



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN MECÁNICA Y
CIENCIAS DE LA PRODUCCIÓN**

“Reinstalación del Generador Eólico y Evaluación Técnica del
Sistema Híbrido para Producción de Energía Eléctrica en el
Laboratorio de Fuentes Renovables de Energía – ESPOL”

TESINA DE SEMINARIO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO MECÁNICO

Presentada por:

John Jayro Ruiz Ríos

José Guillermo Peña Altamirano

Alberto Enrique Fernández Rodríguez

GUAYAQUIL-ECUADOR

2013

AGRADECIMIENTO

Primero a Dios, por ser el eje principal de cada una de mis acciones, a mi familia por todo el apoyo, a mis amigos por sus consejos. También quiero agradecer a mis compañeros de Tesis y en especial al Ing. Marco Pazmiño y al Ing. Rubén Hidalgo, por guiarme en el desarrollo de este proyecto.

John Ruiz R.

AGRADECIMIENTO

A mi familia porque sin su apoyo moral y económico nada de esto hubiera sido posible, a mis amigos, a mi novia y a todas las personas que estuvieron involucradas indirecta o directamente en la realización de este proyecto. Tambien quiero agradecer a mis compañeros de tesis y a los ingenieros Marco Pazmiño y Ruben Hidalgo por su invaluable guía para el desarrollo de este proyecto

José Peña A.

AGRADECIMIENTO

Primeramente a Dios, a mis padres por su apoyo, motivación y comprensión en todo momento, al Ing. Marco Pazmiño por esta oportunidad y al Ing. Rubén Hidalgo por su ayuda y paciencia en todo momento.

.

.

Alberto Fernández R.

DEDICATORIA

A MI PAPÁ,

A MI MAMA.

John Ruiz R.

DEDICATORIA

A MI PAPA

A MI MAMA

A MIS HERMANOS.

José Peña A.

DEDICATORIA

A MI PAPA,

A MI MAMA.

Alberto Fernández R.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Dr. Kléber Barcia V., Ph.D.
DECANO DE LA FIMCP
PRESIDENTE

Ing. Marco Pazmiño B.
DIRECTOR

Ing. Jorge Duque R.
VOCAL

Ing. Gonzalo Zabala O.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesina de Seminario, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

José Guillermo Peña Altamirano

John Jayro Ruiz Ríos

Alberto Enrique Fernández Rodríguez

RESUMEN

En el presente proyecto se aplicaron conocimientos del manejo de energía solar y eólica para reinstalar el sistema eólico y evaluar el sistema híbrido generador de energía eléctrica del Laboratorio de Fuentes Renovables de Energía ESPOL, por este motivo se incorporaron nuevos elementos al sistema previo para aumentar la capacidad de producción y almacenamiento del recurso eléctrico.

Para llevar a cabo el proyecto se realizó la inspección inicial al sistema generador de energía eléctrica que dispone el Laboratorio, el cual estaba en capacidad de proveerle iluminación para sus 3 áreas internas sin opción a distribuir la energía a otra clase de equipos existentes en el laboratorio tales como computadoras, monitores, impresoras, entre otros.

El sistema original consistía de cuatro paneles solares de origen chino y dos paneles de origen alemán, tres reguladores de potencia y seis baterías de 2 voltios y 985 amperios-hora cada uno (banco de baterías en serie de 12 voltios). Para utilizar esa energía en iluminación, el sistema contaba con un inversor de onda senoidal cuadrada que convertía los 12 voltios de corriente continua en 120 voltios de corriente alterna, sin embargo, este tipo de onda podía producir daños o funcionamientos no adecuados en equipos

electrónicos debido a que hubieran estado expuestos a variaciones en sus parámetros eléctricos.

El trabajo se enfocó en la reconexión del sistema eólico, conformado por un aerogenerador de 1500 vatios, dos baterías de 12 voltios conectadas en serie (banco de baterías de 24 voltios) y su regulador de potencia. Dicho aerogenerador está ubicado en la parte alta del nuevo edificio de aulas de la FIMCP con la finalidad de aprovechar el potencial eólico disponible en dicho sector y expandir la capacidad de almacenamiento eléctrico del laboratorio.

Para instalar el nuevo sistema híbrido fue necesario tomar en cuenta el voltaje de trabajo de los reguladores, eólico y solar, ya que la energía debía llegar al mismo punto de salida a la misma tensión, a partir del cual se almacena en un banco de baterías o se hace la conversión inmediata de corriente directa a corriente alterna para suministrar energía eléctrica al laboratorio.

El objetivo de la nueva instalación fue lograr que los dos sistemas de generación eléctrica trabajen a la misma tensión y que la forma de onda de la energía producida cambie de senoidal cuadrada a senoidal pura, esto permite que el recurso eléctrico pueda ser usado, a más de iluminación, por otros equipos electrónicos sin sufrir ningún daño de operación.

Al culminar la instalación del sistema eólico de generación de energía, y éste al encontrarse a las mismas condiciones de tensión del sistema solar, se procedió a recopilar datos de operación y producción energética del conjunto, en función de las horas de sol y viento, con la finalidad de realizar una evaluación técnica del desempeño, un breve análisis del beneficio económico, y una valoración del impacto ambiental del sistema híbrido de generación de energía eléctrica.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	V
ABREVIATURAS.....	XI
SIMBOLOGÍA.....	XII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVI
INTRODUCCIÓN.....	1

CAPÍTULO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES.....	2
1.1 Antecedentes.....	2
1.2 Identificación del problema.....	3
1.3 Metodología.....	4

CAPÍTULO 2

2. CONCEPTOS FUNDAMENTALES Y APLICACIONES.....	5
2.1 Energía Eólica.....	5
2.1.1 Tecnología del sistema eólico.....	7
2.1.1.1 Funcionamiento.....	8
2.1.1.2 Aplicaciones.....	9
2.1.2 El viento.....	13

2.1.3	Escala de Beaufort.....	14
2.1.4	Medidas del viento e instrumentación.....	16
2.1.4.1	Medida de la velocidad: anemómetro	16
2.1.4.2	Medida de la dirección: veleta	18
2.1.4.3	Ubicaciones del sistema de medida.....	19
2.1.5	La dirección del viento.....	21
2.1.6	Aplicaciones estadística en los datos del viento.....	24
2.1.6.1	Distribución Weibull.....	25
2.1.6.2	Métodos para la determinación de los parámetros de Weibull.....	31
2.1.7	Variación de las características del viento.....	37
2.1.7.1	Variación de la velocidad por altura y rugosidad del terreno.....	37
2.1.7.2	Variación de los parámetros de Weibull por altura.....	44
2.1.7.3	Variación de la densidad por altura	45
2.1.7.4	Influencia de los obstáculos.....	46
2.1.8	Potencial eólico disponible.....	48
2.1.9	Densidad de energía eólica disponible.....	50
2.1.10	Potencia aprovechada.....	51
2.1.10.1	Pares y potencias de un aerogenerador.....	53
2.1.10.2	Límite de Betz	59

2.1.11 Aerodinámica de un aerogenerador	63
2.1.12 Curvas de potencia de un aerogenerador.....	65
2.1.13 Energía producida por un aerogenerador.....	69
2.2 Energía Solar.....	77
2.2.1 El sol	77
2.2.1.1 Características físicas.....	79
2.2.1.2 Efecto atmosférico sobre la radiación solar.....	80
2.2.1.3 Irradiación y constante solar.....	81
2.2.1.4 Componentes de la radiación en superficie.....	81
2.2.2 Medida de la radiación solar.....	83
2.2.2.1 Irradiaciones.....	83
2.2.2.2 Instrumentos para la medida de la irradiación.....	84
2.2.2.3 Instrumentos para la medida de las horas de sol...	85
2.2.2.4 Insolación máxima.....	86
2.2.3 Paneles solares.....	87

CAPÍTULO 3

3. SISTEMAS HIBRIDOS.....	89
3.1 Esquema de un sistema híbrido típico.....	90
3.2 Componentes y especificaciones técnicas.....	91
3.2.1 Paneles Solares.....	93
3.2.2 Funcionamiento de colectores solares.....	95
3.2.3 Aerogeneradores.....	98

3.2.4	Funcionamiento del aerogenerador.....	99
3.2.5	Reguladores.....	102
3.2.5.1	Reguladores del sistema solar.....	102
3.2.5.2	Reguladores del sistema eólico	104
3.2.6	Inversores.....	105
3.2.6.1	Inversores en el sistema previo.....	105
3.2.6.2	Inversores en el sistema rediseñado.....	106
3.2.7	Baterías.....	107
3.2.8	Otros componentes.....	108

CAPÍTULO 4

4.	EVALUACION TECNICA.....	109
4.1	Ubicación geográfica.....	109
4.2	Temperatura ambiente y densidad del aire.....	110
4.3	Determinación de clase de terreno.....	112
4.4	Perfil vertical del viento.....	113
4.5	Determinación de la rosa de los vientos.....	119
4.6	Estadística de la variación de velocidad del viento.....	126
4.6.1	Densidad de potencial eólico disponible.....	144
4.6.2	Energía eólica anual disponible.....	153
4.6.3	Potencia aprovechada y rendimiento del aerogenerador..	155
4.7	Estadística de variación de radiación solar.....	165
4.7.1	Densidad de potencia solar disponible.....	168

4.7.2	Energía solar anual disponible.....	169
4.7.3	Potencia aprovechada y rendimiento.....	171
4.8	Sistema hibrido inicial.....	178
4.8.1	Esquema.....	178
4.8.2	Producción y rendimiento.....	179
4.8.3	Estado de los componentes.....	179
4.9	Sistema hibrido rediseñado.....	180
4.9.1	Esquema.....	181
4.9.2	Producción y rendimiento.....	182
4.9.3	Mejoras en componentes.....	183

CAPÍTULO 5

5.	EVALUACION ECONOMICA.....	184
5.1	Costo de reinstalación.....	185
5.2	Costo de mantenimiento del sistema hibrido.....	186
5.3	Costo unitario de producción.....	187
5.4	Ahorro económico.....	188

CAPÍTULO 6

6.	IMPACTO AMBIENTAL.....	191
6.1	Ahorro de combustibles fósiles.....	193
6.2	Reducción de emisiones de gases contaminantes.....	194

CAPÍTULO 7

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	198
--	-----

APÉNDICES

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

A	Área
Atm	Atmosferas
cent	Centavos de dólar
H	Hora
K	Grados Kelvin
Kg	Kilogramo
kg/m ³	Kilogramo por metro cubico
Km	Kilometro
kW	Kilo vatios
kWh	Kilo vatios-hora
MW	Mega Vatios
Ln	Logaritmo natural
M	Metros
m ²	Metros cuadrados
m/s	Metros por segundo
m/s ²	Metros por segundo cuadrado
mbar	Milibares
Pa	Pascales
r.p.m.	Revoluciones por minuto
S	Segundos
TWh	Tera Vatios-Hora
W	Vatio
W/m ²	Vatios por metro cuadrado

SIMBOLOGÍA

α	Coefficiente alfa de rugosidad del terreno
β	Coefficiente beta de rugosidad del terreno
C_p	Coefficiente de potencia
ρ	Densidad del aire
σ	Desviación estándar
E_c	Energía cinética
E_d	Energía eólica disponible
c	Factor de escala de la velocidad
\dot{m}	Flujo másico de aire
F	Frecuencia acumulada
$\Gamma(x)$	Función gamma
$\rho(v)$	Función de probabilidad de Weibull
Z_0	Longitud de Rugosidad
B	Número de la Escala de Beaufort
M	Par motor
P_a	Potencia eólica aprovechada
P_d	Potencia eólica disponible
k	Sesgo de la función de probabilidad
\sum	Sumatoria
T	Temperatura ambiente
σ^2	Varianza
v	Velocidad del viento
\bar{v}	Velocidad media
$\overline{v_{10}}$	Velocidad media a 10 metros del suelo

ÍNDICE DE FIGURAS

		Pag.
Figura 2.1	Bombeador de Agua.....	10
Figura 2.2	Anemómetro de 3 cazoletas.....	16
Figura 2.3	Veleta para medir la dirección del viento.....	18
Figura 2.4	Zona perturbada por un obstáculo.....	20
Figura 2.5	Zona perturbada por las oficinas del laboratorio.....	21
Figura 2.6	Gráfica de rosa de los vientos.....	27
Figura 2.7	Función densidad de probabilidad para velocidad del viento a lo largo de un periodo de tiempo. En línea continua, valores reales y en discontinua, el ajuste a una distribución Weibull. ..	31
Figura 2.8	Diferentes tipos de perfiles de velocidades del viento para diferentes clases de rugosidades de terreno.....	38
Figura 2.9	Efecto de los obstáculos en el perfil de velocidad.....	47
Figura 2.10	Flujo de potencias en un sistema de captación y aprovechamiento de energía eólica.....	55
Figura 2.11	Curva de límite de Betz.....	61
Figura 2.12	Principio aerodinámico del movimiento de un rotor.....	64
Figura 2.13	Curva de potencia de un aerogenerador eólico de eje horizontal de potencia nominal 500 kW.....	67
Figura 2.14	Procedimiento gráfico para el cálculo de energía eólica producida por un aerogenerador.....	72
Figura 2.15	El sol.....	78
Figura 2.16	Radiación global en un panel fotovoltaico.....	83
Figura 2.17	Piranómetro.....	85
Figura 3.1	Sistema híbrido Solar – Eólico.....	90
Figura 3.2	Curva característica tensión-intensidad de un panel solar....	93
Figura 3.3	Efecto de la irradiación sobre la característica I-V de un generador fotovoltaico.....	96
Figura 3.4	Influencia de la temperatura en la curva característica de un panel solar (Radiación constante).....	97
Figura 3.5	Aerogenerador del Lab FREE – ESPOL).....	98
Figura 3.6	Curva de potencia medida de un aerogenerador Bornay	

	Inclin Neo 1500.....	100
Figura 3.7	Regulador eólico Bornay.....	104
Figura 3.8	Inversor 800W EVL	105
Figura 3.9	Inversor Phoenix Multipower 3000W	106
Figura 3.10	Inversor Sunforce 11240 1000W	106
Figura 3.11	Banco de baterías de sistema fotovoltaico.....	107
Figura 3.12	Banco de baterías del sistema eólico.....	108
Figura 3.13	Cable 3x10AWG Concéntrico.....	108
Figura 4.1	Perfil de velocidad del viento para el año 2008.....	114
Figura 4.2	Perfil de velocidad del viento para el año 2009.....	115
Figura 4.3	Perfil de velocidad del viento para el año 2010.....	116
Figura 4.4	Perfil de velocidad del viento para el año 2011.....	117
Figura 4.5	Perfil de velocidad del viento para el año 2012.....	118
Figura 4.6	Rosa de los vientos año 2008.....	121
Figura 4.7	Rosa de los vientos año 2009.....	122
Figura 4.8	Rosa de los vientos año 2010.....	123
Figura 4.9	Rosa de los vientos año 2011.....	124
Figura 4.10	Rosa de los vientos año 2012.....	125
Figura 4.11	Histograma y frecuencia acumulada año 2008.....	128
Figura 4.12	Histograma y frecuencia acumulada año 2009.....	131
Figura 4.13	Histograma y frecuencia acumulada año 2010.....	134
Figura 4.14	Histograma y frecuencia acumulada año 2011.....	137
Figura 4.15	Histograma y frecuencia acumulada año 2012.....	140
Figura 4.16	Histograma y frecuencia acumulada año 2008 al año 2012.....	143
Figura 4.17	Distribución de Weibull y frecuencia acumulada año 2008.....	145
Figura 4.18	Distribución de Weibull y frecuencia acumulada año 2009.....	145
Figura 4.19	Distribución de Weibull y frecuencia acumulada año 2010.....	146
Figura 4.20	Distribución de Weibull y frecuencia acumulada año 2011.....	146
Figura 4.21	Distribución de Weibull y frecuencia acumulada año 2012.....	147
Figura 4.22	Distribución de Weibull y frecuencia acumulada	

	año 2008 al 2012.....	147
Figura 4.23	Procedimiento gráfico para el cálculo de la potencia y energía anual producida por el aerogenerador del Lab. FREE.....	157
Figura 4.24	Datos de velocidad vs. Potencia medidos.....	160
Figura 4.25	Radiación global promedio mensual de los últimos 5 años.....	167
Figura 4.26	Esquema del sistema híbrido inicial.....	178
Figura 4.27	Esquema del sistema híbrido rediseñado.....	181

ÍNDICE DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1	La escala de Beaufort.....	15
Tabla 2	Clase y longitudes de rugosidad.....	39
Tabla 3	Valores del coeficiente α para distintas longitudes de rugosidad z_0	43
Tabla 4	Especificaciones técnicas del panel solar modelo JYSP-100W..	91
Tabla 5	Especificaciones técnicas del panel solar modelo JYSP-200W..	92
Tabla 6	Especificaciones técnicas del panel solar modelo SF 115/2 – 110W.....	92
Tabla 7	Características regulador Phocos.....	103
Tabla 8	Características regulador Steca.....	103
Tabla 9	Ubicación geográfica del laboratorio de fuentes renovables de energía.....	110
Tabla 10	Datos de presión y temperatura del aire.....	110
Tabla 11	Densidades anuales en Lab. FREE – ESPOL.....	111
Tabla 12	Tabla para elaboración de rosa de los vientos.....	120
Tabla 13	Frecuencia de vientos año 2008.....	121
Tabla 14	Frecuencia de vientos año 2009.....	122
Tabla 15	Frecuencia de vientos año 2010.....	123
Tabla 16	Frecuencia de vientos año 2011.....	124
Tabla 17	Frecuencia de vientos año 2012.....	125
Tabla 18	Resumen de datos año 2008.....	127
Tabla 19	Datos estadísticos año 2008.....	128
Tabla 20	Resumen de datos año 2009.....	130
Tabla 21	Datos estadísticos año 2009.....	131
Tabla 22	Resumen de datos año 2010.....	133
Tabla 23	Datos estadísticos año 2010.....	134
Tabla 24	Resumen de datos año 2011.....	136
Tabla 25	Datos estadísticos año 2011.....	137
Tabla 26	Resumen de datos año 2012.....	139
Tabla 27	Datos estadísticos año 2012.....	140
Tabla 28	Resumen de datos año 2008 al 2012.....	142
Tabla 29	Resultados de los parámetros de Weibull (k y c) corregidos	

	con la altura.....	149
Tabla 30	Resultados de la velocidad media al cubo de las velocidades para cada año.....	150
Tabla 31	Resultados de densidad de potencia media eólica disponible en cada año.	152
Tabla 32	Resultados de potencia media eólica disponible en cada año..	154
Tabla 33	Resultados de energía anual disponible en cada año.....	154
Tabla 34	Datos de curva de potencia experimental.....	162
Tabla 35	Datos estadísticos de radiación solar anual.....	165
Tabla 36	Irradiancia media mensual.....	166
Tabla 37	Radiación global anual.....	168
Tabla 38	Área de colección de paneles.....	169
Tabla 39	Producción anual de energía en paneles.....	170
Tabla 40	Potencia teórica del panel JYSP-100.....	171
Tabla 41	Potencia teórica del panel SF 1152-110.....	172
Tabla 42	Potencia teórica del panel JYSP-200.....	172
Tabla 43	Potencia pico teórica anual.....	173
Tabla 44	Total de energía teorica anual.....	174
Tabla 45	Datos experimentales de paneles solares.....	173
Tabla 46	Energía eléctrica anual.....	177
Tabla 47	Datos experimentales de paneles solares.....	185
Tabla 48	Costo de mantenimiento del sistema hibrido.....	186

ÍNDICE DE PLANOS

Plano 1 Sistema Híbrido de Generación Eléctrica del Lab. FREE

INTRODUCCION

Las energías, solar y eólica, constituyen las fuentes de energía renovable con mayor potencial de desarrollo, tanto por su técnica avanzada como por su viabilidad económica, y que además son las fuentes de energía más interesantes para reducir las emisiones de CO_2 .

Actualmente se pueden encontrar en el mercado paneles solares y máquinas eólicas en una amplia gama de potencias, desde el centenar de vatios hasta miles de kilovatios, con aplicaciones tan diversas como el accionamiento de bombas de agua para riego, la producción autónoma de electricidad o la generación de energía eléctrica a gran escala. Los avances de las tecnologías, solar y eólica, han permitido disponer de máquinas capaces de trabajar con rendimiento razonables en lugares con altos niveles de radiación solar y distribución de velocidades de viento bastante comunes.

Esta tesina de seminario pone a disposición del lector los elementos adecuados para analizar, por una parte, el potencial eólico y solar de un lugar a partir de los datos disponibles sobre la radiación y el viento, por otra parte, para conocer la tecnología de los paneles solares, máquinas eólicas y evaluar sus posibilidades como sistemas de generación de energía. Estas tecnologías serán estudiadas aquí a partir de una evaluación técnica y un breve análisis económico y ambiental.

CAPÍTULO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES

1.1. Antecedentes

Inicialmente el sistema híbrido de generación eléctrica compuesto por la torre de soporte, y el aerogenerador, así como el sistema fotovoltaico de captación de energía solar, se encontraban en un sitio aledaño a las instalaciones del laboratorio de Fuentes Renovables de Energía – ESPOL (Lab. FREE).

Al construirse el nuevo edificio de aulas de la FIMCP se produjeron obstrucciones en el paso del viento hacia el aerogenerador provocando turbulencia a esa altura, por lo que fue necesario el cambio de ubicación de la torre de soporte a un lugar más alto con

flujo menos turbulento, quedando situada de manera definitiva en la parte alta del nuevo edificio, a una distancia más alejada del laboratorio.

A partir de ese momento el sistema eólico de generación eléctrica quedó aislado, y aunque seguía produciendo energía, ésta no podía aprovecharse por no existir una conexión directa o indirecta hacia la línea alterna de alimentación de energía eléctrica del laboratorio.

1.2. Identificación del problema

Originalmente, la iluminación del laboratorio de Fuentes Renovables de Energía – ESPOLE era alimentada por energía eléctrica producida por un sistema de generación fotovoltaico, y a su vez esta energía para poder ser suministrada era transformada de corriente directa a corriente alterna por un inversor de onda senoidal cuadrada. Este tipo de onda que emitía el inversor no permitía que aparatos electrónicos puedan usar esta energía eléctrica porque podía causar variaciones en los parámetros eléctricos definidos y fallas de operación.

Con respecto al sistema eólico de generación, este se encontraba desconectado aislado del sistema de generación fotovoltaico, y una

vez reconectado, era necesario lograr que el voltaje de salida de su regulador de potencia se encuentre a la misma tensión que el del sistema fotovoltaico, esto con la finalidad de expandir la capacidad de generación haciendo trabajar los dos sistemas en conjunto, es decir, un sistema híbrido de generación eléctrica.

1.3. Metodología

El procedimiento que se adoptó para la reinstalación y evaluación del sistema híbrido de generación eléctrica del Laboratorio de Fuentes Renovables de Energía – ESPOL, fue en primer lugar conectar el sistema eólico y el fotovoltaico a un solo inversor de onda senoidal pura con la finalidad de que convierta la corriente directa en corriente alterna para que sea suministrada al requerimiento de carga que sea necesario.

Una vez que el sistema híbrido fue reinstalado y debidamente probado, se optó por tomar datos referentes a las horas de sol y velocidad y dirección del viento, ya que estos valores influyen en el desempeño del sistema híbrido. Estos datos sirvieron para realizar el respectivo análisis técnico del mismo.

CAPÍTULO 2

2. CONCEPTOS FUNDAMENTALES Y APLICACIONES.

2.1. Energía Eólica

La energía eólica, es principalmente generada por la energía proveniente del sol que calienta las masas de aire y producida también por las irregularidades de la superficie terrestre.

Durante el día, el sol calienta la masa de aire que se encuentra sobre la superficie terrestre, dando lugar a una diferencia de densidades, como consecuencia el aire que se ha calentado disminuye su densidad y es más liviano que la masa de aire frío, por lo tanto sube hasta una altura aproximada de 10 kilómetros sobre la

superficie terrestre, mientras que el aire que se enfría en las capas superiores desciende, produciendo un sistema de alta presión.

A mayor variación de presión, mayor será la masa de aire que se moverá, produciendo fuertes corrientes de viento; este movimiento se da en un circuito cerrado que ocurre entre el centro y los extremos del globo terráqueo, es decir entre la línea ecuatorial y los polos, pero estas corrientes debido al movimiento de rotación de la tierra son desviadas, produciendo corrientes de aire en todas las direcciones.

Aproximadamente entre el 1 y el 2 por ciento de la energía que llega del Sol es la que se convierte en energía eólica, esto equivale a casi 30 millones de TW-h (30 mil billones de mega vatios hora), no obstante cerca del suelo solo se puede encontrar disponible alrededor del 10 por ciento, aun así el potencial sigue siendo significativo para estudios y aprovechamiento como energía alternativa.

2.1.1. Tecnología del sistema eólico.

En la antigüedad el principal aprovechamiento de la energía eólica como los molinos, era para el bombeo de agua a tierras bajas y para moler granos, así como también eran usados para fábricas de papel, prensado de semilla para obtención de aceites y trituración de distinto tipos de materiales.

El avance más importante fue la introducción del abanico de aspas, desarrollado en 1745, el cual giraba por acción del viento. En 1772 se introdujo el aspa con resortes. Este tipo de aspa consiste en unas cerraduras de madera que se controlan de forma manual o automática, a fin de mantener una velocidad de giro constante en caso de velocidades de vientos variables.

Otros avances importantes han sido los frenos hidráulicos para detener el movimiento de las aspas y la utilización de aspas aerodinámicas en forma de hélice, que incrementan el rendimiento de los molinos con velocidades de vientos débiles.

El uso de las turbinas de viento para generar electricidad comenzó en Dinamarca a finales del siglo pasado y se ha extendido por todo el mundo. Los molinos para el bombeo de

agua se emplearon a gran escala durante el asentamiento en las regiones áridas del Oeste de Estados Unidos.

En la actualidad, las aplicaciones más importantes de los molinos de viento, son la generación de electricidad y el bombeo de agua. El mayor desarrollo tecnológico se ha producido en los últimos 50 años.

2.1.1.1. Funcionamiento

El molino de viento aprovecha la energía proveniente del viento por medio de unas paletas acopladas a un eje. Las paletas se instalan con una inclinación apropiada con respecto a las corrientes de viento naturales y este efecto hace que giren en círculo acoplados en un eje. Este movimiento se transforma en energía mecánica a través del eje que sustenta las paletas, que a su vez puede ser transformada en otro tipo de energía según la aplicación de su diseño.

2.1.1.2. Aplicaciones

Bombeadoras de agua

Una bombeadora de agua es un molino con un elevado momento de torsión y de baja velocidad. Las bombeadoras de agua se emplean sobre todo para drenar agua del subsuelo. Estas máquinas se valen de una pieza rotatoria, cuyo diámetro suele oscilar entre 2 y 5 m., con varias aspas oblicuas que parten de un eje horizontal. La pieza rotatoria se instala sobre una torre lo bastante alta como para alcanzar el viento. Una larga veleta en forma de timón dirige la rueda hacia el viento. La rueda hace girar los engranajes que activan una bomba de pistón. Cuando los vientos arrecian en exceso, unos mecanismos de seguridad detienen de forma automática la pieza rotatoria para evitar daños en el mecanismo.

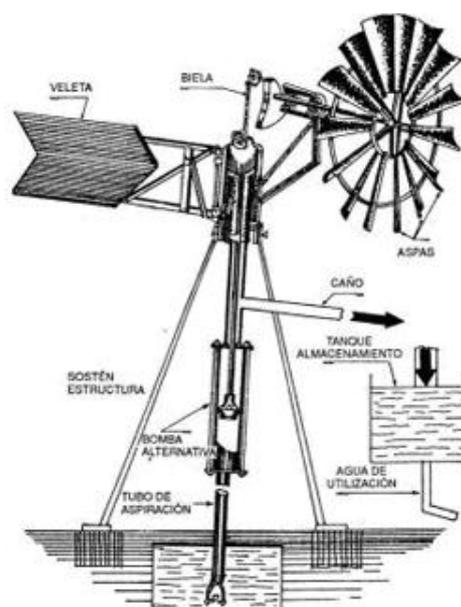


Figura 2.1. Bombeador de agua

Fuente: <http://www.emagister.com/curso-agua-energia-sinergia-3>

(consulta: sábado, 8 de diciembre del 2012)

Generadores eléctricos

Se calcula que hasta un 10% de la electricidad mundial se podría obtener de generadores de energía eólica a mediados del siglo XXI. Los aerogeneradores tienen varios componentes. El rotor convierte la fuerza del viento en energía rotatoria del eje, una caja de engranajes aumenta la velocidad de rotación y un generador transforma la energía del eje en energía eléctrica. En algunas máquinas de eje horizontal la velocidad de las aspas puede ajustarse y regularse durante su funcionamiento normal, así como cerrarse en caso de viento excesivo. Otras emplean un freno aerodinámico que con vientos fuertes reduce automáticamente la energía producida.

La energía eólica, que no contamina el medio ambiente con gases ni agrava el efecto invernadero, es una valiosa alternativa frente a los combustibles no renovables como el petróleo. Los aerogeneradores para producción de energía a gran escala y de rendimiento satisfactorio, tienen un tamaño mediano de 15 a 30 metros de diámetro, con una potencia entre 100 y 400 kW. Algunas veces se instalan en

forma de hileras conocidas como granjas de viento. En California se encuentran algunas de las mayores granjas de viento del mundo y sus turbinas pueden generar unos 1.120 MW de potencia (una central nuclear puede generar unos 1.100 MW).

2.1.2. El viento

El viento es aire que se mueve de un lugar a otro, bien sea de una ligera brisa o de un fuerte huracán. Tiene una procedencia directa de la energía solar. El calentamiento desigual de la superficie de la tierra produce zonas de altas y bajas presiones, este desequilibrio provoca desplazamientos del aire que rodea la tierra dando lugar al viento.

El viento está siempre presente en la superficie de la tierra. Es impredecible, nunca se sabe con antelación cómo va a soplar, pero aún así fue el que permitió a los grandes navegantes de los siglos XV y XVI dar la vuelta al mundo.

Además, en verano y durante el día, el sol calienta el aire sobre la tierra firme más que el que está sobre el mar. El aire continental se expande y eleva, disminuyendo así la presión sobre el terreno, provocando que el viento sople desde el mar hacia las costas. Lo contrario ocurre durante la noche, especialmente en invierno, donde la tierra se enfría más rápidamente que el mar.

2.1.3. Escala de Beaufort

El viento produce energía porque está siempre en movimiento. Se estima que la energía contenida en los vientos es aproximadamente el 2% del total de la energía solar que alcanza la Tierra. El contenido energético del viento depende de su velocidad.

Cerca del suelo, la velocidad es baja, aumentando rápidamente con la altura. Cuanto más accidentada sea la superficie del terreno, menor será la velocidad, es por ello que sopla con menos velocidad en las depresiones terrestres y más sobre las colinas. No obstante, el viento sopla con más fuerza sobre el mar que en la tierra.

El instrumento que mide la velocidad del viento es el anemómetro, formado por un molinete de tres brazos, separado por ángulos de 120° que se mueve alrededor de un eje vertical. Los brazos giran con el viento y accionan un contador que indica en base al número de revoluciones, la velocidad del viento incidente. La velocidad del viento se mide en metros por segundo y mediante la escala Beaufort: Esta es una escala numérica que describe la velocidad del viento, asignándole números que van del 0 (calma) al 12 (huracán).

TABLA 1 LA ESCALA DE BEAUFORT

Escala de Beaufort	Denominación	Efectos observados	Velocidad (km/h)
0	Calma	El humo se eleva en vertical.	0 a 1,9
1	Ventolina ó brisa muy ligera	El viento inclina el humo, no mueve banderas.	1,9 a 7,3
2	Flojito ó brisa ligera	Se nota el viento en la cara.	7,4 a 12
3	Flojo ó pequeña brisa	El viento agita las hojas y extiende las banderas.	13 a 19
4	Bonancible ó brisa moderada	El viento levanta polvo y papeles.	20 a 30
5	Fresquito ó buena brisa	El viento forma olas en los lagos.	31 a 40
6	Fresco	El viento agita las ramas de los árboles, silban los cables, brama el viento.	41 a 51
7	Frescachón	El viento estorba la marcha de un peatón.	52 a 62
8	Duro	El viento arranca ramas pequeñas.	63 a 75
9	Muy duro	El viento arranca chimeneas y tejas.	76 a 88
10	Temporal ó tempestad	Grandes estragos.	89 a 103
11	Tempestad violenta	Devastaciones extensas.	104 a 118
12	Huracán	Huracán catastrófico.	>119

2.1.4. Medidas del viento e instrumentación

Para analizar el comportamiento del viento se requiere medir su velocidad y la dirección. La velocidad se mide con el anemómetro y la dirección con la veleta.

2.1.4.1. Medida de la velocidad: anemómetro

Los anemómetros más comunes son los de rotación. Están constituidos por 3 o 4 cazoletas de forma de cuchara (Figura 2.2) que giran alrededor de un eje vertical por efecto de la acción del viento. EL anemómetro va dotado de un transductor que convierte el movimiento giratorio del eje del sensor en una señal eléctrica que permite su registro en un soporte informático.



Figura 2.2. Anemómetro de 3 cazoletas

Fuente: <http://www.consejoasesortveandalucia.es/midamos-la-velocidad-del-tiempo/>,
sábado, 15 de diciembre del 2012

Es fundamental que el anemómetro presente las siguientes características:

- Linealidad entre la velocidad del viento y la señal de salida.
- La medida de la velocidad no debe verse afectada por variaciones de densidad, temperatura, presión y humedad del aire.
- Deben ser fiables a largo plazo, esto es, manteniendo las condiciones de calibración.
- Precisión, ya que en aplicaciones de energía eólica, dado que la potencia es proporcional al cubo de la velocidad, un error de 10% en las medidas de la velocidad, se traduce a un error de 30% en la evaluación del potencial eólico. Este error puede ser mayor en el caso de extrapolar las velocidades tomadas a una altura superior correspondiente al buje del aerogenerador, ya que comúnmente se mide a una altura de 10 m.

En el Lab. FREE se obtienen velocidades instantáneas cada segundo cuyos valores se promedian cada 10 minutos, obteniendo un valor de velocidad media que se asigna al viento medio.

2.1.4.2. Medida de la dirección: veleta

La dirección del viento se mide a través de una veleta (Figura 2.3), que se coloca cerca del anemómetro. La dirección y la velocidad manifiestan continuas fluctuaciones.



Figura 2.3. Veleta para medir la dirección del viento

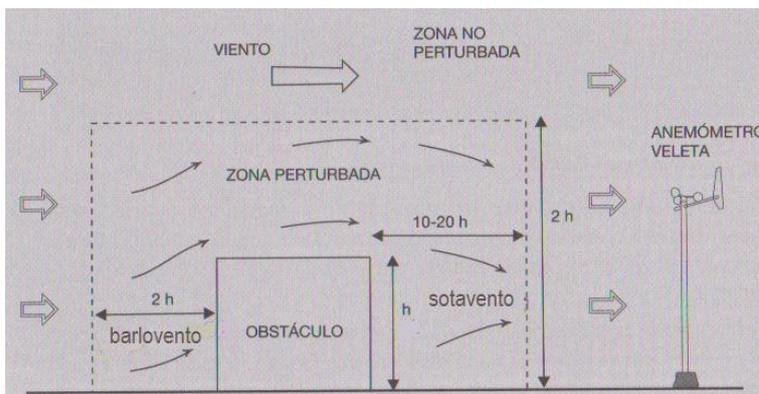
Fuente: http://www.tiendadelmar.com/index.php?cPath=67_243, (sábado, 15 de diciembre del 2012)

El sistema de medición determina una dirección promedio de los valores instantáneos durante un periodo igual al usado en el cálculo de la velocidad (10 minutos).

2.1.4.3. Ubicación del sistema de medida

La colocación del conjunto anemómetro y veleta se realiza en un mástil, o una torre como es el caso del laboratorio (Lab FREE). En estaciones fijas se sitúa a una altura estándar de 10 m. sobre el nivel del suelo a fin de evitar la perturbación del viento.

La colocación de los sensores (anemómetro y veleta) debe ser en un lugar despejado, libre de perturbaciones provocada por obstáculos próximos. Un obstáculo de altura h , generalmente perturba el flujo de aire a una distancia de $2h$ a barlovento (distancia por delante del obstáculo) y de $10h$ a $20h$ a sotavento (distancia por detrás del obstáculo). En la dirección vertical la perturbación puede alcanzar hasta una altura de $2h$ (Figura 2.4).



**Figura 2.4. Zona perturbada por un obstáculo.
Los sensores de medida del viento deben
situarse fuera de esta zona**

Fuente: Villarrubia, Miguel. Energía eólica. Barcelona: Ceac, 2004. (p. 61)

El sistema de medición que se tiene en el laboratorio (Lab FREE) está ubicado detrás de un obstáculo de 3,6 metros de alto (oficinas del laboratorio), y a 10 metros de distancia, como se indica en la Figura 2.5. Esto indica que se encuentra en la zona de sotavento, pero no se encuentra en la zona perturbada debido a que el anemómetro y la veleta están ubicados a 10 metros de altura, superando el doble de la altura del obstáculo.

