4.2. Corriente medida en el rectificador

La corriente, junto con el voltaje, permite determinar la potencia eléctrica del aerogenerador. En la figura 3.20 se presenta el comportamiento de la corriente medida en el rectificador de carga del aerogenerador, durante el período de estudio. La corriente promedio, representado por la recta roja en el gráfico de la figura, durante el período de



estudio fue de 2.96  $A_{CD}$ , mientras que el valor máximo fue 4.75  $A_{CD}$  en el mes de mayo coincidiendo con el mes en que se obtuvo mayor densidad de potencia del viento.

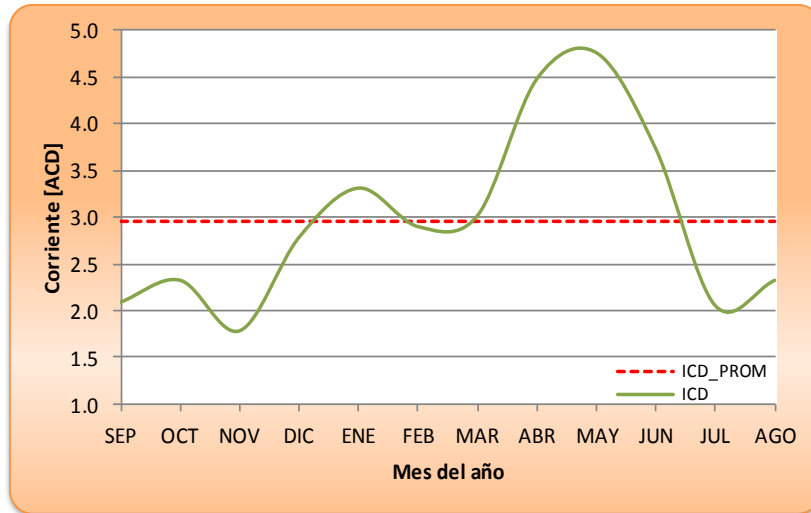


Figura 3.20. Corriente medida en el rectificador del aerogenerador durante el período de estudio.

Para un día típico, el comportamiento de la corriente medida en el rectificador de carga del aerogenerador, se presenta en la figura 3.21. La corriente promedio, representado por la recta roja en el gráfico de la figura, durante el período de estudio fue de 3.14  $A_{CD}$ , mientras que el valor máximo fue 4.75  $A_{CD}$  en el mes de mayo coincidiendo con el mes en que se obtuvo mayor densidad de potencia del viento.

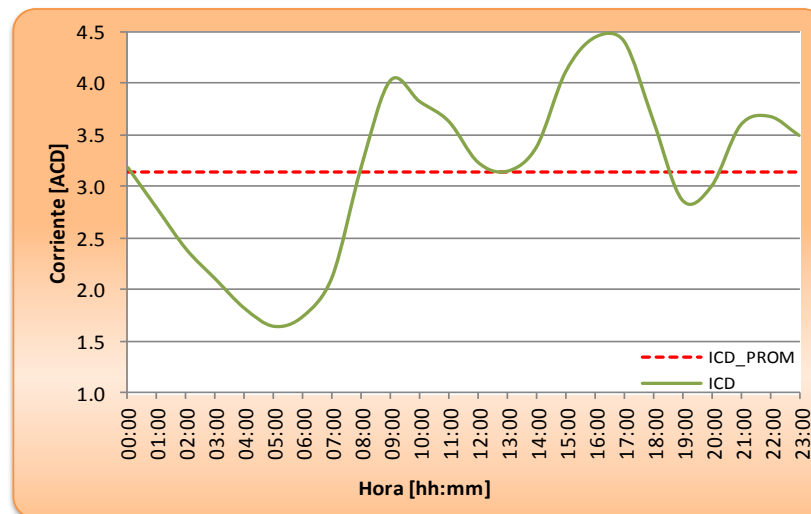


Figura 3.21. Corriente medida en el rectificador del aerogenerador durante un día típico.

### 3.5. POTENCIA DEL AEROGENERADOR

#### 3.5.1. Potencia de salida en corriente alterna

La potencia de entrada, es posible determinarla utilizando las mediciones de los parámetros eléctricos en el tiempo de evaluación, como se indicó en el capítulo 1.3. En la figura 3.22 se muestra un gráfico correspondiente al comportamiento de la potencia de salida del aerogenerador, en corriente alterna durante el período de evaluación.

Para el cálculo de la potencia total del aerogenerador en CA, se tomó en cuenta la aportación energética de las 3 fases, realizando la suma algebraica de la contribución de cada fase [22], debido a la configuración eléctrica del mismo [51].

Los valores máximo y mínimo de la potencia de salida del aerogenerador obtenidos en el tiempo de medición corresponden a 249.11 W y 98.55 W respectivamente. Mientras el valor promedio fue 151.06 W y está representado en la figura 3.22 por la recta roja.

