



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA SELECCIÓN DEL
GENERADOR DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA EÓLICA**

Carlos Arnulfo Garzo Solares

Asesorado por el Ing. Jorge Luis Pérez Rivera

Guatemala, abril de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA SELECCIÓN DEL
GENERADOR DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA EÓLICA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

CARLOS ARNULFO GARZO SOLARES

ASESORADO POR EL ING. JORGE LUIS PÉREZ RIVERA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ABRIL DE 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Raúl Eduardo Ticún Córdova
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing. Carlos Enrique Chicol Cabrera
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA SELECCIÓN DEL GENERADOR DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA EÓLICA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 25 de agosto de 2014.



Carlos Arnulfo Garzo Solares

Guatemala 12 de octubre de 2015

Ingeniero
Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador de Área de Potencia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Universidad de San Carlos de Guatemala

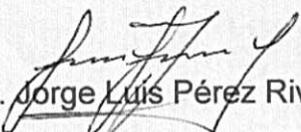
Estimado Ingeniero Orozco

Reciba un atento y cordial saludo, de acuerdo con la designación de mi persona en asesorar el trabajo de graduación desarrollado por el estudiante Carlos Arnulfo Garzo Solares, carnet No: 2007-22045, titulado: " **ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA SELECCIÓN DEL GENERADOR DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA EÓLICA**"; encontrándolo satisfactorio en su contenido y elaboración, y en función de los parámetros de evaluación establecidos, por medio del presente, me permito dar la aprobación y recomendación del mismo, remitiéndolo a la Coordinación del Área de Potencia de la Escuela de Mecánica Eléctrica, con el fin de darle el trámite correspondiente.

Agradeciendo la atención a la presente, me es grato suscribirme

Sin otro particular

Atentamente


Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
Colegiado No. 3,057

Asesor

Jorge Luis Pérez Rivera
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 3057



REF. EIME 16.2016.
Guatemala, 24 de FEBRERO 2016.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA SELECCIÓN
DEL GENERADOR DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA
EÓLICA, del estudiante Carlos Arnulfo Garzo Solares, que cumple
con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
DIRECCIÓN Y ENSEÑANZA A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



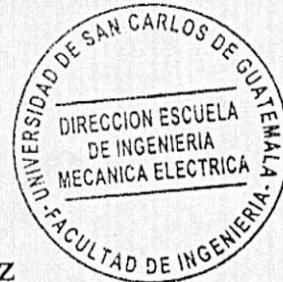
SFO



REF. EIME 16. 2016.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; CARLOS ARNULFO GARZO SOLARES Titulado: ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA SELECCIÓN DEL GENERADOR DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA EÓLICA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



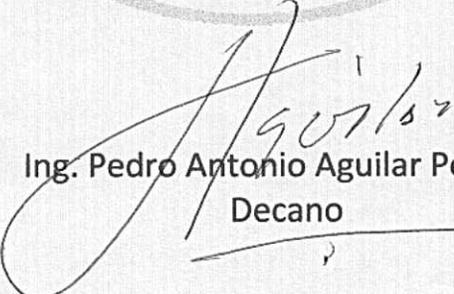
GUATEMALA, 9 DE MARZO 2016.



DTG. 163.2016

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA SELECCIÓN DEL GENERADOR DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA EÓLICA**, presentado por el estudiante universitario: **Carlos Arnulfo Garzo Solares**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, abril de 2016

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Padre divino, que me ha dado fuerza, sabiduría y salud para alcanzar esta meta.
- Mis padres** María Carlota Solares Colindres y Juan Arnulfo Garzo Salazar, por su amor y apoyo incondicional para mi superación profesional.
- Mis hermanos** Alexander y María José Garzo Solares, por consejos y apoyo incondicional.
- Mis amigos** Personas que han marcado mi vida y que he ido encontrando debido a las decisiones que he tomado, junto a ellos he salido adelante y logrado alcanzar mis metas.
- Mis tíos** Trinidad Garzo Salazar y Eleuteria Fong Donis, por sus consejos y apoyo incondicional.
- Mi novia** Marta Chew, por ser el apoyo y motivación que me ayudó a finalizar mi carrera universitaria.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Casa formadora del saber donde aprendí sobre ciencia y sobre la vida.
Facultad de Ingeniería	<i>Alma máter</i> , nutridora de conocimiento académico donde he vivido años que nunca olvidaré.
Mis amigos de la Facultad	Hugo Palencia, Iván Contreras, Javier Hernández, Luis Herrera, Carlos Barrientos, Fabiola Pinto, Jonathan Ramírez y tantas personas más, a todos ustedes, muchas gracias.
Mi asesor	Ingeniero Jorge Luis Pérez Rivera, por su tiempo, apoyo y dedicación para culminar mi trabajo de graduación.

1.5.	Curva de potencia de un aerogenerador.....	21
1.5.1.	Incertidumbre en mediciones de curvas de potencia.....	22
1.6.	Clasificación de los aerogeneradores eólicos	24
1.6.1.	Generadores de turbinas eólicas.....	25
2.	ESTUDIO TÉCNICO DEL VIENTO.....	27
2.1.	Torre de medición y obtención de datos	27
2.2.	Instrumentos de medición	28
2.2.1.	Anemómetro.....	29
2.2.1.1.	Importancia en la calibración de los anemómetros	30
2.2.2.	Veleta	31
2.2.3.	Termómetro.....	32
2.3.	Parámetros medidos del recurso eólico	33
2.3.1.	Rosa de frecuencias.....	33
2.3.2.	Rosa de velocidades	34
2.4.	Distribuciones de probabilidad aplicadas al viento.....	36
2.4.1.	Distribución de Weibull.....	40
2.4.1.1.	Determinación de los parámetros de Weibull.....	42
2.4.2.	Distribución de Rayleigh.....	43
2.5.	Registro de datos de una estación meteorológica	44
2.6.	Recolección de datos de una torre meteorológica	47
2.7.	Tratamiento y análisis de los datos	48
3.	ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL GENERADOR DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA EÓLICA.....	53

3.1.	Generalidades del diseño y funcionamiento de los generadores en turbinas eólicas.....	53
3.2.	Los sistemas de velocidad variable frente a los sistemas de velocidad fija.....	54
3.3.	Clasificación de los aerogeneradores eólicos según su aplicación.....	57
3.4.	Generadores eólicos asíncronos	57
3.4.1.	Par producido en la máquina de inducción.....	58
3.4.2.	Deslizamiento del rotor	59
3.5.	Funcionamiento del generador de rotor jaula de ardilla y curva par-velocidad	61
3.5.1.	Modelo del generador de inducción.....	64
3.5.1.1.	Consideraciones en el modelo del generador de inducción	66
3.5.2.	Características de precio y mantenimiento.....	67
3.5.3.	Comportamiento respecto a la red.....	67
3.6.	Generador doblemente alimentado	68
3.6.1.	Características de precio y mantenimiento.....	70
3.6.2.	Comportamiento respecto a la red.....	71
3.7.	Generadores eólicos síncronos	71
3.7.1.	Principio de funcionamiento de una máquina síncrona.....	73
3.8.	Generador síncrono (excitación clásica).....	77
3.8.1.	Características de precio y mantenimiento.....	77
3.8.2.	Comportamiento respecto a la red.....	78
3.9.	Generador síncrono en excitación con imanes permanentes (flujo radial).....	78
3.9.1.	Características de precio y mantenimiento.....	79
3.9.2.	Comportamiento respecto a la red.....	79

3.10.	Configuraciones en generadores síncronos y asíncronos conectados a la red.....	79
3.11.	Características de regulación del sistema.....	85
3.11.1.	Convertidor lado del generador.....	85
3.11.2.	Inversor lado de la red.....	87
3.12.	Clasificación de los aerogeneradores según el tipo de viento.....	87
4.	EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA VIABILIDAD EN LA SELECCIÓN DE UN AEROGENERADOR.....	91
4.1.	Caracterización energética de las condiciones del viento.....	91
4.2.	Selección y caracterización de aerogeneradores más comunes.....	93
4.3.	Condiciones iniciales cálculo de la energía producida.....	95
4.3.1.	Cuantificación de la energía del viento.....	95
4.3.1.1.	Diferencia entre la energía libre, bruta y neta.....	96
4.4.	Cálculo de la energía producida.....	97
4.5.	Efecto de la variación de la densidad del aire en la curva de potencia.....	109
4.5.1.	Cálculo de la densidad del aire.....	110
4.5.1.1.	Densidad del aire a la altura del buje.....	111
4.5.1.2.	Temperatura disponible a la altura del buje.....	111
4.5.1.3.	Temperatura disponible para una altura distinta del buje.....	112
4.5.2.	Variación en la producción energética en función de la densidad del viento.....	113

4.6.	Influencia del coeficiente de empuje y coeficiente de potencia sobre la producción energética	115
4.6.1.	Deducción del coeficiente de potencia	115
4.6.2.	Coeficiente de empuje	117
4.6.3.	Análisis práctico del coeficiente de potencia y el coeficiente de empuje.....	118
4.7.	Factor de carga	124
4.8.	Costos de inversión	127
4.9.	Costos de producción	129
4.10.	Aspectos ambientales de la energía eólica	133
CONCLUSIONES		137
RECOMENDACIONES.....		139
BIBLIOGRAFÍA.....		141
ANEXOS.....		143

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Actuación de la fuerza de Coriolis	8
2.	Espectro de la variación del viento.....	9
3.	Ejemplo de la medida del viento en un anemómetro. Distinción entre turbulencia y variación media del viento	10
4.	Perfiles de velocidad en función de la orografía del terreno.....	11
5.	Variación del viento con la altura. Estabilidad atmosférica.....	14
6.	Esquema del cilindro de aire que atraviesa el viento	16
7.	Flujo de aire que atraviesa el rotor de un aerogenerador.....	18
8.	Incertidumbre en mediciones de curvas de potencia	23
9.	Torre de celosía de 30 metros de altura.....	28
10.	Ejemplo de anemómetro (anemómetro sónico)	29
11.	Ejemplo de certificado de calibración de un anemómetro	31
12.	Veleta desmontada	32
13.	Termohigrómetro.....	33
14.	Rosa de frecuencias.....	34
15.	Rosa de velocidades	35
16.	Rosa de energía.....	36
17.	Relación entre distribución acumulativa y función matemática	39
18.	Densidad de probabilidad de Weibull	41
19.	Distribuciones de Weibull para distintos factores de forma K.....	42
20.	Estaciones meteorológicas en Guatemala	45
21.	Mapa de potencial eólico.....	46
22.	Histograma de frecuencias acumuladas de viento.....	49

23.	Histograma de frecuencias acumuladas de viento con aproximación gráfica	50
24.	Función de densidad de la velocidad del viento	50
25.	Generador asíncrono de jaula de ardilla o rotor en cortocircuito con dos convertidores electrónicos tipo IGBT	61
26.	Curva par-velocidad de la máquina de inducción	62
27.	Circuito por fase del generador de inducción.....	65
28.	Generador asíncrono de doble alimentación con convertidores electrónicos IGBT	70
29.	Sistema de excitación electrónico en generadores síncronos	73
30.	Máquina síncrona conectada a una red de potencia infinita	75
31.	Potencia activa de una máquina síncrona en función del ángulo de carga.....	76
32.	Configuraciones estándar utilizando generador asíncrono y síncrono	81
33.	Histograma de velocidades del viento	93
34.	Energía libre	96
35.	Curva de potencia específica Enercon modelo E82-2.0 MW (opción B)	99
36.	Curva de potencia específica Gamesa modelo G90-2,0 MW (opción A)	101
37.	Curva de potencia específica Vestas modelo V90-2.0 MW (opción C)	103
38.	Gráfico comparativo entre las distintas curvas de potencia	104
39.	Curvas de potencia modelo Gamesa G90 a distintas densidades del viento	113
40.	Curvas coeficiente de potencia y coeficiente de empuje modelo Gamesa G90	120

41.	Curvas coeficiente de potencia y coeficiente de empuje modelo Enercon E82	122
42.	Curvas coeficiente de potencia y coeficiente de empuje modelo Vestas V90.....	124

TABLAS

I.	Promedios mensuales del viento (kilómetros por hora).....	47
II.	Velocidades medias anuales en kilómetros por hora y metros por segundo	48
III.	Comparación con distribuciones alternativas	51
IV.	Especificaciones de las configuraciones mostradas en la figura 32.....	82
V.	Clases de aerogeneradores según el régimen de viento (IEC-61400-1)	88
VI.	Probabilidad de horas de velocidad de viento en el año	92
VII.	Principales fabricantes de aerogeneradores	94
VIII.	Datos correspondientes a la curva de potencia modelo Enercon E-82 (opción B)	98
IX.	Datos correspondientes a la curva de potencia modelo Gamesa G-90 (opción A).....	100
X.	Datos correspondientes a la curva de potencia modelo Vestas V-90 (opción C).....	102
XI.	Producción eléctrica total para el modelo Gamesa G90	105
XII.	Producción eléctrica total para el modelo Enercon E82.....	106
XIII.	Producción eléctrica total para el modelo Vestas V90	107
XIV.	Resumen del cálculo energético con densidad de 1,060	114
XV.	Resumen del cálculo energético con densidad de 1,270	114
XVI.	Coeficientes de potencia y empuje modelo Gamesa G90.....	119
XVII.	Coeficientes de potencia y empuje modelo Enercon E82	121

XVIII.	Coeficientes de potencia y empuje modelo Vestas V90	123
XIX.	Costos de inversión porcentual estimado	128
XX.	Costos de explotación.....	130
XXI.	Energía producida y costo de producción.....	132
XXII.	Impacto ambiental de las diferentes formas de producción de energía.....	134

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Área
c\$/kWh	Centavos de dólar por kilovatio hora
C_t	Coeficiente de empuje
C_p	Coeficiente de potencia
ρ	Densidad
s	Deslizamiento
σ	Desviación estándar
CO₂	Dióxido de carbono
\$/kW	Dólar por kilovatio
FC	Factor de carga
c	Factor de escala
K	Factor de forma
F	Fuerza
f(U)	Función de densidad de probabilidad
F(U)	Función de distribución acumulativa
°C	Grados centígrados
g	Gravedad
hz	Hercio
h/año	Horas por año
Kg/m³	Kilogramo por metro cúbico
Km/h	Kilómetro por hora
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora

KWh/año	Kilovatio hora por año
MW	Megavatio
m	Metro
m/s	Metro por segundo
P	Número de polos
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
P(U₁)	Probabilidad discreta
rpm	Revoluciones por minuto
Σ	Sumatoria
σ^2	Varianza
n_{sinc}	Velocidad de sincronismo
v	Velocidad del viento
V	Voltio

GLOSARIO

Aerodinámica	Acciones que aparecen sobre los cuerpos sólidos cuando existe un movimiento relativo entre estos y el fluido que los baña, siendo este último un gas.
Aerogenerador	Es un generador eléctrico movido por una turbina accionada por el viento.
Anemómetro	Es el instrumento mediante el cual se registra la velocidad del viento.
Campo magnético	Campo de fuerzas creados como consecuencia del movimiento de cargas eléctricas.
Capacitor	Dispositivo, utilizado en electricidad y electrónica, capaz de almacenar energía sustentando un campo eléctrico.
Convección	Forma de transferencia de calor en un fluido mediante el movimiento interno de masas del propio fluido que tiene distinta densidad.
Corriente alterna	Es la corriente eléctrica que cambia periódica y rápidamente de dirección.

Costo de explotación	Costo relacionado con el mantenimiento y funcionamiento del proyecto en el período especificado.
Costo de inversión	Costo inicial del proyecto en el que se analiza la viabilidad del mismo.
Costo de producción	Costo relacionado con lo que cuesta producir cada unidad de energía a la venta.
Densidad	Relación entre la masa de un cuerpo y su volumen.
Deslizamiento	Relación entre la frecuencia de la velocidad relativa del rotor y del campo magnético inducido.
Devanado	Es un arrollamiento de conductores circulares o planos alrededor de un núcleo de hierro con el fin de producir un campo magnético.
Distribución estadística	Es una función que asigna a cada suceso definido sobre la variable aleatoria la probabilidad de que dicho suceso ocurra.
ECG	Acrónimo del inglés Extreme Coherent Gust / ráfaga extrema coherente.
EDC	Acrónimo del inglés Extreme Direction Change / cambio de dirección extremo.

Eficiencia	Óptima utilización de los recursos disponibles para la obtención de resultados deseados.
Embalar	Disposición en una máquina cuando ocurre una sobre velocidad en su funcionamiento.
Energía cinética	Se define como el trabajo necesario para acelerar un cuerpo de una masa determinada desde el reposo hasta la velocidad indicada.
Energía eléctrica	Forma de energía resultante de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos.
Energía eólica	Energía proveniente del viento.
EOG	Acrónimo del inglés Extreme Operating Gust / ráfaga extrema de operación.
Espectro	Es la imagen o registro gráfico que presenta un sistema físico al ser excitado y posteriormente analizado.
EWS	Acrónimo del inglés Extreme Wind Shear / Corte del viento extremo.
Factor de carga	Relación entre la producción anual de energía y la producción teórica máxima.

Factor de potencia	Término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo.
<i>Fliker</i>	Es una decoloración visible entre los ciclos que aparecen en las pantallas lumínicas y luminarias.
Frecuencia relativa	Es el cociente entre la frecuencia absoluta de un determinado valor y el número total de datos.
Generador asíncrono	Máquina eléctrica rotativa que convierte la energía mecánica en eléctrica mediante inducción electromagnética.
Generador síncrono	Máquina eléctrica rotativa que convierte la energía mecánica en eléctrica, cuya frecuencia está ligada a la velocidad incidente en el rotor.
Histograma	Es una representación gráfica de una variable en forma de barras, donde la superficie de cada barra es proporcional a la frecuencia de los valores representados, ya sea en forma diferencial o acumulada.
Horas equivalentes	Número ficticio de horas a la potencia nominal.
Hz	Hercio. Unidad de frecuencia eléctrica.
IEC	Acrónimo del inglés International Electrotechnical Commission / Comisión Electrotécnica Internacional.

IGBT	Acrónimo del inglés Insulated Gate Bipolar Transistor / transistor bipolar de puerta aislada.
Impedancia	Resistencia aparente de un circuito eléctrico al paso de la corriente alterna.
Incertidumbre	Es una cota superior del valor de la corrección residual de la medida.
Interpolar	Obtención de nuevos puntos partiendo del conocimiento de un conjunto discreto de puntos.
Orografía	Se refiere tanto a las elevaciones que puedan existir en una zona en particular.
Par	Es un sistema formado por dos fuerzas paralelas entre sí, de la misma intensidad o módulo, pero de sentidos contrarios.
Parámetro	Una función definida sobre valores numéricos que caracteriza una población o un modelo.
<i>Pitch control</i>	Control de parada variando el ángulo de la pala del generador eólico.
Potencia activa	Es la potencia capaz de transformar la energía eléctrica en trabajo.

Potencia reactiva	Esta potencia no se consume ni se genera en el sentido estricto, es toda aquella potencia desarrollada en circuitos inductivos y capacitivos.
Potencial eléctrico	Energía que tiene un cuerpo al estar situado en un campo de fuerzas eléctricas.
<i>Power converter</i>	Dispositivos electrónicos para el control y arranque del generador eólico.
PWM	Acrónimo del inglés Pulse-Width Modulation / modulación por ancho de pulsos.
Red eléctrica	Es una red interconectada que tiene el propósito de suministrar electricidad desde los proveedores hasta los consumidores.
Rugosidad	Conjunto de irregularidades que posee una superficie.
<i>Stall control</i>	Control de parada en la regulación del generador eólico.
Trifásico	De tres corrientes eléctricas alternas iguales, procedentes del mismo generador y desplazadas en el tiempo, cada una respecto de las otras dos, en un tercio de período.

Turbulencia	Es un régimen de flujo caracterizado por baja difusión de momento, alta convección y cambios espacio-temporales rápidos.
Variable continua	Es una variable que puede tomar un valor fijo dentro de un intervalo determinado.
Variable discreta	Es una variable que solo puede tomar valores dentro de un conjunto numerable.

RESUMEN

Cuando se desea especificar y seleccionar un generador eólico, existen múltiples variables que determinan su funcionamiento y su eficiencia para la selección óptima, se puede escoger determinado tipo de generador para ser utilizado en cualquier parque eólico y así producir energía eléctrica según sus características físicas y constructivas propias, así como las características donde se ubicará la instalación, estos factores condicionarán como se comportara el aerogenerador. Es por eso que para tomar en cuenta el gran número de posibilidades de selección del generador para cualquier proyecto, es necesario el análisis de la zona o emplazamiento donde se montará el parque eólico, esto mediante herramientas de computadora, así como todas las posibilidades constructivas y de mercado disponibles para seleccionar el generador ideal; la selección de un generador eólico está dividida tanto en temas eléctricos, como mecánico, y físicos, así como la selección adecuada basado en la disponibilidad y variedad en el mercado.

La metodología empleada para la selección de generadores eólicos, será explicada y desarrollada explicando los puntos que se toman en cuenta para la selección, esto presentado en cuatro capítulos estructurados desarrollados para el presente trabajo.

OBJETIVOS

General

Determinar los parámetros generales para la selección óptima del generador de una central eléctrica eólica, basado en un estudio técnico-económico.

Específicos

1. Estudiar el comportamiento y características del viento aplicado a la selección del generador de una central eléctrica eólica.
2. Estudiar las características desde el punto de vista técnico para la selección del generador de una central eléctrica eólica.
3. Elaborar una evaluación económica y comparativa entre generadores eólicos comerciales.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo está orientado a determinar los parámetros generales en la selección de un aerogenerador, basado en un estudio técnico-económico de las áreas geográficas propicias para la generación, y las características físicas del aerogenerador que harán eficiente su funcionamiento. Posteriormente serán analizados económicamente para determinar la mejor opción en función de las propuestas de aerogeneradores comerciales.

La energía eólica es un tipo de energía renovable y limpia, esta energía es obtenida del viento, aprovechando de esta forma la energía cinética del movimiento de la masa del viento que se mueve en toda la región terrestre, actualmente en Guatemala se ha convertido en una forma alternativa de generar potencia eléctrica.

Adicionalmente se analizará la forma que se procesan los datos recolectados para formular una función de probabilidad aproximada al lugar donde será colocado el emplazamiento. A continuación se detalla el desarrollo de cada capítulo en el presente trabajo.

En el capítulo 1 se explicará los orígenes de la energía eólica así como el mecanismo de formación del viento, cuales son los parámetros que lo gobiernan, como este interactúa para el proceso de producción de un aerogenerador, parámetros físicos que determinan el aprovechamiento energético de un generador.

En el capítulo 2 son descritas las consideraciones y análisis en el estudio técnico del viento, los instrumentos de medición y la obtención de datos para realizar dicho estudio, así como los parámetros necesarios medidos para el recurso eólico, también el análisis estadístico correspondiente y la determinación de las funciones de probabilidad que describen el comportamiento del viento esto realizado con datos experimentales proporcionados por el Insivumeh.

En el capítulo 3 se describen las características eléctricas, mecánicas y técnicas que permiten determinar desde el punto de vista técnico los primeros parámetros de selección del generador eólico, basado en el tipo de máquina eléctrica según la aplicación y potencia a utilizar para la máquina generadora.

El capítulo 4 describe mediante ejemplos prácticos el análisis desde el punto de vista económico, haciendo comparaciones entre generadores comerciales, así como analizando sus curvas de potencia respectivas tomando en cuenta la productividad energética y como este determina un factor en los costos de inversión para su selección.

1. ENERGÍA EÓLICA Y LOS AEROGENERADORES

En la actualidad el aprovechamiento de la energía renovable se ha vuelto una forma de generación a la cual se le ha dado mucha importancia. La energía eólica es una energía renovable sustentada en el aprovechamiento de la energía del movimiento de la masa del viento en el globo terrestre y que se ha aprovechado durante décadas.

1.1. Orígenes de la energía eólica

La energía eólica se ha aprovechado durante varios años, así como el resto de las energías renovables. Desde que se tiene conocimiento de la energía aprovechada por el viento en los barcos veleros y maquinarias con aspas, se ha prestado bastante atención a la forma de extraer cada vez de manera más eficiente su energía. Aprovechando la energía cinética de la masa del viento que se mueve en toda la región terrestre, esta forma de obtener energía en los últimos años se ha convertido en una forma de generación viable en muchos países del mundo, en donde años atrás no era considerada como una opción de generación. Todas las fuentes de energía renovable, incluyendo la energía de los combustibles fósiles, provienen, en último término del sol. Según mediciones realizadas alrededor de un 1 a un 2 % de la energía proveniente del sol es convertida en energía eólica. Esto supone una energía varias veces superior a la convertida en biomasa por todas las plantas de la Tierra.

Esta forma de generación de energía es considerada por varios ingenieros y científicos como un tipo energía renovable y limpia, sin emisión de gases de

efecto invernadero, cuyo impacto ambiental es muy pequeño, por lo que estudiar la forma de aprovechar eficientemente este recurso se ha vuelto muy importante como una alternativa para la producción de energía eléctrica. Actualmente en Guatemala esta es una forma de generación en la cual no se han alcanzado grandes avances en el área de su aplicación.

1.2. Mecanismos básicos de formación del viento

En regiones donde se presenta una mayor temperatura, el aire al calentarse disminuye su densidad y se eleva la masa de dicho aire. Al ascender dicha masa y alejarse del suelo, tendería a dejar un vacío, no quedando más que ese vacío sea rápidamente rellenado por el aire más frío proveniente del área circundante a la zona caliente próxima.

1.2.1. Convección en el viento

El mecanismo de la convección es un proceso físico por el cual se transporta calor, momento lineal, humedad, entre otros, mediante el movimiento de la masa que compone un determinado fluido. Este tipo de transporte se produce en líquidos y gases debido a su capacidad de desplazarse libremente y de establecer corrientes que se denominan convectivas.

La convección se produce de manera natural en la atmósfera del planeta. El Sol eleva la temperatura de la superficie de la Tierra. Este calor se transmite a la capa de aire inmediatamente adyacente a la superficie mediante conducción y turbulenta, así como mediante radiación según especialistas que han estudiado su comportamiento. Asumiendo que el Sol calienta una determinada porción de suelo (esto ocurre en la realidad porque las distintas superficies se calientan de forma desigual dependiendo de su capacidad calorífica, emisión, entre otros), este calor se transmite al aire en contacto con

la superficie por los mecanismos descritos con anterioridad, provocando que se expanda y disminuya su densidad. Este proceso está regido por la Ley de los Gases Ideales estudiados en la química, que describe la relación entre la presión, el volumen, la temperatura y la cantidad (en moles) de un gas ideal de manera que $PV = nRT$, donde:

P = presión absoluta (medida en atmósferas)

V = volumen (expresado en litros)

n = moles de gas

R = constante universal de los gases ideales (0,082 atm L / mol K)

T = temperatura absoluta

Si presta atención a la ecuación anterior se observa que, si la temperatura aumenta en una porción de aire que se encuentra en un determinado nivel de presión, manteniendo esta presión constante, su volumen aumenta, disminuyendo de esta forma su densidad (densidad = masa/volumen). El aire contenido en la porción, más caliente, menos densa y con más volumen que el aire de sus alrededores, tenderá a ascender, de la misma forma que un globo de feria lleno de helio asciende en la atmósfera.

El hecho de que una masa de aire se desplace en la vertical por flotabilidad, se debe a que su densidad es menor que la del aire circundante, ya sea un movimiento ascendente o movimiento descendente. La convección se comporta como el transporte de calor mediante las masas ascendentes y descendentes del fluido considerado. De este modo, al calentar agua en un recipiente, el volumen en contacto con la fuente de calor en la base del recipiente, experimenta un movimiento ascendente que hace que poco a poco se vaya enfriando conforme asciende, para que una vez en la superficie, descienda ocupando el lugar que ha dejado la masa de agua caliente.

Se puede hablar así de la llamada célula convectiva como una disposición dinámica de un fluido en respuesta a una diferencia de temperatura que provoca un movimiento de convección.

Si en un esquema del planeta solo tuvieran dos zonas bien definidas, debido a que el eje de rotación fuese perpendicular al plano de la elíptica y la Tierra tuviese una rotación de una vuelta por año, una correspondería a la zona caliente sobre el Ecuador y la otra a una fría sobre cada uno de los polos, definiéndose solo dos celdas de circulación. Pero en realidad como la Tierra tiene una velocidad angular mayor, dando 365 vueltas sobre sí misma a lo largo del año y el eje de giro no es perpendicular, se debe considerar según el principio de D'Alembert a las fuerzas de inercia, fundamentalmente la Centrífuga y la de Coriolis, haciendo que el movimiento de las masas de aire sea mucho más complejo.

1.2.2. Circulación atmosférica general

Según investigaciones realizadas el movimiento del aire se realiza generalmente en la tropósfera y sobre el mismo influyen los siguientes factores:

- La radiación solar es mayor en la zona ecuatorial que en los polos.
- La rotación de la Tierra, que produce el efecto Coriolis, desviando la dirección de los vientos hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur.
- La acción aplicada a las masas de aire de las diferencias de presión atmosférica, distintos tipos de superficies terrestres (continentes y mares) y la orografía.

En la atmósfera los movimientos verticales se han determinado que están limitados por el equilibrio existente entre la fuerza gravitatoria y el gradiente vertical de presión:

$$\frac{\partial p}{\partial h} = -g \cdot \rho \quad [\text{Ec. 1}]$$

Donde

$\frac{\partial p}{\partial h}$ = gradiente vertical de presión (Pa/m)

g = aceleración de la gravedad (m/s^2)

ρ = densidad del aire (Kg/m^3)

Los vientos verticales tienen, en general, velocidades de varias veces menor de magnitud a los horizontales.