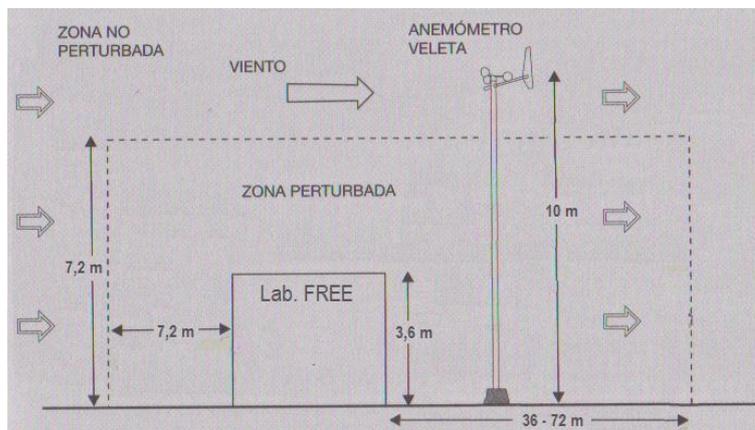


Figura 2.5. Zona perturbada por las oficinas del laboratorio (Lab. FREE).

2.1.5. La dirección del viento

Los vientos son nombrados en relación a las direcciones en las que soplan. Así se habla de vientos del Oeste, vientos del Este, viento Nordeste, etc. La dirección del viento depende de la distribución y evolución de los centros isobáricos; se desplaza de los centros de alta presión (anticiclones) y su fuerza es mayor cuando aumenta el gradiente de presiones.

La determinación de la dirección y velocidad del viento se realiza a partir del estudio de la distribución de la presión atmosférica en la geografía terrestre, es decir, a partir de los mapas isobáricos, donde existen dos principios generales:

- El viento se dirige siempre desde los anticiclones a las borrascas.
- Su velocidad se calcula en función de lo juntas o separadas que se encuentren las isobaras en el mapa. Cuanto más juntas estén las isobaras, más fuerza tendrá el viento y cuanto más separadas, menos.

La dirección del viento se representa gráficamente en un campo denominado rosa de los vientos. Ésta consiste en un diagrama polar, en el cual se define, para diferentes direcciones o rumbos, distintos valores relacionados con la velocidad del viento. El número de rumbos, cuyos valores principales se hacen corresponder con los puntos cardinales, acostumbra a ser 8, 12 o 16. El porcentaje de calmas (velocidad 0 m/s) se indica en el centro del diagrama, como se aprecia en la Figura 2.6.

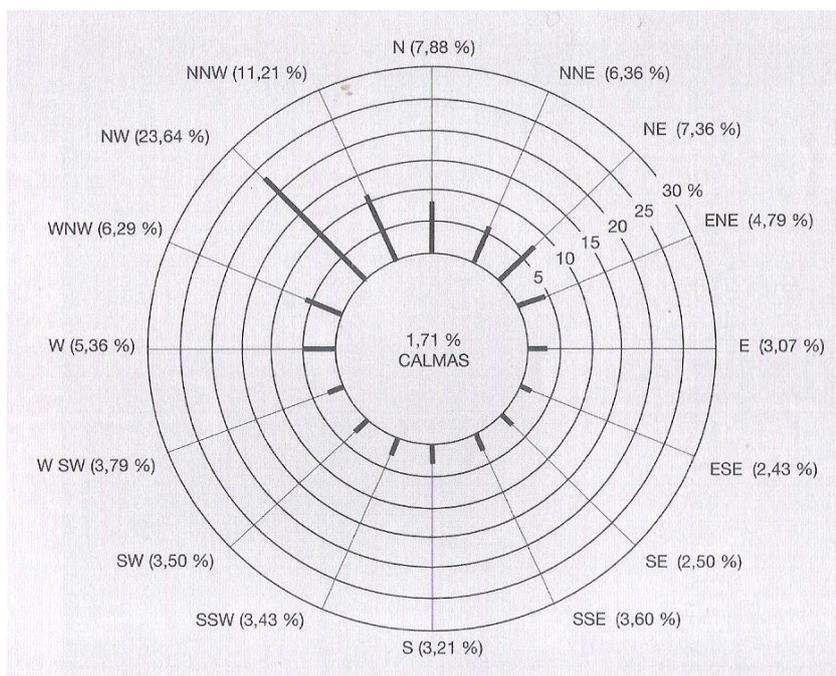


Figura 2.6. Grafica de rosa de los vientos

Fuente: Villarrubia, Miguel. Energía eólica. Barcelona: Ceac, 2004. (p. 61)

Este diagrama polar permite determinar las direcciones dominantes de los vientos, ya que en muchos casos los más intensos no son los que soplan más horas al año procedentes de una determinada dirección.

De esta forma se pueden establecer varios tipos de rosas de los vientos:

- Porcentaje del tiempo total que el viento sopla procedente de una determinada dirección.

- Velocidad media del viento para cada dirección. Junto a cada segmento que representa a escala la velocidad, se indica el porcentaje de tiempo anual (frecuencia relativa porcentual) que sopla el viento procedente de una determinada dirección.
- Representación para cada dirección de porcentajes de tiempo total para los que la velocidad se mantiene en determinados intervalos de tiempo.

2.1.6. Aplicación estadística en los datos del viento

La viabilidad de un sistema eólico depende de las velocidades del viento en el sitio y altura donde esté instalado el aerogenerador. Es importante poder predecir con la mayor precisión el comportamiento del viento en un determinado lugar, para esto es necesario aplicar un tratamiento estadístico adecuado a los datos históricos de velocidad del viento, obtenido por sensores y almacenados en un sistema informático.

En el proceso de caracterización del viento intervienen los aspectos que se describen a continuación:

- Procedimiento de toma de datos: variables a medir (velocidad y dirección), frecuencia de toma de medidas, periodos de promedio.
- Técnica de medición: instrumento de medida (anemómetro y veleta), colocación del aparato de medida.
- Métodos de tratamiento de datos: técnicas estadísticas, forma de presentación, distribuciones de probabilidad.

2.1.6.1. Distribución de Weibull

Para la caracterización de la velocidad del viento se usa la ley de densidad de probabilidad de Weibull, que permite modelarlo como una distribución, es decir, facilita una expresión matemática para predecir, con una aproximación razonable, el comportamiento de la velocidad del viento a lo largo de un cierto periodo de tiempo.

La función de la probabilidad $\rho(v)$ correspondiente a la ley de Weibull y depende de dos parámetros (k, c) dada por la ecuación 1:

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

En donde: v es la velocidad del viento (m/s)

c es el factor de escala (m/s), valor que suele ser aproximado a la velocidad media del viento.

k es el factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función de probabilidad

A continuación se presenta la Figura 2.7 en la cual se puede apreciar la forma característica de la distribución de Weibull y como ésta se ajusta a los valores reales de datos obtenidos en un periodo de tiempo (ejemplo un año).

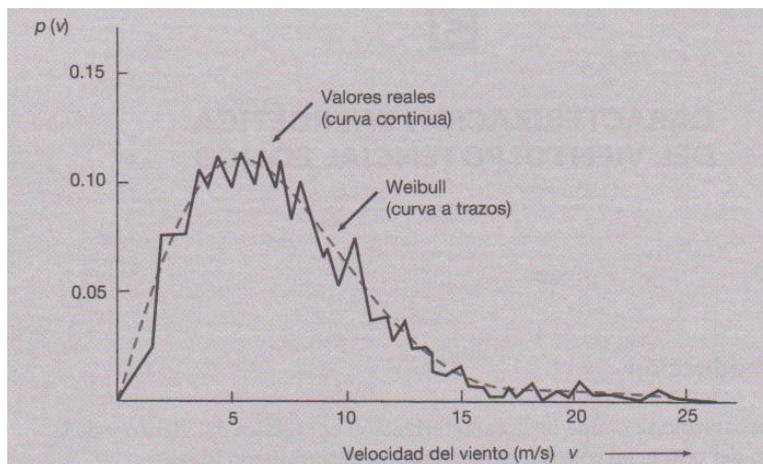


Figura 2.7. Función densidad de probabilidad para las velocidades del viento a lo largo de un periodo de tiempo. En línea continua, valores reales y en discontinua, el ajuste a una distribución de Weibull.

Fuente: Villarrubia, Miguel. *Enérgia eólica*. Barcelona: Ceac, 2004.(p. 70)

En particular si el factor de forma k tiene un valor de 2, la ley de Weibull coincide con la ley de Rayleigh. Muchos estudios del potencial eólico y de fabricantes de aerogeneradores refieren las presentaciones de los mismos a una distribución de velocidades según la ley de Rayleigh, ya que los lugares en los que se dan unas condiciones adecuadas para una explotación de

energía eólica presentan, en general, distribuciones de velocidad que son aproximadas a distribuciones de Weibull con parámetro de forma igual a 2. Pero si se quiere mayor precisión se puede determinar el parámetro de forma k siguiendo los procedimientos que se expondrán en el siguiente apartado.

A continuación se presenta algunas propiedades de la función de Weibull que serán utilizadas en este estudio.

La densidad de probabilidad presenta un máximo (moda) para una velocidad v_m dada mediante la ecuación 2.

$$\frac{v_m}{c} = \left(\frac{k-1}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \quad (2)$$

La frecuencia acumulada F para un valor de velocidad V viene dada por la ecuación 3:

$$F(v \leq V) = \int_0^V \rho(v)dv = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3)$$

La expresión anterior se puede usar también si se quiere determinar la probabilidad que una velocidad v se encuentre comprendida entre dos valores de la velocidad v_1 y v_2 , utilizando la ecuación 4:

$$P(v_1 \leq v \leq v_2) = F(v_2) - F(v_1) \quad (4)$$

La velocidad media \bar{v} , la mediana \tilde{v} y la variancia σ^2 de la distribución de Weibull viene dada por las ecuaciones 5, 6 y 7 respectivamente:

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v f(v) dv = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (5)$$

$$\frac{\tilde{v}}{c} = (\ln 2)^{\frac{1}{k}} \quad (6)$$

$$\frac{\sigma^2}{c^2} = \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]^2 \quad (7)$$

En donde $\Gamma(x)$ es la denominada función gamma, cuyos valores se presenta el Apéndice A.

Una magnitud importante en los estudios del potencial energético eólico, es el valor medio del cubo de las velocidades del viento $\overline{v^3}$. Para una distribución de Weibull este valor se determina por medio de la ecuación 8:

$$\overline{v^3} = c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (8)$$

La velocidad eficaz v^* se define como aquella velocidad que elevada al cubo es igual a la media de los cubos de las velocidades. Esta velocidad viene dada por:

$$v^* = \left(\overline{v^3}\right)^{\frac{1}{3}} \quad (9)$$

A partir de las expresiones anteriores se tiene las siguientes relaciones:

- Índice de variabilidad (desviación estándar/ velocidad media), dada en la ecuación 10:

$$\frac{\sigma}{\overline{v}} = \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \right]^{1/2} \quad (10)$$

- Factor de energía, factor de potencia eólica o factor de irregularidad (F_3):

$$F_e = \frac{\overline{v^3}}{\bar{v}^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (11)$$

2.1.6.2. Métodos para la determinación de los parámetros de Weibull

La determinación de los parámetros de Weibull (k , c) depende de los datos disponibles. De esta forma se pueden encontrar los siguientes casos:

- a) Se conocen las velocidades horarias para un año medio: uso del método de los mínimos cuadrados.

En el caso de conocer las velocidades del viento medio que tiene lugar cada 10 minutos, o bien las medias semihorarias u horarias, los parámetros k , y c pueden determinarse a partir de un ajuste de mínimos cuadrados.

A partir de la expresión de la frecuencia acumulada $F(v)$, y aplicando dos veces el logaritmo natural se obtiene una ecuación linealizada, presentada a través de la ecuación 12:

$$\ln(1 - F(v)) = -\left(\frac{v}{c}\right)^k \rightarrow \ln[-\ln(1 - F(v))]$$

$$\ln(1 - F(v)) = k \ln(v) - k \ln(c) \quad (12)$$

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

$$Y = \ln[-\ln(1 - F)] ; x = \ln(v) \quad (13)$$

Con los valores de A y B calculados, se determinan los parámetros de Weibull según la ecuación 14:

$$k = A ; c = e^{-\left(\frac{B}{A}\right)} \quad (14)$$

A continuación se presentan las fórmulas para obtener los valores de A y B basado en la frecuencia relativa f_i y frecuencia acumulada F_i .

$$A = \frac{\sum f_i x_i y_i - (\sum f_i x_i)(\sum f_i y_i)}{\sum f_i x_i^2 - (\sum f_i x_i)^2} \quad (15)$$

$$B = \sum f_i y_i - A \sum f_i x_i \quad (16)$$

Donde:

$$y_i = \ln[-\ln(1 - F_i)]$$

$$x_i = \ln(v_i)$$

Este método tiene la ventaja de que determinando los parámetros k y c se obtiene una distribución de velocidades con una buena aproximación, pero a su vez, tiene la desventaja de que se requiere de un gran conjunto de valores de la velocidad para un año y el uso de complejas técnicas de cálculo.

En el caso de este proyecto, se cuenta con gran cantidad de datos anuales, almacenados en la base de datos meteorológicos del Lab. FREE desde el año 2008. En vista de que se requiere la mayor precisión posible, se usará la técnica antes mencionada para el cálculo de la velocidad del viento.

- b) Se conoce la velocidad media \bar{v} y la desviación típica σ .

Mediante el uso de la ec. 10 que relaciona el índice de variabilidad con el parámetro k presentado en el apartado 2.1.6.1, el procedimiento a seguir es determinar la relación σ/\bar{v} , y a partir de la ecuación mencionada determinar el valor k . Luego se despeja c de la ecuación 5.

- c) Se conoce la velocidad media \bar{v} y la mediana \tilde{v} .

De la relación entre las ecuaciones 6 y 5 se obtiene la siguiente ecuación:

$$\frac{\tilde{v}}{\bar{v}} = \frac{(\ln 2)^{\frac{1}{k}}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (17)$$

De la expresión anterior se obtiene el valor de k , y luego se obtiene c de la ecuaciones 5 o 6.

- d) Se conoce únicamente la velocidad media anual \bar{v} .

A partir del estudio de distribución de Weibull, para medidas de velocidad tomadas a 10 m. de altura, correspondientes a diversos lugares, se ha establecido unas relaciones que permiten estimar

el valor del parámetro k en función de la velocidad media anual, válidas únicamente para la velocidad media anual \overline{v}_{10} obtenida a partir de velocidades medidas a 10 m. de altura sobre el nivel del suelo y expresada en m/s.

Se establecen tres tipos de relaciones entre k y la velocidad media anual \overline{v}_{10} , en función del tipo de varianza o índice de variabilidad. Así se tiene:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Varianza pequeña: } k = 1,05\sqrt{\overline{V}_{10}} \\ \text{Varianza mediana: } k = 0,94\sqrt{\overline{V}_{10}} \\ \text{Varianza grande: } k = 0,73\sqrt{\overline{V}_{10}} \end{array} \right\} (18)$$

Cuando en un lugar se desconoce el tipo de varianza, pero se conoce el valor de la velocidad media anual del viento, puede alcanzarse una estimación razonable de los parámetros de Weibull, considerando el caso correspondiente a una varianza mediana. Este método, debido a que las expresiones son obtenidas empíricamente, solo debe aplicarse a valores de la velocidad anual obtenida a partir de medidas

realizadas a 10 m. de altura. Para otras alturas, puede corregirse la velocidad media de la forma se indica en el siguiente apartado

2.1.7. Variación de las características del viento

Existen diversos factores que alteran las características del viento. Por ejemplo a alturas relativamente pequeñas la velocidad del viento se puede ver afectada por la fricción de este sobre la superficie debido a la rugosidad del terreno. Otro factor que puede influenciar las características del viento son los obstáculos o relieves, los cuales crean turbulencia a distancias cercanas de estos.

2.1.7.1. Variación de la velocidad por altura y rugosidad del terreno

En la mecánica de fluidos se estudia el comportamiento de un fluido viscoso que fluye sobre una superficie de cierta rugosidad, esta ciencia nos indica que el fluido cerca de cualquier superficie su velocidad es nula debido a la resistencia de la fricción, y a medida de que se aleja de la superficie en contacto la velocidad aumenta. Esto mismo ocurre con el perfil de velocidad del viento, el cual varía dependiendo del tipo de terreno por donde fluya (Figura 2.8).

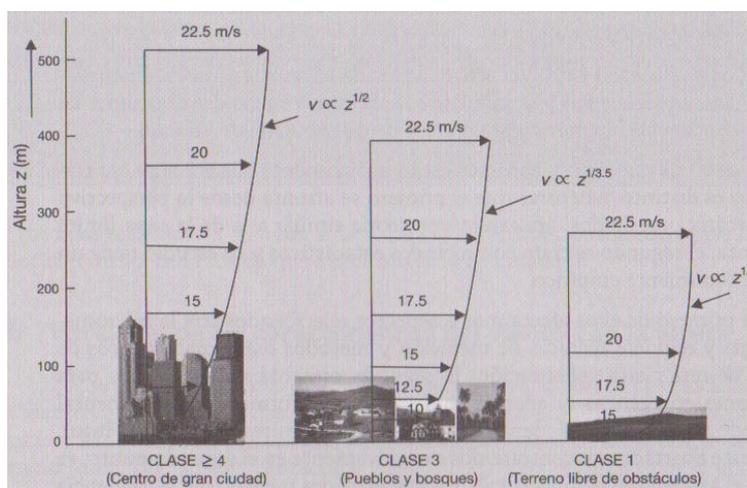


Figura 2.8. Diferentes tipos de perfiles de velocidades del viento para diferentes clases de rugosidad de terreno.

Fuente: Villarrubia, Miguel. Energía eólica. Barcelona: Ceac, 2004. (p. 88)

Para caracterizar las condiciones de un terreno, se define el parámetro Z_0 , denominado longitud de rugosidad, como la altura respecto al nivel del suelo expresado en metros, donde la velocidad del viento es 0. De esta forma en superficies lisas como un lago la longitud de rugosidad debe ser muy pequeña, pero en superficies rugosas como edificaciones la longitud de rugosidad es mucho mayor. En función del valor Z_0 se puede clasificar el terreno en clases de rugosidad, como se muestra en la Tabla 2.

TABLA 2. CLASES Y LONGITUDES DE RUGOSIDADES.

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad, Zo (m)	Índice de energía (%)	Tipo de terreno
0	0,0002	100	Superficie de agua. Terreno abierto, superficie lisa
0,5	0,0024	73	Pista de hormigón (aeropuerto), césped.
1	0,030	52	Campos abiertos sin cercados ni setos. Edificios muy dispersos. Colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 1250m
2	0,1	39	Campo con algunas casa y arbolado de hasta 8m situado como mínimo de 500m
2,5	0,2	31	Campo con muchas casa y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 250m
3	0,4	24	Pueblos, bosques y terrenos accidentado y desigual.
3,5	0,8	18	Ciudades con edificios altos
4	1,6	13	Grandes ciudades con edificios muy elevados

Como se puede apreciar en la Tabla 2, se incluye una columna con valores del índice de energía en porcentaje. Este valor permite estimar la pérdida potencial de energía eólica disponible en función de las características del terreno.

Fácilmente se deduce que es mucho mejor la presencia de terrenos lisos y despejados para un mejor aprovechamiento de la energía del viento.

La relación entre la clase de rugosidad y la longitud de rugosidad viene dada por las ecuaciones 19 y 20:

$$\text{Si } Z_0 \leq 0,03 \text{ m} \rightarrow \textit{clase} = \frac{\ln(5000 Z_0)}{\ln 150} \quad (19)$$

$$\text{Si } Z_0 > 0,03 \text{ m} \rightarrow \textit{clase} = \frac{\ln\left(\frac{1000}{9} Z_0\right)}{\ln\left(\frac{10}{3}\right)} \quad (20)$$

Los modelos que se presentan a continuación no son aplicables a velocidades instantáneas y su uso se debe reservar solo para velocidades medias, sean a corto plazo (velocidad media resultante de las medidas durante 10 minutos) o a largo plazo (velocidad media anual). Además deben usarse como máximo a alturas sobre nivel del suelo de 100 m., con rugosidades de terreno de hasta clase de rugosidad 3. Es importante decir que estos modelos proporcionan resultados aproximados que nunca podrán ser sustitutos de medidas reales.

Para el cálculo de la variación de la velocidad con la altura, se distinguen dos situaciones:

- Variación con la altura de la velocidad del viento medio o estacionario.
- Variación con la altura de la velocidad media del viento a largo plazo.

El primer caso corresponde al valor de la velocidad del viento promedio medidas para un intervalo de tiempo de 10 minutos. En este caso el modelo más común viene dado por la ecuación 21:

$$v' = v \frac{\ln\left(\frac{z'}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (21)$$

En donde: v , v' son respectivamente las velocidades a las alturas z y z' , en m/s y

z_0 es la rugosidad del terreno (m.).

En el segundo caso, que corresponde a la velocidad media anual, el modelo de cálculo más utilizado se basa en admitir una ley potencial para la variación de la velocidad con la altura, según la ecuación 22.

$$\frac{v'}{v} = \left(\frac{z'}{z}\right)^\alpha \quad (22)$$

En donde α es un coeficiente que depende de la longitud de rugosidad (z_0) del terreno. En la Tabla 3 se presenta la variación del coeficiente α con la rugosidad del terreno. Para valores de $z_0 \leq 0,1 \text{ m.}$, se puede usar la formula aproximada que se presenta a continuación:

$$\alpha = 0,24 + 0,04 \ln z_0 + 0,003(\ln z_0)^2 \quad (23)$$

TABLA 3. VALORES DEL COEFICIENTE α PARA DISTINTAS LONGITUDES DE RUGOSIDAD z_0

Clase	Zo (m)	α	Clase	Zo (m)	α
0	0 - 0,0007	0,08 - 0,10	2,5	0,14 - 0,25	0,19 - 0,21
0,5	0,0007 - 0,009	0,10 - 0,12	3	0,25 - 0,45	0,21 - 0,24
1	0,009 - 0,04	0,12 - 0,15	3,5	0,45 - 0,82	0,24 - 0,28
1,5	0,04 - 0,075	0,15 - 0,17	4	0,82 - 1,5	0,28 - 0,35
2	0,075 - 0,14	0,17 - 0,19	4,5	1,5 - 2,7	0,35 - 0,45

2.1.7.2. Variación de los parámetros de Weibull por altura

Comúnmente la información que se tiene de las velocidades del viento de cierto sitio, son medidas a la altura estándar de 10 m., y no siempre esta es la altura del aerogenerador que se quiere instalar o evaluar. Por lo tanto para obtener la distribución de velocidades a esta nueva altura, es necesario determinar otros parámetros (k' y c') a partir del conocimiento de los parámetros a la altura del anemómetro. Para esto se tiene las ecuaciones 24 y 25:

$$k' = k \left(\frac{1 - 0,088 \ln\left(\frac{z}{10}\right)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{z'}{10}\right)} \right) \quad (24)$$

$$c' = c \left(\frac{z'}{z} \right)^\beta \quad (25)$$

En donde: k, k' son los parámetros de forma para las alturas z y z' respectivamente,

c, c' son los parámetros de escala para las alturas z y z' respectivamente, y β se calcula a través de la ecuación 26:

$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 \ln(c)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{z}{10}\right)} \quad (26)$$

Es importante recordar que estas expresiones, debido a su naturaleza empírica, son aproximadas. Por lo tanto solo deben usarse cuando no se dispone de medidas de viento a la altura deseada y en terrenos de baja rugosidad.

2.1.7.3. Variación de la densidad por altura

Más adelante se podrá ver que la densidad del aire es directamente proporcional a la potencia disponible en una corriente de aire. Por ello es importante determinar la densidad del aire a la altura del buje del aerogenerador, para poder predecir con precisión la potencia que recibe el aerogenerador.

La densidad del aire no solo varía con la altura, sino también con la temperatura ambiente, siendo un aire caliente menos denso que un aire frío a la misma altura. Para corregir los efectos de la temperatura y altitud sobre el nivel del mar en la densidad del aire, se puede utilizar la ecuación 27:

$$\rho = 1,225 \left(\frac{288}{T + 273} \right) e^{-\left(\frac{h}{8435}\right)} \quad (27)$$

Donde T es la temperatura ambiente y h la altitud. En un análisis de potencial eólico de cierto lugar, la variación de la densidad con la altura podría ser despreciable cuando la diferencia de altura no es muy grande, por ello es usual que se trabaje con la densidad del aire a condiciones estándar (101,3 kPa y 15°C) para las que la densidad es 1,225 kg/m³.

2.1.7.4. Influencia de los obstáculos

Los obstáculos tales como edificios, árboles o accidentes del terreno, disminuyen significativamente la velocidad del viento y generalmente crean turbulencia en torno a ellos. Cuando se proyecta la producción de un aerogenerador en función de la velocidad del viento, es de gran importancia considerar estas perturbaciones, ya que ejercen variaciones sobre la producción total de energía.

En la Figura 2.9 se muestra el efecto que se produce a sotavento (detrás) de un obstáculo de cara al viento.

Se observa que detrás del obstáculo la velocidad del viento se reduce a cero, incluso en ocasiones debido al vacío que se crea en esta zona, la velocidad del aire puede llegar a valores negativos en referencia a la dirección predominante del viento. Corriente abajo, el viento que corre alrededor de la zona de obstrucción tiende a arrastrar a las masas atenuadas hasta alcanzar una condición estable similar a la predominante antes del obstáculo.

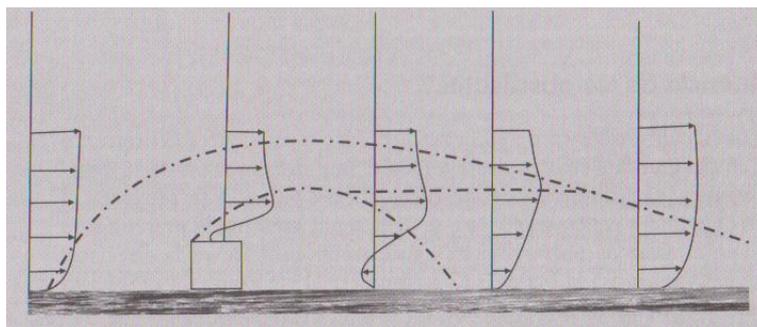


Figura 2.9. Efecto de los obstáculos en el perfil de velocidad.

Fuente: Villarrubia, Miguel. Energía eólica. Barcelona: Ceac, 2004. (p. 98)

La distancia entre el obstáculo y una turbina eólica es muy importante, en general esta influencia disminuirá conforme se aleja del elemento perturbador. La zona de turbulencia puede alcanzar hasta una altura

alrededor de 3 veces la del obstáculo. Estas turbulencias son más acusadas en la parte posterior del obstáculo (sotavento) que en la parte anterior (barlovento). Mientras que en el primer caso puede alcanzar de 10 a 20 veces la altura del obstáculo, en el segundo caso se limita a unas dos veces de dicha altura.

2.1.8. Potencial eólico disponible

La energía del viento puede ser modelada matemáticamente con la ecuación de la energía cinética, suponiendo una masa de aire m con una velocidad v (ecuación 28).

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (28)$$

Por mecánica de fluidos se sabe que el flujo másico de aire \dot{m} de densidad ρ que fluye a través de una superficie de área A perpendicular a la dirección del flujo viene dado por:

$$\dot{m} = \rho Av \quad (29)$$

La potencia es la relación de trabajo y tiempo, por lo tanto la potencia disponible P_d de un caudal de aire se representa a través de la ecuación 30.

$$P_d = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (30)$$

De la ecuación 30 se puede reconocer que la potencia eólica disponible es directamente proporcional a la densidad del aire, al área transversal por donde pasa el flujo, y al cubo de la velocidad del mismo. La potencia eólica disponible es la máxima potencia que podríamos extraer al viento si pudiésemos convertir toda su energía cinética en energía útil. Más adelante se verá que en la práctica es imposible aprovechar toda esta energía puesto que existen ciertas limitaciones.

Dada la variabilidad de la velocidad, la determinación del potencial eólico disponible de un lugar se debe realizar a partir de los valores de potencia correspondiente a cada velocidad y promediar estos para un determinado periodo, comúnmente un año. De esta forma se define en la ecuación 31, el potencial eólico disponible de un lugar como la potencia media eólica por unidad de superficie para un determinado periodo de tiempo.

$$\frac{\overline{P_d}}{A} = \frac{1}{2} \rho \overline{v^3} \quad (31)$$

En el caso de disponer con los valores horarios o trihorarios de la velocidad del viento, se puede usar la ecuación 32.

$$\frac{\overline{P_d}}{A} = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^c f_i v_i^3 \quad (32)$$

Donde: ρ es la densidad del aire a la temperatura media y corregida según la altura del lugar,

c , es el número de clases en las que se ha clasificado el conjunto de datos,

f_i es la frecuencia relativa de ocurrencia de la velocidad en la clase i , y

v_i es el valor de la velocidad correspondiente al centro de la clase i .

2.1.9. Densidad de energía eólica disponible

Se sabe que la energía no es más que la potencia en un determinado tiempo. De aquí se puede definir la densidad de

energía eólica disponible $\left(E_d/A \right)$ como la energía eólica total

por unidad de área perpendicular a la dirección del viento

durante un tiempo t determinado, representada a través de la ecuación 33.

$$\frac{\overline{E_d}}{A} = \frac{1}{2} t \rho \overline{v^3} \quad (33)$$

Si se dispone de datos estadísticos en forma de frecuencia f_i se puede usar la ecuación 34.

$$\frac{\overline{E_d}}{A} = T \sum_i f_i \left(\frac{P_d}{A} \right)_i = \frac{1}{2} T \rho \sum_i f_i v_i^3 \quad (34)$$

2.1.10. Potencia aprovechada

La primera ley de la termodinámica define que toda la energía que entra a un sistema debe ser igual a la que sale del mismo, si aplicamos esta ley al rotor de un aerogenerador se tiene que para que este absorba toda la energía cinética del viento, el viento detrás del rotor debe salir con energía cero, es decir velocidad de 0 m/s, y esto no ocurre puesto que el viento al pasar por el rotor disminuye su velocidad pero nunca se frena totalmente.

La potencia eólica extraída del viento por el rotor de la maquina se conoce como potencia eólica aprovechada P_a . El rendimiento o eficiencia de un rotor se describe por medio de

un coeficiente de conversión o de potencia C_p definido por la ecuación 35:

$$C_p = \frac{P_a}{P_d} \quad (35)$$

Esto es la fracción de energía cinética del viento convertida en energía cinética de rotación en el rotor del aerogenerador.

De la ecuación 35 se observa que la potencia aprovechada P_a es función de dos factores:

- De la potencia eólica disponible P_d .
- Del rendimiento o eficiencia del rotor del aerogenerador (C_p), el cual depende básicamente del diseño mecánico y aerodinámico del mismo.

La densidad de potencia aprovechada en un generador de define a través de la ecuación 36.

$$\frac{P_a}{A} = C_p \left(\frac{P_d}{A} \right) = \frac{1}{2} C_p \rho v^3 \quad (36)$$

2.1.10.1. Pares y potencias en un aerogenerador

La potencia aprovechada P_a corresponde a la potencia en el eje del rotor. Asociada a esta potencia, el rotor del generador presenta un momento o par motor M en su eje que se calcula según la ecuación 37:

$$\frac{M}{A} = \frac{1}{2} C_m \rho v^2 R \quad (37)$$

Donde: C_m es el coeficiente de momento o de par,

R es el radio de la circunferencia barrida por el rotor (m).

La relación entre la potencia P_a y el momento M en el eje del rotor viene dada por la ecuación 38.

$$P_a = M\Omega \quad (38)$$

Donde Ω es la velocidad angular del eje del rotor en rad/s.

Generalmente el eje del rotor no se acopla directamente al generador eléctrico, sino que lo

hace a través de una caja de engranes de relación $1/m$, de tal forma que la velocidad de rotación ω a la que gira el alternador sea función de la relación, dada en la ecuación 39.

$$\omega = m\Omega \quad (39)$$

En general para aerogeneradores de producción eléctrica, la velocidad de giro del alternador debe ser la mayor posible, por lo tanto el valor de m es mayor que la unidad de tal manera que la caja de engranes actúe como un elemento multiplicador de velocidad, a diferencia de otras aplicaciones como cuando se usa un rotor eólico para accionar una bomba hidráulica, en donde generalmente se desea que el eje de la bomba tenga un mayor torque y baja velocidad, por lo que en este caso la caja de engranes sería un reductor de velocidad ($m < 1$).

En la Figura 2.10 se muestra el esquema del conjunto formado por el rotor, el multiplicador o reductor de velocidad y el generador eléctrico o bomba hidráulica, en donde se puede apreciar las

diferentes potencias presentes en este tipo de sistemas.

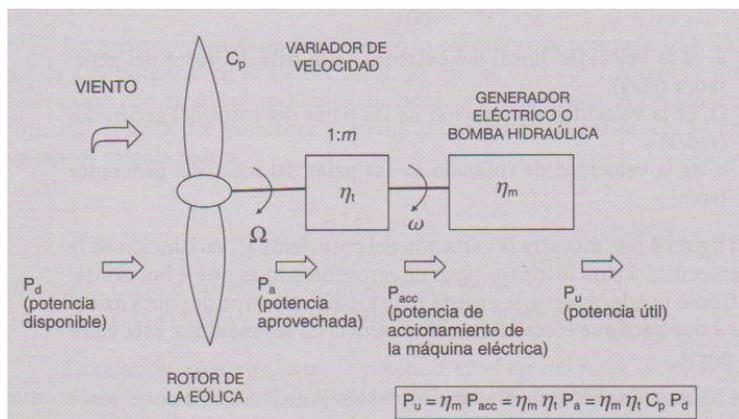


Figura 2.10. Flujo de potencias en un sistema de captación y aprovechamiento de energía eólica.

Fuente: Villarrubia, Miguel. Energía eólica. Barcelona: Ceac, 2004. (p. 128)

Basado en la Figura anterior se presenta a continuación el balance de potencia de todo el sistema, pero antes se recuerda las siguientes definiciones de potencias y rendimientos:

- *Potencia disponible* P_d . Es la potencia del viento debido a su energía cinética.
- *Potencia aprovechada* P_a . Es la potencia útil que ofrece el eje del rotor y que generalmente se utiliza para el accionamiento de la caja multiplicadora.

Entre la potencia aprovechada y la potencia disponible, existen dos rendimientos de conversión; el primero, para la conversión entre la energía cinética del viento y la energía cinética de rotación del rotor; este depende únicamente del tipo y la aerodinámica del rotor; y el segundo rendimiento corresponde a la conversión de la energía cinética de rotación del rotor a la del eje que acciona la caja de engranes, este viene dado por la fricción que existen con el aire y en los cojinetes de soporte. Para simplificación estos dos rendimientos se los engloba en el coeficiente de potencia C_p .

- *Potencia de accionamiento* P_{acc} . Es la potencia a la salida del multiplicador de velocidad, que acciona el generador eléctrico. Se la obtiene a través de la expresión: $P_{acc} = \eta_t P_a$, siendo η_t el rendimiento de la caja multiplicadora.
- *Potencia útil final* P_u . Es la potencia que suministra la máquina que es accionada por el aerogenerador, por ejemplo la potencia eléctrica en aerogeneradores para producción de energía eléctrica.

La potencia útil se calcula a través de la expresión: $P_u = \eta_m P_{acc}$, siendo η_m la eficiencia de la máquina accionada (alternador o bomba hidráulica).

La relación entre todas las potencias antes descritas viene dada por la ecuación 40:

$$P_u = \eta_m P_{acc} = \eta_m \eta_t P_a = \eta_m \eta_t C_p P_d \quad (40)$$

El rendimiento global η_g para todo el sistema se define como se indica en la ecuación 41:

$$\eta_g = \frac{P_u}{P_d} = \eta_m \eta_t C_p \quad (41)$$

Es importante recordar que en el caso de un generador eléctrico, la potencia útil P_u se expresa según la ecuación 42 en caso de generador trifásico y la ecuación 43 en caso de generador monofásico.

$$\text{Generador trifásico: } P_u = \sqrt{3} V I \cos\varphi \quad (42)$$

$$\text{Generador monofásico: } P_u = V I \cos\varphi \quad (43)$$

Donde: $V I$ son el voltaje y la corriente de la línea del sistema, y
 $\cos\varphi$ Es el factor de potencia.

Por mecánica de fluidos se recuerda que en el caso de una bomba hidráulica, la potencia útil P_u viene dada por la ecuación 44.

$$P_u = Q \rho g H_m \quad (44)$$

Donde: Q es el caudal volumétrico de líquido bombeado (m^3/s),
 ρ es la densidad del líquido bombeado (kg/m^3),
 g es la aceleración de la gravedad ($9,81 m/s^2$), y
 H_m es el cabezal total suministrado por la bomba (m.).

2.1.10.2. Límite de Betz

El teorema de Betz define la existencia de un límite para la potencia aprovechada, según el cual ningún generador puede extraer del viento una potencia superior a la fijada por este límite.

A continuación se presenta la demostración de este límite. Para ello se define la velocidad promedio del viento que pasa por el rotor del aerogenerador mediante la ecuación 45.

$$\bar{v} = \frac{v_e + v_s}{2} \quad (45)$$

Donde: v_e es la velocidad del viento por delante del rotor, y

v_s es la velocidad del viento por detrás del rotor.

Por lo tanto, el flujo másico del viento que pasa a través del rotor del aerogenerador viene dado por la ecuación 46.

$$\dot{m} = \rho A \bar{v} = \rho A \left(\frac{v_e + v_s}{2} \right) \quad (46)$$

Donde: ρ es la densidad del aire, y

A es el área barrida por el rotor

Por definición la potencia es la energía cinética de un flujo sobre un tiempo determinado (ecuación 47).

