



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Civil

LINEAMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE PARQUES EÓLICOS EN GUATEMALA

Pablo Polanco Perdomo

Asesorado por la Inga. María del Mar Girón Cordón

Guatemala, octubre de 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**LINEAMIENTOS PARA EL DESARROLLO
DE PARQUES EÓLICOS EN GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

PABLO POLANCO PERDOMO

ASESORADO POR LA INGA. MARÍA DEL MAR GIRÓN CORDÓN

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO CIVIL

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
EXAMINADOR	Ing. Renzo Ricardo Gracioso Sierra
EXAMINADORA	Inga. Evelyn Maribel Morales Ramírez
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

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:

LINEAMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE PARQUES EÓLICOS EN GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Civil, con fecha 22 de marzo de 2010.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Pablo Polanco Perdomo', written over a horizontal line.

Pablo Polanco Perdomo

Guatemala, 09 de agosto de 2012

Ingeniero
Hugo Leonel Montenegro Franco
Director de Escuela de Ingeniería Civil
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Presente

Estimado Ingeniero Montenegro:

Por este medio, hago notificar que, he asesorado y revisado el trabajo de graduación **“LINEAMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE PARQUES EÓLICOS EN GUATEMALA”** elaborado por el estudiante de ingeniería civil PABLO POLANCO PERDOMO, quien se identifica con el número de carné número 2004-12891.

Considero que el trabajo desarrollado por dicho estudiante satisface los requisitos exigidos, por lo cual recomiendo su aprobación.

Atentamente,


Inga. María del Mar Girón Córdón
Colegiado 8445

María del Mar Girón Córdón
Ingeniera Civil
Colegiada No. 8445



Universidad de San Carlos de Guatemala



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA CIVIL
www.ingenieria-usac.edu.gt



Guatemala,
24 de septiembre de 2012

Ingeniero
Hugo Leonel Montenegro Franco
Director Escuela Ingeniería Civil
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos

Estimado Ingeniero Montenegro.

Le informo que he revisado el trabajo de graduación **LINEAMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE PARQUES EÓLICOS EN GUATEMALA**, desarrollado por el estudiante de Ingeniería Civil Pablo Polanco Perdomo, quien contó con la asesoría de la Inga. María del Mar Girón Córdón.

Considero este trabajo bien desarrollado y representa un aporte para la comunidad del área y habiendo cumplido con los objetivos del referido trabajo doy mi aprobación al mismo solicitando darle el trámite respectivo.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Lic. Manuel María Guillén Salazar
Jefe del Departamento de Planeamiento



/bbdeb.



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA CIVIL
www.ingenieria-usac.edu.gt



El director de la Escuela de Ingeniería Civil, después de conocer el dictamen de la Asesora Inga. María del Mar Girón Córdón y del Jefe del Departamento de Planeamiento Lic. Manuel María Guillén Salazar, al trabajo de graduación del estudiante Pablo Polanco Perdomo, titulado **LINEAMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE PARQUES EÓLICOS EN GUATEMALA**, da por este medio su aprobación a dicho trabajo.


Ing. Hugo Leonel Montenegro Franco



Guatemala, octubre de 2012.

/bbdeb.



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 Civil, al trabajo de graduación titulado: **LINEAMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE PARQUES EOLICOS EN GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario **Pablo Polanco Perdomo**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, octubre de 2012

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por darme la vida y la sabiduría para alcanzar los objetivos trazados.
Mis padres	Por darme la vida y el mejor regalo de todos, la educación.
Mis hermanos	Por haberme apoyado en cada momento de mi vida y estar siempre presentes.
Mi asesora	Por la guía y el apoyo brindado para culminar el presente trabajo de graduación.
Mis amigos	Por haber sido cómplices de este logro y por todos los momentos compartidos.

AGRADECIMIENTOS A:

Dios	Por permitirme seguir vivo y continuar gozando de salud para ser una herramienta de bien en esta sociedad.
Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería	Por abrirme las puertas y brindarme una educación profesional, para así contribuir al desarrollo de Guatemala.
Inga. Mar Girón	Por compartir sus conocimientos y guiarme; por su ejemplo en principios y en cómo ser un buen profesional, y por su colaboración en la formación de profesionales.
Mis padres	Por todo el apoyo brindado durante el transcurso de mi vida, y por ser la luz que ha guiado mi camino.
Mis amigos	A todos los que compartieron las aulas de la universidad conmigo, formándonos.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XIII
RESUMEN.....	XXV
OBJETIVOS.....	XXVII
INTRODUCCIÓN	XXIX
1. ENERGÍA EÓLICA.....	1
1.1. El viento.....	1
1.1.1. Causas del viento	1
1.2. La energía eólica.....	4
1.2.1. La frecuencia y distribución del viento	6
1.3. Conversión de la energía eólica	8
1.4. Energía eólica en Guatemala	11
1.4.1. Mapa eólica de Guatemala	12
1.4.2. Herramienta geoespacial (<i>toolkit</i>)	14
1.5. Energía eólica y el ambiente	15
1.6. Planteamiento de la energía eólica	19
1.7. Opinión y aceptación	20
1.8. Tecnología.....	20
1.8.1. Tipos de aerogeneradores	22
1.8.1.1. Aerogeneradores de eje horizontal	23
1.8.1.2. Aerogeneradores de eje vertical	24
1.8.2. Rotor de un aerogenerador.....	26
1.8.3. Góndola, torre y cimientos	28

1.8.3.1.	Góndola	28
1.8.3.2.	Torre	31
1.8.3.3.	Cimientos.....	32
1.8.4.	Sistemas eléctricos y de control	33
1.8.4.1.	Sistema eléctrico	34
1.8.4.2.	Sistema de control	35
1.8.5.	Eficiencia y rendimiento.....	36
2.	PREINVERSIÓN.....	37
2.1.	Idea	37
2.2.	Perfil del proyecto	39
2.3.	Prefactibilidad	40
2.3.1.	Emplazamiento para el estudio del recurso eólico ..	40
2.3.2.	Evaluación del recurso eólico	41
2.3.2.1.	Instrumentos de medición.....	41
2.3.2.2.	Captura de datos	44
2.4.	Factibilidad	45
2.4.1.	Evaluación del potencial eólico.....	46
2.4.1.1.	Potencia del viento	46
2.4.1.2.	Densidad del viento	49
2.4.1.3.	Área de barrido	52
2.4.1.4.	Velocidad del viento.....	53
2.4.1.5.	Distribuciones de viento.....	54
2.4.1.6.	Perfil vertical del viento	57
2.4.1.7.	Turbulencia	59
2.4.1.8.	Rosa de viento.....	60
2.4.2.	Elección de tecnología.....	61
2.4.2.1.	Estimación de producción de energía..	63
2.4.2.2.	Factor de carga.....	67

3.	INVERSIÓN.....	69
3.1.	Economía	69
3.1.1.	Turbinas	71
3.1.2.	Cimentación	72
3.1.3.	Camino y demás	73
3.1.4.	Conexión a la red	74
3.1.5.	Tierra.....	75
3.1.6.	Desarrollo del proyecto	75
3.2.	Resultado económico y depreciación	76
3.2.1.	Cálculo del resultado económico	79
3.2.1.1.	Método de valor presente	79
3.2.1.2.	Tasa Interna de Retorno	81
3.2.2.	Cálculo de la depreciación	82
3.2.2.1.	Método de línea recta	82
3.2.2.2.	Método de saldos decrecientes	83
3.2.2.3.	Método de suma de los dígitos de los años	84
3.2.3.	Costo de la energía eólica	85
3.3.	Diseño del parque eólico	86
3.4.	Desarrollo	87
3.4.1.	Diálogo preliminar	89
3.4.2.	Adquisición del emplazamiento.....	89
3.4.3.	Planeación detallada.....	90
3.4.4.	Diálogos finales.....	91
3.4.5.	Evaluación de impacto ambiental	91
3.4.6.	Permisos	93
3.4.7.	Compra	95
3.4.8.	Contratos	95
3.5.	Ejecución.....	95

3.5.1.	Obra civil asociada	96
3.5.1.1.	Construcción de accesos.....	96
3.5.1.2.	Construcción de cimientos.....	96
3.5.1.3.	Construcción de plataformas de montaje.....	97
3.5.1.4.	Construcción de edificaciones	98
3.6.	Instalación.....	98
3.6.1.	Montaje de aerogeneradores.....	100
3.6.2.	Instalación eléctrica	103
3.6.3.	Conexión a la red eléctrica	103
3.6.3.1.	Interruptores	104
3.6.3.2.	Equipos de protección	104
3.6.3.3.	Conductores eléctricos	105
3.6.3.4.	Transformadores	105
3.6.3.5.	Conexión a tierra	106
4.	OPERACIÓN	107
4.1.	Puesta en marcha.....	108
4.1.1.	Funcionamiento de los aerogeneradores	109
4.1.1.1.	Verificación funcional.....	111
4.1.1.2.	Prueba de funcionamiento.....	112
4.1.1.3.	Evaluación técnica independiente	112
4.1.1.4.	Aceptación y entrega.....	113
4.1.2.	Funcionamiento de la red eléctrica	113
4.2.	Operación plena.....	117
4.2.1.	Mantenimiento de las instalaciones.....	126
4.2.1.1.	Mantenimiento de rutina	129
4.2.1.2.	Causas de daños y riesgos de reparación.....	130

	4.2.1.3.	Antecedentes prácticos y proyección a largo plazo	134
4.3.		Clausura	137
	4.3.1.	Retirada de las instalaciones	137
	4.3.2.	Plan de restauración del medio.....	138
CONCLUSIONES			139
RECOMENDACIONES			141
BIBLIOGRAFÍA.....			143
APÉNDICE.....			147
ANEXOS			155

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Corrientes globales de viento.....	2
2.	Viento sobre una pala estacionaria.....	9
3.	Dirección aparente del viento.....	10
4.	Mapa de potencial eólico de Guatemala.....	13
5.	Aplicación <i>SWERA Geospatial Toolkit</i>	15
6.	Componentes de un aerogenerador moderno.....	22
7.	Componentes de un aerogenerador de eje horizontal.....	24
8.	Conceptos de rotores de eje vertical.....	26
9.	Góndola de un aerogenerador.....	31
10.	Cimiento de un aerogenerador.....	33
11.	Cadena funcional mecánica – eléctrica de un aerogenerador.....	34
12.	Matriz energética de Guatemala, julio de 2012.....	38
13.	Anemómetro de copa y anemómetro de hélice.....	42
14.	Veleta.....	43
15.	Registrador de datos o <i>data logger</i>	45
16.	Relación potencia – velocidad para un área de 1 m ² , considerando una densidad estándar de 1.225 kg/m ³	49
17.	Ejemplo de distribución de Weibull.....	55
18.	Ejemplo de rosa de viento.....	60
19.	Curva de potencia para un aerogenerador Gamesa G90 de 2,000 kW.....	64
20.	Distribución de frecuencias de viento.....	66
21.	Método de línea recta.....	83

22.	Proceso del desarrollo del proyecto.....	88
23.	Transporte de una sección de torre de un aerogenerador.....	99
24.	Montaje del rotor utilizando una grúa principal y una auxiliar de menor tamaño	102
25.	Panel de monitoreo de un aerogenerador comercial marca Vestas ..	118
26.	Adquisición de datos en la góndola de un aerogenerador GE-1.5S para el monitoreo de sus componentes mecánicos.....	120
27.	Menú principal de monitoreo de un aerogenerador GE-1.5S	122
28.	Gráfico de velocidad de viento, velocidad de rotor y salida de potencia eléctrica de un aerogenerador GE-1.5S.....	124
29.	Frecuencia de causas de fallas	135
30.	Frecuencia de efectos de fallas	136

TABLAS

I.	Impacto ambiental de diferentes fuentes de energía.....	17
II.	Contribución de la energía eólica a la reducción de emisiones de gases	18
III.	Matriz energética de Guatemala, julio de 2012	38
IV.	Constantes para ecuación 12	52
V.	Tabla de clases y longitudes de rugosidad.....	58
VI.	Clases de aerogeneradores de acuerdo con las condiciones de velocidad de viento, para densidad de aire de 1,225 kg/m ³	62
VII.	Clases de aerogeneradores de acuerdo con la turbulencia de viento, para densidad de aire de 1,225 kg/m ³	62
VIII.	Precios promedio de aerogeneradores.....	72
IX.	Costos de interconexión a la red	74
X.	Costos relativos de proyectos eólicos.....	76
XI.	Requisitos para participar en el mercado mayorista de energía.....	117

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
H_o	Altura inicial
t_d	Años de depreciación
A	Área
h_{vn}	Cantidad de horas a la velocidad n
A	Coefficiente de absorción de sonido
R	Constante universal de los gases
E_{cost}	Costo de la energía
P	Costo inicial
dBA	Decibel ponderado, medida de ruido ambiental
P	Densidad
ρ_a	Densidad del aire
D	Depreciación anual
Σ	Desviación estándar
CO_2	Dióxido de carbono
R_s	Distancia desde la fuente de sonido
E	Energía
E_c	Energía cinética
E_w	Energía del viento
E_p	Energía producida
E_t	Energía total funcionando a capacidad nominal
C_F	Factor de carga
RC_F	Factor de carga en bruto
Z	Factor de compresibilidad

DB	Factor de depreciación
C	Factor de escala
k	Factor de forma
$f_{(p,t)}$	Factor de fugacidad
\dot{m}	Flujo de masa
X_{CO_2}	Fracción molar de dióxido de carbono
x_v	Fracción molar de vapor de agua
$f_{(v)}$	Frecuencia de ocurrencia de la velocidad del viento
Γ	Función gamma
E_i	Ganancia en año i
K_i	Gastos en año i
H	Humedad relativa ($0 \leq h \leq 1$)
I_o	Inversión de capital inicial
kWh	Kilowatt-hora
z_o	Longitud de rugosidad en la dirección de viento actual
m	Masa
M_v	Masa molar del agua
M_a	Masa molar del aire seco
L_w	Nivel de intensidad de sonido radiado
L_p	Nivel de presión sonora a una distancia R
H	Nueva altura
n	Número de años
SOx	Óxidos de azufre
NOx	Óxidos de nitrógeno
P_{vn}	Potencia a la velocidad n
P_{kin}	Potencia cinética
P_{vm}	Potencia correspondiente a la velocidad media
P_w	Potencia del viento

P_n	Potencia nominal
p	Presión atmosférica
r	Radio del rotor
R_l	Renovación de la inversión en el año l
rpm	Revoluciones por minuto
S	Suma de los dígitos de los años de los años 1 al n
r_i	Tasa de interés de descuento
T	Temperatura termodinámica ($273.15 + t$, K)
t_s	Tiempo
PV_D	Valor presente de los costos o desembolsos
PV_R	Valor presente de los ingresos
S_n	Valor residual de la inversión en el año n
V	Velocidad
v_0	Velocidad de viento a la altura conocida
\bar{v}	Velocidad promedio

GLOSARIO

Acidificación	Proceso por el cual el suelo reduce su pH, perdiendo así su riqueza natural.
Aerogenerador	Generador eléctrico accionado por el viento.
Alternancias de carga	Redistribución de la carga viva sobre el elemento estructural.
Altitud	Distancia vertical de un punto de la tierra respecto del nivel del mar.
Amortización	Rembolso gradual de una deuda.
Anemómetro	Instrumento que mide la velocidad del viento.
Ángulo de paso	Sistema de control del ángulo de las palas de acuerdo con la velocidad del viento.
Anticiclón	Zona atmosférica de alta presión, en cual la presión atmosférica es superior a la del aire circundante.
Área de barrido	Área que intercepta un aerogenerador de acuerdo con las dimensiones de su rotor.
Barómetro	Instrumento que mide la presión atmosférica.

Bioma	Cada una de las grandes comunidades ecológicas en las que domina un tipo de vegetación (selva tropical, desierto, etc.).
Buje	Eje de un aerogenerador.
Carga cíclica	Carga variable en la que la carga aplicada varía de forma cíclica.
Carga dinámica	Carga que se aplica a una estructura con cambios repentinos de intensidad y posición.
Celosía	Estructura reticular de barras rectas interconectadas en nudos formando triángulos planos o pirámides tridimensionales.
Coefficiente de potencia	Fracción de energía capturada por un aerogenerador.
Constante universal de los gases	Constante física que relaciona entre sí diversas funciones de un estado termodinámico.
Contactador	Componente electromecánico que tiene como función establecer o interrumpir el paso de corriente.
Convección	Una de las tres formas de transferencia de calor que se caracteriza porque se produce por intermedio de un flujo que transporta el calor entre zonas con diferentes temperaturas, debido a diferencias de densidad.

Cuerda	Anchura de la pala.
Curva de potencia	Relación entre la potencia eléctrica de salida y la velocidad de viento incidente de un aerogenerador.
Data logger	Unidad registradora de datos de forma periódica.
Densidad	Relación de un cuerpo y el volumen que ocupa.
Densidad de potencia	Cantidad de potencia eólica por metro cuadrado de flujo del viento.
Desarrollo sostenible	Desarrollo capaz de satisfacer las necesidades actuales, sin comprometer los recursos y posibilidades de las futuras generaciones.
Desviación estándar	Media de distancias que tienen los datos respecto de su media aritmética.
Distribución de frecuencia	Agrupación de datos en categorías mutuamente excluyentes.
Efecto flicker	Efecto que ocurre cuando, en una precisa latitud, dirección de viento y altura del sol, la sombra de las palas en rotación se proyecta sobre objetos estacionarios.

Efecto invernadero	Fenómeno por el cual determinados gases retienen parte de la energía que el suelo emite por haber sido calentado por la radiación solar, elevando así la temperatura de la Tierra.
Electroimán	Tipo de imán en el que el campo magnético se produce mediante el flujo de corriente eléctrica, desapareciendo cuando cesa dicha corriente.
Emplazamiento	Lugar en el que se evalúa o se instala un parque de energía eólica.
Energía cinética	Energía mecánica que posee un cuerpo o sistema en virtud de su movimiento o velocidad y es expresada en joules (J).
Energía eléctrica	Es la potencia multiplicada por el tiempo que la misma es usada/generada.
Energía eólica	Energía obtenida del viento.
Energía potencial	Es la energía que posee un cuerpo o sistema en virtud de su posición o configuración y es expresada en joules (J).
Energía renovable	Energía que se obtiene de fuentes naturales capaces de regenerarse por medios naturales.

Espectro del viento	Diferentes velocidades a las cuales opera un aerogenerador.
Eutrofización	Enriquecimiento en nutrientes de un ecosistema.
Factor de capitalización	Coefficiente matemático que permite el cálculo del valor futuro de un valor actual.
Factor de carga	Cociente entre la energía real generada y la energía que se habría generado, si la planta hubiera trabajado a plena carga durante un tiempo determinado.
Factor de compresibilidad	Desviación de un gas real respecto del comportamiento que tendría como gas ideal.
Factor de escala	Factor que determina la amplitud de una distribución.
Factor de forma	Relación entre la energía obtenida en un período y la que se obtendría en ese mismo período, si la velocidad del viento se mantuviera constante e igual a la velocidad media.
Fatiga	Rotura de materiales bajo cargas dinámicas cíclicas.
Fibra óptica	Medio de transmisión de datos.
Fracción molar	Concentración de un soluto en una disolución.

Fraguado	Fase inicial de hidratación del concreto que se caracteriza por el paso de estado fluido a sólido.
Frecuencia	Número de repeticiones por unidad de tiempo.
Frecuencia eléctrica	Número de ciclos que se realizan en un segundo.
Fuerza de Coriolis	Fuerza aparente responsable de la desviación de la trayectoria de un cuerpo que se mueve sobre una superficie que rota.
Función gamma	Función factorial matemática.
Gases de efecto invernadero	Gases cuya presencia en la atmósfera contribuyen al efecto invernadero.
Generador asíncrono	Generador de inducción para generar corriente alterna.
Generador síncrono	Máquina eléctrica rotativa capaz de transformar energía mecánica (en forma de rotación) en energía eléctrica.
Góndola	Sirve de alojamiento para los elementos mecánicos y eléctricos de un aerogenerador.
Higrómetro	Instrumento que mide el grado de humedad del aire u otro gas.
Humedad relativa	La humedad que contiene una masa de aire.

Inmisión	Cantidad de sonido absorbido por un receptor.
Inversor	Unidad que cambia un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna.
Isobara	Curva de igual o constante presión en un gráfico.
Latitud	Es la distancia angular que existe desde cualquier punto de la Tierra respecto del ecuador. Todos los puntos ubicados sobre el mismo paralelo tienen la misma latitud.
Layout	Diseño o disposición de los aerogeneradores.
Longitud	Es la distancia que existe desde cualquier punto de la Tierra respecto de Greenwich. Todos los puntos ubicados sobre el mismo meridiano tienen la misma longitud. Los polos norte y sur no tienen longitud.
Longitud de rugosidad	Clasifica la rugosidad de un lugar, dependiendo de la cantidad de obstáculos presentes.
Masa molar	Masa por unidad de cantidad de sustancia.
Matriz de Leopold	Método cuantitativo de evaluación de impacto ambiental que identifica el impacto inicial de un proyecto en un entorno natural.

Micrositing	Disposición óptima de los aerogeneradores sobre los terrenos de un parque eólico.
Módem	Dispositivo que transmite señales.
Offshore	Alejado de la costa, dentro del mar.
Pala	Aspa de un aerogenerador, utilizada para capturar el viento.
Parque eólico	Agrupación de aerogeneradores que transforman la energía eólica en eléctrica.
Perfil vertical del viento	Velocidad del viento a diferentes alturas.
Pitch control	Sistema de control del ángulo de las palas de acuerdo a la velocidad del viento.
Potencia	Energía o trabajo por unidad de tiempo expresada en watts (o kW, MW, GW, etc.). Es usualmente expresada por la letra P; $1 \text{ W} = 1 \text{ J/s}$ (Joule por segundo).
Potencia reactiva	Potencia necesaria para crear campos magnéticos y eléctricos en bobinas o condensadores.