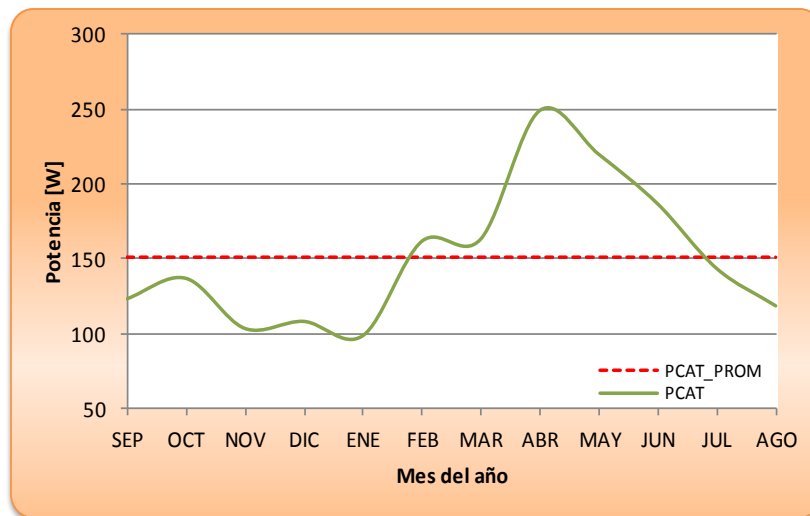


Figura 3.22. Potencia de salida para el aerogenerador Bergey BWC-1500 monitoreada durante el período de estudio en corriente alterna.

Se puede observar que los valores de potencia, en la mayoría del tiempo, son menores a los 300 W lo cual indica que durante el estudio, el aerogenerador no alcanzó su potencia nominal de 1 500 W, y que la potencia no fue continua a lo largo del período. Al ser la potencia una medición indirecta su comportamiento depende del voltaje y la corriente obtenidos durante el año. Es decir, en los meses en que tanto los valores de

voltaje y corriente fueron bajos, fueron los meses en que se obtuvo menos potencia y viceversa.

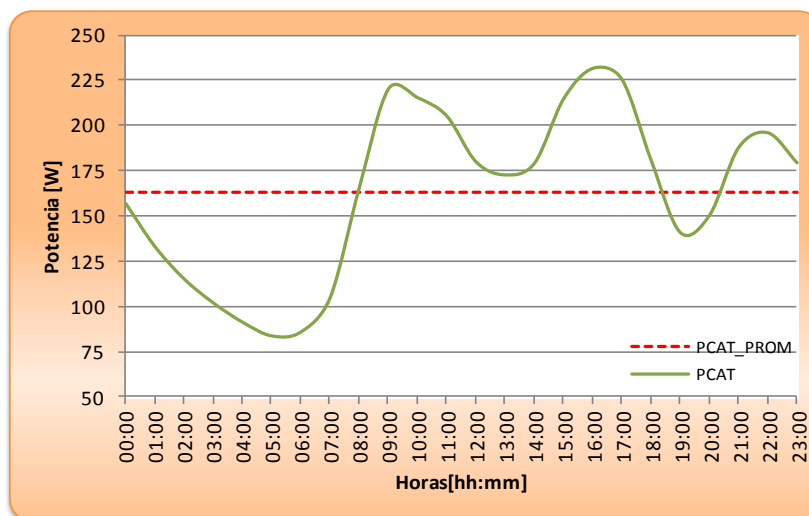


Figura 3.23. Potencia de salida para el aerogenerador Bergey BWC-1500 monitoreada durante un día típico en corriente alterna.

En la figura 3.23 se presenta la potencia en CA obtenida en un día típico. El valor máximo de potencia obtenida fue 231.55 W entre las 15:00 horas y 16:00 horas, mientras que el mínimo fue a las 5:00 horas con un valor de 83.62 W. Como se mencionó anteriormente, la potencia es un resultado indirecto que depende del voltaje y la corriente, por lo que en las horas en que tanto los valores de voltaje y corriente fueron máximos, fueron las horas en que se obtuvo la mayor potencia y viceversa.

### **3.5.2. Potencia de salida en corriente directa**

El comportamiento de la potencia en corriente directa del aerogenerador, es decir aquella señal rectificadora en el VCS-1.5, a lo largo de todo el período de evaluación se presenta en la figura 3.24.

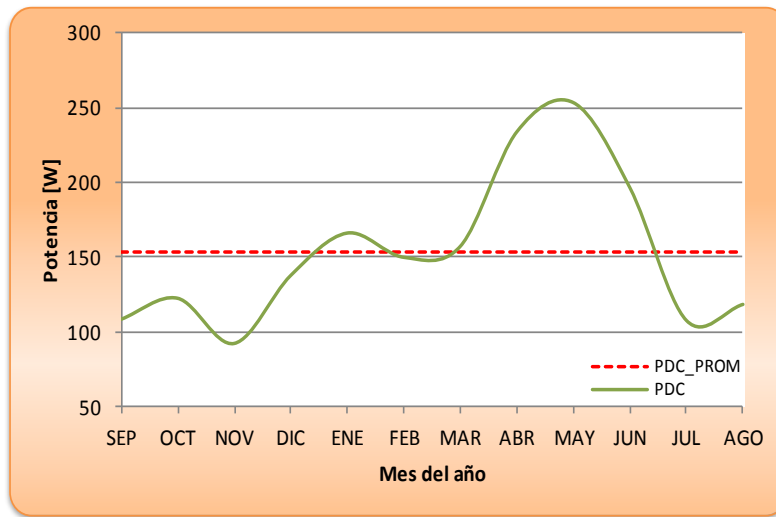


Figura 3.24. Potencia de salida en corriente directa del aerogenerador Bergey BWC-1500 para el período de estudio del sistema.