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 \quad (47)$$

Por conservación de la energía, la potencia aprovechada P_a por el rotor, es la diferencia entre la potencia del flujo de aire que entra, y la potencia del flujo de aire que sale, como se muestra en la ecuación 48.

$$P_a = \frac{1}{2} \dot{m} v_e^2 - \frac{1}{2} \dot{m} v_s^2 = \frac{1}{2} \dot{m} (v_e^2 - v_s^2) \quad (48)$$

Remplazando la ecuación 46 en la ecuación 48, se tiene:

$$P_a = \frac{1}{2} \left[\rho A \left(\frac{v_e + v_s}{2} \right) \right] (v_e^2 - v_s^2) \quad (49)$$

$$P_a = \frac{1}{4} \rho A (v_e + v_s) (v_e^2 - v_s^2) \quad (50)$$

Recordando que la potencia disponible P_d del viento antes de pasar por el rotor, está dada por:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A v_e^2 \quad (51)$$

Por tanto la fracción de potencia que puede ser aprovechada del viento está dada por la división de la potencia aprovechada sobre la potencia disponible, por lo tanto, si se relaciona la ecuación 50 sobre la 51 se tiene que:

$$\frac{P_a}{P_d} = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{v_s}{v_e} \right)^2 \right] \left[1 + \frac{v_s}{v_e} \right] \quad (52)$$

Utilizando la ecuación 52 se obtiene la curva de la Ley de Betz, mostrada a través de la Figura 2.11.

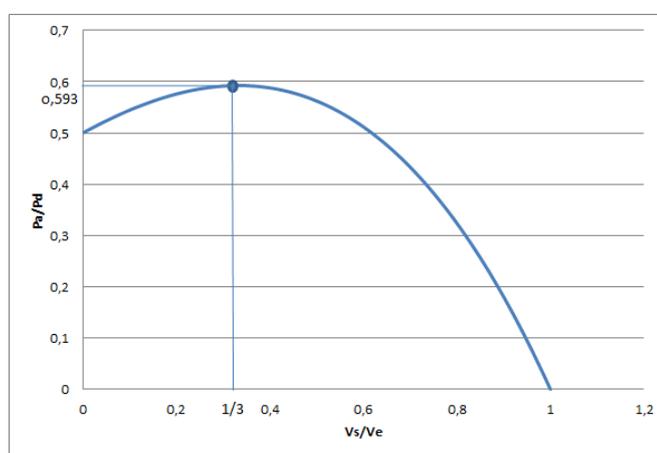


Figura 2.11. Curva de ley de Betz

Fuente: Ruiz J, Peña J, Fernández A.

Como se puede observar en la Figura 2.11, la fracción de potencia máxima que se puede aprovechar es de 0,593. Esto significa que la energía aprovechada por un aerogenerador podrá ser como máximo el 59,3% de la energía disponible en el viento. En consecuencia el valor máximo del coeficiente C_p es igual a 0,593.

En la práctica, el límite de Betz nunca se alcanza, pudiendo llegar a valores de rendimiento algo superior a 0,4 en el mejor de los casos. Esto se debe a que esta teoría no toma en cuenta algunos aspectos existentes en la práctica, tales como:

- Resistencia aerodinámica de las aspas
- Pérdida de energía por la estela generada en la rotación.
- Compresibilidad del fluido.
- Interferencia de las aspas.

Por esto se dice que la energía que en realidad se aprovecha es alrededor del 70% de la energía obtenida según el límite de Betz (59,3%).

2.1.11. Aerodinámica de un aerogenerador

El movimiento rotatorio del rotor de un aerogenerador se basa en la aerodinámica de las aspas que poseen una forma e inclinación apropiada para que se pueda extraer la energía del viento.

El fundamento aerodinámico que usan las aspas del rotor de un aerogenerador es el mismo que usan las alas de los aviones para crear una fuerza de sustentación que los eleve. En la Figura 2.12 se muestra de forma gráfica el fundamento aerodinámico, donde se observa que debido al perfil aerodinámico, el viento circula a mayor velocidad por el intradós que por el extradós; esta diferencia de velocidades según el teorema de Bernoulli, causa una diferencia de presión (mayor presión en donde el flujo circula a menor velocidad y viceversa) que origina una fuerza de sustentación (F_L), que le da el movimiento rotatorio al rotor. Además de la fuerza de sustentación, existe una fuerza de arrastre (F_R) provocada por el rozamiento del aire con la superficie de las aspas, esta fuerza tiende a frenar al rotor.

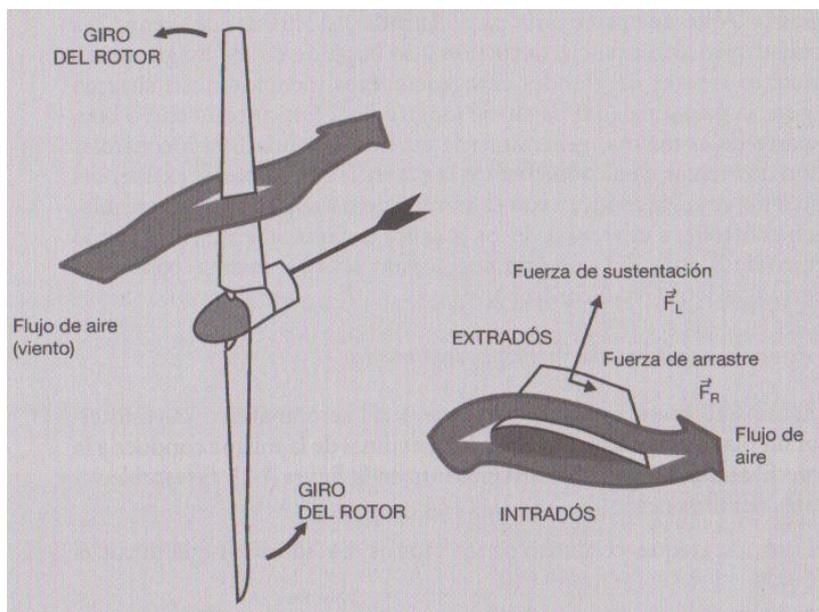


Figura 2.12. Principio aerodinámico del movimiento de un rotor

Fuente: Villarrubia, Miguel. Energía eólica. Barcelona: Ceac, 2004. (p. 137)

El reto principal en el diseño de las aspas de un aerogenerador, es alcanzar una elevada relación (F_L/F_R). Por esto muchos rotores de grandes aerogeneradores incorporan un sistema que hace girar las aspas alrededor de su eje longitudinal, para controlar la relación de fuerzas y en consecuencia maximizar la potencia que se pueda extraer del viento. Estos sistemas se conocen con el nombre de sistemas activos de regulación ("pitch control"), a diferencia de los basados exclusivamente en

el diseño de la aspa, sin que pueda girar sobre sí misma, conocido como sistemas pasivos ("stall control"), este último sistema es el que tiene el aerogenerador del laboratorio de fuentes de energías renovables ESPOL.

2.1.12. Curvas de potencia de un aerogenerador

La curva de potencia de un aerogenerador está dada por la potencia útil que se produce a determinada velocidad del viento, es decir potencia útil P_u vs. velocidad del viento v . como se explicó anteriormente. Es imposible que un generador eólico capte toda la energía del viento, por ello aparecen ciertos factores de eficiencias involucradas en el proceso de transformación, de energía cinética del viento hasta energía eléctrica útil, mostrada a través de la ecuación 40.

Debido que no se posee información del valor de estos factores de rendimiento ($\eta_m \eta_t C_p$), y es difícil de determinarlos matemáticamente, se los engloba en un solo factor y se lo determina mediante el trazo de la curva de potencia, creada a base de mediciones de la velocidad del viento y potencia útil generada en el mismo instante.

La Norma IEC-61400-12-1 explica detalladamente el procedimiento que se debe seguir para la recolección de datos que permitan trazar la curva de potencia de un aerogenerador. A continuación se presentan algunas condiciones, que según la Norma mencionada, se deben tomar:

- La frecuencia de muestreo debe ser de $f_s=0,5$ Hz (cada 2 segundos). Las muestras se deben promediar cada minuto, y en sistemas grandes se puede promediar en intervalos de 5 min, 10 min o 15 min.
- Ancho de la clase para confección de histograma y promedios: 0,5 m/s, centrado en múltiplos de 0,5 m/s. Ejemplo: clase con centro en 2,5 m/s, contiene mediciones de valores entre 2,25 y 2,75 m/s.
- Se debe mantener un registro de los valores almacenados en cada clase, y la prueba se considera en principio finalizada cuando:
 - Cada clase entre 1 m/s y 14 m/s contiene al menos 10 minutos de datos muestreados.
 - La base de datos completa tiene al menos 60 horas de datos, con el aerogenerador en condiciones de producir.

- La potencia entregada a efecto de la medición de la curva de potencia: se considera la potencia entregada por el aerogenerador a la batería como $P_{aerog} = I_{aerog} * V_{bateria}$, registrada en cada muestreo (0,5 Hz) y luego promediada.
- Los periodos climáticos deben elegirse idealmente de forma aleatoria, a efecto de no beneficiar o afectar características específicas de la máquina. Se excluyen los periodos con lluvia, nieve o acumulación de hielo

En la Figura 2.13 se muestra un ejemplo de curva de potencia de un aerogenerador eólico, donde se distinguen los siguientes valores:

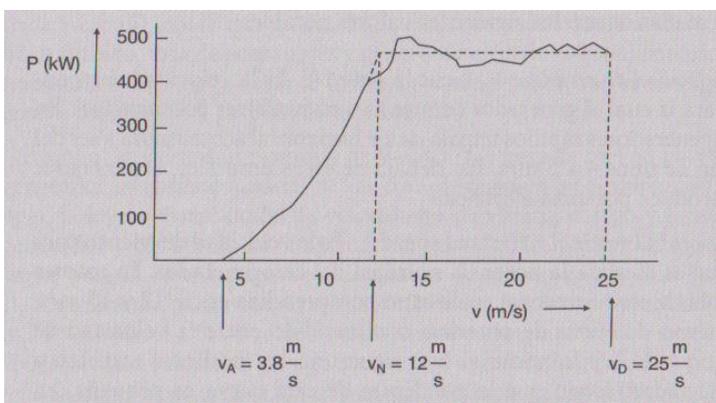


Figura 2.13. Curva de potencia de un aerogenerador eólico de eje horizontal (tripala) de potencia nominal 500Kw

Fuente: Villarrubia, Miguel. Energía eólica. Barcelona: Ceac, 2004. (p. 231)

- Velocidad de arranque v_A . Es la velocidad del viento para la cual el aerogenerador comienza a suministrar potencia útil.
- Velocidad nominal v_N . Es la velocidad del viento para la que se alcanza la potencia nominal del aerogenerador.
- Velocidad de parada v_D es la velocidad del viento a la cual el rotor se detiene por la acción de los sistemas de control para evitar el riesgo de sufrir algún daño en la máquina.

2.1.13. Energía producida por un aerogenerador

La energía anual producida por un aerogenerador depende esencialmente de los siguientes factores:

- La curva de potencia (P vs. v) del aerogenerador, analizada en el apartado anterior. Esta curva es facilitada por el fabricante del aerogenerador referida a condiciones de atmosfera estándar ISO ($\rho_{aire} = 1,225 \text{ kg/m}^3$), por lo que se debe introducir las adecuadas modificaciones de la densidad cuando las condiciones del lugar no correspondan a las de una atmosfera estándar ISO. En caso de generadores eólicos con un tiempo de operación considerable que han sido reparados o modificados, se puede determinar la curva de potencia experimentalmente como lo detalla la Norma IEC 61400-12 explicada en el apartado anterior.
- La distribución anual de velocidades de viento, medida o corregida a la altura del centro de giro del rotor del aerogenerador, y la potencia eólica disponible, puede obtenerse mediante tratamiento estadístico de un conjunto histórico de medidas de velocidad del viento o a través del conocimiento de la distribución de Weibull

correspondiente a las velocidades del viento a la altura del buje de la máquina.

La energía E producida por un aerogenerador durante un periodo de tiempo t está dada por la ecuación 53.

$$E = T \int_0^{\infty} \rho(v)P(v)dv \quad (53)$$

Donde: $\rho(v)$ es la función densidad de probabilidad de velocidad del viento correspondiente al periodo t ,
 $P(v)$ es la potencia del aerogenerador frente a la velocidad del viento (curva de potencia), y
 t es el periodo de tiempo considerado, generalmente un año (8760 horas).

Puede definirse una potencia \bar{P} como la potencia que debería producir el aerogenerador a lo largo de todo el periodo de tiempo t para generar la misma cantidad de energía que se produce en condiciones reales de funcionamiento para ese mismo periodo, por lo tanto, la potencia \bar{P} queda definida por la ecuación 54.

$$\bar{P} = \frac{E}{T} = \int_0^{\infty} \rho(v)P(v)dv \quad (54)$$

La densidad de probabilidad $\rho(v)$ se la puede aproximar suponiendo que sigue la ley de distribución de Weibull.

Para calcular la energía eléctrica que puede obtenerse a partir de un aerogenerador determinado, puede usarse dos métodos: uno gráfico y otro numérico.

A continuación se detalla el procedimiento a seguir para ambos métodos:

a) Procedimiento gráfico

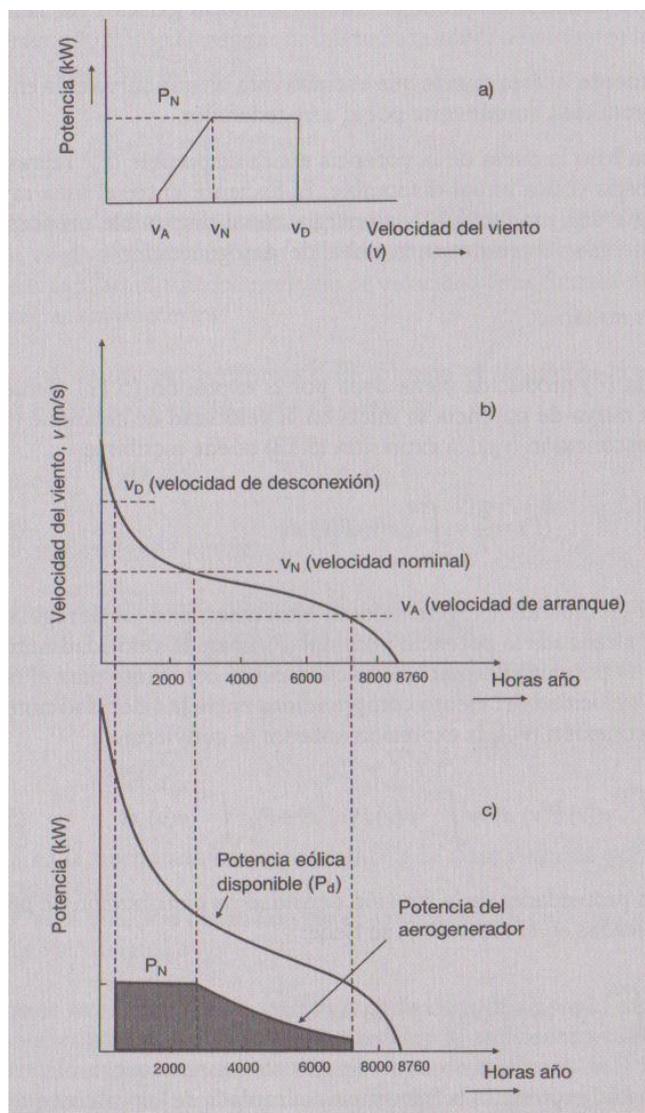


Figura 2.14. Procedimiento gráfico para el cálculo de energía eólica producida por un aerogenerador.

Fuente: Villarrubia, Miguel. Energía eólica. Barcelona: Ceac, 2004. (p. 529)

- A partir de la curva de duración anual de la velocidad del viento (velocidad frente al número de horas, curva (b) mostrada en la Figura 2.14), se puede trazar la curva de potencia eólica disponible (curva (c) en la misma Figura). Este punto no es estrictamente necesario pero es recomendable para poder comparar posteriormente la energía anual disponible con la que produce la máquina eólica.
- Luego, combinando la curva de potencia del generador (curva (a) de la Figura 2.14) con la curva de duración de horas de la velocidad se traza la curva de potencia útil frente al número de horas (curva (c) de la misma Figura).
- Finalmente, el área gris que encierra esta última curva es la energía útil producida por el aerogenerador.
- El área bajo la curva de la potencia eólica disponible representa la energía eólica anual disponible. El cociente entre la energía útil producida y la energía anual disponible, proporciona una medida de rendimiento global del aerogenerador.

b) *Procedimiento numérico*

Si se considera que la curva de la potencia se inicia en la velocidad de arranque v_A y finaliza en la desconexión v_D , la ecuación 54 mostrada, se expresa como:

$$\frac{E}{T} = \bar{P} = \int_{v_A}^{v_D} \rho(v)P(v)dv \quad (55)$$

Dado que en muchos aerogeneradores, una vez alcanzada la potencia nominal P_N para la velocidad del viento V_N , la potencia permanece constante para valores de velocidad superior. Por ello, la ecuación 55 se divide en dos términos, mostrada en la ecuación 56:

$$\bar{P} = \int_{v_A}^{v_D} \rho(v)P(v)dv = \int_{v_A}^{v_N} \rho(v)P(v)dv + P_N \int_{v_N}^{v_D} \rho(v)dv \quad (56)$$

Según las propiedades de la función densidad de distribución de probabilidad $\rho(v)$, indicadas en el apartado 2.1.6, se tiene la ecuación 57:

$$\int_{v_N}^{v_D} \rho(v)dv = F(v_D) - F(v_N) = e^{-\left(\frac{v_N}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_D}{c}\right)^k} \quad (57)$$

Donde F_v representa la frecuencia acumulada de los valores que son iguales o menores que la velocidad en

cuestión, es decir, usando la ecuación 57 se calcula la probabilidad de que la velocidad del viento se encuentre comprendida entre las velocidades v_N y v_D .

Para resolver la integral de la expresión general de cálculo de la potencia media \bar{P} , se puede utilizar un método numérico basado en la discretización de las funciones $\rho(v)$ y $P(v)$, según la ecuación 58:

$$\bar{P} = \int \rho(v)P(v)dv \approx \sum_i \rho_i P_i \Delta v_i \quad (58)$$

Donde: P_i es el valor de la potencia del aerogenerador para la velocidad v_i ,

ρ_i es el valor de la función de Weibull para la velocidad v_i , y

Δv_i es la amplitud del intervalo de velocidad considerado para la integración numérica.

Por lo tanto, reemplazando las ecuaciones 57 y 58 en la ecuación 56, la resolución numérica adopta la forma:

$$\bar{P} = A + B \begin{cases} A = \int_{v_A}^{v_N} \rho(v)P(v)dv \approx \sum_i \rho_i P_i \Delta v_i \\ B = P_N (F(v_D) - F(v_N)) \end{cases} \quad (59)$$

Si en lugar de conocer la función $\rho(v)$ se dispone de una tabla estadística de frecuencia (f_i) y de clases de velocidad de anchura Δv_i con centro de la clase en la velocidad v_i , la energía E producida durante un tiempo t viene dada por la ecuación 60.

$$E = t \sum_i f_i P_i \rightarrow \bar{P} = \sum_i f_i P_i \quad (60)$$

Donde: f_i es la frecuencia correspondiente a la clase definida por la velocidad v_i , y

P_i es la potencia producida por el aerogenerador para una velocidad de viento igual a v_i .

Es recomendable que la anchura de la clase Δv_i sea la menor posible, pero que contenga un número de medidas lo suficientemente grande para obtener valores representativos.

2.2. Energía Solar

2.2.1. El Sol

El Sol constituye una fuente de energía permanente. Esta energía llega a la tierra en forma de radiación. Sin embargo, del total de la energía que llega a la tierra procedente del sol, sólo $3/4$ partes entran a través de la atmósfera.

Esta radiación es percibida en forma de luz, que no es más que una corriente de fotones que se ha generado al producirse reacciones nucleares en el Sol y que llegan agrupados a la tierra en forma de haces de luz. Sólo una parte de ese haz de luz es captado por el ojo humano, en una gama de color que va del rojo al violeta. Sin embargo, el haz se extiende hasta el color ultravioleta y el infrarrojo. En estos haces de luz está presente la energía que proporciona el sol.

Ahora bien, esta energía disponible emitida por el sol, ha de ser captada para lograr su aprovechamiento. La forma de captación sólo puede producirse a través de la absorción por algún tipo de material y así lograr transformarla en energía térmica o eléctrica.

La optimización del aprovechamiento de la energía solar depende de la cantidad de radiación recibida (variable según la época del año), de los materiales utilizados para su captación y de las formas de almacenamiento y consumo de la energía captada.

Dado que la utilización común de la energía solar es su aprovechamiento en forma lumínica y térmica, es preciso considerar cómo la radiación sólo se produce a lo largo de unas determinadas horas del día, que con frecuencia no coinciden con las del consumo directo de la misma. Es por ello que un factor importante a considerar debe ser la previsión de almacenamiento de la energía obtenida de modo que pueda disponerse de ella en los momentos que se requiera.

2.2.1.1. Características Físicas

El Sol (Figura 2.15) es una gran esfera de gases a altas temperaturas, de $1.9 \times 10^9 m$ de diámetro y está ubicado a una distancia media de $1.5 \times 10^{11} m$ del planeta Tierra, alrededor de 8 minutos de viaje a la velocidad de la luz. Su edad estimada es de 5 mil millones de años, restándole otros 8 mil millones de años más de vida. En la Figura 2.15 se muestra una imagen tomada por la nasa del sol.

El núcleo del Sol está definido dentro del 23% de su radio, a partir del centro. Éste corresponde a tan sólo el 15% del volumen pero contiene el 40% de la masa y genera el 90% de la energía.

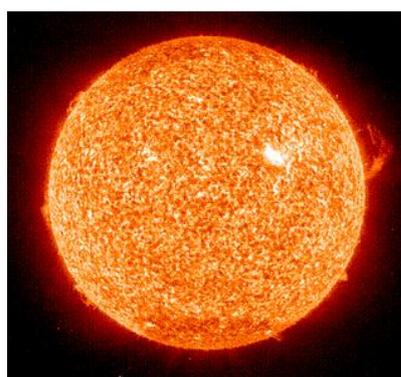


Figura 2.15 El Sol

Fuente: <http://www.espacial.org/astronomia/sol/sol1.htm>, (consulta: jueves, 3 de enero del 2013)

2.2.1.2. Efecto atmosférico sobre la radiación solar

La distribución de la energía solar que llega a la superficie es muy irregular. No solamente varía la insolación máxima diaria (horas en las que el Sol se encuentra por encima del lugar) sino que la radiación es atenuada dependiendo de la atmósfera que atraviesa.

En valores medios, solo el 47% de la radiación incidente sobre la atmósfera terrestre llega a la superficie del planeta, el 31% lo hace directamente y el otro 16% después de ser dispersada por polvo, vapor de agua y moléculas de aire. La energía restante, un 53%, es reflejada hacia el espacio exterior o absorbida en la atmósfera.

2.2.1.3. Irradiación y constante solar

La potencia de la radiación solar que se recibe en un instante determinado sobre un metro cuadrado de superficie, se conoce como irradiancia. Para una distancia media Tierra – Sol el valor de la irradiancia en un plano exterior a la atmósfera y perpendicular a los rayos del Sol se conoce como Constante solar. El valor determinado por la NASA indica que la constante solar es 1.353 Wm^{-2} ($\pm 1.6\%$).

2.2.1.4. Componentes de la radiación en superficie

La atmósfera terrestre está formada por gases, nubes y partículas sólidas en suspensión. Los distintos constituyentes de la atmósfera provocan la atenuación de la radiación. Mientras la radiación solar atraviesa la masa de aire, sufre procesos de absorción, reflexión y refracción.

La irradiancia se atenúa disminuyendo su valor respecto al dado en la cima de la atmósfera. En las condiciones más óptimas en cuanto a la transmisión

atmosférica, la atenuación de la radiación hasta la superficie es de un 25%. Por ello una irradiancia de 1000 Wm^{-2} se utiliza como valor estándar de referencia en la ingeniería relacionada con la energía solar.

Como consecuencia de la interacción de la atmósfera con la radiación solar, la energía que llega a la superficie tiene diferentes componentes, denominadas como radiación directa, donde la radiación no ha sufrido ningún fenómeno y llega a la superficie terrestre, y la radiación difusa que procede del resto de direcciones de la esfera celeste. El conjunto de radiaciones que alcanza la superficie es la radiación global. En la Figura 2.16. se muestra todos los tipos de radiaciones presentes en la Tierra.

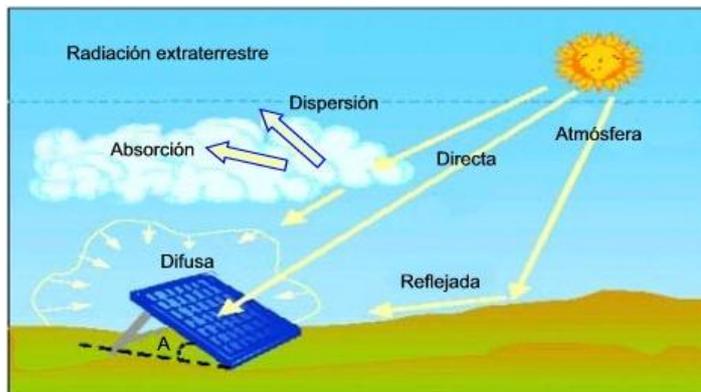


Figura 2.16 Radiación global en un panel fotovoltaico

Fuente: <http://www.adrformacion.com/cursos/solarfoto/leccion1/tutorial3.html>,
(consulta: sábado, 5 de enero del 2013)

2.2.2. Medida de la radiación solar

2.2.2.1. Irradiaciones

La irradiación corresponde al valor acumulado de la irradiancia en un intervalo de tiempo determinado. Esta es la magnitud de mayor interés para la ingeniería solar. Las redes de estaciones meteorológicas automáticas miden la irradiancia, el valor instantáneo de la energía solar que alcanza la superficie que es almacenada, filtrada y puesta a disposición de los usuarios como irradiación en base horaria, diaria o mensual.

2.2.2.2. Instrumentos para la medida de la irradiación

Existen dos tipos de instrumentos básicos para la medida de la radiación solar, el piranómetro y el pirheliómetro.

El piranómetro (Figura 2.17) recibe la radiación en todas direcciones del hemisferio y por lo tanto mide la radiación global, es decir, la adición de radiación directa y difusa incidentes en una superficie.

El pirheliómetro tiene una abertura colimada que restringe su visión de la esfera celeste, generalmente 5° , y por ello se utiliza para la medida de la radiación directa enfocándolo al Sol.

En la estación meteorológica del laboratorio (Lab. FREE) se usa un piranómetro para medir los datos de irradiancia utilizados para realizar la evaluación técnica.

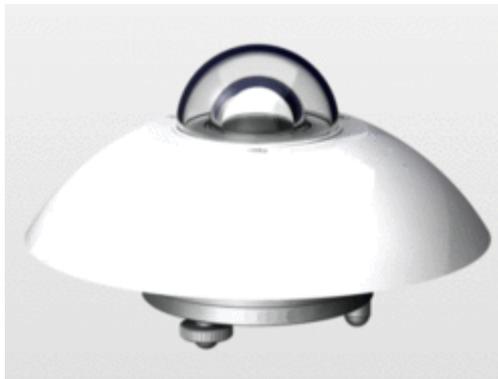


Figura 2.17 Piranómetro

Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki/Piran%C3%B3metro>, (consulta: sábado, 5 de enero del 2013)

2.2.2.3. Instrumentos para la medida de las horas de sol

Las estaciones meteorológicas más sencillas no disponen de medidas de irradiancia y, en ocasiones, emplean otros equipos, como heliógrafos, que permiten estimar la irradiación de forma indirecta.

Los heliógrafos miden el intervalo de tiempo durante el cual se tiene radiación solar directa superior a un umbral de 120 Wm^{-2} . La duración de las horas de radiación solar directa es determinada en muchos más lugares que la irradiancia. Esto es debido al

costo y fiabilidad de los instrumentos utilizados para realizar estas medidas.

2.2.2.4. Insolación máxima

El intervalo de tiempo transcurrido entre la salida y la puesta de Sol, define el máximo tiempo de radiación solar directa posible o insolación máxima. La insolación máxima (ecuación 61), naturalmente depende de la localidad estudiada, el ángulo horario solar y el día del año. Asumiendo que en el instante de salida y puesta del sol, la altura solar es nula.

$$\eta_{s,m\acute{a}x} = \frac{2\omega_{s,p}}{15^\circ} = \frac{2 \cdot \arccos(-\operatorname{tg}\varphi \cdot \operatorname{tg}\delta_s)}{15^\circ} \quad (61)$$

Donde $\omega_{s,p}$ es el ángulo horario en la puesta del sol, y

$\eta_{s,m\acute{a}x}$ el número máximo de horas con radiación solar directa.

2.2.3. Paneles solares

El panel solar es el componente principal del sistema fotovoltaico, pues este es el que transforma la energía de los rayos solares en energía eléctrica. El panel solar está compuesto por celdas solares conectadas eléctricamente entre sí, estas pueden estar conectadas en serie o en paralelo dependiendo de la tensión o corriente a la que han sido diseñadas. Los paneles solares producen energía eléctrica de corriente directa (DC).

Existen tres tipos de paneles solares que vienen dados por la tecnología de fabricación de las células o celdas solares.

- Paneles de silicio monocristalino: empleados en instalaciones de alto rendimiento debido a su gran confiabilidad y duración, aunque su precio es ligeramente mayor que los otros tipos. Son los más eficientes debido a que su estructura atómica es muy ordenada (eficiencia 15-18%).
- Paneles de silicio policristalinos: empleados en instalaciones comunes ya que son ligeramente más baratos que los monocristalinos, aunque su eficiencia es

menor puesto que su estructura atómica no es tan ordenada (eficiencia 12-14%).

- Paneles de silicio amorfo: se los usa en pequeñas instalaciones como calculadoras, tienen la menor eficiencia que los 2 anteriores, pero su precio es mucho menor. Además, son delgados y ligeros, hechos en forma flexible y son menos susceptibles a los cambios de temperatura (eficiencia <10%).

CAPÍTULO 3

3. SISTEMAS HIBRIDOS

Se denominan sistemas híbridos a aquellos sistemas que se producen por la asociación de dos o más fuentes de energía con el objetivo básico de generar energía eléctrica para una determinada carga aislada de la red o integrada al sistema.

Los sistemas híbridos son normalmente compuestos por fuentes renovables cuyos recursos son prácticamente inagotables y de ser necesario son complementados con otro tipo de energía proveniente de motores de combustión interna, constituyéndose en una concreta opción compatible a nivel medio ambiental y social.

3.1. Esquema de un sistema híbrido típico

Un sistema híbrido para producción de energía eléctrica típicamente está conformado por dos fuentes de energía renovables como el viento y el sol (figura 3.1).

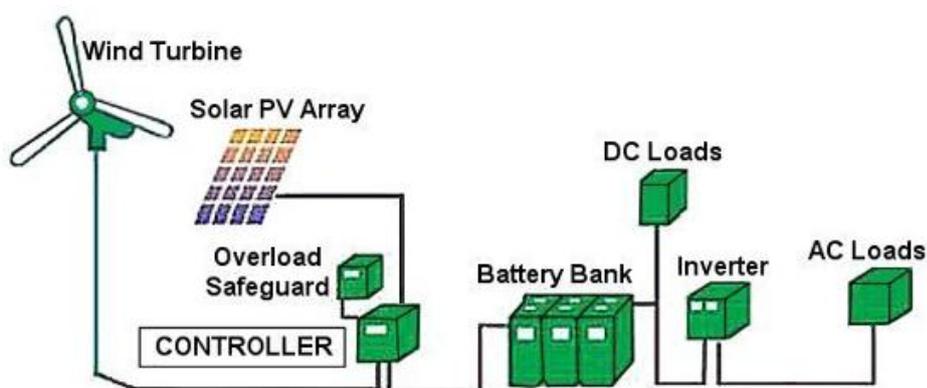


Figura 3.1 Sistema Híbrido Solar – Eólico

Fuente: www.innovationsolar.hk, sábado, 19 de enero del 2013

Existe un elemento controlador que se instala entre el aerogenerador y el banco de baterías para evitar sobrecargas, y luego los equipos que trabajen con corriente continua pueden conectarse al banco de baterías. Los consumidores (equipos de hogar y oficina, etc.) que utilizan corriente alterna se conectan a un inversor es el que transforma la corriente continua en corriente alterna.

3.2. Componentes y especificaciones técnicas

3.2.1. Paneles solares

El sistema fotovoltaico del LAB FREE está compuesto por 6 paneles solares de 3 modelos y capacidades diferentes, dos de 100 W, dos de 200 W y dos de 110 W, siendo los dos primeros de marca china y el último de procedencia alemana. A continuación en las Tablas 4, 5 y 6, se presenta las especificaciones de los tres modelos mencionados.

**TABLA 4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PANEL
SOLAR MODELO JYSP-100W**

Marca	Jiaoyang
Modelo	JYSP-100 w
Potencia pico (Pmax)	100±3% w
Tensión en punto máximo potencia (Vmp)	31.76 v
Corriente en punto máximo potencia (Imp)	3.16 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	41.91 V
Corriente en corto circuito (Isc)	3.64 A
Numero de celdas	72
Tipo de celdas	monocristalino
Dimensiones	1580x808x35 mm
Datos referidos a condiciones estándar de ensayo: 1000w/m ² ; AM1,5; 25°C	

**TABLA 5. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PANEL
SOLAR MODELO JYSP-200W**

Marca	Jiaoyang
Modelo	JYSP-200 w
Potencia pico	200±3% w
Tensión en punto máximo potencia	44.46 v
Corriente en punto máximo potencia	4.509 A
Tensión en circuito abierto	57.26 V
Corriente en corto circuito	4.74 A
Numero de celdas	96
Tipo de celdas	monocristalino
Dimensiones	1580x1060x35 mm
Datos referidos a condiciones estándar de ensayo: 1000w/m ² ; AM1,5; 25°C	

**TABLA 6. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PANEL
SOLAR MODELO**

SF 115/2-110

Marca	Solar-fabrik AG
Modelo	SF 115/2-110
Potencia pico	110±2.5% w
Tensión en punto máximo potencia	16.61 v
Corriente en punto máximo potencia	6.62 A
Tensión en circuito abierto	21.3 V
Corriente en corto circuito	7.55 A
Numero de celdas	36
Tipo de celdas	monocristalino
Dimensiones	1491x669x35 mm
Datos referidos a condiciones estándar de ensayo: 1000w/m ² ; AM1,5; 25°C	

Para una mayor comprensión de los valores eléctricos dados en las tablas antes indicadas, se presenta la Figura 3.2 donde se ubican estos valores sobre una curva característica de un panel solar.

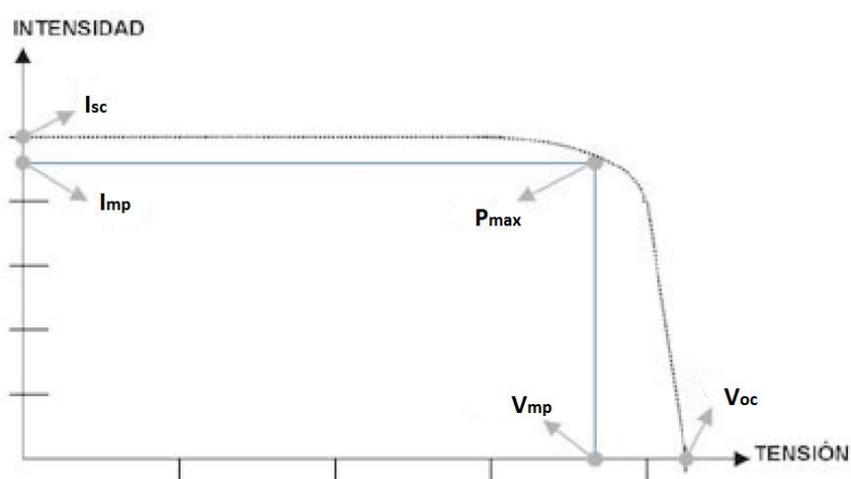


Figura 3.2 Curva característica tensión-intensidad de un panel solar

Fuente: <http://jmirez.wordpress.com/2011/03/28/218-curvas-genericas-de-corriente-y-voltaje-en-celulas-solares/> (consulta: viernes, 16 de noviembre del 2012)

Si se suma la potencia máxima de cada panel, se obtiene el total de potencia que el sistema solar aporta al sistema híbrido; la suma de las dos potencias equivale a 820 W de potencia pico. Cabe recalcar que este es un valor teórico el cual por lo general difiere en la aplicación, siendo la potencia real menor o igual a 820 W.

Los paneles solares de marca Jiaoyang están soportados por una estructura de aluminio estática, mientras que el panel alemán de la compañía solar Fabrik, esta soportado por una estructura de acero, la misma que es móvil puesto que se puede modificar la inclinación de los paneles.

Todos los paneles deben estar a una inclinación de 2 grados hacia el norte para un óptimo aprovechamiento de la radiación solar durante el día.

3.2.2. Funcionamiento de colectores solares

Los parámetros bajo los cuales los sistemas solares fotovoltaicos operan en una localización dada, causan que el voltaje de salida DC varíe en un rango considerable durante todo el año. Algunos de esos parámetros sufren variaciones aleatorias, tales como los niveles de insolación durante cubiertas de nubes intermitentes.