Precio de oportunidad de la energía	Valor de costo marginal de corto plazo de la energía en cada hora, definido como el costo en que incurre el sistema eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía, a un determinado nivel de potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible.
Precio de referencia de la potencia	Precio que se utiliza para valorizar las transacciones de desvíos de potencia.
Presión atmosférica	Es el peso por unidad de superficie ejercida por la atmósfera.
Puesta en marcha	Proceso por el cual una planta es puesta a prueba para verificar sus funciones, de acuerdo con sus objetivos de diseño o especificaciones.
Red eléctrica	Conjunto de medio formado por generadores eléctricos, transformadores, líneas de transmisión y de distribución utilizados para llevar energía eléctrica a los usuarios.
Red trifásica	Sistema de producción, distribución y consumo de energía eléctrica, formado por tres corrientes alternas monofásicas de igual frecuencia y amplitud.
Regímenes de viento	Velocidades de viento ocurrentes en un determinado sitio.

Registrador de datos	Unidad registradora de datos de forma periódica.
Rosa de viento	Gráfico que indica las direcciones predominantes del viento en un determinado sitio.
Rotor	Elemento de un aerogenerador que compone las palas y el buje.
Rugosidad	Influencia de obstáculos y la influencia del contorno del terreno sobre el comportamiento del viento.
<i>Shadow flicker</i>	Efecto que ocurre cuando, en una precisa latitud, dirección de viento y altura del sol, la sombra de las palas en rotación se proyecta sobre objetos estacionarios.
Sistema de orientación	Sistema que controla la orientación del aerogenerador de acuerdo con la dirección del viento.
Sistema Nacional Interconectado	Red eléctrica de Guatemala.
<i>Stall regulation</i>	Ajuste del ángulo de las palas para que el aerogenerador pierda sustentación en determinadas velocidades de viento.
Subestación	Instalación eléctrica destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para facilitar el transporte y distribución de la energía.

Sustentación	Fuerza generada sobre un cuerpo que se desplaza a través de un fluido, de dirección perpendicular a la velocidad de la corriente incidente.
Temperatura de punto de rocío	Temperatura a la que empieza a condensarse el vapor de agua contenido en el aire.
Temperatura termodinámica	Es el valor de la temperatura medida respecto de una escala que comienza en el cero absoluto (0 K o -273.15 °C).
Termohigrómetro	Instrumento que mide tanto la temperatura como la humedad del aire.
Termómetro	Instrumento que mide la temperatura.
Torre	Torre de un aerogenerador que sitúa el generador a cierta altura, donde los vientos son de mayor intensidad, para permitir el giro de las palas y transmitir las cargas al suelo.
Transformador	Dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito de corriente alterna, manteniendo la potencia.
Turbulencia	Régimen de flujo caracterizado por baja difusión de momento, alta convección y cambios espacio-temporales rápidos de presión y velocidad.

Veleta	Instrumento que registra la dirección del viento.
Velocidad de viento nominal	Velocidad a la que un aerogenerador alcanza su potencia nominal.
Vida útil	Duración estimada de un proyecto.
Viento geostrófico	Viento en el que se considera que existe un equilibrio entre la fuerza de Coriolis y la generada por el gradiente de presión.
Vientos alisios	Vientos que soplan regularmente en los océanos Pacífico y Atlántico, en las zonas tropicales hacia el Ecuador.

RESUMEN

En el trabajo de graduación titulado Lineamientos para el desarrollo de parques eólicos en Guatemala, se describen en forma general los pasos a seguir para la implementación de proyectos de generación de energía eléctrica a partir del viento, tomando en cuenta lo siguiente: las necesidades y requerimientos de Guatemala, la necesidad de cambiar la matriz de generación eléctrica del país para reducir la dependencia de combustibles fósiles, los cuales generan emisiones de gases efecto invernadero (los principales causantes del calentamiento global).

Se debe complementar la generación de energía eléctrica por medio de hidroeléctricas, ya que en la temporada seca (sin lluvias) reducen su capacidad de generación, lo cual genera aumentos en las tarifas eléctricas ya que se debe de depender de otros tipos de tecnologías no renovables.

Contribuir a suplir la creciente demanda energética del país, adoptando mecanismos de desarrollo sostenible, los cuales contribuyen a mejorar la calidad de vida.

El documento define la energía eólica y los elementos que la componen, desde el viento, las causas del mismo, la conversión de la energía eólica hasta la relación entre la energía eólica y el medio ambiente. Se presentan las condiciones de la energía eólica en Guatemala mediante un mapa eólico; además, se dan a conocer las diferentes tecnologías para la conversión de la energía eólica, analizando los diferentes tipos de aerogeneradores y sus componentes.

OBJETIVOS

General

Crear una guía o manual de procedimientos que proporcione los lineamientos necesarios para el desarrollo de un parque de energía eólica, tanto en etapas de estudio de las variables implicadas, hasta la etapa de construcción, instalación y montaje del equipo utilizado, así como la operación y funcionamiento, mantenimiento y cierre del parque eólico.

Específicos

1. Proporcionar información acerca del estudio necesario para la implementación de un parque eólico.
2. Colaborar con el desarrollo sostenible y proporcionar una opción amigable con el medio ambiente.
3. Identificar las variables implicadas en el estudio del viento para el desarrollo de proyectos energéticos.
4. Evaluar la calidad del viento necesaria para la generación de electricidad.
5. Comparar este tipo de generación con métodos que utilizan combustibles fósiles, para demostrar las ventajas obtenidas a corto, mediano y largo plazo.

INTRODUCCIÓN

La necesidad de ampliar la cobertura de energía eléctrica en el país, obliga a buscar alternativas para generarla y debido al calentamiento global y de concientización ecológica, no existe mejor manera que la energía eólica; el hecho que no existen parques de energía eólica en el país a pesar del potencial existente, hace imperativo crear documentos de referencia, para incentivar el desarrollo e inversión en este tipo de tecnologías, y también para crear conciencia social en el tema de fuentes de energías renovables, en específico, la energía eólica.

De acuerdo con datos obtenidos del Administrador del Mercado Mayorista, en Guatemala la matriz energética (sistema de generación de electricidad) se compone de: hidroeléctricas, 35.65%; motores de combustión interna, 27.64%; turbinas de vapor, 9.24%; geotérmicas, 1.78%; turbinas de gas, 9.05% y biomasa, 16.64%. Se observa que no existe generación por medio de energía eólica a pesar de que Guatemala tiene un potencial estimado de 7,800 MW^[1]. Además, existen también incentivos para el desarrollo de proyectos de energía eólica, y teniendo en cuenta que el proceso apunta a un desarrollo sostenible, no se puede dejar de lado este tipo de tecnología para nuestro país.

En ese orden de ideas se sugiere el tema Lineamientos para el desarrollo de parques eólicos en Guatemala, en el cual se trata de facilitar los pasos a seguir y las variables a considerar en el proceso que conlleva un proyecto de este tipo. El mismo puede ser de gran utilidad para estudiantes, docentes y profesionales de la materia.

¹ Perfil Ambiental de Guatemala, 2006. p. 181.

El desarrollo del tema considera las fases de un proyecto como preinversión, inversión y operación, de tal manera que sigue la línea cronológica del ciclo de desarrollo de un proyecto.

La fase de preinversión contempla la identificación de oportunidades de inversión, estudios preliminares o perfil del proyecto, estudios de prefactibilidad, formulación del proyecto y la decisión final de realizar la inversión (factibilidad). La fase de inversión se relaciona directamente con la ejecución e implementación del proyecto, de manera que se lleve el proyecto a su etapa operacional. La fase de operación inicia con la puesta en servicio de los aerogeneradores, es decir, con la generación de energía del parque eólico y con la entrada al mercado eléctrico; en esta etapa el proyecto empieza a generar los flujos de efectivo neto que permitirán recuperar el capital invertido.

1. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es la energía contenida en el viento, es una forma indirecta de energía solar, por lo tanto se le considera como un tipo de energía renovable. Los elementos que conforman la energía eólica y la manera en que se convierte el movimiento del aire en energía eléctrica se explicarán en este capítulo y se hará mención de la tecnología utilizada, haciendo un enfoque en las turbinas modernas de viento a las cuales se les denominará aerogeneradores. Los aerogeneradores son la parte principal en el campo de la energía eólica, por lo cual se detallarán sus principales tipos y sus respectivos componentes.

1.1. El viento

El viento es el resultado del movimiento de masas de aire en la atmósfera. Este movimiento es causado principalmente por la radiación solar, la cual es absorbida y reflejada en forma distinta por las diferentes capas de la atmósfera y por los diferentes tipos de superficies existentes sobre la tierra. De este modo, la atmósfera se calienta en forma desigual, originando la circulación por convección.

1.1.1. Causas del viento

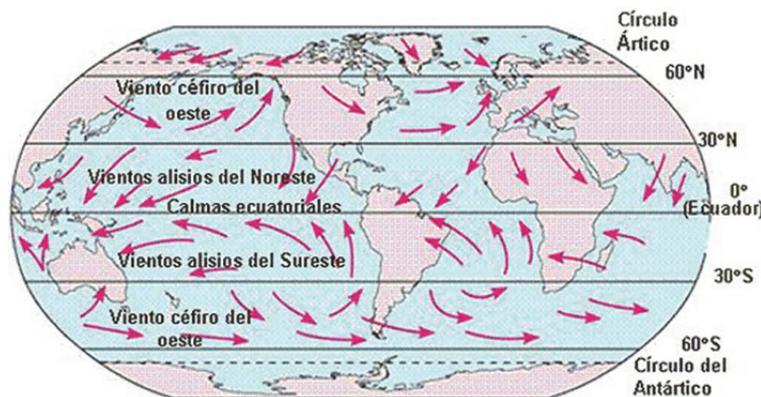
Existen varias causas, la primera y más importante de estas es el calentamiento de la tierra por el sol. La radiación del sol es absorbida por la superficie de la Tierra y luego regresada a la atmósfera.

Dado que la superficie de la tierra no es homogénea (topografía, masas de agua, biomas y otros), la absorción de la energía solar varía respecto tanto de la distribución geográfica como de la hora del día y la época del año. Esta absorción desigual de calor produce grandes diferencias en la atmósfera, respecto de la temperatura, densidad y presión; de manera que las fuerzas resultantes mueven las masas de aire de un lugar a otro.

Las regiones tropicales de la tierra (incluida Guatemala) absorben mucho más energía solar en todo el año, que en las regiones polares esto da como resultado que las regiones tropicales se vuelven cada vez más calientes y las polares más frías, creando una fuerte corriente de convección, fluyendo entre estas dos regiones.

La fuerza de Coriolis producida por la rotación de la Tierra, desvía las masas de aire hacia la derecha (visto en la dirección de la corriente) en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur. Este proceso causa el movimiento espiral de eculización de aire, visto en las imágenes de nubes de zonas de baja presión.

Figura 1. **Corrientes globales de viento**



Fuente: <http://esunmomento.es/contenido.php?recordID=112>. Consulta: agosto de 2012.

Cerca del suelo, la fricción de la superficie produce una disminución en la velocidad del viento, que también reduce el efecto de la fuerza de Coriolis.

Dentro del movimiento de las masas de aire, uno de los efectos de la rotación de la Tierra se vuelve efectivo a medianas altitudes; cada partícula de aire tiene un momento angular que es dirigido de oeste a este. Si la partícula se está moviendo en dirección a los polos, esta se acercará más al eje de rotación de la Tierra. La ley de conservación de momentos causa un aumento del componente de la velocidad de oeste a este, como una compensación por la cercanía al polo. Este efecto es menor en la proximidad del ecuador.

El viento es también influenciado por situaciones topográficas de pequeña escala. Por ejemplo, pendientes de montañas de cara al sol son calentadas más rápidamente; el calentamiento y enfriamiento de grandes regiones forestales contiguas difieren de las superficies de los cuerpos de agua cercanos; valles que siguen la dirección del viento pueden causar un efecto propulsor el cual acelera localmente la velocidad del viento.

Estos efectos son significativos para las condiciones de viento locales y deben ser tomados en consideración al momento de seleccionar el emplazamiento de un proyecto eólico. En Guatemala, estos efectos se pueden observar en el denominado cañón de Palín, el cual es un valle localizado en medio de una cadena volcánica.

A mayor altura, el aire se mueve a lo largo de líneas de igual presión (isobaras). Este movimiento de masas de aire en una altitud mayor de 600 metros es llamado viento geostrófico; el cual es un flujo de aire que puede ser considerado libre de las influencias de la superficie. A menores altitudes la influencia de la superficie de la Tierra se hará presente.

1.2. La energía eólica

La energía eólica es la energía obtenida del viento, ya que este es aire en movimiento y por tanto contiene energía cinética, la cual es aprovechada para generar el movimiento rotacional de los aerogeneradores, los cuales convierten esa energía en energía eléctrica.

El contenido de energía del aire a una específica altura en un sitio, es usualmente especificada en kWh por metro cuadrado por año; es decir, la energía contenida en el viento que pasa a través de un área vertical de un metro cuadrado durante un año.

Ejemplo 1: para calcular el contenido de energía en el aire se multiplica la potencia por metro cuadrado, por el número de horas en un año (365 días x 24 horas = 8760 horas) y se obtendrá los kWh/m²/año.

Se estima que únicamente cerca del 2% de la energía solar (1.5×10^{18} kWh) capturada anualmente por la atmósfera de la Tierra, es convertida en energía de cinética del aire. Esto resulta en una potencia calculada del viento, de aproximadamente 4×10^{12} kWh. Esto es cien veces mayor que las centrales energéticas instaladas en el mundo^[2].

Esa energía podría proveer de electricidad a una cantidad considerable de viviendas, tomando en cuenta que el consumo de electricidad en una casa depende del tamaño de la misma y del tipo de vivienda, la cantidad de viviendas a proveer electricidad podría variar de una región a otra.

² HAU, Eric. *Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics* .2006. p. 453.

Ejemplo 2: los siguientes promedios se pueden aplicar^[3]:

- Vivienda mediana/grande: 5,000 kWh/año
- Vivienda pequeña: 2,000 kWh/año

Por lo tanto un aerogenerador con una potencia nominal de 1 MW que producirá 2 GWh/año puede suministrar electricidad a:

- 400 viviendas medianas/grandes
- 1000 viviendas pequeñas.

El viento puede ser muy fuerte, lo suficientemente fuerte para romper ramas de árboles y arrancar techos de edificaciones. Tormentas y huracanes pueden crear serios desastres naturales. Esto es debido a que la potencia del viento es proporcional al cubo de la velocidad del viento. Cuando la velocidad del viento se duplica, la potencia se incrementa en 8 veces (ecuación 2).

La potencia del viento es calculada de la siguiente manera^[4]:

$$P_{kin} = \frac{1}{2} \dot{m}v^2 \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

P_{kin} = potencia cinética (energía / segundos) W (J/s)

\dot{m} representa el flujo de masa; $\dot{m} = \rho Av$

ρ = densidad del aire (kg/m^3)

A = Área (m^2)

v = velocidad (m/s)

³ WIZELIUS, Tore. *Developing Wind Power Projects*. 2004. p. 47.

⁴ *Ibíd.* p. 48.

Cuando m se sustituye por ρAv se obtiene:

$$P_{kin} = 1/2 \rho Av^3 \quad (\text{Ec. 2})$$

La densidad del aire varía con la altura sobre el nivel del mar y la temperatura. El valor estándar utilizado es usualmente el de densidad a nivel del mar (1 bar) y la temperatura de 9° C, siendo tal 1.25 kg/m³. Debe de realizarse un análisis del viento del área de estudio para determinar su densidad.

La potencia del viento por metro cuadrado es entonces:

$$P_{kin} = 1/2 1.25v^3 = 0.625v^3 \quad (\text{Ec. 3})$$

1.2.1. La frecuencia y distribución del viento

Para calcular la energía contenida en el viento en un emplazamiento, no es suficiente conocer la velocidad media, se deben saber también las diferentes velocidades de viento que ocurren y su duración; en otras palabras, la distribución de frecuencia de las velocidades de viento.

La energía contenida en el viento en dos sitios con exactamente las mismas velocidades medias de viento, puede diferir bastante, esto es debido a la misma distribución de frecuencia de la velocidad.

Los datos de velocidad de viento son ordenados en un diagrama, con la velocidad de viento en el eje X y la duración (en horas o en porcentaje) en el eje Y.

Para calcular la energía contenida en el viento durante un año, se toma el cubo de las velocidades de viento, se multiplican por la frecuencia, se suman y se introducen en la fórmula anterior.

Ejemplo 3: si se asume un sitio donde la velocidad del viento es siempre 6 m/s exactamente, la energía contenida en el viento será:

$$0.625 \times 6^3 \times 8,760 = 1,182 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$$

En la vida real, la velocidad y dirección del viento cambian continuamente. Algunos días son completamente calmados; en otros días hay tormentas. El viento también cambiará durante el día y la noche, en diferentes temporadas y entre años. Para ser capaz de calcular el contenido de energía del viento (o densidad de potencia) en un sitio, primero se tiene que calcular el promedio de densidad de potencia.

Si se mide el viento en un sitio durante un año, es fácil calcular la velocidad media del viento para ese sitio, haciendo un simple promedio.

Ejemplo 4: si la velocidad media del viento en un sitio es de 6 m/s, se podría llegar a la conclusión que la energía contenida debería ser 1182 kWh/m²/año, de acuerdo con el cálculo anterior.

Desafortunadamente no es así de simple. Esto es debido al hecho de que la potencia es proporcional al cubo de la velocidad del viento. El cubo de las sumas del viento $(v_1 + v_2 + v_3 + \dots + v_n)^3$ no es lo mismo que la suma de los cubos de la velocidad del viento $(v_1^3 + v_2^3 + v_3^3 + \dots + v_n^3)$.

Ejemplo 5: si en un sitio la velocidad del viento es de 4 m/s, una mitad del año y 8 m/s el resto del año, entonces la velocidad media será:

$$4/2 + 8/2 = 6 \text{ m/s}$$

$$6^3 = 216$$

$$0.625 \times 6^3 \times 8,760 = 1,182 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$$

Pero:

$$\frac{1}{2}(4^3 + 8^3) = \frac{1}{2}(64 + 512) = 288$$

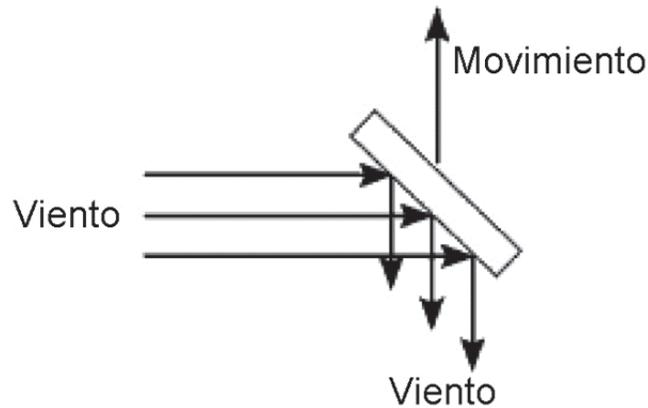
$$0.625 \times 288 \times 8,760 = 1,576 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$$

1.3. Conversión de la energía eólica

Para ser capaces de usar esta fuente de energía, la energía potencial del viento tiene que ser capturada y transformada. Esto se realiza por medio de una turbina, la cual gira debido al viento. Estas giran en un eje que puede ser conectado a un generador eléctrico, y esto es a lo que se denomina un aerogenerador.

El viento impulsa el rotor de un aerogenerador de la siguiente manera: las palas del rotor se inclinan en relación con el viento, y el aire en movimiento empuja contra las palas que empiezan a moverse en una dirección, con el aire moviéndose en la otra dirección; un ejemplo de acción-reacción (ver figura 2).

Figura 2. **Viento sobre una pala estacionaria**



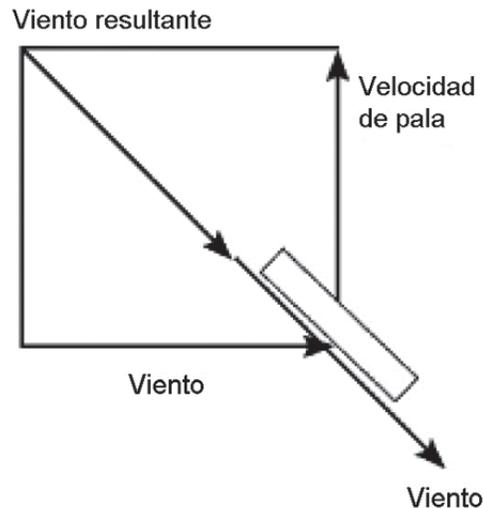
Fuente: WIZELIUS, Tore. *Developing Wind Power Projects*. p. 61.

Si al rotor se le permite rotar sin ninguna carga, este acelerará, hasta un límite. Cuando la velocidad de la rotación se incrementa, la dirección aparente del viento será cercana a la dirección de la pala, hasta que finalmente se vuelva paralela a la dirección de la pala. Entonces no habrá ninguna fuerza que incida sobre la pala, por lo tanto la velocidad de rotación disminuirá.

La aparente dirección del viento regresará a su estado previo, el rotor acelerará de nuevo y el procedimiento se repetirá.

Cuando el viento empieza a soplar sobre el rotor con palas simples (por ejemplo un molino) mientras está en estado estacionario, el aire es forzado a moverse en una dirección, en tanto que la pala es empujada en la dirección opuesta; esto genera que el rotor empiece a girar.