De forma general, se puede decir que los desplazamientos del aire tienden a eliminar los desequilibrios de presión presentes en la atmósfera. La velocidad del viento se aumentará, cuanto mayor sea el gradiente de presión. El aire se desplazará de las regiones de altas presiones a las de bajas presiones.

1.2.2.1. Efecto Coriolis

Esta es considerada una fuerza que en teoría es producida por la rotación de la Tierra en el espacio, que tiende a desviar la trayectoria de los objetos que se desplazan sobre la superficie terrestre; a la derecha en el hemisferio norte y a la izquierda, en el sur. Según físicos el efecto de esta fuerza es producida en la existencia de una aceleración relativa del cuerpo en dicho sistema en rotación. Esta aceleración es siempre perpendicular al eje de rotación del

sistema y a la velocidad del cuerpo. Este efecto tiene acción sobre un objeto que se mueve sobre el radio de un disco en rotación tiende a acelerarse con respecto a ese disco según si el movimiento es hacia el eje de giro o alejándose de este.

Por el mismo principio, en el caso de una esfera en rotación, el movimiento de un objeto sobre los meridianos también presenta este efecto, ya que dicho movimiento reduce o incrementa la distancia respecto al eje de giro de la esfera.

1.2.2.2. Influencia en el viento de la fuerza de Coriolis

La rotación de la Tierra crea un efecto que tiene acción sobre los objetos que se mueven sobre su superficie que se llama "Efecto Coriolis". Los científicos han determinado que en el Hemisferio Norte este efecto curva su dirección de movimiento hacia la derecha. Cuando un objeto inicia un movimiento apuntando en una dirección en el Hemisferio Norte, sea cual sea esa dirección, la trayectoria real resulta ser una curva hacia la derecha, teniendo como referencia a la dirección inicial. Esto se debe a que la Tierra gira de oeste a este. Cuando se dispara con un cañón de largo alcance, en el momento de apuntar, hay que tener en cuenta este efecto. Con un cañón que alcance 50 km, el punto de impacto tendrá una desviación a la derecha de la dirección en que apunta. Sin ningún tipo de viento que desvíe la bala, caerá unos cuantos metros a la derecha debido al efecto descrito en esta sección.

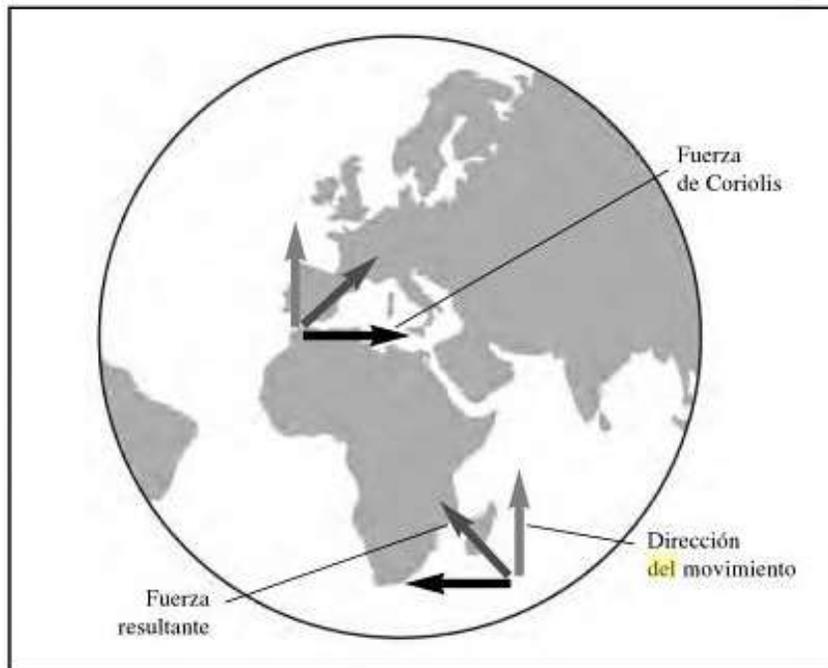
Cuando se vacía el lavabo, recipiente ancho y con poco fondo, el agua se desplaza hacia el sumidero central horizontalmente y que, debido al efecto Coriolis, el agua gira en sentido contrario a las agujas del reloj en el Hemisferio

Norte y a favor de las manecillas del reloj en el sur. Un objeto que se mueve horizontalmente en cualquier dirección y sobre la superficie terrestre en la zona del Polo, lo hace en una dirección siempre perpendicular a la velocidad angular de la Tierra. En consecuencia, su dirección es perpendicular a la velocidad del objeto y su sentido hacia la derecha del avance del cuerpo.

En el Ecuador el valor de la componente de la aceleración de Coriolis, que desvía los movimientos en la superficie hacia la derecha de su sentido de avance, es cero. Esto ocurre para cualquier dirección del movimiento. Al alejarse del Ecuador hacia el Polo Norte, aparece una componente de giro hacia la derecha que va aumentando a medida que se acerca al Polo.

Además de lo antes expuesto, el aire es un gas que termodinámicamente su densidad depende de la presión y de la temperatura, con un contenido determinado de humedad, no siendo esta última constante en todo el planeta.

Figura 1. **Actuación de la fuerza de Coriolis**

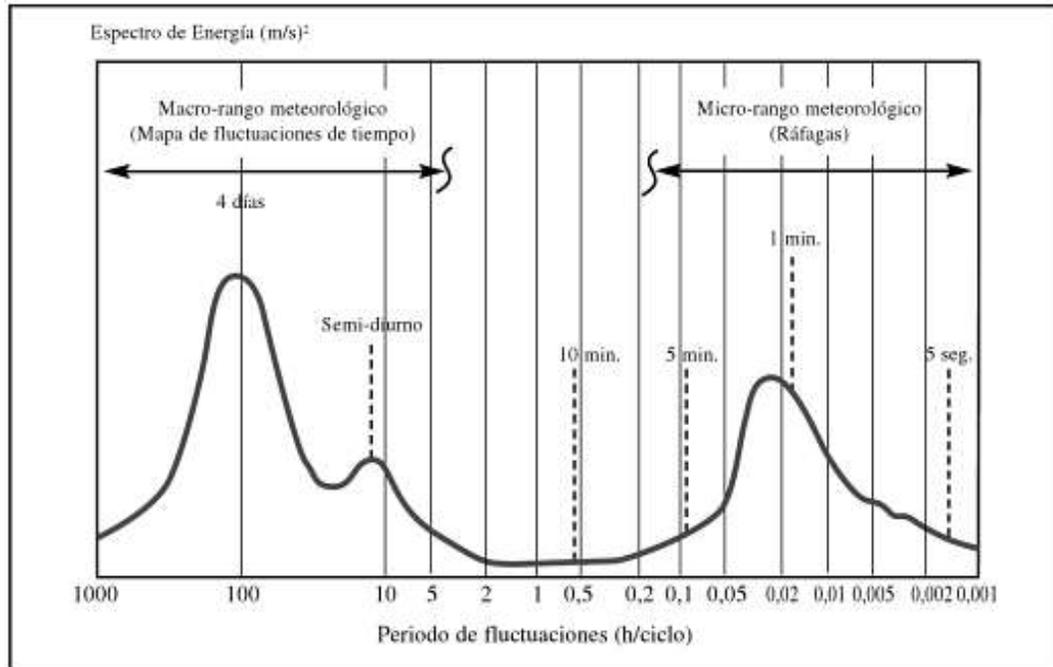


Fuente: TALAYERO NAVALES, Ana. *Energía eólica*. p. 33.

1.3. **Caracterización de los valores medios del viento**

El viento sufre variaciones temporales, por lo que conviene clasificarlas en dos grandes grupos: variaciones anuales, estacionales, diarias, entre otras y turbulencia. Hay que distinguir entre lo que son oscilaciones de largo plazo, diarias, mensuales, estacionales, entre otros y lo que es turbulencia. Por consiguiente, se debe buscar el período más apropiado para hacer la media. En margen de frecuencias entre 0,5 y 5 ciclos por hora (ventana espectral) correspondiente a períodos entre 10 minutos y dos horas, la variación del contenido energético del viento es muy pequeña.

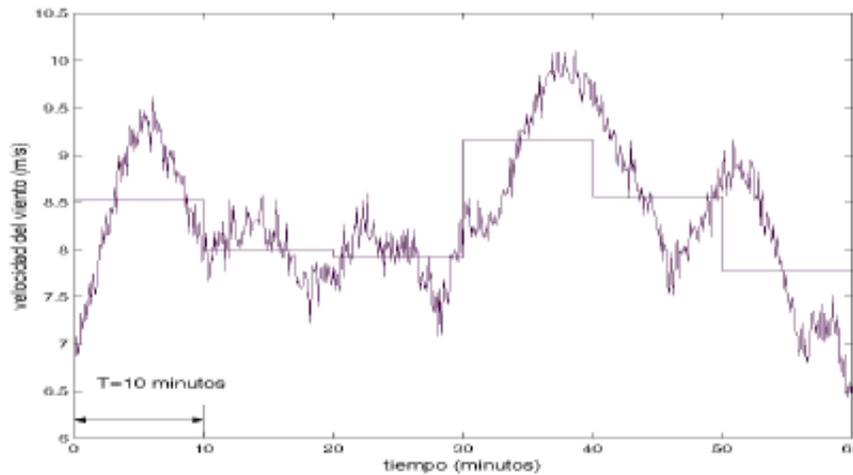
Figura 2. Espectro de la variación del viento



Fuente: TALAYERO NAVALES, Ana. *Energía eólica*. p. 37.

Se piensa que en el margen marcado por la venta espectral se puede elegir el período T para hacer la media. Se suele elegir 10 minutos según estudios meteorológicos realizados. De esta forma se separan las variaciones diurnas o estacionales de lo que es propiamente turbulencia. Las oscilaciones turbulentas son con frecuencias mayores que 0,1 ciclos por minuto. Las frecuencias propias de las estructuras eólicas, así como los tiempos típicos de respuesta de los diversos sistemas eléctricos y de control son con frecuencias mayores que 0,1 ciclos por minuto, y deben estudiarse estadísticamente, a partir de las características de la turbulencia.

Figura 3. **Ejemplo de la medida del viento en un anemómetro. Distinción entre turbulencia y variación media del viento**



Fuente: *Tecnología*. http://www.tech4cdm.com/userfiles/Sesion2_eol_per_Tecnologia.pdf.

Consulta: 10 abril de 2014.

Para predecir la variación de la velocidad media del viento durante un largo período de tiempo se suele utilizar la función de distribución acumulada o curva de duración del viento, que expresa la probabilidad de que la velocidad exceda un valor límite durante el período considerado. Cuando dicha probabilidad se multiplica por 8,760 se tiene el número de horas del año en que se espera en que se exceda dicha velocidad, método que se utilizará en el capítulo 2.

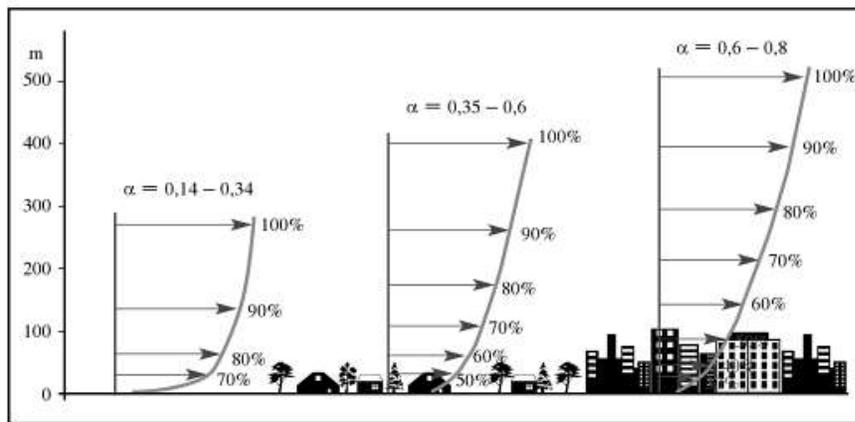
1.3.1. Distribución del viento con la altura

En particular y debido a la condición de contorno que impone la velocidad nula justo en el suelo, siempre se desarrolla un perfil vertical de velocidades (cortadura vertical) que en realidad no obedece a una ley determinada, ya que

la turbulencia y la rafagonsidad se suman y lo modifican. El viento varía con la altura, y esto influye de forma importante en la producción de energía. A mayor altura mayor producción y también mayor costo. Es necesario optimizar el sistema. La pala al girar se encuentra con viento más variable. Por lo tanto, se producen cargas variables que afectan a los esfuerzos variables del rotor.

El viento por encima de una cierta altura está sujeto a un equilibrio entre las fuerzas de presión y las de Coriolis. Sin embargo, al acercarse al suelo el viento es frenado por efecto del rozamiento con el mismo. Este proceso de frenado ocurre en la capa límite terrestre.

Figura 4. **Perfiles de velocidad en función de la orografía del terreno**



Fuente: TALAYERO NAVALES. *Ana. Energía eólica*. p. 47.

Cada zona geográficamente adecuada para la obtención de energía eólica tiene su propia distribución de densidad de probabilidad sobre el comportamiento del viento, y cada modelo de distribución sigue la distribución de Weibull, en los cuales existirán variantes para sus constantes según la zona geográfica, por lo que colocar estaciones meteorológicas que permitan la toma

de datos es fundamental para determinar la viabilidad de la zona, como medio para la obtención de energía por medio de aerogeneradores.

Una vez obtenida y recopilada la información hay que interpolar los datos para obtener un perfil de velocidades de viento en función del tiempo. Para mostrar la información sobre las distribuciones de velocidades del viento y la variación de las direcciones del viento, se dibujan un histograma de frecuencias de viento por intervalo de velocidad y una rosa de los vientos. Dado que las estaciones meteorológicas se encuentran a una altura diferente con respecto a la altura de instalación de los aerogeneradores, y ya que se conocen los parámetros de velocidad y altura para la estación meteorológica y posteriormente se conocerá la altura de instalación de los aerogeneradores, se utiliza la siguiente ecuación que permite determinar el viento promedio a la altura de instalación.

$$\frac{v'}{v} = \left(\frac{z'}{z}\right)^\alpha \quad [\text{Ec. 2}]$$

Donde

V = es la velocidad del viento (metros por segundo) a la altura z .

V' = es la velocidad del viento (metros por segundo) a la altura z' .

α = es el parámetro relacionado directamente con la rugosidad del terreno.

Para cálculos de viento a largo plazo se ha determinado un valor de α de 1/7.

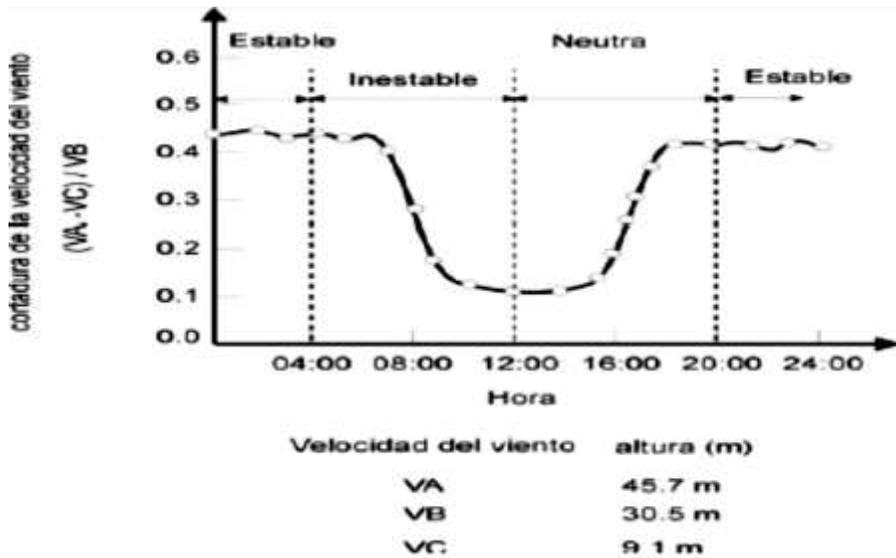
Otro dato que es importante para el estudio del recurso eólico es la densidad del aire. La densidad del aire varía con la temperatura y con la altura. Estos datos también son obtenidos de las estaciones meteorológicas, está claro que irán variando a lo largo del año, pero deben tomarse en cuenta en la elaboración y definición de los modelos.

El exponente α varía con la hora del día, la estación, el tipo de terreno, la velocidad del viento y la estabilidad atmosférica según investigaciones. Por las noches con fuerte estabilidad y cortadura puede llegar a valer 0,5 y por el día bajar hasta 0,1.

Lo mejor es, si se conoce la distribución del viento con la altura, calcular α de forma que las medidas aproximen lo mejor posible la fórmula anterior. Si se quiere predecir su valor se puede usar la correlación anterior. En general aumenta con la rugosidad del terreno y disminuye con la velocidad y con el grado de estabilidad atmosférica. La Norma IEC 61400 define para los cálculos de seguridad un perfil normalizado de velocidad (*Normal wind profile model, NWP*), e indica que las aeroturbinas deben estar calculadas con el exponente α igual a 0,2.

Cuando la atmósfera es estable la cortadura o variación del viento con la altura es más intensa. Las medidas representadas en la figura 5 dan la diferencia de velocidad entre dos puntos a distintas alturas, divididas por la velocidad a una altura intermedia.

Figura 5. Variación del viento con la altura. Estabilidad atmosférica



Fuente: Tarjeta de control de carga para un sistema eólico.

http://www.tech4cdm.com/userfiles/Sesion2_eol_per_Tecnologia.pdf. Consulta: 10 de abril de 2014.

1.3.2. Valores extremos del viento

Además de las descripciones antes mencionadas del viento, basadas en valores medios y las variaciones turbulentas del viento centradas de ese valor medio, es de mucha importancia conocer los valores extremos del viento que pueden ocurrir a largo plazo. Directamente, si se desea saber cuál sería el viento medio máximo durante un año.

Obviamente, de las medidas de viento anuales se puede extraer esta información, y si esta medida es constante durante muchos años se obtendría una estadística de dichos valores extremos. Dicha estadística se podría obtener a partir de la distribución de Weibull, estimando el número de máximos de

velocidad que habría en un año. Sin embargo, los resultados no serían muy exactos y se prefiere usar la ley conocida como de Gumbel o Fisher-Tippett.

La Norma IEC 61400 indica que para períodos de tiempo de retorno de 50 años, la velocidad máxima del viento que debe soportar la estructura para distintas alturas es:

$$U_{0=} V_{e50} = 1,4 V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0.11} \quad [\text{Ec. 3}]$$

Donde

V_{ref} se supone que es una media de 10 min y es función de la clase de máquina que se esté estudiando. Para las máquinas que la norma define como de clase I, V_{ref} debe ser 50 m/s, Para las de clase IV V_{ref} debe ser 30 m/s y para las otras clases se dan valores medios.

En la misma norma también se definen distintos tipos de ráfagas o períodos transitorios, de duración menor que los 10 min, con cargas extremas de viento que deben aguantar los distintos tipos de aeroturbinas.

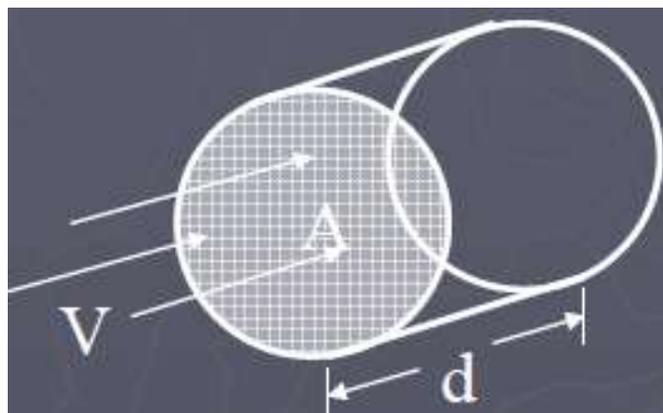
- *Extreme operating gust (EOG)*. Es una ráfaga de dirección fija, y que varía con el tiempo de una forma prefijada.
- *Extreme direction change (EDC)*. Es un cambio de dirección del viento que varía con el tiempo de forma prefijada.
- *Extreme coherent gust (ECG)*. Es una ráfaga de dirección fija y de amplitud y período prefijados: 15 m /s y 10 s respectivamente.

- *Extreme coherent gust with direction change (ECG)*. Es una ráfaga en la que se superpone a la anterior un cambio de dirección de viento que depende de la velocidad media del viento a la altura del buje, con un valor máximo del cambio de dirección de 180° .
- *Extreme wind shear (EWS)*. Es una ráfaga con período de retorno de 50 años de duración 12 s, y en la que se superpone un campo de velocidades, que cambia tanto horizontal como verticalmente, al campo de velocidades dado por α igual a 0,2.

1.4. Energía producida por un aerogenerador

La potencia obtenida del viento define el primer límite para la potencia de un aerogenerador. Para calcularla, se evalúa la energía cinética de la masa de aire que atraviesa, por unidad de tiempo, la sección barrida por las palas.

Figura 6. **Esquema del cilindro de aire que atraviesa el viento**



Fuente: *Energía eólica*.

http://www.uclm.es/profesorado/ajbarbero/FAA/EEOLICA_Febrero2012_G9.pdf. Consulta: 18 de abril de 2014.

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento que actúa sobre las palas del rotor en un torque mecánico sobre el eje. La potencia total P contenida en una masa de aire (sin perturbar), moviéndose a una velocidad media constante v , que incide sobre las palas de un aerogenerador responde a la expresión:

$$\text{Potencia} = \frac{\frac{1}{2}(\rho A d)v^2}{t} = \frac{1}{2}\rho A v^3 \quad [\text{Ec. 4}]$$

Donde A es el área de barrido del rotor y ρ es la densidad del aire. La densidad del aire y la velocidad del viento dependen fuertemente de diversos aspectos asociados con el emplazamiento elegido para el aerogenerador entre los que destacan la topografía, la rugosidad del terreno circundante, los estados termodinámicos de la atmósfera y la altitud sobre el nivel del mar del emplazamiento.

Estos factores determinan también la dirección del viento, los tipos de turbulencia, así como la temperatura y presión atmosférica. Del modelo simplificado para la potencia contenida en una masa de aire, resulta que pequeñas variaciones en la velocidad del viento influyen enormemente la energía de entrada a un aerogenerador. De acá también resulta que la calidad de los resultados de un estudio de factibilidad económica para proyecto eólico, se ven fuertemente influenciados por la calidad de la caracterización del recurso eólico del emplazamiento respectivo, ya que pequeños errores en la medición del viento implican una gran variación en la estimación de la potencia disponible, con las correspondientes consecuencias sobre la estimación de la rentabilidad del proyecto.

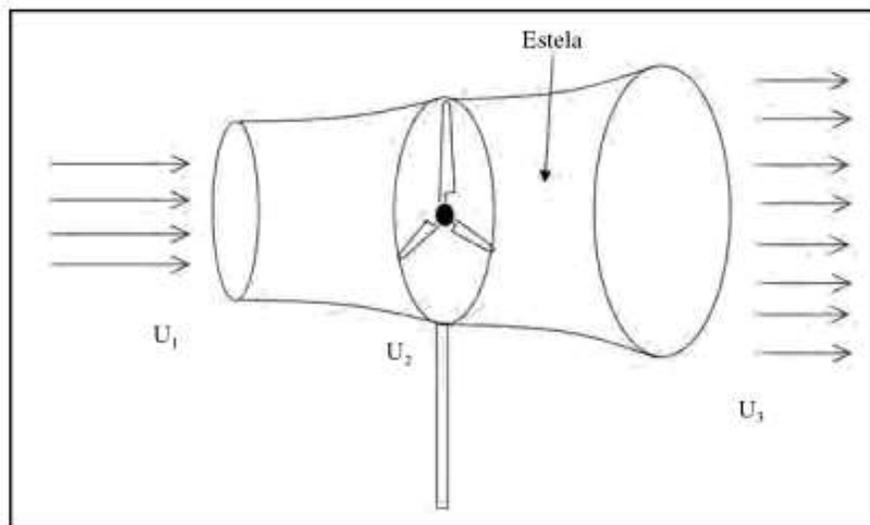
1.4.1. Coeficiente de potencia

El porcentaje de energía del viento que una turbina eólica transforma en energía mecánica de rotación se llama “coeficiente de potencia” (C_p) de esa turbina. Así:

$$\text{Potencia de una turbina} = c_p * \text{Potencia de viento} = C_p * \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad [\text{Ec. 5}]$$

Nótese que una turbina eólica jamás puede extraer la totalidad de la energía cinética del viento, ya que el aire no se para al atravesar la turbina. Su velocidad disminuye de U_1 a U_3 (véase la figura 7). Por conservación de la masa, si la velocidad disminuye, la sección del tubo de corriente considerado aumenta.

Figura 7. Flujo de aire que atraviesa el rotor de un aerogenerador



Fuente: TALAYERO NAVALES, Ana. *Energía eólica*. p. 39.

1.4.2. Potencia aerodinámica extraída por el rotor

La velocidad en el plano del rotor vale exactamente la semisuma de la velocidad en los extremos del tubo donde se conduce el viento, es decir la semisuma entre la velocidad de entrada y la de salida.

$$V = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad [\text{Ec. 6}]$$

El rendimiento con que funciona una máquina, depende por una parte del diseño de la máquina y por otra parte, de su comportamiento en el momento en el que se mide dicho rendimiento. El coeficiente de potencia del recurso eólico viene dada por la siguiente ecuación:

$$C_p = \frac{W_R}{W_{v1}} \quad [\text{Ec. 7}]$$

Se define como coeficiente de potencia de una aeroturbina, al rendimiento aerodinámico con el cual funciona el rotor de la misma, y viene a expresar la cantidad de potencia que realmente es capturada por el rotor, de la potencia total que posee el viento incidente sin perturbar.

1.4.3. Límite de Lanchester–Betz

La Ley de Betz desarrolla matemáticamente la relación entre la velocidad de entrada y la de salida. Demuestra que existe una relación de máximo rendimiento, cuando la relación de velocidades es de un tercio. El máximo rendimiento posible es del 59 %.

Evidentemente este rendimiento máximo es aproximado, y hoy en día las turbinas alcanzan valores de C_p del 50 % o superiores cuando las máquinas son de gran potencia.

Sea un tubo de corriente como el esquematizado en la figura 7. Se supondrá que, al ingreso de la hélice, el aire posee una velocidad v_1 (velocidad del viento sin perturbar) en la sección transversal A_1 , mientras que la velocidad v_2 corresponde con la sección transversal A_2 en la salida de la zona en que se encuentra la hélice. En el plano que contiene la hélice, la sección transversal batida por la misma (área del rotor) es un disco imaginario de área A , siendo v la velocidad del viento en la misma. Se asimila la hélice a un disco de área A que capta parte de la energía del aire en movimiento que llega a él, es decir $v_2 < v < v_1$. Sin embargo, es obvio que v_2 nunca es cero (no puede extraerse toda la energía cinética del aire).

Se puede expresar la potencia útil transferida por el viento a la turbina de dos maneras:

- Pérdida por unidad de tiempo, de la energía cinética del viento al pasar por la hélice.
- El trabajo generado, por unidad de tiempo, por la fuerza del viento que ingresa por el área A (ver figura 6).

Al determinar el coeficiente proporcionado por el límite de Betz se obtiene:

$$C_p^{\text{Betz}} = \frac{16}{27} \approx 59 \% \quad [\text{Ec. 8}]$$

1.4.3.1. Rendimiento global de un aerogenerador

En la sección anterior se hizo mención de la ley de Betz, esta fue formulada por el físico alemán Albert Betz en 1919. Su libro *Wind-Energie*, publicado en 1926, proporciona buena parte del conocimiento que en ese momento se tenía sobre energía eólica y aerogeneradores. La afirmación de esta ley proporciona un información de mucha importancia al definir el coeficiente de potencia ya que este se aplica a todos los aerogeneradores.

1.4.3.2. Consideraciones prácticas

La ecuación de Betz proporciona el límite máximo de las posibilidades de un aerogenerador, pero está un poco alejado del valor obtenido en la práctica, al no tener en cuenta una serie de factores como:

- La resistencia aerodinámica de las palas
- La pérdida de energía por la estela generada en la rotación
- La compresibilidad del fluido
- La interferencia de las palas

Además, habrá que tener en cuenta el rendimiento de los diversos mecanismos que componen el aerogenerador.

1.5. Curva de potencia de un aerogenerador

La curva de potencia de un aerogenerador es una representación gráfica que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento. Dos velocidades características en estas curvas son:

Velocidad de conexión: normalmente, los aerogeneradores están diseñados para empezar a girar a velocidades alrededor de 3 a 5 m/s. Esta es llamada velocidad de conexión. Se tiene una pequeña cantidad de potencia perdida debido al hecho de que la turbina solo empieza a funcionar a partir de estas velocidades.

Velocidad de corte: el aerogenerador se programará para pararse a altas velocidades del viento, de unos 25 m/s, para evitar posibles daños en la turbina o en sus alrededores. La velocidad del viento de parada se denomina velocidad de corte.

Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, dónde un anemómetro es situado sobre un mástil bastante cerca del aerogenerador. Si la velocidad del viento no está variando demasiado rápidamente, pueden usarse las medidas de la velocidad del viento realizadas con el anemómetro y leer la potencia eléctrica disponible directamente del aerogenerador.