Por lo tanto, los valores de voltaje e intensidad que se muestran en las tablas anteriores no serán los reales, puesto que en días nublados la radiación será menor que los 1000 W/m^2 lo cual implicará una reducción de tensión y por tanto una reducción de potencia generada. En la Figura 3.3 se presenta las diferentes curvas características tensión-intensidad de un panel solar según sea la intensidad de radiación incidente sobre él.

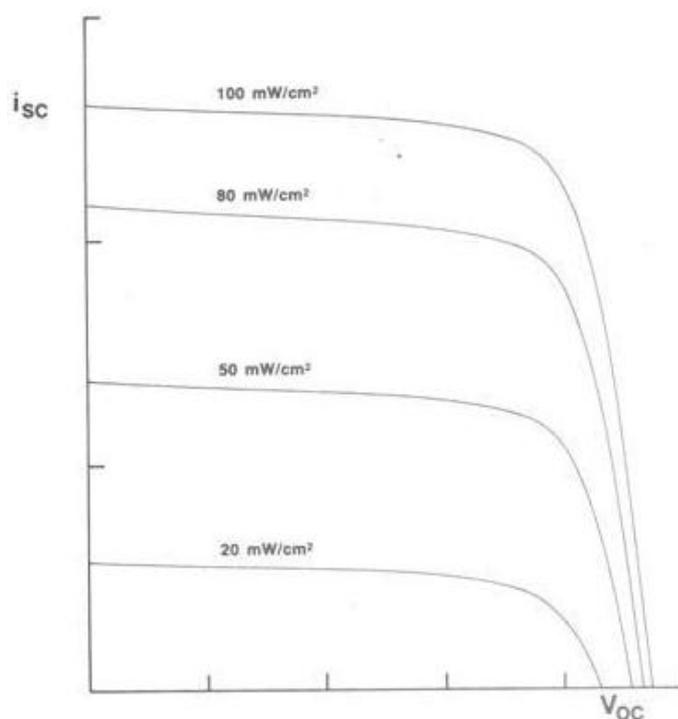


Figura 3.3 Efecto de la irradiación sobre la característica I-V de un generador fotovoltaico.

Fuente:

http://www.solartronic.com/Energia_Solar/Sistemas_Fotovoltaicos/Curso_Breve/4_Curvas_Caracteristicas/ (consulta: jueves, 25 de octubre del 2012)

Los paneles solares también se ven afectados por la temperatura del ambiente, cuanto más incrementa la temperatura por encima de 25 °C los valores de potencia, tensión e intensidad serán menores. Esto se puede apreciar gráficamente en la Figura 3.4.

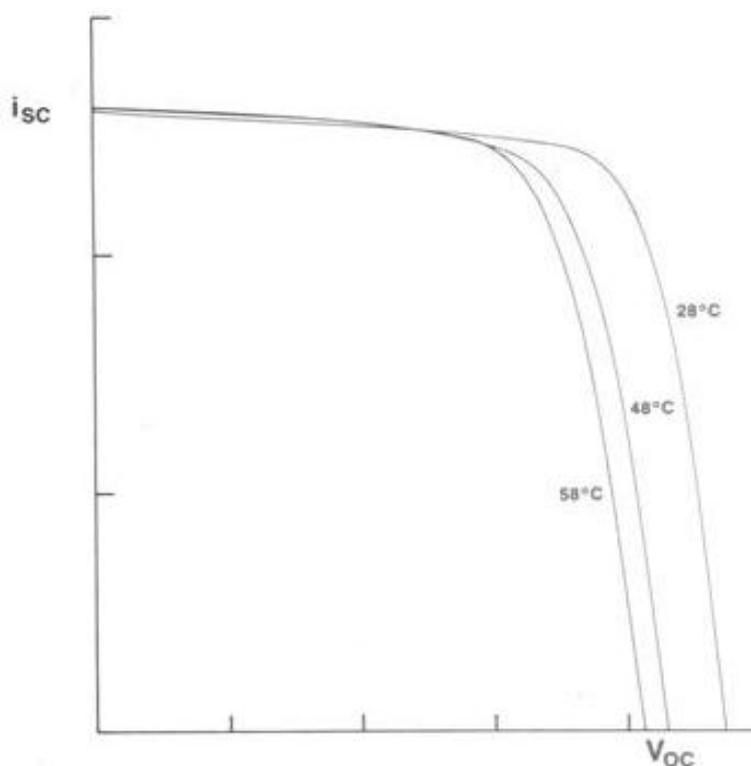


Figura 3.4 Influencia de la temperatura en la curva característica de un panel solar (radiación constante).

Fuente:

http://www.solartronic.com/Energia_Solar/Sistemas_Fotovoltaicos/Curso_Breve/4_Curvas_Caracteristicas/ (consulta: jueves, 25 de octubre del 2012)

Si bien los parámetros ambientales definen el tipo de curva en el que opera el panel, existen otros parámetros eléctricos del sistema que determinan el punto de operación. Estos parámetros suelen ser la resistencia que impone la batería mientras esta se está cargando, o la carga a la cual el sistema está conectado. Depende de este punto de operación la potencia que el panel solar genere. En la Figura 3.2 se

muestra la variación de la potencia según el punto de operación y se ubica el punto donde la potencia es máxima.

3.2.3. Aerogeneradores

Los aerogeneradores son básicamente generadores de energía eléctrica debido a la acción del viento; el laboratorio FREE cuenta con un aerogenerador marca Bornay, Modelo 1500.



Figura 3.5 Aerogenerador del Lab. FREE – ESPOL

Fuente: Ruiz J, Peña J, Fernández A.

3.2.4. Funcionamiento del aerogenerador

El generador rompe la inercia del sistema cuando la velocidad del viento es de 3.5 m/s. Una vez que este arranca se mantiene girando aunque la velocidad del viento disminuya hasta 1 m/s, y comienza a detenerse a velocidad del viento menor que esta. Luego, para volver a girar necesita otra vez que el viento alcance la velocidad de 3.5 m/s. A medida que se va incrementado la velocidad, se va incrementando la potencia que corresponde a la variación con el cubo de la velocidad, y al llegar a 12 m/s alcanza su potencia nominal, esto es 1500 W.

Cuando el sistema supera esta velocidad, empieza a calentarse y se degrada la curva de potencia, y al llegar a 15 m/s el sistema se frena automáticamente. A la velocidad de 15 m/s las aspas comienzan a ponerse en posición paralela al viento y el generador se inclina, la cola y el alerón bajan su posición y al mismo tiempo la parte del generador que está en contacto con las aspas se eleva, al estar las aspas en posición paralela el viento su velocidad empieza a disminuir y se coloca en posición original. Este proceso se repite mientras existan velocidades iguales o mayores a 15 m/s.

En la Figura 3.6 se muestra la curva de potencia del aerogenerador la cual ha sido obtenida de la página web (www.bonay.com) del fabricante, donde se publica un ensayo de curva de potencia realizado por el departamento de energías renovables CIEMET en Madrid, España.

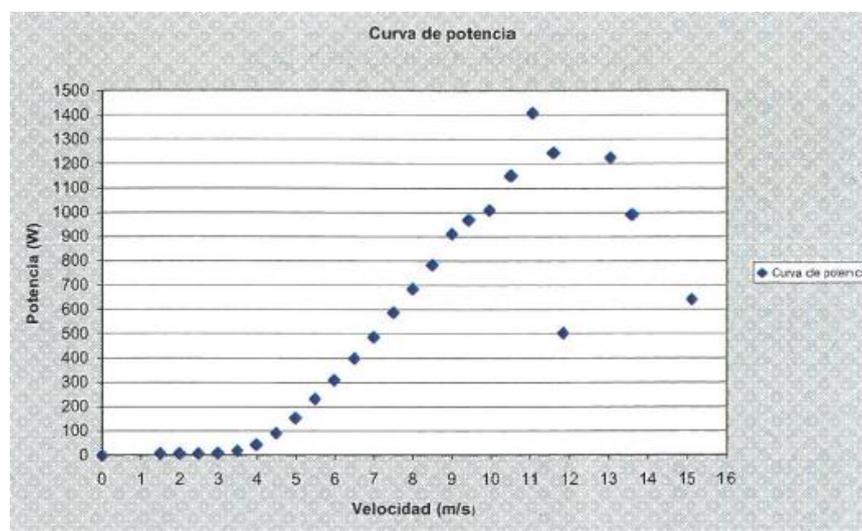


Figura 3.6 Curva de potencia medida de un aerogenerador Bornay Inclín Neo 1500.

Fuente: Cruz, Ignacio. Informe de ensayo de curva de potencia aerogenerador Bornay Inclín Neo 1500. Madrid, España: Departamento de energías renovables del CIEMET, 2008

Es importante conocer las condiciones ambientales y técnicas con las que se realizó el ensayo para la obtención de la curva presentada en la Figura 3.6, y que se describe a continuación:

- La recopilación de datos fue realizada basada en la norma IEC 61400-121
- Densidad de aire entre 1,027 y 1,154 Kg/m^3
- Voltaje de conexión a baterías de entre 23,94 V y 26,46 V.

3.2.5. Reguladores

Un regulador es un dispositivo electrónico diseñado con la finalidad de proteger aparatos eléctricos o electrónicos sensibles a las variaciones de voltaje y ruido que pueden estar presentes en la corriente alterna.

3.2.5.1. Reguladores del sistema solar

Cada par de paneles iguales están conectados en serie entre sí, y a su vez cada par está conectado a un regulador distinto, por lo tanto, en el sistema fotovoltaico habrá 3 reguladores, los cuales están conectados al mismo banco de baterías.

Dos reguladores de marca Phocos están conectados a los paneles de origen chinos Jiaoyang y uno de marca Steca está conectado al panel alemán solar-Fabrik. A continuación en las Tablas 7 y 8 se presenta las especificaciones técnicas más importantes de los dos diferentes reguladores mencionados.

TABLA 7. CARACTERÍSTICAS REGULADOR PHOCOS

Marca	Pocos	
Modelo	CIS 20	
Tensión nominal	12 V / 24 V	
Intensidad máxima de generación	20 A	
Intensidad máxima de consumo	20 A	
Protección de sobrecarga	Elevación de tensión	14,4 / 28,8 V (25 °C), 2 h
	Nivelación de voltaje	14,8 / 29,6 V (25 °C), 2 h
	Tensión final de carga	13,8 / 27,2 V (25 °C)
Máximo autoconsumo	5mA-8mA a 12V / 6mA-10mA a 24V	

TABLA 8. CARACTERÍSTICAS REGULADOR STECA

Marca	Steca	
Modelo	Tarom 235	
Tensión nominal	12 V	
Intensidad máxima de generación	35 A	
Intensidad máxima de consumo	35 A	
Protección de sobrecarga	Elevación de tensión	14,4V (25 °C), 2 h
	Nivelación de voltaje	14,7V (25 °C), 2 h
	Tensión final de carga	13,7V (25 °C)
Máximo autoconsumo	14 mv	

3.2.5.2. Regulador del sistema eólico

El recurso eólico no está disponible de manera constante, debido a que las variaciones en la generación de energía eléctrica son amplias, pues dependen de la velocidad a la cual circule el viento en la zona.

Es necesario que exista un regulador como el mostrado en la Figura 3.7 que se instala entre el aerogenerador y las baterías del sistema para que se controle el paso de corriente a las mismas, y en caso de que estas se encontraran cargadas en su totalidad, el regulador cuenta con una resistencia interna que disiparía dicha energía excedente en forma de calor.



Figura 3.7. Regulador eólico Bornay

Fuente: Ruiz J, Peña J, Fernández A.

3.2.6. Inversores

El inversor es un elemento utilizado para convertir un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, el cual será de magnitud y frecuencia según sean los requerimiento del sistema en el cual se van a emplear.

3.2.6.1. Inversores en el sistema previo

El sistema de generación original contaba con un inversor de onda senoidal modificada (Figura 3.8) el cual recibía la energía que provenían de los paneles solares, y enviaba dicha energía al sistema de iluminación del laboratorio.



Figura 3.8. Inversor 800W EVL

Fuente: Ruiz J, Peña J, Fernández A.

3.2.6.2. Inversores en el sistema rediseñado

El sistema de aprovechamiento de la energía rediseñado, consta de dos inversores de onda senoidal pura, mostrados en las Figuras 3.9 y 3.10, sirven para proveer de iluminación al laboratorio.



Figura 3.9. Phoenix Multipower 3000W Inverter



Figura 3.10. Sunforce 11240 1000W Inverter

3.2.7. Baterías

El banco de baterías (Figuras 3.11 y 3.12) es uno de los componentes principales del sistema híbrido, ya que permite tener disponibilidad de la energía producida durante el tiempo en el que no hay disponibilidad del recurso que la produce.

El sistema híbrido está conformado por dos bancos de baterías, uno para el sistema eólico y otro para el sistema fotovoltaico.



Figura 3.11 Banco de baterías sistema fotovoltaico

Fuente: Ruiz J, Peña J, Fernández A.



Figura 3.12 Banco de baterías sistema eólico

Fuente: Ruíz J, Peña J, Fernández A.

3.2.8. Otros componentes

El proceso de reinstalación requirió el uso de otros componentes como cables, interruptores, tuberías y elementos para fijación de la misma (Figura 3.13).



Figura 3.13. Cable 3x10 AWG Concéntrico

Fuente: Ruíz J, Peña J, Fernández A.

CAPÍTULO 4

4. EVALUACION TÉCNICA

4.1. Ubicación geográfica

El Laboratorio de Fuentes Renovables de Energía (FREE) se encuentra localizado en la Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la Producción de la Escuela Superior Politécnica del Litoral, en la ciudad de Guayaquil, al igual que su estación meteorológica, la cual provee de la siguiente información: dirección y velocidad del viento, presión y temperatura ambiental, así como insolación global y reflejada, y humedad relativa. Mayores detalles se presenta en la Tabla 9.

TABLA 9. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL LABORATORIO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA

Nombre	Laboratorio de Fuentes Renovables de Energía
Ubicación Política	Guayaquil – Ecuador
Ubicación Geográfica	Latitud: 02° 08' 38" S Longitud: 79° 57' 57" W
Elevación	110 m.s.n.m.
Altura del anemómetro	10,50 m.
Instituto Responsable	ESPOL

4.2. Temperatura ambiente y densidad del aire

Estos parámetros fueron obtenidos a partir de datos recopilados por la estación meteorológica durante los últimos 5 años, los promedios anuales de presión y temperatura se presenta en la Tabla 10.

TABLA 10. DATOS DE PRESIÓN Y TEMPERATURA DEL AIRE

Presión y Temperatura del Aire					
Año	2008	2009	2010	2011	2012
Presión (KPa)	100,13	99,86	99,52	98,89	97,86
Temp. Amb. (°C)	24,24	25,03	24,98	25,09	24,95

Considerando el aire como gas ideal, se puede determinar su densidad a partir de los datos de presión y temperatura, utilizando la ecuación de los gases ideales.

$$P = \rho * R * T \quad (62)$$

Dónde: P es la presión a la que se encuentra el aire (Pa).

R es la constante del aire $\frac{J}{Kg \text{ } ^\circ K}$

T es la temperatura del aire (K)

ρ es la densidad del aire a dichas condiciones en $\frac{Kg}{m^3}$

Para determinar la densidad se utiliza la ecuación 62, y de manera representativa se muestra el cálculo de la misma para el año 2008.

$$\rho = \frac{100,13 * 1000 Pa}{287 \frac{J}{Kg \text{ } ^\circ K} * (24,24 + 273,15)^\circ K}$$

$$\rho = 1,17 Kg/m^3$$

Del mismo modo se procede con el cálculo de la densidad promedio para los siguientes años, tal como se presenta en la Tabla 11.

TABLA 11. DENSIDADES ANUALES DEL AIRE

Densidad del Aire					
Año	2008	2009	2010	2011	2012
Densidad (kg/m³)	1,17	1,17	1,16	1,16	1,14

Fuente: registros anuales tomados con los equipos del lab. FREE

4.3. Determinación de clase de terreno

La clase de terreno se define de acuerdo a las características del mismo, y el laboratorio de acuerdo a su ubicación y distribución de los edificios que se encuentran en su cercanía, por lo que le corresponde una rugosidad de clase 3, de acuerdo a la Tabla 2 del Capítulo 2.

A cada clase de terreno le corresponde su longitud de rugosidad característica, la cual es de gran ayuda al momento de representar matemáticamente el perfil vertical de velocidades del viento, ya que el mismo se verá afectado de distintas maneras de acuerdo al terreno por el cual fluye.

4.4. Perfil vertical del viento

Entre los factores de importancia que determinan el lugar de instalación de un aerogenerador se encuentra el perfil vertical del viento, el cual tiene una forma exponencial.

Aplicando la ecuación 23 se tiene que:

$$\alpha = 0,24 + 0,04 \ln 3 + 0,003(\ln 3)^2$$

$$\alpha = 0,2875$$

Por lo tanto, reemplazando el valor de α , la velocidad media anual del año en cuestión, y la altura del equipo de medición (anemómetro), en la ecuación 22, se muestra a manera de ejemplo la ecuación que se obtendría para el año 2012.

$$v' = 2,0158 \left(\frac{z'}{10} \right)^{0,2875}$$

De esta manera se obtienen 5 ecuaciones diferentes para los 5 años de medición, mediante las cuales se grafica el perfil de velocidad correspondiente para cada año. En las Figuras 4.1 hasta la 4.5 se muestran los perfiles de velocidad obtenidos para los 5 años, en orden cronológico.

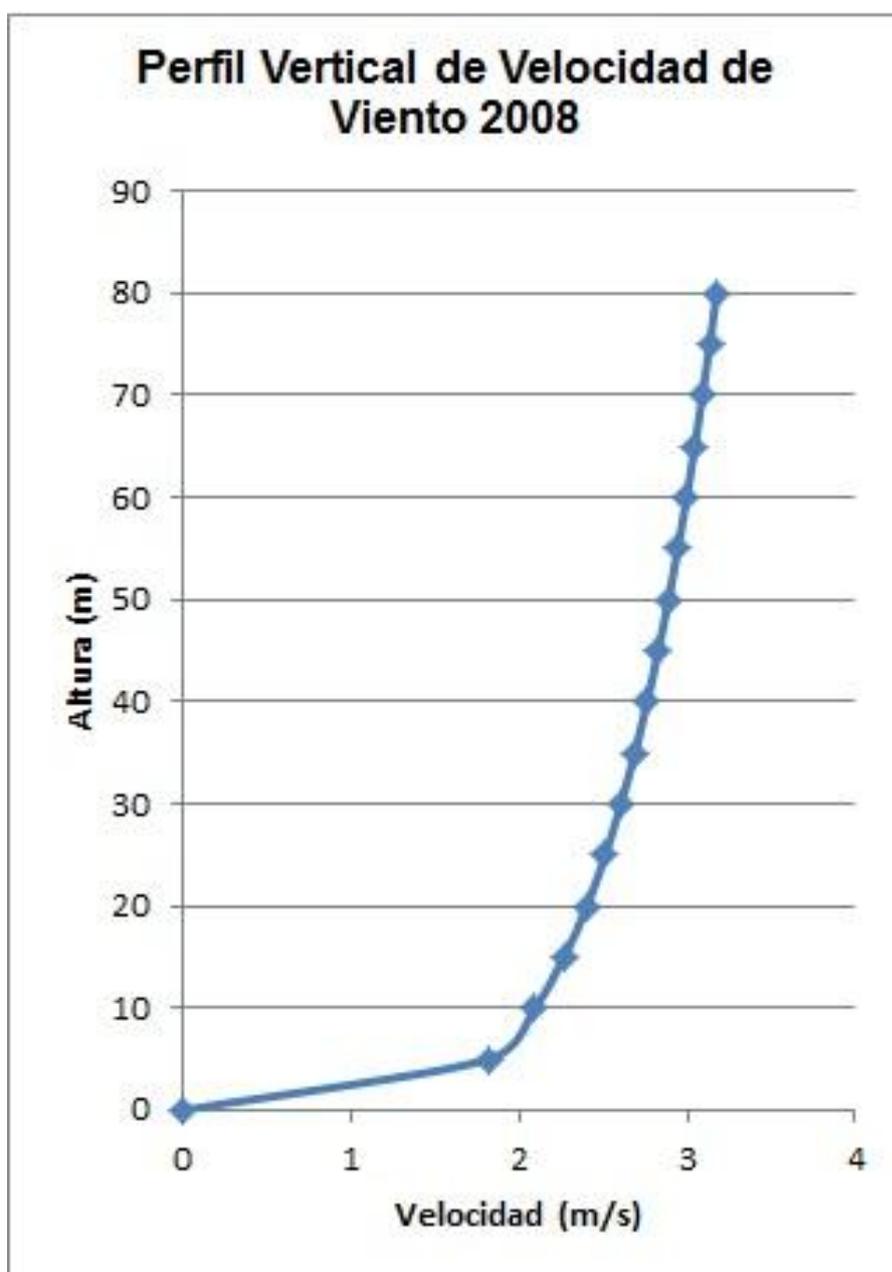


Figura 4.1 Perfil de velocidad del viento para el año 2008

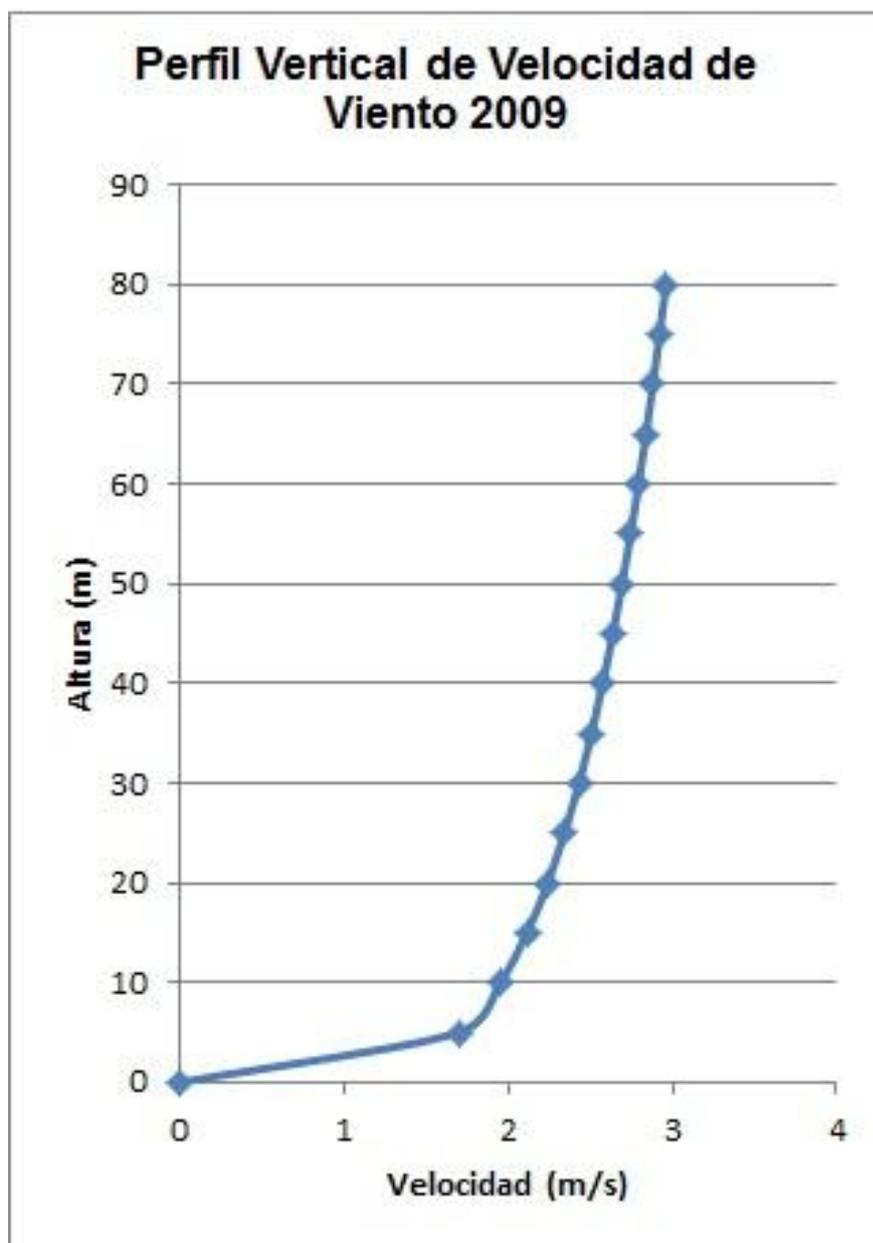


Figura 4.2. Perfil de velocidad del viento para el año 2009

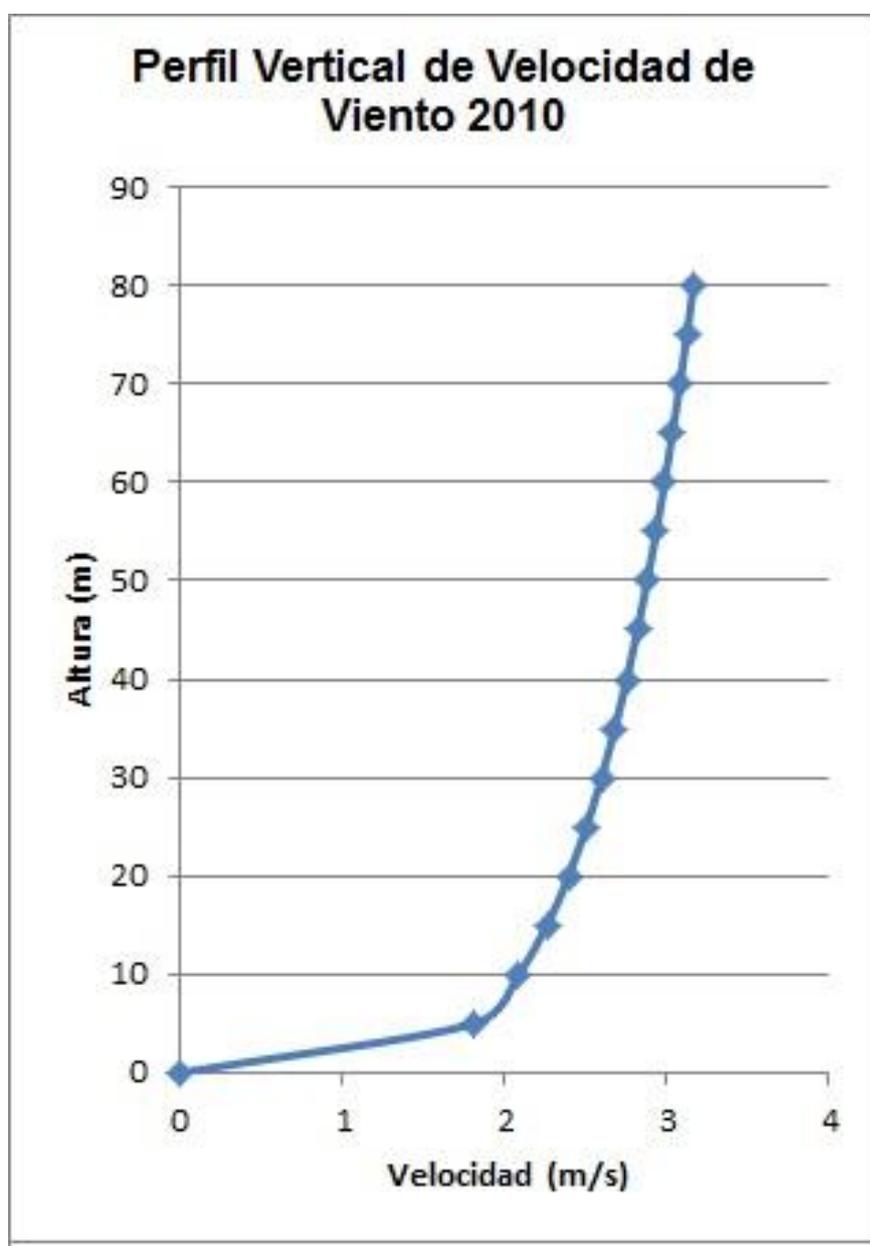


Figura 4.3. Perfil de velocidad del viento para el año 2010

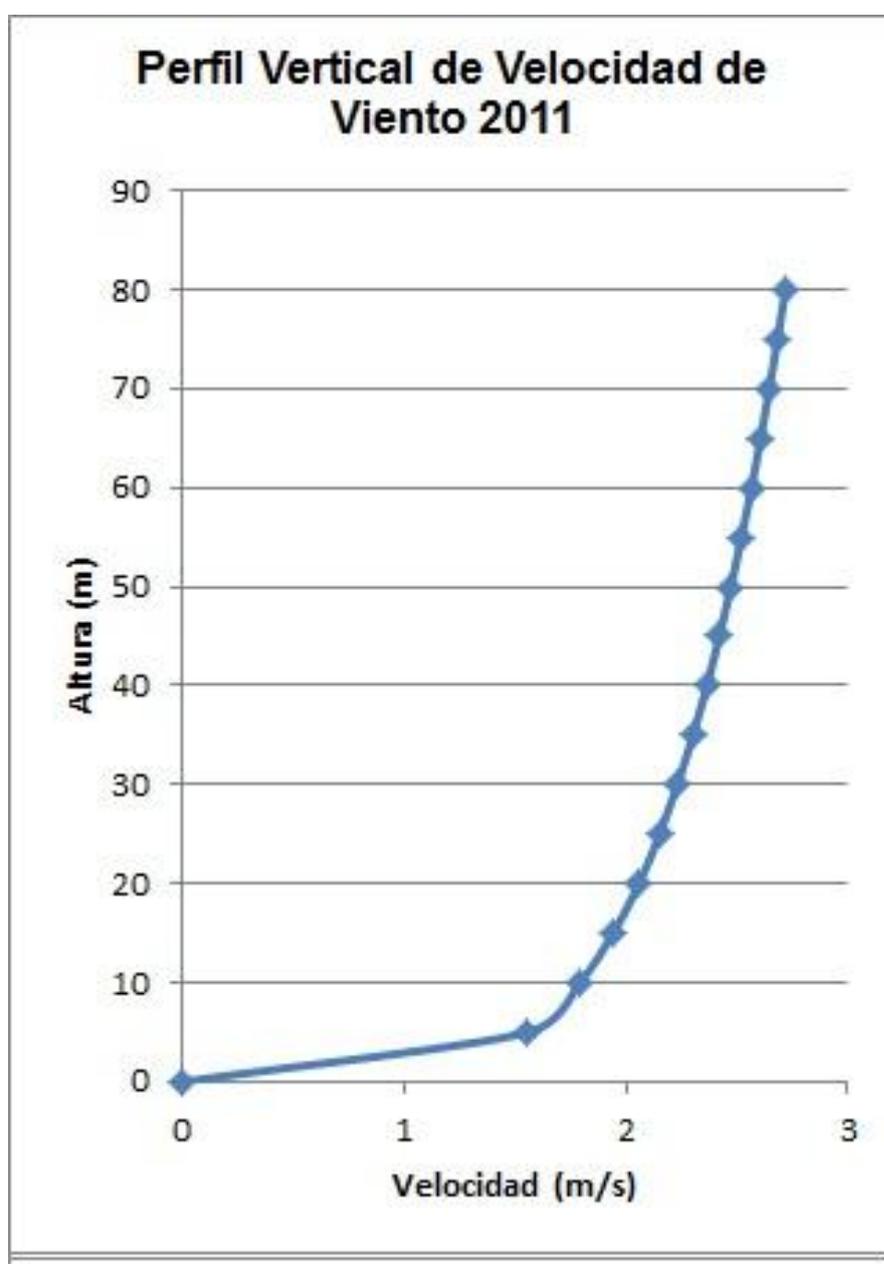


Figura 4.4 Perfil de velocidad del viento para el año 2011

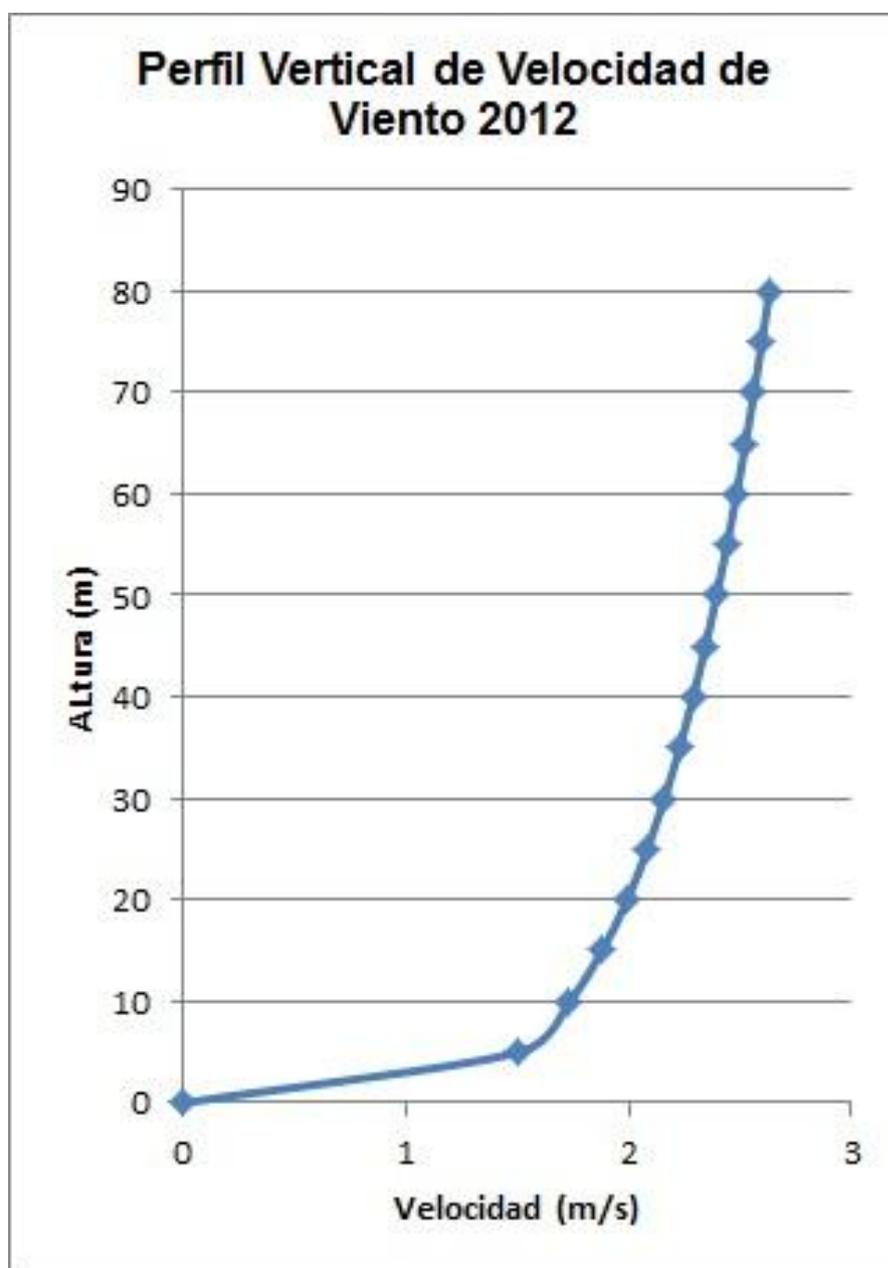


Figura 4.5. Perfil de velocidad del viento para el año 2012

4.5. Determinación de la rosa de los vientos

La rosa de los vientos nos permite visualizar las direcciones dominantes de las corrientes de aire, para predecir su comportamiento.

Actualmente se han estandarizado algunos modelos que han dividido a la rosa en 8, 12, y 16 direcciones predominantes, en algunos casos sus diámetros representan las magnitudes de las velocidades medias en cada dirección, y en otros casos representan la frecuencia con la que ocurren vientos en dichas direcciones.

Una rosa de los vientos es una herramienta de suma importancia al momento de situar un aerogenerador, pues ayuda a orientarlo hacia la dirección en la que existe una mayor frecuencia de incidencia de viento.

La rosa de los vientos está sectorizada por rangos de valores angulares, los cuales indican su dirección, partiendo como referencia que el norte se ubica a 0°.

Un ejemplo para la elaboración de la rosa de los vientos se muestra en la Tabla 12.

TABLA 12. TABLA PARA ELABORACIÓN DE ROSA DE LOS VIENTOS

345° a 15°	Norte
15° a 45°	
45° a 75°	
75° a 105°	Este
105° a 135°	
135° a 165°	
165° a 195°	Sur
195° a 225°	
225° a 255°	
255° a 285°	Oeste
285° a 315°	
315° a 345°	

Considerando los datos obtenidos de la estación meteorológica ubicada en el laboratorio FREE durante los últimos 5 años, se presenta las Tablas 13 a 17, de frecuencias con sus respectivas rosas de los vientos mostradas a través de las figuras 4.6 a la 4.10.