Figura 3. **Dirección aparente del viento**



Fuente: WIZELIUS, Tore. *Developing Wind Power Projects*. p. 62.

La pala reaccionará al viento resultante, el cual es la suma de los vectores de la velocidad horizontal del viento y la velocidad de rotación.

El resultado de la conversión de la energía contenida en el viento se llama “carga”. El eje de la turbina está conectado al generador, el cual ofrece resistencia, por lo tanto es importante lograr un buen balance entre carga/trabajo, como también que el rotor posea la habilidad de capturar y convertir la energía en el viento.

En conclusión, el viento es aprovechado por medio de aerogeneradores, los cuales traducen la energía contenida en el viento, en trabajo por medio del rotor en movimiento el cual está conectado a un generador eléctrico y de ahí se obtiene la energía eléctrica.

1.4. Energía eólica en Guatemala

De acuerdo con la Dirección General de Energía del Ministerio de Energía y Minas, Guatemala se encuentra afectada por el patrón de los vientos alisios. Estos se desplazan con una componente del norte (puede ser NNE, NE, NNO) durante los meses de octubre, noviembre, diciembre, enero y febrero; debido a un sistema de alta presión que se ubica por esa época en la parte central de Estados Unidos y la prolongación de este sistema de presión a través del golfo de México y la península de Yucatán (en la república mexicana).

El viento penetra al territorio del golfo de México por el departamento de Izabal y se encañona entre las sierras de Merendón y Las Minas.

Estos hacen que los vientos aceleren y registren velocidades un poco más altas en el oriente del país. Estos vientos pasan a la zona central y se dirigen a la parte noroeste del país, disminuyendo considerablemente su velocidad; el área cubierta por estos vientos estaría comprendida entre la sierra de los Cuchumatanes y el Pie de Monte de costa sur.

Durante los meses de marzo a junio, el viento mantiene una componente sur, por la presencia de sistemas de baja presión ubicados a lo largo del océano Pacífico, que son responsables de gobernar la circulación o flujo del viento.

Cuando estos sistemas de presión son lo suficientemente grandes, hacen que el viento logre rebasar los macizos montañosos del pie de monte y la sierra de los Cuchumatanes, llegando hasta los departamentos de Alta Verapaz, Huehuetenango y El Quiché.

En los restantes meses de julio a septiembre, el viento también mantiene una componente norte, debido a la presencia del anticiclón semipermanente del Atlántico, que mantiene un flujo a través del departamento de Izabal; excepto en situaciones donde aparecen los huracanes o tormentas tropicales, que hacen que el flujo cambie completamente, pero ello, es de forma transitoria.

El desarrollo de proyectos de energía eólica en Guatemala puede ser un complemento a la producción proveniente de centrales hidroeléctricas, ya que cuando estas centrales presentan sus niveles más bajos de generación en época de verano, la generación eólica presenta sus niveles más altos. Es común que el aumento de la velocidad de los vientos haga disminuir las precipitaciones^[5].

1.4.1. Mapa eólico de Guatemala

Con la ayuda técnica y financiera del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), se desarrolló el proyecto Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA) en el año 2004, con el propósito de promover la utilización de la energía eólica y solar, minimizando las barreras causadas por la falta de información; se obtuvieron los siguientes resultados:

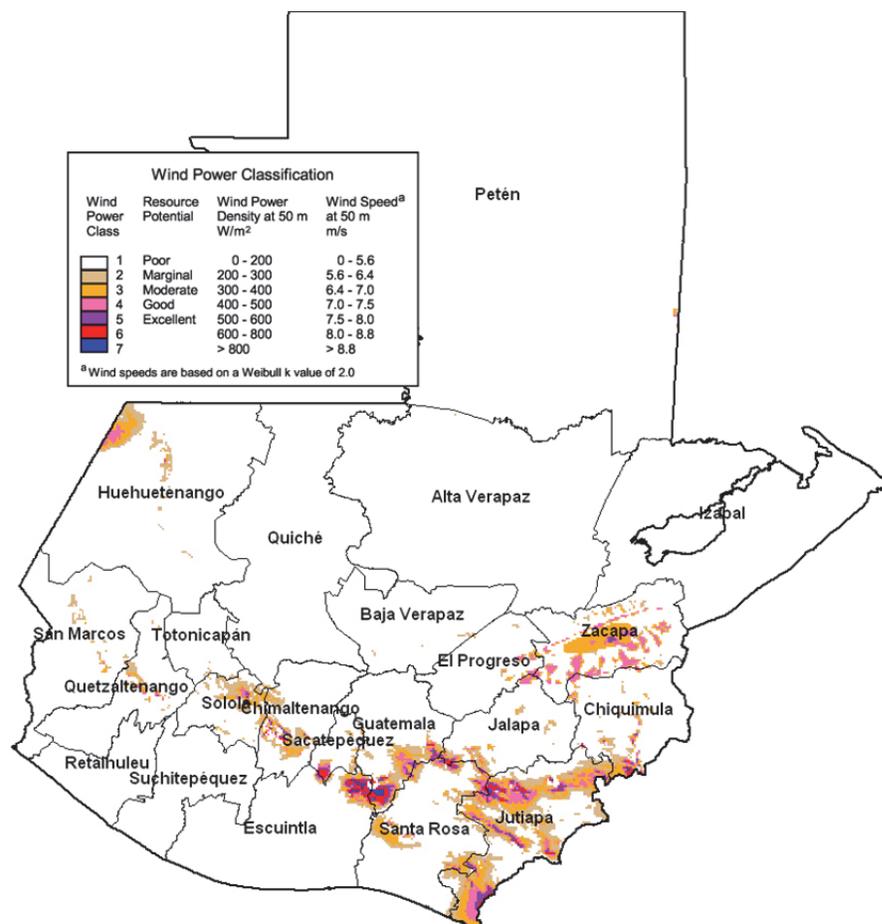
- Mapas de velocidad (m/s) y densidad de potencia del viento (W/m^2) a una altura de 50 m, para los países de Centroamérica y Cuba.
- Mapas de radiación solar global anual y directa normal, en $kWh/m^2/día$, para Centroamérica y Cuba.

⁵ Ministerio de Energía y Minas. www.mem.gob.gt. Consulta: agosto de 2012.
<http://repository.unm.edu/bitstream/handle/1928/12509/Energia%20Eolica.pdf?sequence=1>,
Consulta: agosto de 2012.

- Herramienta geoespacial que muestra el potencial eólico y solar de Guatemala, así como información geográfica y de infraestructura, entre otras.

Gracias a estudios realizados (SWERA) se estima que Guatemala tiene un potencial eólico teórico en 1,568 km² de 7,840 MW, con lo cual es posible aumentar y reforzar la cobertura de energía eléctrica de nuestro país.

Figura 4. **Mapa de potencial eólico de Guatemala**



Fuente: Herramienta Geoespacial SWERA Geospatial Toolkit, 2004. <http://swera.unep.net/>.

Consulta: septiembre de 2012.

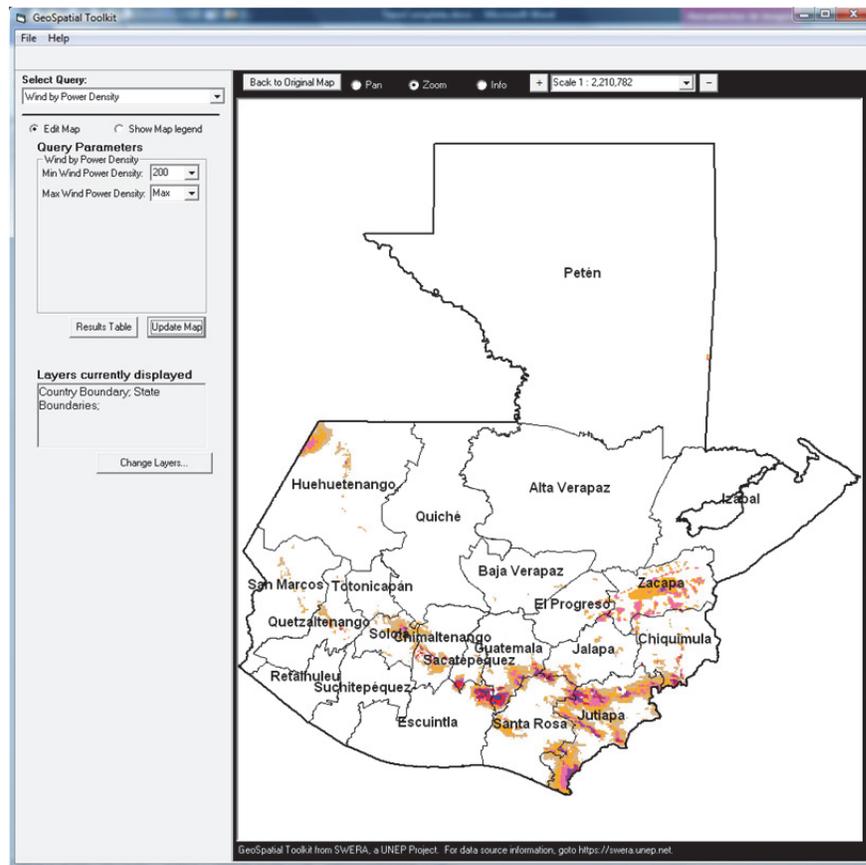
1.4.2. Herramienta geoespacial (*Toolkit*)

Esta herramienta fue desarrollada como parte del proyecto SWERA y permite conocer el potencial eólico y solar de Guatemala. Simplemente se descarga del sitio de SWERA (<http://swera.unep.net/>) para Guatemala y se especifican en el programa las variables (potencial solar, eólico, ríos, lagos, líneas de transmisión, etc.) que se desean revisar en el mapa.

Entre las características de esta herramienta se encuentran:

- Es fácil de aplicar para determinar el potencial eólico y solar de Guatemala.
- Permite realizar un análisis básico para la selección óptima de sitios, para el aprovechamiento de los recursos solar y eólico.
- Se identifican los lugares con los valores promedios anuales de velocidad de viento más altos, lo que los hace candidatos para el desarrollo de proyectos de energía eléctrica, bombeo de agua, etc. Así como los sitios para el desarrollo de proyectos solares.
- Además, de obtener datos de recurso eólico y solar, se pueden obtener, otros datos tales como: elevaciones, límites municipales, áreas protegidas, líneas de transmisión, aeropuertos, carreteras, poblados, etc.

Figura 5. **Aplicación SWERA Geospatial Toolkit**



Fuente: Herramienta Geospacial SWERA Geospatial Toolkit, 2004. <http://swera.unep.net/>.

Consulta: septiembre de 2012.

1.5. **Energía eólica y el ambiente**

De todas las tecnologías de obtención de energía renovable, la energía eólica es la que más atención ha recibido desde un punto de vista ambiental. A pesar de que los aerogeneradores están emplazados cuidadosamente (alejados de áreas turísticas, de zonas con alta densidad de población y de belleza escénica), las granjas eólicas tienden a ocasionar un impacto modesto y localizado sobre el ambiente.

Los aerogeneradores utilizan la energía renovable del viento; no producen ningún tipo de emisión ni necesitan transporte de combustible que pueda dañar el medio ambiente.

Un aerogenerador devuelve la energía que se ha empleado para fabricarlo en un tiempo de tres a nueve meses, dependiendo de los recursos de viento del sitio, el tamaño de la turbina y del método de cálculo.

Los aerogeneradores pueden desmontarse sin dejar huellas duraderas, y la mayoría de los materiales pueden ser reciclados.

Desde un punto de vista ambientalista, la energía eólica es la mejor opción; tiene impacto positivo tanto en el medio ambiente global como en el regional.

Los riesgos asociados con el cambio climático, acidificación y la eutrofización y sus impactos en la agricultura, bosques, lagos, paisaje y en la salud humana disminuyen, en cuanto mayor electricidad es generada por el viento (ver tabla I).

Los aerogeneradores pueden causar impacto al ambiente por medio de ruido, sombra oscilante (*shadow flicker*), y el cambio de paisajes, flora y fauna, y el patrimonio cultural e interferencia a los sistemas de comunicación electromagnética. Pero un impacto positivo es que las emisiones de dióxido de carbono del sistema de energía se reducen.

Tabla I. **Impacto ambiental de diferentes fuentes de energía**

Fuente de energía	Materia prima	Tipo de emisión	Otros impactos
Combustión	Carbón, petróleo, gas	CO ₂ , NO _x , SO _x , COV, ceniza	Explotación de petróleo, minas, transporte
Combustión	Biomasa	NO _x , SO _x , COV, cenizas	Deforestación, transporte
Hidroeléctrica	Cuerpos de agua	Ninguna	Explotación la tierra y cuerpos de agua
Eólica	Viento	Ninguna	Uso de la tierra, ruido
Energía solar	Radiación solar	Ninguna	Uso de la tierra

Fuente: WIZELIUS, Tore. *Developing Wind Power Projects*. p. 151.

Los impactos en el ambiente pueden ser locales, regionales o globales. La quema de combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural) producen gases de efecto invernadero tales como dióxido de carbono, sulfuros y óxidos de nitrógeno, compuestos orgánicos volátiles (hidrocarburos, etc.), metales pesados (plomo, cadmio y mercurio), así como hollín y partículas.

La extracción de combustible de minas y de petróleo y gas de pozos, tiene serios impactos locales en el ambiente, además de provocar más emisiones. El transporte del combustible desde el origen hasta las plantas requiere de energía y eso es otra fuente de emisiones.

El beneficio ambiental que el desarrollo de la energía eólica crea, depende del sistema donde se instalan los aerogeneradores.

La cantidad de reducción de emisiones depende en qué planta generadora es comparada al momento de hacer los cálculos. Las emisiones de CO₂ son aproximadamente las mismas para todas las plantas de carbón; las emisiones de SO_x y NO_x, pueden variar. La tabla II muestra la reducción de emisiones respecto de una planta de carbón con un buen equipamiento para la reducción de emisiones. El beneficio anual ambiental de la energía eólica puede ser calculado multiplicando la producción anual por los valores de esta tabla.

Tabla II. **Contribución de la energía eólica a la reducción de emisiones de gases**

Sustancia	1 kWh	1 GWh
SO _x	0.37 g	0.37 ton
CO ₂	850.00 g	850.00 ton
NO _x	1.2 g	1.20 ton

Fuente: WIZELIUS, Tore. *Developing Wind Power Projects*. p. 153.

Los aerogeneradores tienen una vida útil técnica y económica de al menos 20 años, los cuales pueden ser prolongados mediante el intercambio de componentes vitales, tales como cajas de engranajes, generadores y palas. Los cimientos tienen una vida útil mucho más larga y pueden potencialmente ser reutilizados para nuevas instalaciones en el mismo lugar. Los aerogeneradores pueden ser desmontados en un día en el sitio, y ser restaurados a su estado original. La mayoría de los componentes pueden ser reciclados.

1.6. Planteamiento de la energía eólica

Para cualquier instalación de aerogeneradores, existen ciertas actividades adicionales, (por ejemplo, construcción de cimientos y caminos de acceso, conexiones eléctricas, montaje, así como también el planeamiento del proyecto y administración) que deben ser tomados en consideración.

El desarrollo de un parque eólico sigue un proceso muy similar al de cualquier otro tipo de proyecto de generación de energía, pero con el requerimiento particular que los aerogeneradores tienen que estar ubicados en sitios de alta velocidad de viento, para maximizar la producción energética.

Los tres elementos principales en el desarrollo de un parque eólico son identificados como: consideraciones técnicas y comerciales, consideraciones ambientales, y el diálogo y la consulta popular.

Los aspectos técnicos y comerciales son a menudo los más sencillos, y el éxito o el fracaso del proyecto depende fundamentalmente de las consideraciones ambientales y de los resultados positivos en el proceso de diálogo y consulta con los habitantes locales y con las autoridades de planificación.

El planeamiento de la energía eólica puede ser dividido en las siguientes fases:

- Selección inicial del sitio o emplazamiento
- Estudio de viabilidad del proyecto, (incluyendo la obtención de un contrato de compra de energía)
- Preparación y presentación de la solicitud de la planificación

- Construcción
- Operación
- Cierre definitivo y restablecimiento de la tierra

1.7. Opinión y aceptación

Cuando se desarrolla un proyecto eólico es importante que los habitantes vecinos de los aerogeneradores acepten estos nuevos elementos y la convivencia con los mismos. Ya que de no ser así, pueden generarse conflictos y hasta el abandono del proyecto, por lo cual es prudente realizar encuestas sobre la energía eólica, a la población dentro del área de influencia directa en forma paralela a las mediciones de viento y a la vez hacer campañas de información acerca de la tecnología eólica, sus beneficios y sus desventajas.

Es también muy importante hacer partícipe a la población, de manera que se beneficien con empleos en las fases del proyecto, principalmente en la fase de construcción.

Es importante también tener en consideración que a pesar de que el viento es un bien público (en Guatemala) y no es propiedad del Estado (puede utilizarse libremente sin autorización alguna) tiene que contarse con las respectivas licencias de construcción, permisos ambientales y eléctricos que correspondan.

1.8. Tecnología

A diferencia de los molinos de viento del siglo XIX, un moderno aerogenerador está diseñado para introducir frecuencia eléctrica de alta calidad a la red cada vez que dispone de suficiente viento.

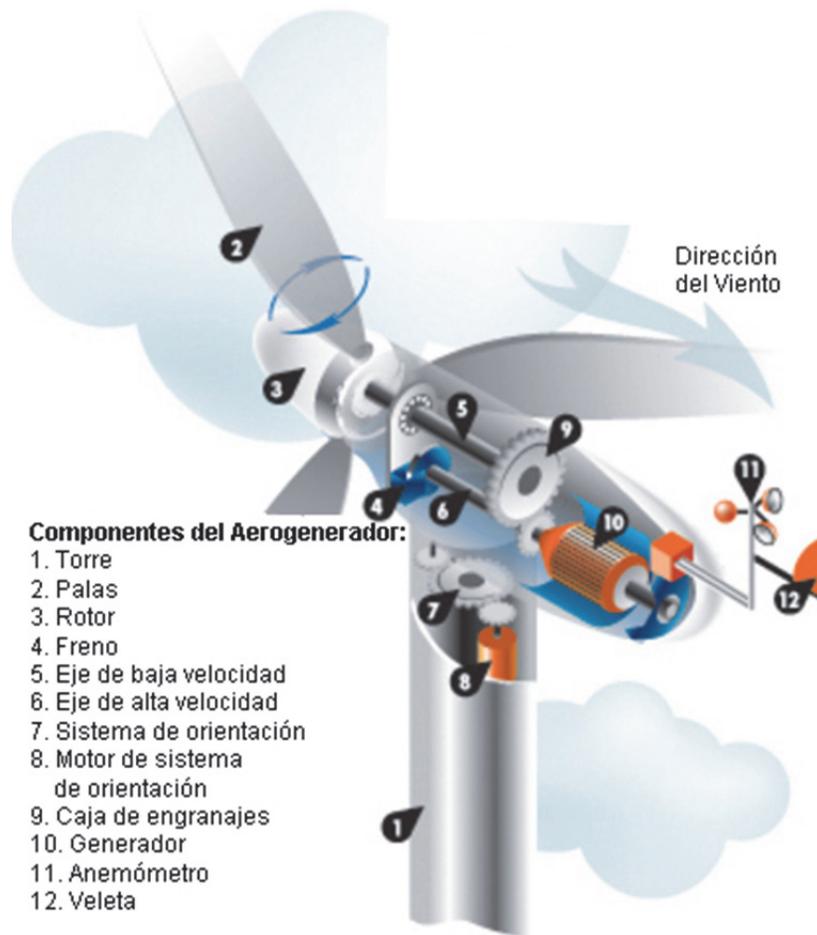
Los aerogeneradores pueden funcionar continuamente, sin vigilancia y con bajo mantenimiento, con unas 120,000 horas de funcionamiento activo en una vida útil de 20 años. En comparación, el motor de un automóvil típico tiene una vida útil del orden 5 años^[6].

Los rotores de los aerogeneradores modernos generalmente constan de 3 palas, con su velocidad y potencia controlada. Las palas del rotor están fabricadas con materiales compuestos con fibra de vidrio y poliéster o fibra de vidrio y resina epoxi, a veces en combinación con madera y carbón.

La caja de engranajes, el generador y otros equipos de control, se encuentran en una góndola de protección. Las torres tubulares que soportan la góndola y el rotor, son generalmente de acero y en forma cónica desde la base hasta la cima. La góndola y el rotor son diseñados para girar, para hacer frente a los vientos dominantes.

⁶ Años en el que un vehículo se deprecia en su totalidad de acuerdo con el porcentaje de depreciación anual del 20% establecido en el artículo 19 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta, Decreto 26-92, actualizada según decreto 4-2012.

Figura 6. Componentes de un aerogenerador moderno



Fuente: http://blog.mlive.com/chronicle/2008/01/region_can_produce_wind_turbin.html.

Consulta: agosto de 2012.

1.8.1. Tipos de aerogeneradores

Aunque hay varias formas de clasificar los aerogeneradores, estos son mayormente clasificados en aerogeneradores de eje horizontal y de eje vertical, en función de su eje de rotación.