Al igual que en la potencia de salida en corriente alterna, la potencia de salida en corriente directa en la mayoría del tiempo se obtuvieron menores a los 300 W. En el mes de noviembre se registró la menor potencia promedio con un valor de 92.45 W, mientras que en el mes de mayo, con el valor máximo con 253.39 W, el promedio anual fue de 153.77 W de potencia.

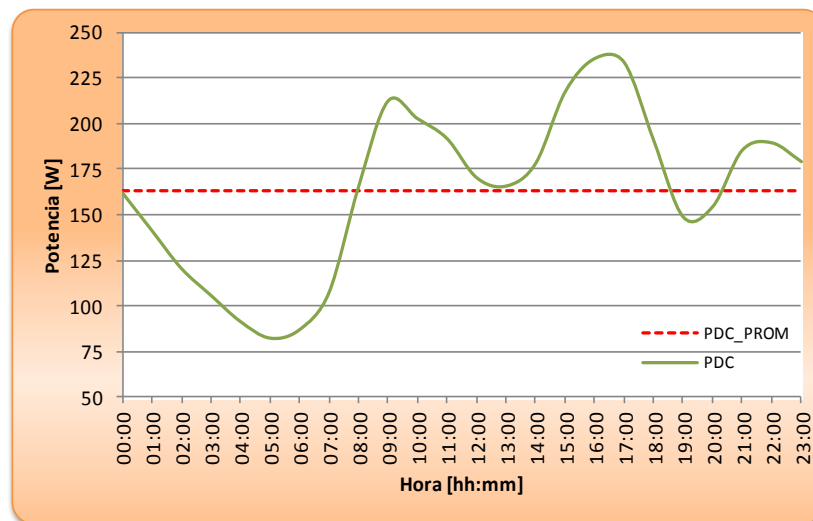


Figura 3.25. Potencia de salida en corriente directa del aerogenerador Bergey BWC-1500 en un día típico del sistema.

Los valores máximo y mínimo de la potencia de salida del aerogenerador en un día típico obtenidos en el tiempo de medición se muestran en la figura 3.25 y corresponden a

235.98 W y 82.01 W respectivamente. Mientras el valor promedio fue 163.29 W y está representado en la figura por la recta roja. Los valores de potencia máximo y mínimo, se obtuvieron en las horas en que los valores de voltaje y corriente también fueron máximos y mínimos (ver figuras 3.19 y 3.21), lo cual es de esperarse. Debido a que como se indicó anteriormente, la potencia de salida depende de las mediciones de voltaje y corriente.

### 3.6. COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA EN FUNCIÓN DEL VIENTO

A continuación se presenta el primer parámetro de evaluación del desempeño energético del Bergey BWC-1500: la curva de potencia. Este es un parámetro de importancia, ya que evalúa el comportamiento del aerogenerador al presentar la potencia de salida del mismo en función de la velocidad de viento prevaleciente en el sitio de operación a diferencia de las gráficas de potencia, que solo describen la potencia misma de salida en función del tiempo.

En la figura 3.26 se presenta la curva de potencia obtenida para el aerogenerador en CD así como en la fase de CA para cada “bin” o intervalo de velocidad de viento.

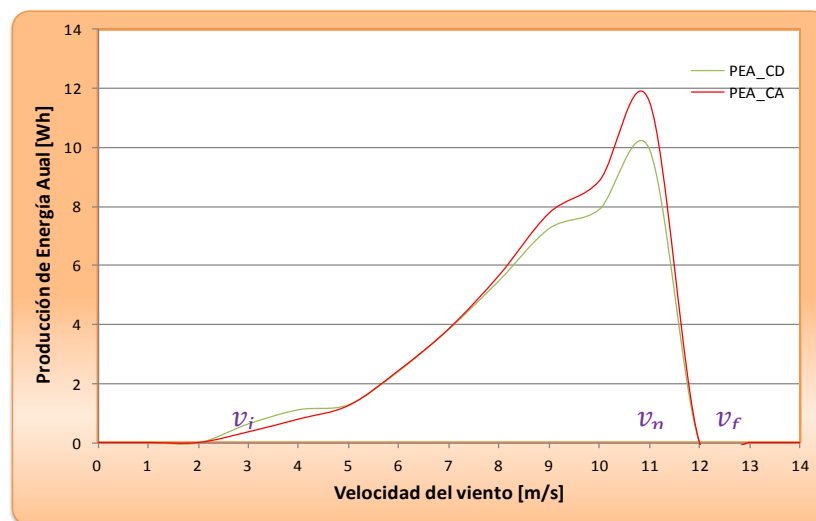


Figura 3.26. Comportamiento de la Potencia del aerogenerador Bergey BWC-1500 en función de la velocidad del viento.

En la curva de potencia, se presenta la potencia de salida del aerogenerador en función de la velocidad prevaleciente en el sitio, para todos los datos monitoreados tanto en corriente alterna como en corriente directa; el rango de velocidades varía de 0 m/s hasta los 14 m/s, y la potencia varía de 0 W hasta los 1000 W.