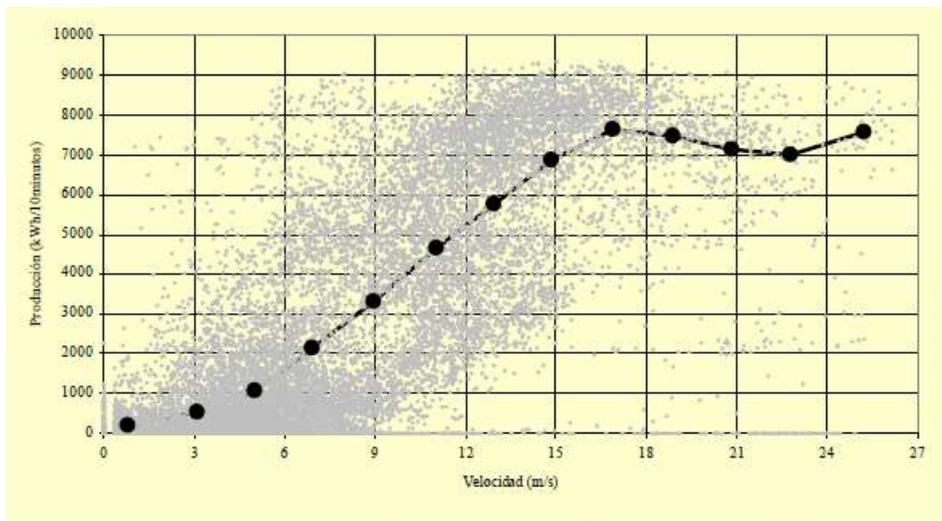
1.5.1. Incertidumbre en mediciones de curvas de potencia

En la figura 8 puede observarse una nube de puntos dispersos alrededor de la línea negra, y no una curva bien definida. El motivo es que en la práctica la velocidad del viento siempre fluctúa, y no se puede medir exactamente la cantidad de viento que pasa a través del rotor del aerogenerador. Así pues, en la práctica se debe tomar un promedio de las diferentes medidas para cada velocidad del viento, y dibujar el gráfico con esos promedios. Además, es difícil hacer medidas exactas de la propia velocidad del viento. Si se tiene un tres por ciento de error en las mediciones de la velocidad del viento, entonces la energía del viento puede ser un nueve por ciento superior o inferior (hay que recordar

que el contenido energético varía con la tercera potencia de la velocidad del viento).

En consecuencia, pueden existir incertidumbres hasta de $\pm 10\%$ incluso en curvas certificadas. Las curvas de potencia están basadas en medidas realizadas en zonas de baja intensidad de turbulencias, y con el viento viniendo directamente hacia la parte delantera de la turbina. La turbulencia local y los terrenos complejos (p.e. aerogeneradores situados en una pendiente rugosa) pueden implicar que ráfagas de viento golpeen el rotor desde diversas direcciones. Por lo tanto, puede ser difícil reproducir exactamente la curva en una localización cualquiera.

Figura 8. **Incetidumbre en mediciones de curvas de potencia**



Fuente: *Energía eólica*.

http://www.uclm.es/profesorado/ajbarbero/FAA/EEOLICA_Febrero2012_G9.pdf. Consulta: 18 de abril de 2015.

1.6. Clasificación de los aerogeneradores eólicos

Su clasificación puede obedecer a varios criterios según sus aplicaciones y criterios de investigaciones realizadas:

- Según la disposición del eje de giro:
 - Eje horizontal: la casi totalidad de las turbinas eólicas son de este tipo.
 - Eje vertical: las aplicaciones prácticas son muy escasas.

- Según el número de palas:
 - Monopalas y bipalas: existe un número pequeño de estos tipos.
 - Tripala: la mayoría de turbinas dedicadas a la producción de energía eléctrica, son de este tipo.
 - Multipala: con un número variable de 16 a 24, utilizadas para bombeo de agua.

- Según la velocidad del rotor de la turbina eólica:
 - Velocidad constante
 - Velocidad variable
 - Velocidad semivariable
 - Dos velocidades

- Según su control y regulación:
 - Control por pérdida aerodinámica (*stall control*) o de palas de paso.
 - Control de pérdida activa aerodinámica (*active stall control*).
 - Control por variación del ángulo del paso de pala (*pitch control*).

- Según el generador eléctrico:
 - Generador asíncrono
 - Generador síncrono

1.6.1. Generadores de turbinas eólicas

Actualmente se encuentran en los diversos parques eólicos las siguientes tecnologías de generación:

- Asíncronos
 - Rotor jaula de ardilla
 - Doblemente alimentado
- Síncronos
 - Síncronos
 - Síncronos, excitación con imanes permanentes (flujo radial)

Los aerogeneradores son diferentes si se les compara con los otros equipos generadores que suelen encontrarse conectados a la red eléctrica. Una de las razones es que debe trabajar con una fuente de potencia (el rotor de la turbina eólica) muy variable. En el momento de la generación de energía eléctrica la corriente es enviada a través de un transformador anexo a la turbina o dentro de la torre, para aumentar su voltaje entre 10 y 30 kV, dependiendo del estándar de la red eléctrica local. Los fabricantes proporcionan modelos de aerogeneradores tanto de 50 como 60 Hz (para la red eléctrica de América).

Para el funcionamiento de los generadores se necesita refrigeración. En la mayoría de turbinas la refrigeración se lleva a cabo mediante encapsulamiento del generador en un conducto, utilizando un gran ventilador para la refrigeración por aire. Algunos fabricantes usan generadores refrigerados por agua, que

pueden ser construidos de forma más compacta, esto proporciona algunas ventajas en cuanto a rendimiento se refiere.

Comúnmente se ha empezado a diseñar en las máquinas más recientes un generador de número de polos variable, es decir, generadores en los que dependiendo de cómo están conectadas las bobinas del estator, puede funcionar con diferente número de polos y, por tanto, a distinta velocidad de rotación.

Algunos generadores se fabrican por encargo con doble capacidad, es decir, que son capaces de funcionar como por ejemplo, un generador de 500 kW o uno de 4,000 kW, y a dos velocidades diferentes. Este diseño se extendió durante los pasados años en la industria, pero no llegó a consolidarse. Si vale o no la pena utilizar un generador doble o un mayor número de polos para los vientos suaves dependerá de la distribución de velocidades del viento local, y los costos de los polos adicionales comparado con el precio que el propietario de la turbina obtiene por la electricidad. El desarrollo de cada generador sobre las cuatro opciones ya sea síncrono o asíncrono se detallará en el capítulo 3.

2. ESTUDIO TÉCNICO DEL VIENTO

Para evaluar la viabilidad del uso del viento como fuente de energía es necesario conocer las características del mismo. Dada su variabilidad y aleatoriedad deben aplicarse técnicas estadísticas para su análisis. En el presente capítulo se verá de forma general los factores claves que intervienen en dicho estudio, así como los métodos de tratamiento de datos y los medios de colección de dichos datos.

2.1. Torre de medición y obtención de datos

La torre de medición, la estructura determinante para la toma de datos, es la estructura sobre la cual se instalan todos los sensores necesarios para determinar los valores del viento en el emplazamiento del parque eólico. Dependiendo de la orografía del terreno se determina el punto y el número de torres a instalar. Existen principalmente dos tipos de torres, la de celosía y la tubular. Las más comunes son las de estructura de celosía, ya que su montaje es más sencillo y son más baratas que las tubulares. Igualmente, las torres meteorológicas pueden ser arriostradas (sujetadas fuertemente mediante tensores) o autosoportadas (con una buena cimentación que permite prescindir de los tensores).

Otro aspecto igual de importante que la estructura en sí, es la ubicación de la estación de medida en la zona de estudio debido a que la orografía y las demás condiciones del terreno afectan directamente al flujo del viento, provocando fenómenos como interferencias, turbulencias, e inclusive vientos singulares para zonas específicas. Para el estudio de un parque eólico, la torre

de medición debe instalarse en terreno amplio y abierto en una posición que sea representativa de las condiciones del terreno.

Figura 9. **Torre de celosía de 30 metros de altura**



Fuente: TALAYERO NAVALES, Ana. *Energía eólica*. p. 55.

Muchos investigadores recomiendan que, en función de la orografía del terreno, se instalen más o menos estaciones de medida, ya que no es lo mismo definir el recurso de una zona llana y abierta, que entrar a estudiar una zona de orografía compleja y arbolada.

2.2. Instrumentos de medición

Los instrumentos de medición involucrados en el estudio del viento son aquellos que se instalan en las torres meteorológicas y de medición, para la obtención de datos, estos datos se almacenan para posteriormente ser

procesados y tratados mediante funciones estadísticas. En la torre de medición se pueden encontrar una serie de sensores e instrumentos de medición según sea la necesidad de variables físicas a medir en una zona específica. Por lo general en las torres de medición enfocadas a cuantificar y hacer colección de datos para la determinación de zonas con alto contenido energético, en el viento se encuentran los siguientes instrumentos: anemómetros, veletas, termómetros, barómetros, registradores.

2.2.1. Anemómetro

Es uno de los instrumentos por medio del cual se registra la velocidad del viento. Una pequeña variación en la medición de la velocidad conlleva una importante desviación en la estimación de la producción (relación lineal entre la potencia y el cubo de la velocidad).

Figura 10. **Ejemplo de anemómetro (anemómetro sónico)**



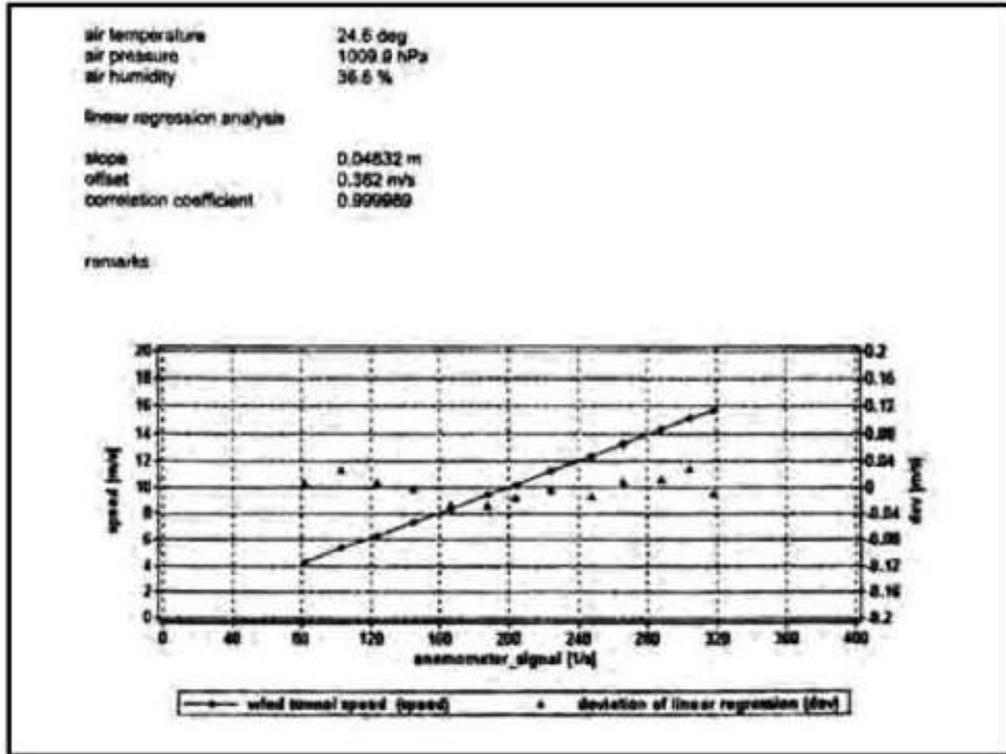
Fuente: TELMO, Enrique. *Energías renovables*. p. 59.

2.2.1.1. Importancia en la calibración de los anemómetros

Debe tenerse claro que cualquier instrumento de medición no es perfecto y por lo tanto este presenta un nivel de incertidumbre. Una incertidumbre es un valor de pequeña escala que agrega error al valor final de la medición. Una medición errónea o con un alto nivel de incertidumbre proporcionará valores alejados de la realidad, por lo que la calibración de todo instrumento de medición es indispensable para obtener valores cercanos a los reales.

Todo instrumento de medición que obtendrá parámetros o variables de gran interés o variables que deben ser muy precisas para ser tratadas más adelante, como lo es el caso del viento, deben contar con una certificación de las instituciones correspondientes. Los errores de calibración pueden repercutir considerablemente en las mediciones, creando más que un error concreto, una banda de incertidumbre en la medida que se arrastra durante todo el proceso de cálculo.

Figura 11. Ejemplo de certificado de calibración de un anemómetro



Fuente: TELMO, Enrique. *Energías renovables*. p. 58.

2.2.2. Veleta

Este es otro de los instrumentos utilizados para la obtención de datos. Permite determinar la dirección del viento para la futura ubicación de los aerogeneradores en la zona de interés.

Consiste en un dispositivo montado sobre un eje vertical y de giro libre, que puede moverse cuando el viento cambia de dirección. Mediante una señal de pulsos convierte la posición angular en un valor de dirección comprendido entre 0 y 359°. Estas no presentan una variedad tan amplia como los

anemómetros, suelen ser elementos sencillos de carácter muy mecánico. En la siguiente figura se muestra el aspecto de una veleta típica.

Figura 12. **Veleta desmontada**



Fuente: TELMO, Enrique. *Energías renovables*. p. 60.

2.2.3. Termómetro

Es necesario registrar la temperatura ambiente y la presión atmosférica, para determinar la densidad del aire del emplazamiento. Este dato es muy relevante porque la energía del viento es directamente proporcional a la densidad del aire. De hecho, los fabricantes suelen proporcionar distintas curvas de potencia para distintas densidades del aire, tal y como se verá en el capítulo 4.

Para medir la temperatura ambiente se utilizan termómetros, que suelen funcionar de manera analógica presentando una salida en corriente

proporcional al valor medido. Para evitar el calentamiento excesivo del sol y, por tanto, la obtención de valores erróneos, el termómetro se introduce dentro de una pantalla de protección solar.

Figura 13. **Termohigrómetro**



Fuente: TELMO, Enrique. *Energías renovables*. p. 62.

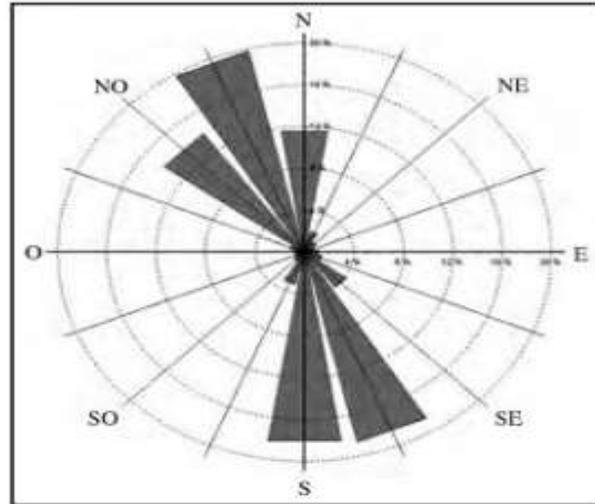
2.3. Parámetros medidos del recurso eólico

Hay varios parámetros que se pueden determinar a partir de la información que se obtiene de las torres meteorológicas, instaladas en los lugares en los que se cree hay un potencial eólico alto, entre ellos está: la rosa de frecuencias, rosa de velocidades y rosa de energía.

2.3.1. Rosa de frecuencias

Es una gráfica que representa la frecuencia de aparición de cada sector. Es decir, representa el porcentaje de tiempo en el que el viento proviene de un determinado sector.

Figura 14. **Rosa de frecuencias**



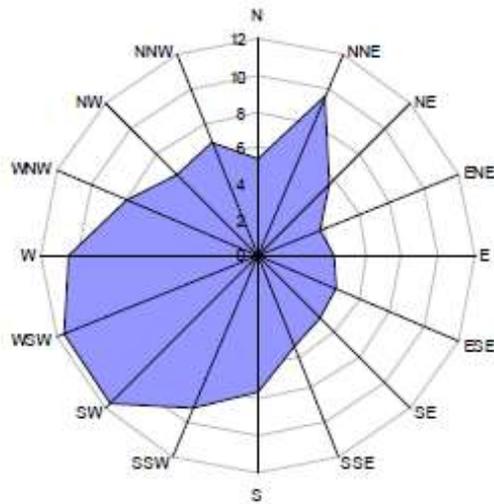
Fuente: TALAYERO NAVALES, Ana. *Energía eólica*. p. 50.

2.3.2. **Rosa de velocidades**

Cada uno de los datos de viento obtenidos en las estaciones meteorológicas, recoge tanto la velocidad del viento en ese instante como la dirección del viento. Esta información de dirección del viento es continua de 0° a 360°, por tanto esto se divide en 16 sectores de dirección del viento de 22,5 grados cada uno y si se pondera anualmente dará la velocidad media del viento en dicha dirección.

Según se ve en la figura 15, la rosa de los vientos muestra que los vientos más fuertes son en la dirección suroeste donde los vientos llegan a alcanzar velocidades medias de 12 m/s, la frecuencia de esta velocidad es bastante pequeña.

Figura 15. **Rosa de velocidades**

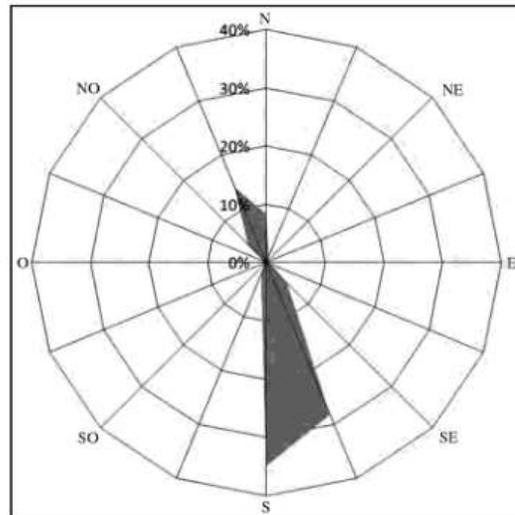


Fuente: *Estudio y planificación de un parque eólico.*

<http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/48dccb305025a.pdf>. Consulta: 17 de julio de 2014.

Combinando figuras 14 y 15 se obtiene la rosa de la energía, que aparece en la figura 16 y representa como es la producción energética según la dirección. Viene indicando en porcentajes como es la energía que aporta el viento según la dirección de la velocidad. Es muy representativo e indica que porcentaje de energía se produce en el parque, según cada una de las direcciones del viento.

Figura 16. **Rosa de energía**



Fuente: TALAYERO NAVALES, Ana. *Energía eólica*. p. 51.

2.4. Distribuciones de probabilidad aplicadas al viento

Para caracterizar el comportamiento aleatorio del viento se recurre a herramientas estadísticas, como por ejemplo, la distribución de frecuencias por intervalos de velocidad.

En una distribución de frecuencias, se presentan histogramas de las frecuencias relativas de la velocidad del viento basada en pequeños intervalos de velocidad del viento, denominados bins. Para el caso de viento las dos distribuciones que modelan de forma acertada su comportamiento, son: distribución de Weibull y distribución de Rayleigh. Más adelante se verá porqué estas dos distribuciones son las más acertadas al momento de modelar el comportamiento del viento.

La frecuencia relativa se define de forma que el área total bajo la curva tenga el valor de la unidad, es decir, la probabilidad de que la velocidad del viento esté entre 0 e infinito es uno.

Una cantidad estadística de importancia es el promedio o media aritmética si se tiene un conjunto de números U_i , que en este caso serán velocidades del viento, la media de este conjunto está definida como:

$$\bar{U} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n U_i \quad [\text{Ec. 9}]$$

Donde n es el tamaño de la muestra o números de valores medidos. Además de la media, es de interés la variabilidad del conjunto de datos. Se quiere encontrar la discrepancia o desviación de cada número, respecto de las medidas y obtener una especie de promedio de estas desviaciones es $(U_i - \bar{U})$, lo cual no da ninguna información. Para obtener cantidades definidas positivas, se toman los respectivos cuadrados. Para tal fin se define la varianza como:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (U_i - \bar{U})^2 \quad [\text{Ec. 10}]$$

La desviación estándar está definida como la raíz cuadrada de la varianza.

Generalmente la velocidad del viento se mide en números enteros, entonces, cada valor se registra muchas veces durante un año de observaciones. Se le llama m_i al número de observaciones de la velocidad específica U_i . La media entonces es:

$$\bar{U} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^w m_i U_i \quad [\text{Ec. 11}]$$

Donde w es el número de diferentes valores de velocidad del viento que se registran y n el número total de observaciones.

Dado lo anterior se puede demostrar que la varianza estada dada por:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \left\{ \sum_{i=1}^w m_i U_i^2 - \frac{1}{n} (\sum_{i=1}^w m_i U_i)^2 \right\} \quad [\text{Ec. 12}]$$

Se deberá tener cuidado ya que los dos términos que están entre las llaves son casi iguales entre sí, de modo que puede ser necesario trabajar con varios decimales.

Por diversos motivos es conveniente que el modelo de la curva de frecuencia de velocidad del viento sea una función matemática continua, en lugar de una tabla de valores discretos, en este caso la probabilidad $P(U_i)$ se transforma en una función de densidad de probabilidad $f(U)$. La función de densidad $f(U)$ representa la probabilidad de que una velocidad esté en un intervalo de 1m/s, centrado en U . Las probabilidades discretas $P(U_i)$ tienen el mismo significado si se calculan de datos tomados en intervalos de 1m/s.

El área debajo de la función es la unidad, esta es:

$$\int_0^{\infty} f(u) du = 1 \quad [\text{Ec. 13}]$$

La función de distribución acumulativa está dada por:

$$F(U) = \int_0^U f(x) dx \quad [\text{Ec. 14}]$$

El límite inferior en ambas integrales es cero por que el módulo de velocidad del viento no puede ser negativa. En alguna oportunidad puede ser

necesario para el cálculo, la relación inversa entre la densidad de la probabilidad y la función de distribución acumulativa.

$$f(u) = \frac{dF(u)}{du} \quad [\text{Ec. 15}]$$

La relación general entre $f(u)$ y $F(u)$ se esquematiza en la figura 17.

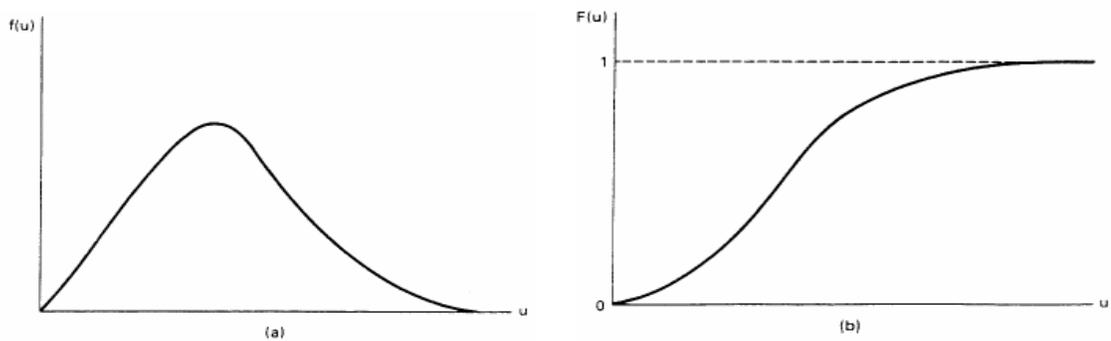
El valor medio está dado por:

$$\bar{u} = \int_0^u uf(u)du \quad [\text{Ec. 16}]$$

Y la varianza está dado por:

$$\sigma^2 = \int_0^u (u - \bar{u})^2 f(u)du \quad [\text{Ec. 17}]$$

Figura 17. **Relación entre distribución acumulativa y función matemática**



Fuente: *Nociones generales de la energía eólica.*

http://www.fing.edu.uy/imfia/rige/cur_pas/material/Cuba/Cap8.pdf. Consulta: 10 de noviembre de 2014.

2.4.1. Distribución de Weibull

Matemáticamente se puede expresar la caracterización del viento, obtenida a lo largo de los años, a partir de datos empíricos de diferentes estudios de implantación de parques eólicos. Se trata de la ley de distribución de Weibull de la velocidad del viento. Se ha comprobado que la velocidad del viento sigue aproximadamente una densidad de distribución de este tipo.

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} \quad [\text{Ec. 18}]$$

Donde:

U = es la velocidad del viento, (metros por segundo).

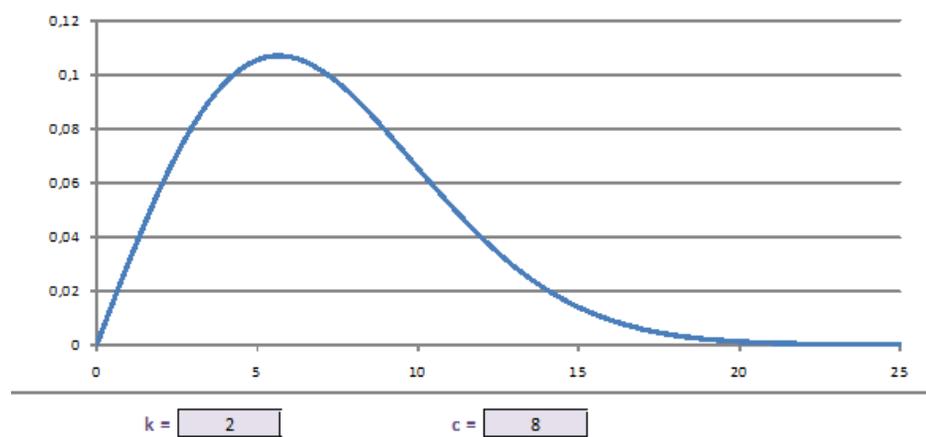
$f(u)$ = es la función densidad de probabilidad de Weibull.

C = es el factor de escala, (metros por segundo).

K = es el factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función probabilidad.

Esta distribución está caracterizada por los parámetro c y k . Es decir, teniendo esos parámetros de forma y escala se puede obtener una distribución de velocidad del viento que se ajustará bien a los datos empíricos.

Figura 18. **Densidad de probabilidad de Weibull**



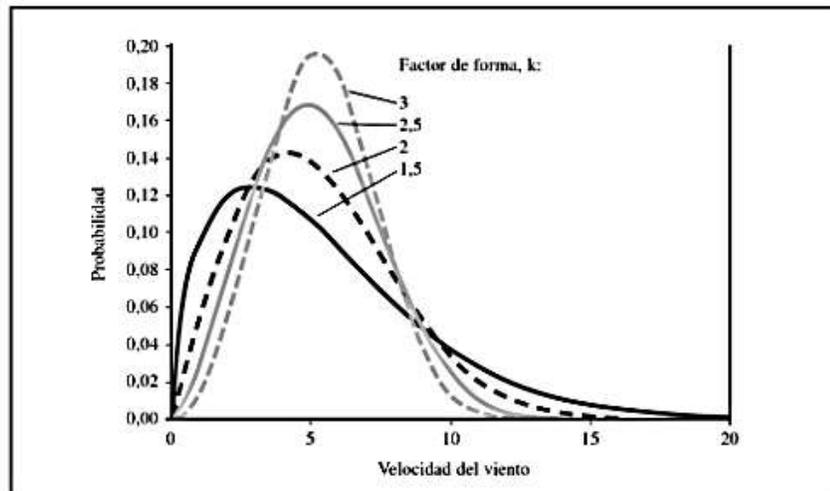
Fuente: *Estudio de viabilidad técnico-económica de un parque eólico de 40 MW de potencia.*
<http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/20097/2/Proyecto%20JMMolina.docx>. Consulta: 19 de septiembre de 2014.

Si se mide las velocidades del viento a lo largo de un año, se observará que en la mayoría de áreas los fuertes vientos son raros, ya que así muestran varios estudios, mientras que los vientos moderados son bastante comunes. La variación del viento en un emplazamiento típico suele describirse utilizando la llamada Distribución de Weibull, como la mostrada en la figura 18.

La distribución estadística de las velocidades del viento varía de un lugar a otro del globo terrestre, dependiendo de las condiciones climáticas locales, del paisaje y de su superficie. Por lo tanto, la Distribución de Weibull puede variar tanto en la forma como en el valor medio.

La Distribución de Weibull puede particularizarse dando lugar a otras dos distribuciones: cuando el factor de forma es 1, se obtiene la distribución exponencial; mientras que para K igual a 2 se obtiene la distribución de Rayleigh.

Figura 19. **Distribuciones de Weibull para distintos factores de forma K**



Fuente: TALAYERO NAVALES, Ana. *Energía eólica*. p. 41.

2.4.1.1. **Determinación de los parámetros de Weibull**

El método más utilizado en la determinación de los parámetros de Weibull es utilizando la función gamma, la cual está tabulada. Se cree que es más conveniente utilizar la siguiente relación para determinar los parámetros de Weibull.

Justus determinó que es muy aceptable utilizar el valor medio y la varianza de la velocidad para calcular el parámetro K y esta relación es:

$$K = \left(\frac{\sigma}{\bar{U}}\right)^{-1,086} \quad [\text{Ec. 19}]$$

Esto es razonablemente aproximado sobre rangos de K que varíen entre $1 \leq K \leq 10$.

Por consiguiente puede determinarse el valor del parámetro c, de la siguiente manera:

$$c = \frac{\bar{U}}{f\left(1+\frac{1}{K}\right)} \quad [\text{Ec. 20}]$$

Donde \bar{U} es el promedio de los datos del conjunto de los valores del viento y K es el parámetro de forma.

2.4.2. Distribución de Rayleigh

Como se mencionó antes, la distribución de Rayleigh se da cuando el factor de forma K es igual a dos para la función de densidad de Weibull, dado lo anterior la función de Rayleigh se expresa de la siguiente forma:

$$f(u) = \frac{\pi}{2} \left(\frac{u}{\bar{u}}\right) e^{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{u}{\bar{u}}\right)^2} \quad [\text{Ec. 21}]$$

La función de Weibull es más versátil pero la de Rayleigh más simple de usar. De todas maneras, hay estudios que indican que la función de Rayleigh conduce a resultados aceptables en la mayoría de los casos.