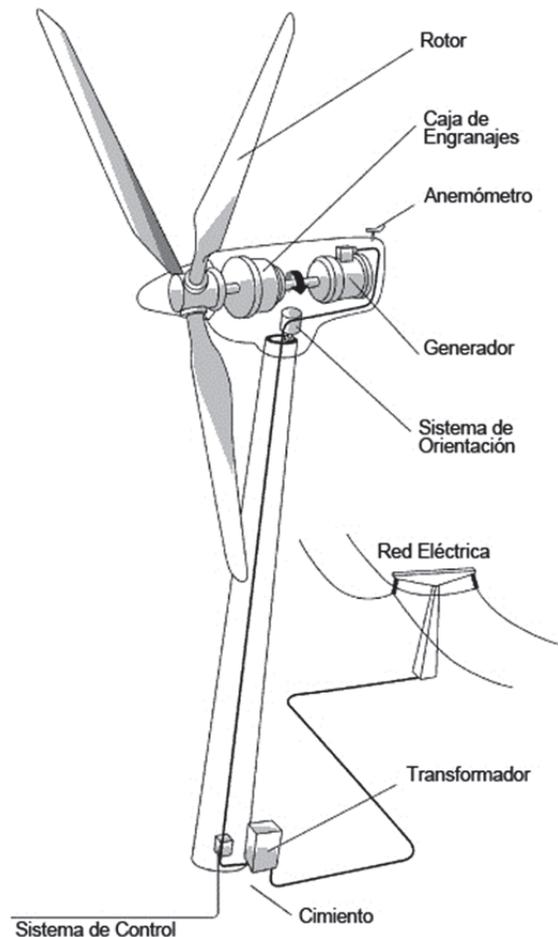
1.8.1.1. Aerogeneradores de eje horizontal

Los convertidores de energía eólica que tienen su eje de rotación en una posición horizontal, se realizan casi exclusivamente con base en los conceptos de hélices. El diseño que incluye los molinos de viento europeos así como la turbina de viento de EE.UU. o turbinas eólicas modernas, es el principio dominante del diseño en la tecnología de la energía eólica en la actualidad. La superioridad indiscutible de este diseño hasta la fecha, se basa principalmente en las siguientes características:

- En el diseño de la hélice, la velocidad del rotor y la potencia de salida puede ser controlado inclinando las palas del rotor sobre su eje longitudinal (ángulo de paso de la pala, *pitch control*). Además, inclinando las palas del rotor, es la protección más eficaz contra el exceso de velocidad y las velocidades de viento extremas, especialmente en los grandes aerogeneradores.
- La forma de la pala del rotor puede ser optimizada aerodinámicamente y se ha probado que logrará mayor eficiencia cuando la sustentación aerodinámica sea explotada al máximo.
- No menos importante, el avance tecnológico en el desarrollo del diseño de la hélice es un factor decisivo.

En conjunto, estas ventajas son la razón por la que casi todas las turbinas de viento para la generación de electricidad construidas hasta la fecha, tienen rotores de eje horizontal.

Figura 7. **Componentes de un aerogenerador de eje horizontal**



Fuente: WIZELIUS, Tore. *Developing Wind Power Projects*. p. 75.

1.8.1.2. **Aerogeneradores de eje vertical**

Es el diseño más antiguo de los rotores de viento. El rotor “Savonius” que puede usarse como ventilador en industrias, o los anemómetros de copa usados para medir la velocidad del viento, son ejemplos conocidos de rotores con eje vertical de rotación.

En el rotor “Darrieus”, otro tipo de aerogenerador de eje vertical, las hojas tienen forma y están rotadas de manera similar a un lazo, sobre un eje vertical de rotación. Esto hace que la geometría de las hojas del rotor sea complicada y por lo tanto difíciles de manufacturar. Como en el caso de los rotores de eje horizontal, el rotor de eje vertical “Darrieus” es preferentemente construido con dos o tres hojas.

Las ventajas específicas de los conceptos de aerogeneradores de eje vertical son, básicamente, que su diseño simple incluye la posibilidad de alojar los componentes mecánicos y eléctricos, caja de engranajes y generador a nivel del suelo, además de que no cuenta con un sistema de orientación. Esto es contrarrestado con desventajas tales como su baja relación de velocidad, su incapacidad de iniciar por sí mismo y de no ser capaz de controlar la potencia o la velocidad al inclinar las palas del rotor.

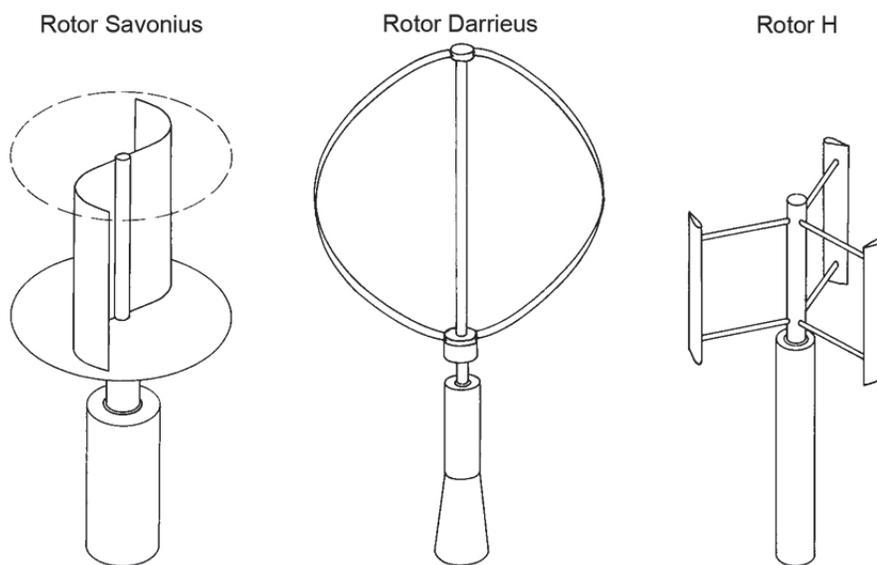
Una variación del rotor Darrieus es el denominado rotor “H”. En lugar de palas curvadas, se utilizan hojas rectas conectadas al eje del rotor por medio de puntales.

Hasta la actualidad, el costo de producción de estos sistemas son aún demasiado altos, y no pueden competir con los aerogeneradores de eje horizontal.

Ocasionalmente, el diseño Savonius es usado para pequeños y simples rotores de viento, especialmente para la conducción de pequeñas bombas de agua. No es adecuado para el uso de aerogeneradores de electricidad debido a la baja velocidad y a su relativo bajo coeficiente de potencia.

Aparte de estos conceptos, una serie de propuestas con una gran variedad de geometrías son conocidas, pero estos diseños de rotor inevitablemente tienen un coeficiente de potencia mucho menor, que a su vez, tiene repercusiones económicas a pesar de los costos de instalación potencialmente bajos.

Figura 8. **Conceptos de rotores de eje vertical**



Fuente: HAU, Eric. *Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. p. 68.

1.8.2. **Rotor de un aerogenerador**

El rotor incluye las palas y el eje; puede girar a una velocidad fija o variable, dependiendo del concepto de diseño; operando con una velocidad fija, la velocidad rotacional es típicamente de 20-25 rpm para un aerogenerador de 700 kW, aunque esto depende de los criterios de diseño.

Aerogeneradores de mayor tamaño con palas más largas tienen velocidades rotacionales más lentas, mientras que aerogeneradores pequeños con palas más pequeñas, rotan más rápidamente.

Para un aerogenerador de tres palas, la potencia de salida óptima se logra cuando la relación entre la velocidad de la pala y la del viento, es de aproximadamente de cuatro a uno.

Las palas están conectadas al eje. Pueden estarlo de dos maneras: en una posición fija, angular, conocido como diseño de palas (e), o sobre rodamientos para que la pala entera se pueda girar en diferentes ángulos, dependiendo de la velocidad del viento, conocido como ángulo de paso (*pitch regulation* o *pitch control*). La sección transversal, o perfil, de la pala se diseña para cumplir varios requisitos incluyendo una alta eficiencia y buenas propiedades estructurales.

Los aerogeneradores actuales muy a menudo tienen tres palas, aunque modelos con dos palas son también comunes. En el diseño de las palas (*stall regulation*), el ángulo de las mismas se ajusta de tal manera que la pala automáticamente pierde su sustentación en condiciones de viento muy fuerte, por lo tanto, restringiendo pasivamente la cantidad de torque en el rotor. Con el ángulo de paso (e), el ángulo de la pala se modifica basándose en la velocidad del viento, para proporcionar más potencia de salida óptima en una amplia gama de velocidades de viento.

El eje conecta las palas a la torre principal. Equipos hidráulicos, mecánicos o eléctricos para establecer el ángulo de paso de las palas o para frenos aerodinámicos de emergencia, se montan con frecuencia en el eje.

1.8.3. Góndola, torre y cimientos

La unidad montada al tope del aerogenerador es denominada la góndola. Dentro de esta hay una caja de engranajes, el generador y otros componentes mecánicos y eléctricos. La mayoría de grandes aerogeneradores tienen torres cónicas de acero. Los aerogeneradores más pequeños pueden tener una torre de celosía o mástiles atirantados. Para hacer que los aerogeneradores estén firmemente enraizados en el suelo, de manera que no se vuelquen por fuertes vientos, los aerogeneradores se montan sobre unos cimientos de concreto reforzado. Si hay una base sólida y estable de roca, el aerogenerador puede ser atornillado a la misma.

1.8.3.1. Góndola

La góndola de los aerogeneradores de eje horizontal tiene una placa base donde se montan los componentes. Hay un eje principal con los rodamientos principales, un generador, y un motor de orientación que gira la góndola y el rotor hacia el viento. Puede haber muchos otros componentes; estos varían dependiendo del modelo y el concepto de diseño usado por la compañía fabricante.

Un aerogenerador de un concepto estándar, que ha sido utilizado desde principios de la década de 1980 (con un rotor de tres palas con velocidad fija de rotación y un generador asíncrono) contiene el eje principal (el eje que hace girar el rotor) y los cojinetes principales, un generador asíncrono y una caja de engranajes que incrementan la velocidad de rotación del rotor hasta las 1 010 o 1 515 rpm que requiere el generador para producir energía eléctrica.

Hay también un motor de orientación y un freno de disco usado para paradas de emergencia y estacionamiento. En la parte superior de la góndola un anemómetro y una veleta son montados, los cuales están conectados al sistema de control del aerogenerador.

El eje principal sobresale por la parte frontal de la góndola. El centro del rotor hecho de una pieza de fundición de acero se monta en el extremo del eje. El centro del rotor está cubierto por una nariz cónica que lo protege y reduce la turbulencia en el frente del rotor.

Los aerogeneradores con ángulo de paso tienen también cojinetes para las palas y equipos mecánicos o eléctricos, para ajustar el ángulo de las palas. Los aerogeneradores que utilizan sistemas hidráulicos para girar las palas tienen una bomba hidráulica en la góndola conectada a un pistón, que pasa por el eje principal hacia el centro del rotor.

El propósito de la caja de engranajes es incrementar la baja velocidad del eje principal a la velocidad que el generador demanda – 1 010 rpm para un aerogenerador de seis polos y 1 515 rpm para uno de cuatro polos.

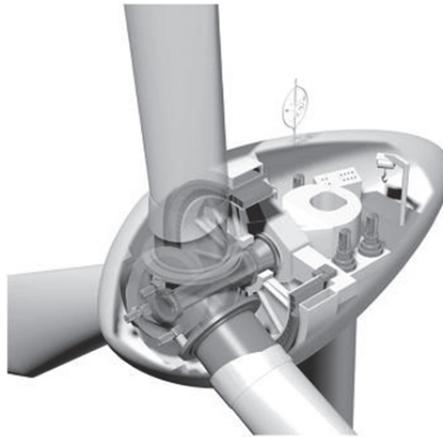
Dado que un aerogenerador de gran tamaño tiene una velocidad de rotación de 15 – 30 rpm, tiene que hacerse un aumento de velocidad significativo, lo que tiene que hacerse en varios pasos. Por lo tanto, la mayoría de aerogeneradores usa una caja de engranajes de tres pasos. Las cajas de engranajes de aerogeneradores de gran tamaño también necesitan lubricación y refrigeración eficiente y por lo tanto una bomba de aceite y un sistema de refrigeración.

La mayoría de aerogeneradores usan los llamados generadores asíncronos. El tamaño del generador se especifica por su potencia nominal, la cual será alcanzada en la velocidad del viento nominal. Cuando la velocidad del viento es menor, el generador producirá menos energía. Muchos modelos de generadores tienen dos generadores diferentes, o un generador doble (que puede alternar entre cuatro y seis polos, es decir, como dos generadores en uno).

El generador más pequeño se utiliza para velocidades bajas de viento y el mayor para altas velocidades. También existen aerogeneradores que tienen un generador sincrónico de varios polos, el cual puede producir energía eléctrica con bajas velocidades de rotación y no necesita una caja de engranajes.

Para aprovechar el viento de manera eficiente, el rotor debe ser perpendicular a la dirección del viento por lo cual los aerogeneradores de gran tamaño utilizan motores de orientación, los cuales son controlados por una veleta. Cuando el viento cambia una cantidad específica de grados, y esta nueva dirección dura un tiempo determinado, el sistema de control envía una orden al motor de orientación, el cual comienza a dar vuelta a la góndola alineándola con el viento.

Figura 9. **Góndola de un aerogenerador**



Fuente: WIZELIUS, Tore. *Developing Wind Power Projects*. p. 95.

1.8.3.2. Torre

La mayoría de fabricantes de aerogeneradores de gran tamaño utilizan tubos cónicos como torre hechos de acero, pintados de color blanco o gris, que son más anchos en la base que en la parte alta. Hoy en día, los grandes aerogeneradores tienen alturas de rotores entre 40 – 120 metros; las torres se fabrican en secciones, que se atornillan o sueldan entre sí, cuando se montan.

Las torres tienen una puerta a nivel del suelo, y el sistema de control, pantallas y algún otro equipamiento eléctrico se instalan dentro de la torre. También hay una escalera hasta la góndola dentro de la torre. Algunos fabricantes ofrecen torres de concreto como una opción. Estas tienen un diámetro más pequeño y la escalera está montada en el exterior (en pequeños y medianos aerogeneradores). El sistema de control y el equipamiento eléctrico se instalan en un cuarto de control por separado, junto a la torre.

1.8.3.3. Cimientos

Los cimientos en los que un aerogenerador es montado tienen dos funciones: soportar el peso del aerogenerador (para evitar que se hunda en el suelo) y actuar como contrapeso para evitar que la turbina se vuelque.

El diseño y el peso de los cimientos tienen que adaptarse no solo al tamaño del aerogenerador, sino también a las propiedades del suelo en el lugar específico donde se instalará.

Las dimensiones dependen del tamaño del aerogenerador, su peso y altura de rotor y de las condiciones del terreno. En terreno con niveles freáticos existentes, el cimiento tiene que ser mayor para compensar la fuerza de elevación que ejercen las aguas subterráneas.

Cuando la parte inferior de la cavidad se ha estabilizado, barras de refuerzo se montan en capas separadas por piezas de separación. En el centro se forma un pilar hasta el nivel del suelo que se utilizará como la base de montaje de la torre. Luego, los cimientos de concreto son terminados. Se deja fraguar el concreto durante un mes antes de que sea cubierto por material de relleno, para que la torre pueda ser montada.

Si un aerogenerador se instalará sobre roca, pernos en la roca pueden anclar las bases. Una serie de agujeros profundos son perforados en la roca, luego se insertan pernos largos en los agujeros y se inyecta concreto expansivo el cual fija los pernos a la roca.

Cada uno de los pernos tiene que soportar una fuerza de tracción de 30 toneladas (para un aerogenerador de 600 kW). Una base de montaje para la torre es luego fundida y anclada a los pernos.

Figura 10. **Cimiento de un aerogenerador**



Fuente: WIZELIUS, Tore. *Developing Wind Power Projects*. p. 98.

1.8.4. Sistemas eléctricos y de control

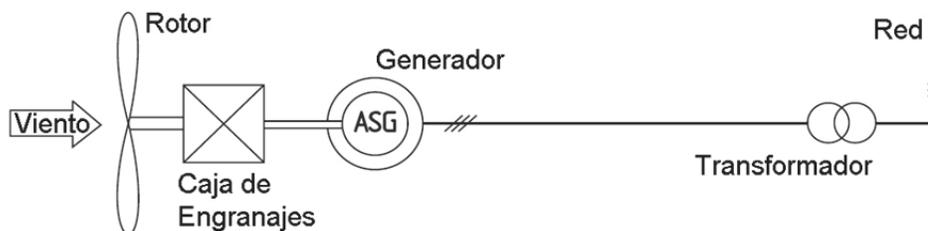
Para tener una operación del aerogenerador totalmente automático se implementan sistemas de control, ya que de esta manera se obtienen aerogeneradores autosuficientes y a la vez económicamente aceptables, al no requerir ninguna intervención manual (en operación). Para esto el aerogenerador posee sistemas tanto eléctricos como de control.

1.8.4.1. Sistema eléctrico

El sistema eléctrico de un aerogenerador incluye todos los componentes para la conversión de energía mecánica en energía eléctrica, así como los auxiliares eléctricos y todo el sistema de control y supervisión. Al lado del tren de transmisión mecánico, se encuentra el sistema eléctrico, en consecuencia, constituye el segundo subsistema esencial en un aerogenerador.

En un aerogenerador, el verdadero convertidor de energía mecánica-eléctrica es el generador; como en una central eléctrica convencional, es el punto focal para todos los componentes precedentes en la cadena funcional.

Figura 11. **Cadena funcional mecánica – eléctrica de un aerogenerador**



Fuente: HAU, Eric. *Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics*.
p. 333.

Los componentes de un aerogenerador de gran tamaño son los siguientes:

- Generador
- Inversor
- Sistema de control y supervisión
- Suministro de energía para el sistema de control

- Sistema de distribución de media tensión para los servicios auxiliares
- Cables para transmisión de potencia
- Transformador
- Compensador de potencia reactiva
- Dispositivos eléctricos de seguridad y protección contra relámpagos

Para conectar los aerogeneradores a la red eléctrica interconectada, existen reglamentos y requisitos que deben cumplirse, los cuales se encuentran en la Ley General de Electricidad; además debe de realizarse un estudio eléctrico que debe de ser aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE, el Administrador del Mercado Mayorista, AMM, y el Instituto Nacional de Electrificación, INDE.

1.8.4.2. Sistema de control

El sistema de control regula el funcionamiento automático del aerogenerador, de manera que no tenga que existir intervención manual para la operación del mismo. Este controla, gracias al anemómetro y a la veleta instalados en el aerogenerador, el ángulo de paso de las palas (este ángulo varía dependiendo de la velocidad del viento y de esta manera mantener una velocidad de giro del rotor constante y a la vez mantener un flujo de corriente constante), y el sistema de orientación del aerogenerador, para estar siempre de cara al viento.

El sistema de control modera la puesta en marcha y el cese de operación del aerogenerador, ya que estos cuentan con rangos velocidad de viento para su correcta operación, requiriéndose de una velocidad de viento mínima para generación (en los aerogeneradores más modernos esta es de 4 m/s) y una velocidad de viento máxima para evitar daños en el aerogenerador.

1.8.5. Eficiencia y rendimiento

Cuánta energía puede producir un aerogenerador y su eficiencia, depende de un número de factores: el área de barrido del rotor, la altura del buje, calidad del viento y del tipo aerogenerador y la capacidad de convertir la energía cinética del viento. Y por supuesto es igualmente importante la velocidad media del viento.

En general, para evaluar la eficiencia y el rendimiento de un aerogenerador o de un parque eólico se determina un factor de carga, el cual es una indicación de la utilización de la capacidad del aerogenerador o del parque en el tiempo, es decir, es el cociente entre la energía real generada durante un período, generalmente un año, y la energía generada si se hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo tiempo, conforme a los valores nominales del equipo. Para parques eólicos, el valor del factor de carga puede variar entre el 25 y el 50%, dependiendo de las condiciones del emplazamiento. El cálculo del factor de carga se trata en el capítulo 2, sección 2.4.2.2.

2. PREINVERSIÓN

Esta etapa abarca los estudios de evaluación del proyecto, es decir, la definición del tamaño, localización, beneficiarios directos e indirectos, costos de inversión y operación y los resultados o productos esperados. En esta etapa se toma la decisión con respecto a la ejecución del proyecto, así como la forma y momento de llevarlo a cabo.

2.1. Idea

La idea de implementar esta tecnología en el país surge a partir de la necesidad satisfacer la demanda energética y hacerlo de una manera ambientalmente responsable.

Para satisfacer la necesidad energética de la población guatemalteca, se deben considerar los aspectos ambientales presentes Guatemala (y el mundo entero), impulsando la adopción de un desarrollo sostenible.

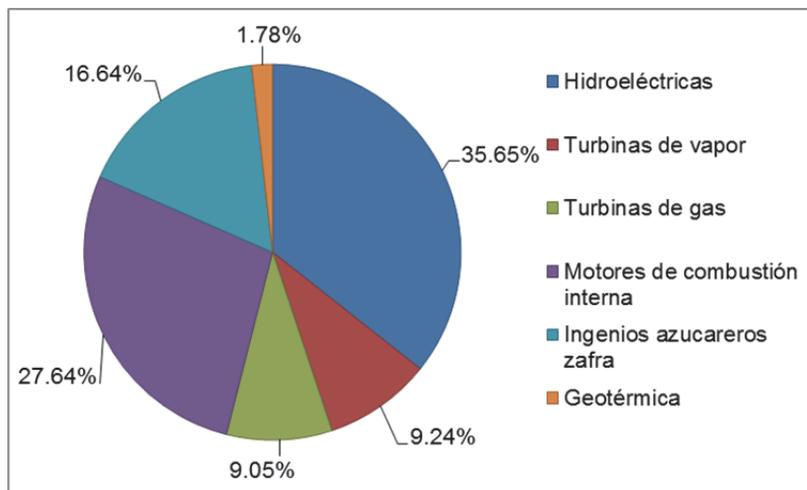
En la actualidad, en Guatemala se observa que la mayoría de centrales generadoras (tabla III) tienen un impacto al medio ambiente muy significativo, dependiendo en su mayoría de motores de combustión interna (uso de combustibles fósiles), y es por eso que nace la idea de cambiar los métodos tradicionales de generación por la energía eólica; la cual como se ha explicado anteriormente, carece de la mayoría de los impactos negativos al medio ambiente, que presentan otros tipos de generación.