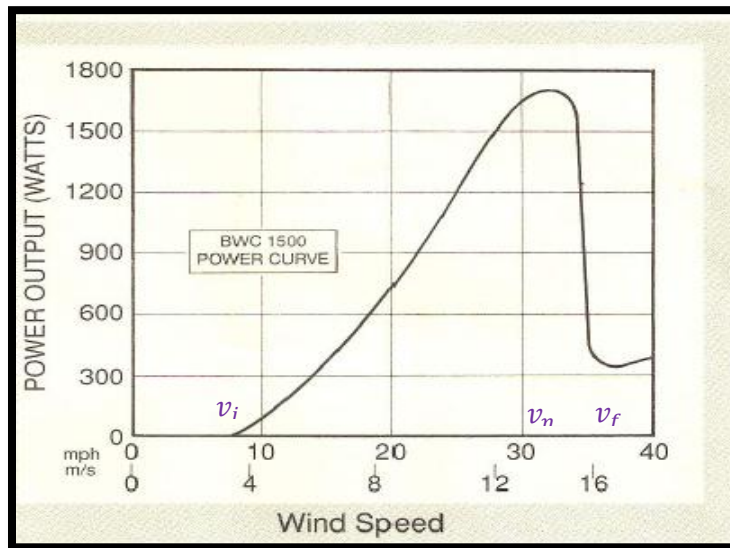


Figura 3.27. Curvas de Potencia para el aerogenerador Bergey BWC-1500.

Al comparar la curva obtenida después de las mediciones con la curva de potencia otorgada por el fabricante (figura 3.27), se aprecia que el comportamiento es similar, en ambas se distinguen las velocidades más representativas como son la velocidad de arranque ( $v_i$ ), la velocidad nominal ( $v_n$ ), la velocidad de salida ( $v_s$ ) y la de supervivencia ( $v_{ss}$ ); la única diferencia es que en la curva realizada en el estudio, todos estos valores se encuentran muy por debajo de la potencia nominal del aerogenerador de 1 500 W, debido a que el fabricante realiza las pruebas en un medio y a una velocidad controlados lo que evita las pérdidas de producción energética que suceden en un emplazamiento real.

### 3.7. COEFICIENTES DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR

El coeficiente de potencia representa la eficiencia del aerogenerador, es decir, es la razón entre la potencia de salida del mismo y la potencia de entrada. Los coeficientes de

potencia fueron calculados para corriente directa y para corriente alterna tal como se muestra en la figura 3.28.

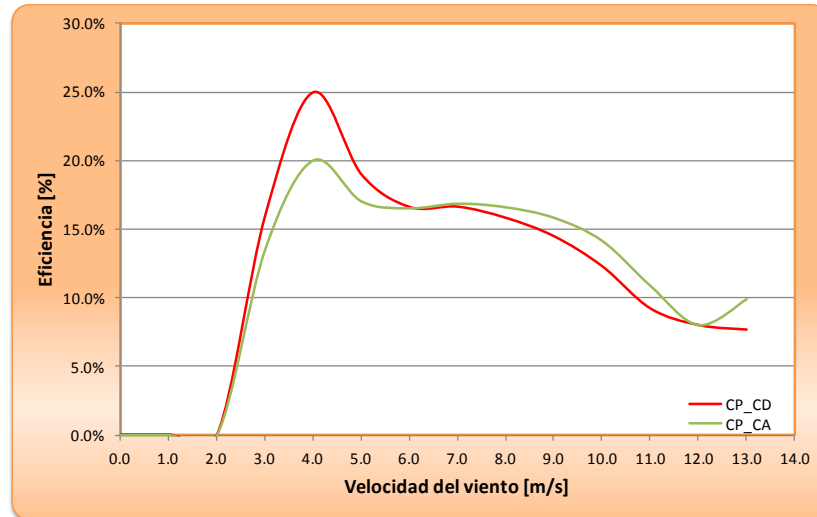


Figura 3.28. Coeficientes de Potencia del aerogenerador Bergey BWC-1500.

En la figura 3.28 se presenta la eficiencia del Bergey BWC-1500 para cada intervalo de velocidad realizado, es decir, el coeficiente de potencia en función de la velocidad medida en el sitio de operación.

Para velocidades menores a la de inicio de operación del aerogenerador, la eficiencia, tal y como se esperaba, fue prácticamente nula; conforme la velocidad del viento se incrementó, la eficiencia también registró ese incremento. A partir de los 10 m/s se aprecia considerablemente una disminución continua de la eficiencia. Esto es debido a que a medida que la velocidad del viento aumenta, la potencia de entrada también aumenta en una razón cúbica, más no así la potencia de salida del aerogenerador (ver ecuación 4).

La eficiencia promedio en CD fue de 13.90 %, mientras que en CA fue de 12.52 %. Aunque tales valores pudieran parecer pequeños son aceptables, dado que el coeficiente de potencia de un aerogenerador por más eficiente que sea, debido a sus límites teóricos como la Ley de Betz, mencionada en el Capítulo I, y a sus límites mecánicos-eléctricos, siempre será menor al 44 % [10].

### **3.8. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL (PEA)**

La producción de energía anual del aerogenerador representa sin lugar a dudas un parámetro de suma importancia para la evaluación de su desempeño energético. Ya que engloba no solo la información acerca del funcionamiento mismo del aerogenerador, sino también sobre el recurso eólico disponible en el sitio de operación. La estimación de este parámetro es vital en cuanto a la disposición correcta de un aerogenerador según su aplicación; es decir según la energía que se le vaya a demandar.