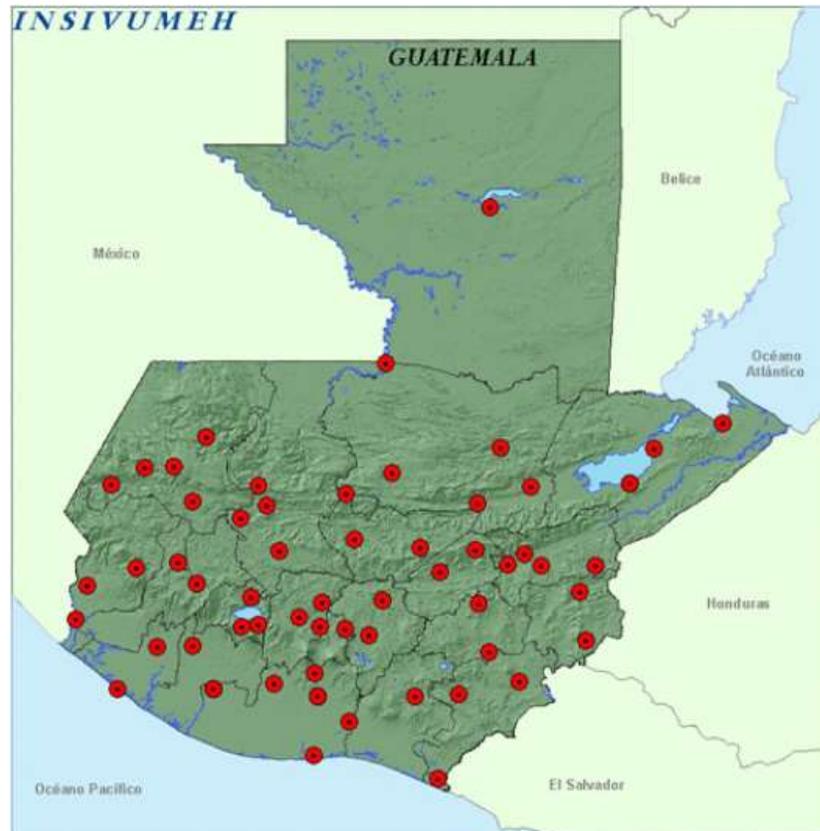
Se debe tomar en cuenta que para utilizar la distribución de Rayleigh, solo necesita saber el valor medio de la velocidad del viento, en cambio en la distribución de Weibull necesita conocer la frecuencia del viento para cada valor de velocidad.

2.5. Registro de datos de una estación meteorológica

Para la instalación de un parque eólico, en primer lugar hay que hacer un estudio de vientos de la zona donde se vayan a ubicar los aerogeneradores. Para este caso se recurrió a datos proporcionados por el Instituto Nacional de Meteorología, en el caso de Guatemala es el Instituto Nacional de Sismología Vulcanología Meteorología e Hidrología (Insivumeh), que dispone de alrededor de 60 estaciones meteorológicas en todo el país, que recoge los vientos de la zona periódicamente cada 10 diez minutos.

Estas torres se encuentran distribuidas en zonas claves a lo largo de todo el país, estas recolectan datos para luego ser analizados estadísticamente para determinar parámetros específicos en una región.

Figura 20. Estaciones meteorológicas en Guatemala



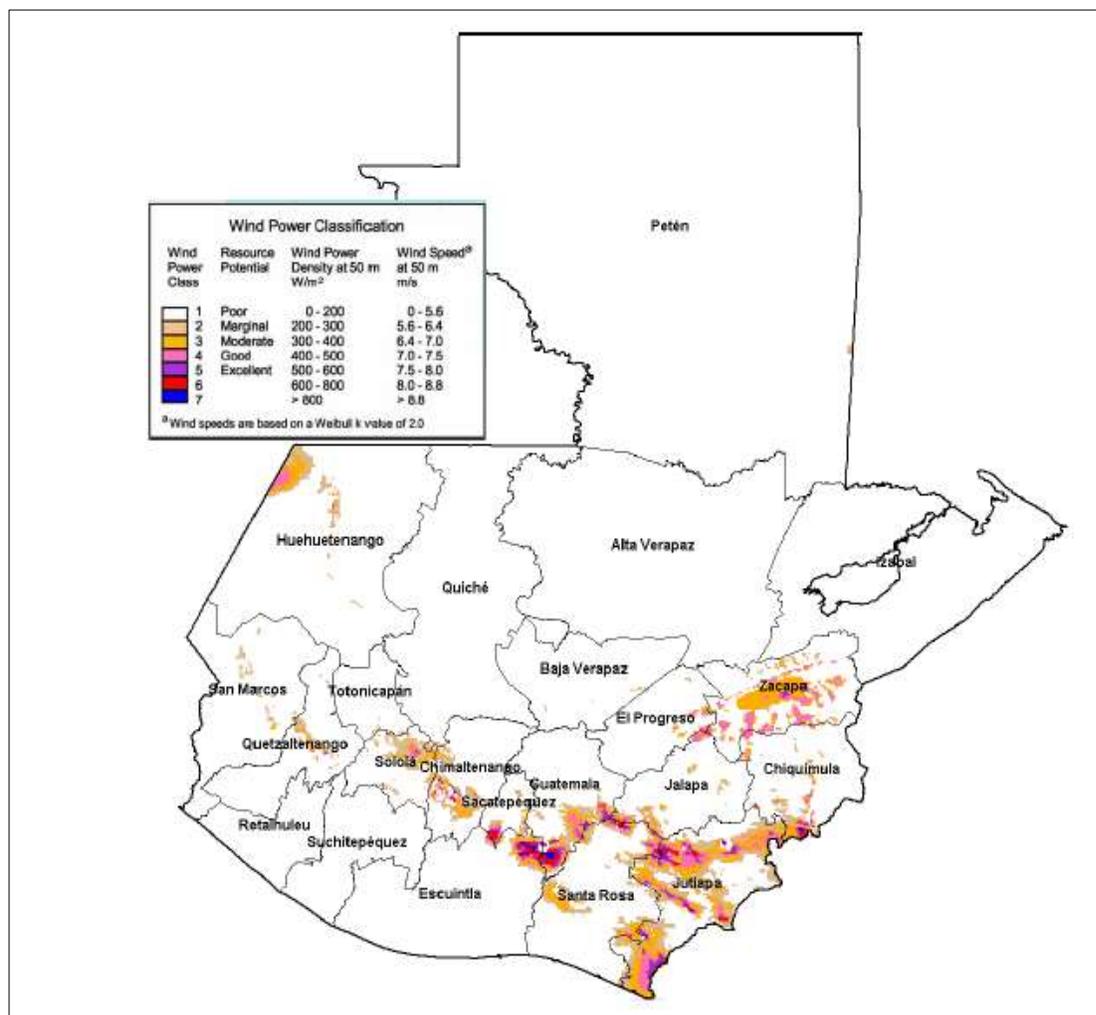
Fuente: *Estaciones meteorológicas.*

<http://www.insivumeh.gob.gt/meteorologia/boletin%20de%20estaciones%20meteorologicas.htm#>. Consulta: 8 de noviembre de 2014.

En la figura 20 se puede observar la ubicación de las torres meteorológicas a lo largo del país, estas torres son colocadas en terrenos circundantes (terrenos planos y libres de obstrucciones) en parcelas meteorológicas, para la protección de la instrumentación en ciertos casos se ha instalado una oficina local para el observador.

En el caso de Guatemala debe tenerse en cuenta que las torres instaladas por el Insivumeh no son las únicas instaladas. La Dirección de Energía es otra entidad que también tiene instaladas torres, las cuales se comenzaron a instalar a partir del 2005.

Figura 21. Mapa de potencial eólico



Fuente: *Energía eólica.*

[https://repository.unm.edu/bitstream/handle/1928/12509/Energia%20Eolica.pdf?sequence=1.](https://repository.unm.edu/bitstream/handle/1928/12509/Energia%20Eolica.pdf?sequence=1)

Consulta: 10 de noviembre de 2014.

2.6. Recolección de datos de una torre meteorológica

Como se ha explicado con anterioridad, el comportamiento del viento es aleatorio, por lo que debe ser tratado de forma estadística, para lo cual se trabajó con datos proporcionados obtenidos de la torre colocada en el Insivumeh.

Una vez obtenido los datos hay que interpolarlos, para poder obtener un perfil de velocidades de viento a lo largo del tiempo.

Las velocidades medias mensuales en kilómetros por hora obtenidas en la estación meteorológica desde enero de 2007 se muestran en la tabla siguiente:

Tabla I. **Promedios mensuales del viento (kilómetros por hora)**

Año	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2007	6,9	5,3	5,6	7,6	7,9	4,4	4,6	4,1	4,4	4,3	7,7	5,7
2008	6,4	8,5	10,3	10,2	8,8	10	7,8	8,2	8,4	11,6	23,5	21,9
2009	10	13,7	11,3	9,8	9,1	7,8	11,1	10,7	8,4	8,4	10,8	9,8
2010	12,6	11,4	11,1	10	9,7	9,7	9,7	8,5	7,7	8	7,8	9,6
2011	9,3	8,3	9,8	8,4	7,4	4,8	4,9	4,5	5,9	6,4	7,9	8,6
2012	8,8	7,9	8,6	7,1	5,2	5	5	5,7	11,7	15,9	22,7	19,2
2013	19,1	16,8	21	16	15,7	15,9	16,6	14,6	12	12,9	19,6	19,2

Fuente: elaboración propia, torre meteorológica Insivumeh octubre de 2014.

Para determinar la velocidad media del viento se procede a realizar una media aritmética, para determinar la velocidad media de cada año.

Las medias anuales serán:

Tabla II. **Velocidades medias anuales en (kilometros por hora y metros por segundo)**

Año	V. en (Km/h)	V. en (m/s)
2007	5,7	1,6
2008	11,3	3,1
2009	10,1	2,8
2010	9,7	2,7
2011	7,2	2
2012	10,2	2,8
2013	16,6	4,6

Fuente: elaboración propia, octubre de 2014.

La velocidad media de todo el período será de 3 m/s. Al ser la velocidad media 3 m/s y algún porcentaje de aerogeneradores funcionan entre 3 y 5 m/s, se considera como una zona con un potencial eólico bajo.

2.7. Tratamiento y análisis de los datos

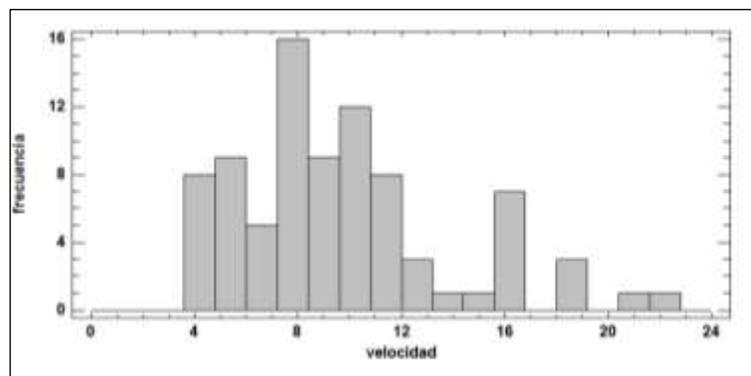
Es importante resaltar que cuando se procede a realizar el tratamiento de los datos y análisis de los mismos, es indispensable utilizar herramientas que minimicen el trabajo del cálculo para enfocarse más en el análisis.

Con anterioridad se ha explicado las funciones estadísticas que más se acoplan al comportamiento del viento, así como también la obtención de los parámetros de las funciones de forma manual. Esta sección se enfocará más al análisis que al cálculo. Para ello se podrá hacer uso de un software como herramienta estadística que permita el cálculo de los parámetros de las funciones matemáticas, que modelarán el comportamiento del viento en una zona específica.

Existen una variedad de programas que pueden facilitar el cálculo de los datos muestrales. Para este caso se hace uso del programa Statgrafics Centurion, que es una herramienta muy útil en cuanto a modelar funciones de densidad probabilísticas.

Se introducen todos los datos de viento obtenidos en un programa de cálculo estadístico (Statgrafics Centurion en este caso), del cual se obtiene el siguiente histograma:

Figura 22. **Histograma de frecuencias acumuladas de viento**



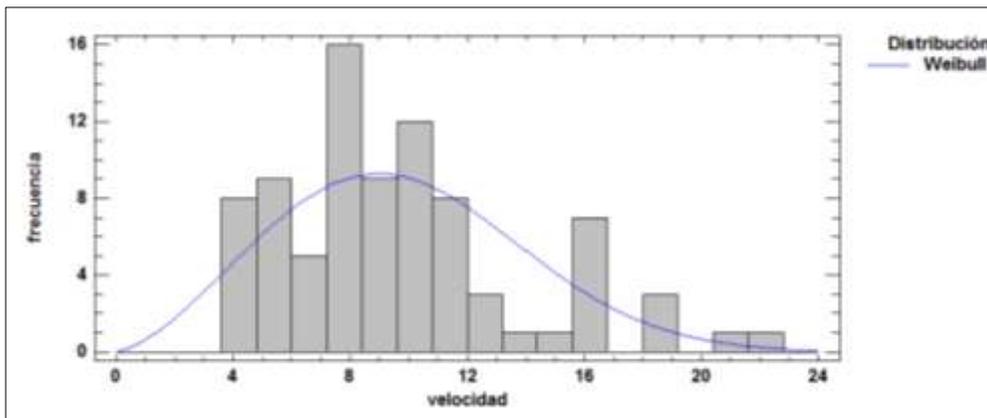
Fuente: elaboración propia, noviembre de 2014.

Como ya se ha mencionado en el subcapítulo 2.4, no es muy apropiado trabajar con datos discretos cuando se quiere determinar el comportamiento del viento en algún lugar en específico, por lo tanto, se busca convertir los datos de la tabla I en una función continua. En la figura 22 se muestra el histograma de frecuencias de los datos de viento para la estación meteorológica Insivumeh.

Analizando el histograma se asume como hipótesis que la distribución de velocidades de viento sigue una ley de Weibull, de lo cual se obtienen los siguientes valores de parámetros:

- Parámetro de forma: 2,50415
- Parámetro de escala: 10,9854

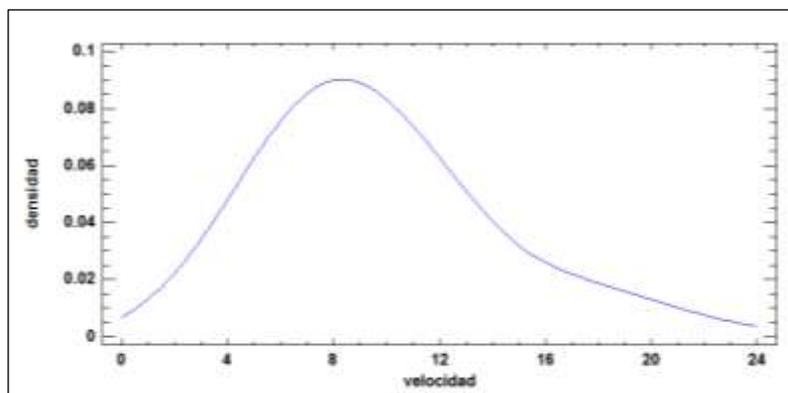
Figura 23. **Histograma de frecuencias acumuladas de viento con aproximación gráfica**



Fuente: elaboración propia, noviembre de 2014.

La función de densidad obtenida es la mostrada en la figura 24.

Figura 24. **Función de densidad de la velocidad del viento**



Fuente: elaboracion propia, noviembre de 2014.

También es posible que sea aproximada por una distribución de Rayleigh, pero para el caso la Weibull es bastante acertada, como se puede comprobar en el histograma de frecuencias que se ha presentado anteriormente.

En la tabla siguiente se han comparado más distribuciones, pero claramente, como bien indica la teoría, la distribución de velocidades de viento en un emplazamiento se puede aproximar con precisión con una ley Weibull.

Tabla III. **Comparación con distribuciones alternativas**

<i>Distribución</i>	<i>Parámetros Est.</i>	<i>Log Verosimilitud</i>	<i>KS D</i>
Weibull (3-Parámetros)	3	-225.458	0.108436
Gaussiana Inversa	2	-228.277	0.0770627
Birnbaum-Saunders	2	-228.287	0.0753171
Lognormal	2	-228.574	0.0745028
Valor Extremo Más Grande	2	-229.277	0.0657843
Gamma	2	-229.785	0.0853796
Loglogística	2	-230.104	0.0645093
Weibull	2	-234.35	0.120373
Laplace	2	-236.256	0.111137
Logística	2	-236.92	0.0916046
Normal	2	-238.089	0.139974
Uniforme	2	-241.853	0.358748
Valor Extremo Más Chico	2	-254.941	0.18251
Exponencial	1	-275.054	0.345518
Pareto	1	-333.761	0.475021

Fuente: Satagrafics Centurion, noviembre de 2014.

El valor medio \bar{u} de la distribución puede obtenerse en función de los dos parámetros que determinan la curva: k (parámetro de forma) y c (parámetro de escala), según la fórmula:

$$\bar{u} = c * F\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad [\text{Ec. 21}]$$

Donde F es la función gamma de Euler.

El parámetro de forma, k , indica que tan puntiaguda es la distribución, es decir, si las velocidades del viento siempre tienden a estar próximas a un determinado valor, si la distribución tiene un valor alto de " k " será muy puntiaguda.

La Distribución de Weibull es una distribución de probabilidad y el área bajo la curva de Weibull siempre vale 1, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del 100 %.

La velocidad media del viento es realmente el promedio de las observaciones de la velocidad del viento que se tiene en el emplazamiento, de tal manera que la distribución de las velocidades del viento es sesgada, es decir, no es simétrica.

Al usar herramientas estadísticas puede simplificarse el cálculo. Statgrafics Centurion, en este caso, permite analizar de mejor forma los resultados sin perder tiempo en procedimientos matemáticos, es claro que la Distribución de Weibull es la que mejor modela el comportamiento del viento, siempre y cuando los datos obtenidos de las torres meteorológicas tengan el mínimo error posible para la determinación de sus parámetros. En el capítulo 4 se muestra por que una función continua apropiada de densidad probabilística puede ser útil al momento de calcular las horas al año de energía útil y aplicarlo al cálculo económico de la generación eólica.

3. ESTUDIO TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL GENERADOR DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA EÓLICA

La selección y análisis para generadores colocados en emplazamientos específicos, serán determinados por factores técnicos, así como también normas que puedan optimizar la selección de un generador, y así tener el mayor aprovechamiento posible de la energía del viento en función de factores que se pueden apreciar en este capítulo.

3.1. Generalidades del diseño y funcionamiento de los generadores en turbinas eólicas

Las turbinas eólicas para la generación de energía eléctrica pueden ser diseñadas bajo dos modelos de construcción, como generadores síncronos o como asíncronos, y con muchas formas de conexión, directa o indirecta a la red. Si la conexión es directa a la red, esto significa que el generador está conectado directamente a la red de corriente alterna. La conexión indirecta a la red significa que la corriente que viene de la turbina pasa a través de una serie de dispositivos electrónicos antes de ser enviada a la red. En el caso generadores asíncronos esto ocurre siempre.

Dentro de los generadores asíncronos son varias las razones para la elección de este tipo de generador, es que es muy fiable y no suele resultar caro. Este generador también tiene propiedades mecánicas que lo hacen especialmente útil en turbinas eólicas (el deslizamiento y una cierta capacidad de sobrecarga).

Dentro de las máquinas asíncronas más utilizadas en la generación eólica ha sido el rotor de jaula de ardilla. Las ventajas de este es que él mismo adapta la cantidad de polos del rotor de forma automática. Así pues, un mismo rotor se puede utilizar con una gran variedad de números de polos.

Algunos de los fabricantes equipan sus turbinas con dos generadores, uno pequeño para períodos de vientos suaves, y otro grande para períodos de vientos fuertes (o dos iguales que funcionarán conjuntamente en período de viento fuertes y uno solo en los débiles).

Algunos pedidos de generadores a los fabricantes se han fabricado por encargo como dos en uno, es decir, que son capaces de funcionar como, por ejemplo, un generador de 500 kW o uno de 4 000 kW, y a dos velocidades diferentes. Si es viable o no la utilización de un generador doble o un mayor número de polos para los vientos suaves, dependerá de la distribución de velocidades del viento local, y los costos de los polos adicionales, comparado con el precio que el propietario de la turbina obtiene por la generación de energía.

3.2. Los sistemas de velocidad variable frente a los sistemas de velocidad fija

Los primeros sistemas eólicos fueron sistemas de velocidad fija según registros históricos. En este tipo de sistemas el generador está directamente acoplado a la red, por lo que la velocidad del rotor es fija (o variable entre límites muy estrechos) cualquiera que sea la velocidad del viento incidente.

La gran dependencia que tienen la potencia y el par mecánico con la velocidad del viento incidente, hace que en aerogeneradores rígidamente

unidos a la red eléctrica donde la velocidad de giro viene impuesta por la frecuencia, las oscilaciones del viento producen perturbaciones de la potencia inyectada a la red y de tensión en el punto de conexión del aerogenerador; además, los pares pulsantes producen fatiga en el eje, en las palas y elementos de la transmisión. Esto conduce a un necesario sobredimensionado de los elementos mecánicos, así como una peor calidad de suministro de la energía entregada a la red eléctrica.

El generador asíncrono, al permitir un ligero deslizamiento de su velocidad de giro, suaviza las variaciones de potencia activa inyectadas a la red en caso de ráfagas y reduce la fatiga en el eje, por lo que fundamentalmente es el empleado en sistemas eólicos de velocidad fija.

Hay generadores que se construyen para funcionar a dos velocidades de giro. Esto permite aprovechar de mejor forma los vientos de velocidades reducidas y de velocidades elevadas. En este tipo de aerogeneradores se utilizan generadores asíncronos con dos devanados en el estator. Los sistemas eólicos de velocidad variable son más eficientes que los de velocidad constante, en emplazamientos con velocidades medias del viento reducidas. La principal desventaja de los sistemas de velocidad variable respecto de los de velocidad fija, reside en el incremento de las pérdidas asociadas al convertidor de frecuencia y al generador, cuando la velocidad del viento supera un determinado valor.

Las principales ventajas derivadas del empleo de sistemas de velocidad variable en generación eólica, son:

- Permite que la turbina trabaje en el entorno del punto óptimo de la curva de potencia en un rango determinado de velocidades del viento, lo que se traduce en un incremento de la energía.
- Permite que el rotor acelere durante las ráfagas de viento y decelere una vez pasadas estas. Con ello se almacena en forma de energía cinética parte de la energía del viento y se entrega la energía almacenada a la red cuando el viento amaina.
- Al estar desacoplado el aerogenerador de la frecuencia de red mediante los convertidores electrónicos, se consigue un control rápido y eficaz sobre el par electromagnético, de tal modo que el exceso o defecto de energía aportado por las fluctuaciones del viento turbulento se transfieren a la masa inercial formada por el conjunto giratorio turbina-generator, y así la calidad de tensión no se ve afectada.
- Permite que los pares pulsantes debidos a la turbulencia produzcan una ligera fluctuación de la velocidad en lugar de una deformación del eje. Esto conlleva una reducción de la fatiga del eje.
- Mejor capacidad de regulación de potencia activa y posibilidad de regulación de potencia reactiva.
- El convertidor electrónico elimina el acoplamiento directo entre generador y red de manera que, en caso necesario, se puede mantener al sistema conectado a la red, generando potencia en caso de fallo en la red sin que se vea afectado el generador.

- Los requisitos de seguridad y fiabilidad requeridos por el operador del sistema de la red, pueden quedar satisfechos con la utilización de aerogeneradores de velocidad variable.
- Las secuencias de arranque y parada son más eficientes gracias a la flexibilidad que proporciona el sistema de control.
- Es posible adecuar mejor la operación de la turbina al emplazamiento.
- A bajas velocidades del viento, la velocidad de la turbina es menor, reduciéndose el nivel de ruido emitido.

3.3. Clasificación de los aerogeneradores eólicos según su aplicación

Como se ya se ha mencionado en el capítulo 1, se encuentran en los diversos parques eólicos las siguientes tecnologías de generación:

- Asíncronos
 - Rotor jaula de ardilla
 - Doblemente alimentado
- Síncronos
 - Síncronos
 - Síncronos, excitación con imanes permanentes (flujo radial)

3.4. Generadores eólicos asíncronos

En su mayor parte las turbinas eólicas utilizan un generador asíncrono trifásico, también llamado generador de inducción, este tipo de generadores no es muy utilizado, fue de la generación eólica. Lo interesante de este tipo de generador radica en que fue inicialmente diseñado como motor eléctrico. Otra

de las razones para la elección de este tipo de generador es que es muy fiable, y comparativamente no suele resultar costoso. Adicionalmente, este generador también posee propiedades mecánicas, que lo hace especialmente útil en turbinas eólicas (el deslizamiento del generador, y una cierta capacidad de sobrecarga). Existen dos tipos de rotores para la máquina de inducción: de rotor devanado y tipo jaula de ardilla.

En el tipo rotor devanado tiene la capacidad de colocar reactancias en su rotor para manipular el punto del torque máximo, en estas máquinas los devanados se conectan en estrella en las máquinas trifásicas. El extremo de cada uno de los devanados de fase se conecta a anillos rozantes que están aislados del eje del rotor.

En el rotor tipo jaula de ardilla, los conductores están conectados en cortocircuito mediante anillos. Las barras del rotor tipo jaula de ardilla no siempre son paralelas a la longitud axial del rotor, se pueden desviar un cierto ángulo del eje del rotor, para evitar los saltos y producir un par más uniforme.

3.4.1. Par producido en la máquina de inducción

Si se aplica al estator un sistema trifásico de voltajes de igual magnitud y desfasados 120° , por sus devanados circulará un sistema trifásico de corrientes. Estas corrientes producen un campo magnético en el estator B_s , cuya velocidad de rotación está dada por:

$$n_{\text{sinc}} = \frac{120 f_e}{P} \quad [\text{Ec. 22}]$$

Donde f_e es la frecuencia del sistema de alimentación en Hz; P es el número de polos; n_{sinc} es la velocidad de rotación del campo magnético en

revoluciones por minuto, también se le conoce como velocidad síncrona. Este campo magnético alcanzará a las barras del rotor e inducirá un voltaje en ellas, el voltaje inducido en las barras del rotor está dado por:

$$e_{ind} = v \times B * l \quad [\text{Ec. 23}]$$

Este voltaje inducido genera una corriente que circula por los devanados del rotor y la corriente de los devanados del rotor produce el campo magnético B_r , en el mismo. La interacción de estos campos magnéticos produce el par electromagnético de la máquina. El par producido en la máquina está dado por:

$$\tau_{ind} = KB_r B_s \sin \theta \quad [\text{Ec. 24}]$$

Donde K es una constante que depende de la construcción de la máquina y, como resultado del par producido, la máquina rotará y se acelerará.

La velocidad del motor tiene un límite finito, si el rotor de la máquina de inducción llegara a girar a la velocidad síncrona, sus barras estarían estacionarias con respecto al campo magnético y no se inducirá voltaje. Si e_{ind} fuera igual a cero, no habría corriente en el rotor y por lo tanto, tampoco habría campo magnético, sin campo magnético en el rotor el par producido sería cero y por la fricción el rotor se frenaría. En conclusión, una máquina de inducción puede girar a velocidades cercanas a la velocidad síncrona pero nunca alcanzará exactamente a la velocidad síncrona.

3.4.2. Deslizamiento del rotor

El voltaje que se induce en los devanados del rotor depende de la velocidad relativa del rotor con respecto al campo magnético. Como el comportamiento de la máquina de inducción depende de los voltajes y

corrientes del rotor, es útil hablar en términos de la velocidad relativa entre el rotor y el campo magnético, en general se utilizan dos términos para esto: la velocidad de deslizamiento y el deslizamiento.

La velocidad de deslizamiento es la diferencia entre la velocidad síncrona y la velocidad del rotor:

$$\omega_{des} = \omega_{sinc} - \omega_m \quad [\text{Ec. 25}]$$

Y para el deslizamiento:

$$s = \frac{\omega_{des}}{\omega_{sinc}} \times 100 \% = \frac{\omega_{sinc} - \omega_m}{\omega_{sinc}} \times 100 \% \quad [\text{Ec. 26}]$$

Donde ω_{des} es la velocidad de deslizamiento en rad/s; ω_{sinc} es la velocidad del campo magnético en rad/s; ω_m es la velocidad del rotor en rad/s.

Es posible expresar la velocidad mecánica del eje del rotor en función de la velocidad síncrona y el deslizamiento como:

$$\omega_m = 1 - s\omega_{sinc} \quad [\text{Ec. 27}]$$

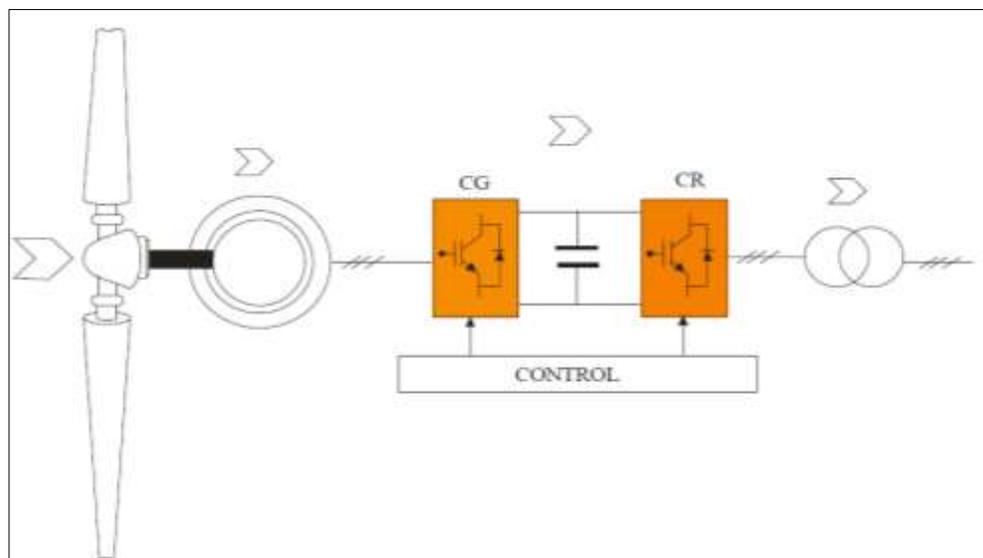
La frecuencia del rotor es directamente proporcional a la diferencia de la velocidad del campo magnético del estator ω_{sinc} y la velocidad del rotor ω_m . La frecuencia del rotor está dada por:

$$f_r = sf_e \quad [\text{Ec. 28}]$$

Una de las principales ventajas que presentan los generadores de rotor devanado, es que el convertidor electrónico es dimensionado para una potencia

que es un porcentaje de la potencia asignada de la máquina, debido a que en su mayor parte la potencia se entrega por el estator, que se encuentra conectado directamente a la red, según figura 25.