TABLA 13. FRECUENCIA DE VIENTOS AÑO 2008

345° a 15°	Norte	738
15° a 45°		553
45° a 75°		585
75° a 105°	Este	678
105° a 135°		1174
135° a 165°		1765
165° a 195°	Sur	3952
195° a 225°		10011
225° a 255°		8037
255° a 285°	Oeste	3453
285° a 315°		1967
315° a 345°		1103

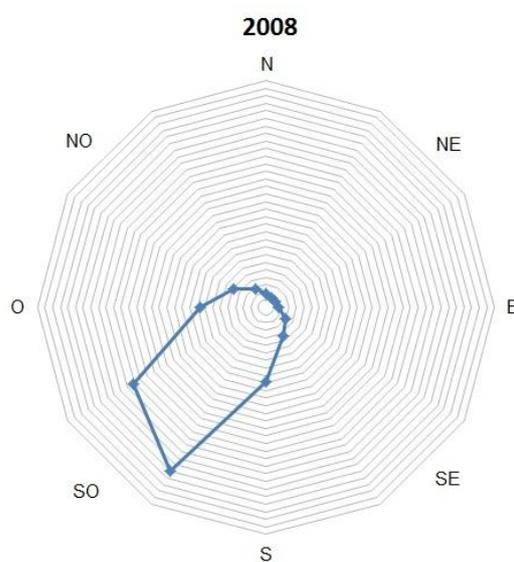


Figura 4.6. Rosa de los vientos año 2008

TABLA 14. FRECUENCIA DE VIENTOS AÑO 2009

345° a 15°	Norte	1980
15° a 45°		1323
45° a 75°		1416
75° a 105°	Este	1417
105° a 135°		2180
135° a 165°		2867
165° a 195°	Sur	5295
195° a 225°		13670
225° a 255°		10675
255° a 285°	Oeste	5097
285° a 315°		3925
315° a 345°		2715

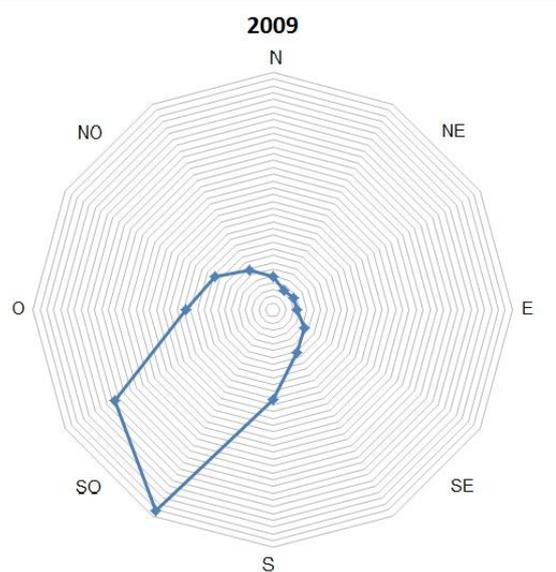


Figura 4.7. Rosa de los vientos año 2009

TABLA 15. FRECUENCIA DE VIENTOS AÑO 2010

345° a 15°	Norte	2077
15° a 45°		1930
45° a 75°		2345
75° a 105°	Este	2147
105° a 135°		2328
135° a 165°		2941
165° a 195°	Sur	3717
195° a 225°		5305
225° a 255°		13140
255° a 285°	Oeste	6848
285° a 315°		6768
315° a 345°		3019

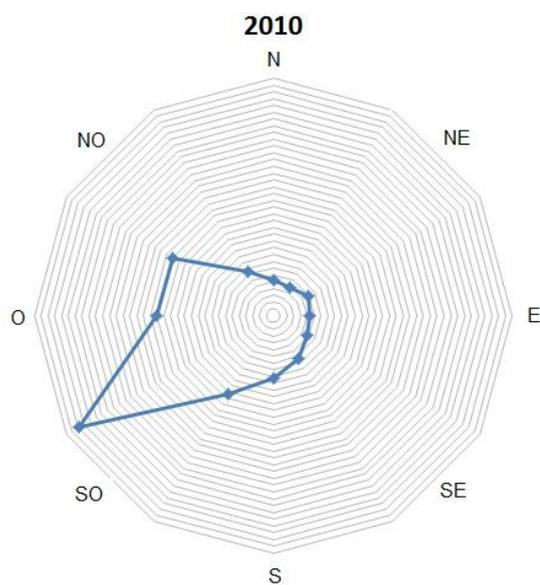
**Figura 4.8. Rosa de los vientos año 2010**

TABLA 16. FRECUENCIA DE VIENTOS AÑO 2011

345° a 15°	Norte	2115
15° a 45°		1630
45° a 75°		1776
75° a 105°	Este	1778
105° a 135°		2500
135° a 165°		2904
165° a 195°	Sur	4942
195° a 225°		12223
225° a 255°		10360
255° a 285°	Oeste	5398
285° a 315°		4230
315° a 345°		2704

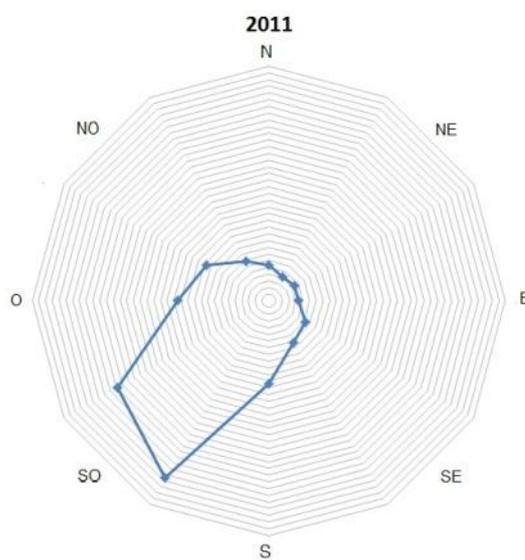


Figura 4.9. Rosa de los vientos año 2011

TABLA 17. FRECUENCIA DE VIENTOS AÑO 2012

345° a 15°	Norte	2342
15° a 45°		1493
45° a 75°		1403
75° a 105°	Este	1656
105° a 135°		2350
135° a 165°		3039
165° a 195°	Sur	5054
195° a 225°		11612
225° a 255°		9886
255° a 285°	Oeste	5650
285° a 315°		4514
315° a 345°		2935

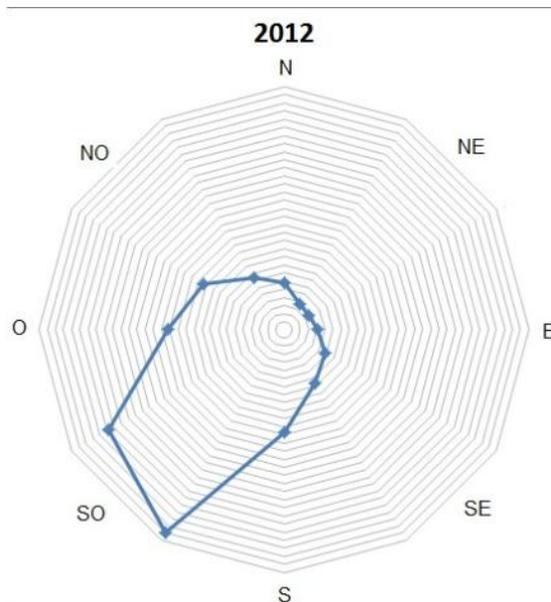


Figura 4.10. Rosa de los vientos año 2012

4.6. Estadísticas de variación de velocidad del viento

Para predecir el comportamiento del viento en el futuro, es necesario contar con información histórica y darle un tratamiento estadístico. En el laboratorio FREE, se tiene un sistema de medida que capta velocidades instantáneas del viento cada segundo, y mediante un software estas se promedian cada 10 minutos y se almacenan en una base de datos. Este sistema ha sido instalado desde mayo del 2008, por lo tanto se tiene registros históricos de la velocidad del viento de alrededor de 5 años.

Para tener una idea gráfica del comportamiento histórico del viento, se grafican histogramas, para esto es necesario definir clases que representen un rango de velocidades y contabilizar el número de datos que se encuentren dentro del rango de cada clase. La razón de las frecuencias obtenidas sobre el número total de datos de la muestra, equivale a la frecuencia relativa, con este valor (frecuencia relativa) se obtiene la frecuencia acumulada, estos resultados se muestran en las Tablas 18, 20, 22, 24 y 26 para los años 2008, 2009, 2010, 2011 y 2012 respectivamente. Los histogramas para cada año se encuentran ilustrados en orden cronológico en las Figuras 4.11, 4.12, 4.13, 4.14 y 4.15. Adicionalmente se muestra resultados de estadística descriptiva como la media, mediana,

moda, desviación estándar, varianza, valor mínimo y valor máximo, en las Tablas 19, 21, 23, 25 y 26.

TABLA 18. RESUMEN DE DATOS AÑO 2008.

<i>Clase</i>	<i>intervalo de clase (m/s)</i>	<i>centro de clase $V_i(m/s)$</i>	<i>Frecuencia n_i (10 min)</i>	<i>frecuencia relativa $f_i=n/N$</i>	<i>% acumulado</i>
1	$0 \leq v \leq 1$	0,5	6788	0,1995	19,95%
2	$1 < v \leq 2$	1,5	9159	0,2692	46,87%
3	$2 < v \leq 3$	2,5	7597	0,2233	69,20%
4	$3 < v \leq 4$	3,5	4809	0,1414	83,34%
5	$4 < v \leq 5$	4,5	2703	0,0795	91,28%
6	$5 < v \leq 6$	5,5	1520	0,0447	95,75%
7	$6 < v \leq 7$	6,5	824	0,0242	98,17%
8	$7 < v \leq 8$	7,5	378	0,0111	99,29%
9	$8 < v \leq 9$	8,5	142	0,0042	99,70%
10	$9 < v \leq 10$	9,5	67	0,0020	99,90%
11	$10 < v \leq 11$	10,5	26	0,0008	99,98%
y mayor...			8	0,0002	100,00%
TOTAL (N)			34021	1	

TABLA 19. DATOS ESTADÍSTICOS AÑO 2008.

Parámetro	Valor
Media	2,5112
Mediana	2,2
Moda	1,2
Desviación estándar	1,6907
Varianza de la muestra	2,8585
Mínimo	0
Máximo	12,4

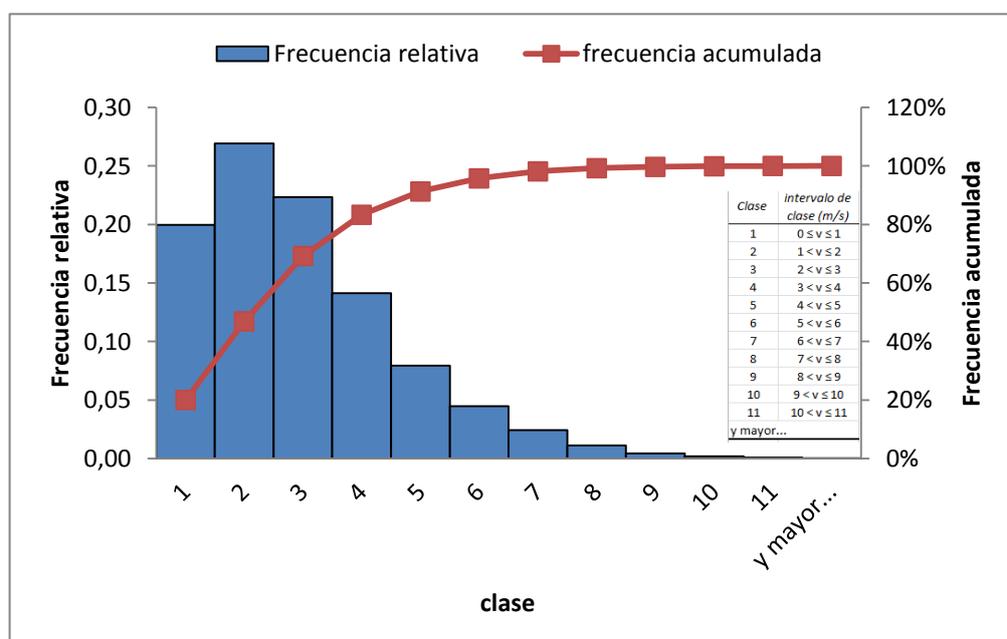


Figura 4.11 Histograma y frecuencia acumulada año 2008.

Notar que los datos de las velocidades del viento tomadas durante el año 2008 se empezaron a tomar desde el 9 de mayo, primer día en el que entro en funcionamiento el sistema de medición del lab. FREE, por esto el número total de datos es de 34021 cada 10 minutos (Tabla 18), esto representa un total de 236 días de medición de los 365 días que tiene el año. Aun así se tiene un número de datos bastante representativo como para realizar un tratamiento estadístico.

En la Tabla 19 se puede observar que la media de los datos tomados en el año en cuestión es de 2,51 m/s. Otro valor importante de recalcar de la Tabla 19 es la moda, la cual acostumbra ser 0 m/s pero en esta ocasión es de 1,2 m/s esto se puede explicar debido a que los datos ausentes para este año corresponden a los meses de menor recurso eólico (febrero, marzo y abril), donde suelen concentrarse el mayor número de velocidades nulas.

En la Figura 4.11 se aprecia que la frecuencia de velocidades para el año 2008 es un tanto similar a la función de densidad de probabilidad característica de Weibull, mostrada en la Figura 2.6, y la clase de mayor frecuencia es la 2, es decir que las velocidades que más se repitieron en este año están entre 1 m/s y 2 m/s.

TABLA 20. RESUMEN DE DATOS AÑO 2009.

<i>Clase</i>	<i>intervalo de clase (m/s)</i>	<i>centro de clase V_i(m/s)</i>	<i>Frecuencia n_i (10 min)</i>	<i>frecuencia relativa $f_i=n_i/N$</i>	<i>% acumulado</i>
1	$0 \leq v \leq 1$	0,5	13977	0,2659	26,59%
2	$1 < v \leq 2$	1,5	14233	0,2708	53,67%
3	$2 < v \leq 3$	2,5	9755	0,1856	72,23%
4	$3 < v \leq 4$	3,5	6209	0,1181	84,04%
5	$4 < v \leq 5$	4,5	3769	0,0717	91,22%
6	$5 < v \leq 6$	5,5	2280	0,0434	95,55%
7	$6 < v \leq 7$	6,5	1204	0,0229	97,84%
8	$7 < v \leq 8$	7,5	587	0,0112	98,96%
9	$8 < v \leq 9$	8,5	319	0,0061	99,57%
10	$9 < v \leq 10$	9,5	137	0,0026	99,83%
11	$10 < v \leq 11$	10,5	56	0,0011	99,94%
Y mayor...			34	0,0006	100%
total (N)			52560	1	

TABLA 21. DATOS ESTADÍSTICOS AÑO 2009.

Parámetro	valor
Media	2,3411
Mediana	1,9
Moda	0,9
Desviación estándar	1,7871
Varianza de la muestra	3,1938
Mínimo	0
Máximo	13,4

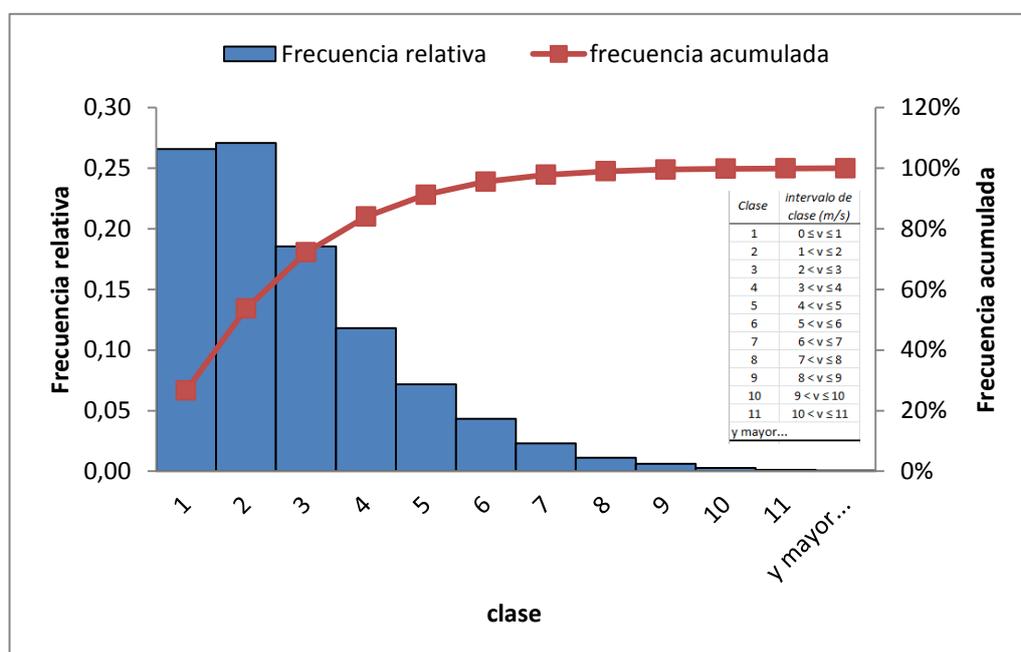


Figura 4.12. Histograma y frecuencia acumulada año 2009.

En el año 2009, a diferencia del año 2008, ya se cuenta con los datos de velocidades cada 10 minutos de todo el año, es decir, desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre. Esto se ve reflejado en la cantidad de datos N mostrada en la Tabla 20, 52560 cada 10 minutos, lo cual equivale a un total de 365 días de medición.

En la Tabla 21 se puede observar que la media de velocidad del viento para el 2009 es de 2,34 m/s, un poco menor que la del 2008. Esto concuerda con la moda (0,9 m/s) que es también menor que la del año anterior (1,2 m/s). Pero a pesar de esto en este año (2009) se obtuvo un valor máximo (13,4 m/s) que es mayor que del año 2008 (12,4 m/s), lo cual da un gran indicativo de que la media anual no es una medida precisa para evaluar el potencial eólico de un sitio, debido a que como ya se explicó en el capítulo 2, la potencia eólica depende del cubo de las velocidades del viento, esto indica que una velocidad alta por un tiempo reducido, puede producir mucha más potencia que una velocidad baja por un tiempo extenso.

En cuanto al histograma del año 2009 (Figura 4.12) se observa un incremento considerable de frecuencia para la clase 1 respecto al histograma del año 2008 (Figura 4.11), esto es debido a que en este año si se contabilizaron los meses de bajo potencial eólico, esto es, febrero, marzo y abril.

TABLA 22. RESUMEN DE DATOS AÑO 2010.

<i>Clase</i>	<i>intervalo de clase (m/s)</i>	<i>centro de clase V_i(m/s)</i>	<i>Frecuencia ni (10 min)</i>	<i>frecuencia relativa $f_i=n/N$</i>	<i>% acumulada</i>
1	$0 \leq v \leq 1$	0,5	8245	0,1569	15,69%
2	$1 < v \leq 2$	1,5	15025	0,2859	44,27%
3	$2 < v \leq 3$	2,5	12731	0,2422	68,50%
4	$3 < v \leq 4$	3,5	8025	0,1527	83,76%
5	$4 < v \leq 5$	4,5	4550	0,0866	92,42%
6	$5 < v \leq 6$	5,5	2271	0,0432	96,74%
7	$6 < v \leq 7$	6,5	1097	0,0209	98,83%
8	$7 < v \leq 8$	7,5	468	0,0089	99,72%
9	$8 < v \leq 9$	8,5	120	0,0023	99,95%
10	$9 < v \leq 10$	9,5	21	0,0004	99,99%
11	$10 < v \leq 11$	10,5	7	0,0001	100,00%
y mayor...			0	0	100,00%
total (N)			52560	1	

TABLA 23. DATOS ESTADÍSTICOS AÑO 2010.

Parámetro	Valor
Media	2,5019
Mediana	2,21
Moda	0
Desviación estándar	1,5568
Varianza de la muestra	2,4237
Mínimo	0
Máximo	10,62

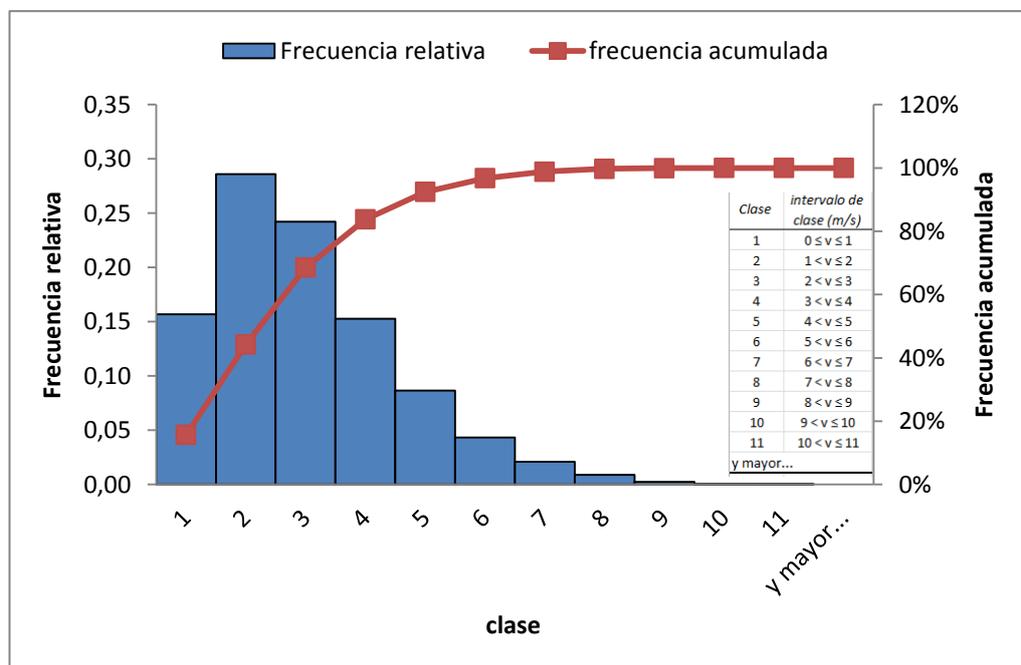


Figura 4.13. Histograma y frecuencia acumulada año 2010.

En la Tabla 22 se puede observar que la media del año en cuestión es de 2,50 m/s, la cual es bastante parecida a la del año 2008 (2,51 m/s). También se observa que la moda en este año es de 0 m/s, y que el máximo valor de velocidad promedio cada 10 minutos registrado en el año 2010 fue de 10,62 m/s, menor que los dos años anteriores.

En la Figura 4.13 se puede observar que en el año 2010 se registró una distribución de las velocidades del viento más parecida a la distribución de probabilidad de Weibull (Figura 2.6) que la de los 2 años anteriores (2008 y 2009).

TABLA 24. RESUMEN DE DATOS AÑO 2011

<i>Clase</i>	<i>intervalo de clase (m/s)</i>	<i>centro de clase V_i(m/s)</i>	<i>Frecuencia n_i (10 min)</i>	<i>frecuencia relativa $f_i=n_i/N$</i>	<i>% acumulado</i>
1	$0 \leq v \leq 1$	0,5	15800	0,3006	30,06%
2	$1 < v \leq 2$	1,5	14278	0,2717	57,23%
3	$2 < v \leq 3$	2,5	9504	0,1808	75,31%
4	$3 < v \leq 4$	3,5	5809	0,1105	86,36%
5	$4 < v \leq 5$	4,5	3416	0,0650	92,86%
6	$5 < v \leq 6$	5,5	1898	0,0361	96,47%
7	$6 < v \leq 7$	6,5	980	0,0186	98,34%
8	$7 < v \leq 8$	7,5	525	0,0100	99,33%
9	$8 < v \leq 9$	8,5	220	0,0042	99,75%
10	$9 < v \leq 10$	9,5	75	0,0014	99,90%
11	$10 < v \leq 11$	10,5	40	0,0008	99,97%
y mayor...			15	0,0003	100,00%
total (N)			52560	1	

TABLA 25 DATOS ESTADÍSTICOS AÑO 2011.

Parámetro	Valor
Media	2,1504
Mediana	1,8
Moda	0
Desviación estándar	1,7274
Varianza de la muestra	2,9839
Mínimo	0
Máximo	13

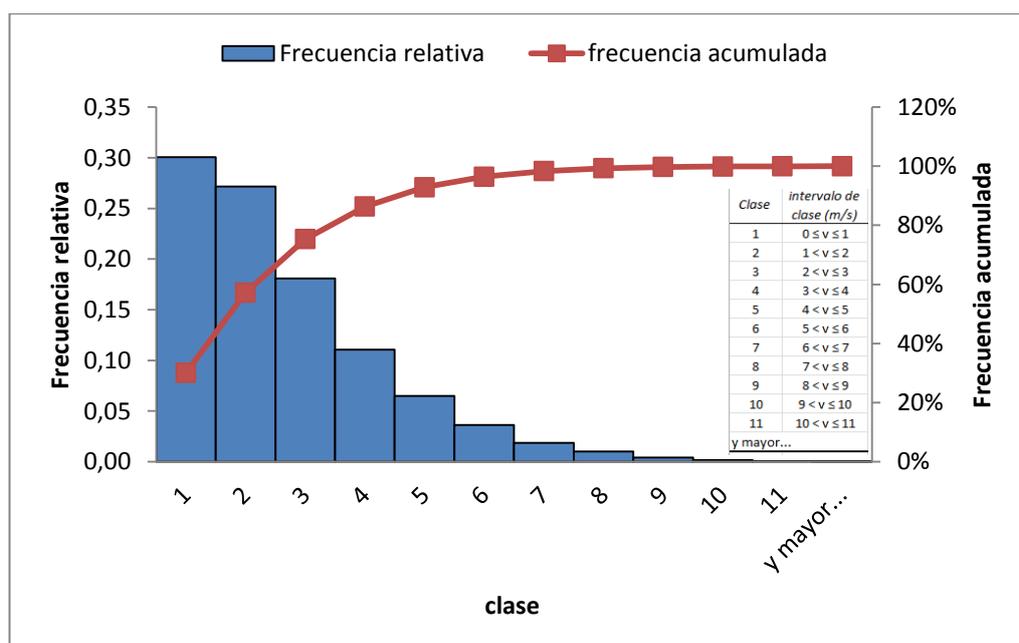


Figura 4.14. Histograma y frecuencia acumulada año 2011.

Como se puede observar en la Tabla 25, durante el año 2011 la media de velocidad (2,15 m/s) es menor comparando con los otros años. De la misma Tabla se tiene una moda de velocidad 0 m/s al igual que en el año 2010; pero aun teniendo moda y media igual o menor que todos los años anteriores, en este año 2011 se registró una velocidad promedio máxima de hasta 13 m/s, superando a la registrada en otros años.

En el histograma del año 2011 (Figura 4.14) se observa por primera vez que la clase 1 tiene mayor frecuencia que la clase 2, esto crea una distribución decreciente desde el inicio, la cual es distinta a la función de densidad de probabilidad de Weibull.

TABLA 26. RESUMEN DE DATOS AÑO 2012.

<i>Clase</i>	<i>intervalo de clase (m/s)</i>	<i>centro de clase V_i(m/s)</i>	<i>Frecuencia n_i (10 min)</i>	<i>frecuencia relativa $f_i=n_i/N$</i>	<i>% acumulado</i>
1	$0 \leq v \leq 1$	0,5	17634	0,3355	33,55%
2	$1 < v \leq 2$	1,5	14197	0,2701	60,56%
3	$2 < v \leq 3$	2,5	8904	0,1694	77,50%
4	$3 < v \leq 4$	3,5	5345	0,1017	87,67%
5	$4 < v \leq 5$	4,5	3085	0,0587	93,54%
6	$5 < v \leq 6$	5,5	1693	0,0322	96,76%
7	$6 < v \leq 7$	6,5	924	0,0176	98,52%
8	$7 < v \leq 8$	7,5	440	0,0084	99,36%
9	$8 < v \leq 9$	8,5	215	0,0041	99,77%
10	$9 < v \leq 10$	9,5	72	0,0014	99,90%
11	$10 < v \leq 11$	10,5	40	0,0008	99,98%
y mayor...			11	0,00021	100,00%
total (N)			52560	1	

TABLA 27. DATOS ESTADÍSTICOS AÑO 2012.

Parámetro	Valor
Media	2,0158
Mediana	1,6
Moda	0
Desviación estándar	1,7172
Varianza de la muestra	2,9487
Mínimo	0
Máximo	16,3

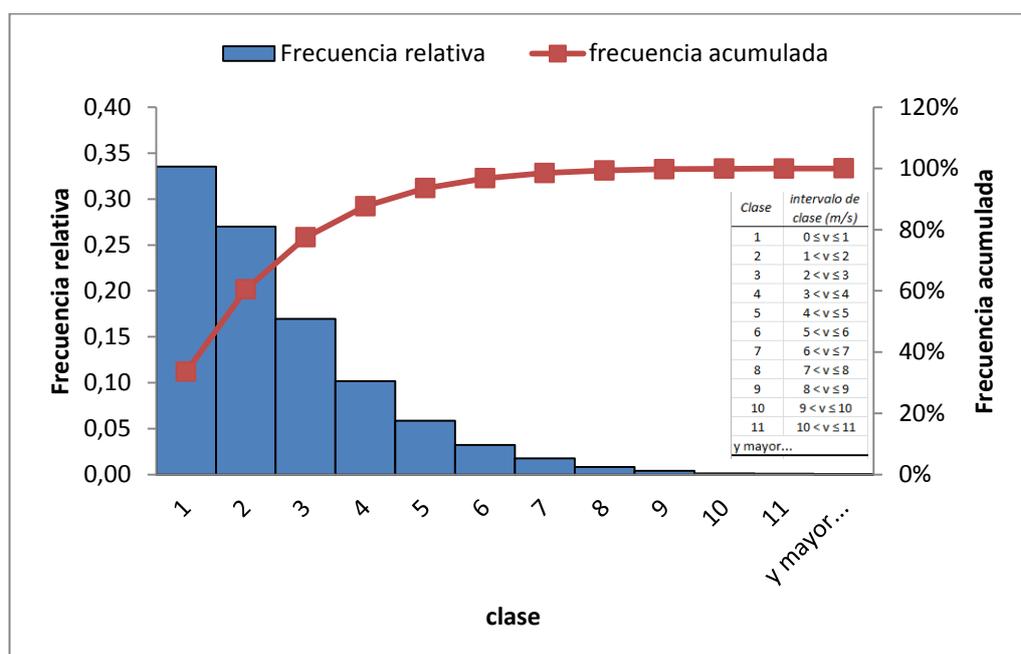


Figura 4.15. Histograma y frecuencia acumulada año 2012.

En el año 2012, según la Tabla 27, es el año con la media de menor valor de todos los anteriores, con una media de 2,01 m/s. Pero curiosamente este año es el que tiene la mayor velocidad promedio de 10 minutos, con un valor de 16,3 m/s muy por encima del segundo mayor que se presentó en el año 2009, 13,4 m/s (Tabla 21). Esto alerta una vez más de lo impreciso que puede ser usar solo la media anual como valor de referencia para determinar el potencial eólico de un lugar determinado.

En el histograma del año 2012 (Figura 4.15) se aprecia un comportamiento similar al que ocurrió en el año 2011 (Figura 4.14).

Para efecto de comparación, también se puede obtener un histograma, a partir de la agrupación de todos los datos almacenados durante los 5 años de mediciones, esto sirve de cierta forma para proyectar el comportamiento de la velocidad del viento en los años futuros, en otras palabras, si el viento se comportó de cierta forma durante 5 años, es bastante probable que los siguientes años se comporte de forma similar.

A continuación se presenta, en la Tabla 28, las clases con la frecuencia relativa y acumulada, seguidamente del histograma (Figura 4.16) basado en dicha agrupación.

TABLA 28. RESUMEN DE DATOS AÑO 2008 AL 2012.

<i>Clase</i>	<i>intervalo de clase (m/s)</i>	<i>centro de clase V_i(m/s)</i>	<i>Frecuencia n_i (10 min)</i>	<i>frecuencia relativa $f_i=n_i/N$</i>	<i>% acumulado</i>
1	$0 \leq v \leq 1$	0,5	62444	0,2556	25,56%
2	$1 < v \leq 2$	1,5	66892	0,2739	52,95%
3	$2 < v \leq 3$	2,5	48491	0,1985	72,80%
4	$3 < v \leq 4$	3,5	30197	0,1236	85,16%
5	$4 < v \leq 5$	4,5	17523	0,0717	92,34%
6	$5 < v \leq 6$	5,5	9662	0,0396	96,29%
7	$6 < v \leq 7$	6,5	5029	0,0206	98,35%
8	$7 < v \leq 8$	7,5	2398	0,0098	99,33%
9	$8 < v \leq 9$	8,5	1016	0,0042	99,75%
10	$9 < v \leq 10$	9,5	372	0,0015	99,90%
11	$10 < v \leq 11$	10,5	169	0,0007	99,97%
y mayor...			68	0,0003	100,00%
total (N)			244261	1	

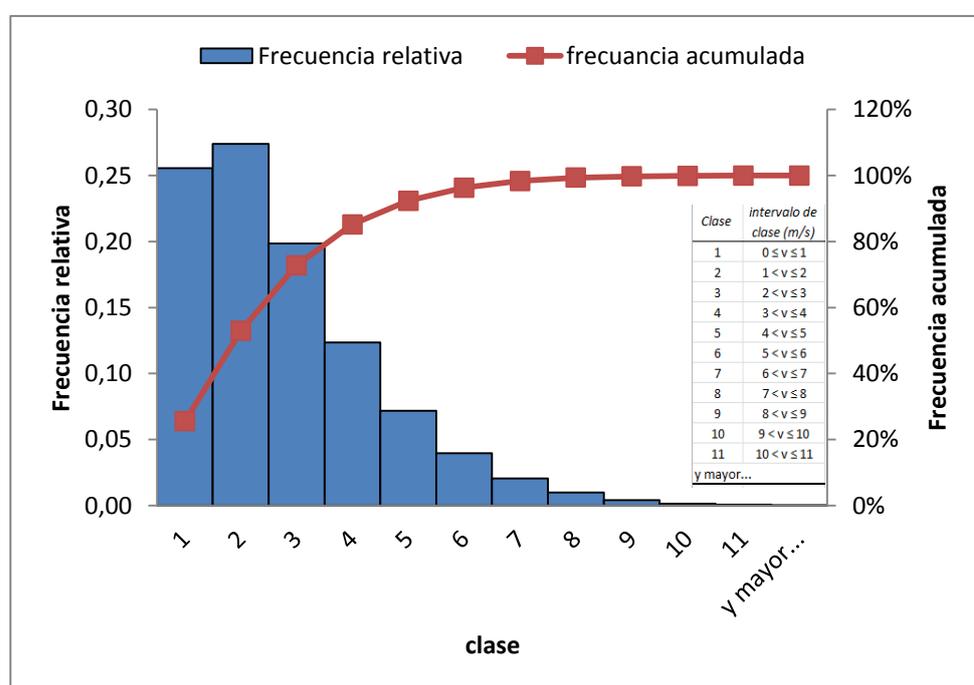


Figura 4.16. Histograma y frecuencia acumulada año 2008 al 2012.

4.6.1. Densidad de potencial eólico disponible

Para proyectar la densidad de potencia eólica disponible se ajustan los datos de la velocidad del viento a la función de probabilidad de Weibull, y para esto se debe calcular los parámetros (k y c) de dicha función. Para el cálculo de estos parámetros se usa el método de mínimos cuadrados, explicado en el apartado 2.1.6.2. En el apéndice B se presenta las tablas con los cálculos del método mencionado y los resultados del factor de forma k y factor de escala c . Con estos valores, se elabora la gráfica de densidad de probabilidad de Weibull correspondiente, para cada año y para la agrupación de los 5 años. Estas gráficas que se ilustran desde la Figuras 4.17 hasta la Figura 4.22, las cuales permiten comprobar la precisión del método, comparándolas con los histogramas basados en los datos reales. El método será más preciso cuanto más se asemejen los histogramas con las gráficas mencionadas. Otra forma de comprobar la precisión del método de mínimos cuadrados es comparando los valores de la frecuencia acumulada en los histogramas y en las gráficas de la función de Weibull.