Este parámetro fue estimado aplicando la curva de potencia medida en el intervalo de estudio, a la función de distribución de probabilidades de Rayleigh [34]. Es decir, si se conoce la función que representa la probabilidad de ocurrencia de una velocidad específica en el sitio de operación a lo largo del tiempo mediante la curva de potencia se conoce también la potencia que el sistema puede generar para tal velocidad del viento; por lo que entonces es posible estimar en un período de tiempo, generalmente un año [28], la producción de energía.

La *PEA* fue calculada a partir de las curvas de potencia del aerogenerador y la función de distribución de Rayleigh acumulada. Dado que la curva de potencia no se completó debido a que no se observó el comportamiento del aerogenerador en su velocidad de furling, entonces la *PEA* presentada fue extrapolada según las especificaciones señaladas en la normatividad internacional [28].

Como se puede observar en la figura 3.29, la energía anual presentada en Wh está en función de la velocidad del viento a la altura del aerogenerador en m/s; velocidades mismas que van desde los 0 m/s hasta los 16 m/s, cuyo intervalo es el que establece la normatividad [28] en el cual es congruente estimar este parámetro, ya que corresponde al intervalo de operación promedio de un aerogenerador.

En la figura 3.29 se observa que la *PEA* tanto en CA como en CD mantiene el mismo patrón. Es posible también observar que la *PEA* en ambos casos aumenta en función de la velocidad; sin embargo, para  $v = 12$  m/s esta disminuye: esto debido a que en la distribución de frecuencias (figura 3.3), el porcentaje de ocurrencia de esta velocidad es prácticamente cero, por lo que al calcular la función de distribución de Rayleigh a partir de



la ecuación 14 entonces la probabilidad de que esta velocidad se presente es también prácticamente nula.

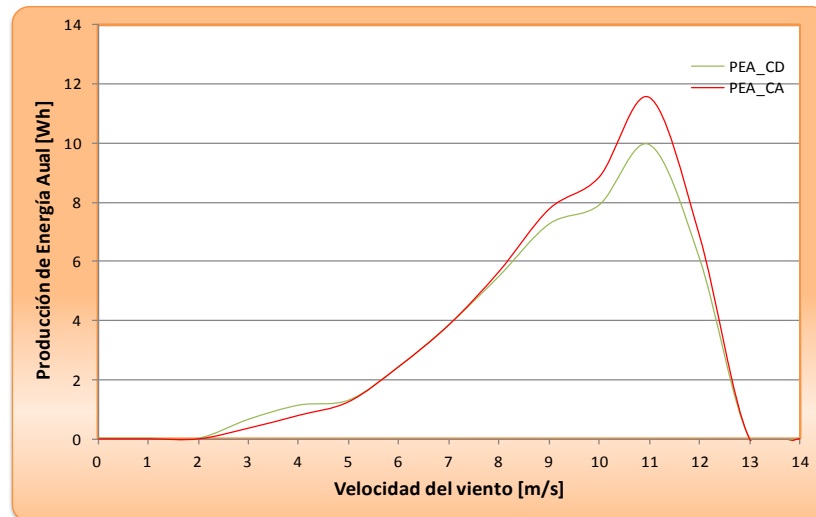


Figura 3.29. Estimación de la producción anual de energía del aerogenerador Bergey.

La PEA estimada para este aerogenerador en particular es de 28 918 W/año para CA y 26 881 W/año para CD, teniendo como promedio 3.07 W/h para CA y 3.30 W/h para CD. En un día típico se genera 79.23 W/día en CA y 73.65 W/día en CD.

### 3.9. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

La alta pureza del hidrógeno producido por fuentes renovables de energía a través de la electrólisis es la esperanza para su uso generalizado en un futuro cercano, por ello se calculó la producción de hidrógeno que se espera se obtendría con la generación eolieléctrica del aerogenerador.

Estos valores fueron calculados por medio del software HOMER, y utilizando los parámetros obtenidos durante este estudio como se indicó en el Capítulo 2.

En la figura 3.30 se presenta la producción esperada de hidrógeno para cada intervalo de viento de estudio. Como se observa, en las figuras 3.29 y 3.30, existe una relación directamente proporcional entre la producción de hidrógeno y la producción de energía

eléctrica ya que cuando se tiene mayor generación de electricidad se produce mayor cantidad de hidrógeno.

Se estimó una producción diaria de 1 kgH<sub>2</sub>/h cuando se realice la electrolisis con CD y 1.10 kgH<sub>2</sub>/h cuando se realice con CA, teniendo una producción anual de hidrógeno igual a 8 960 kg/año para CD y 9 639 kg/año para CA, es decir que un día típico se producirían 25 kgH<sub>2</sub> y 27 kgH<sub>2</sub> para CD y CA respectivamente.