Tabla III. **Matriz energética de Guatemala, julio de 2012**

Plantas generadoras	Potencia	
	De placa	Efectiva al MM
Hidroeléctricas	987.600	941.577
Turbinas de vapor	256.000	225.576
Turbinas de gas	250.850	153.060
Motores de combustión interna	765.662	660.378
Ingenios azucareros zafra	461.000	360.959
Geotérmica	49.200	31.699
Total	2,770.312	2,373.249

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista, AMM. www.amm.org.gt. Consulta: octubre de 2012.

Figura 12. **Matriz energética de Guatemala, julio de 2012**



Fuente: elaboración propia, con base en datos del Administrador del Mercado Mayorista, AMM.

Es importante señalar que toda la energía producida se introduce al Sistema Nacional Interconectado (SNI), por lo cual puede beneficiar a cualquier sector involucrado en el mercado eléctrico y que esté conectado, satisfaciendo las necesidades de oferta y demanda del mercado eléctrico guatemalteco.

2.2. Perfil del proyecto

El proyecto eólico nació a partir de la idea de suplir la necesidad de demanda de energía existente actualmente en el país, sin impactar significativamente el entorno, dando lugar así a un estudio preliminar o perfil del proyecto.

En este caso, el estudio preliminar o perfil del proyecto se centra básicamente en el desarrollo de un proyecto de energía eólica y lo que esto conlleva, tal como la elección de un emplazamiento con suficiente recurso para la instalación de un parque eólico, por estudios privados llevados a cabo en los sitios de interés o bien por la experiencia empírica (ya sea por medio del conocimiento de pobladores o por medio de indicadores naturales).

Monetariamente, en esta etapa del proyecto solamente se toman en cuenta inversiones menores, las cuales se consideran convenientes para su implementación.

El estudio de perfil define la idea del proyecto, identificando el problema y posibles soluciones y las alternativas técnicas y financieras; permite identificar si el proyecto es viable o no, y tomar la decisión de profundizar en el estudio, y de esta manera avanzar el nivel de prefactibilidad, o bien abandonar la idea si el perfil no muestra su conveniencia.

2.3. Prefactibilidad

En este estudio se analiza la alternativa propuesta, dándole énfasis a la alternativa técnica (diseño de la obra) y se hace el análisis a profundidad del emplazamiento, en el cual se realiza la medición del viento y se determina la tecnología a utilizar para tal propósito. El estudio en esta etapa debe iniciar con la elección del emplazamiento.

2.3.1. Emplazamiento para el estudio del recurso eólico

Como se mencionó anteriormente el emplazamiento debe de realizarse con base en observaciones previas y estas pueden realizarse tomando como base estudios realizados anteriormente, bien sea por medio gubernamental o privado.

Previamente, se presentó un mapa eólico de Guatemala el cual puede usarse para determinar la localización de un emplazamiento (ver figura 4).

La experiencia empírica juega un papel importante, ya que habitantes de determinado lugar pueden dar fe de la constancia del viento e indicadores naturales pueden observarse en zonas de fuertes vientos, tales como árboles o vegetación con inclinaciones pronunciadas, los cuales muestran la constancia y dirección predominante del viento.

Una vez realizada la elección del emplazamiento, se debe de proceder a realizar el estudio del viento.

2.3.2. Evaluación del recurso eólico

La evaluación del recurso eólico se realiza por medio de torres de medición, en las cuales se instalan instrumentos para medir los siguientes factores:

- Velocidad del viento
- Dirección del viento
- Temperatura
- Humedad
- Presión

Estas instalaciones se pueden realizar a diferentes alturas para tener un amplio espectro al momento de realizar la elección de tecnología a utilizar en la generación; esto debido a las diferentes alturas en aerogeneradores que existen en el mercado. Las alturas más utilizadas son: 60, 50 y 40 metros; aunque es recomendable hacer instalaciones a 80 metros de altura ya que los aerogeneradores más modernos tienen una altura de buje de 80 metros o mayor. Es importante también realizar instalaciones de sensores para determinar la densidad del viento presente en el lugar.

2.3.2.1. Instrumentos de medición

Para obtener mediciones de alta precisión es necesario utilizar los sensores más precisos; por eso cada instrumento utilizado debe de calibrarse de acuerdo con procedimientos internacionales, por ejemplo, el más importante, MEASNET (Red de medición de institutos de energía eólica, por sus siglas en inglés) el cual indica una incerteza del 1% o menos para la calibración de anemómetros.

Para no obtener lagunas de datos es necesario realizar inspecciones periódicas de mantenimiento de los instrumentos y realizar una recalibración de los instrumentos; se recomienda que dicha recalibración se realice una vez cada 2 años.

Los instrumentos o sensores mínimos que deben de instalarse son los siguientes:

- **Anemómetro:** es el instrumento destinado a medir la velocidad del viento. Existen varios tipos de anemómetros pero los utilizados para este caso son: el de copa y el de hélice (o vertical). El anemómetro de copa es el utilizado para medir la componente horizontal del viento, el cual es un componente crucial para la elección del emplazamiento, ya que es la que determina la potencia del viento. El anemómetro de hélice únicamente mide la velocidad del viento paralelo a su eje de rotación, por lo cual es muy utilizado para medir la componente vertical del viento.

Figura 13. **Anemómetro de copa y anemómetro de hélice**



Fuente: www.thiesclima.com, www.youngusa.com. Consulta: septiembre de 2012.

- **Veleta:** es el instrumento utilizado para determinar la dirección del viento. La evaluación de la dirección del viento permite determinar la mejor posición para los aerogeneradores.

Figura 14. **Veleta**



Fuente: www.thiesclima.com. Consulta: septiembre de 2012.

- **Termómetro:** se utiliza para medir la temperatura del aire, es importante para determinar la densidad del aire.
- **Higrómetro:** es utilizado para medir la humedad en el aire, esta medición es importante para determinar la densidad del aire. Para reducir costos, es recomendable utilizar un sensor de temperatura y humedad combinado; estos son denominados termohigrómetros.
- **Barómetro:** es el instrumento que se utiliza para la medición de presión del aire, y es un valor importante para la determinación de la densidad del aire.

2.3.2.2. Captura de datos

Para capturar y almacenar los datos se utiliza un registrador de datos, o bien un *data logger*, como es ampliamente conocido.

Un registrador de datos es una unidad electrónica que captura y almacena los datos de los sensores conectados al mismo, los cuales funcionan con baterías o muy comúnmente con placas solares. Puede ser conectado a una computadora, para recoger los datos almacenados y de esta manera poder analizar los mismos. Los registradores de datos tienen que ser programados para cada instrumento y generalmente se programan para que recojan los siguientes datos:

- Promedio
- Desviación estándar
- Mínimos
- Máximos
- Muestra

Los parámetros anteriores se programan usualmente en lapsos de registro de 10 minutos (promedio), aunque pueden ser lapsos menores o mayores; se debe de tomar en cuenta que entre más cortos son los lapsos de programación más memoria se ocupará en el registrador y por lo tanto habrá que realizar una descarga de datos en un menor tiempo. Los datos se registran en tiempo real, pero se realiza una media cada lapso de tiempo determinado.

Los registradores de datos deben de adecuarse para su instalación en exteriores, por lo cual deben de contar con una protección adecuada, tanto de descargas eléctricas como de lluvia.

Los registradores pueden ser implementados con módems para realizar una descarga remota.

Figura 15. **Registrador de datos o *data logger***



Fuente: www.nrgsystems.com. Consulta: septiembre de 2012.

2.4. Factibilidad

También se llama estudio definitivo. En esta etapa se hace el análisis a profundidad de las variables adquiridas en la fase previa, y se demuestra que el proyecto propuesto es una buena opción y que durante la vida útil se garantiza la rentabilidad; además, se realizan los procesos administrativos necesarios para su buen funcionamiento.

Se analizan en esta etapa los aspectos técnicos, tales como la disposición de los aerogeneradores, tamaño, tecnología, cronogramas y fechas de puesta en marcha del proyecto.

2.4.1. Evaluación del potencial eólico

Una vez realizado el monitoreo del viento, se debe evaluar el potencial del mismo. Y debido a que el mismo es fluctuante, se hace necesario conocer la velocidad media del viento en un período determinado, el más utilizado es la velocidad media durante un año entero. La velocidad media anual en sí no es constante, esta varía año con año. La velocidad media puede variar tanto como un 25% de un año al otro.

La velocidad media del viento varía por estación y por mes, también según la hora del día, no solamente debido al cambiante clima sino también al calentamiento por convección, lo cual genera grandes diferencias entre velocidades de viento durante las horas del día y de la noche. La diferencia diurna en las velocidades son menos marcadas en temporadas frías, ya que hay menos calentamiento por convección.

2.4.1.1. Potencia del viento

La cantidad de energía contenida en el viento es una función de su velocidad y su masa. A mayores velocidades, hay más energía disponible. La relación entre masa, velocidad y energía está dada por la ecuación de energía cinética:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde:

E_c = Energía cinética (J)

m = masa (kg)

v = velocidad (m/s)

La masa del aire se puede derivar del producto de su densidad (ρ) y su volumen. Debido a que el aire está en constante movimiento, el volumen se debe de calcular multiplicando la velocidad del viento (V) por el área (A) por la cual atraviesa durante un determinado período de tiempo (t_s).

$$m = \rho A v t_s \quad (\text{Ec. 5})$$

Donde:

m = masa (kg)

ρ = densidad (kg/m^3)

A = área (m^2)

v = velocidad del viento (m/s)

t_s = tiempo (s)

Cuando se sustituye este valor por el valor de masa en la ecuación anterior, se obtiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} E_W &= \frac{1}{2} \rho A v t_s v & (\text{Ec. 6}) \\ &= \frac{1}{2} \rho A t_s v^3 \end{aligned}$$

Donde:

E_w = Energía del viento (J)

ρ = densidad (kg/m^3)

A = área (m^2)

v = velocidad del viento (m/s)

t_s = tiempo (s)

Debido a que la potencia es la velocidad a la que la energía está disponible, o bien, la velocidad a la que la energía pasa por un área por unidad de tiempo, se obtiene la siguiente ecuación:

$$P_W = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (\text{Ec. 7})$$

Donde:

P_w = Potencia del viento (W)

ρ = densidad (kg/m^3)

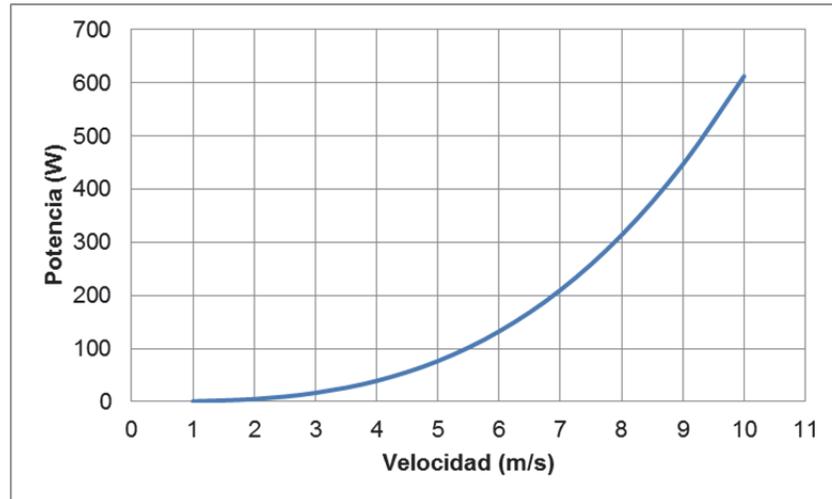
A = área (m^2)

v = velocidad del viento (m/s)

Se observa entonces que la potencia del viento es dependiente de la densidad del aire, el área que lo intercepta, y de su velocidad.

Al incrementar cualquiera de estas variables se incrementa la potencia disponible. Pero sucede algo más importante: pequeños cambios en la velocidad del viento producen efectos significativos en la potencia disponible, debido a que la potencia es proporcional al cubo de la velocidad del viento, como se puede observar en la figura 16.

Figura 16. **Relación potencia – velocidad para un área de 1 m², considerando una densidad estándar de 1.225 kg/m³**



Fuente: elaboración propia.

2.4.1.2. Densidad del viento

Ya que es necesario conocer la densidad del aire del emplazamiento, esta se calcula utilizando la fórmula CIPM 2007 (Comité Internacional de Pesos y Medidas); la fórmula es la siguiente:

$$\rho_a = \frac{pM_a}{ZRT} \left[1 - x_v \left(1 - \frac{M_v}{M_a} \right) \right] \quad (\text{Ec. 8})$$

Donde:

ρ_a = densidad del aire (kg/m³)

p = presión (Pa)

t = temperatura del aire (°C)

T = temperatura termodinámica (273.15 + t, K)

M_a = masa molar del aire seco = $0.02896546 \text{ kg mol}^{-1}$ para aire con fracción molar de CO_2 , $X_{\text{CO}_2} = 0.0004$

M_v = masa molar del agua = $0.01801528 \text{ kg mol}^{-1}$

Z = factor de compresibilidad (adimensional)

R = constante universal de los gases = $8.314472 \text{ J mol}^{-1} \text{ K}^{-1}$

x_v = fracción molar de vapor de agua (adimensional)

La fracción molar del vapor se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$x_v = h \cdot f(p, t) \cdot \frac{p_{sv}(t)}{p} \quad (\text{Ec. 9})$$

Donde:

h = humedad relativa ($0 \leq h \leq 1$)

p = presión atmosférica (Pa)

t = temperatura del aire ($^{\circ}\text{C}$)

$f_{(p,t)}$ = factor de fugacidad

P_{sv} = presión de vapor en saturación

El factor de fugacidad se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$f(p, t) = \alpha + \beta p + \gamma t^2 \quad (\text{Ec. 10})$$

Donde:

$f_{(p,t)}$ = factor de fugacidad

t = temperatura del aire ($^{\circ}\text{C}$)

$\alpha = 1.00062$

$\beta = 3.14 \times 10^{-8} \text{ Pa}^{-1}$

$$\gamma = 5.6 \times 10^{-7} \text{ K}^{-2}$$

La presión de vapor en saturación se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$p_{sv}(t) = 1Pa \cdot e^{(AT^2+BT+C+D/T)} \quad (\text{Ec. 11})$$

Donde:

$$A = 1.2378847 \times 10^{-5} \text{ K}^{-2}$$

$$B = -1.9121316 \times 10^{-2} \text{ K}^{-1}$$

$$C = 33.93711047$$

$$D = -6.3431645 \times 10^3 \text{ K}$$

$$T = (273.15 + t) \text{ K}$$

El factor de compresibilidad se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Z = 1 - \frac{p}{T} \cdot [a_0 + a_1t + a_2t^2 + (b_0 + b_1t)x_v + (c_0 + c_1t)x_v^2] + \frac{p^2}{T^2} \cdot (d + ex_v^2) \quad (\text{Ec. 12})$$

Donde:

t = temperatura del aire (°C)

T = temperatura termodinámica (273.15 + t, K)

Tabla IV. **Constantes para ecuación 12**

$a_0 = 1.58123 \times 10^{-6} \text{ K Pa}^{-1}$
$a_1 = -2.9331 \times 10^{-8} \text{ Pa}^{-1}$
$a_2 = 1.1043 \times 10^{-10} \text{ K}^{-1} \text{ Pa}^{-1}$
$b_0 = 5.707 \times 10^{-6} \text{ K Pa}^{-1}$
$b_1 = -2.051 \times 10^{-8} \text{ Pa}^{-1}$
$c_0 = 1.9898 \times 10^{-4} \text{ K Pa}^{-1}$
$c_1 = -2.376 \times 10^{-6} \text{ Pa}^{-1}$
$d = 1.83 \times 10^{-11} \text{ K}^2 \text{ Pa}^{-2}$
$e = -0.765 \times 10^{-8} \text{ K}^2 \text{ Pa}^{-2}$

Fuente: PICARD, A. *Revised formula for the density of the moist air (CIPM-2007)*. p. 154.

2.4.1.3. Área de barrido

Como se observa en la ecuación, para calcular la potencia del viento, esta es proporcional al área que lo intercepta, esto es, el área de barrido del rotor de un aerogenerador y por consiguiente, entre mayor sea el rotor del aerogenerador, mayor energía capturaré. Al doblar el área de barrido del rotor de un aerogenerador, se doblará la potencia disponible.

La fórmula de área de barrido de un aerogenerador es la siguiente:

$$A = \pi r^2 \quad (\text{Ec. 13})$$

Donde:

A = área de barrido (m^2)

r = radio del rotor, aproximadamente el largo de una pala (m)

2.4.1.4. Velocidad del viento

Ningún otro factor es más importante que la velocidad del viento, esto es porque la potencia del viento está en función del cubo de su velocidad; cambios en la velocidad producen grandes cambios en la potencia.

Es en este punto donde se debe determinar qué velocidad media se utiliza para el cálculo de potencia. Al usar únicamente la velocidad promedio anual, no se obtendrían los resultados correctos; el cálculo variaría de la potencia real por un factor de dos o más.

Para entender esto es necesario recordar que la velocidad del viento varía conforme el tiempo y que la velocidad promedio está compuesta de vientos por encima y debajo del promedio.

Para ilustrar esto se observa que el promedio de los cubos de todas las velocidades es siempre mayor al cubo del promedio de la velocidad, como se observa en el siguiente ejemplo:

Ejemplo 6: una muestra con las siguientes velocidades: 8, 10, 6, 15, 9, 12 m/s

Realizando el cálculo del promedio se obtiene lo siguiente:

$$\bar{v} = \frac{(8 + 10 + 6 + 15 + 9 + 12)}{6} = 10 \text{ m/s}$$

Al realizar el cálculo del cubo de la velocidad promedio se tiene el siguiente resultado:

$$\bar{v}^3_1 = 10^3 = 1,000 \text{ m}^3/\text{s}^3$$

Ahora bien, si se realiza el cálculo del promedio de los cubos de las velocidades se obtiene lo siguiente:

$$\bar{v}^3_2 = \frac{(8^3 + 10^3 + 6^3 + 15^3 + 9^3 + 12^3)}{6} = 1,260 \text{ m}^3/\text{s}^3$$

Se busca la relación entre los dos cálculos y se obtiene:

$$\frac{\bar{v}^3_2}{\bar{v}^3_1} = \frac{1,260}{1,000} = 1.26$$

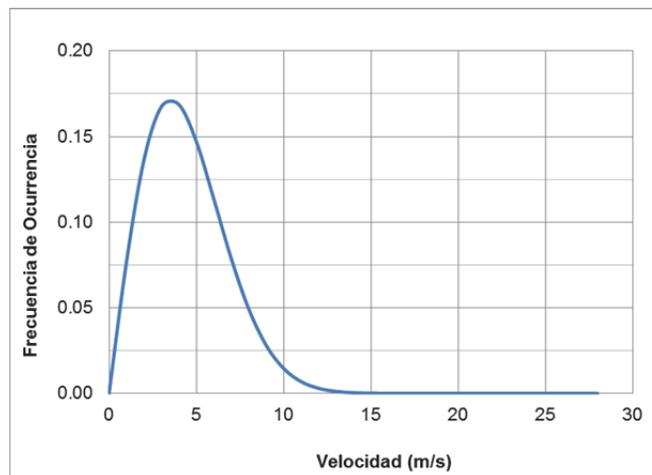
Puede observarse que el promedio de los cubos es 1.26 veces mayor al cubo del promedio. La razón de que ocurra esto es que un simple número representando la velocidad promedio ignora la cantidad de viento tanto arriba como abajo del promedio y es la velocidad arriba del promedio la que más contribuye a la potencia.

2.4.1.5. Distribuciones de viento

Si se grafica el número de veces, o frecuencias, en las que el viento ocurre a diferentes velocidades durante un año, se encontrará que hay pocos eventos sin viento y pocos con vientos huracanados. La mayoría del tiempo las velocidades de viento se encuentran entre estos dos extremos.

La ocurrencia del viento a varias velocidades difiere de un sitio a otro, pero en general, la curva tiene un patrón de forma de campana (ver figura 17). Estas distribuciones de velocidad de viento pueden describirse matemáticamente para aproximarse a la vida real, y para esto se utiliza la distribución de Weibull y de Rayleigh^[7].

Figura 17. **Ejemplo de distribución de Weibull**



Fuente: elaboración propia.

La distribución de Weibull de las velocidades de viento es una idealización matemática de la distribución de la velocidad del viento con el tiempo. La distribución es determinada por dos parámetros: C, el factor de escala que representa la velocidad del viento, y k, el factor de forma que describe la forma de la distribución. La distribución de Weibull se puede encontrar mediante la siguiente expresión:

$$f(v) = k/c \cdot (v/c)^{k-1} \cdot e^{-(v/c)^k} \quad (\text{Ec. 14})$$

⁷ HAU, Eric. *Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics* .2006. p. 461.

Donde:

$f(v)$ = frecuencia de ocurrencia

v = Velocidad del viento

k = factor de forma

C = factor de escala

Si se desea utilizar algún software para hacer el cálculo de la distribución de Weibull, la siguiente expresión es utilizada en Microsoft Excel ®:

$$= \text{Dist. Weibull}(v, k, C, \text{acumulado}) \quad (\text{Ec. 15})$$

Donde:

v = Velocidad del viento

k = factor de forma

C = factor de escala

Acumulado = 0 o 1 si desea o no acumularse la ocurrencia

La distribución de Rayleigh es un caso especial de la función de Weibull, donde k , el factor de forma, tiene el valor de 2.