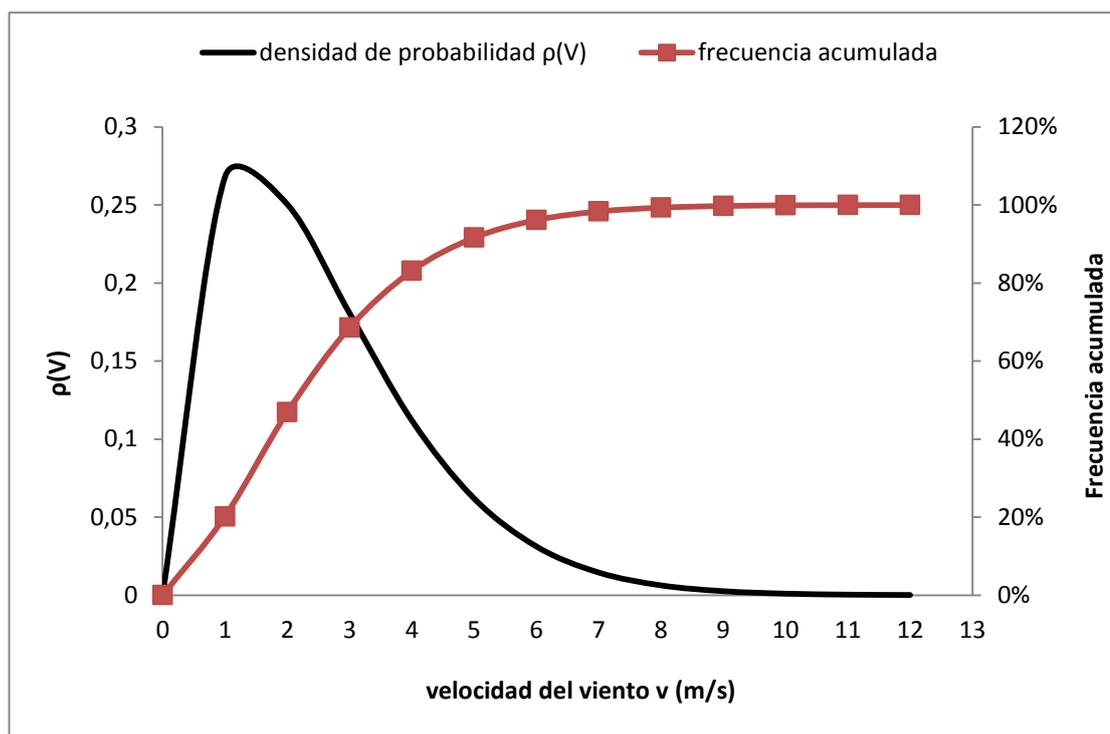


Figura 4.17. Distribución de Weibull y frecuencia acumulada año 2008

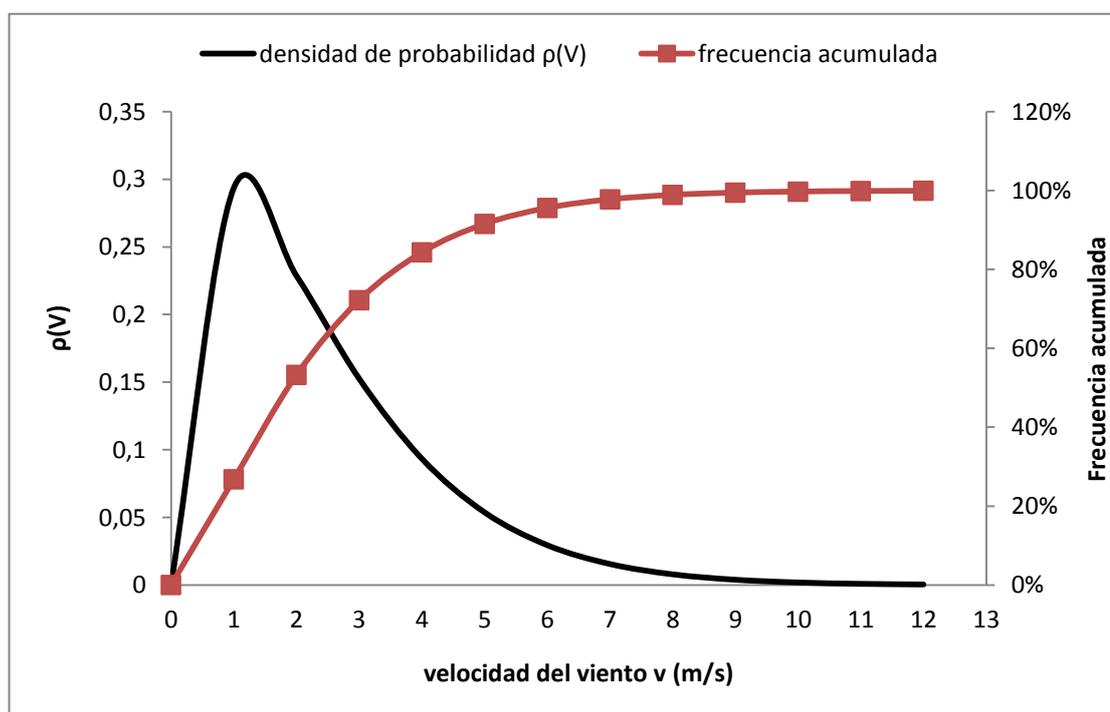


Figura 4.18. Distribución de Weibull y frecuencia acumulada año 2009

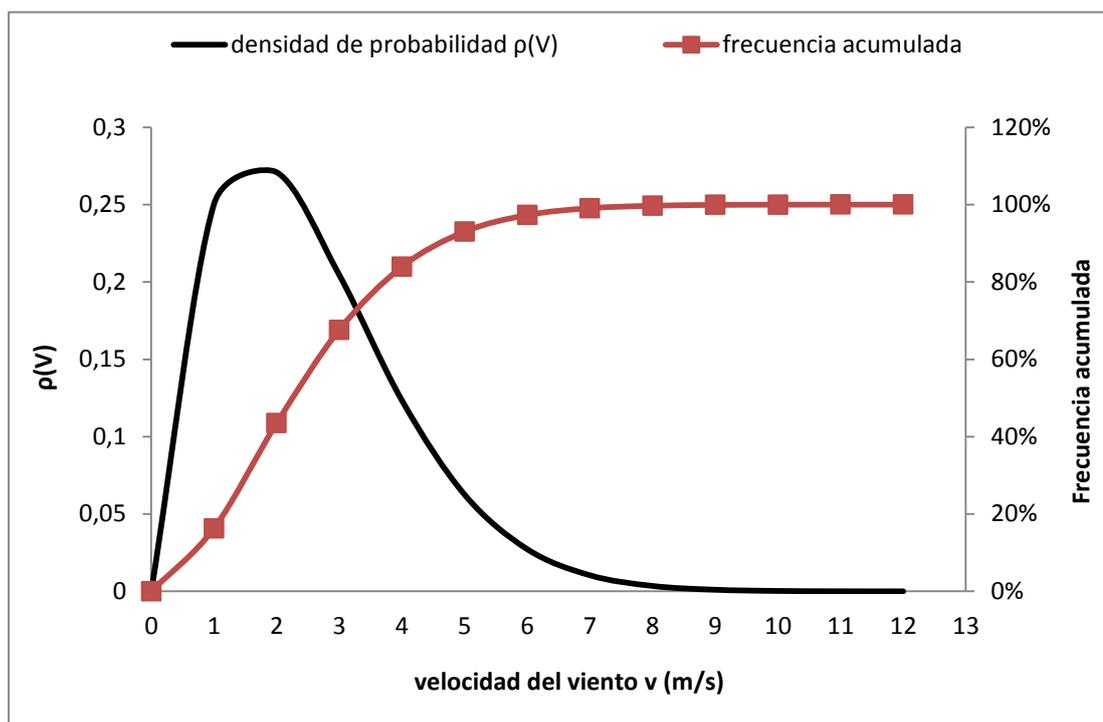


Figura 4.19. Distribución de Weibull y frecuencia acumulada año 2010

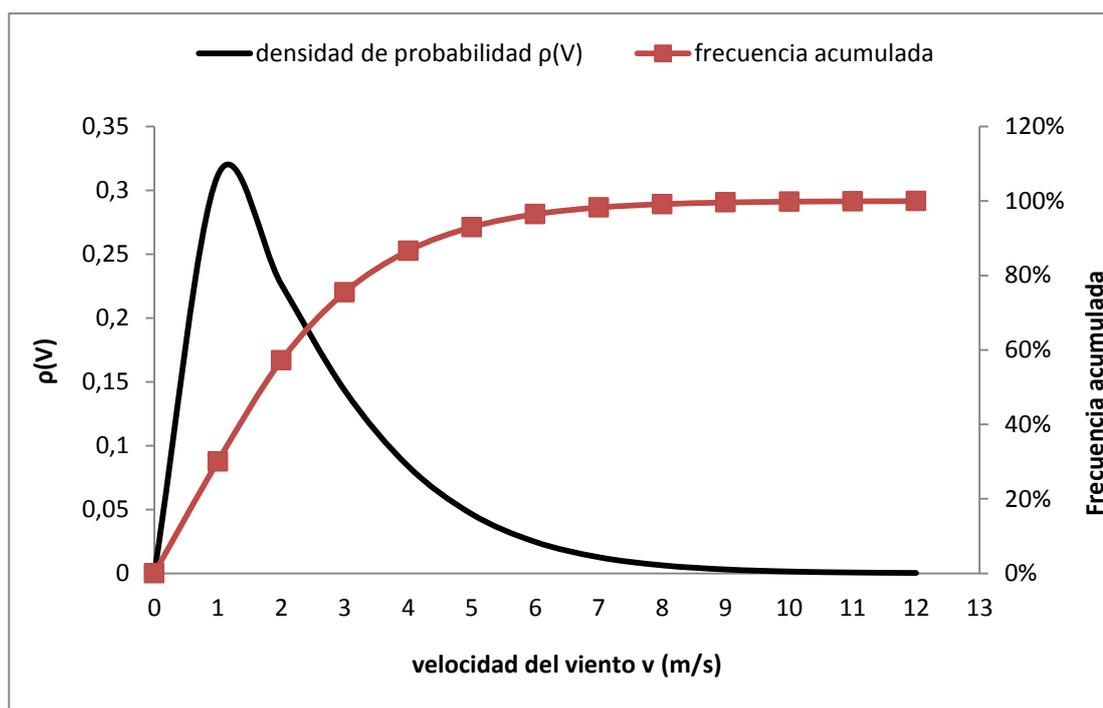


Figura 4.20. Distribución de Weibull y frecuencia acumulada año 2011

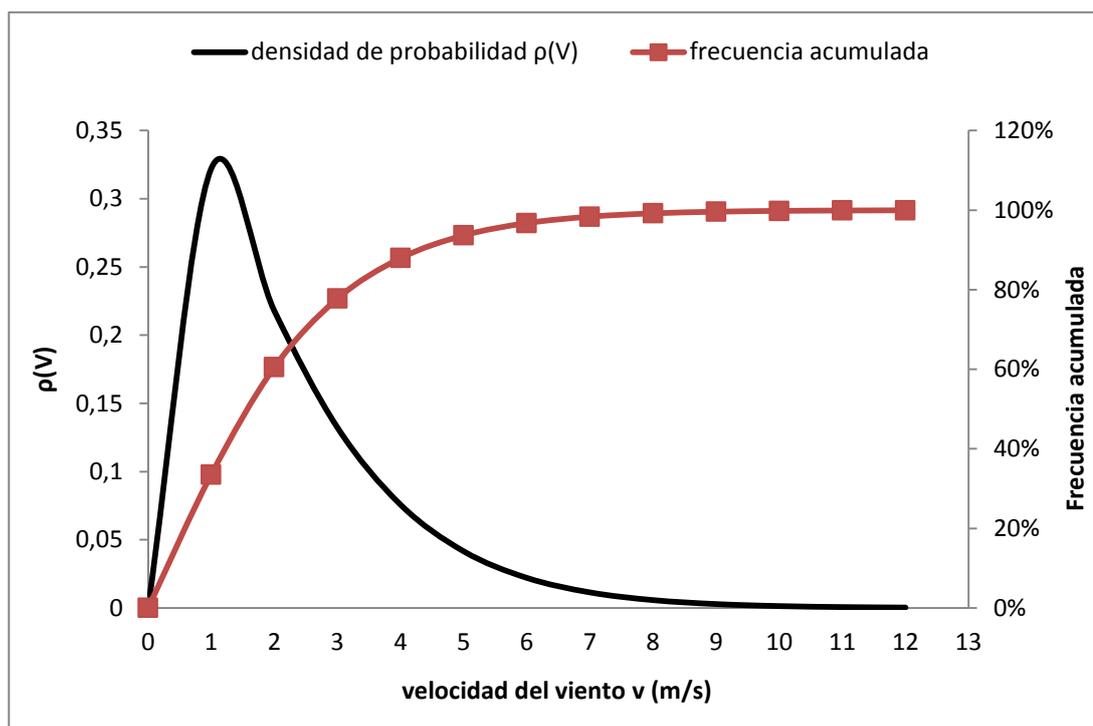


Figura 4.21. Distribución de Weibull y frecuencia acumulada año 2012

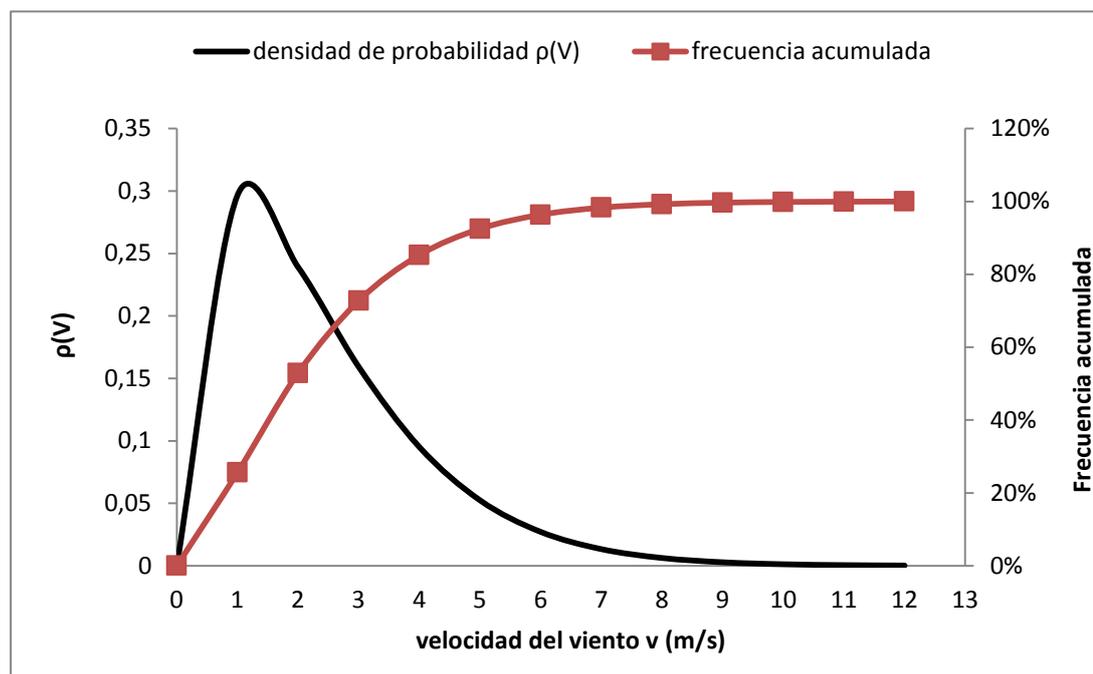


Figura 4.22. Distribución de Weibull y frecuencia acumulada año 2008 al 2012

Debido a que el buje del aerogenerador que se quiere analizar está a 14 m (z') de altura desde el nivel de referencia, que es el piso del Lab. FREE, y el anemómetro con el cual se tomaron las mediciones de las velocidades del viento está a 10 m (z) de altura desde el mismo nivel de referencia mencionado, se debe corregir los parámetros de Weibull por esa diferencia de altura, ya que como se explicó anteriormente, la velocidad del viento incrementa con la altura.

A continuación se muestra un cálculo representativo para el año 2012 de la corrección de los parámetros de Weibull (k y c) con la altura:

$$k' = 1,1872 \left[\frac{1 - 0,088 \ln \left(\frac{10}{10} \right)}{1 - 0,088 \ln \left(\frac{14}{10} \right)} \right] = 1,2234$$

$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 \ln(2,1280)}{1 - 0,088 \ln \left(\frac{10}{10} \right)} = 0,3035$$

$$c' = 2,1280 \left(\frac{14}{10} \right)^{0,3035} = 2,3568 \text{ m/s}$$

De la misma manera se corrige los parámetros k y c para el resto de los años, y se obtiene los resultados mostrados en la Tabla 29.

TABLA 29. RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS DE WEIBULL CORREGIDOS CON LA ALTURA

	beta	k'	c' (m/s)
2008	0,2820	1,5367	2,9904
2009	0,2903	1,3257	2,7287
2010	0,2796	1,7322	3,0692
2011	0,2973	1,2850	2,5235
2012	0,3035	1,2234	2,3568
5 años	0,2905	1,3896	2,7222

Una vez obtenidos los parámetros de Weibull y corregidos a la altura del buje del aerogenerador para cada año, se usa la ecuación 8 del Capítulo 2 para determinar el valor medio del cubo de las velocidades del viento $\overline{v^3}$. A continuación se muestra el cálculo para el año 2012:

$$\overline{v^3} = 2,3569^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{1,2234}\right) = 41,2896 \text{ m}^3/\text{s}^3$$

El valor de la función gamma se obtiene de acuerdo a la tabla presentada en el Apéndice A.

De la misma manera se calculan la media del cubo de las velocidades para el resto de años, cuyos resultados se presenta en la Tabla 30.

TABLA 30. RESULTADOS DE LA MEDIA DEL CUBO DE LAS VELOCIDADES PARA CADA AÑO

	$\overline{v^3} \text{ (m}^3/\text{s}^3)$
2008	51,1993
2009	52,4899
2010	45,8213
2011	44,6992
2012	41,2896
5 años	46,9423

Se considera que la variación de la densidad del aire a la altura del anemómetro (10 m.), y la densidad del aire a la altura del buje del aerogenerador (14 m.), es despreciable. Para calcular la densidad de potencia disponible del viento a la altura del buje del aerogenerador se usa directamente los valores de las densidades promedio anual calculadas en el apartado 4.2 mediante la ecuación 31.

A continuación se muestra el cálculo representativo para la densidad de potencia media eólica disponible en el año 2012.

$$\frac{\overline{P_d}}{A} = \frac{1}{2} \left(1,1444 \frac{kg}{m^3} \right) \left(41,2896 \frac{m^3}{s^3} \right) = 23,6261 \frac{w}{m^2}$$

De forma similar se calcula la densidad de potencia media eólica disponible para el resto de los años, y los resultados se muestran la Tabla 31.

TABLA 31. RESULTADOS DE DENSIDAD DE POTENCIA MEDIA EÓLICA DISPONIBLE EN CADA AÑO

	$\frac{\overline{P_d}}{A} \text{ (w/m}^2\text{)}$
2008	30,0464
2009	30,64
2010	26,6627
2011	25,8334
2012	23,6261
5 años	27,2265

Se debe notar que los valores de parámetros de Weibull (k y c), la media del cubo de las velocidades ($\overline{v^3}$) y la densidad de potencia media ($\overline{P_d}/A$) obtenidos a partir de la recolección de todos los datos de los 5 años, no son el promedio de los valores calculados para cada año, pero se aproxima bastante.

4.6.2. Energía eólica anual disponible

La energía anual disponible se obtiene multiplicando las potencias media anual disponible por el número de horas en un año, esto es 8760 horas. Para obtener la potencia media anual disponible se requiere multiplicar la densidad de potencia eólica media anual disponible, calculada en el apartado anterior, por el área barrida por el rotor.

Midiendo el radio del rotor del aerogenerador Bornay 1500, se obtiene una longitud de 1,43 m por tanto el área barrida por el rotor del generador eólico es de:

$$A = \pi r^2 = \pi * 1,43^2 = 6,4242 \text{ m}^2$$

Por lo tanto la potencia media anual disponible en el año 2012 es de:

$$\overline{P_d} = \frac{\overline{P_d}}{A} * A = \left(23,6261 \frac{w}{m^2} \right) (6,4242 \text{ m}^2) = 151,7788 \text{ w}$$

Haciendo lo mismo para todos los años, se obtiene las potencias medias disponibles mostradas en la Tabla 32.

TABLA 32. RESULTADOS DE POTENCIA MEDIA EÓLICA DISPONIBLE EN CADA AÑO

	$\overline{P}_d (w)$
2008	193,0241
2009	196,8375
2010	171,2865
2011	165,9589
2012	151,7788
5 años	174,9086

Finalmente, para obtener la energía eólica anual disponible se multiplica estas potencias obtenidas por 8760 horas que tiene el año, y se obtiene los resultados mostrados en la Tabla 33:

TABLA 33. RESULTADOS DE ENERGÍA ANUAL DISPONIBLE EN CADA AÑO

	$\overline{E}_d (kwh)$
2008	1690,8909
2009	1724,2963
2010	1500,4698
2011	1453,8002
2012	1329,5822
5 años	1532,1989

4.6.3. Potencia aprovechada y rendimiento del aerogenerador

Los valores de energía calculados en el apartado anterior, representan el máximo valor de energía que se podría extraer del aire.

Pero como se explicó en el apartado 2.1.10, no es posible extraer toda esta energía debido a varias circunstancias expuestas.

En el presente apartado se estimara la potencia que podrá ser aprovechada a partir de la potencia disponible, y por consiguiente la energía producida por el aerogenerador en un año.

Primero se realiza el cálculo de la potencia aprovechada asumiendo que el equipo es nuevo y rinde a las condiciones que determina el fabricante, para esto se realizará el método gráfico, explicado en el apartado 2.1.13, donde se requiere la curva de potencia del aerogenerador (Figura 3.6) de donde se obtienen valores notables como: velocidad de arranque v_A , velocidad nominal v_N y velocidad de desconexión o parada v_D . Estos valores también están específicos en el catálogo del aerogenerador Bornay 1500, los cuales se muestran a continuación:

$$v_A = 3,5 \text{ m/s}$$

$$v_N = 12 \text{ m/s}$$

$$v_D = 14 \text{ m/s}$$

Luego se elabora una grafica que contiene la curva de duración anual de la velocidad del viento, es decir, velocidad del viento (m/s) vs. el tiempo (h). Para esto se determina una distribución acumulada complementaria F' (ecuación 63) que permite calcular la frecuencia acumulada de las velocidades que son mayores o iguales a un valor de velocidad V , es decir, la diferencia con la unidad de la frecuencia acumulada F descrita en el apartado 2.1.6.1.

$$F'(v \geq V) = 1 - F(v \leq V) = e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (63)$$

Con ayuda de un software se grafica la expresión anterior reemplazando en ella los valores de k y c obtenidos en el apartado anterior (en esta ocasión se tomaran solo los parámetros k y c corregidos por la altura, determinados a partir de la agrupación de todos los datos de los 5 años). A partir de la curva de duración anual de velocidad del viento, se grafica, debajo, la curva de potencia disponible y la curva de

potencia del aerogenerador, como se muestra en la Figura 4.23.

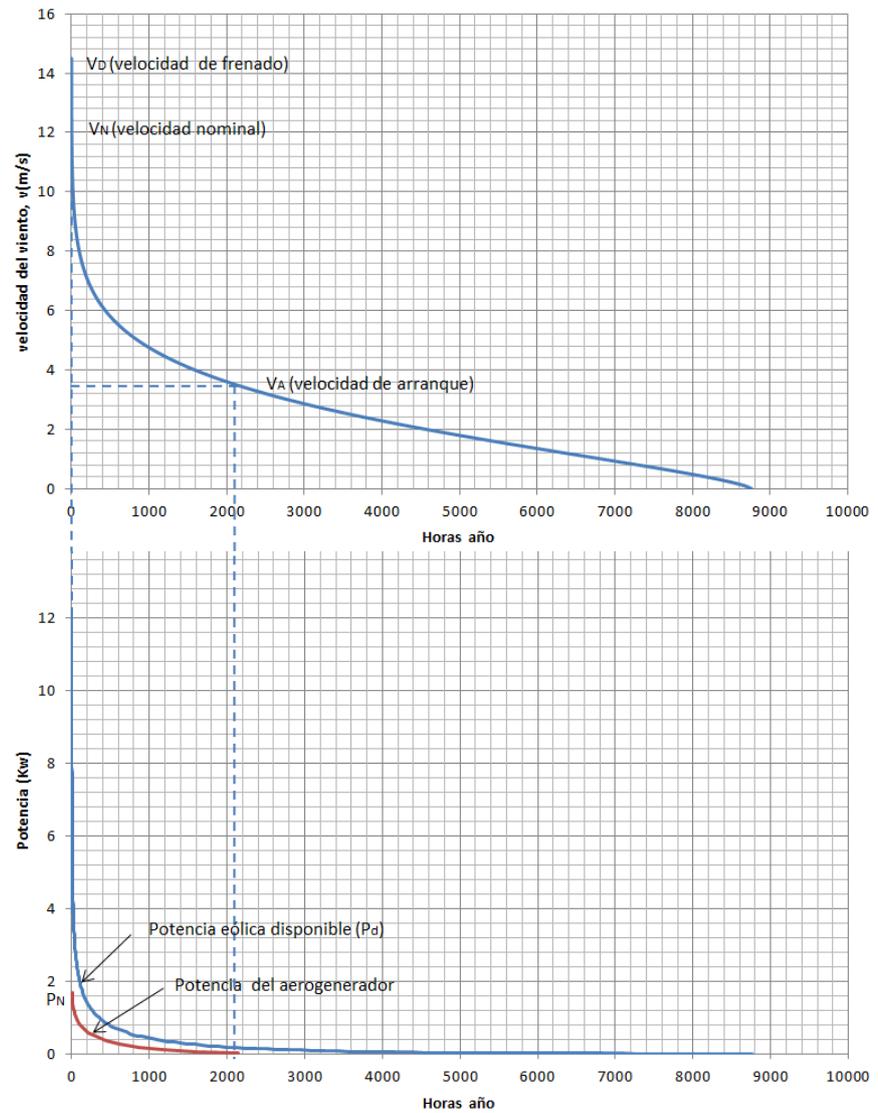


Figura 4.23. Procedimiento gráfico para el cálculo de la potencia y energía anual producida por el aerogenerador de Lab. FREE

De la figura 4.23 se obtiene la curva de la potencia aprovechada por el aerogenerador según el recurso eólico disponible. La energía producida está definida por el área bajo las curva de potencia del aerogenerador.

Para calcular el área bajo la curva se realiza con ayuda de un software (Excel), una regresión para obtener una función que represente de forma aproximada el comportamiento de la potencia aprovechada frente al número de horas. La función que se ajusta más a la curva con una confiabilidad $R^2 = 0,9771$, es la siguiente:

$$y = -0,265\ln(x) + 2,0212$$

Por lo tanto, la integral definida desde 0 hasta 2100 horas aproximadamente, de la función obtenida, ésta representará el valor de la energía anual producida por el aerogenerador (según datos del fabricante), a partir del recurso eólico en el sitio, esto es:

$$E = \int_{0,0001}^{2100} -0,265\ln(x) + 2,0212 = 546,62 \text{ Kwh}$$

Se debe notar que el límite inferior de la integral no puede ser cero debido a que el logaritmo natural de cero no está definido por tanto se pone un número próximo a cero.

El valor de energía calculado es la energía que produciría el aerogenerador si estuviera nuevo, pero el aerogenerador del Lab. FREE tiene aproximadamente 10 años de antigüedad, y en este trascurso de tiempo se le han hecho varias reparaciones y cambios en su estructura, como por ejemplo las aspas, parte fundamental del sistema para aprovechar la energía. Las aspas o palas fueron diseñadas y construidas por lab. FREE con la tecnología disponible en el Ecuador, la cual es muy limitada en comparación a la tecnología desarrollada en países europeos como España, país de origen del aerogenerador Bornay 1500. Por esto se espera que la potencia aprovechada por el aerogenerador del Lab. FREE sea menor que la definida por el fabricante.

La potencia real aprovechada por el aerogenerador se calcula como el producto de la medida de la intensidad a la salida del aerogenerador por la medida de la tensión en el mismo punto. Más precisamente, ambas medidas se realizan a la salida del equipo rectificador-regulador, operando en corriente continua.

Para obtener la potencia en función de la velocidad del viento, se toman las medidas necesarias para el cálculo de la potencia aprovechada, al mismo tiempo en que se mide la velocidad del viento a la altura del centro de giro del rotor. Los datos de las mediciones mencionadas se muestran en apéndice E. En la figura 4.24 se muestra la ubicación de estos parámetros en una gráfica de potencia vs velocidad.

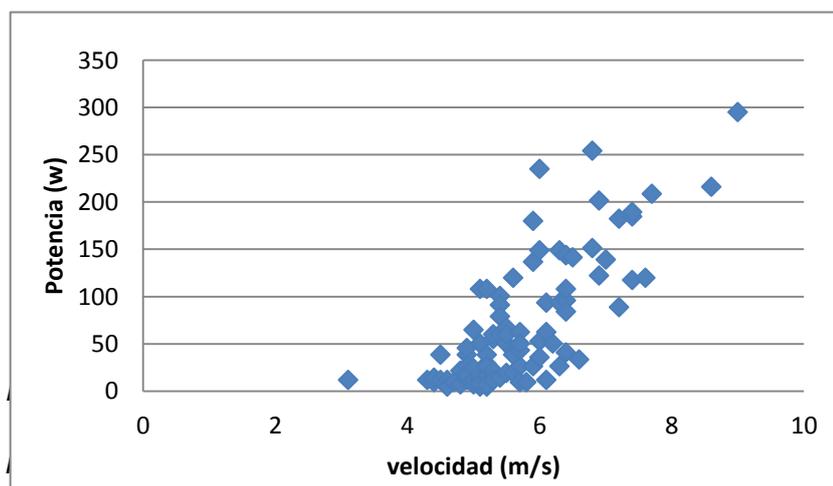


Figura 4.24 Datos de velocidad vs potencia medidos

Para aplicar la expresión de potencia media aprovechada \bar{P} (ecuación 58), se debe agrupar los datos obtenidos en diferentes rangos que representen varias clases y calcular el promedio de la potencias respectivas para todas las velocidades de cada clase.

El ancho de cada clase se hará de 0,5 m/s, en donde los centros de clase sean múltiplos de 0,5 m/s como se recomienda en la Norma IEC 61400-12-1. A continuación se presenta en la Tabla 34, la agrupación de los datos de la manera que se mencionó con los promedios de potencia para cada clase.

TABLA 34. DATOS DE CURVA DE POTENCIA EXPERIMENTAL

<i>Clase</i>	<i>intervalo de clase (m/s)</i>	<i>centro de clase $v_i(m/s)$</i>	$\rho(v_i)$	<i>potencia (w)</i>
1	$v \leq 0,25$	0	0	0
2	$0,25 < v \leq 0,75$	0,5	0,2399	0
3	$0,75 < v \leq 1,25$	1	0,2695	0
4	$1,25 < v \leq 1,75$	1,5	0,2615	0
5	$1,75 < v \leq 2,25$	2	0,2360	0
6	$2,25 < v \leq 2,75$	2,5	0,2031	0
7	$2,75 < v \leq 3,25$	3	0,1688	0
8	$3,25 < v \leq 3,75$	3,5	0,1364	0
9	$3,75 < v \leq 4,25$	4	0,1076	12
10	$4,25 < v \leq 4,75$	4,5	0,0831	14,1
11	$4,75 < v \leq 5,25$	5	0,0631	28,1778
12	$5,25 < v \leq 5,75$	5,5	0,0471	48,5217
13	$5,75 < v \leq 6,25$	6	0,0346	87
14	$6,25 < v \leq 6,75$	6,5	0,0251	96,4364
15	$6,75 < v \leq 7,25$	7	0,0180	162,8571
16	$7,25 < v \leq 7,75$	7,5	0,0127	164,16
17	$7,75 < v \leq 8,25$	8	0,0089	201,6
18	$8,25 < v \leq 8,75$	8,5	0,0061	216
19	$8,75 < v \leq 9,25$	9	0,0042	295,2

En la Tabla 40 se ha agregado una columna con valores de densidad de probabilidad de Weibull. Estos son calculados con los parámetros k y c corregidos por la altura, calculados a su vez a base de todos los datos que se tiene de los 5 años de mediciones.

Aplicando la ecuación 58, se tiene:

$$A \approx \sum_{i=1}^{19} \rho_i P_i \Delta v_i$$

A

$$\begin{aligned} &= 0,5[0,1076(12) + 0,0831(14,1) + 0,0631(28,1768) \\ &+ 0,0471(48,5217) + 0,0346(87) + 0,0251(96,4364) \\ &+ 0,0180(162,8571) + 0,0127(164,16) \\ &+ 0,0089(201,16) + 0,0061(216) + 0,0042(295,2)] \end{aligned}$$

$$A \approx 10,6573 w$$

$$B = 1,5(F(14) - F(12))$$

$$B = 1,5 \left[\left(1 - e^{-\left(\frac{14}{2,722}\right)^{1,3896}} \right) - \left(1 - e^{-\left(\frac{12}{2,722}\right)^{1,3896}} \right) \right]$$

$$B = 0,005$$

$$\bar{P} = A + B = 10,6573 + 0,005 = 10,6578 \text{ w}$$

Finalmente, se determina la energía que produciría el aerogenerador en un año:

$$E = 10,6578(8760) = 93362,33 \text{ wh} = 93,36 \text{ kwh}$$

4.7. Estadística de variación de radiación solar

Las Tabla 35 muestra un análisis estadístico descriptivo de los datos de radiación global para el sector donde se encuentran los seis paneles solares del sistema híbrido del laboratorio. Los valores de la media nos muestran el promedio anual de irradiancia a la cual estuvieron expuestos los paneles, y la moda es de cero debido a que todas las noches no llega la energía solar.

TABLA 35. DATOS ESTADÍSTICOS DE RADIACION SOLAR ANUAL

Estadística Anual	2008	2009	2010	2011	2012
Media	152,43	171,42	157,64	170,76	174,23
Mediana	1,00	2,00	2,00	2,00	3,00
Moda	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dsv. Std	241,36	267,21	250,42	266,76	274,70
Varianza	58254,10	71402,68	62711,70	71158,90	75457,49

TABLA 36. IRRADIANCIA MEDIA MENSUAL

Mes / Año	2008	2009	2010	2011	2012	Irradiancia Media por cada mes (W/m^2)
Enero	129,17	135,86	124,71	152,59	129,17	134
Febrero	171,54	150,29	148,13	171,54	158,89	160
Marzo	174,29	182,07	174,29	204,90	179,99	183
Abril	191,30	191,30	178,92	189,46	186,38	187
Mayo	164,00	179,80	145,63	185,20	182,50	171
Junio	139,00	158,15	134,79	129,21	159,20	144
Julio	131,00	151,34	149,21	121,61	165,59	144
Agosto	135,21	164,14	175,71	159,89	163,43	160
Septiembre	150,29	211,41	177,08	209,69	197,10	189
Octubre	167,92	193,16	189,63	186,30	194,76	186
Noviembre	191,92	192,19	158,54	176,43	203,58	185
Diciembre	145,00	146,11	133,96	161,39	165,96	150

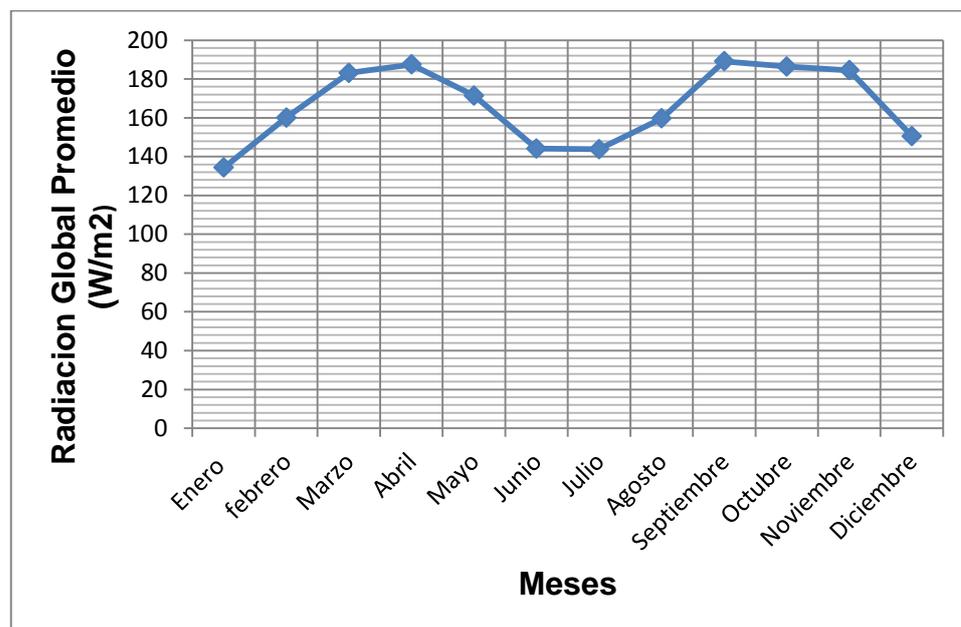


Figura 4.25. Radiación global promedio mensual de los últimos 5 años

Por medio de la Tabla 36 se puede observar el comportamiento mensual de la radiación en los paneles solares. En la Figura 4.25 se aprecia que el mes de menor incidencia de energía solar, en los cinco años de registro, fue durante el mes de julio.

4.7.1. Densidad de potencia solar disponible

TABLA 37. RADIACION GLOBAL ANUAL

Años	Radiación global anual (W/ m²)
2008	153,04
2009	171,32
2010	157,55
2011	170,68
2012	173,88
Promedio	166,20

La Tabla 37 indica, en promedio, la radiación global disponible para cada año y a su vez una media de todos los años con el fin de tener una idea de la tendencia de la radiación global instantánea para futuros diseños.

4.7.2. Energía solar anual disponible

En la Tabla 38 se encuentran especificadas las áreas netas de colección para cada panel solar, la suma es el área total de colección, cuyo valor permitirá analizar la energía anual promedio incidente de los años estudiados.

TABLA 38. ÁREA DE COLECCIÓN DE PANELES

Modelo Panel Solar	Pot. pico (Wp)	Número de paneles	A. de captación (m^2)	A. total de captación (m^2)
JYSP-100 w	100	2	1,05	2,1
SF 115/2-110	110	2	0,68	1,36
JYSP-200 w	200	2	1,47	2,94
			Total	6,4

La energía anual disponible es el producto de la radiación global anual por el área total de captación y las horas en un año. En la Tabla 39 se puede observar la energía anual disponible en el sistema fotovoltaico para los cinco años estudiados, y a su vez, se obtuvo un promedio de esos

valores energéticos para contar con un valor estimado de trabajo para nuevas instalaciones.