Figura 25. **Generador asíncrono de jaula de ardilla o rotor en cortocircuito con dos convertidores electrónicos tipo IGBT**



Fuente: *Generador eólico.*

http://gredos.usal.es/jspui/bitstream/10366/19334/1/DFGA_Mejora%20rendimiento%20gene.

Consulta: 12 de noviembre de 2014.

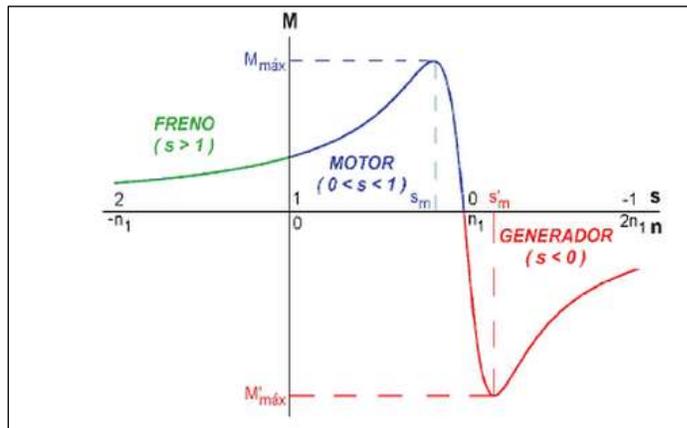
3.5. **Funcionamiento del generador de rotor jaula de ardilla y curva par-velocidad**

Como ya se mencionó, este tipo de máquina depende de la diferencia de velocidad entre el campo magnético y la velocidad mecánica del rotor, por lo que es útil representar gráficamente la relación par-velocidad. La figura 26 muestra la curva par-velocidad de la máquina de inducción. En esta se indica

hasta el punto de par máximo que el par es proporcional al deslizamiento, es decir a medida que disminuye el deslizamiento, disminuye el par. Cuando el deslizamiento es cero, la velocidad mecánica es igual a la velocidad síncrona, entonces el par es cero.

Si una máquina de inducción se impulsa a una velocidad superior a la síncrona, es decir, un deslizamiento negativo, el motor recibe potencia mecánica en lugar de entregarla y se tiene la operación de generador. La transición del modo motor al modo generador es función del deslizamiento.

Figura 26. **Curva par-velocidad de la máquina de inducción**



Fuente: ÁLAMO SALGADO, José. *Montaje y mantenimiento eléctrico de parque eólico*. p. 136.

En modo motor, el deslizamiento varía desde 0 % en vacío hasta 100 % a rotor bloqueado. Si se supone que el motor trabaja a velocidad y cargas nominales, con un deslizamiento cercano a cero; si por alguna razón la carga que se impulsa acelera al motor o de alguna manera llega a disminuir la velocidad síncrona, el deslizamiento se reduce a cero y a valores negativos. En este caso, la velocidad del rotor es mayor que la síncrona y la máquina trabaja

como generador, proporcionando energía eléctrica. La salida del generador de inducción depende de la magnitud del deslizamiento negativo.

Como el generador de inducción no tiene un circuito independiente para su excitación, no puede producir potencia reactiva, de hecho, consume potencia reactiva y para mantener el campo magnético de su estator necesita estar conectado permanentemente a una fuente exterior de potencia reactiva, esta fuente también debe controlar el voltaje en terminales del generador.

Como absorbe energía reactiva de la red para la excitación (magnetización del rotor) va equipado con un banco de capacitores, estos pueden regular por pasos para obtener un factor de potencia igual a uno.

Para evitar las corrientes excesivas en el arranque los fabricantes recomiendan usar arrancadores suaves. Algunos modelos están equipados con dos generadores, uno de la potencia nominal el otro a la mitad de la potencia, para funcionar a bajas velocidades de viento (con el fin de aprovechar la inversión realizada y conseguir una tasa de disponibilidad de funcionamiento elevada), por lo que se puede reducir grandemente la potencia de salida.

La mayor ventaja del generador de inducción es la simplicidad que posee por su funcionamiento, este no necesita un circuito de campo adicional y no debe estar trabajando continuamente a una velocidad fija. El hecho de que no requiera una regulación precisa hace de este generador una buena elección para molinos de viento, sistemas de recuperación de calor y fuentes similares de potencia suplementaria conectadas a un sistema de potencia existente.

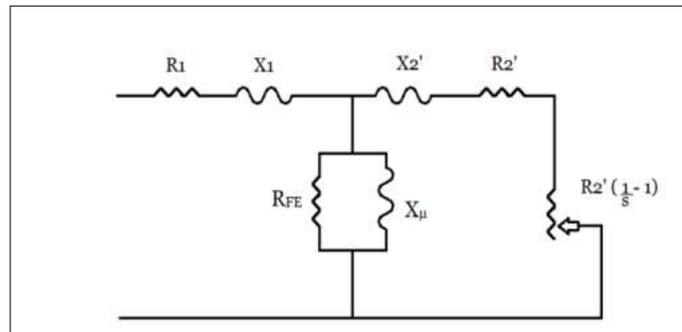
3.5.1. Modelo del generador de inducción

El modelo del generador de inducción es muy similar al modelo del motor de inducción, con la diferencia de que el generador de inducción tiene un banco de capacitores conectado a sus terminales, los cuales deben ser considerados en el modelo del generador, y que en este caso la velocidad del rotor, proporcionada por la turbina, se considera como una entrada y no una salida, como en el caso del motor.

Con el fin de obtener el modelo del motor de inducción se debe tener en cuenta las pérdidas que ocurren en la máquina real. Los aspectos a considerar para la construcción del modelo son:

- Pérdidas en el cobre: son pérdidas por calor en la resistencia de los devanados del estator y del rotor, son directamente proporcionales al cuadrado de la corriente de los devanados.
- Pérdidas por corrientes parásitas: son pérdidas por calentamiento resistivo en el núcleo del estator, son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado a la máquina.
- Pérdidas por histéresis: están relacionados con los reordenamientos de los dominios magnéticos en el núcleo durante cada semiciclo.
- Flujo disperso: son los flujos que escapan del núcleo y del rotor y pasan únicamente a través de uno de los devanados del estator.

Figura 27. **Circuito por fase del generador de inducción**



Fuente: *Máquinas eléctricas de corriente alterna*. <http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/maquinas-electricas-de-corriente-alterna/material-de-clase-1/capitulo-ii-maquina-asincrona>. Consulta: 12 de diciembre de 2014.

Se puede observar en la figura 27 el circuito equivalente de la máquina asíncrona, teniendo cada parámetro una función en sí, necesaria para explicar el comportamiento de la máquina. Existen parámetros que dependen del deslizamiento s y que, por lo tanto, en régimen generador pueden verse modificados y pasar a tener valores negativos. Estos, en general, sirven para modelar la dirección en la que se mueve la energía, dependiendo del criterio y régimen de la máquina.

- x_1, x_2 son las reactancias de los arrollamientos en reposo, creadas por la aparición de flujos de dispersión en los mismos devanados.
- R_1, R_2 son las resistencias de los devanados en ohmios por fase.
- $R_2 \left(\frac{1}{s} - 1 \right)$ es la resistencia de carga, representa el efecto equivalente a la carga mecánica que lleve la máquina, multiplicando por el número de fases correspondientes, representa la potencia que desarrolla la máquina

en su movimiento de rotación, es decir, la potencia mecánica en el eje.

- R_{fe} es la resistencia que modela las pérdidas en el hierro.
 x_{μ} es la reactancia de magnetización.

3.5.1.1. Consideraciones en el modelo del generador de inducción

Las ecuaciones en el generador de inducción presentan un alto grado de complejidad, el proceso de auto-excitación se puede explicar con el uso del circuito RLC, ya que el generador necesita un capacitor para su excitación.

De forma básica, una máquina de inducción se puede explicar con el uso de un circuito RLC. La autoexcitación del generador de inducción es el incremento de corriente y, por lo tanto, el incremento asociado del voltaje, a través de los capacitores conectados a las terminales de estator del generador, sin un sistema externo que lo excite.

El proceso del aumento de voltaje continúa hasta que el núcleo magnético de la máquina de inducción se satura y el voltaje se estabiliza.

El proceso de autoexcitación en el generador de inducción puede darse o no dependiendo de las condiciones, incluso conectándose los capacitores a las terminales del estator y haciendo girar al rotor. El proceso de autoexcitación se ocurre bajo las siguientes condiciones:

- Parámetros de la máquina: estos se encuentran principalmente determinados por el tipo de material de los devanados del estator y del rotor, tipo de rotor, clase de diseño, entre otros.

- Inductancia de magnetización: es el factor determinante en el aumento y estabilidad del voltaje en la condición de vacío y carga, está determinado por el grado de saturación del material magnético.
- Banco de capacitores: el tamaño del banco de capacitores es uno de los factores que se puede variar para obtener el voltaje requerido en condiciones de vacío y con carga.

La capacitancia mínima para el proceso de autoexcitación se puede calcular como:

$$C_{\min} = \frac{1}{N_p \omega_m^2 L_m} \quad [\text{Ec. 29}]$$

Donde ω_m es la velocidad mecánica del rotor en rad/s; N_p es el número de pares de polos; L_m es la inductancia de magnetización a voltaje promedio.

3.5.2. Características de precio y mantenimiento

Este tipo de generadores tiene un diseño simple. Su fabricación es muy común ya que son idénticos a los motores tipo jaula de ardilla usados regularmente en la industria, por lo que el precio es el más bajo de todas las tecnologías conocidas. Respecto a su mantenimiento se puede decir que es nulo.

3.5.3. Comportamiento respecto a la red

Para este caso, la potencia de salida de la red es muy variable ya que no amortigua los cambios que genera el viento en el contacto con las palas. Asimismo, estos cambios variables de potencia afectan la mecánica de la caja

multiplicadora, que está sometida a continuos esfuerzos variables de par, lo que origina problemas mecánicos en dicho elemento.

Debido a que el generador siempre está consumiendo potencia reactiva y la velocidad angular no es constante, la regulación de la tensión y frecuencia no es posible. Es posible regularse un pequeño porcentaje con la batería de capacitores para obtener un factor de potencia cercano a la unidad. Ante los vacíos de tensión reacciona aumentando la velocidad de giro de las palas, ya que el par resistente eléctrico. Para evitar el sobregiro de la máquina, es desconectada por la protección de sobrevelocidad.

En resumen, se puede decir que dicho generador posee características de robustez y simplicidad, adicionalmente de un precio más bajo respecto a los otros diseños, su desventaja es que carece de regulación de frecuencia y de tensión e introduce en la red las variaciones de potencia de viento. Su comportamiento ante vacíos de tensión produce una inestabilidad de aceleración del generador, y una vez despejada la falla, al absorber potencia reactiva, produce una bajada de tensión que interfiere en la recuperación de la misma en la red. Su uso, por lo tanto se circunscribiría a potencias pequeñas y medianas.

3.6. Generador doblemente alimentado

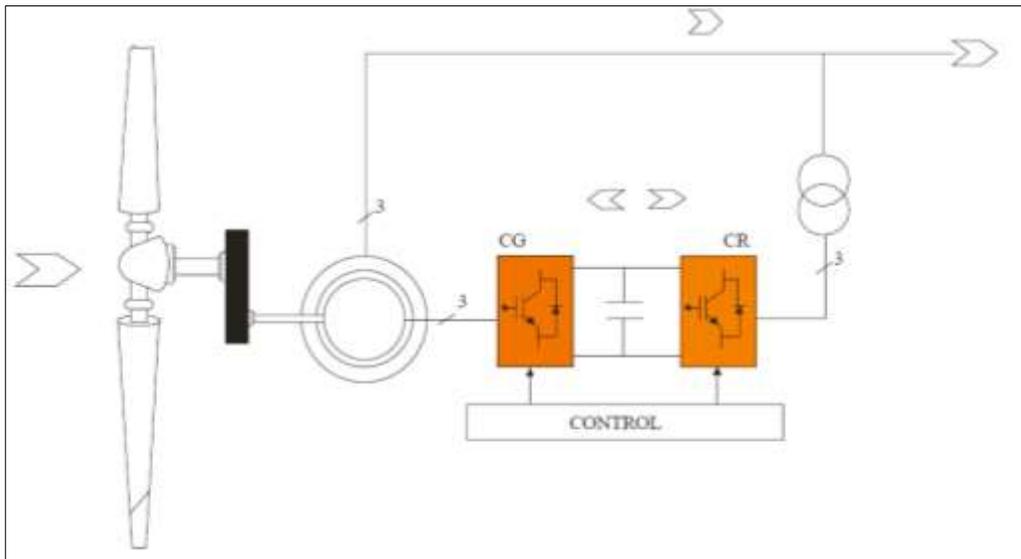
Este tipo de generador puede trabajar a velocidad angular variable, para este caso a diferencia del generador tipo jaula de ardilla, el estator está directamente acoplado a la red a través de un transformador.

El rango de variación de la velocidad en un generador de cuatro polos, va desde 1 400 a 1 750 rpm. La potencia del convertidor, formado por dos

unidades llamadas *back-to-back* de IGBT, un IGBT es un transistor bipolar de puerta aislada que generalmente se aplica como interruptor controlado en circuitos de electrónica de potencia. Unidos por una conexión en corto circuito con un condensador de alisamiento, es del orden del 25 al 30 % de la potencia nominal de la turbina. Tiene, asimismo, una caja multiplicadora entre rotor y generador de tres etapas y una relación que varía entre 1:50 y 1:60.

Es posible controlar las dos partes del convertidor con este modelo, el lado del rotor (rectificador) y el lado de red (inversor). Al controlar con los IGBT la corriente de la parte de red, se puede obtener el control de la potencia reactiva a través de la corriente directa del estator, ligada al flujo de estator. De igual forma, al controlar la corriente de la parte del rotor se controla la intensidad en cuadratura, ligada al par y por consiguiente a la potencia activa. Se trata de un diseño que intenta acercar el generador asíncrono a su homólogo síncrono, permitiendo un importante control de potencia reactiva, aunque no alcanza al control desarrollado por el generador síncrono.

Figura 28. **Generador asíncrono de doble alimentación con convertidores electrónicos IGBT**



Fuente: *Generador eólico.*

http://gredos.usal.es/jspui/bitstream/10366/19334/1/DFGA_Mejora%20rendimiento%20gene.

Consulta: 12 de noviembre de 2014.

3.6.1. **Características de precio y mantenimiento**

Se trata de un generador con características mejoradas respecto el modelo anterior donde se hace uso de un modelo generador y convertidor, el generador con el rotor devanado y anillos rozantes, al que hay que añadir la electrónica de potencia del convertidor. Por consiguiente, esto hace que el precio se incremente debido a la electrónica de potencia respecto del generador anterior y su mantenimiento es más complicado, posiblemente el más complicado de todos, sobre todo en lo referente a las escobillas de los anillos rozantes.

3.6.2. Comportamiento respecto a la red

Si se desea manipular la regulación de tensión, esto se puede lograr accionando sobre el convertidor conectado a red, controlando, como se ha dicho, su corriente. Se puede absorber o producir potencia reactiva, esta varía dependiendo del dimensionamiento del convertidor. La regulación de frecuencia es posible actuando sobre la parte del convertidor del lado del rotor, que hace variar el par y por consiguiente la potencia entregada, permitiendo una salida regulada y constante si se desea, bien impuesta por el diseño.

3.7. Generadores eólicos síncronos

En este tipo de máquinas el desplazamiento del campo magnético giratorio coincide siempre con el desplazamiento del rotor. En estos generadores la velocidad de rotación del rotor que genera el campo magnético y la frecuencia de la señal eléctrica inducida, están relacionadas a través de la siguiente ecuación:

$$f_e = \frac{P \cdot n_{\text{sinc}}}{120} \quad [\text{Ec. 30}]$$

Siendo P el número de polos que generan el campo magnético, n_{sinc} el número de revoluciones por minuto que da el eje del rotor del generador y f_e la frecuencia de la señal eléctrica de salida (ciclos/s o Hertz).

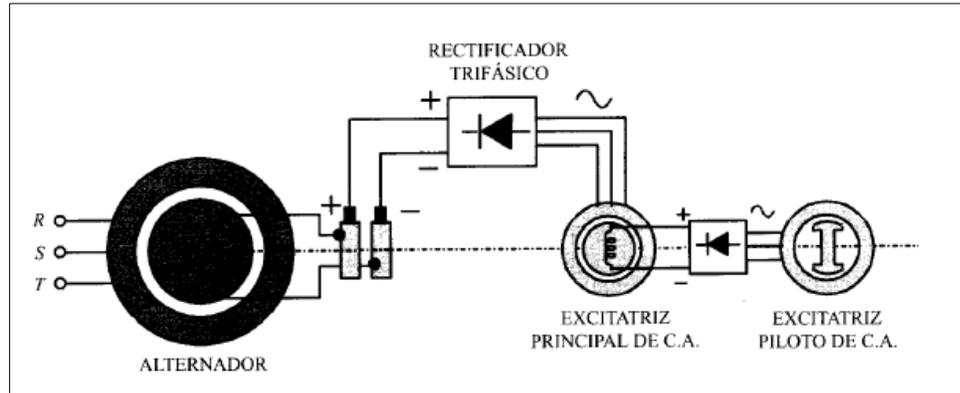
Es decir, consiste en un inductor alimentado por corriente continua, que se denomina devanado de excitación o campo, que suele colocarse en el rotor alimentado por medio de dos anillos.

El inducido normalmente es trifásico y suele colocarse en el estator. Cuando funciona como generador se le conoce como alternador, se introduce energía mecánica por el eje y, al aplicar corriente continua al inductor, se obtiene en el inducido una f.e.m de frecuencia f_e (ver ecuación 30) que se aplica a la carga. La corriente continua necesaria para alimentar el inductor se obtiene de un pequeño dínamo excitatriz, que está situado en el mismo eje de la máquina.

Cuando se mantienen los conductores o espiras en reposo y se hace que aquello que realiza el movimiento giratorio, relativo con respecto al conductor sea el campo magnético, haciendo uso del giro de un rotor con varios polos que se han obtenido, bien mediante espiras por las que pasa una corriente de excitación o bien por la acción de imanes permanentes, se produce una fuerza electromotriz, o f.e.m. inducida en los conductores que están en reposo, cuya amplitud dependerá de la cantidad de corriente de excitación así como de la frecuencia de la velocidad mecánica de giro del rotor.

La excitatriz es un generador de corriente continua convencional, en el que a veces se sustituye toda o parte de su excitación por una excitatriz piloto con el objetivo de mejorar la rapidez de respuesta. Debido a las dificultades de conmutación en los dínamos cuando estas giran a grandes velocidades, y en general para evitar la presencia del colector de delgas de las mismas, se han desarrollado desde hace varios años excitatrices de corriente alterna, que con ayuda de rectificadores de silicio que alimentan con corriente continua los polos del alternador. El campo de estas excitatrices proviene generalmente de otra excitatriz de corriente alterna con imán permanente cuya salida se ha rectificado previamente, como se indica en la figura 29.

Figura 29. Sistema de excitación electrónico en generadores sincronos



Fuente: MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. p. 401.

3.7.1. Principio de funcionamiento de una máquina síncrona

Al girar el rotor a la velocidad n , se inducen f.e.m.s. en los arrollamientos de las tres fases del estator, que van desfasadas en el tiempo 120° , que corresponde a la separación espacial (en grados eléctricos) existente entre las bobinas del estator.

Si se consideran que las N espiras de cada fase están concentradas y que el flujo concatenado por las mismas varía entre los límites $+\varphi_m$ y $-\varphi_m$, el valor medio de la f.e.m. inducida en cada fase, en el transcurso de medio período de la corriente alterna, será:

$$E_{\text{med}} = \frac{2}{T} \int_0^{\frac{T}{2}} e \, dt = \frac{2}{T} \int_0^{\frac{T}{2}} \left(-N \frac{d\phi}{dt} \right) dt \quad [\text{Ec. 31}]$$

Es decir

$$E_{\text{med}} = -\frac{2}{T} N \int_{+\varphi_m}^{-\varphi_m} d\phi = 4fN\varphi_m \quad [\text{Ec. 32}]$$

Como el valor eficaz de la f.e.m es igual al valor medio multiplicado por el coeficiente de forma K_f de la onda producida, de la f.e.m eficaz E tendrá una magnitud:

$$E = 4K_f f N \phi_m \quad [\text{Ec. 33}]$$

Los generadores síncronos tienen como ventaja que no necesitan corriente reactiva magnetizante y se pueden conectar directamente a un puente de diodos. Los más utilizados en velocidad variable son el generador síncrono de excitación independiente o clásica, en el que el control del par del generador se hace mediante corriente de excitación, y el generador síncrono de imanes permanentes que presenta la ventaja de ser robusto y eficiente, pero el inconveniente de ser sensible a elevadas temperaturas, lo cual limita su capacidad de sobrecarga.

Si la máquina suministra una corriente I con un desfase φ inductivo a una red de potencia infinita de V voltios, se cumplirá:

$$E_0 = V + jx_s I \quad [\text{Ec. 34}]$$

Cuyo diagrama fasorial, tomando la tensión en bornes como referencia como se muestra en la figura 30.

$$S = 3VI^* = 3VI \cos\varphi + j3VI \sin\varphi = P + jQ \quad [\text{Ec. 35}]$$

Donde I^* expresa el conjugado de I . Si se determina la potencia en función de la f.e.m E_0 , la tensión V y el ángulo δ que forman ambas magnitudes, despejando la corriente:

$$I = \frac{E_0 - V}{jx_s} \quad [\text{Ec. 36}]$$

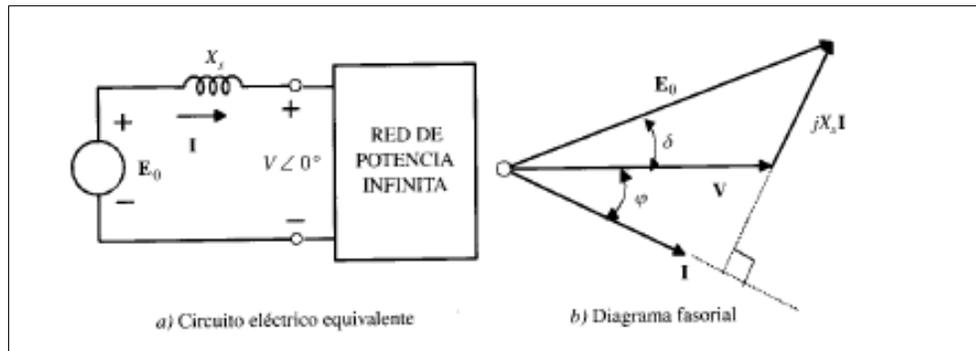
Pero según la figura 30. las expresiones fasoriales de E_0 y V son:

$$E_0 = E_0 \cos \delta + jE_0 \sin \delta \quad [\text{Ec. 37}]$$

Por lo que la ecuación 34 se transforma en:

$$I = \frac{E_0 \cos \delta + jE_0 \sin \delta - V}{jx_s} \quad [\text{Ec. 38}]$$

Figura 30. **Máquina síncrona conectada a una red de potencia infinita**



Fuente: MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. p. 411.

Si se obtiene el conjugado de I y se multiplica por $3V$, se obtiene la potencia aparente:

$$S = 3V \frac{(E_0 \cos \delta - V) - jE_0 \sin \delta}{-jx_s} \quad [\text{Ec. 39}]$$

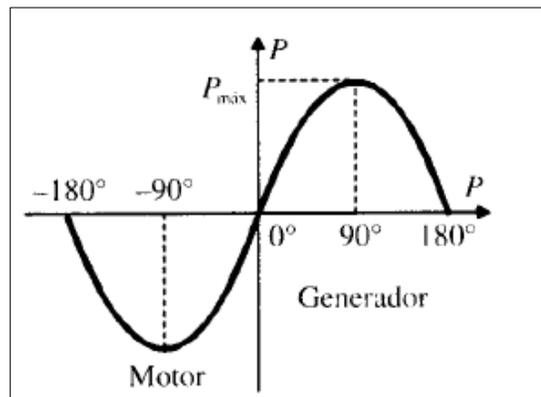
De la expresión anterior se puede expresar la potencia activa y reactiva, como:

$$P = \frac{3E_0V}{x_s} \operatorname{sen}\delta ; Q = 3 \frac{E_0V \cos\delta - V^2}{x_s} \quad [\text{Ec. 40}]$$

En la figura 31 se tiene la gráfica de potencia activa en función del ángulo δ que se denomina ángulo de potencia y también ángulo de carga. La potencia activa máxima:

$$P_{\max} = \frac{3E_0V}{x_s} \quad [\text{Ec. 41}]$$

Figura 31. **Potencia activa de una máquina síncrona en función del ángulo de carga**



Fuente: MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. p. 434.

Si $\delta > 0$, la potencia activa desarrollada por la máquina es positiva y corresponde al funcionamiento como generador síncrono o alternador, si $\delta < 0$, la potencia activa es negativa, es decir, la máquina recibe potencia activa de la red y por ello trabaja como motor síncrono entregando potencia mecánica en el eje.

3.8. Generador síncrono (excitación clásica)

Este generador posee varias características que aportan ventajas y desventajas al momento de la generación eólica. Respecto a un generador asíncrono doblemente alimentado presenta características de precios más elevados debido a su electrónica de potencia. Se requiere así un generador de menos polos y por lo tanto de más revoluciones y menores dimensiones.

En la salida del generador síncrono, se suministra corriente alterna de frecuencia variable siguiendo las variaciones de velocidad del viento, se acopla un convertidor electrónico formado por un rectificador y un inversor unidos por un enlace en corto circuito. La salida del inversor se hace a la frecuencia de la red. Toda la potencia absorbida por la turbina pasa por el convertidor que tiene que estar diseñado para soportar la potencia nominal de la misma, por esta razón, esta electrónica de potencia es más cara que la del modelo anterior.

3.8.1. Características de precio y mantenimiento

Este modelo es el más caro que se ha visto hasta el momento, tanto por el generador síncrono de elevado número de polos, como por el convertidor electrónico que tiene que ser de la misma potencia que el generador. Como ventaja tiene el hecho de no poseer de caja multiplicadora, eliminando los problemas en la mecánica.

Su mantenimiento aumenta por el uso de escobillas en la excitación, pero tiene a su favor que se ha eliminado la caja multiplicadora que necesita ser lubricada periódicamente.

3.8.2. Comportamiento respecto a la red

Este tipo de generador es utilizado en aerogeneradores de velocidad variable, bien sea de pequeña potencia o media y gran potencia. En ambas configuraciones la velocidad de sincronismo es reducida por medio de un gran número de polos. Adicionalmente, son muy útiles en sistemas autónomos, debido a que es posible controlar la energía reactiva, cuyo consumo y generación es posible gracias a la variación de la corriente de excitación.

Los parques eólicos con generadores síncronos pueden regular frecuencia con menos problemas, manipulando el convertidor. Sin embargo, como ya se sabe, para subir la frecuencia, el generador debe estar funcionando a una potencia inferior a la nominal o tener un parque con una potencia instalada mayor que la autorizada para el total del parque. En ambos casos, el parque no produce su máxima potencia, no siendo rentable.

Si se desea regular la tensión es posible manipulando la parte del inversor. Si se quiere un amplio rango de regulación de tensión, se debe sobredimensionar el inversor. El control de potencia reactiva por parte de esta máquina es el mejor en la actualidad, actuando sobre la excitación de la máquina.

3.9. Generador síncrono en excitación con imanes permanentes (flujo radial)

Las características son análogas al modelo anterior, por el hecho que no se puede controlar la potencia reactiva por medio de la excitación, ya que esta es fija y corresponde con la imanación de las piezas del rotor. Se ahorran las pérdidas en la excitación en este modelo.

3.9.1. Características de precio y mantenimiento

Estos generados presentan un precio más alto respecto de modelo anterior, debido a los materiales del rotor, los imanes permanentes, materiales que provienen de aleaciones de elementos de las tierras raras y que encarecen muchísimo la construcción de estas máquinas. Por otra parte el mantenimiento es casi nulo, ya que la inserción de corrientes al rotor es inexistente, evitando anillos rozantes, entre otros.

3.9.2. Comportamiento respecto a la red

Los aerogeneradores de pequeña potencia utilizan dos clases de máquinas. Por un lado los generadores síncronos de imanes permanentes presentan la ventaja de dar un porcentaje mayor de energía que otro asíncrono, de no utilizar anillos rozantes, y de ser máquinas más pequeñas en tamaño. Pero su precio es muy elevado. Respecto a la excitación clásica, presenta una mala regulación de potencia reactiva, que habrá de ser soportada exclusivamente por la electrónica de potencia, por lo que su precio se incrementará.

3.10. Configuraciones en generadores síncronos y asíncronos conectados a la red

A la hora de generar energía eléctrica por medio de la potencia del viento existe una gran variedad de configuraciones posibles, que se diferencian en las características eléctricas, electrónicas y mecánicas.