Para realizar el cálculo de los factores de forma y escala se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$k = (\sigma/v)^{-1.086} \quad (\text{Ec. 16})$$

$$C = v / \Gamma(1 + 1/k) \quad (\text{Ec. 17})$$

Donde:

k = factor de forma

σ = desviación estándar

v = velocidad (m/s)

C = factor de escala

$\Gamma(1+1/k)$ = función gamma evaluada en $1+1/k$

Una vez obtenida la distribución del viento es posible utilizarla para proyecciones a futuro y de esta manera conocer si en el emplazamiento en cuestión es o no viable para el desarrollo de un proyecto eólico. Con esta distribución de frecuencias se puede conocer las horas del año a las que el viento sopla en cada una de las diferentes velocidades.

2.4.1.6. Perfil vertical del viento

Al conocer la velocidad del viento a una altura determinada, es posible conocer el perfil vertical del viento, esto es, realizar una proyección de velocidad de viento a alturas determinadas. Esto se realiza mediante el cálculo de la siguiente fórmula:

$$v = v_0 \cdot \ln\left(\frac{H}{z_0}\right) / \ln\left(\frac{H_0}{z_0}\right) \quad (\text{Ec. 18})$$

Donde:

v = velocidad de viento en la nueva altura

v_0 = velocidad de viento a la altura conocida

H = nueva altura

H_0 = altura conocida

z_0 = longitud de rugosidad en la dirección de viento actual

La longitud de rugosidad se determina de acuerdo con el tipo de paisaje presente en el área; esto se puede observar en la tabla V.

Tabla V. **Tabla de clases y longitudes de rugosidad**

Clase	Longitud	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0.0	0.0002	100	Superficie de agua
0.5	0.0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa. Por ejemplo, pistas de concreto en aeropuertos, césped cortado, etc.
1.0	0.0300	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas
1.5	0.0550	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1 250 m.
2.0	0.1000	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2.5	0.2000	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3.0	0.4000	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3.5	0.8000	18	Ciudades más grandes con edificios altos
4.0	1.6000	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

Fuente: Atlas Eólico Europeo, WAsP. www.windpower.org. Consulta: septiembre de 2012.

2.4.1.7. Turbulencia

La turbulencia se refiere a las fluctuaciones de la velocidad del viento en una escala relativamente rápida de tiempo-escala, típicamente en menos de 10 minutos.

La turbulencia es generada principalmente por dos causas: la fricción con la superficie de la Tierra causada por las características topográficas tales como colinas y montañas, y los efectos térmicos que puede causar que las masas de aire se muevan verticalmente como resultado de variaciones en la temperatura, y por consiguiente de la densidad del aire. A menudo estos dos efectos están interconectados, como por ejemplo, cuando una masa de aire se mueve sobre una región montañosa y por tanto es obligada a circular por regiones más frías debido al aumento en la altitud, donde no se encuentra en equilibrio térmico con sus alrededores.

De acuerdo con la normativa de la Comisión Internacional Electrotécnica (Internacional Electrotechnical Commission, IEC) la turbulencia se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$I_u = I_{15} (a + 15/\bar{u}) / (a + 1) \quad (\text{Ec. 19})$$

Donde:

I_u = Intensidad de turbulencia longitudinal

I_{15} = Intensidad de turbulencia a 15 m/s, donde $I_{15} = 0.18$ para sitios de alta turbulencia e $I_{15} = 0.16$ para sitios de baja turbulencia

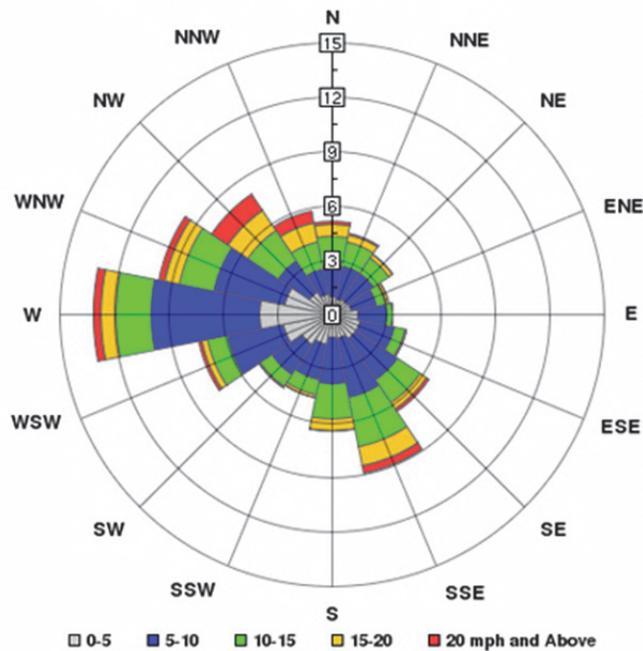
a = constante con valor de 2 para sitios de alta turbulencia, y de valor 3 para sitios de baja turbulencia

\bar{u} = componente de la velocidad media del viento en la dirección del viento, tomada usualmente en un período de 10 minutos o 1 hora

2.4.1.8. Rosa de viento

La rosa de viento es un diagrama que determina las direcciones predominantes y sus velocidades, este diagrama se realiza trazando la ocurrencia de direcciones de viento junto con sus velocidades promedio, en un cuadrante dividido en sus respectivos rumbos cocolaterales, como se puede observar en la figura 18.

Figura 18. Ejemplo de rosa de viento



Fuente: www.snr.unl.edu. Consulta: septiembre de 2012.

El diagrama anterior es muy útil para determinar las posiciones de los aerogeneradores; también indica la forma en que deben operar los mismos de acuerdo con las direcciones de viento predominantes.

En la figura 18 se puede observar que la dirección predominante para este ejemplo es la dirección Oeste (W) – Noroeste (NW) o bien entre los 270° y los 315° , ya que en ese rango sucedieron la mayor cantidad de registros; es decir, en esa dirección el viento sopló la mayor cantidad de tiempo de acuerdo con el monitoreo realizado. De esta gráfica se puede determinar la posición en la cual el aerogenerador aprovechará de forma más eficiente el viento, obteniendo así una mejor producción de energía eléctrica.

2.4.2. Elección de tecnología

Se debe de determinar primeramente el tamaño de aerogenerador que cubra las necesidades energéticas, lo cual variará dependiendo del proyecto. En segundo lugar, se debe de tomar en cuenta la calidad de viento presente en el área para determinar qué tipo de aerogenerador es más adecuado para el emplazamiento.

La calidad de viento dependerá tanto de la velocidad promedio anual como del índice de turbulencia presente en el emplazamiento. La siguiente tabla muestra los tipos de aerogeneradores disponibles para las diferentes condiciones de viento, de acuerdo con la Comisión Internacional Electrotécnica (International Electrotechnical Commission, IEC).

Tabla VI. **Clases de aerogeneradores de acuerdo con las condiciones de velocidad de viento, para densidad de aire de 1,225 kg/m³**

Parámetro	Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV
Velocidad de referencia (m/s)	50	42.5	37.5	30
Velocidad anual promedio (m/s)	10	8.5	7.5	6
Ráfaga extrema, retorno 50 años (m/s)	70	59.5	52.5	42
Ráfaga extrema, retorno 1 año (m/s)	52.5	44.6	39.4	31.5

Fuente: Estándar IEC 61400-1: *Wind turbine generator systems – Part 1 Safety Requirements*, citado en bibliografía: BURTON, Tony. *Wind Energy Handbook*. p. 209.

Tabla VII. **Clases de aerogeneradores de acuerdo con la turbulencia de viento, para densidad de aire de 1,225 kg/m³**

Parámetro	Clase I		Clase II		Clase III		Clase IV	
	A	B	A	B	A	B	A	B
Intensidad de turbulencia a 15 m/s (I15)	18%	16%	18%	16%	18%	16%	18%	16%
Constante a	2	3	2	3	2	3	2	3

Fuente: Estándar IEC 61400-1: *Wind turbine generator systems – Part 1 Safety Requirements*, citado en bibliografía: BURTON, Tony. *Wind Energy Handbook*. p. 209.

En general la rentabilidad de los pequeños aerogeneradores aumenta con el aumento del tamaño de los mismos, esto es, el precio por metro cuadrado de área de barrido disminuye a medida que los aerogeneradores aumentan de tamaño.

Hay que tener en cuenta que lo que se busca es energía, no potencia. Por lo cual el mejor indicador de cuánta energía podrá capturar un aerogenerador es el área de barrido del rotor y no la potencia nominal del mismo.

Deben estudiarse las opciones del mercado para determinar cuál aerogenerador se adecúa mejor al emplazamiento; se deben estudiar las velocidades de operación, el diámetro del rotor, la altura de la góndola, la capacidad nominal y las facilidades de transporte que hay hacia el emplazamiento, ya que entre más grande es el aerogenerador, más complicado es el transporte y se debe de estudiar el precio, tema que se discute en el capítulo 3.

2.4.2.1. Estimación de producción de energía

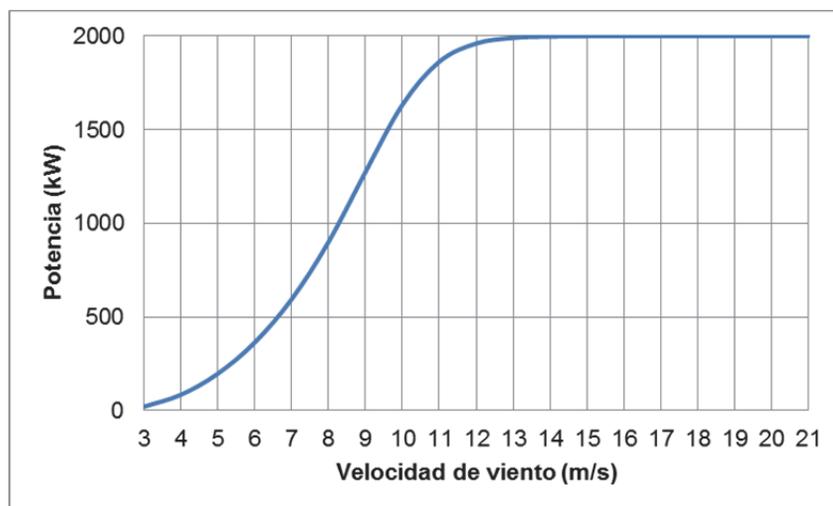
Si el estudio de factibilidad muestra que existe un buen potencial eólico, que no presenta problemas a los vecinos del proyecto, que es posible conectar a la red dentro de una distancia razonable, que se pueden poseer derechos para arrendar o comprar la tierra donde se instalan los aerogeneradores, de ser el caso, y que las probabilidades de obtener los respectivos permisos son altas, entonces, se debe de calcular cuánta energía producirán los aerogeneradores. El resultado de este cálculo será el insumo más importante para el cálculo económico, en el cual se basa la decisión final de llevar a cabo o no el proyecto.

Para realizar un cálculo exacto de cuánta energía un aerogenerador producirá en un determinado emplazamiento, se deben de conocer dos elementos:

- La curva de potencia del aerogenerador
- La distribución de frecuencia de la velocidad de viento a la altura del buje

La curva de potencia muestra cuánta energía el aerogenerador producirá a diferentes velocidades de viento. Se muestra en forma de tabla, gráfico o en un gráfico de barras, y se obtiene directamente del fabricante. Estas curvas de potencia son verificadas por los organismos de control independientes y autorizados y se obtienen de mediciones hechas en los aerogeneradores con densidades de aire conocidas.

Figura 19. **Curva de potencia para un aerogenerador Gamesa G90 de 2,000 kW**



Fuente: elaboración propia, con datos del fabricante de aerogeneradores Gamesa.

Es también necesario conocer información detallada sobre los vientos en el emplazamiento. No es suficiente conocer la velocidad promedio anual del viento, también se debe saber cuál es la distribución de frecuencia del viento; en otras palabras, cuántas horas del año el viento soplará a cada diferente velocidad. Estos datos deben representar la distribución de velocidad de viento durante un año normal.

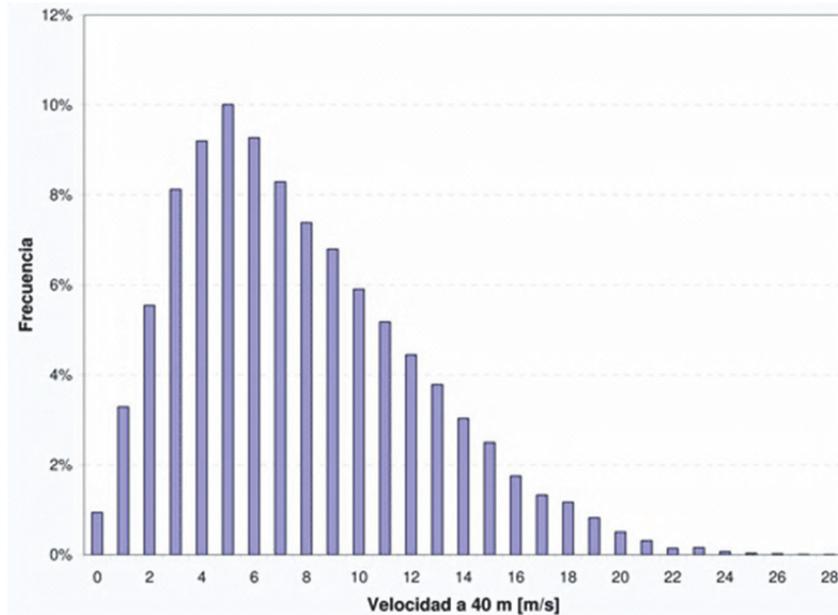
A continuación, la energía producida en cada velocidad de viento (de acuerdo con la curva de potencia del aerogenerador) se multiplica por el número de horas a las que la velocidad del viento se produce. Esta distribución de frecuencias es a menudo dada en porcentajes; si este fuera el caso, el porcentaje simplemente se multiplica por el número de horas en un año (8,760 horas^[8]) para convertirlo en horas por año.

De la figura 19 se puede obtener la potencia de salida de un aerogenerador ya que esta relaciona la velocidad del viento con la potencia de salida. En la gráfica se puede observar que el aerogenerador empieza a generar electricidad a una velocidad de 4 m/s, y llega a su máxima capacidad a los 15 m/s; por ejemplo, a los 10 m/s se puede observar una potencia de salida de aproximadamente 600 kW.

En la figura 20 se puede observar la distribución de frecuencias de un emplazamiento supuesto, y la relación entre velocidad del viento y la frecuencia de ocurrencia de la misma; por ejemplo, para una velocidad de 5 m/s se puede observar una frecuencia del 10%, lo cual equivale a un total de 876 horas al año, soplando el viento a esa velocidad.

⁸ 24 horas por 365 días, dan como resultado 8760 horas en un año.

Figura 20. **Distribución de frecuencias de viento**



Fuente: elaboración propia.

Cuántos kWh de energía eléctrica producirá un aerogenerador en un emplazamiento durante un año normal de viento, se puede calcular mediante la suma de los valores de potencia producida por la turbina por cada velocidad de viento, multiplicada por la cantidad de horas a la que ocurre. De esta manera:

$$E = P_{v1} * h_{v1} + P_{v2} * h_{v2} + P_{v3} * h_{v3} + \dots + P_{vn} * h_{vn} \quad (\text{Ec. 20})$$

Donde:

E = energía producida en kWh

P_{vn} = Potencia a la velocidad n

h_{vn} = cantidad de horas a la velocidad n

2.4.2.2. Factor de carga

Conociendo la producción del aerogenerador, es posible calcular el factor de carga, el cual es uno de los índices importantes para evaluar desempeño en campo de un aerogenerador. El factor de carga de un aerogenerador en un emplazamiento determinado, se define como el cociente entre la energía efectivamente producida y la energía que pudo haber sido generada por el mismo, si el aerogenerador hubiera operado a su potencia nominal durante todo el período de tiempo, de la siguiente manera:

$$C_F = \frac{E_p}{E_t} \quad (\text{Ec. 21})$$

Donde:

C_F = factor de carga

E_p = Energía real producida

E_t = Energía total funcionando a capacidad nominal

El factor de carga refleja la efectividad en la que la turbina podría aprovechar la energía disponible en el espectro del viento. Por lo tanto, el factor de carga es tanto una función de la turbina, como de las características de los regímenes de viento.

Por lo general, el factor de carga se expresa sobre una base anual. El factor de carga de una turbina razonablemente eficiente en un sitio de potencial puede variar 0.25 a 0.50^[9]. Un factor de carga de 0.50 o más alto indica que el sistema interactúa con el régimen de manera muy eficiente.

⁹ GASCH, Robert. *Wind Power Plants, Fundamentals, Design, Construction and Operation*. 2007. p. 41.

La información sobre el factor de carga de la turbina en un sitio determinado puede no estar disponible durante la fase inicial de identificación del proyecto. En esas situaciones, es conveniente calcular el factor de carga en bruto. Esto es básicamente deducido de la curva de potencia de la máquina, con base en la velocidad media del viento en el sitio. A partir de la curva de potencia, se puede ubicar la potencia correspondiente a la velocidad media del viento. Dividiendo esta potencia entre la potencia nominal de la turbina, el factor de carga aproximada se puede calcular de esta manera:

$$RC_F = \frac{P_{vm}}{P_n} \quad (\text{Ec. 22})$$

Donde:

RC_F = factor de carga en bruto

P_{vm} = potencia correspondiente a la velocidad media

P_n = potencia nominal

Es posible calcular la producción anual de energía multiplicando el factor de carga en bruto con la potencia nominal y con el período de tiempo, de la siguiente manera:

$$E_F = P_n \times RC_F \times 8760 \quad (\text{Ec. 23})$$

Donde:

E_F = energía producida en KWh/año

P_n = potencia nominal

RC_F = factor de carga en bruto

3. INVERSIÓN

En esta etapa se ejecuta el proyecto de conformidad a las actividades contempladas en la fase de preinversión; se analizará la inversión que implica un proyecto eólico, desde la adquisición del equipo hasta la puesta en marcha del parque eólico, identificándose equipo, infraestructura (construcción) e implementación del parque eólico.

3.1. Economía

Para poder implementar un parque eólico es necesario realizar un análisis económico a profundidad. Los aerogeneradores deben de generar suficiente ingresos para garantizar que los inversores, o bien los bancos que realizan los préstamos, recuperen su inversión.

Para ser capaz de realizar un buen análisis económico, la primer tarea es la de realizar un cálculo realístico de cuánta energía producirán los aerogeneradores en el sitio elegido. Esto puede realizarse, bien mediante software, o a través de mediciones en sitio de viento normalizadas, para promedio de largo plazo (ver capítulo 2). Los resultados de estos cálculos determinarán cuántos kWh de los aerogeneradores pueden esperarse en un año normal de viento, y en general, durante la vida de los aerogeneradores.

La siguiente tarea es estimar los costos de inversión, para realizar un presupuesto para todas las inversiones que serán necesarias para implementar el proyecto.

Cuando los aerogeneradores son instalados y empiezan a producir energía, los ingresos deben cubrir los costos y además generar una ganancia.

Existen diferentes métodos para calcular los retornos de una inversión: el método de anualidades, el del valor presente y el de amortización. Un análisis de flujo de caja ilustra los retornos anuales de la inversión durante la vida de los aerogeneradores. Estos cálculos son inciertos, dado que están basados en supuestos sobre la producción futura de energía (considerando la variabilidad del viento), en precios de energía, tasas de interés, y así sucesivamente, que no siempre se puede prever con exactitud. Por consiguiente, el análisis económico debe ir seguido de un análisis de sensibilidad que muestre los riesgos y oportunidades de la inversión.

Por último, un plan para la financiación del proyecto, que asegure que siempre habrá suficiente dinero en el proyecto para pagar los intereses, amortizaciones de préstamos y otras cuentas. Un proyecto eólico puede ser financiado de varias maneras: por medio de préstamos bancarios, préstamos externos, inversores privados y demás.

Los costos de los aerogeneradores, la instalación de los mismos en el sitio y la conexión a la red, son estimados por un cálculo de inversión, o presupuesto. En un estudio de factibilidad, se pueden utilizar estimaciones aproximadas. El propósito del estudio de factibilidad es la de saber si un proyecto vale la pena o no llevarse a cabo. Después de tomar la decisión de realmente llevar a cabo los planes, un nuevo presupuesto de inversión más cuidadosamente calculado se realiza, con base en las ofertas para los aerogeneradores y obras complementarias.

Este presupuesto de inversiones cuidadosamente calculado se presenta al banco como parte de una solicitud de préstamo y para eventuales inversores.

El presupuesto de inversiones se compone de lo siguiente:

- Turbinas
- Cimentación
- Caminos y demás
- Conexión a la red
- Tierra
- Desarrollo del proyecto

3.1.1. Turbinas

Los precios de los diferentes modelos y tamaños de los aerogeneradores son obtenidos directamente de los fabricantes. Durante el proceso de adquisición, los precios y las condiciones generalmente se pueden negociar.

Dado que en Guatemala los aerogeneradores no se fabrican, se debe de tomar en consideración el tipo de cambio, el cual muy a menudo cambia rápidamente.

El transporte de las turbinas, el montaje, la instalación y la conexión a la red son realizados por personal del fabricante y, generalmente, son incluidos en el precio de compra, aunque para Guatemala estos precios aumentarán considerablemente debido a que el equipo debe de importarse. Debido a la topografía del país y a las condiciones de las carreteras, los costos de transporte de los generadores al emplazamiento pueden ser altos.