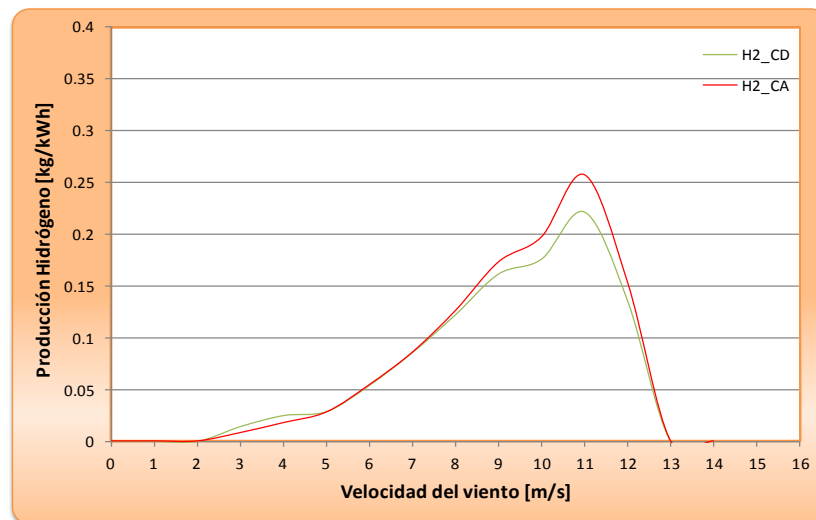


Figura 3.30. Estimación de la producción anual de hidrógeno del aerogenerador Bergey.

Usando los resultados de la PEA y la producción de hidrógeno, es posible observar que la eficiencia del proceso de conversión de energía eléctrica del aerogenerador de pequeña escala como es el BWC-1500 a hidrógeno fue 33 %. Gutiérrez y colaboradores realizaron una simulación utilizando un sistema viento–hidrógeno a gran escala, con un arreglo de aerogeneradores de 48.80 MW y reportan una eficiencia de 40 % [60]. La diferencia entre estos valores radica en que la configuración de aerogeneradores utilizada por Gutiérrez fue a gran escala y el utilizado para este estudio a pequeña escala; así como también en este se utilizaron mediciones in situ realizadas para conocer el recurso eólico, obtener la curva de potencia del aerogenerador Bergey y hallar la producción real de energía eléctrica mientras que Gutiérrez utiliza la curva de potencia dada por el fabricante de los aerogeneradores.

## CONCLUSIONES

---

- Se realizó una evaluación preliminar del desempeño energético de un aerogenerador Bergey BWC-1500 ubicado en el norte de la Ciudad de Mérida, Yucatán, México, a través de los tres principales parámetros que la normatividad vigente en el área señalada en la norma IEC 61400-12 establece: comportamiento de la potencia con la velocidad del viento, coeficiente de potencia, y producción anual de energía.
- Se determinaron las condiciones anemométricas en las que opera el aerogenerador mediante el monitoreo de las principales variables que las describen, con la estación anemométrica a 30 m de altura. A partir de estas variables, fue posible calcular el potencial energético del viento que representa la potencia de entrada al aerogenerador, obteniendo valores considerablemente altos que incitan a desarrollar sistemas que logren aprovechar dicho potencial energético.
- Con mediciones realizadas a 30 m de altura, la velocidad del viento promedio obtenida fue de 5.10 m/s denominado en la literatura como viento de clase 1; sin embargo este promedio es superior a la velocidad de inicio del aerogenerador, propiciando que el 90 % del tiempo transcurrido en el estudio, el aerogenerador tenga posibilidades de producir electricidad, es decir sea viable su operación.
- El promedio de la densidad de potencia de viento en el área es de  $800 \text{ W/m}^2$ , siendo este valor superior a los reportados anteriormente para otras regiones en la ciudad de Mérida.
- Se determinaron las curvas de potencia para el aerogenerador en donde se detallan el valor promedio de la potencia tanto en corriente directa que fue de 153.77 W, así como en corriente alterna de 151.06 W para velocidades  $<15 \text{ m/s}$ , las cuales estuvieron presentes durante el intervalo de estudio en el sitio de operación.

- El aerogenerador Bergey BWC-1500 no alcanzó su potencia nominal debido a la clase de viento presente en el sitio de evaluación, ya que la potencia de salida del aerogenerador mantiene una dependencia directa con la velocidad del viento.
- La eficiencia del aerogenerador para la señal en alterna y directa, presentó un valor a nivel aceptable del 13 %, coincidiendo con estudios realizados por otras instituciones con aerogeneradores similares.
- A través de la curva de potencia y de la función de probabilidades de Rayleigh, según la norma IEC 61400-12, para las velocidades presentadas en el sitio, se estimó la producción de energía anual la cual resultó 79.23 W/día para la producción en corriente directa y 73.65 W/día para la producción en corriente alterna dando la capacidad para la generación de hidrógeno de 24.55 kgH<sub>2</sub>/día y de 26.41 kgH<sub>2</sub>/día con corriente directa y corriente alterna, respectivamente.
- Se obtuvo una eficiencia del proceso de producción de hidrógeno utilizando la energía eoloelectrónica del 33 % resultado consistente a los obtenidos en otros estudios con características similares.