A partir de funcionamiento físico del generador se pueden diferenciar los asíncronos de los síncronos. Es posible clasificar las que posean caja

mecánica multiplicadora o ya bien no la posea. Las que poseen caja multiplicadora aumentan la velocidad de giro de las palas, para utilizar generadores de gran velocidad. Este tipo de generadores resultan atractivos pero implican el aumento de complejidad del sistema debido a la caja multiplicadora. Por el contrario, los aerogeneradores sin caja multiplicadora tienen generadores de varios polos, más grandes y lentos.

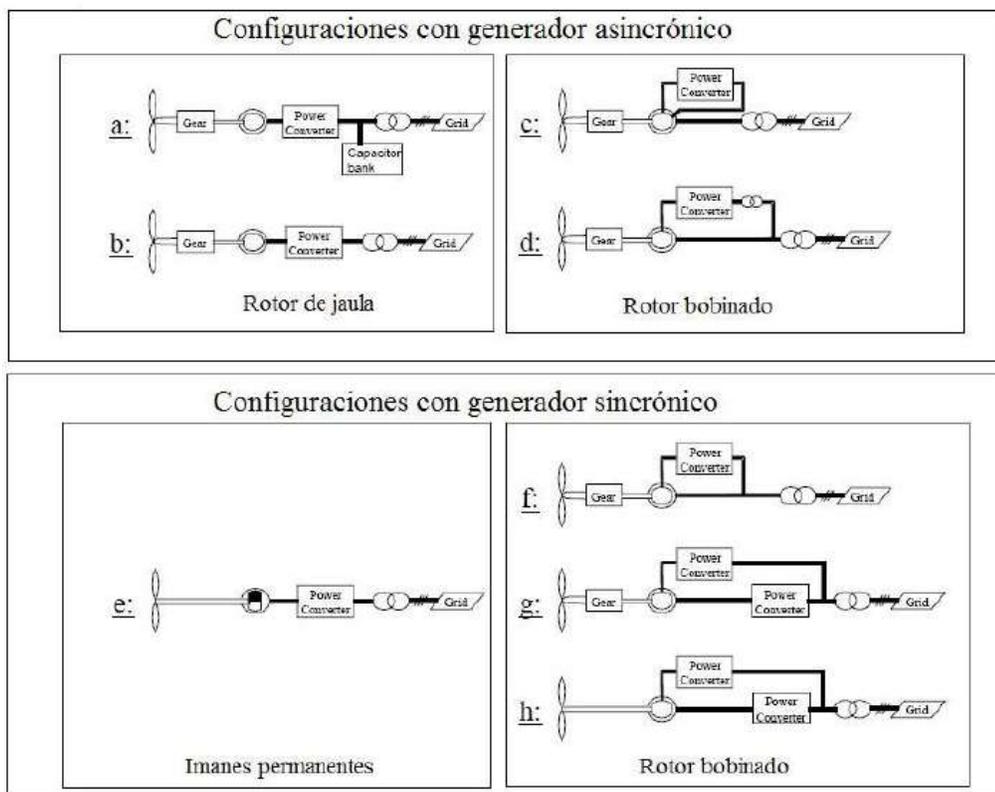
Otro aspecto importante de los generadores es que existe entre la conexión directa y la indirecta. En la primera el generador entrega corriente trifásica con la frecuencia de la red, mientras que en el segundo caso el generador entrega frecuencia variable y esta debe ser rectificadora y convertida en corriente trifásica mediante un dispositivo denominado conversor de frecuencia.

Por último, una característica relevante es el tipo de control de potencia, es decir, el método por el cual se controla la potencia recogida del viento por las palas. Este punto es importante no solo para regular la potencia eléctrica entregada, sino también para garantizar la integridad del conjunto generador ante los períodos de vientos excesivamente fuertes. El método de entrada en pérdida consiste en la reducción de la potencia recogida por las palas debida a una entrada en pérdida aerodinámica de las mismas, mientras que el método de control del ángulo de paso consiste en la regulación por cambio del ángulo de paso de las palas.

Algunos de los criterios con los que se eligen las características recientemente mencionadas son el peso de los materiales, aplicabilidad de la electrónica de potencia, consideraciones de protecciones y aspectos de servicio y mantenimiento. Las nuevas tecnologías relacionadas a la electrónica de potencia, automatización y control hacen que sea posible modelos eficientes.

En la figura 32 se pueden ver las configuraciones más utilizadas en aerogeneradores de una amplia variedad de potencias y tipos, en la tabla IV se especifican las características de dichas configuraciones. Estas ocho posibilidades establecen la electrónica utilizada, el tipo de transmisión mecánica, y el sistema de control de potencia. Constituyen las opciones más utilizadas; sin embargo, existen muchas variantes de las mismas.

Figura 32. **Configuraciones estándar utilizando generador asíncrono y síncrono**



Fuente: *Generadores.*

<http://www.ib.cnea.gov.ar/nmayer/monografias/2008/Lucas%20Mu%C3%B1oz%20-%20Generadores%20El%C3%A9ctricos%20en%20turbinas%20e%C3%B3licas%20.pdf>.

Consulta: 12 de noviembre de 2014.

El término *power converter* que se muestra en la figura 32, indica la presencia de diferentes componentes electrónicos, que pueden ser: arrancadores suaves, variador de la resistencia del rotor, rectificadores, inversores.

Tabla IV. **Especificaciones de las configuraciones mostradas en la figura 32**

Configuración	"Power converter"	Multipolo o caja reductora	Control de potencia	Velocidad
A	Arrancador suave	Caja multiplicadora	Entrada en pérdida	Una o dos velocidades
B	Convertor de frecuencia	Caja multiplicadora	Entrada en pérdida	Velocidad variable o fija
C	Control de resistencia del rotor	Caja multiplicadora	Ángulo de paso	Velocidad variable en un rango
D	Convertor de frecuencia	Caja multiplicadora	Ángulo de paso	Velocidad variable
E	Convertor de frecuencia	Multipolo	Entrada en pérdida o ángulo de paso	Velocidad variable
F	Rectificador	Caja multiplicadora	Entrada en pérdida o ángulo de paso	Velocidad constante
G	Rectificador y convertor de frecuencia	Caja multiplicadora	Entrada en pérdida	Velocidad variable
H	Rectificador y convertor de frecuencia	Multipolo	Entrada en pérdida	Velocidad variable

Fuente: *Generadores*.

<http://www.ib.cnea.gov.ar/nmayer/monografias/2008/Lucas%20Mu%C3%B1oz%20-%20Generadores%20El%C3%A9ctricos%20en%20turbinas%20e%C3%B3licas%20.pdf>.

Consulta: 12 de noviembre de 2014.

En la tabla anterior se pueden apreciar las características de los aerogeneradores de la figura 32.

A continuación se detalla cada una de las posibles configuraciones mostradas en la tabla IV.

- En generadores potencia relativamente grandes el banco de capacitores compensa la potencia reactiva y el arrancador suave, proporciona una conexión suave a la red ("Arranque suave"). Esto es importante ya que de otra forma si el generador se conectara a la red por medio un seccionador, podría existir una caída de tensión en la red debido a la energía necesaria para magnetizar el generador. Esto puede solucionarse utilizando grandes tiristores que conectan el generador progresivamente.
- Para este modelo se sustituye el arrancador suave y el banco de capacitores por un convertidor de frecuencia que puede ser total o parcial:
- Si es total, convierte toda la corriente y la velocidad del generador es independiente de la frecuencia de la red.
- El convertidor de frecuencia parcial tiene una capacidad de 20-30 % de la potencia nominal del generador por lo que en caso de vientos fuertes se conecta en forma de *bypass* para compensar potencia reactiva. En este caso la velocidad del generador está dada por la frecuencia de la red y el deslizamiento.
- Este modelo usa un rotor bobinado de resistencia variable. Con este método se puede controlar el deslizamiento en un rango de 10 %. El hecho de que el generador aumente o disminuya ligeramente su

velocidad al actuar el par torsor es una propiedad mecánica muy útil. Esto significa que habrá menor desgaste en la caja multiplicadora.

Otra ventaja de este sistema es una mejor calidad de potencia, ya que las variaciones de la potencia de entrada son absorbidas por la variación del deslizamiento y se entrega una potencia eléctrica más uniforme. Para evitar los problemas relacionados a la utilización de anillos rozantes que están junto con las resistencias fuera del rotor, se emplea en aparatos modernos las resistencias y la electrónica de control correspondiente en el rotor.

- Este modelo utiliza un generador de doble alimentación. Un convertidor de frecuencia que controla directamente las corrientes en los bobinados del rotor. Esto permite el control de la salida del generador. Este modelo es útil por dos razones:
 - Velocidad variable en un rango más amplio que en el caso c).
 - Más barato que la configuración que utiliza un convertidor de frecuencia total.
- Este modelo utilizando un generador de imanes permanentes y sin caja multiplicadora es común en aerogeneradores menores a 1 kW, usados para cargar baterías de un rectificador.
- Para este caso se utiliza excitación externa mediante el rectificado de la potencia extraída con la electrónica de potencia empleada. No es muy atractivo por las siguientes razones:

- La necesidad de un circuito de excitación
- La necesidad de anillos rozantes
- Esta configuración se diferencia de la anterior por el uso de un convertidor de frecuencia que permite la velocidad variable del rotor.
- Usando un generador multipolo se logra una velocidad más lenta y se prescinde de la caja multiplicadora, lo que reduce la complejidad e incrementa la confiabilidad del sistema.

3.11. Características de regulación del sistema

Es preciso conectar el generador a la red a través de un convertidor electrónico para adecuar la frecuencia de la tensión generada a la de la red. Los convertidores más utilizados en los sistemas eólicos de velocidad variable son los convertidores alterna-alterna con una etapa intermedia de corriente continua.

El sistema de regulación emplea dos convertidores. Uno de ellos controla el par y el campo electromagnético de la máquina, y el otro regula la transferencia de energía a la red (factor de potencia, armónicos, entre otros).

3.11.1. Convertidor lado del generador

El convertidor debe funcionar como rectificador constituido por los transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) y regulado mediante modulación de anchura de pulso (PWM). No se utiliza rectificador de diodos como se hace generalmente en cualquier tipo de máquinas, debido a la necesidad de aportar

energía reactiva al generador asíncrono en cualquier régimen de funcionamiento. Las ventajas que tiene, son las siguientes:

- La posibilidad de controlar a voluntad (amplitud, fase y frecuencia) el primer armónico de la tensión del convertidor, lo que permite un control del módulo y fase de la intensidad en la etapa de c.a. También con una adecuada modulación de los pulsos de disparo de los transistores del puente, es posible conseguir una corriente en la máquina con un contenido en armónicos muy reducido.
- El control de potencia activa es independiente del control de la potencia reactiva.
- Al utilizarlo en aplicaciones de potencias bajas y medias, la frecuencia de conmutación es elevada, los armónicos asociados son de orden muy alto, de esta manera desaparecen los pares pulsantes de baja frecuencia que son muy perjudiciales desde el punto de vista de fatiga del eje.
- Cuando se genera una potencia eléctrica reducida a bajas velocidades disminuyen las pérdidas de cobre en la máquina.

Como inconveniente es el de mayor precio, las pérdidas asociadas y disminución del rendimiento, ya que las pérdidas en los diodos son menores que en los IGBT.

Una de las formas más efectivas de realizar el control sobre el par y el campo electromagnético del generador acoplado a la turbina es el control vectorial. Para ello una de las actuaciones que más se deben controlar es la estimación del deslizamiento, debido a que el desconocimiento de la posición

exacta del campo del rotor hace que el control pierda precisión por los errores que se cometen en las descomposiciones vectoriales, por lo tanto, conviene un rápido sistema que estime y corrija continuamente este parámetro.

3.11.2. Inversor lado de la red

Para la regulación de la potencia activa y reactiva, transferida a la red, se utiliza un inversor PWM, con las siguientes ventajas:

- Cuando se utiliza un inversor conectado a la red, es posible controlar a voluntad el factor de potencia de la corriente inyectada a la red.

Es posible, por lo tanto, emplearlo en aplicaciones que requieran un elevado factor de potencia. Si el inversor está unido a una etapa de corriente continua en la que la tensión está impuesta, recibe el nombre de convertidor en fuente de tensión. En los inversores de conmutación forzada, gracias a las técnicas de modulación del ancho del pulso (PWM), los armónicos de orden bajo son eliminados y como admiten frecuencias de conmutación elevadas (entre 3 y 10 kHz) hace que solo aparezcan armónicos de orden muy elevado y, el tamaño del filtro necesario para eliminarlos se ve fuertemente reducido respecto al utilizado en inversores más sencillos como los conmutados por red.

3.12. Clasificación de los aerogeneradores según el tipo de viento

El diseño y selección del aerogenerador, entre otros factores ya mencionados, depende del tipo del régimen de viento del lugar. La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) clasifica los aerogeneradores, según la Norma IEC 61400-1 en los tipos que se indican en la tabla V, la IEC-61400-1 es una norma internacional que establece requisitos mínimos de seguridad para

turbinas eólicas cuyas condiciones de viento vienen definidas por la velocidad y parámetros de turbulencia.

V_{ref} Velocidad de referencia, es el valor máximo de la velocidad promedio en intervalos de 10 minutos que estadísticamente se presenta cada 50 años. Es decir, es la velocidad máxima a la altura del cubo de la máquina con un período de retorno de 50 años.

$\langle V \rangle$, Velocidad media anual del viento a la altura del buje de la máquina

I_{t15} , Intensidad de turbulencia a 15 metros

α , Parámetro de variación de la turbulencia

Los no incluidos en ninguna de estas clases, se designan por clase S y sus valores de diseño los especifica el proyectista. Como las clases de I a la IV no alcanzan a lugares con velocidad media anual mayor que 10 m/s, se denomina clase 0, a los aerogeneradores para lugares con condiciones excepcionales de viento, superiores a medias anuales de 10 m/s.

Tabla V. **Clases de aerogeneradores según el régimen de viento (IEC-61400-1)**

Parámetro		Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV	Clase S
V_{ref} (m/s)		50	42,5	37,5	30	Valores a especificar por el proyectista.
$\langle V \rangle$ (m/s)		10	8,5	7,5	6	
Alta turbulencia	$I_{t15}(+)$	0,18	0,18	0,18	0,18	
	$\alpha(+)$	2	2	2	2	
Baja turbulencia	$I^{t15}(+)$	0,16	0,16	0,16	0,16	
	$\alpha(-)$	3	3	3	3	

Fuente: elaboración propia, con base en la Norma IEC-61400-1.

Adicionalmente, hay que tomar en cuenta factores de seguridad y de otro tipo descritos en la Norma IEC-61400, que permitirá establecer parámetros seguros para el funcionamiento de la máquina generadora.

Por otra parte, tener en cuenta que aspectos de carácter analítico y normativos técnicos no son suficientes para determinar la selección de un aerogenerador, hay que tomar en cuenta factores de carácter económicos y ambientales los cuales serán estudiados en el capítulo 4.

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA VIABILIDAD EN LA SELECCIÓN DE UN AEROGENERADOR

En este capítulo se estudiará la viabilidad económica, así como todo lo que pertenece al ámbito económico. En la generación eólica el análisis económico es importante en la determinación de factores basados en el aprovechamiento energético, según la curva energética del emplazamiento. Además, se deben considerar factores ambientales. Toda la tecnología aplicada y las instalaciones deben ser económicamente viables, sino no se llevaría a cabo ningún tipo de instalación de energía renovable.

4.1. Caracterización energética de las condiciones del viento

Para determinar la cantidad de energía correspondiente a las horas del emplazamiento y hacer una buena caracterización del recurso energético, es necesaria una fuerte inversión en prospección eólica en el emplazamiento potencialmente a seleccionar.

Partiendo de la expresión de la ley de Distribución de Weibull, se utilizan los datos estudiados en el capítulo 2. De donde se obtuvo:

- Parámetro de forma: 2,50415
- Parámetro de escala: 10,9854

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} \quad [\text{Ec. 42}]$$

Si se sustituyen los valores determinados de forma y escala en la función de Weibull (ecuación 42), para el caso particular sobre los datos de la estación Insivumeh que se aprecian en el capítulo 2, se obtiene la siguiente función de probabilidad:

$$f(u) = \frac{2,50415}{10,9854} \left(\frac{u}{10,9854} \right)^{2,50415-1} e^{-\left(\frac{u}{10,9854} \right)^{2,50415}} \quad [\text{Ec. 42}]$$

Esta sería la función de probabilidad que describe el comportamiento del viento en la estación Insivumeh. A partir de esta función se podrán determinar las horas del año aprovechables según la velocidad del viento.

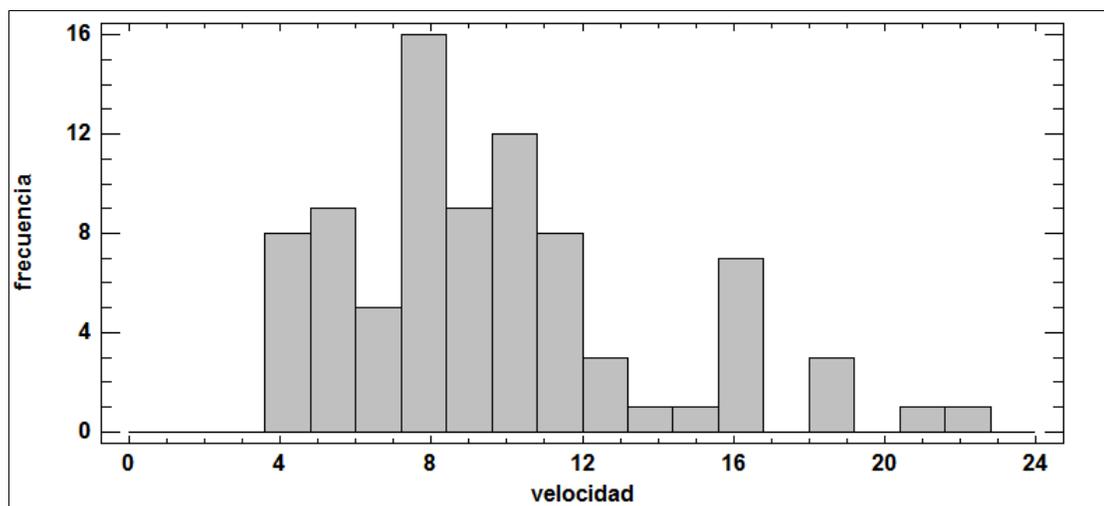
Tabla VI. **Probabilidad de horas de velocidad de viento en el año**

u(m/s)	f(u)	Horas/año
1	0,0062	54,3
2	0,0173	151,6
3	0,0311	272,4
4	0,0461	403,8
5	0,0607	531,7
6	0,0737	645,6
7	0,0837	733,2
8	0,0900	788,4
9	0,0920	805,9
10	0,0898	786,6
11	0,0837	733,2
12	0,0748	655,2
13	0,0639	559,8
14	0,0524	459,1
15	0,0411	360,1
16	0,0309	270,7
17	0,0222	194,5
18	0,0153	134,1
19	0,0101	88,5
20	0,0063	55,2

Fuente: elaboración propia.

Si se sabe que aproximadamente hay 8 760 horas en el año. De ese modo, con las 8 760 horas del año, se multiplican por la probabilidad para cada velocidad. Se tiene así una tabla de velocidades como la que se muestra en la tabla VI.

Figura 33. **Histograma de velocidades del viento**



Fuente: elaboración propia, enero de 2015.

Es sencillo por tanto, calcular la producción energética de un aerogenerador dado, que vendrá caracterizado por una cierta curva de potencia en función de la velocidad, para cuantificar la energía que realmente puede ser entregada a la red.

4.2. Selección y caracterización de aerogeneradores más comunes

Existen una gran variedad de fabricantes en cuanto a generadores eólicos, estos fabricantes ofrecen una una variedad de opciones en cuanto a potencia y características específicas de fabricación.

El mercado mundial de aerogeneradores está integrado por unas treinta compañías, pero el negocio está dominado por 10, que, en conjunto, acaparan el 95 % del total. En especial destacan la danesa Vestas, la española Gamesa, la alemana Enercon y la estadounidense GE Wind.

Tabla VII. Principales fabricantes de aerogeneradores

Vestas	32,5 % (2 784 MW vendidos)	28,4 % (3 186 MW)
GE wind	10,70 %	18,10 %
Enercon	15,70 %	13,40 %
Gamesa	17,20 %	13,20 %
Suzlon	3,80 %	6,20 %
Siemens	5,90 %	5,60 %
RE power	3,20 %	3,10 %
Nordex	2,20 %	2,70 %
Ecotécnica	2,50 %	2,10 %
Mitsubishi	2,50 %	2,10 %

Fuente: TALAYERO NAVALES, Ana. *Energía eólica*. p. 18.

Con el propósito de buscar la forma de comparar la eficiencia de los aerogeneradores, se comparan los modelos de aerogeneradores de los tres principales fabricantes que comercializan sus productos, esto, únicamente para cuestiones de estudio académico:

- Gamesa Modelo G90-2.0 MW, que se denotará como Opción A
- Enercon Modelo E82-2.0 MW, que denotará como opción B
- Vestas Modelo V90-2.0 MW, que denotará como opción C

Se utilizarán como referencia los modelos antes mencionados para analizar la forma en la que se debe seleccionar un aerogenerador, para determinar el aprovechamiento energético del emplazamiento y así saber la cantidad de kilowatts por hora que se podrán obtener anualmente.

4.3. Condiciones iniciales cálculo de la energía producida

Uno de los objetivos esenciales de un proyecto es estudiar la viabilidad económica del proyecto de un parque eólico. Las inversiones son importantes y la venta de la energía producida debe compensar los costos productivos que abarcan la explotación y financiación.

Se ha de estudiar en detalle todos y cada uno de los aspectos técnicos, ya que la fiabilidad del sistema total permitirá tener una mayor disponibilidad del campo.

En el supuesto de que se tenga una disponibilidad total, las horas de producción eléctrica vienen marcadas por aquellas en las que los valores de la velocidad del viento sean superiores a 3 m/s, para la mayoría de los aerogeneradores, para que el aerogenerador entre en funcionamiento. Para cada valor de velocidad, la producción energética vendrá marcada por la relación descrita en las curvas de potencia del fabricante.

Para el cálculo de la energía producida se necesitan dos parámetros:

- Un histograma de velocidades que caracterizan el viento
- La relación velocidad/potencia del aerogenerador en cuestión

4.3.1. Cuantificación de la energía del viento

La cantidad de energía que es producida por los aerogeneradores no es igual a la que es transmitida a la red de distribución. Analizando los procedimientos a través de los cuales se estima la producción de energía en un parque eólico, se deben comprender los siguientes conceptos:

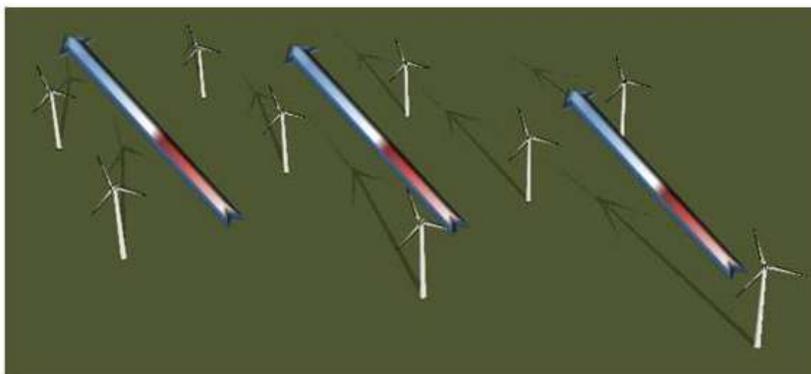
- Energía libre
- Energía bruta
- Energía neta

4.3.1.1. Diferencia entre la energía libre, bruta y neta

La energía libre es la suma de la energía que produce cada uno de los aerogeneradores que conforman el parque eólico, si estuviesen aislados entre ellos. Es decir, cada aerogenerador produce una cantidad de energía como resultado de cruzar los datos de vientos con su curva de potencia. No se tiene en cuenta el efecto estela.

El efecto estela es un efecto del viento que produce una distorsión al pasar por un aerogenerador y que al llegar a un aerogenerador colocado a tras del primero, el flujo energético es menor y por lo tanto la energía que absorbe dicho generador también lo es.

Figura 34. **Energía Libre**



Fuente: *Energía del viento*. <http://efectoestela.com/2013/06/10/la-energia-del-viento>. Consulta: febrero de 2015.

La energía bruta es la cantidad de energía que produce un parque eólico en su conjunto, teniendo en cuenta las pérdidas derivadas del efecto estela. La única manera de maximizar la energía bruta es mediante el diseño del parque eólico, es decir, aumentando las distancias de separación entre los aerogeneradores para que el viento tenga tiempo de recuperar su energía entre el rotor de un aerogenerador y el siguiente.

La energía neta es aquella que finalmente llega a red de distribución tomando todas las pérdidas. Estas pérdidas son la suma de pérdidas eléctricas en el cableado y transformadores, pérdidas de disponibilidad de los aerogeneradores por mantenimiento y reparaciones, pérdidas por ensuciamiento de las palas, entre otros.

4.4. Cálculo de la energía producida

A continuación se explicará el cálculo de la energía producida.

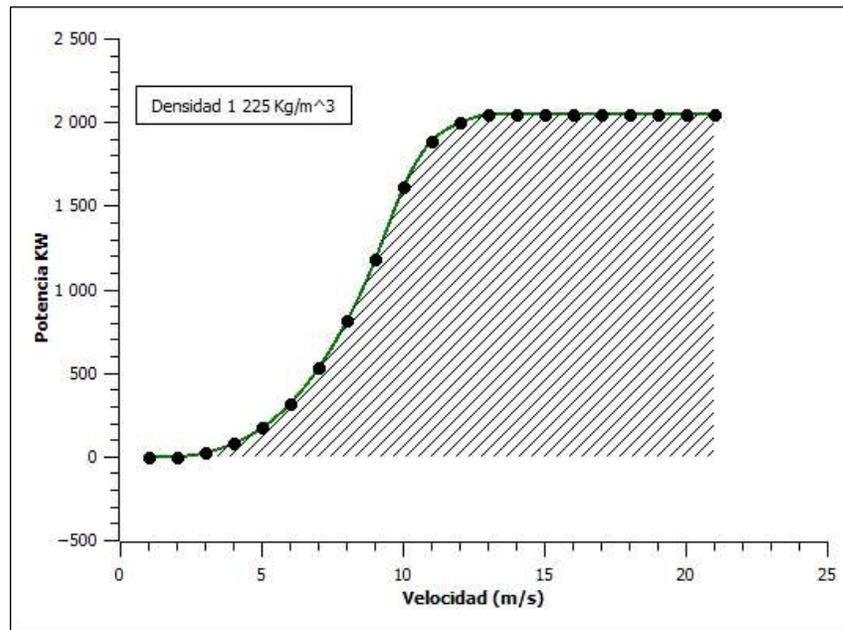
Tabla VIII. **Datos correspondientes a la curva de potencia modelo Enercon E-82 (opción B)**

Aerogenerador Enercon E-82	
Curva de potencia	
Densidad del aire=1,225 Kg/m ³	
V(m/s)	P(Kw)
1	0,0
2	3,0
3	25,0
4	82,0
5	174,0
6	321,0
7	532,0
8	815,0
9	1 180,0
10	1 612,0
11	1 890,0
12	2 000,0
13 >25	2 050,0

Fuente: Enercon. <http://www.enercon.de/home/>. Consulta: enero de 2015.

En la tabla VIII se muestran los valores de potencia correspondientes a cada velocidad para el modelo Enercon E-82, a partir de los datos anteriores se puede generar la curva de potencia, ploteando cada uno de los datos de la tabla VIII. Para graficar la curva de potencia se hizo uso del programa QtiPlot, el cual permite ver gráficamente el comportamiento de los datos para la curva de potencia correspondiente al modelo Enercon E82.

Figura 35. **Curva de potencia específica Enercon modelo E82-2.0 MW (opción B)**



Fuente: elaboración propia, empleando programa QtiPot.

En la figura 35 se ha graficado la curva de potencia correspondiente al modelo de Enercon. Hay que destacar que cada tabla de datos sobre curvas de potencia hace referencia a la densidad del viento, ya que la curva de potencia de todos los aerogeneradores varía según la densidad del aire.

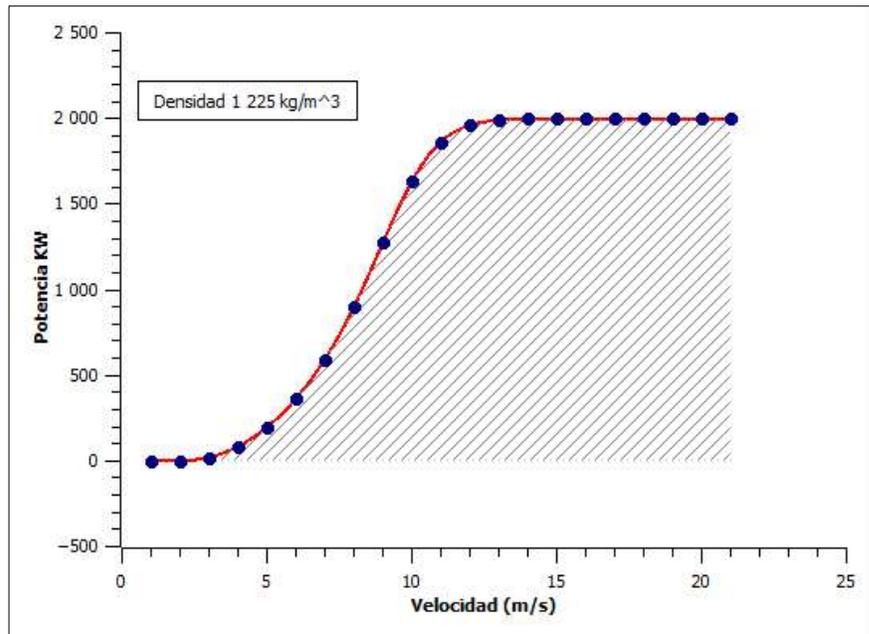
Tabla IX. **Datos correspondientes a la curva de potencia modelo Gamesa G-90 (opción A)**

Aerogenerador Gamesa G-90	
Curva de potencia	
Densidad del aire=1,225 Kg/m ³	
V(m/s)	P(Kw)
1	0,0
2	0,0
3	21,3
4	84,9
5	197,3
6	363,8
7	594,9
8	900,8
9	1 274,4
10	1 633,0
11	1 863,0
12	1 960,4
13	1 990,4
14	1 997,9
15	1 999,6
16	1 999,9
17 > 21	2 000,0

Fuente: Gamesa. www.gamesacorp.com. Consulta: enero de 2015.