Los costos de las grúas móviles y algunos costos de transportes auxiliares deben ser cubiertos por el desarrollador. Para los aerogeneradores instalados en tierra los costos de los mismos pueden llegar a ser de hasta el 80% de la inversión total.

De acuerdo con Retscreen (www.retscreen.net), el cual es un software de análisis para proyectos de energía limpia, los promedios de costos de un aerogenerador por kW son los siguientes:

Tabla VIII. **Precios promedio de aerogeneradores**

	Promedio	Mínimo	Máximo
Precio Aerogenerador Q/kW, (US\$/kW)	14 934,00 (1 900,00)	8 646,00 (1 100,00)	24 366,00 (3 100,00)

Fuente: www.retscreen.net. Consulta: septiembre de 2012.

3.1.2. **Cimentación**

Los costos de cimentación varían un poco de acuerdo con el fabricante, a lo que se debe agregar, el tipo de suelo. El fabricante determinará las especificaciones técnicas para la cimentación (tamaño, peso, etc.) con base en el estudio de suelos del emplazamiento, el desarrollador del proyecto será quien contratará a una compañía local para realizar la construcción de los mismos.

De acuerdo con Retscreen, los promedios para los costos de cimentaciones varían desde Q.78 300,00 (US\$10 000,00) y Q.391 500,00 (US\$50 000,00) para aerogeneradores de gran tamaño.

Para generadores de mediano tamaño los promedios de los costos varían entre Q.54 810,00 (US\$7 000,00) y Q.195 750,00 (US\$25 000,00). Estos costos variarán en relación con el resultado del estudio de suelos del área, ya que este determinará las necesidades de la cimentación.

3.1.3. Caminos y demás

El costo de caminos de acceso depende del tamaño y peso de los aerogeneradores, de las condiciones del terreno y de la longitud de camino que debe de ampliarse, rehabilitarse y/o construirse.

Este costo depende de las condiciones locales. En muchos casos será suficiente con reforzar los caminos existentes; aunque en el caso de Guatemala probablemente habrá que realizar modificaciones en curvas para permitir el paso de las palas, reforzamiento de puentes debido a las altas cargas en transporte, ampliaciones en secciones de camino, etc.

Los costos de las grúas móviles y transportes especiales deben ser cubiertos por el desarrollador. Una grúa móvil es usualmente rentada por día y si las condiciones de viento son malas para el montaje (demasiado viento) pueden causar que este costo se eleve rápidamente.

De acuerdo con Retscreen, los promedios para la construcción de caminos de acceso al emplazamiento pueden variar desde no tener costo (si no hay modificaciones ni caminos que realizar) hasta Q.626 400,00 (US\$80 000,00) por kilómetro longitudinal.

3.1.4. Conexión a la red

Para conectar los aerogeneradores a la red eléctrica, se necesita un transformador, un cable hacia la línea de transmisión de la red eléctrica más cercana e ingeniería eléctrica para realizar la interconexión.

El costo dependerá del tamaño y modelo de aerogenerador, de la distancia hacia la red y del voltaje donde se realizará la interconexión.

Los aerogeneradores de gran tamaño usualmente tienen un transformador incorporado, bien sea en la góndola o en la base de la torre. De ser así, el precio del transformador se incluye en el precio del aerogenerador. Además, una línea telefónica o fibra óptica para monitorear y controlar el aerogenerador se debe implementar.

De acuerdo con Retscreen, los promedios de costos de la conexión a la red pueden ser los siguientes:

Tabla IX. Costos de interconexión a la red

Capacidad (MW)	Voltaje (kV)	Línea de transmisión Q./km (US\$/km)	Subestación Q. (US\$)
0 - 2	25	430 650,00 (55 000,00)	1 957 500,00 (250 000,00)
2 - 5	44	508 950,00 (65 000,00)	4 698 000,00 (600 000,00)
> 5	115	783 000,00 (100 000,00)	15 660 000,00 (2 000 000,00)

Fuente: www.retscreen.net. Consulta: septiembre de 2012.

3.1.5. Tierra

Si un propietario es dueño de la turbina instalada en su propia tierra, el costo es insignificante, solamente serán necesarios unos cuantos metros cuadrados para la cimentación y los caminos de acceso.

Los aerogeneradores son usualmente instalados en tierra arrendada. En este caso, el contrato de arrendamiento de la tierra es negociado y firmado, indicando que se le dará al propietario del aerogenerador, derecho a usar su tierra por el período de vida del proyecto. El propietario del terreno recibirá una cuota anual o bien un pago total por el período que esté instalado el aerogenerador. La suma total del costo de arrendamiento de tierra se debe incluir en el presupuesto de inversión.

3.1.6. Desarrollo del proyecto

Esto incluye los costos de la planificación, es decir, el tiempo que el desarrollador ha trabajado en el proyecto, pagos de licencia de construcción y demás. Este costo varía considerablemente del tiempo necesario para el desarrollo y de la comisión a recibir por el desarrollador.

Es muy difícil calcular el costo de inversión total correctamente, previo a que el desarrollo empiece. En un presupuesto se debe de tener una idea general e incluir un margen para costos inesperados entre el 3 y el 5% de la inversión. Los costos relativos a partidas presupuestarias diferentes, basados en cifras reales de Dinamarca, se ven en la tabla VIII. Estas relaciones varían entre países, en el caso de Guatemala, podrían verse aumentos considerables en varios de estos rubros.

Tabla X. **Costos relativos de proyectos eólicos**

Equipo / Actividad	%
Turbina	65
Cimientos y obra civil en general	13
Instalación eléctrica	8
Conexión a la red	6
Desarrollo del proyecto y gestión de costes	8
Total	100

Fuente: BURTON, Tony. *Wind Energy Handbook*. p. 511.

3.2. Resultado económico y depreciación

Es muy importante conocer el resultado económico después que el aerogenerador ha empezado a entregar energía a la red. Entonces el aerogenerador empieza a generar ingresos aunque también algunos costos, y para generar ganancias, los ingresos tienen que ser más altos que los costos. Calcular los costos futuros no es tan complicado; es mucho más complicado calcular los ingresos, los cuales dependen del tipo de contrato de compra de energía (PPA, por sus siglas en inglés, *Power Purchase Agreement*).

Básicamente hay dos clases de costos: capitales (intereses y amortizaciones de préstamos) y de operación y mantenimiento (O&M). Los costos de capital reales dependen de cómo el proyecto ha sido financiado. Si ha sido por medio de préstamos bancarios, las condiciones se especifican en el contrato de préstamo.

Si ha sido por medio de inversores privados, el proyecto será financiado en efectivo; en este caso, los interesados esperarán un buen retorno de su inversión.

Los aerogeneradores comerciales son diseñados para tener una vida útil de 20 años. La vida útil real no está del todo conocida, dado que pocos aerogeneradores han alcanzado esa vida útil.

Los costos de mantenimiento aumentan con la edad de los aerogeneradores. Por consiguiente, la vida económica de un aerogenerador puede ser menor que la vida útil. Luego de 15 – 20 años, los costos de mantenimiento se vuelven tan grandes que tiene más sentido reemplazar el aerogenerador por uno nuevo y más eficiente (para tratar el tema de retiro de equipo (ver la sección 4.3.1).

En cálculos económicos el tiempo de depreciación se fija usualmente en 20 años; los propietarios suelen optar por pagar los préstamos en plazos más cortos, en 10 o 12 años. Si el aerogenerador continúa produciendo energía sin problemas, entonces las ganancias serán mayores.

Los ingresos básicos para una instalación de energía eléctrica son obtenidos por la venta de la energía eléctrica. El propietario debe de realizar un contrato para la venta de energía. En muchos países se ha regulado un mercado de energía eléctrica, en el caso de Guatemala, el encargado de regular el mercado es el Administrador del Mercado Mayorista, AMM, el cual realiza los despachos de energía eléctrica de acuerdo con los contratos establecidos.

Existen en Guatemala incentivos para las energías renovables, los cuales influyen en los resultados económicos.

Los incentivos están estipulados en el decreto 52-2003 del Congreso de la República de Guatemala, y son los siguientes:

- Artículo 5:
 - Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable. Previo a la importación de la maquinaria y equipo que sean necesarios para desarrollar los proyectos de energía renovable, en cada caso, las personas individuales y jurídicas que los realicen deberán solicitar la aplicación de la exención a la Superintendencia de Administración Tributaria -SAT-, quien se encargará de calificar y autorizar la importación. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva durante el período de preinversión y el período de construcción, el cual no excederá de diez (10) años.
 - Exención del pago del Impuesto sobre la Renta. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la FIE (fecha de inscripción de la empresa), por un período de diez (10) años. Esta exención únicamente se otorga a las personas individuales y jurídicas que desarrollen directamente los proyectos y solamente por la parte que corresponda a dicho proyecto, ya que la exención no aplica a las demás actividades que realicen.

- Exención del Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias -IEMA-. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la FIE, por un período de diez (10) años.

3.2.1. Cálculo del resultado económico

Para calcular el resultado económico es necesario hacer una suposición sobre el precio por kWh o MWh para los próximos 20 años. Este supuesto debe de estar basado en los hechos que se conocen al momento de realizar el cálculo.

Dado que este cálculo será la base para la decisión de inversión, debe ser complementado con un cálculo para el peor escenario y uno para el mejor escenario. Al hacer esto se realiza un análisis de sensibilidad para estimar el riesgo económico. Cuanto mayor sea el riesgo estimado, más caro será realizar el préstamo para el proyecto: un riesgo alto significa intereses más altos.

Para realizar el cálculo del resultado económico se utilizará el método de valor presente.

3.2.1.1. Método de valor presente

Para calcular el resultado económico de una inversión en aerogeneradores se utiliza mayormente el método de valor presente, también llamado el método de descuento.

Los métodos de cálculo que consideran el desarrollo dinámico de los factores económicos relevantes son basados en el método de valor presente.

Es característico de este método que los diferentes momentos de la aparición de los costes y los ingresos se tengan en cuenta independientemente de si el dinero ha sido o será pagado o recibido en el pasado o en el futuro.

Esto se hace mediante la deducción de intereses no devengados (descuento) de todos los flujos de pago a un tiempo de referencia común.

El valor de los flujos de pagos en el momento correspondiente se llama el valor presente. La suma de todos los valores presentes es llamada el Valor Presente Neto (VPN). La comparación de la rentabilidad descontada respecto de un tiempo, con el valor de la inversión inicial, proporciona una imagen de la rentabilidad del proyecto.

El valor presente es calculado por la siguiente fórmula:

$$PV = \sum_{i=1}^n \frac{E_i - K_i}{q^i} - \frac{R_l}{q^l} + \frac{S_n}{q^n} - I_o \quad (\text{Ec. 24})$$

Donde:

PV = valor presente

n = vida económica de la inversión en años

E_i = ganancia en año i

K_i = gastos en año i

$q = (1 + r_i)$ con la tasa de interés de descuento r_i

S_n = valor residual de la inversión en el año n

R_l = Renovación de la inversión en el año l

I_o = Inversión de capital inicial

El Valor Presente Neto (VPN) se puede calcular para cualquier momento del período de explotación económica. Este evoluciona desde valores negativos en el comienzo del período de operación, hasta valores positivos al final del período operación económica. Una inversión es económicamente rentable cuando la suma del VPN durante el período de inversión es positiva. Un valor negativo indica una inversión económicamente no rentable.

3.2.1.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa pagada sobre el saldo no pagado del dinero obtenido en préstamo, o la tasa ganada sobre el saldo no recuperado de una inversión, de forma que el pago o entrada final iguala el saldo exactamente a cero con el interés considerado. En términos más sencillos, la TIR es la tasa de interés (o tasa de descuento) con la cual el VPN es igual a cero.

La tasa interna de retorno proporciona información sobre la rentabilidad del capital utilizado, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Para determinar la tasa interna de retorno en una serie de flujo de efectivo se iguala el valor presente de los costos o desembolsos con el valor presente de los ingresos. En forma equivalente, ambos pueden restarse e igualarse a cero. Es decir, se resuelve para r_i usando:

$$PV_R - PV_D = 0 \quad (\text{Ec. 25})$$

Donde:

PV_R = valor presente de los ingresos

PV_D = valor presente de los costos o desembolsos

El valor de r_i (tasa de interés de descuento) que hace que estas ecuaciones numéricas sean correctas es la tasa interna de retorno. Este valor se obtiene por medio de ensayo y error manual hasta que la ecuación este equilibrada, o bien se calcula por medio de computadora haciendo uso de software especializado, tal como *Microsoft Excel* ®.

3.2.2. Cálculo de depreciación

La depreciación se refiere a la reducción en el valor de un elemento durante los años de uso. Cada año el proyecto se depreciará en una determinada tasa. El valor del proyecto al final de su vida útil es conocido como el valor de desecho o el valor residual.

Hay varias maneras de calcular la depreciación. Algunos de los métodos ampliamente utilizados son:

- Método de línea recta
- Método de saldos decrecientes
- Método de suma de los dígitos de los años

3.2.2.1. Método de línea recta

Es el método más sencillo para calcular, se basa en la idea de que los elementos se deprecian uniformemente durante el transcurso de su vida útil (ver figura 21). La depreciación anual se determina mediante la siguiente fórmula:

$$D = \frac{P-VD}{t_d} \quad (\text{Ec. 26})$$

Donde:

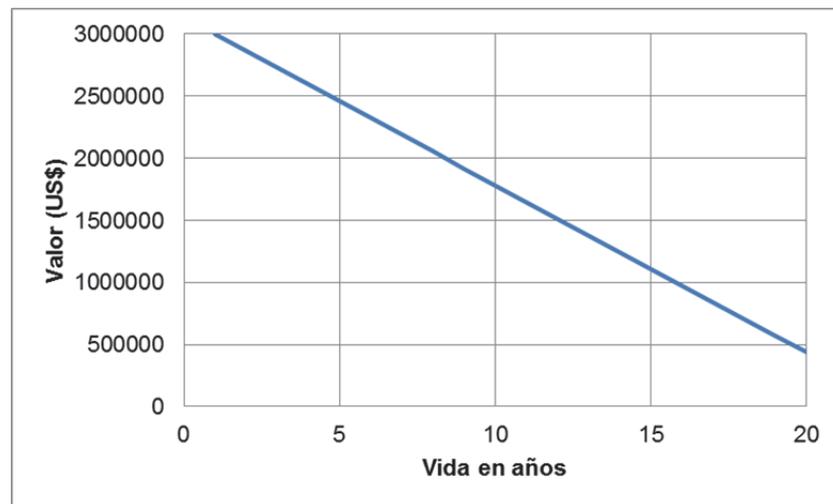
D = Depreciación anual

P = costo inicial

VD = Valor de desecho

t_d = años de depreciación

Figura 21. **Método de línea recta**



Fuente: elaboración propia.

3.2.2.2. **Método de saldos decrecientes**

También llamado método de depreciación acelerada. Este método permite hacer cargas por depreciación más altas en los primeros años y más bajas en los últimos períodos. Se justifica de dos maneras: dado que los aerogeneradores son más eficientes en los primeros años por consiguiente deben cargar con mayor depreciación durante ese período; y debido a que los costos de operación y mantenimiento son a menudo más altos en los últimos períodos de uso.

La depreciación anual está dada por la siguiente fórmula:

$$D = DB \times Valor\ del\ año\ anterior \quad (Ec. 27)$$

Donde:

D = Depreciación anual

DB = factor de depreciación = $1 / n$

n = vida útil en años

Es posible acelerar la depreciación al incrementar el factor DB (y por consiguiente la tasa) a la cual la depreciación ocurre. Los análisis de inversión permiten utilizar 3 tipos de factores, $2 / n$, $1.5 / n$, y $1 / n$.

3.2.2.3. Método de suma de los dígitos de los años

Este método calcula una depreciación mediante la cual gran parte del activo se amortiza en primer tercio de su vida útil.

El método consiste en calcular inicialmente la suma de los dígitos de los años 1 hasta n, el número obtenido representa la suma de los dígitos de los años. Esto se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$S = \frac{n(n+1)}{2} \quad (Ec. 28)$$

Donde:

S = suma de los dígitos de los años de los años 1 al n

n = número de años de vida útil

El costo de la depreciación anual se obtiene por medio de la siguiente fórmula:

$$D = \frac{\text{Años despreciables restantes}}{s} \times (P - VD) \quad (\text{Ec. 29})$$

Donde:

D = Depreciación anual

S = suma de los dígitos de los años de los años 1 al n

P = costo inicial

VD = valor de desecho

3.2.3. Costo de la energía eólica

También es posible calcular el costo real para producir 1 kWh con energía eólica. Este costo de la energía es igual al costo anual de capital más el costo de O&M, dividido por la producción anual en kWh.

$$E_{cost} = \frac{C_a + OM_a}{kWh/año} \quad (\text{Ec. 30})$$

Donde:

E_{cost} = costo de la energía

C_a = costo anual de capital

OM_a = costo anual de operación y mantenimiento

3.3. Diseño del parque eólico

Una vez se obtienen las variables técnicas y económicas, se puede proceder a realizar el diseño específico del parque eólico, este proceso es conocido como *micrositing*.

El *micrositing* es la determinación de la posición exacta de uno o más aerogeneradores dentro de un área para maximizar la producción de energía. Para realizar el diseño del parque eólico existen diferentes herramientas computacionales, las cuales se mencionan en la sección 3.4.3. El diseño del parque eólico debe basarse en los datos específicos del emplazamiento, en los datos del aerogenerador elegido, y en las limitantes específicas del sitio; con base en lo anterior, se puede determinar el *layout* o configuración óptima para los aerogeneradores en cuestión.

Las limitantes específicas del sitio pueden incluir áreas no aptas para la instalación de los aerogeneradores (por razones geológicas, topográficas, y medioambientales limitantes de ruido debido a poblados vecinos al proyecto, entre otras). La información del sitio es usualmente provista utilizando mapas digitales de curvas topográficas, de ruido y de predicciones captura de energía. Dichos mapas incluirán también las posiciones de los aerogeneradores y las estimaciones de generación individuales y del parque eólico en general.

Se debe determinar la visibilidad de los aerogeneradores desde puntos cercanos al emplazamiento, para así optimizar la configuración del parque eólico, minimizando el impacto visual del proyecto.

3.4. Desarrollo

Si el análisis económico muestra que el proyecto previsto será una buena inversión, entonces es el momento de tomar las medidas necesarias para llevar a cabo los planes. El área donde las turbinas se instalarán ha sido identificada en el estudio de factibilidad, y la ubicación exacta de las turbinas dentro de esta área ha sido determinada por el *micrositing*.

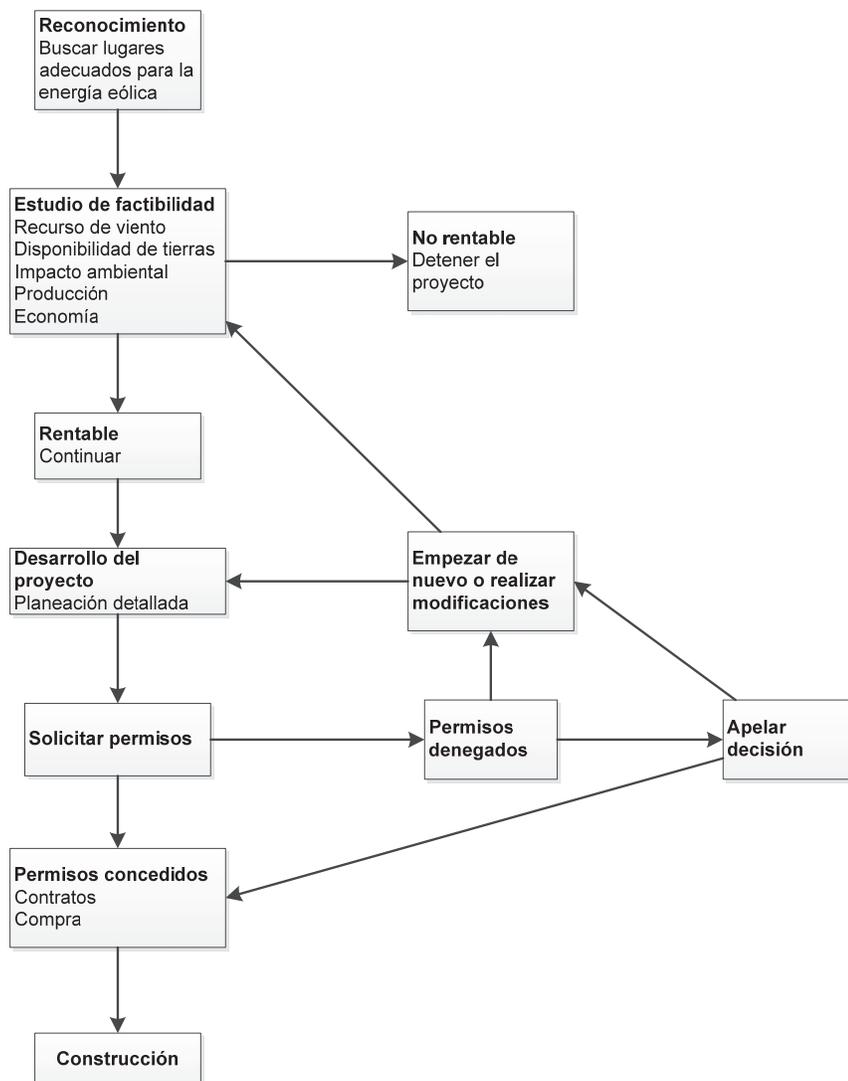
Por lo general, hay varios factores a considerar: la cantidad de energía que se puede conectar a la red, las especificaciones acerca de la producción mínima anual, los costos máximos de inversión y las demandas en el rendimiento económico por parte del cliente (servicios públicos, la compañía de electricidad, entre otros). La tarea del desarrollador es planificar una planta de energía eólica optimizada dentro de los límites de estas condiciones y restricciones.