## BIBLIOGRAFÍA

---

1. GREENPEACE, E.W.E.A.E.A.D.P.D.E.R., *Viento Fuerza 12*. 2001: Bélgica.
2. GONZÁLEZ Galarza, R., R. SALDAÑA Flores, and M.A. BORJA Díaz, *Curso Introductorio de Energía Eólica*. 2001, México.
3. SEMARNAT, *Reporte sobre las acciones de México de mitigación y adaptación ante el cambio climático global*. 2008, Subsecretaría de Planeación y Política Ambiental: México.
4. SENER, *Estrategia Nacional de Energía*. 2012, Secretaría de Energía: México.
5. Agency, I.E., *World Energy Outlook*. 2011: Paris, Francia.
6. TELLO;, J.M.M.M.E., *LOS FACTORES RELACIONADOS CON EL DESARROLLO DE LA ENERGÍA EÓLICA: UNA VISIÓN ECOLOGISTA*, ed. E.e.A.d. Catalunya. 2005, Cataluña, España.
7. WWEA, *World Wind Energy Report*. 2010, World Wind Energy Association: Germany.
8. WWEA, *World Wind Energy Report*. 2011, World Wind Energy Association: Germany.
9. (BUN-CA), B.U.N., *Manuales sobre energía renovable: Eólica*. 2002, San José, C.R.: Costa Rica.
10. GIPE, P., *Wind Energy Basics*. 1999, EE.UU.: Chelsea Green.
11. VINDMØLLEINDUSTREN. *Windpower.org*. [cited 2010 Noviembre]; Available from: <http://windpower.org>.
12. BORJA Díaz, M., O. JARAMILLO Salgado, and F. MIMIAGA Sosa, *Primer Documento Eoloeléctrico del Corredor del Istmo de Tehuantepec*. 2005, México: Instituto de Investigaciones Eléctricas.
13. ÁLVAREZ, C., *Energía Eólica*. 2006, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE): Madrid.
14. GWEC, *Global Wind Energy Outlook*. 2010, GWEO.
15. (GWEC), G.W.E.C., *Global Wind 2007*. 2007: Brussels. p. 11-14.
16. WWEA. *Ten Years of the WWEA*. 2012 [cited 2012; Available from: <http://www.wwindea.org/home/>].

17. WWEA, *World Wind Energy Report*. 2009, World Wind Energy Association: Germany.
18. SENER, *Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables*. 2009, SENER: México.
19. Cancino Solórzano Yoreley; Villicaña ortíz Eunice, e., *Electricity sector in Mexico: Current status. Contribution of renewable energy sources*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010(14): p. 454-461.
20. SÁNCHEZ Arceo, J., *Evaluación de las características eléctricas del Aerogenerador Bergey BWC 1500 del laboratorio de Energía de la FIUADY*. 2007: Mérida, Yucatán.
21. NELSON, V., *Wind Energy and Wind Turbines*. 2000, EE.UU.: Alternative Energy Institute, West Texas A&M University.
22. MANWELL, M. and R. GOWAN, *Wind Energy Explained: theory, design and application*. 2004, Inglaterra: Wiley and Sons LTD.
23. GREENPEACE, E.W.E.A.E.A.D.P.D.E.R., *Viento Fuerza 12*. 2001, Bélgica.
24. HERNÁNDEZ-Escobedo, Q.M.-A., F.; Zapata-Sierra, A. , *The wind power of Mexico*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010. **14**: p. 2830–2840.
25. DÍAZ Ocheita, M.E., *Determinación del Potencial Energético del Viento en un punto de la zona norte de la ciudad de Mérida*, in *Facultad de Ingeniería*. 2004, Universidad Autónoma de Yucatán: México.
26. NREL, *Wind Resource Map*, U.S.D.o. Energy, Editor. 2000, National Renewable Energy Laboratory: USA.
27. ECHEVERRÍA Victoria, M., *Modelación preliminar de los mapas de disponibilidad de energía solar y eólica en la zona noreste del estado de Yucatán*, in *Facultad de Ingeniería*. 2007, Universidad Autónoma de Yucatán: México.
28. (IEC), I.E.C., *Wind turbine operator systems-Part 12: Wind turbine power performance testing*. 1998: Suecia.
29. ELLIOTT, D., et al., *Atlas de Recursos Eólicos del Estado de Oaxaca*. 2004, National Renewable Energy Laboratory: EE.UU.
30. PÉREZ Alborno, C.C., *Evaluación preliminar del potencial energético del viento en la Península de Yucatán a partir de los datos meteorológicos de la Comisión Nacional del Agua*, in *Facultad de Ingeniería*. 2008, Universidad Autónoma de Yucatán: México.
31. AL-FAWZAN, M.A., *Methods for estimating the parameters of the Weibull distribution*. 2000, King Abdulaziz city for Science and Technology: Arabia Saudita.