En la tabla IX se muestran los valores del comportamiento de la curva de potencia para el modelo Gamesa G90-2,0 MW. A continuación se muestra la correspondiente curva de potencia de los datos de la tabla IX.

Figura 36. **Curva de potencia específica Gamesa modelo G90-2,0 MW (opción A)**



Fuente: elaboración propia, empleando programa QtiPlot.

En la figura 36 se puede observar el comportamiento de la curva de potencia para el generador G90, para este modelo en específico se tienen datos de la potencia a varias densidades del viento, más adelante se estudiarán como afecta la densidad del viento a la curva de potencia y a la energía producida por un aerogenerador.

Tabla X. **Datos correspondientes a la curva de potencia modelo Vestas V-90 (opción C)**

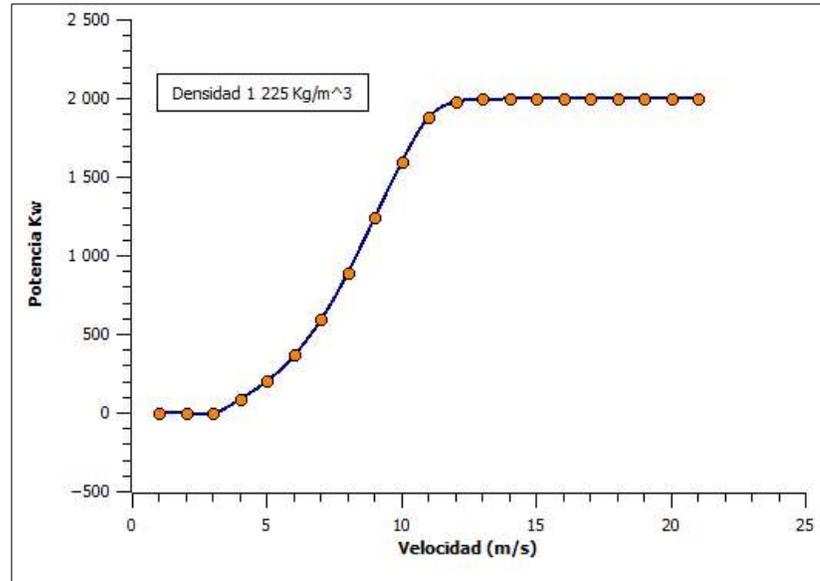
Aerogenerador Vestas V-90	
Curva de potencia	
Densidad del aire=1,225 Kg/m ³	
V(m/s)	P(Kw)
1	0,0
2	0,0
3	0,0
4	89,0
5	204,0
6	368,0
7	594,0
8	896,0
9	1 247,0
10	1 599,0
11	1 881,0
12	1 981,0
13	1 998,0
14 > 25	2 000,0

Fuente: Vestas. <https://www.vestas.com/>. Consulta: enero de 2015.

En la tabla X se muestran los valores correspondientes a la curva de potencia del modelo Vestas V-90.

A continuación se muestra la gráfica correspondiente a la tabla X, sobre la curva de potencia del modelo V90.

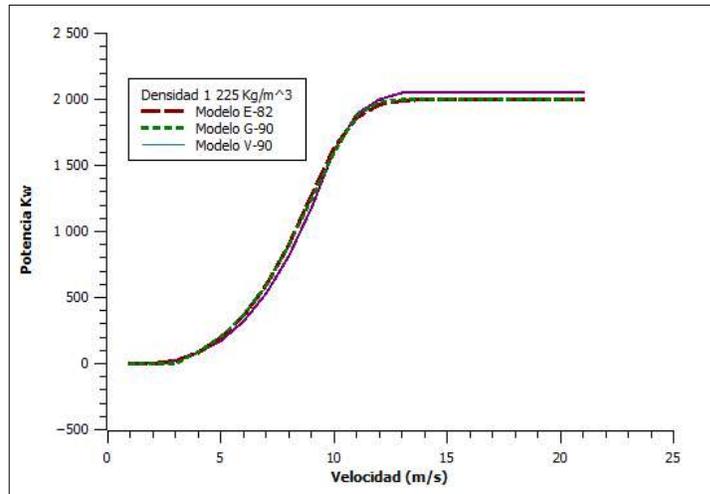
Figura 37. **Curva de potencia especifica Vestas Modelo V90-2.0 MW (opción C)**



Fuente: elaboración propia, empleando programa QtiPlot.

En la figura 37 se puede observar el comportamiento de la curva de potencia correspondiente al modelo Vestas V-90. Comparativamente se puede observar que la variación entre las tres curvas correspondientes a cada modelo tienen un comportamiento similar.

Figura 38. **Gráfico comparativo entre las distintas curvas de potencia**



Fuente: elaboración propia, empleando QtiPlot.

En la figura 38 se muestra la comparación de las curvas de potencia de los tres generadores que se van utilizar en el estudio. Como se ve, son muy parecidas, arrancando ambas desde los 3 m/s, ya que se considera que con velocidades menores el beneficio no compensa el mayor gasto en mantenimiento y aumento de fiabilidad.

Existen otros muchos modelos en estas tres empresas y en otras muchas, pero se requiere trabajar con valores de cálculo que sean muy estándar.

Considerando estos tres modelos de aerogeneradores, se verán algunas características técnicas de los mismos. Las principales características que determinan la idoneidad de un aerogenerador vienen dadas por su curva de potencia, pero, la altura de buje, longitudes de palas, peso de la góndola y el sistema de generación eléctrica que utiliza, proporciona datos sobre el costo de producción, la fiabilidad y el precio de la conversión y entrega de la energía a la red.

Desde las velocidades superiores a 3m/s los aerogeneradores se pondrán en marcha. Por tanto, en una tabla donde se representan las distintas generaciones eléctricas que se producen en cada rango de velocidades, la producción eléctrica total será la suma de todas y cada una de las aportaciones en cada escalón.

Para el cálculo energético se ha utilizado el modelo del emplazamiento Insivumeh tratado en el capítulo dos, por lo que todo el cálculo referente a la energía mostrada en tablas posteriores será basado en los datos y análisis de la estación Insivumeh.

A continuación se muestran las tablas de la generación de kilovatio por hora para cada uno de los modelos analizados.

Tabla XI. **Producción eléctrica total para el modelo Gamesa G90**

V(m/s)	Potencia (kW)	Horas año	Producción (kWh)
1	0	54,3	0
2	0	151,6	0
3	21,3	272,4	5 802,12
4	84,9	403,8	34 282,62
5	197,3	531,7	104 904,41
6	363,8	645,6	234 869,28
7	594,9	733,2	436 180,68
8	900,8	788,4	710 190,72
9	1 274,4	805,9	1 027 038,96
10	1633	786,6	128 4517,8
11	1 960,4	733,2	1 437 365,28
12	1 990,4	655,2	1 304 110,08
13	1 997,9	559,8	1 118 424,42
14	1 999,6	459,1	918 016,36

Continuación de la tabla XI.

15	1 999,9	360,1	720 163,99
16	2 000	270,7	541 400
17	2 000	194,5	389 000
18	2 000	134,1	268 200
19	2 000	88,5	177 000
20	2 000	55,2	11 0400
Energía total anual			10 821 866,72

Fuente: elaboración propia.

Tabla XII. **Producción eléctrica total para el modelo Enercon E82**

V(m/s)	Potencia (kW)	Horas año	Producción (kWh)
1	0	54,3	0
2	3	151,6	454,8
3	25	272,4	6810
4	82	403,8	33 111,6
5	174	531,7	92 515,8
6	321	645,6	207 237,6
7	532	733,2	390 062,4
8	815	788,4	642 546
9	1 180	805,9	950 962
10	1 612	786,6	1267 999,2
11	1 890	733,2	1 385 748
12	2 000	655,2	1 310 400
13	2 050	559,8	1 147 590
14	2 050	459,1	941 155
15	2 050	360,1	738 205
16	2 050	270,7	554 935
17	2 050	194,5	398 725
18	2 050	134,1	274 905
19	2 050	88,5	181 425
20	2 050	55,2	113 160
Energía total anual			10 637 947,4

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIII. **Producción eléctrica total para el modelo Vestas V90**

V(m/s)	Potencia (kW)	Horas año	Producción (kWh)
1	0	54,3	0
2	0	151,6	0
3	0	272,4	0
4	89	403,8	35 938,2
5	204	531,7	108 466,8
6	368	645,6	237 580,8
7	594	733,2	435 520,8
8	896	788,4	706 406,4
9	1 247	805,9	1 004 957,3
10	1 599	786,6	1 257 773,4
11	1 881	733,2	1 379 149,2
12	1 981	655,2	1 297 951,2
13	1 998	559,8	1 118 480,4
14	2 000	459,1	918 200
15	2 000	360,1	720 200
16	2 000	270,7	541 400
17	2 000	194,5	389 000
18	2 000	134,1	268 200
19	2 000	88,5	177 000
20	2 000	55,2	110 400
Energía total anual			10 706 624,5

Fuente: elaboración propia.

Se ha colocado 0 en la potencia para 1, 2 y 3 m/s, dado que este aerogenerador funciona a partir de 4 m/s.

Se producirían en total un aproximado 10,71 MWh con el aerogenerador de Vestas V90 que se ha descrito con anterioridad.

Hay que considerar que la energía que será entregada a la red no será la mostrada en las tablas XI y XII Y XIII ya que se deben considerar los siguientes coeficientes de pérdidas:

- 3 % de pérdidas de transformación y transporte en el interior del parque.
- 4 % de pérdidas en concepto de indisponibilidad, motivado por operaciones de mantenimiento y reparación de averías.
- 9 % de pérdidas producidas por el efecto estela y posibles turbulencias de vientos. La estimación de estas pérdidas se puede realizar con base en la rosa de vientos y ubicación de los aerogeneradores.

Los porcentajes para estas pérdidas no siempre son constantes, pero se ha hecho teniendo en cuenta la opción más conservadora posible.

De esta manera, la producción anual neta aproximada para cada aerogenerador analizado en este estudio, se estima en:

Caso generador Gamesa G90 (opción A):

$$10\,821\,866,72 \text{ kWh} * 0,84 = 9\,090\,368,1 \quad [\text{Ec. 44}]$$

Caso generador Enercon E82 (opción B):

$$10\,637\,947,4 \text{ kWh} * 0,84 = 8\,953\,875,9 \text{ kWh} \quad [\text{Ec. 45}]$$

Caso generador Vestas V90 (opción C):

$$10\,706\,624,5 \text{ kWh} * 0,84 = 8\,993\,564,6 \text{ kWh} \quad [\text{Ec. 46}]$$

Adicionalmente para casos de aplicación se debe tener en cuenta la cantidad de aerogeneradores, multiplicando la cantidad de aerogeneradores por la energía estimada, en este caso el fin es un estudio académico, por lo que solo se analizó únicamente un aerogenerador.

Finalmente para obtener las horas equivalentes u horas netas anuales trabajando a potencia nominal, se calcula con la siguiente relación:

$$\text{Horas equivalentes} = \frac{\text{Potencia estimada}}{\text{KW instalados}} \quad [\text{Ec. 47}]$$

Caso generador Gamesa G90 (opción A):

$$\frac{\text{Potencia estimada}}{\text{KW instalados}} = \frac{9\,090\,368,1 \text{ kWh}}{2\,000 \text{ kW}} = 4\,545,2 \text{ horas equivalentes/año}$$

Caso generador Enercon E82 (opción B):

$$\frac{\text{Potencia estimada}}{\text{kW instalados}} = \frac{8\,953\,875,9 \text{ kWh}}{2\,000 \text{ kW}} = 4\,476,9 \text{ horas equivalentes/año}$$

Caso generador Vestas V90 (opción C):

$$\frac{\text{Potencia estimada}}{\text{kW instalados}} = \frac{8\,993\,564,6 \text{ kWh}}{2000 \text{ kW}} = 4\,496,8 \text{ horas equivalentes/año}$$

4.5. Efecto de la variación de la densidad del aire en la curva de potencia

En esta sección se analizará como el valor de la densidad del aire influye completamente en el cálculo de la producción energética que de un generador eólico.

Para ello se hará uso de los valores correspondientes para el generador Gamesa, en el cual se cuenta con datos para distintos valores de densidad del viento mostrado en el apéndice B.

4.5.1. Cálculo de la densidad del aire

La densidad del aire es un parámetro fundamental a la hora de estimar la producción energética. Cuanto mayor es la densidad de la masa de aire que atraviesa el rotor del aerogenerador, mayor será su contenido energético y por tanto, mayor será la producción eléctrica a obtener.

La densidad del aire, al ser un fluido compresible, depende de una serie de parámetros:

$$\rho = \left(\frac{P_o}{RT} \right) \exp\left(\frac{-g*z}{RT} \right) \quad [\text{Ec. 48}]$$

Donde se puede observar la ecuación matemática que describe la densidad y los parámetros de los cuales depende. A continuación se describe cada uno de ellos:

ρ = densidad $\left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$

P_o = presión atmosférica 101 235 [Pa]

R = constante del aire 286,9 $\left[\frac{\text{J}}{\text{kg}*k} \right]$

T = temperatura [K°]

g = aceleración de la gravedad 9,8 $\left[\frac{\text{m}}{\text{s}^2} \right]$

Si se observan los parámetros de la densidad se puede determinar que la mayoría se pueden considerar como constantes, exceptuando la altitud y la temperatura.

Cada emplazamiento objeto de estudio tiene una serie de parámetros variables que hay que conocer, para calcular la densidad del aire en la zona a la altura del buje del aerogenerador a emplear. Pero en cada ocasión se tendrán distintos datos de partida y, por tanto, será más o menos inmediato el cálculo de la densidad del aire en un emplazamiento concreto.

4.5.1.1. Densidad del aire a la altura del buje

En este caso, se disponen del valor de densidad del aire para el emplazamiento objeto de estudio a la altura determinada, porque ha sido calculado previamente por algún tercero: observatorio, proveedor de datos virtuales, torre de medición que se haya instalado en el lugar en cuestión, entre otros.

No es necesario hacer ningún cálculo posterior, puesto que ya se dispone del valor de densidad del aire, que es lo que se quiere calcular. Este caso no es habitual y, si se emplean datos de terceros, es necesario cerciorarse de que su cálculo esté justificado.

4.5.1.2. Temperatura disponible a la altura del buje

En este caso, se dispone de la temperatura medida a la altura del buje (del futuro aerogenerador) para el emplazamiento objeto de estudio, y solo falta calcular la altitud total de dicho punto, que será la suma de la altitud del terreno (en metros sobre el nivel del mar) más la altura del buje.

4.5.1.3. Temperatura disponible para una altura distinta del buje

Este es el caso más habitual, sobre todo si se está estudiando un emplazamiento del que no se sabe nada.

Primero hay que conocer el valor de altitud del punto concreto del emplazamiento; cosa sencilla una vez se disponga de las curvas de nivel del lugar (también se puede consultar en Google Earth directamente). La altitud total será, como se ha explicado, la altura del emplazamiento más la altura del buje.

También es necesario disponer de una medida de temperatura en algún punto cercano. Para ello se suelen emplear datos de observatorios, agencias de meteorología, entre otros. Una vez se disponga del dato de temperatura a una altitud determinada, es necesario estimar la temperatura a la altitud total del emplazamiento, altura sobre el nivel del mar más la altura del buje.

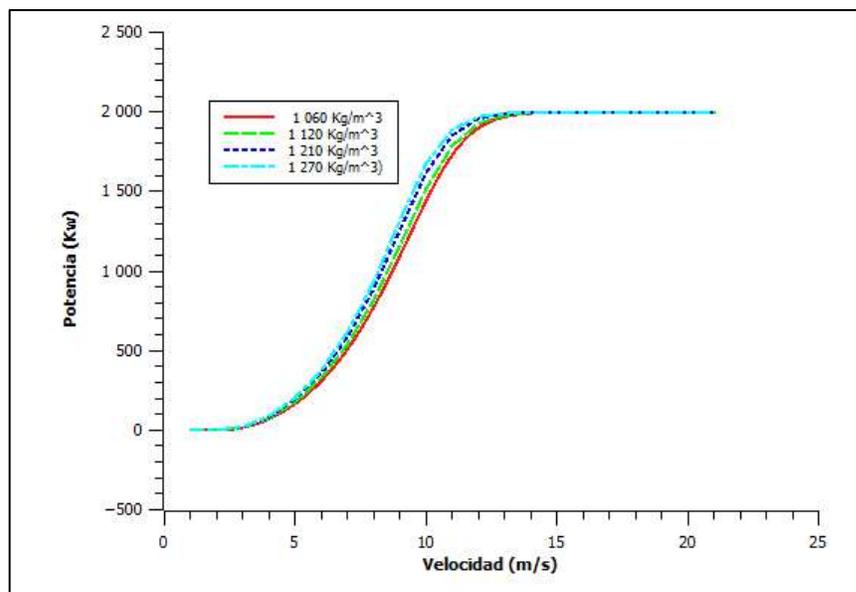
Como regla general, se puede aplicar el gradiente vertical de temperatura, según el cual, la temperatura disminuye en 1 °C por cada 154 metros de ascensión vertical.

Finalmente, una vez conocida la temperatura a la altitud total del emplazamiento bajo estudio, se puede sustituir dichos valores en la ecuación para el cálculo de la densidad.

4.5.2. Variación en la producción energética en función de la densidad del viento

Basados en los datos del apéndice B, se determina gráficamente la variación de la curva de potencia para posteriormente calcular la producción energética para los casos extremos.

Figura 39. **Curvas de potencia modelo Gamesa G90 a distintas densidades del viento**



Fuente: elaboración propia, empleando programa QtiPlot.

Como se puede observar en la figura 39, a mayor densidad del viento mayor es la cantidad de potencia que se podrá recoger con un aerogenerador, por lo tanto la densidad a la altura del buje es un factor importante en el cálculo energético.

Se analizará para los casos extremos de la figura 39 para las densidades de 1,060 y 1,270.

Tabla XIV. **Resumen del cálculo energético con densidad de 1,060**

Curva de potencia modelo G90 con densidad 1,060 kg/m ³	
Producción anual (MWh)	10,06 MWh/año
Horas equivalentes	4 262 horas
Factor de carga	48,70 %

Fuente: elaboración propia.

Tabla XV. **Resumen del cálculo energético con densidad de 1,270**

Curva de potencia modelo G90 con densidad 1,270 kg/m ³	
Producción anual (MWh)	10,89 MWh/año
Horas equivalentes	4 612,8 horas
Factor de carga	52,66 %

Fuente: elaboración propia.

Como se puede apreciar en las tablas XIV y XV, las variaciones en el uso de valores de curvas de potencia que correspondan a valores distintos de la densidad del viento a la altura del buje, que correspondan a generadores en situaciones específicas pueden alterar el valor real de la producción energética.

En conclusión, si se comete el error de emplear la densidad estándar (1 225 kg/m³) en vez de la densidad adecuada a cada emplazamiento, se cometerá un error en el cálculo de la producción energética. En este caso es

una desviación del 7 %, que puede variar según el error relativo entre densidad real y la utilizada para el cálculo energético.

4.6. Influencia del coeficiente de empuje y coeficiente de potencia sobre la producción energética

A continuación se explicará la influencia del coeficiente de empuje y coeficiente de potencia sobre la producción energética.

4.6.1. Deducción del coeficiente de potencia

Para comprender el coeficiente de potencia y el coeficiente de empuje se debe entender tanto su concepto como la determinación matemática de cada coeficiente. El factor de potencia se ha tratado con anterioridad de forma general en el capítulo uno, en esta sección se analizan como este es un factor determinante en la producción energética del generador.

Si se sabe que la potencia del viento percibida por el generador es la relación entre la cantidad de energía del viento y el tiempo que esta atraviesa la hélice. Se puede expresar la potencia útil transferida por el viento a la turbina de dos maneras:

- Pérdida, por unidad de tiempo, de la energía cinética del viento al pasar por la hélice

$$P_{\text{util}} = \frac{-\Delta E_k}{\Delta t} = \frac{E_{k1} - E_{k2}}{\Delta t} = \frac{\frac{1}{2} \rho A d (v_1^2 - v_2^2)}{\Delta t} \quad [\text{Ec. 49}]$$

Donde se han utilizado los argumentos y variables definidas; en particular nótese que $v = dx / \Delta t$

- El trabajo generado, por unidad de tiempo, por la fuerza del viento sobre el área A:

$$P_{\text{util}} = Fv = \frac{\rho A d(v_1 - v_2)}{\Delta t} v = \rho A v^2 (v_1 - v_2) \quad [\text{Ec. 50}]$$

De las ecuaciones (49) y (50) anteriores se tiene que:

$$\frac{1}{2} \rho A v (v_1^2 - v_2^2) = \rho A v^2 (v_1 - v_2) \quad [\text{Ec. 51}]$$

En el modelo de Betz, y para que las ecuaciones (49) y (50) sean consistentes entre sí, la velocidad del viento en el plano de la hélice (velocidad útil) es la media de las velocidades del viento, antes y después de la misma.

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad [\text{Ec. 52}]$$

Se inserta el resultado de la expresión anterior en la ecuación (49), y se hace el cambio $v_2 = bv_1$ se obtiene:

$$P_{\text{util}} = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v_1 + bv_1}{2} \right) (v_1^2 - b^2 v_1^2) = \frac{1}{4} \rho A v_1^3 (1 + b)(1 - b^2) \quad [\text{Ec. 53}]$$

El valor máximo para la potencia se obtiene ahora, haciendo:

$$\frac{dP_{\text{util}}}{db} = 0 \quad [\text{Ec. 54}]$$

De lo cual se obtiene:

$$(1 - b^2) + (1 + b)(-2b) = (1 + b)(1 - 3b) = 0 \quad [\text{Ec. 55}]$$

De la ecuación anterior se obtiene las siguientes soluciones:

- $b = -1$ (sin sentido físico)
- $b = \frac{1}{3}$, de lo que se deduce que: $v_2 = \left(\frac{1}{3}\right)v_1$

De lo cual sustituyendo $b = 1/3$ en la ecuación (52) se obtiene:

$$P_{\text{util}} = \left(\frac{16}{27}\right) \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \quad [\text{Ec. 56}]$$

Es decir, el coeficiente de potencia máximo (ideal) de una turbina eólica es:

$$C_p = \frac{16}{27} \cong 59 \% \quad [\text{Ec. 57}]$$

Esa deducción define el primer parámetro donde se observa la limitación en el aprovechamiento energético para cualquier generador eólico, en el cual se puede apreciar que no es posible aprovechar más del 59 % de la energía de viento en cualquier emplazamiento.

4.6.2. Coeficiente de empuje

Los coeficientes de empuje determinan la capacidad de dispersión del aire al pasar por el rotor. Con velocidades de viento bajas los coeficientes de empuje son altos y viceversa. Estos coeficientes ayudan a entender el comportamiento del aire que atraviesa el rotor del aerogenerador, ya que a velocidades de viento bajas los coeficientes de empuje son altos, porque el viento tiene poca fuerza y se dispersa con facilidad al atravesar el rotor; por el contrario, a velocidades de viento altas, el viento lleva más fuerza y es más difícil de dispersar al atravesar el rotor del aerogenerador.

Cuanto menor es la dispersión que sufre el aire al atravesar el rotor del aerogenerador, más fácilmente recuperará el viento su régimen de velocidad; de esta manera, podrá recuperar contenido energético antes de atravesar el siguiente aerogenerador del parque eólico, y por tanto menores serán las pérdidas energéticas debido al efecto estela.

Los coeficientes de empuje vienen determinados por el propio diseño del aerogenerador, de manera que es un parámetro sobre el que no se puede actuar. Los coeficientes de empuje también varían con la densidad del aire, aunque de una manera mucho menos significativa que los valores de potencia.

Se determina el coeficiente de empuje, de la siguiente forma:

$$P_{\text{util}} = Fv \quad [\text{Ec. 58}]$$

Si se despeja la fuerza se obtiene:

$$F = \frac{P}{v} = \frac{\frac{1}{2}\rho Av^3}{v} = C_T \frac{1}{2} \rho Av^2 \quad [\text{Ec. 59}]$$

4.6.3. Análisis práctico del coeficiente de potencia y el coeficiente de empuje

A partir de lo estudiado en las secciones anteriores, se procede a determinar gráficamente el coeficiente de potencia y el coeficiente de empuje para cada aerogenerador del estudio.

Para ello se definen de manera formal ambos coeficientes:

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho A v^3} \quad [\text{Ec. 60}]$$

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2}\rho A v^2} \quad [\text{Ec. 61}]$$

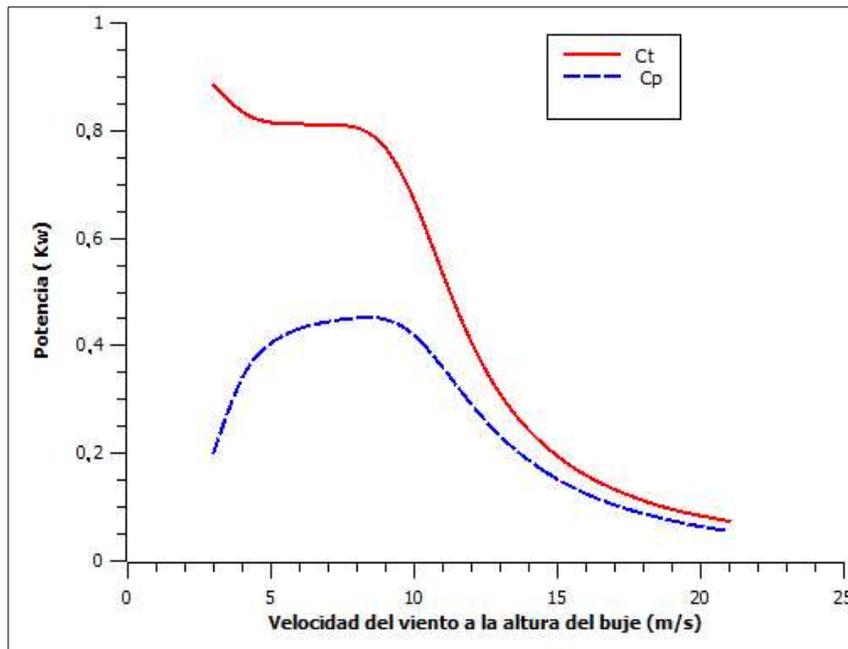
En la ecuación (60) se puede apreciar el coeficiente de potencia, y en la ecuación (61) el coeficiente de empuje. A partir de estas dos ecuaciones se generan las gráficas correspondientes para cada caso del estudio.

Tabla XVI. **Coeficientes de potencia y empuje modelo Gamesa G90**

Modelo: Gamesa G90		Diámetro del rotor: 90 m	Potencia: 2 MW
V(m/s)	Potencia (KW)	Coeficiente de potencia (Cp)	Coeficiente de empuje (Ct)
3	21,3	0,202	0,884
4	84,9	0,341	0,835
5	197,3	0,405	0,815
6	363,8	0,432	0,812
7	594,9	0,445	0,811
8	900,8	0,452	0,805
9	1 274,4	0,449	0,767
10	1633	0,419	0,67
11	1 960,4	0,359	0,533
12	1 990,4	0,291	0,406
13	1 997,9	0,232	0,31
14	1 999,6	0,187	0,243
15	1 999,9	0,152	0,195
16	2 000	0,125	0,159
17	2 000	0,104	0,133
18	2 000	0,088	0,112
19	2 000	0,075	0,096
20	2 000	0,064	0,084
21	2 000	0,055	0,074

Fuente: elaboración propia.

Figura 40. **Curvas coeficiente de potencia y coeficiente de empuje modelo Gamesa G90**



Fuente: elaboración propia, empleando programa QtiPlot.

Como se puede observar en la figura 40 el coeficiente de empuje siempre será mayor que el coeficiente de potencia, esto por las razones explicadas en secciones anteriores.

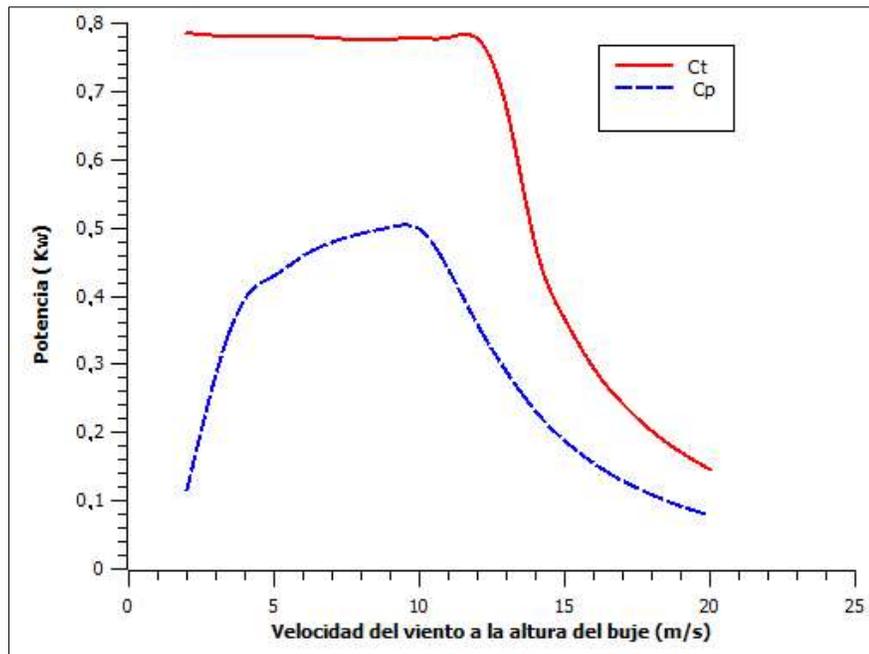
Los coeficientes de potencia y empuje son factores que determinan la producción energética de un generador eólico, ya que como se observa en la figura 40, el punto donde se da el mayor aprovechamiento energético para este generador se encuentra entre las velocidades de 8 y 10 m/s, por lo que esto define otro parámetro en la selección del generador.