**TABLA 39. PRODUCCION ANUAL DE ENERGÍA EN
PANELES**

Años	Radiación global (W/ m^2)	Área de colección (m^2)	Energía anual (kWh)
2008	153,04	6,4	8580,13
2009	171,32	6,4	9604,79
2010	157,55	6,4	8832,81
2011	170,68	6,4	9569,24
2012	173,88	6,4	9748,36
		Energía anual promedio	9267,06

4.7.3. Potencia aprovechada y rendimiento

En las Tablas 40, 41 y 42 se muestra el análisis de la potencia pico teórica que produce cada panel solar para cada uno de los años estudiados, y la sumatoria de cada una de estas potencias anuales. La potencia pico teórica se calculó multiplicando la radiación global sensada por la potencia pico del fabricante cuyo valor esta expresado cada 1000 W/m^2 .

TABLA 40. POTENCIA TEORICA DEL PANEL JYSP-100

<i>JYSP-100</i>	Potencia pico (Wp)	Área de colección (m^2)	Radiación estándar (W/m^2)	Radiación media anual (W/m^2)	Potencia pico teórica (W)
2008	100	1,05	1000	153,04	15,30
2009	100	1,05	1000	171,32	17,13
2010	100	1,05	1000	157,55	15,75
2011	100	1,05	1000	170,68	17,07
2012	100	1,05	1000	173,88	17,39

TABLA 41. POTENCIA TEORICA DEL PANEL SF 1152-110

<i>SF 1152-110</i>	Potencia pico (Wp)	Área de colección (m^2)	Radiación estándar (W/m^2)	Radiación media anual (W/m^2)	Potencia pico teórica (W)
2008	110	0,68	1000	153,04	16,83
2009	110	0,68	1000	171,32	18,85
2010	110	0,68	1000	157,55	17,33
2011	110	0,68	1000	170,68	18,78
2012	110	0,68	1000	173,88	19,13

TABLA 42. POTENCIA TEORICA DEL PANEL JYSP-200

<i>JYSP-200</i>	Potencia pico (Wp)	Área de colección (m^2)	Radiación estándar (W/m^2)	Radiación media anual (W/m^2)	Potencia pico teórica (W)
2008	200	1,47	1000	153,04	30,61
2009	200	1,47	1000	171,32	34,26
2010	200	1,47	1000	157,55	31,51
2011	200	1,47	1000	170,68	34,14
2012	200	1,47	1000	173,88	34,78

TABLA 43. POTENCIA PICO TEÓRICA ANUAL

Años	Potencia pico teórica total (W)
2008	125,49
2009	140,48
2010	129,19
2011	139,96
2012	142,58

La Tabla 43 muestra la sumatoria de la potencia teórica de cada uno de los paneles solares que se encuentran en el Lab. FREE para cada uno los años estudiados.

La producción teórica de energía se muestra en la Tabla 44 donde están tabulados los valores anuales de producción y al final se obtiene un promedio para compararlo con el valor generado.

TABLA 44. TOTAL DE ENERGIA TEORICA ANUAL

Años	Potencia teórica total (W)	Horas al año (h)	Producción de Energía (kWh)
2008	125,49	8760	1099,33
2009	140,48	8760	1230,61
2010	129,19	8760	1131,70
2011	139,96	8760	1226,06
2012	142,58	8760	1249,01
Total de energía teórica anual			1187,34

Para llevar a cabo una comparación entre el funcionamiento teórico de los paneles solares y su real comportamiento, se realizaron pruebas en un día soleado, durante el cual se obtuvieron una serie de datos experimentales, los cuales permitieron obtener la producción y desempeño de cada uno de ellos.

La Tabla 45 describe los valores promedio obtenidos de voltaje, corriente y eficiencia de funcionamiento instantáneos según la radiación global.

TABLA 45 DATOS EXPERIMENTALES DE PANELES SOLARES

Panel Solar	Corriente (I)	Voltaje (v)	Pot. Instantánea (W)	Radiación Global (W/m ²)	Área (m ²)	Pot. Teórica Inst. (W/m ²)	Efic. (%)
<i>JYSP-100 w</i>	1,77	12,72	22,52	652,37	1,47	958,98	2,35
<i>JYSP-100 w</i>	2,04	12,56	25,62	695,90	1,47	1022,97	2,51
<i>JYSP-200 w</i>	1,79	12,99	23,27	696,30	1,05	731,12	3,18
<i>JYSP-200 w</i>	2,17	13,87	30,21	992,10	1,05	1041,71	2,89
<i>SF 115/2-110</i>	2,58	11,76	30,31	614,77	0,68	418,04	7,25
<i>SF 115/2-110</i>	3,70	12,21	45,35	821,73	0,68	558,78	8,05

Con estos valores promedios y la eficiencia, se determina la cantidad de energía eléctrica producida anualmente por cada panel solar del laboratorio (véase Tabla 46)

Los datos experimentales, a partir de los cuales se completó la Tabla 45, se encuentran en el Apéndice C, donde se muestran los paneles solares numerados del uno al seis según el orden de la Figura 4.26 del esquema del sistema híbrido.

TABLA 46. ENERGÍA ELÉCTRICA ANUAL

Modelo Panel Solar	Área de captación (m ²)	Radiación global (W/ m ²)	Horas al año (h)	Energía disponible (kWh)	Eficiencia (%)	Producción de Energía (kWh)	(kWh)
JYSP-100 w	1,05	166,20	8760	1528,68	2,35	35,92	74,29
JYSP-100 w	1,05	166,20	8760	1528,68	2,51	38,37	
JYSP-200 w	1,47	166,20	8760	2140,15	3,18	67,98	129,83
JYSP-200 w	1,47	166,20	8760	2140,15	2,89	61,85	
SF 115/2-110	0,68	166,20	8760	990,00	7,25	71,78	151,47
SF 115/2-110	0,68	166,20	8760	990,00	8,05	79,70	
	Total de Energía anual						355,59

4.8. Sistema híbrido inicial

4.8.1. Esquema

En la Figura 4.26 se muestra un esquema del sistema híbrido del Lab. FREE previo a su reinstalación, en el cual se observa que el aerogenerador no está conectado, y solo funciona el sistema fotovoltaico con su respectivo inversor de 800 vatios y sus reguladores de potencia.

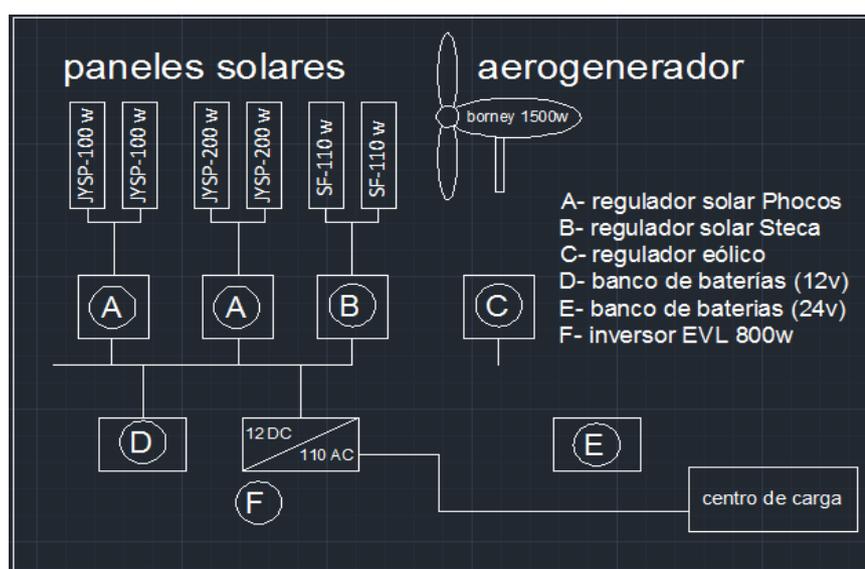


Figura 4.26 Esquema del sistema híbrido inicial

Fuente: Ruiz J, Peña J, Fernández A.

4.8.2. Producción y rendimiento

La producción del sistema híbrido inicial, está definida únicamente por la producción energética de los paneles solares (Tabla 46). Por lo tanto, la energía anual producida E por el sistema es:

$$E = 355,6 \text{ Kwh al año}$$

Este valor de energía es una pequeña parte de la energía total disponible, en forma de radiación, sobre el área de los paneles solares.

4.8.3. Estado de los componentes

La mayoría de los componentes estaban funcionando normalmente, pero cabe recalcar que los paneles solares se encontraban con una capa muy gruesa de polvo en su superficie lo cual causa una disminución del desempeño de los mismos debido a la obstrucción del paso de la energía en forma de luz

4.9. Sistema híbrido rediseñado

El objetivo de la nueva instalación es lograr que los dos sistemas de generación eléctrica, los cuales trabajan con bancos de baterías a diferente tensión (12v el solar y 24v el eólico), trabajen en conjunto en un sistema híbrido, y que la forma de onda de la energía producida cambie de senoidal cuadrada a senoidal pura, para que el recurso eléctrico pueda ser usado, a más de iluminación, por otros equipos electrónicos sin sufrir ningún daño de operación.

Para ello se reemplazo el inversor de onda senoidal cuadrada (ELV 800w) del sistema inicial, por dos inversores de onda senoidal pura, uno para elevar la tensión del sistema solar (sunforce 1000 W), y otro para el sistema eólico (Victron 3000 W), este último también capta la energía del sistema solar elevada a la 110 V. Esto permite tener una salida común para los dos sistemas que alimenta el centro de carga.

4.9.1. Esquema

La Figura 4.27 muestra un esquema del sistema híbrido rediseñado, donde se observa la conexión del aerogenerador con su respectivo regulador y banco de baterías, que a su vez están conectados al inversor modelo Vitaron 3000 W. También se puede apreciar que el inversor para los 12 voltios del sistema solar fue cambiado por un inversor modelo Sunforce de 1000 W de onda senoidal pura.

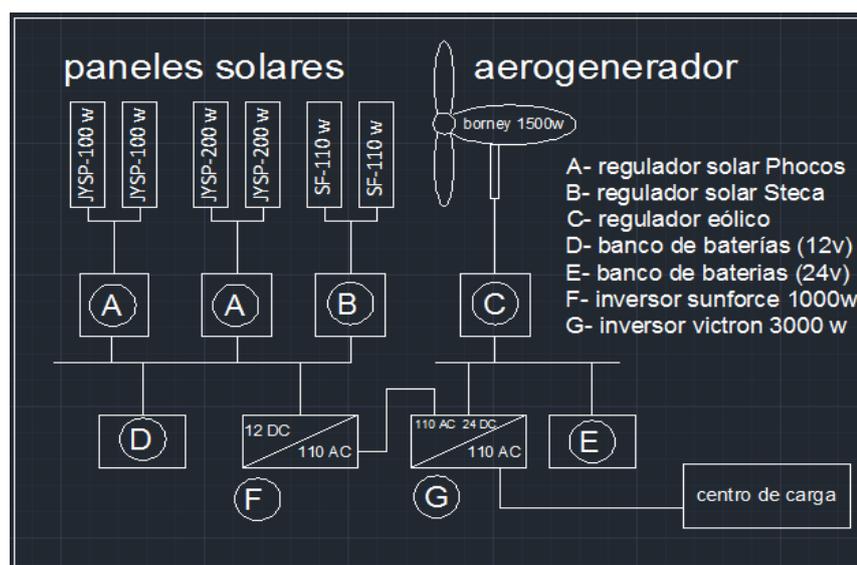


Figura 4.27 Esquema del sistema híbrido rediseñado

Fuente: Ruiz J, Peña J, Fernández A.

4.9.2. Producción y rendimiento

La producción del sistema híbrido final, está compuesta por la producción energética por los paneles solares y la del aerogenerador. Por lo tanto, la energía anual producida E por el sistema híbrido es la siguiente:

$$E = 353,74 + 93,36 = 447,1 \text{ Kwh al año}$$

Este valor de energía es una pequeña parte de la energía total disponible, ya sea en forma de irradiación sobre el área de los paneles solares, o en energía cinética del viento que pasa por el área barrida por el rotor del aerogenerador. Sumando las dos energías disponibles E_d se tiene:

$$E_d = 9267,06 + 1532,20 = 10799,26 \text{ Kwh al año}$$

Esto significa un rendimiento medio $\bar{\eta}$ del sistema híbrido de:

$$\bar{\eta} = \frac{E}{E_d} \times 100\% = \frac{447,1 \text{ Kwh}}{10799,26 \text{ Kwh}} \times 100\% = 4,14\%$$

4.9.3. Mejoras en componentes

En cuanto a las mejoras de los componentes, se procedió al cambio del inversor de onda senoidal cuadrada del sistema antiguo, por dos inversores en serie de mayor potencia, los dos de onda senoidal pura. Esto implica una mejora importante en el sistema debido a que permite conectar otros equipos electrónicos como computadoras, sin que sufran ningún daño electrónico, como podría ocurrir con la onda senoidal cuadrada.

Adicionalmente se conectó el aerogenerador (en conjunto con el sistema solar) que inicialmente estaba desconectado sin poder almacenar ni aprovechar la energía que este producía (Plano 1 mostrado en Apéndice F)

CAPÍTULO 5

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica se la realiza de manera breve para analizar: el ahorro económico al no utilizar el servicio de energía de la red de distribución eléctrica, el costo de reconexión del aerogenerador y de los paneles solares existentes a un solo sistema conjunto, y la incorporación del banco de baterías eólicas al banco de baterías solar en el Laboratorio de Fuentes Renovables de Energía – ESPOL.

5.1. Costo de reinstalación

El costo de reinstalación básicamente se centra en el gasto de materiales que fueron empleados en la reconexión del aerogenerador para que pueda trabajar en conjunto con el sistema fotovoltaico, detallados en la Tabla 47

Los costos de reinstalación pueden considerarse como una inversión, ya que se realizan solo una vez para poner en funcionamiento el sistema de producción de energía eléctrica.

TABLA 47. DETALLES DE COSTO DE REINSTALACIÓN

Cantidad		Descripción	Valor Unitario	Valor Total
1	Unid.	Inversor Sunforce 1000W	\$ 225,00	\$ 225,00
10	m.	Cable x3 10 AWG	\$ 3,60	\$ 36,00
3	Unid.	Cinta Aislante 3M	\$ 0,60	\$ 1,80
1	lb	Clavos Cemento	\$ 0,80	\$ 0,80
1	Unid.	Broca 5mm	\$ 2,15	\$ 2,15
12	Unid.	Tubos 3/4" PVC x 3m	\$ 0,50	\$ 6,00
10	Unid.	Codos 3/4 " PVC 90°	\$ 0,40	\$ 4,00
4	Unid.	Borneras	\$ 0,05	\$ 0,20
20	Unid.	Ganchos metalicos 3/4"	\$ 0,03	\$ 0,60
			Total	\$ 276,55

5.2. Costos de mantenimiento del sistema híbrido

El aerogenerador requiere un mantenimiento anual en el cual se realiza la parada del equipo para revisión de sus componentes, mantenimiento preventivo como aceitar partes móviles, ajuste de partes fijas, revisión de aspas y de ser necesario se procede a reemplazar los componentes que se encuentren en mal estado. Mientras que los paneles fotovoltaicos, solo necesitan limpieza constante ya que de lo contrario disminuiría su rendimiento debido a la obstrucción de los rayos solares incidentes en el mismo..

**TABLA 48. COSTO DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA
HIBRIDO**

Cantidad		Descripción	Valor Unitario	Valor Total
1	Unid.	Mantenimiento Anual	\$ 300,00	\$ 300,00
Total				\$ 300,00

5.3. Costo unitario de producción

El costo unitario de producción, es una medida que relaciona la producción del sistema con los costos económicos que genera el mismo, ya que el sistema fotovoltaico solo requiere una limpieza periódica, y el aerogenerador un mantenimiento anual, se tomo el costo de mantenimiento del sistema hibrido como costo total.

Con la información de que el sistema fotovoltaico y el aerogenerador producen 353,74 y 93,36 kw-h al año respectivamente, se obtiene el costo unitario de producción, el cual es el resultado de la división del costo total con la producción del sistema hibrido.

$$Prod. Tot. = 353,74 + 93,36 = 447,10 \text{ kW} - H \text{ al año.}$$

$$Costo total = \$300,00$$

$$Costo Unit. de Produccion = \frac{Costo Total}{Produccion total} \quad (64)$$

$$Costo Unit. de Produccion = \frac{\$300,00}{447,10 \text{ kW} - H}$$

$$Costo Unit. de Produccion = 0.67 \frac{\$}{\text{kW} - h}$$

5.4. Ahorro económico

La energía que se produce con el sistema híbrido del laboratorio es energía limpia y renovable, ya que provienen de fuentes naturales que no consumen combustibles derivados del petróleo, ni perjudica al ambiente con emisiones que contribuirían al efecto invernadero, como lo son CO₂, NO_x, etc.

En el Ecuador las energías alternativas o no convencionales, como lo son la energía geotérmica, eólica, fotovoltaica o la biomasa no han sido desarrolladas por completo. Actualmente, solo el 6% de la energía consumida proviene de fuentes renovables.

El Gobierno Ecuatoriano, a través del Consejo Nacional de Electrificación (Conelec), ha fijado la tarifa de \$0,40 USD/KWh a manera de incentivo para el desarrollo de esta tecnología.

El ahorro económico del sistema híbrido se refleja en la energía que no se consume en el laboratorio debido a los días de fines de semana, feriados y asumiendo que las luces están encendidas en promedio 8 horas al día, lo cual da un consumo promedio de:

$$\text{Consumo diario} = \frac{\# \text{ focos} * \frac{18 \text{ W}}{\text{foco}} * \frac{8 \text{ horas}}{\text{día}}}{0,9 \text{ eficiencia del inversor}}$$

$$\text{Consumo diario} = \frac{9 \text{ focos} * \frac{18 \text{ W}}{\text{foco}} * \frac{8 \text{ horas}}{\text{día}}}{0,9 \text{ eficiencia del inversor}}$$

$$\text{Consumo diario} = \frac{1,44 \text{ kW} - \text{h}}{\text{día}}$$

El consumo anual de energía durante los 240 días laborables al año sería de:

$$\text{Consumo anual} = 240 \text{ dias} * \frac{1.44 \text{ kW} - h}{\text{dia}}$$

$$\text{Consumo anual} = 345,6 \text{ kW} - h$$

Si el sistema produce anualmente 447,1 kW–h, y la iluminación consume 345,6 kW–h al año, entonces hay un excedente de energía del orden de 101,5 kW–h que se encuentra almacenado en las baterías, la cual puede ser aprovechada para expandir la distribución de energía eléctrica a otros dispositivos electrónicos existentes en el laboratorio, que podría ser una computadora, la cual consume aproximadamente 300 W por hora de uso.

Asumiendo que el computador esta encendido 8 horas al día, durante los días laborables del año, se obtiene:

$$\text{Consumo computador} = 0,3 \text{ kW} * 8 \frac{\text{horas}}{\text{dia}}$$

$$\text{Consumo computador} = \frac{2,4 \text{ kW} - h}{\text{dia}}$$

Con la energía que esta almacenada en el banco de baterías, se puede saber cuánto tiempo podría sustentarse el computador de lo cual se podría decir que el sistema actual tiene capacidad para iluminación del laboratorio y permite la ampliación de la red de distribución interna para un dispositivo adicional como lo sería el computador principal.

$$\textit{Tiempo de uso disponible} = \frac{\textit{Energía almacenada}}{\frac{\textit{Consumo de energía}}{\textit{día}}} \quad (65)$$

$$\textit{Tiempo de uso disponible} = \frac{101,5 \textit{ kW} - \textit{h}}{\frac{2,4 \textit{ kW} - \textit{h}}{\textit{día}}}$$

$$\textit{Tiempo de uso disponible} = 42,29 \textit{ días}$$

CAPÍTULO 6

6. IMPACTO AMBIENTAL

Una de las principales razones por las que la energía eólica y solar han sido desarrolladas en los últimos años, es precisamente por ser amigables con el medio ambiente. Desde el punto de vista ambiental y desarrollo sostenible, puede afirmarse que el uso de la energía eólica y solar es muy positivo, basado fundamentalmente en los siguientes puntos:

- Son fuentes de energía renovable, con lo que su uso ahorra recursos energéticos no renovables, como son el carbón, petróleo, o gas natural.
- Son fuentes de energía distribuida por todo el mundo, por lo que, a diferencia de otros recursos que están concentrados en unos lugares determinados, la energía eólica, y solar, ya sea a mayor o menor intensidad están disponibles en todos los países del globo terrestre.

- Son fuentes de energía que no emiten gases contaminantes. Así no se presentan emisiones de gases invernadero (dióxido de carbono metano, óxido de nitrógeno), ni gases destructores de la capa de ozono, ni gases acidificantes de la atmósfera (óxidos de azufre y nitrógeno), ni residuos sólidos ni líquidos que tanto por su cantidad como calidad pueden ser agentes contaminantes.

El análisis del impacto ambiental de la energía eólica solar se lo hace considerando aspectos como ahorro de combustible fósiles, y a su vez ahorro de emisiones de gases contaminantes.

6.1. Ahorro de combustibles fósiles

Suponiendo una central térmica que usa diesel (poder calorífico = 18400 BTU/lb) con un rendimiento medio de 40%, la cantidad de combustible necesario para obtener 1 kW-h eléctrico en el alternador de la central, está dado por:

$$\text{combustible (kg)} = \frac{1 \text{ Kwh}}{0,44} \cdot \frac{1}{18400 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}} \cdot \frac{3412,2 \text{ BTU}}{1 \text{ Kwh}} \cdot \frac{1 \text{ kg}}{2,2 \text{ lb}}$$

$$\text{combustible} = 0,21 \text{ kg}$$

Por lo tanto el de ahorro combustibles fósiles (kg) que se logra con el uso del sistema híbrido de Lab. FREE es:

$$\text{Ahorro anual} = \text{produccion anual (Kwh)} \times \frac{0,21 \text{ kg}}{\text{Kwh}}$$

$$\text{ahorro anual} = (353,74 + 93,36) \text{ Kwh} \times \frac{0,21 \text{ kg}}{\text{Kwh}} = 94,13 \text{ Kg}$$

Es decir que con la producción de energía eléctrica del sistema híbrido de Lab. FREE se evita de quemar 30 galones de diesel (densidad= 830 kg/m³) al año, según el siguiente cálculo:

$$94,13 \text{ Kg} \cdot \frac{1}{830 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} \cdot \frac{1000 \text{ l}}{1 \text{ m}^3} \cdot \frac{1 \text{ gal}}{3,78 \text{ l}} = 30 \text{ gal}$$

6.2. Reducción de emisiones de gases contaminantes

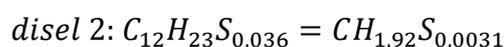
En relación con la emisión de gases contaminantes, la energía eólica y solar son “energías limpias”, debido a que su emisión es prácticamente nula (si exceptuamos las emisiones derivadas de su construcción, mantenimiento y desmantelamiento).

Los gases que dejan de emitirse cuando se usa este tipo de energías renovables y que en cambio están presentes cuando se utiliza energías de origen fósil (carbón, petróleo y gas) son:

- Gases que provocan efecto invernadero: fundamentalmente el dióxido de carbono (CO_2), los óxidos de nitrógeno (en particular el óxido nitroso N_2O) y el metano (CH_4).
- Gases que provocan las lluvias ácidas: en particular el dióxido de azufre (SO_2) y los óxidos de nitrógeno (NO_2).
- Gases que provocan la creación de ozono troposférico: en particular los óxidos de nitrógeno (NO_x) y los compuestos orgánicos volátiles (COV's), en especial hidrocarburos. Todos ellos son contaminantes que perjudican directamente la salud humana y el medio ambiente.

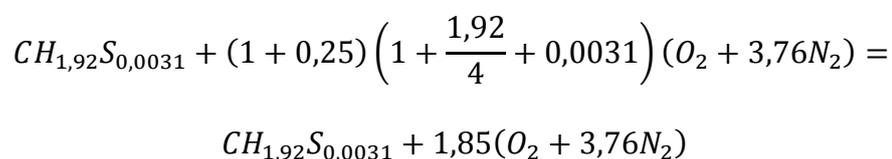
- Además de los gases anteriormente citados, el uso de algunos combustibles fósiles acarrea la emisión de partículas, hollines y cenizas volantes y en general distintos tipos de aerosoles que contribuyen a la contaminación atmosférica.

La cantidad de emisiones producidas por la combustión en centrales térmicas, depende mucho del tipo, y calidad de combustible que se use, e incluso la relación de aire-combustible también puede alterar la cantidad y tipo de emisión que se genere en el proceso de generación. Por ello se asume una central térmica que usa diesel 2, el cual según la Norma INEN 1489:99, este deberá tener como máximo 0,7% de azufre. Por lo tanto con este porcentaje de azufre se tiene la siguiente composición química:

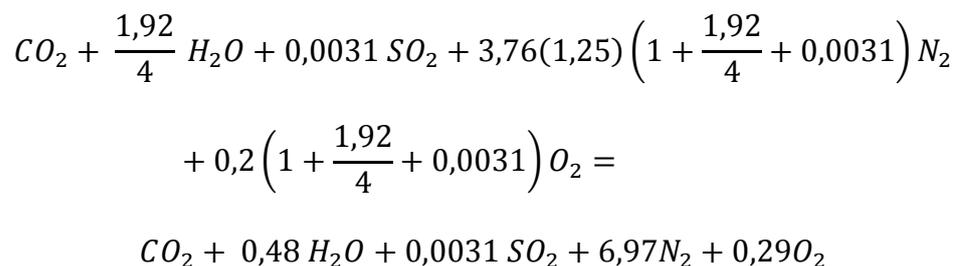


Aplicando la ecuación de la combustión con un exceso de aire de 25%, comúnmente usado en la combustión de centrales térmicas, se tiene:

reactantes:



productos:



Por lo tanto se obtiene que quemando 14,02 gramos de diesel se genera 0,1984 g de dióxido de azufre y 44 g de dióxido de carbono según el siguiente calculo:

$$\text{Masa de combustible} = 12(1) + 1(1,92) + 32(0,0031) = 14,02 \text{ g}$$

$$\text{Masa de } 0,0031 SO_2 = 0,0031(32 + 16(2)) = 0,1984 \text{ g}$$

$$\text{Masa de } CO_2 = 12 + 16(2) = 44 \text{ g}$$

Con esta información se puede determinar la cantidad de contaminante se generaría con la combustión de 94,13 kg de diesel, como se muestra a continuación:

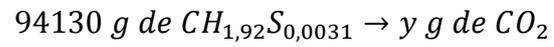
Para dióxido de azufre:

$$14,02 \text{ g de } CH_{1,92}S_{0,0031} \rightarrow 0,1984 \text{ g de } SO_2$$

$$94130 \text{ g de } CH_{1,92}S_{0,0031} \rightarrow x \text{ g de } SO_2$$

$$x = \frac{94130 \times 0,1984}{14,02} = 1332, \text{ g de } SO_2$$

Para dióxido de carbono:



$$y = \frac{94130 * 44}{14,02} = 295415,12 \text{ g de } CO_2$$

Esto indica que con la utilización del sistema híbrido del Lab. FREE para generación de energía, se evita de emitir al ambiente 1,33 kg de SO_2 y 295,42 kg de CO_2 cada año.

CAPÍTULO 7

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se concluye lo siguiente:

1. A pesar de que el emplazamiento del aerogenerador del sistema híbrido no es el más conveniente para un mayor desempeño, es sin duda el más adecuado debido a que no existe una edificación de mayor altura que se encuentre en las cercanías del laboratorio.
2. Según la curva del perfil de velocidad vertical del viento, la ubicación geográfica del laboratorio de fuentes renovables de energía, no presenta las condiciones adecuadas para la instalación de un sistema de generación eólica.

3. En virtud de la latitud del ecuador, específicamente en Guayaquil, para que los paneles solares puedan aprovechar la máxima potencia durante el día, deben tener una inclinación de 2° aproximadamente respecto a la horizontal, lo cual produce una acumulación de aguas lluvias y polvo del ambiente, evitando la incidencia de los rayos del sol.
4. Por alguna razón los paneles de origen alemán presentan un mayor desempeño en cuanto a las eficiencias obtenidas respecto a los paneles de origen chino.
5. La baja eficiencia del sistema híbrido está justificada, debido a que la capacidad sus componentes no fue dimensionada para el servicio al cual están sometidos.
6. Por medio de la reconexión del aerogenerador, El sistema híbrido actual, está en capacidad de poder extender su red de distribución eléctrica interna hacia otros dispositivos, como la computadora del director del laboratorio.

7. En la ciudad de Guayaquil, independiente del costo de inversión, es posible implementar un sistema de generación eléctrica domiciliario, a base de energías renovables como lo son el sol y el viento.
8. Los sistemas híbridos son de fácil instalación, operación y mantenimiento, ideal para comunidades que se encuentran alejadas de la red de distribución eléctrica.
9. De acuerdo a la evaluación, es preferible un día soleado a un día que presenten altas velocidades de viento.
10. La eficiencia del aerogenerador podría aumentar si se reemplazaran las aspas existentes por las aspas originales.

Se recomienda lo siguiente:

1. De ser posible, se debería aumentar la altura de la torre del aerogenerador para un mejor rendimiento.
2. Remover el polvo y acumulación de aguas lluvias, para evitar obstrucciones de los rayos solares incidentes.
3. La instalación de un anemómetro en la torre del aerogenerador a la altura del buje, para mayor precisión de los datos de velocidad del viento.
4. La implementación de un sistema que permita del cambio de energía del sistema híbrido, al de la red de distribución eléctrica de manera rápida y segura.
5. La instalación de un panel solar como respaldo de generación eléctrica para las baterías del sistema eólico.
6. De ser posible aumentar la capacidad de almacenar registros cuyo promedio sea cada minuto, para mayor precisión en las mediciones.
7. Poner a conocimiento de la comunidad politécnica, los equipos y el sistema híbrido existente, así como su funcionamiento.

APÉNDICES

- Apéndice A: Función Gamma $\Gamma(\alpha)$.
- Apéndice B: Parámetros de Weibull por mínimos cuadrados anuales.
- Apéndice C: Datos experimentales de paneles solares
- Apéndice D: Consumo de artefactos eléctricos
- Apéndice E: Datos experimentales de velocidad y corriente obtenidos del aerogenerador.
- Apéndice F: Planos

APÉNDICE A

FUNCION GAMMA $\Gamma(\alpha)$

Tabla de la función Gamma $\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} x^{\alpha-1} e^{-x} dx$

para $1 < \alpha \leq 5$

α	$\Gamma(\alpha)$	α	$\Gamma(\alpha)$	α	$\Gamma(\alpha)$	α	$\Gamma(\alpha)$
1,01	0,9943	2,02	1,0086	3,03	2,0565	4,04	6,3106
1,02	0,9888	2,03	1,0131	3,04	2,0759	4,05	6,3912
1,03	0,9835	2,04	1,0176	3,05	2,0955	4,06	6,4730
1,04	0,9784	2,05	1,0222	3,06	2,1153	4,07	6,5560
1,05	0,9735	2,06	1,0269	3,07	2,1355	4,08	6,6403
1,06	0,9687	2,07	1,0316	3,08	2,1559	4,09	6,7258
1,07	0,9642	2,08	1,0365	3,09	2,1766	4,10	6,8126
1,08	0,9597	2,09	1,0415	3,10	2,1976	4,11	6,9008
1,09	0,9555	2,10	1,0465	3,11	2,2189	4,12	6,9902
1,10	0,9514	2,11	1,0516	3,12	2,2405	4,13	7,0811
1,11	0,9474	2,12	1,0568	3,13	2,2623	4,14	7,1733
1,12	0,9436	2,13	1,0621	3,14	2,2845	4,15	7,2669
1,13	0,9399	2,14	1,0675	3,15	2,3069	4,16	7,3619
1,14	0,9364	2,15	1,0730	3,16	2,3297	4,17	7,4584
1,15	0,9330	2,16	1,0786	3,17	2,3528	4,18	7,5563
1,16	0,9298	2,17	1,0842	3,18	2,3762	4,19	7,6557
1,17	0,9267	2,18	1,0900	3,19	2,3999	4,20	7,7567
1,18	0,9237	2,19	1,0959	3,20	2,4240	4,21	7,8592
1,19	0,9209	2,20	1,1018	3,21	2,4483	4,22	7,9632
1,20	0,9182	2,21	1,1078	3,22	2,4731	4,23	8,0689
1,21	0,9156	2,22	1,1140	3,23	2,4981	4,24	8,1762
1,22	0,9131	2,23	1,1202	3,24	2,5235	4,25	8,2851
1,23	0,9108	2,24	1,1266	3,25	2,5493	4,26	8,3957
1,24	0,9085	2,25	1,1330	3,26	2,5754	4,27	8,5080
1,25	0,9064	2,26	1,1395	3,27	2,6018	4,28	8,6220
1,26	0,9044	2,27	1,1462	3,28	2,6287	4,29	8,7378
1,27	0,9025	2,28	1,1529	3,29	2,6559	4,30	8,8553
1,28	0,9007	2,29	1,1598	3,30	2,6834	4,31	8,9747
1,29	0,8990	2,30	1,1667	3,31	2,7114	4,32	9,0960
1,30	0,8975	2,31	1,1738	3,32	2,7397	4,33	9,2191
1,31	0,8960	2,32	1,1809	3,33	2,7685	4,34	9,3441
1,32	0,8946	2,33	1,1882	3,34	2,7976	4,35	9,4710
1,33	0,8934	2,34	1,1956	3,35	2,8272	4,36	9,6000
1,34	0,8922	2,35	1,2031	3,36	2,8571	4,37	9,7309
1,35	0,8912	2,36	1,2107	3,37	2,8875	4,38	9,8639
1,36	0,8902	2,37	1,2184	3,38	2,9183	4,39	9,9989
1,37	0,8893	2,38	1,2262	3,39	2,9495	4,40	10,1361
1,38	0,8885	2,39	1,2341	3,40	2,9812	4,41	10,2754
1,39	0,8879	2,40	1,2422	3,41	3,0133	4,42	10,4169
1,40	0,8873	2,41	1,2503	3,42	3,0459	4,43	10,5606
1,41	0,8868	2,42	1,2586	3,43	3,0789	4,44	10,7065
1,42	0,8864	2,43	1,2670	3,44	3,1124	4,45	10,8548
1,43	0,8860	2,44	1,2756	3,45	3,1463	4,46	11,0053

Tabla de la función Gamma $\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} x^{\alpha-1} e^{-x} dx$

para $1 < \alpha \leq 5$

α	$\Gamma(\alpha)$	α	$\Gamma(\alpha)$	α	$\Gamma(\alpha)$	α	$\Gamma(\alpha)$
1,44	0,8858	2,45	1,2842	3,46	3,1807	4,47	11,1583
1,45	0,8857	2,46	1,2930	3,47	3,2156	4,48	11,3136
1,46	0,8856	2,47	1,3019	3,48	3,2510	4,49	11,4714
1,47	0,8856	2,48	1,3109	3,49	3,2869	4,50	11,6317
1,48	0,8857	2,49	1,3201	3,50	3,3234	4,51	11,7946
1,49	0,8859	2,50	1,3293	3,51	3,3603	4,52	11,9600
1,50	0,8862	2,51	1,3388	3,52	3,3977	4,53	12,1280
1,51	0,8866	2,52	1,3483	3,53	3,4357	4,54	12,2987
1,52	0,8870	2,53	1,3580	3,54	3,4742	4,55	12,4720
1,53	0,8876	2,54	1,3678	3,55	3,5133	4,56	12,6482
1,54	0,8882	2,55	1,3777	3,56	3,5529	4,57	12,8271
1,55	0,8889	2,56	1,3878	3,57	3,5930	4,58	13,0089
1,56	0,8896	2,57	1,3981	3,58	3,6338	4,59	13,1936
1,57	0,8905	2,58	1,4084	3,59	3,6751	4,60	13,3813
1,58	0,8914	2,59	1,4190	3,60	3,7170	4,61	13,5719
1,59	0,8924	2,60	1,4296	3,61	3,7595	4,62	13,7656
1,60	0,8935	2,61	1,4404	3,62	3,8027	4,63	13,9624
1,61	0,8947	2,62	1,4514	3,63	3,8464	4,64	14,1624
1,62	0,8959	2,63	1,4625	3,64	3,8908	4,65	14,3655
1,63	0,8972	2,64	1,4738	3,65	3,9358	4,66	14,5719
1,64	0,8986	2,65	1,4852	3,66	3,9814	4,67	14,7817
1,65	0,9001	2,66	1,4968	3,67	4,0277	4,68	14,9948
1,66	0,9017	2,67	1,5085	3,68	4,0747	4,69	15,2114
1,67	0,9033	2,68	1,5204	3,69	4,1223	4,70	15,4314
1,68	0,9050	2,69	1,5325	3,70	4,1707	4,71	15,6550
1,69	0,9068	2,70	1,5447	3,71	4,2197	4,72	15,8822
1,70	0,9086	2,71	1,5571	3,72	4,2694	4,73	16,1131
1,71	0,9106	2,72	1,5696	3,73	4,3199	4,74	16,3478
1,72	0,9126	2,73	1,5824	3,74	4,3711	4,75	16,5862
1,73	0,9147	2,74	1,5953	3,75	4,4230	4,76	16,8285
1,74	0,9168	2,75	1,6084	3,76	4,4757	4,77	17,0748
1,75	0,9191	2,76	1,6216	3,77	4,5291	4,78	17,3250
1,76	0,9214	2,77	1,6351	3,78	4,5833	4,79	17,5794
1,77	0,9238	2,78	1,6487	3,79	4,6384	4,80	17,8379
1,78	0,9262	2,79	1,6625	3,80	4,6942	4,81	18,1006
1,79	0,9288	2,80	1,6765	3,81	4,7508	4,82	18,3676
1,80	0,9314	2,81	1,6907	3,82	4,8083	4,83	18,6389
1,81	0,9341	2,82	1,7051	3,83	4,8666	4,84	18,9147
1,82	0,9368	2,83	1,7196	3,84	4,9257	4,85	19,1951
1,83	0,9397	2,84	1,7344	3,85	4,9857	4,86	19,4800
1,84	0,9426	2,85	1,7494	3,86	5,0466	4,87	19,7696
1,85	0,9456	2,86	1,7646	3,87	5,1084	4,88	20,0640
1,86	0,9487	2,87	1,7799	3,88	5,1711	4,89	20,3632