32. NIELSEN, P., *Manual del Usuario de WindPro 2.4*. 2004, EMD International: Dinamarca.
33. CHANG, T.-J., et al., *Assessment of wind characteristics and wind turbine characteristics in Taiwan*. 2003, Renewable Energy: Taiwan. p. 851-871.
34. VAN DAM, J. and M. MEADORS, *Wind Turbine Generator System: Power Performance Plan for the Bergey, Excel-S/60 Wind Turbine with BW03 Airfoil Blades*. 2003, National Renewable Energy Laboratories: EE.UU.
35. HIRAHARA, H., et al., *Testing basic performance of a very small wind turbine designed for multi-purposes*. Renewable Energy, 2005. **30**(8): p. 1279-1297.
36. OZGENER, O., *A small wind turbine system (SWTS) application and its performance analysis*. Energy Conversion and Management, 2006. **11-12**: p. 1326-1337.
37. MEASNET, *Power Performance Measurement Procedure, version 3*. 2000, Network of European Measuring Institutes: Inglaterra.
38. BURTON, T. and D. SHARPE, *Wind Energy Handbook*. 2001, Inglaterra: Wiley and Sons LTD.
39. SPERA, D., *Wind Turbines Technology*. 1998, EE.UU.: ASME Press.
40. SORIANO Sastre, I., *Aplicación de la energía eólica para la producción de hidrógeno mediante electrólisis*. 2010, Universidad Politécnica de Catalunya.
41. SORIANO Sastre, I., *Aplicación de la energía eólica para la producción de hidrógeno mediante electrólisis*, in *Departament de Mecànica de Fluids*. 2010, Universitat Politècnica de Catalunya: Catalunya.
42. CAPSA, *Producción de Hidrógeno Eólico a gran escala en la Patagonia, Argentina*: Argentina.
43. KHAN, M.J. and M.T. IQBAL, *Analysis of a small wind-hydrogen stand-alone hybrid energy system*. Applied Energy, 2009. **11**: p. 2429-2442.
44. Grigoriev, S.A.P., V.I.; Fateev, V.N., *Pure hydrogen production by PEM electrolysis for hydrogen energy*. International Journal of Hydrogen Energy, 2006. **31**: p. 171-175.
45. Grigoriev S.A., e.a., *Hydrogen safety aspects related to high-pressure polymer electrolyte membrane water electrolysis*. International Journey of Hydrogen Energy, 2009. **I-6**.
46. Millet P, e.a., *PEM water electrolizers: from electrocatalysis to stack development*. International Journey of Hydrogen Energy, 2009. **I-10**.

47. Gökçek, M., *Hydrogen generation from small-scale wind-powered electrolysis system in different power matching modes*. *Hydrogen Energy*, 2010. **35**: p. 10050-10059.
48. MANTZ, R.J.B., Hernán, *Hydrogen production from idle generation capacity of wind turbines*. *Hydrogen Energy*, 2008. **33**: p. 4291-4300.
49. RASHID, M.H., *Electrónica de potencia, circuitos, dispositivos y aplicaciones.*, ed. P.H. Hispanoamérica. 1995.
50. FIUADY, L.d.E., *Diseño de tarjetas acondicionadoras de voltaje y corriente*. 2010, FIUADY: Mérida, Yucatán.
51. BERGEY, W.C.I., *BWC 1500 Windpower generator: Owners manual and pastlist*. 2001, Bergey Windpower Company: EE.UU.
52. INEGI, *Estudio Hidrológico del Estado de Yucatán*, I.N.d.g.e.i. (INEGI), Editor. 2002: México.
53. SOLER Bientz, R., *Evaluación del potencial solar y eólico en el estado de Yucatán. Reporte de resultados preliminares al Gobierno del Estado de Yucatán*. 2005, UADY: México. p. 1-12.
54. CAMPBELL, S., *03001-5 R.M. Young Wind Sentry Set Instruction Manual*. 1996, Campbell Scientific Inc.: EE.UU.
55. CAMPBELL, S., *CS500 Temperature and Relative Humidity Instruction Manual*. 1996, Campbell Scientific Inc.: EE.UU.
56. CAMPBELL, S., *CS105 Barometric Pressure Sensor Intruction Manual*. 1997, Campbell Scientific Inc.: EE.UU.
57. AWS, S.I., *Wind Resource Assesment Handbook*. 1997, National Renewable Energy Laboratories: EE.UU.
58. WATSON, S.S.-B., R.; Infield, David, *Preliminary study of long-term wind characteristics of the Mexican Yucatán Peninsula*. *Energy Conversion and Management*, 2009. **50**: p. 1773–1780.
59. Soler-Bientz, R., *Preliminary results from a network of stations for wind resource assessment at North of Yucatan Peninsula*. *Energy*, 2011. **36**: p. 538-548.
60. GUTIÉRREZ-MARTÍN, F.C., D. ; GUERRRA, I., *Management of variable electricity loads in wind-Hydrogen systems: The case of a Spanish wind farm*. *Hydrogen Energy*, 2009. **35**: p. 7329-7336.



## ANEXO 1. LISTA DE VARIABLES Y UNIDADES

---

$A$	Amperes
$A_{CA}$	Amperes en corriente alterna
$A_{CD}$	Amperes en corriente directa
$C_p$	Coefficiente de potencia
$CA$	Corriente alterna
$CD$	Corriente directa
$I_{max}$	Corriente máxima
$I_{min}$	Corriente mínima
$I_{prom}$	Corriente promedio
$k$	Parámetro de escala
$c$	Parámetro de forma
$P_n$	Potencia nominal
$PEA$	Producción de energía anual
$v$	Velocidad media del viento
$v_{MaxE}$	Velocidad con máxima carga energética
$V_f$	Velocidad de "furling"
$V_i$	Velocidad de arranque
$v_s$	Velocidad de salida
$v_{ss}$	Velocidad de supervivencia
$v_{MP}$	Velocidad del viento más probable
$V_n$	Velocidad nominal
$V_{CA}$	Voltaje en corriente alterna
$V_{CD}$	Voltaje en corriente directa
$V_{max}$	Voltaje máximo
$V_{min}$	Voltaje mínimo
$V_{prom}$	Voltaje promedio
$V$	Volts
$WPD$	Wind power density (Densidad de potencia del Viento)