Tabla XVII. **Coefficientes de potencia y empuje modelo Enercon E82**

Modelo: Enercon E82		Diámetro del rotor: 82 m	Potencia: 2 MW
V(m/s)	Potencia (KW)	Coefficiente de potencia (Cp)	Coefficiente de empuje (Ct)
2	3	0,116	0,786
3	25	0,286	0,782
4	82	0,396	0,761
5	174	0,43	0,782
6	321	0,459	0,0781
7	532	0,479	0,778
8	815	0,492	0,777
9	1 180	0,501	0,777
10	1 612	0,498	0,778
11	1 890	0,439	0,779
12	2 000	0,358	0,777
13	2 050	0,289	0,675
14	2 050	0,231	0,473
15	2 050	0,188	0,366
16	2 050	0,155	0,294
17	2 050	0,129	0,242
18	2 050	0,109	0,202
19	2 050	0,092	0,171
20	2 050	0,079	0,146
21	2 050	0,068	0,126

Fuente: elaboración propia.

Figura 41. **Curvas coeficiente de potencia y coeficiente de empuje modelo Enercon E82**



Fuente: elaboración propia, empleando programa QtiPlot.

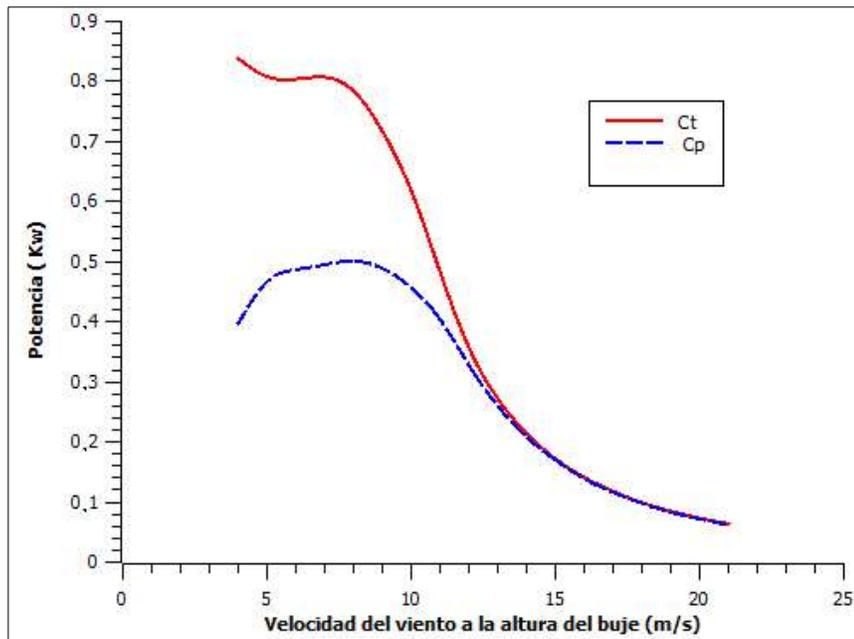
En la figura 41 se puede observar como las curvas de los coeficientes de potencia y empuje varían de forma leve, para este modelo en comparación con el anterior. Sin embargo, los rangos de velocidad varían de forma distinta a las curvas anteriores.

Tabla XVIII. **Coefficientes de potencia y empuje modelo Vestas V90**

Modelo: Vestas V90		Diametro del rotor: 90 m	Potencia: 2 MW
V(m/s)	Potencia (KW)	Coefficiente de potencia (Cp)	Coefficiente de empuje (Ct)
4	89	0,397	0,838
5	204	0,467	0,808
6	368	0,487	0,804
7	594	0,495	0,807
8	896	0,501	0,784
9	1 247	489	0,717
10	1 599	0,457	0,618
11	1 881	0,404	0,483
12	1 981	0,328	0,357
13	1 998	0,26	0,272
14	2 000	0,208	0,214
15	2 000	0,17	0,172
16	2 000	0,139	0,141
17	2 000	0,116	0,118
18	2 000	0,098	0,099
19	2 000	0,083	0,085
20	2 000	0,072	0,073
21	2 000	0,062	0,064

Fuente: elaboración propia.

Figura 42. **Curvas coeficiente de potencia y coeficiente de empuje modelo Vestas V90**



Fuente: elaboración propia, empleando programa QtiPlot.

En la figura 42 se puede observar el comportamiento para coeficientes de potencia y empuje para el modelo Vestas, se puede determinar que las tres gráficas correspondientes a cada modelo de generador se comportan de manera similar, sin embargo, cada curva tiene su forma particular ya que estas curvas son propias de cada máquina generadora, basadas en sus aspectos constructivos.

4.7. Factor de carga

Otra forma de conocer la producción anual de energía de un aerogenerador es mirar el factor de carga de una turbina en su localización

particular. Con factor de carga se quiere decir la producción anual de energía dividida por la producción teórica máxima, si la máquina estuviera funcionando a su potencia nominal (máxima) durante las 8 760 horas del año.

Así, entonces, si se calcula el factor de carga para cada caso, se observa por ejemplo que en el caso del generador Gamesa G90 se tiene una producción anual de energía de 9 090 368,1 kWh, para el caso del Enercon E82 se tendrá una producción de 8 953 875,9 kWh, y para el caso del Vestas V90 se tendrá una producción de 8 993 564,6 kWh. por lo que el factor de carga para todos casos se calcularía de la siguiente forma:

$$FC = \frac{\text{Producción anual}}{\text{producción teórica máxima}} \quad [\text{Ec. 62}]$$

Aplicándolo a cada caso se tendría lo siguiente:

Caso generador Gamesa G90 (opción A):

$$FC = \frac{\text{Producción anual}}{\text{producción teórica máxima}} = \frac{9\,090\,368,1 \text{ kWh}}{365 \text{ días} * 24 \text{ horas} * 2\,000 \text{ kW}} = 51,9 \%$$

Caso generador EnerconE82 (opción B):

$$FC = \frac{\text{Producción anual}}{\text{producción teórica máxima}} = \frac{8\,953\,875,9 \text{ kWh}}{365 \text{ días} * 24 \text{ horas} * 2\,000 \text{ kW}} = 51,1 \%$$

Caso generador Vestas V90 (opción C):

$$FC = \frac{\text{Producción anual}}{\text{producción teórica máxima}} = \frac{8\,993\,564,6 \text{ kWh}}{365 \text{ días} * 24 \text{ horas} * 2\,000 \text{ kW}} = 51,3 \%$$

El factor de carga de 0,519 quiere decir que este aerogenerador produce la misma energía que si trabajase al 100 % de eficiencia durante el 51,9 % del año, para el caso del generador Gamesa G90, el 51,1 % para el caso del generador Enercon E82 y el 51,3 % para el caso del generador Vestas V90. Se considera el 100 % como los 2 MW nominales en ambos casos, ya que los dos generadores son de la misma potencia.

Los factores de carga pueden variar en teoría del 0 al 100 %, aunque en la práctica el rango de variación va del 20 al 70 por ciento, y muy frecuentemente están alrededor del 20 al 30 por ciento.

Aunque generalmente se preferiría tener un gran factor de carga, puede no ser siempre ventajoso desde el punto de vista económico.

En localizaciones con mucho viento, por ejemplo, puede ser ventajoso usar un generador más grande (de mayor potencia nominal), con el mismo diámetro de rotor (o diámetro de rotor más pequeño para un tamaño determinado de generador). Esto tendería a disminuir el factor de carga (utilizando menos de la capacidad de un generador relativamente grande), pero puede significar una producción anual sustancialmente mayor. Si vale o no la pena tener un menor factor de carga con un generador relativamente mayor, depende tanto de las condiciones eólicas como, por supuesto, del precio de los diferentes modelos de turbinas.

Otra forma de ver la paradoja del factor de carga es decir que, hasta cierto punto, se tiene la posibilidad de elegir entre tener una producción de potencia relativamente estable (cerca del límite de diseño del generador) con un alto factor de carga, o bien una alta producción de energía (que fluctuará) con un bajo factor de carga.

4.8. Costos de inversión

Los costos totales de inversión se encuentran condicionados en gran parte por el elevado coste de los aerogeneradores, que suponen la partida principal en los cálculos de costos de inversión.

Un valor importante que sirve de referencia internacional a la hora de realizar una comparativa entre distintas tecnologías y configuraciones, es el precio del kilovatio instalado (\$/kW). Se puede ver la reducción con el tiempo de este parámetro como el resultado del desarrollo de la tecnología eólica en un momento determinado. A mayor desarrollo de una tecnología, menor costo de inversión y producción.

Cuanto mayor son los aerogeneradores que se instalen, mayor será también el porcentaje que suponga su precio respecto a la inversión total realizada. Se tiende a aumentar este porcentaje, ya que los costos de instalación de los aerogeneradores no son proporcionales al precio de los mismos. Se aplican conceptos de economía para estos casos.

Por poner un ejemplo, el costo de instalación de un aerogenerador de 4 MW no es 4 veces superior al de uno de 1 MW. Se multiplica la producción por 4 pero no se corresponde esa equivalencia en los costos de instalación. Esto hace que cuanto mayor sean las potencias de las unidades que se instalen, se reduzcan los costes de explotación unitarios.

Al trabajar con grandes aerogeneradores, el costo de los mismos se aproxima un 76 % del costo de instalación del parque completo.

En la tabla XIX se muestra un estimado de los costos de inversión de la inversión total de un parque eólico de forma general.

Tabla XIX. **Costos de inversión porcentual estimado**

APARTADO	CONCEPTO	% ESTIMADO
Aerogeneradores	Incluye dispositivos de transformación en el interior, transporte, montaje, conexionado interno, puesta en marcha de la instalación y sistema de control.	76 %
Equipos eléctricos	Equipos eléctricos adicionales en tierra para hacer la adaptación eléctrica de conexionado a red.	
Obra Civil	Cimentaciones para la colocación de los aerogeneradores, Accesos y caminos interiores del parque: plataformas, zanjas y sistemas de drenaje	7 %
Infraestructuras eléctricas y de comunicaciones	Red de comunicación	3 %
Documentación y proyectos	Proyecto, Estudio Geotécnico, Diseño de cimentaciones, Control de Calidad, Documentación.	5 %

Fuente: elaboración propia.

Un dato importante, referente de comparación entre distintas tecnologías, es el precio del kilovatio instalado. El kilovatio instalado se refiere a la potencia pico instalada y da una idea del coste de inversión unificado para cualquier sistema.

Para determinar el costo del kilovatio instalado en un parque, se procede a calcularlo de la siguiente forma:

$$\text{Precio kW instalado} = \frac{\text{Inversión inicial del proyecto}}{\text{Potencia a instalar en kW}} \quad [\text{Ec. 63}]$$

En este caso no se calcula el precio del kilovatio instalado, debido a que no se cuenta con un valor de inversión inicial, ya que este estudio no está enfocado en un parque eólico en específico. La potencia a instalar se refiere a la cantidad de aerogeneradores multiplicado por la potencia nominal de cada uno.

4.9. Costos de producción

En un estudio de viabilidad económica es necesario conocer cuánto vale producir cada unidad de energía eléctrica (kWh). Es un término importante que se expresa en c\$/kWh.

Los costos de producción engloban dos conceptos bien diferenciados:

- Costos de explotación: que comprenden explotación, mantenimiento, alquiler de terrenos, gestión, administración, seguros e impuestos.
- Costos de financiación: que son los costes financieros derivados de la constitución de un préstamo bancario, necesario para la puesta en marcha de la explotación.

El hecho de aumentar la potencia de los aerogeneradores instalados ha hecho que por economía de escala, se hayan reducido los costos de producción del kilovatio por hora en energía eólica.

Tabla XX. **Costos de explotación**

APARTADO	CONCEPTO	% ESTIMADO
Operación y mantenimiento	Personal encargado de llevar a cabo la operativa del parque y gastos de mantenimiento	60 %
Alquiler de terrenos	Pagos en concepto de alquiler de los terrenos ocupados por el parque eólico	15 %
Gestión y administración	Gestión de la explotación y administración	10 %
Seguros e impuestos	Seguros e impuestos	15 %

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XX se muestra los diferentes gastos que incluyen los costos de explotación, y un porcentaje aproximado respecto al costo de explotación total.

Para determinar cuánto costaría producir un kilovatio por hora (costo de producción) analizando cada aerogenerador, se calculó de la siguiente forma:

Para ejemplificar el cálculo del costo de producción y para cuestiones de estudio, se hace uso de valores promedio concernientes a precios de kilovatio instalado. Se utilizará un valor de 1 400 \$/kW instalado (valores aproximados para el kilovatio instalado en parques de Cuba) para ejemplificar el cálculo del costo de producción.

Se procede a calcular la inversión inicial utilizando la ecuación 48, de donde se obtiene:

Inversión inicial del proyecto = Precio kW instalado * Potencia a instalar

Que para el presente caso de estudio se tendrá:

$$\text{Inversión inicial del proyecto} = \frac{1\,400\ \$}{\text{kW}} * 2\,000\ \text{kW} * 1 = 2\,800\,000\ \$ \quad [\text{Ec. 64}]$$

Suponiendo que para cada uno de los modelos de aerogeneradores que se están estudiando posean el mismo valor de kilovatio instalado, se procede a calcular el costo de producción de cada uno de ellos.

$$\text{Costo de producción} = \frac{\text{Inversión inicial del proyecto}}{\text{Energía producida en kWh}} \quad [\text{Ec. 65}]$$

Caso generador Gamesa G90 (opción A):

$$\text{Costo de producción} = \frac{2\,800\,000\ \$}{9\,090\,368,1\ \text{kWh}} = 3,08\ \text{c\$/kWh}$$

Caso generador Enercon E82 (opción B):

$$\text{Costo de producción} = \frac{2\,800\,000\ \$}{8\,953\,875,9\ \text{kWh}} = 3,12\ \text{c\$/kWh}$$

Caso generador Vestas V90 (opción C):

$$\text{Costo de producción} = \frac{2\,800\,000\ \$}{8\,993\,564,6\ \text{kWh}} = 3,11\ \text{c\$/kWh}$$

Como se puede observar, el costo de producción por kilovatio por hora de energía producido es de 3,05 centavos de dólar para el modelo Gamesa G90 y 3,11 centavos de dólar para el modelo Enercon E82, por lo que producir un kilovatio por hora de energía es más barato con el modelo Gamesa G90, para las condiciones de este estudio.

Tabla XXI. **Energía producida y costo de producción**

Modelo	Potencia (kW)	Energía producida (kWh/año)	Horas equivalentes (h/año)	Costo de producción (c\$/kWh)
G90	2 000	9 090 368,10	4 545,20	3,08
E82	2 000	8 953 875,90	4 476,90	3,12
V90	2 000	8 993 564,60	4 496,80	3,11

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XIV se muestra un resumen de todo lo calculado anteriormente, en la cual se puede observar el costo de producción para los tres modelos analizados, correspondientes a la misma potencia nominal; sin embargo, a pesar de que son de la misma capacidad, muestran resultados ligeramente diferentes, esto debido a varios factores:

- El comportamiento del viento en el emplazamiento
- La curva de potencia del aerogenerador
- La densidad del viento a la altura del buje
- Especificaciones técnicas, el área de barrido del rotor
- Características propias de la máquina, coeficientes de potencia y empuje
- El costo de inversión, sistemas de velocidad fija o variable

Por lo que la selección de un aerogenerador desde el punto de vista económico, debe ser analizada en función de los factores anteriormente descritos, ya que como se observó, a pesar de ser tres aerogeneradores de la misma capacidad se han determinado variaciones que pueden ser críticas al momento de su selección.

4.10. Aspectos ambientales de la energía eólica

La energía eólica es beneficiosa porque frena el agotamiento de los combustibles fósiles, que se caracterizan por estar disponibles en una cantidad limitada, además, es inagotable y está exenta de problemas de contaminación.

Por cada kilovatio por hora de electricidad producido en un parque eólico, se evita la generación de una unidad de electricidad que podría haber procedido de una central convencional. No se puede predecir con exactitud la cantidad de contaminante que se deja de producir, puesto que este valor depende de características del combustible y de la eficiencia de la planta, pero evitando estas emisiones:

- No se contribuye a la lluvia ácida: de este modo, se reducen efectos negativos que recaen sobre la salud humana, los bosques y los cultivos, además de disminuir el impacto que se ocasiona sobre los ecosistemas.
- No contribuye al efecto invernadero: la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera ha aumentado un 25 % desde los orígenes de la industria. Se estima que este valor se duplicará en el 2050. El IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) estimó en 1996 que la temperatura promedio global se había incrementado en 0,3-0,6 % °C y

prevé un aumento durante el período comprendido entre 1990 y 2100 de 1,0-3,5 % °C.

Por tanto, se trata de una fuente de energía segura, renovable, limpia e inagotable. Está exenta de contaminación atmosférica, vertidos tóxicos, residuos radioactivos, riesgos de accidentes nucleares y de contribución al cambio climático; véase la tabla XXII, en la que se compara el impacto ambiental de las diferentes formas de producir electricidad y considerando los valores de las emisiones emitidas durante el período de construcción de los equipos:

Tabla XXII. **Impacto ambiental de las diferentes formas de producción de energía**

<i>Fuente de energía</i>	<i>CO₂</i>	<i>NO₂</i>	<i>SO₂</i>	<i>Partículas</i>	<i>CO</i>	<i>Hidro-carburos</i>	<i>Residuos nucleares</i>	<i>Total</i>
Carbón	1.058	2.986	2.971	1.626	0,267	0,102	-	1.066
Gas Natural	824	0,251	0,336	1,176	TR	TR	-	825,8
Nuclear	8,6	0,034	0,029	0,003	0,018	0,001	3,641	12,3
Fotovoltaica	5,9	0,008	0,023	0,017	0,003	0,002	-	5,9
Biomasa	0	0,614	0,154	0,512	11,36	0,768	-	13,4
Geotérmica	56,8	TR	TR	TR	TR	TR	-	56,8
Eólica	7,4	TR	TR	TR	TR	TR	-	7,4
Solar térm.	3,6	TR	TR	TR	TR	TR	-	3,6
Hidráulica	6,6	TR	TR	TR	TR	TR	-	6,6

Fuente: US Department of energy. *Council for Renewable Energy Education*. <http://energy.gov/>. Consulta: enero de 2015.

Por otra parte no hay combustión, fisión, ni transformación de combustible, aporta un beneficio económico para los municipios afectados (canon anual por ocupación del suelo); es un recurso autóctono y crea puestos de trabajo.

El tiempo de construcción es rápido (inferior a 6 meses) y su instalación es compatible con otros muchos usos del suelo. Se trata de instalaciones móviles, cuyo desmantelamiento permite recuperar totalmente la zona.

Por ejemplo un parque eólico de 10 MW.

- Evita 28,480 toneladas anuales de dióxido de carbono.
- Sustituye 2,447 t.e.p (toneladas equivalentes de petróleo).
- Aporta trabajo alrededor de 130 personas al año durante el diseño y la construcción.
- Proporciona industria y desarrollo de tecnología.
- Genera energía eléctrica para alrededor de 11 000 familias.

La instalación de un parque eólico está precedida por un estudio de impacto ambiental, estudio que ha de ser aprobado por las autoridades de la comunidad autónoma correspondiente, con el objetivo de obligar a los promotores de la instalación a adoptar las medidas pertinentes para aminorar los posibles impactos negativos que pudieran producirse sobre el medio ambiente local; la realización de este tipo de estudios se justifica más por la sensibilidad social en las áreas geográficas, donde se ubican que por las características de este tipo de instalaciones, cuyos efectos ambientales negativos suelen ser muy inferiores a los producidos por cualquier otra actividad de producción energética.

La aprobación medioambiental suele estar acompañada, tanto de medidas correctoras para el diseño global de la instalación como para el posicionamiento de los aerogeneradores, restauración de la cubierta vegetal, formas de las torres, pinturas o enterramiento de líneas eléctricas, así como de un plan de

vigilancia cuya función básica es garantizar la afectación mínima del parque al entorno en el que está situado.

CONCLUSIONES

1. Los parámetros determinantes en la selección de un aerogenerador, son: la curva estadística procedente del estudio técnico del viento que afecta directamente la producción energética por unidad de tiempo, la curva de potencia propia del aerogenerador que determinará el rendimiento en el aprovechamiento de energía obtenida por la zona de colocación, el sistema de velocidad y la electrónica de potencia que definirá el funcionamiento del generador, considerando si la maquina generadora será síncrona o asíncrona, por lo que estos son los parámetros que tienen el mayor impacto en su rendimiento y costo.
2. El comportamiento del viento para el mejor aprovechamiento en la generación de energía eléctrica está dado por: la altura del buje a la que se encuentra el aerogenerador y la temperatura. Los dos parámetros antes mencionados definen la densidad del viento en el punto de operación, para lo cual se ha demostrado que un decremento aproximado en un 16,5 % de la densidad respecto del valor estándar de $1,225 \text{ kg/m}^3$ provocará una disminución en el rendimiento del aerogenerador en un valor aproximado de 7 % respecto al valor estándar de diseño para la densidad del viento.
3. Las características desde el punto de vista técnico que pueden influir en el funcionamiento del aerogenerador como su rendimiento, son: características constructivas que determinen si el aerogenerador será de tipo síncrono o asíncrono, ya que esto definirá la aplicación de uso así

como los rangos de potencia, la electrónica de potencia, caja reductora, control de potencia y sistema de velocidad.

4. Al elaborar la comparación económica de los aerogeneradores considerados en este caso de estudio, la opción A resultó ser la más económica, por haber presentado características de rendimiento visibles en los resultados en el cálculo de la producción energética, factor de carga, horas equivalentes y costo de producción menor en un 1,9 % respecto de la opción B y 2,3 % respecto de la opción C.

RECOMENDACIONES

1. Es necesario orientar al estudiante de Ingeniería Mecánica Eléctrica, hacia el conocimiento sobre sistemas de generación basados en energías renovables de forma completa, ya que para Guatemala en la actualidad la generación eólica en la práctica es relativamente nueva.
2. Dentro de herramientas de software para el tratamiento de datos estadísticos del viento se utilizó el programa Statgrafics Centurion, por ser una herramienta muy útil en el tratamiento de datos estadísticos y que se puede encontrar en la red de forma gratuita, en la actualidad existen herramientas más potentes y con más alcance según el tamaño del estudio, por lo que se recomienda utilizar un programa al nivel del proyecto.
3. Antes de realizar el análisis y cálculo energético se recomienda verificar las tablas para la corrección por densidad, ya que como se ha explicado anteriormente, la variación energética puede afectar el rendimiento en el análisis de la producción por unidad de tiempo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Asociacion Empresarial Eolica. *Taller sobre energía eólica [en línea]. Documento taller de tecnología* [Ref. de 2009]. 91 p. <http://www.tech4cdm.com/userfiles/Sesion2_eol_per_Tecnologia.pdf>.
2. COTO ALADRO, José. *Análisis de sistemas de energía eléctrica*. 3a ed. México: Thomson Learning, 2004. 648 p. ISBN: 970-686-219.
3. ESCUDERO LÓPEZ, José. *Manual de energía eólica*. 2a ed. Madrid: Mundi-Prensa, 2003. 475 p. ISBN: 978-84-8476-363-5.
4. FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. 5a ed. Madrid: McGraw-Hill, 2003. 757 p. ISBN: 84-481-3913-5.
5. HAYT, William Henry. *Teoría electromagnética*. 7a ed. México: McGraw-Hill, 2006. 580 p. ISBN: 10:970-10-5620-5.
6. Ministerio de Energia y Minas. *Energía eólica en Guatemala [en línea]. Documento tecnológico*. [Ref. de 2007]. 10 p. <<https://repository.unm.edu/bitstream/handle/1928/12509/Energia%20Eolica.pdf?sequence=1>>.
7. NIEVES ÁLVAREZ, Marivela. *Proyecto de diseño, construcción y explotación de un parque eólico*. Trabajo de graduación de Ing.

Industrial. Universidad Carlos III de Madrid, Facultad de Ingeniería, 2009. 303 p.

8. TALAYERO NAVALES, Ana Patricia. *Energía eólica*. España: Prensas Universitarias de Zaragoza, 2008. 295 p. ISBN: 978-84-92521-21-0.
9. VILLABURIA, Miguel. *Energías alternativas y medio ambiente*. España: CEAC, 2004. 329 p. ISBN: 84-329-1062-7.
10. VILLARUBIA, Miguel. *Ingeniería de la energía eólica*. Barcelona, España: Marcobo, 2012. 267 p. ISBN: 978-84-267-1856-3.

ANEXOS

Anexo 1 Valores correspondientes a la curva de potencia del modelo E-82

Curva de potencia E-82

(dependiente de la densidad del aire)



viento [m/s]	<i>dens. d. aire standard $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$</i>		<i>dens. d. aire modificada $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$</i>	
	Curva de potencia P	Coef. de potencia c_p	Curva de potencia P	Coef. de potencia c_p
	$\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ [kW]	$\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ [-]	$\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ [kW]	$\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ [-]
1	0,0	0,00	0,0	0,00
2	3,0	0,12	3,0	0,12
3	25,0	0,29	25,0	0,29
4	82,0	0,40	82,0	0,40
5	174,0	0,43	174,0	0,43
6	321,0	0,46	321,0	0,46
7	532,0	0,48	532,0	0,48
8	815,0	0,49	815,0	0,49
9	1.180,0	0,50	1.180,0	0,50
10	1.612,0	0,50	1.612,0	0,50
11	1.890,0	0,44	1.890,0	0,44
12	2.000,0	0,36	2.000,0	0,36
13	2.050,0	0,29	2.050,0	0,29
14	2.050,0	0,23	2.050,0	0,23
15	2.050,0	0,19	2.050,0	0,19
16	2.050,0	0,15	2.050,0	0,15
17	2.050,0	0,13	2.050,0	0,13
18	2.050,0	0,11	2.050,0	0,11
19	2.050,0	0,09	2.050,0	0,09
20	2.050,0	0,08	2.050,0	0,08
21	2.050,0	0,07	2.050,0	0,07
22	2.050,0	0,06	2.050,0	0,06
23	2.050,0	0,05	2.050,0	0,05
24	2.050,0	0,05	2.050,0	0,05
25	2.050,0	0,04	2.050,0	0,04

Fuente: Enercon. <http://www.enercon.de/home/>. Consulta: enero de 2015.

Anexo 2. **Valores correspondientes a la curva de potencia del modelo G-90**

	FICHA TECNICA / TECHNICAL FILE	Code: GD022924-en-es	Rev: 0
		Date: 10-05-07	Pg. 3 of 5
Title: G90 2MW 50/60 Hz Wind Turbine Power Curve. Curva de Potencia G90 2MW 50/60 Hz			

5 MODO DE OPERACIÓN ESTÁNDAR

5 RESULTS FOR STANDARD OPERATION

5.1 CURVA DE POTENCIA ESTANDAR

5.1 STANDARD POWER CURVE

La Tabla 3 muestra la potencia eléctrica [kW] en función de la velocidad del viento [m/s] horizontal referida a la altura del buje W_s [m/s] para distintas densidades de aire [kg/m³].

Table 3 shows the electrical power [kW] as a function of the horizontal wind speed [m/s] at the given hub height W_s [m/s] for different air densities [kg/m³].

P [kW]	Densidad del aire / Air density [kg/m ³]								
	W_s [m/s]	1.225	1.060	1.090	1.120	1.150	1.180	1.210	1.240
3	21.3	17.3	18	18.7	19.4	20.2	20.9	21.7	22.5
4	84.9	70.7	73.2	75.8	78.3	81	83.6	86.3	89
5	197.3	167	172.5	178	183.6	189.1	194.6	200.1	205.7
6	363.8	310.5	320.2	330	339.7	349.4	359	368.6	378.2
7	594.9	510.7	526	541.4	556.7	572	587.3	602.5	617.7
8	900.8	774.3	797.1	820	842.9	866.1	889.2	912.4	935.5
9	1274.4	1097	1129.6	1162	1194.5	1226.8	1258.6	1290.2	1321.9
10	1633	1441.5	1480.1	1516.9	1553.7	1587.4	1617.9	1648.1	1678.4
11	1863	1729.2	1760.4	1787.3	1814.3	1836.6	1854.3	1871.8	1889.3
12	1960.4	1898.2	1914.9	1927.8	1940.6	1950.3	1957.1	1963.7	1970.3
13	1990.4	1969.1	1975.5	1979.9	1984.3	1987.5	1989.4	1991.3	1993.2
14	1997.9	1991.8	1993.8	1995	1996.3	1997.2	1997.6	1998.1	1998.6
15	1999.6	1998	1998.5	1998.9	1999.2	1999.4	1999.5	1999.6	1999.7
16	1999.9	1999.5	1999.7	1999.8	1999.8	1999.9	1999.9	1999.9	2000
17	2000	1999.9	1999.9	2000	2000	2000	2000	2000	2000
18->21	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000

Fuente: Gamesa. www.gamesacorp.com. Consulta: enero de 2015.