Tabla de la función Gamma $\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} x^{\alpha-1} e^{-x} dx$

para $1 < \alpha \leq 5$

α	$\Gamma(\alpha)$	α	$\Gamma(\alpha)$	α	$\Gamma(\alpha)$	α	$\Gamma(\alpha)$
1,87	0,9518	2,88	1,7955	3,89	5,2348	4,90	20,6674
1,88	0,9551	2,89	1,8113	3,90	5,2993	4,91	20,9766
1,89	0,9584	2,90	1,8274	3,91	5,3648	4,92	21,2908
1,90	0,9618	2,91	1,8436	3,92	5,4313	4,93	21,6103
1,91	0,9652	2,92	1,8600	3,93	5,4988	4,94	21,9351
1,92	0,9688	2,93	1,8767	3,94	5,5673	4,95	22,2652
1,93	0,9724	2,94	1,8936	3,95	5,6368	4,96	22,6008
1,94	0,9761	2,95	1,9108	3,96	5,7073	4,97	22,9420
1,95	0,9799	2,96	1,9281	3,97	5,7788	4,98	23,2889
1,96	0,9837	2,97	1,9457	3,98	5,8515	4,99	23,6415
1,97	0,9877	2,98	1,9636	3,99	5,9252	5,00	24,0000
1,98	0,9917	2,99	1,9817	4,00	6,0000		
1,99	0,9958	3,00	2,0000	4,01	6,0759		
2,00	1,0000	3,01	2,0186	4,02	6,1530		
2,01	1,0043	3,02	2,0374	4,03	6,2312		

APÉNDICE B

PARAMETROS DE WEIBULL POR MINIMOS CUADRADOS ANUALES

DETERMINACION DE LOS PARAMETROS DE WEIBULL POR MINIMOS CUADRADOS BASADOS EN LOS DATOS DEL AÑO 2008

Datos			cálculos					
vi (m/s)	frecuencia relativa	frecuencia relativa acumulada	Yi	xi	productos			
	fi	Fi	LN(-LN(1-Fi))	LN(vi)	fi xi	fixi^2	fi yi	fi xi yi
1	0,200	0,1995	-1,5026	0,0000	0,0000	0,0000	-0,2998	0
2	0,269	0,4687	-0,4581	0,6931	0,1866	0,1293	-0,1233	-0,0855
3	0,223	0,6920	0,1636	1,0986	0,2453	0,2695	0,0365	0,0401
4	0,141	0,8334	0,5834	1,3863	0,1960	0,2717	0,0825	0,1143
5	0,079	0,9128	0,8920	1,6094	0,1279	0,2058	0,0709	0,1141
6	0,045	0,9575	1,1502	1,7918	0,0801	0,1434	0,0514	0,0921
7	0,024	0,9817	1,3871	1,9459	0,0471	0,0917	0,0336	0,0654
8	0,011	0,9929	1,5977	2,0794	0,0231	0,0480	0,0178	0,0369
9	0,004	0,9970	1,7612	2,1972	0,0092	0,0202	0,0074	0,0162
10	0,002	0,9990	1,9327	2,3026	0,0045	0,0104	0,0038	0,0088
11	0,001	0,9998	2,1229	2,3979	0,0018	0,0044	0,0016	0,0039
total	1				0,9216	1,1945	-0,1177	0,4062
resultados del ajuste por mínimos cuadrados								
y=Ax+B	A=	1,49119956	B=	-1,492	k=	1,4912	c=	2,7197

DETERMINACION DE LOS PARAMETROS DE WEIBULL POR MINIMOS CUADRADOS BASADOS EN LOS DATOS DEL AÑO 2009

Datos			Cálculos					
Vi (m/s)	frecuencia relativa	frecuencia relativa acumulada	Yi	xi	productos			
	fi	Fi	LN(-LN(1-Fi))	LN(vi)	fi xi	fixi^2	fi yi	fi xi yi
1	0,266	0,2659	-1,1739	0,0000	0,0000	0,0000	-0,3122	0
2	0,271	0,5367	-0,2621	0,6931	0,1877	0,1301	-0,0710	-0,0492
3	0,186	0,7223	0,2479	1,0986	0,2039	0,2240	0,0460	0,0505
4	0,118	0,8404	0,6073	1,3863	0,1638	0,2270	0,0717	0,0994
5	0,072	0,9122	0,8888	1,6094	0,1154	0,1857	0,0637	0,1026
6	0,043	0,9555	1,1356	1,7918	0,0777	0,1393	0,0493	0,0883
7	0,023	0,9784	1,3447	1,9459	0,0446	0,0867	0,0308	0,0599
8	0,011	0,9896	1,5189	2,0794	0,0232	0,0483	0,0170	0,0353
9	0,006	0,9957	1,6947	2,1972	0,0133	0,0293	0,0103	0,0226
10	0,003	0,9983	1,8516	2,3026	0,0060	0,0138	0,0048	0,0111
11	0,001	0,9994	1,9938	2,3979	0,0026	0,0061	0,0021	0,0051
total	1				0,8382	1,0904	-0,0874	0,4256
resultados del ajuste por mínimos cuadrados								
y=Ax+B	A=	1,28635856	B=	-1,1656	k=	1,2864	c=	2,4748

DETERMINACION DE LOS PARAMETROS DE WEIBULL POR MINIMOS CUADRADOS BASADOS EN LOS DATOS DEL AÑO 2010

Datos			Cálculos						
Vi (m/s)	frecuencia relativa	frecuencia relativa acumulada	Yi	xi	productos				
	fi	Fi	LN(-LN(1-Fi))	LN(vi)	fi xi	fixi^2	fi yi	fi xi yi	
1	0,1569	0,1569	-1,7682	0,0000	0,0000	0,0000	-0,2774	0	
2	0,2859	0,4427	-0,5366	0,6931	0,1981	0,1373	-0,1534	-0,1063	
3	0,2422	0,6850	0,1441	1,0986	0,2661	0,2923	0,0349	0,0384	
4	0,1527	0,8376	0,5977	1,3863	0,2117	0,2934	0,0913	0,1265	
5	0,0866	0,9242	0,9477	1,6094	0,1393	0,2242	0,0820	0,1320	
6	0,0432	0,9674	1,2307	1,7918	0,0774	0,1387	0,0532	0,0953	
7	0,0209	0,9883	1,4921	1,9459	0,0406	0,0790	0,0311	0,0606	
8	0,0089	0,9972	1,7703	2,0794	0,0185	0,0385	0,0158	0,0328	
9	0,0023	0,9995	2,0199	2,1972	0,0050	0,0110	0,0046	0,0101	
10	0,0004	0,9999	2,1887	2,3026	0,0009	0,0021	0,0009	0,0020	
11	0,0001	1,0000	-	-	-	-	-	-	
total	1				0,9577	1,2167	-0,1170	0,3914	
resultados del ajuste por mínimos cuadrados									
y=Ax+B	A=	1,68086721	B=	-1,7268	k=	1,6809	c=	2,7936	

DETERMINACION DE LOS PARAMETROS DE WEIBULL POR MINIMOS CUADRADOS BASADOS EN LOS DATOS DEL AÑO 2011

Datos			cálculos					
vi	frecuencia relativa	frecuencia acumulada	Yi	xi	productos			
	fi	Fi	LN(-LN(1-Fi))	LN(vi)	fi xi	fixi^2	fi yi	fi xi yi
1	0,3006	0,3006	-1,0285	0,0000	0,0000	0,0000	-0,3092	0
2	0,2717	0,5723	-0,1634	0,6931	0,1883	0,1305	-0,0444	-0,0308
3	0,1808	0,7531	0,3355	1,0986	0,1987	0,2182	0,0607	0,0667
4	0,1105	0,8636	0,6892	1,3863	0,1532	0,2124	0,0762	0,1056
5	0,0650	0,9286	0,9706	1,6094	0,1046	0,1683	0,0631	0,1015
6	0,0361	0,9647	1,2072	1,7918	0,0647	0,1159	0,0436	0,0781
7	0,0186	0,9834	1,4099	1,9459	0,0363	0,0706	0,0263	0,0512
8	0,0100	0,9933	1,6118	2,0794	0,0208	0,0432	0,0161	0,0335
9	0,0042	0,9975	1,7921	2,1972	0,0092	0,0202	0,0075	0,0165
10	0,0014	0,9990	1,9261	2,3026	0,0033	0,0076	0,0027	0,0063
11	0,0008	0,9997	2,0994	2,3979	0,0018	0,0044	0,0016	0,0038
total	1				0,7808	0,9914	-0,0558	0,4324
resultados del ajuste por minimos cuadrados								
y=Ax+B	A= 1,24699664	B= 1,0295	k=A= 1,2470	c=	2,2832			

DETERMINACION DE LOS PARAMETROS DE WEIBULL POR MINIMOS CUADRADOS BASADOS EN LOS DATOS DEL AÑO 2012

Datos			cálculos						
vi	frecuencia relativa	frecuencia relativa acumulada	Yi	xi	productos				
	fi	Fi	LN(-LN(1-Fi))	LN(vi)	fi xi	fixi^2	fi yi	fi xi yi	
1	0,3355	0,3355	-0,8947	0,0000	0,0000	0,0000	-0,3002	0	
2	0,2701	0,6056	-0,0721	0,6931	0,1872	0,1298	-0,0195	-0,0135	
3	0,1694	0,7750	0,3999	1,0986	0,1861	0,2045	0,0678	0,0744	
4	0,1017	0,8767	0,7387	1,3863	0,1410	0,1954	0,0751	0,1041	
5	0,0587	0,9354	1,0078	1,6094	0,0945	0,1520	0,0592	0,0952	
6	0,0322	0,9676	1,2326	1,7918	0,0577	0,1034	0,0397	0,0711	
7	0,0176	0,9852	1,4382	1,9459	0,0342	0,0666	0,0253	0,0492	
8	0,0084	0,9936	1,6187	2,0794	0,0174	0,0362	0,0136	0,0282	
9	0,0041	0,9977	1,8013	2,1972	0,0090	0,0197	0,0074	0,0162	
10	0,0014	0,9990	1,9370	2,3026	0,0032	0,0073	0,0027	0,0061	
11	0,0008	0,9998	2,1367	2,3979	0,0018	0,0044	0,0016	0,0039	
total	1				0,7321	0,9193	-0,0274	0,4350	
resultados del ajuste por minimos cuadrados									
y=Ax+B	A=	1,18716727	B=	-0,8965	k=	1,1872	c=	2,1280	

**DETERMINACION DE LOS PARAMETROS DE WEIBULL POR MINIMOS CUADRADOS BASADOS EN LOS DATOS
DESDE EL AÑO 2008 HASTA EL AÑO 2012**

Datos			Cálculos					
vi	frecuencia relativa	frecuencia relativa acumulada	Yi	xi	productos			
	fi	Fi	LN(-LN(1-Fi))	LN(vi)	fi xi	fixi^2	fi yi	fi xi yi
1	0,2556	0,2556	-1,2200	0,0000	0,0000	0,0000	-0,3119	0
2	0,2739	0,5295	-0,2824	0,6931	0,1898	0,1316	-0,0773	-0,0536
3	0,1985	0,7280	0,2639	1,0986	0,2181	0,2396	0,0524	0,0576
4	0,1236	0,8516	0,6461	1,3863	0,1714	0,2376	0,0799	0,1107
5	0,0717	0,9234	0,9435	1,6094	0,1155	0,1858	0,0677	0,1089
6	0,0396	0,9629	1,1925	1,7918	0,0709	0,1270	0,0472	0,0845
7	0,0206	0,9835	1,4125	1,9459	0,0401	0,0780	0,0291	0,0566
8	0,0098	0,9933	1,6120	2,0794	0,0204	0,0425	0,0158	0,0329
9	0,0042	0,9975	1,7908	2,1972	0,0091	0,0201	0,0074	0,0164
10	0,0015	0,9990	1,9370	2,3026	0,0035	0,0081	0,0029	0,0068
11	0,0007	0,9997	2,1025	2,3979	0,0017	0,0040	0,0015	0,0035
total	1				0,8404	1,0741	-0,0853	0,4243
resultados del ajuste por mínimos cuadrados								
y=Ax+B	A= 1,348485	B= -1,2186	k= 1,3485	c=	2,4687			

APÉNDICE C

DATOS EXPERIMENTALES DE PANELES SOLARES

DATOS EXPERIMENTALES DEL PANEL SOLAR MARCA JYSP-100 W (1)

Corriente (I)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Radiación Global (W/ m ²)	Área (m ²)	Potencia Teórica (W)	Eficiencia (%)
2,00	13,33	26,66	747,00	1,05	784,35	3,40
2,10	13,42	28,18	799,00	1,05	838,95	3,36
2,20	13,49	29,68	877,00	1,05	920,85	3,22
2,20	13,51	29,72	899,00	1,05	943,95	3,15
2,20	13,57	29,85	854,00	1,05	896,70	3,33
2,40	13,62	32,69	962,00	1,05	1010,10	3,24
2,00	13,24	26,48	795,00	1,05	834,75	3,17
1,90	13,09	24,87	744,00	1,05	781,20	3,18
1,70	12,94	22,00	690,00	1,05	724,50	3,04
1,70	12,90	21,93	650,00	1,05	682,50	3,21
1,90	13,13	24,95	685,00	1,05	719,25	3,47
1,90	12,98	24,66	733,00	1,05	769,65	3,20
1,80	13,10	23,58	680,00	1,05	714,00	3,30
1,60	12,73	20,37	636,00	1,05	667,80	3,05
1,50	12,72	19,08	614,00	1,05	644,70	2,96
1,50	12,65	18,98	604,00	1,05	634,20	2,99
1,60	12,73	20,37	605,00	1,05	635,25	3,21
1,50	12,67	19,01	607,00	1,05	637,35	2,98
1,60	12,71	20,34	600,00	1,05	630,00	3,23
1,70	12,95	22,02	680,00	1,05	714,00	3,08
1,60	12,74	20,38	627,00	1,05	658,35	3,10
1,60	12,77	20,43	622,00	1,05	653,10	3,13
1,70	12,85	21,85	637,00	1,05	668,85	3,27
1,70	12,81	21,78	649,00	1,05	681,45	3,20
1,60	12,79	20,46	646,00	1,05	678,30	3,02
1,70	12,81	21,78	640,00	1,05	672,00	3,24
1,70	12,86	21,86	638,00	1,05	669,90	3,26
1,60	12,78	20,45	637,00	1,05	668,85	3,06
1,70	12,82	21,79	655,00	1,05	687,75	3,17
1,70	12,89	21,91	677,00	1,05	710,85	3,08
PROMEDIO						
1,79	12,99	23,27	696,30	1,05	731,12	3,18

DATOS EXPERIMENTALES DEL PANEL SOLAR MARCA JYSP-100 W (2)

Corriente (I)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Radiación Global (W/ m ²)	Área (m ²)	Potencia Teórica (W)	Eficiencia (%)
1,60	12,94	20,70	734,00	1,05	770,7	2,69
1,50	12,99	19,49	721,00	1,05	757,05	2,57
1,50	12,85	19,28	695,00	1,05	729,75	2,64
1,60	13,17	21,07	748,00	1,05	785,4	2,68
1,90	13,63	25,90	825,00	1,05	866,25	2,99
1,90	13,38	25,42	873,00	1,05	916,65	2,77
2,10	13,80	28,98	942,00	1,05	989,1	2,93
2,20	13,95	30,69	1001,00	1,05	1051,05	2,92
2,30	14,06	32,34	1063,00	1,05	1116,15	2,90
2,40	14,19	34,06	1119,00	1,05	1174,95	2,90
2,50	14,29	35,73	1135,00	1,05	1191,75	3,00
2,50	14,29	35,73	1130,00	1,05	1186,5	3,01
2,50	14,26	35,65	1112,00	1,05	1167,6	3,05
2,50	14,24	35,60	1094,00	1,05	1148,7	3,10
2,40	14,16	33,98	1110,00	1,05	1165,5	2,92
2,30	13,94	32,06	1056,00	1,05	1108,8	2,89
2,10	13,77	28,92	1090,00	1,05	1144,5	2,53
2,00	13,57	27,14	1042,00	1,05	1094,1	2,48
2,10	13,86	29,11	928,00	1,05	974,4	2,99
2,00	13,63	27,26	912,00	1,05	957,6	2,85
2,20	13,95	30,69	937,00	1,05	983,85	3,12
2,30	14,20	32,66	1012,00	1,05	1062,6	3,07
2,30	14,04	32,29	993,00	1,05	1042,65	3,10
2,20	14,00	30,80	1028,00	1,05	1079,4	2,85
2,30	13,97	32,13	1031,00	1,05	1082,55	2,97
2,40	14,23	34,15	1091,00	1,05	1145,55	2,98
2,50	14,26	35,65	1120,00	1,05	1176	3,03
2,40	14,19	34,06	1097,00	1,05	1151,85	2,96
2,30	14,05	32,32	1072,00	1,05	1125,6	2,87
2,30	14,11	32,45	1052,00	1,05	1104,6	2,94
PROMEDIO						
2,17	13,87	30,21	992,10	1,05	1041,71	2,89

DATOS EXPERIMENTALES DEL PANEL SOLAR MARCA JYSP-200 W (3)

Corriente (I)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Radiación Global (W/ m ²)	Área (m ²)	Potencia Teórica (W)	Eficiencia (%)
1,90	12,86	24,43	693	1,47	1018,71	2,40
1,90	12,84	24,40	688	1,47	1011,36	2,41
1,90	12,81	24,34	682	1,47	1002,54	2,43
1,90	12,79	24,30	671	1,47	986,37	2,46
1,80	14,77	26,59	664	1,47	976,08	2,72
1,80	12,74	22,93	657	1,47	965,79	2,37
1,80	12,72	22,90	653	1,47	959,91	2,39
1,80	12,71	22,88	651	1,47	956,97	2,39
1,80	12,69	22,84	647	1,47	951,09	2,40
1,80	12,67	22,81	644	1,47	946,68	2,41
1,80	12,66	22,79	641	1,47	942,27	2,42
1,70	12,65	21,51	638	1,47	937,86	2,29
1,70	12,64	21,49	640	1,47	940,80	2,28
1,70	12,64	21,49	640	1,47	940,80	2,28
1,70	12,62	21,45	632	1,47	929,04	2,31
1,70	12,60	21,42	626	1,47	920,22	2,33
1,70	12,59	21,40	624	1,47	917,28	2,33
1,70	12,58	21,39	621	1,47	912,87	2,34
1,70	12,57	21,37	620	1,47	911,40	2,34
1,70	12,56	21,35	618	1,47	908,46	2,35
1,70	12,55	21,34	619	1,47	909,93	2,34
1,70	12,55	21,34	619	1,47	909,93	2,34
1,70	12,56	21,35	624	1,47	917,28	2,33
1,70	12,57	21,37	631	1,47	927,57	2,30
1,80	12,59	22,66	675	1,47	992,25	2,28
2,00	12,79	25,58	786	1,47	1155,42	2,21
1,80	12,60	22,68	722	1,47	1061,34	2,14
1,80	12,57	22,63	663	1,47	974,61	2,32
1,70	12,55	21,34	646	1,47	949,62	2,25
1,70	12,54	21,32	636	1,47	934,92	2,28
PROMEDIO						
1,77	12,72	22,52	652,37	1,47	958,98	2,35

DATOS EXPERIMENTALES DEL PANEL SOLAR MARCA JYSP-200 W (4)

Corriente (I)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Radiación Global (W/ m ²)	Área (m ²)	Potencia Teórica (W)	Eficiencia (%)
1,90	12,20	23,18	628,00	1,47	923,16	2,51
1,90	12,43	23,62	637,00	1,47	936,39	2,52
1,90	12,46	23,67	643,00	1,47	945,21	2,50
1,90	12,49	23,73	659,00	1,47	968,73	2,45
2,00	12,54	25,08	684,00	1,47	1005,48	2,49
2,10	12,60	26,46	707,00	1,47	1039,29	2,55
2,10	12,60	26,46	769,00	1,47	1130,43	2,34
2,20	12,68	27,90	837,00	1,47	1230,39	2,27
2,20	12,66	27,85	806,00	1,47	1184,82	2,35
2,10	12,61	26,48	755,00	1,47	1109,85	2,39
2,10	12,63	26,52	765,00	1,47	1124,55	2,36
2,20	12,69	27,92	767,00	1,47	1127,49	2,48
2,20	12,64	27,81	744,00	1,47	1093,68	2,54
2,10	12,63	26,52	719,00	1,47	1056,93	2,51
2,10	12,63	26,52	703,00	1,47	1033,41	2,57
2,10	12,61	26,48	694,00	1,47	1020,18	2,60
2,10	12,61	26,48	695,00	1,47	1021,65	2,59
2,10	12,63	26,52	708,00	1,47	1040,76	2,55
2,20	12,67	27,87	729,00	1,47	1071,63	2,60
2,30	12,77	29,37	741,00	1,47	1089,27	2,70
2,10	12,59	26,44	694,00	1,47	1020,18	2,59
2,00	12,52	25,04	670,00	1,47	984,90	2,54
1,90	12,50	23,75	655,00	1,47	962,85	2,47
2,00	12,51	25,02	649,00	1,47	954,03	2,62
1,90	12,49	23,73	647,00	1,47	951,09	2,50
1,90	12,47	23,69	643,00	1,47	945,21	2,51
1,90	12,46	23,67	637,00	1,47	936,39	2,53
1,90	12,45	23,66	633,00	1,47	930,51	2,54
1,90	12,44	23,64	630,00	1,47	926,10	2,55
1,90	12,44	23,64	629,00	1,47	924,63	2,56
PROMEDIO						
2,04	12,56	25,62	695,90	1,47	1022,97	2,51

DATOS EXPERIMENTALES DEL PANEL SOLAR MARCA SF 115/2-110 (5)

Corriente (I)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Radiación Global (W/ m ²)	Área (m ²)	Potencia Teórica (W)	Eficiencia (%)
2,40	11,71	28,10	582,00	0,68	395,76	7,10
2,40	11,70	28,08	583,00	0,68	396,44	7,08
2,50	11,71	29,28	585,00	0,68	397,8	7,36
2,50	11,72	29,30	587,00	0,68	399,16	7,34
2,50	11,77	29,43	587,00	0,68	399,16	7,37
2,50	11,77	29,43	588,00	0,68	399,84	7,36
2,50	11,72	29,30	590,00	0,68	401,2	7,30
2,50	11,73	29,33	592,00	0,68	402,56	7,28
2,50	11,73	29,33	595,00	0,68	404,6	7,25
2,60	11,72	30,47	596,00	0,68	405,28	7,52
2,50	11,74	29,35	598,00	0,68	406,64	7,22
2,50	11,74	29,35	602,00	0,68	409,36	7,17
2,60	11,75	30,55	607,00	0,68	412,76	7,40
2,50	11,75	29,38	610,00	0,68	414,8	7,08
2,60	11,76	30,58	612,00	0,68	416,16	7,35
2,60	11,76	30,58	616,00	0,68	418,88	7,30
2,60	11,76	30,58	618,00	0,68	420,24	7,28
2,60	11,77	30,60	619,00	0,68	420,92	7,27
2,60	11,77	30,60	621,00	0,68	422,28	7,25
2,60	11,77	30,60	626,00	0,68	425,68	7,19
2,60	11,78	30,63	627,00	0,68	426,36	7,18
2,60	11,78	30,63	628,00	0,68	427,04	7,17
2,60	11,78	30,63	633,00	0,68	430,44	7,12
2,70	11,79	31,83	636,00	0,68	432,48	7,36
2,70	11,80	31,86	636,00	0,68	432,48	7,37
2,70	11,80	31,86	647,00	0,68	439,96	7,24
2,70	11,81	31,89	651,00	0,68	442,68	7,20
2,70	11,81	31,89	655,00	0,68	445,4	7,16
2,70	11,82	31,91	658,00	0,68	447,44	7,13
2,70	11,82	31,91	658,00	0,68	447,44	7,13
PROMEDIO						
2,58	11,76	30,31	614,77	0,68	418,04	7,25

DATOS EXPERIMENTALES DEL PANEL SOLAR MARCA SF 115/2-110 (6)

Corriente (I)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Radiación Global (W/ m ²)	Área (m ²)	Potencia Teórica (W)	Eficiencia (%)
3,80	12,18	46,28	833,00	0,68	566,44	8,17
3,90	12,21	47,62	898,00	0,68	610,64	7,80
3,90	12,22	47,66	908,00	0,68	617,44	7,72
4,10	12,30	50,43	917,00	0,68	623,56	8,09
4,80	12,30	59,04	1015,00	0,68	690,20	8,55
5,20	12,66	65,83	1196,00	0,68	813,28	8,09
6,10	12,85	78,39	1256,00	0,68	854,08	9,18
5,80	12,78	74,12	1208,00	0,68	821,44	9,02
5,30	12,66	67,10	1092,00	0,68	742,56	9,04
4,10	12,38	50,76	897,00	0,68	609,96	8,32
4,40	12,48	54,91	967,00	0,68	657,56	8,35
4,00	12,31	49,24	923,00	0,68	627,64	7,85
3,60	12,24	44,06	869,00	0,68	590,92	7,46
3,60	12,24	44,06	824,00	0,68	560,32	7,86
3,40	12,19	41,45	791,00	0,68	537,88	7,71
3,30	12,15	40,10	768,00	0,68	522,24	7,68
3,30	12,14	40,06	743,00	0,68	505,24	7,93
3,20	12,11	38,75	722,00	0,68	490,96	7,89
3,20	12,09	38,69	708,00	0,68	481,44	8,04
3,10	12,07	37,42	700,00	0,68	476,00	7,86
3,10	12,05	37,36	690,00	0,68	469,20	7,96
3,00	12,06	36,18	685,00	0,68	465,80	7,77
2,90	12,00	34,80	658,00	0,68	447,44	7,78
2,90	11,98	34,74	646,00	0,68	439,28	7,91
2,90	11,96	34,68	637,00	0,68	433,16	8,01
2,80	11,94	33,43	631,00	0,68	429,08	7,79
2,80	11,93	33,40	625,00	0,68	425,00	7,86
2,80	11,91	33,35	619,00	0,68	420,92	7,92
2,80	11,90	33,32	615,00	0,68	418,20	7,97
2,80	11,88	33,26	611,00	0,68	415,48	8,01
PROMEDIO						
3,70	12,21	45,35	821,73	0,68	558,78	8,05

APÉNDICE D

CONSUMO DE ARTEFACTOS ELÉCTRICOS

CONSUMO DE ARTEFACTOS ELÉCTRICOS

Tubo Calefactor (2000 Calorias)	2400 W	2.400 kW – h
Estufa de cuarzo	1200 W	1.200 kW – h
Horno Eléctrico	1300 W	1.040 kW – h
Freidora	2000 W	1.000 kW – h
Radiador	1200 W	0.960 kW – h
Termo tanque	3000 W	0.900 kW – h
Lavarropas automáticos	2520 W	0.882 kW – h
Cafetera	900 W	0.720 kW – h
Aspiradora	750 W	0.675 kW – h
Microondas	800 W	0.640 kW – h
Plancha	1000 W	0.600 kW – h
Secador de cabello	500 W	0.400 kW – h
Multiprocesadora	500 W	0.400 kW – h
Computadora	300 W	0.300 kW – h
Licuadora	300 W	0.300 kW – h
Secarropa centrifugo	240 W	0.192 kW – h
Lavarropa automático	520 W	0.182 kW – h
Purificador de aire	110 W	0,110 kW – h

APÉNDICE E

DATOS EXPERIMENTALES DE VELOCIDAD Y CORRIENTE OBTENIDOS DEL AEROGENERADOR

Velocidad	AC	DC
3,8	0,3	0,5
4,3	0,3	0,5
4,4	0,4	0,4
4,4	0,4	0,6
4,5	0,3	0,5
4,5	0,6	1,6
4,6	0,3	0,5
4,6	0,1	0,2
4,7	0,4	0,4
4,8	0,7	0,9
4,8	0,1	0,3
4,9	0,4	0,5
4,9	1,4	1,6
4,9	0,8	1,1
4,9	1,4	1,9
4,9	0,3	0,6
4,9	0,4	0,7
5	0,2	0,3
5	2	2,7
5	0,6	1
5	0,3	0,5
5,1	0,4	0,5
5,1	3,2	4,5
5,1	1,1	2,1
5,1	0,4	0,7
5,1	0,5	0,8
5,1	0,1	0,2
5,1	0,2	0,3
5,2	0,6	0,9
5,2	2,3	4,5
5,2	0,8	1,2
5,2	0,7	1,6
5,2	0,4	0,7

Velocidad	AC	DC
5,2	0,1	0,2
5,2	0,6	1,1
5,2	0,1	0,3
5,3	1,4	2,3
5,3	2	2,5
5,3	0,3	0,5
5,3	0,2	0,9
5,3	0,3	0,5
5,4	3	4,2
5,4	1,9	2,5
5,4	2,6	3,8
5,4	0,7	3,3
5,4	0,4	0,6
5,5	1,4	2,8
5,5	0,9	2,1
5,5	1,9	2,5
5,5	0,6	0,8
5,6	0,5	0,8
5,6	1,1	1,8
5,6	3,7	5
5,6	1,4	1,6
5,7	0,7	1,1
5,7	1,8	2,6
5,7	0,2	0,4
5,7	1,3	1,8
5,7	1,7	2,1
5,8	0,2	0,4
5,9	4,2	7,5
5,9	6,1	5,7
5,9	0,8	1,1
6	8,2	9,8
6	1,8	2,2
6	0,7	1,5

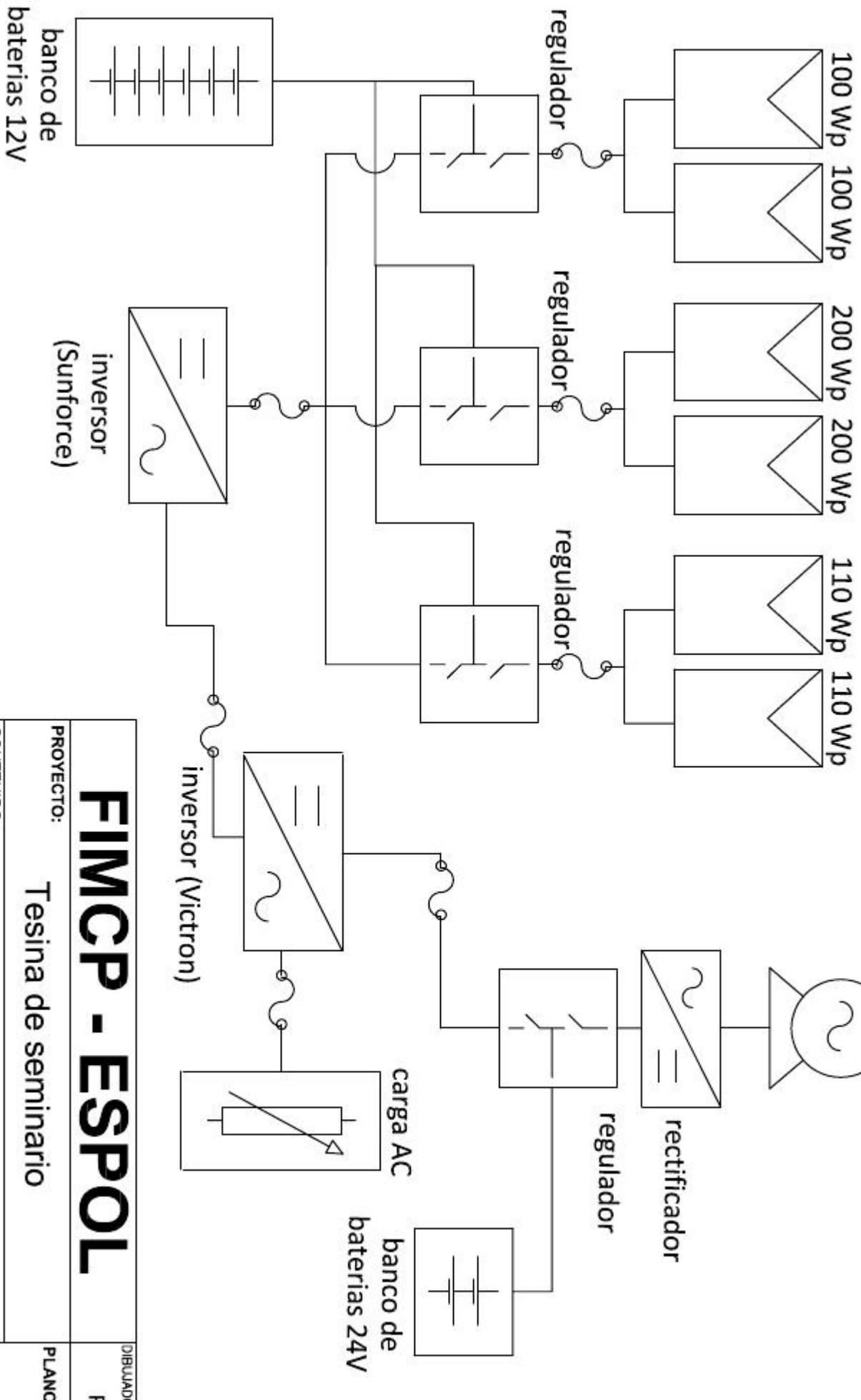
Velocidad	AC	DC
6	4,7	6,2
6,1	3,5	3,9
6,1	1,8	2,6
6,1	0,3	0,5
6,2	1,9	2,1
6,3	2	3,9
6,3	5	6,2
6,3	0,7	1,1
6,4	4,6	6
6,4	2,6	4
6,4	4,2	6
6,4	2,3	3,5
6,4	3,3	4,5
6,4	1,3	1,7
6,5	4,3	5,9
6,6	1	1,4
6,8	8,5	10,6
6,8	4,4	6,3
6,9	5,7	8,4
6,9	3,9	5,1
7	4,4	5,8
7,2	5,5	7,6
7,2	2,9	3,7
7,4	3,2	4,9
7,4	6,3	7,7
7,4	6	7,9
7,6	3,9	5
7,7	6,5	8,7
7,9	6,9	8,3
8,1	7,1	8,5
8,6	7,8	9
9	9	12,3

APÉNDICE F

PLANOS

generadores fotovoltaicos

aerogenerador



FIMCP - ESPOL

PROYECTO: Tesina de seminario

CONTENIDO: Sistema hibrido de generación eléctrica del Lab. FREE

FECHA: 10 de febrero del 2013

DIBUADO POR :
Peña J.

PLANO Nº :
1

BIBLIOGRAFIA

- [1] J. Agredano, *Tecnología fotovoltaica*, Mexico D.F, 2008

- [2] E. Gonzalez, *Sistema fotovoltaico con mínimo almacenamiento de energía en el enlace de CD*, Cuernavaca, 2008

- [3] V. Saltos, *Diseño y construcción de un controlador digital para máxima transferencia de potencia aplicada a una central solar fotovoltaica*, Guayaquil, 1987

- [4] M. Leon, *Diseño y construcción de un colector solar de placa plana de doble exposición*, Guayaquil, 1984

- [5] E. Luna, *Evaluación del potencial eólico y propuesta preliminar para la instalación de un parque aerogenerador en el área de la chocolatera – Puntilla de Santa Elena*, Guayaquil, 2008
- [6] F. Flor, *Utilización de la energía eólica en un diseño preliminar de un sistema de calefacción para la estación antártica ecuatoriana*, Guayaquil, 2006.
- [7] J. Maria, R. Cuervo, *Energía solar fotovoltaica, 2da Edición*, FC Editorial, 2005.
- [8] M, Villarrubia, *Energía eólica*. Barcelona: Ceac, 2004.
- [9] R. Naville, *Solar Energy Conversion: The Solar Cell*, Amsterdam, 1978.
- [10] E. Lorenzo, *Electricidad Solar, Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos* ISBN: 84-86505-45-3, 1994.
- [11] M. Ibañez Plana, J.R. Rosell Polo, J.I. Rosell Urrutia, *Tecnología Solar*, Ediciones Mundi-Prensa, Madrid, 2005
- [12] A. Mosquera (Ministerio de electricidad y Energías Renovables) *Energías Renovables para Galápagos – Proyecto ERGAL*, Quito – Puerto Ayora, Octubre 2007

- [13] G.Harper, *Solar Energy Projects for the evil genius*, MC Graw Hill, USA, 2007
- [14] M. Tobajas, *Energía Solar Fotovoltaica, 2º Edición*, Ediciones Ceysa, 2005
- [15] F. Vanek, L. Albright, *Energy Systems Engineering Evaluations & Implementations*, MC Graw Hill, USA, 2008
- [16] *Sistema de Energía Fotovoltaica, Manual del instalador colectivo*, Procensa SA, Segunda Edición, España, Sevilla, ASIF, 2005