El desarrollo del proyecto consiste en los siguientes pasos:

- Diálogo preliminar
- Adquisición del emplazamiento
- Planeación detallada
- Diálogos finales
- Evaluación de impacto ambiental
- Permisos
- Compra
- Contratos
- Instalación

El proyecto de energía eólica debe dar el mejor retorno posible sobre la inversión, pero también tiene que ser compatible con las exigencias de las autoridades, para que los permisos necesarios sean concedidos. El proceso de desarrollo del proyecto, así como el de compra, tienen que ser financiados. Esta es otra tarea que debe realizar el desarrollador del proyecto.

Figura 22. **Proceso del desarrollo del proyecto**



Fuente: elaboración propia.

3.4.1. Diálogo preliminar

El desarrollador puede empezar por hacer esbozos de algunas opciones diferentes para una instalación de energía eólica e invitar a la gente de los alrededores (1 - 2 km del sitio) a una reunión informativa en un diálogo preliminar. Las autoridades locales y regionales, el operador de la red y los medios de comunicación locales también deberían ser invitados.

El desarrollador puede explicar sobre la energía eólica en general, los beneficios ambientales, los recursos locales del viento y el impacto del ruido, sombras y demás, y, finalmente, mostrar algunos esquemas y pedir a los participantes por sus opiniones. Representantes de las autoridades locales y/o regionales pueden establecer sus opiniones acerca del proyecto propuesto y describir cómo una decisión sería tomada.

El desarrollador también debe tener un diálogo preliminar con la comunidad local, el operador de la red y otras autoridades competentes en reuniones por separado. El proyecto debe ser un esquema general: el punto de un diálogo inmediato es adaptar y modificar el proyecto para evitar conflictos innecesarios.

3.4.2. Adquisición del emplazamiento

El acceso a la tierra es necesario para instalar y operar los aerogeneradores, por lo que un acuerdo con el propietario de la tierra debe hacerse en una etapa temprana. Si más de un propietario está involucrado, debe hacerse un acuerdo común, aunque los contratos de arrendamiento de la tierra deben ser individuales.

En general, el contrato de arrendamiento usualmente se fija entre el 2 y 4 por ciento^[10] de los ingresos brutos anuales del aerogenerador, o una suma total pagada al momento de instalar el aerogenerador. Los términos de un contrato de arrendamiento de la tierra son una cuestión de negociación entre el propietario y el desarrollador, pero es conveniente llegar a un acuerdo justo que esté de acuerdo con otros contratos similares. Siempre es útil tener alguien viviendo cerca del sitio que tenga los aerogeneradores bajo vigilancia.

3.4.3. Planeación detallada

La tarea del desarrollador es la optimización de los aerogeneradores dentro de los límites establecidos por las condiciones locales. Para encontrar la mejor solución; los aerogeneradores de diferente tamaño (altura y diámetro del rotor) y potencia nominal deben ser probados teóricamente en diferentes lugares dentro del área. Este proceso se denomina *micrositing*. Para estas diferentes opciones la producción se debe calcular y analizar la economía que conlleva. El impacto sobre los vecinos y el medio ambiente también tiene que ser comprobado. Por último, el desarrollador tiene que elegir la mejor opción.

En un parque eólico con varios aerogeneradores, el diseño o *layout* (número, tamaño y configuración de aerogeneradores) debe adaptarse a las condiciones locales del viento, para que este recurso sea utilizado de la manera más eficiente. En la práctica, hay condiciones límites a considerar. Estas condiciones son definidas por las viviendas (distancia mínima debido a las regulaciones de ruido, etc.) otros edificios, bosques y otros obstáculos, las carreteras, la red eléctrica, la topografía, límites de la propiedad, líneas de costa y así sucesivamente. Las condiciones de frontera limitan la zona que está disponible para los aerogeneradores.

¹⁰ WIZELIUS, Tore. *Developing Wind Power Projects*. 2004. p. 259.

Con la ayuda de los conocimientos técnicos, buen juicio, un diálogo constructivo con las autoridades locales y vecinos, buenos datos de viento y un apropiado software de PC, el desarrollador encontrará la mejor solución para el proyecto, un plan detallado que debe tenerse en cuenta.

Los paquetes de computación (requieren licencia) más utilizados hoy en día para el diseño de parques eólicos son:

- WAsP (www.wasp.dk, precio de licencia a partir de los US\$4 450,00 en el año 2012)
- WindPro (www.emd.dk/WindPRO/Frontpage, precio de licencia a partir de los US\$1 300,00 en el año 2012)

3.4.4. Diálogos finales

En esta fase se debe de presentar las planeación detallada a las autoridades y al público para evitar conflictos.

3.4.5. Evaluación de impacto ambiental

En Guatemala, es obligatorio llevar a cabo evaluaciones de impacto ambiental para este tipo de proyectos de acuerdo con la Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente, Decreto No. 68-86 del Congreso de la República de Guatemala, artículo 8. El fin de estas evaluaciones de impacto ambiental es la protección y el mejoramiento del medio ambiente y los recursos naturales y culturales.

Un EIA consiste en un proceso y un documento. Diálogos y consultas con los habitantes locales, autoridades y otras partes que se verán afectados por el proyecto conforman el proceso. El propósito es dar a estos grupos una oportunidad para influir en el diseño del proyecto, para que el impacto sobre el entorno se minimice.

El documento de EIA describe este proceso de consulta pública, así como los impactos sobre el medio ambiente durante la construcción, operación y desmantelamiento.

El proceso de EIA debe comenzar tan pronto como sea posible para que las partes que se verán afectadas reciban una oportunidad real para influir en el diseño del proyecto.

Una evaluación de impacto ambiental describe el impacto de un aerogenerador en el medio ambiente global, regional y local. Una descripción detallada de los impactos de la propagación de sonido, sombras e impactos visuales siempre deben de ser incluidos.

Cada impacto generado se debe de describir en tres etapas:

- Situación presente
- Impacto (cambios, consecuencia)
- Precauciones (medidas que minimizan los impactos)

Además, los impactos durante las diferentes etapas de desarrollo deben de ser descritas, incluyendo los aspectos siguientes:

- Etapa de construcción: trabajos preliminares, caminos de acceso, líneas de transmisión, transporte de maquinaria, áreas de trabajo para las grúas, maquinaria pesada, almacenaje, etc.
- Etapa de operación: impacto visual, propagación de sonido, sombras y seguridad
- Restauración: cómo será desmantelado el/los aerogeneradores y la restauración del terreno

En el documento se deben de presentar las diferentes opciones de diseño y sitiado del proyecto, además de presentarse la opción de no ejecutar el proyecto. Las diferentes opciones y sus respectivos impactos ambientales deben de ser presentados de tal manera que sea posible compararlas y determinar qué opción será mejor para el medio ambiente. La opción de no ejecutar el proyecto describe las consecuencias que esto conlleva: se puede describir cómo se producirá la energía eléctrica en ausencia del proyecto (por carbón, combustible fósiles y sus respectivas emisiones, entre otras).

3.4.6. Permisos

En Guatemala, en la actualidad se debe contar con los siguientes permisos:

- Licencia de construcción; de acuerdo con el Código Municipal, esta licencia la emite la municipalidad en cuestión

- Licencia ambiental; de acuerdo con la Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente, esta licencia la emite el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN
- Permiso para interconectarse a la red; este permiso lo emite la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE

La licencia de construcción se obtiene solicitándola a la municipalidad correspondiente.

La licencia ambiental se obtiene luego de que la Evaluación de Impacto Ambiental ha sido aprobada por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), y una vez se cumplan las obligaciones establecidas por dicha entidad en la resolución de aprobación del EIA.

El permiso para interconectarse a la red debe solicitarse a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), a quien se debe de entregar un Estudio de Impacto Eléctrico para verificar el impacto que tendrá el proyecto en la red nacional, al momento que la CNEE concede el permiso, esta dicta también las condiciones que deben implementarse para que el proyecto pueda acceder a la red. La CNEE, para conceder este permiso, pide la opinión del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y con base en tales opiniones, se determinan las obligaciones a cumplir para la interconexión del proyecto a la red.

Dado que el viento no es un bien del Estado, no es necesario solicitar un permiso para utilizar el recurso.

3.4.7. Compra

Cuando los permisos necesarios han sido concedidos, es momento de realizar la compra de los aerogeneradores, otros bienes y equipamientos y los servicios necesarios para realizar el proyecto. Es recomendable usar compañías locales para la construcción de caminos de acceso, cimientos y demás. Se deben evaluar las diferentes ofertas y contratar la que sea más favorable; esta no es siempre la de menor precio, el récord de los proveedores, la habilidad para llevar a cabo las tareas, cumplir con las especificaciones técnicas y otros factores que deben de ser considerados también.

3.4.8. Contratos

Se deben de firmar contratos con los propietarios de la tierra (cuando aplique), con el operador de la red, y con una compañía de energía o de servicios para la compra de la energía del proyecto. Contratos para créditos de bancos u otras instituciones financieras también deben de ser firmados.

3.5. Ejecución

Una vez se han obtenido los permisos respectivos para la implementación del proyecto y se cuenta con los estudios que respalden la factibilidad del mismo, se procede a la ejecución del proyecto. La ejecución del proyecto comprende todas las actividades adicionales, para cualquier instalación de aerogeneradores, que se deben llevar a cabo; tales actividades son:

- La obra civil asociada (construcción)
- La instalación de los aerogeneradores

3.5.1. Obra civil asociada

La obra civil asociada comprende toda la construcción del proyecto, entre los que están:

- Construcción de accesos
- Construcción de cimientos
- Construcción de plataformas de montaje
- Construcción de edificaciones

3.5.1.1. Construcción de accesos

En esta etapa se construyen todos los caminos de acceso al proyecto y los caminos que conducen hacia los aerogeneradores y edificaciones. Los caminos deben de ser adecuados al tipo de carga y transporte que transitarán durante la instalación de los aerogeneradores y deben de quedar en condiciones para su uso, durante la etapa de operación del proyecto.

No es necesario que los caminos se pavimenten, es suficiente con adaptar el camino a las cargas de transporte y darles el ancho adecuado para tal fin.

3.5.1.2. Construcción de cimientos

El diseño de los cimientos de un aerogenerador se debe principalmente al momento de volteo en la base de la torre, en condiciones de viento extremas.

Los aerogeneradores generalmente tienen un cimiento en forma de bloque hechos de concreto armado. Los cimientos para las torres autosoportadas se dimensionan de tal manera, que se evite que el aerogenerador se voltee.

El diseño del cimiento se debe basar en el conocimiento adecuado del suelo en cuestión, donde se pruebe que en el sitio elegido el suelo provea al menos la capacidad de carga mínima asumida en el diseño del aerogenerador.

Si el suelo es demasiado suave, se requerirá de pilotes adicionales para la cimentación.

Previo a colocar el concreto es muy importante instalar el conducto para cables y la conexión a tierra. El cimiento de un aerogenerador de 600 kW requerirá aproximadamente de 165 m³ de concreto y unas 25 toneladas de acero de refuerzo^[11].

3.5.1.3. Construcción de plataformas de montaje

Las plataformas de montaje son construidas para la colocación adecuada tanto de las secciones de la torre, de las palas y de la grúa, para realizar el montaje del aerogenerador. Estas plataformas consisten en la adecuación del terreno, tanto en forma como en capacidad de carga. La capacidad de carga dependerá del tamaño del aerogenerador que se instale, ya que de eso dependerá el tamaño de la grúa a utilizar y el tamaño de las secciones de la torre y de las palas del aerogenerador.

¹¹ GASCH, Robert. *Wind Power Plants, Fundamentals, Design, Construction and Operation*. 2007. p. 102.

3.5.1.4. Construcción de edificaciones

En un proyecto de energía eólica se deben de construir varias edificaciones para el control y operación del parque eólico. Estas edificaciones son, entre otras: cuarto de control y subestación.

Adicionalmente, las edificaciones deben de contar con los servicios adecuados para el personal. Es posible también que se deba construir garitas de control y otros; esto dependerá de las necesidades del proyecto.

3.6. Instalación

Cuando los accesos y los cimientos de los aerogeneradores están terminados y las plataformas de montaje han sido preparadas, sus componentes pueden ser entregados en el sitio. Un desafío importante para el fabricante y el transportista es entregar los grandes componentes de los aerogeneradores a tiempo, por lo cual se debe realizar una coordinación y logística adecuada para no sufrir atrasos en este aspecto.

El transporte usualmente es llevado a cabo en carreteras por largos y pesados camiones. Usualmente, las secciones de la torre, la góndola y las palas son entregadas en ese mismo orden, esto debido a que regularmente estos componentes se entregan desde diferentes fábricas y a que para su montaje se necesitan en cierto orden. Dependiendo del tipo y tamaño de aerogenerador, es posible que se utilicen más de diez camiones de gran tamaño para cada aerogenerador, esto sin contar los camiones para el transporte de la grúa.

Para el transporte de las palas de aerogeneradores de gran tamaño, la longitud es un elemento crítico. El paso por pueblos o aldeas o por caminos con curvas puede presentar problemas, y es posible que se deban realizar modificaciones a los caminos acordes a las necesidades de transporte de las palas.

En cuanto al transporte de la góndola, el peso es el factor más crítico, ya que es el componente más pesado de un aerogenerador. Es por esta razón que para su transporte se deban realizar refuerzos a puentes. Para este tipo de transportes se debe de solicitar un permiso especial en Guatemala, ya que rebasa el límite permitido de carga.

Figura 23. **Transporte de una sección de torre de un aerogenerador**



Fuente: GASCH, Robert. *Wind Power Plants, Fundamentals, Design, Construction and Operation*. p. 500.

Una vez se empiezan a entregar los componentes de los aerogeneradores, es posible iniciar con el montaje de los mismos.

3.6.1. Montaje de aerogeneradores

El proceso completo del montaje de los aerogeneradores depende esencialmente de las condiciones climáticas. Si bien es cierto que el viento debe soplar fuertemente durante la operación del parque eólico, bajas velocidades de viento son deseadas para el montaje; esto para evitar la colisión entre los componentes (por ejemplo, entre el rotor y la torre) durante el izado y los movimientos de la grúa.

La grúa móvil contratada para ensamblar los componentes y montar los aerogeneradores tiene un costo muy elevado, por lo cual el tiempo es un factor importante. Adicional a la grúa principal, la mayoría de procedimientos de montaje requieren una grúa auxiliar más pequeña. Para aerogeneradores típicos de 2 MW, la grúa debe de tener la capacidad de levantar aproximadamente 70 toneladas a una altura de buje de 100 metros^[12].

Típicamente el procedimiento de montaje consiste en lo siguiente:

- En primer lugar, se erige la torre. El procedimiento puede variar dependiendo del tipo de torre. El montaje de torres cónicas de acero de 3 a 5 secciones toma hasta dos días en completarse. El ensamblaje de torres de segmentos de concreto prefabricado, puede tomar varios días en completarse. Para un concreto hecho en obra con marco de elevación, la producción puede durar varias semanas;

¹² GASCH, Robert. *Wind Power Plants, Fundamentals, Design, Construction and Operation*. 2007. p. 501.

- Una vez terminado el montaje de la torre se procede a realizar el montaje de la góndola sobre la misma. Dependiendo del fabricante, ya sea toda la góndola, (que comprende el marco de la góndola, el tren de potencia y el alojamiento de la góndola) es montada, o bien se realiza el montaje componente por componente;
- Finalmente, el rotor completo (las palas y el buje se ensamblan en tierra) es levantado y fijado a la brida del eje del rotor. Otra alternativa de finalizar el montaje es ensamblar el buje al eje del rotor en tierra e izar el buje junto con la góndola. Las palas son entonces levantadas y ensambladas una por una.

En este punto, aunque pareciera que el aerogenerador está completo, se deben de realizar varios días de trabajo para completar las instalaciones internas y las conexiones, antes de iniciar la operación.

Figura 24. **Montaje del rotor utilizando una grúa principal y una auxiliar de menor tamaño**



Fuente: GASCH, Robert. *Wind Power Plants, Fundamentals, Design, Construction and Operation*. p. 502.

3.6.2. Instalación eléctrica

Los sistemas de distribución eléctrica en parques eólicos normalmente operan a voltajes más altos que la tensión del generador de la turbina de viento, con el fin de disminuir las pérdidas resistivas en el camino a la subestación en el punto de conexión a la red. También tienen interruptores para todo el parque eólico en el punto de conexión a la red. Los niveles de voltaje del sistema de distribución del parque eólico dependen de las distancias entre las turbinas y los transformadores y de los costos de los cables.

Muchos de los aerogeneradores modernos incorporan un transformador instalado en la base de la torre, pero los grupos de aerogeneradores más bajos de voltaje, cercanos unos de los otros, podrían compartir un transformador con el fin de reducir costos.

El costo también es un problema cuando se toman las decisiones en cuanto a si las líneas de distribución deben ser subterráneas o aéreas. Las líneas subterráneas, que se utilizan en Europa y, a menudo, en los Estados Unidos, son más costosas, sobre todo en terrenos accidentados; con líneas de distribución aéreas es posible sortear obstáculos topográficos, esta elección deberá hacerse con base en las necesidades de cada proyecto específico.

3.6.3. Conexión a la red eléctrica

La conexión a la red de los aerogeneradores consiste en el equipamiento para conectar y desconectar el aerogenerador o el parque eólico de la red eléctrica, consiste además del equipamiento para detectar problemas en la red o en el lado del parque eólico y transformadores, para transferir la energía entre los diferentes niveles de voltaje.

El equipamiento para realizar la conexión a la red es el siguiente:

3.6.3.1. Interruptores

Interruptores para conectar y desconectar las plantas de energía eólica de la red, por lo general consisten de grandes contactores controlados por electroimanes. Los interruptores deben ser diseñados para una rápida operación automática en caso de un problema de aerogenerador o falla de la red.

3.6.3.2. Equipos de protección

Equipamiento de protección en el punto de conexión, debe ser incluido para asegurar que los problemas del aerogenerador no afectarán a la red o viceversa. Este equipo debe incluir la provisión para desconexión rápida en caso de un cortocircuito o una situación de sobretensión en el parque eólico.

El parque también debe ser desconectado de la red en caso de una desviación de la frecuencia de la red de la frecuencia nominal, debido a un fallo en la red o una pérdida parcial o completa de una de las fases en una red trifásica.

El equipo de protección consiste en sensores para detectar las condiciones del problema.

Las salidas de estos sensores controlan los imanes contactores o interruptores de estado sólido adicionales, tales como rectificadores controlados por silicio (SCR).

Las clasificaciones y el funcionamiento de los equipos de protección deben ser coordinados con los de otros equipos locales, para garantizar que no ocurran problemas. Por ejemplo, en caso de un fallo momentáneo en la red, la desconexión en el parque eólico debe reaccionar lo suficientemente rápido para evitar que las corrientes fluyan hacia el fallo de red y debe permanecer apagado el tiempo suficiente para asegurar que la reconexión se produzca sólo después de que los otros fallos de red han sido solucionados.

3.6.3.3. Conductores eléctricos

Los conductores eléctricos para la conexión de parques eólicos a la red se hacen generalmente de aluminio o cobre.

Los conductores eléctricos utilizados en transformadores y conexiones a la red disipan energía debido a su resistencia eléctrica, estas pérdidas reducen la eficiencia del sistema y pueden causar daños si los alambres y cables se calientan demasiado.

La resistencia del cable aumenta linealmente con la distancia y disminuye linealmente con el área de la sección transversal del conductor. Las consideraciones económicas tienden a dictar las pérdidas resistivas permisibles, dado el aumento del costo de cables más grandes.

3.6.3.4. Transformadores

Los transformadores en la subestación se utilizan para conectar circuitos eléctricos en diferentes niveles de voltaje. Por lo general, estos transformadores tienen un control automático de tensión para ayudar a mantener la tensión del sistema.

3.6.3.5. Conexión a tierra

Aerogeneradores, parques eólicos y subestaciones necesitan sistemas de puesta a tierra para proteger los equipos de daños causados por rayos y cortocircuitos. Proporcionar un camino conductor para altas corrientes a tierra puede ser un problema en lugares con lecho rocoso expuesto y otros suelos no conductores.

Relámpagos o fallos pueden dar lugar a diferencias significativas en el potencial de tierra en diferentes lugares. Estas diferencias pueden afectar equipos de protección de red y suponen un peligro para el personal, por lo cual la conexión a tierra se debe realizar de la manera más eficiente posible.

4. OPERACIÓN

Una vez que los aerogeneradores se han instalado y se han conectado a la red eléctrica y han comenzado a funcionar, estos pueden operar sin supervisión.

El propietario o la persona a cargo de la operación puede mantener bajo vigilancia el aerogenerador desde una oficina, ya que el sistema de control de la turbina está conectado vía remota a la computadora del operador.

Simples perturbaciones operacionales pueden ser atendidas desde la distancia, y el aerogenerador se puede reiniciar desde la computadora.

Cuando perturbaciones más graves se producen, el operador tiene que ir al aerogenerador para asistir a la falla antes de que este se pueda reiniciar. Cuando ocurre una falla, el operador recibirá una alarma en su teléfono celular, localizador personal o computadora. El mantenimiento regular se realiza normalmente dos veces al año, aunque esto puede variar para los diferentes modelos.

La cantidad de energía que producen los aerogeneradores es registrada en un medidor del cual el operador de la red toma lecturas. Esta información se transmite también vía remota; la producción usualmente se lee una vez al día. Las liquidaciones se hacen generalmente una vez al mes, cuando al propietario se le paga por la energía que fue entregada a la red el mes anterior.

4.1. Puesta en marcha

Al igual que todas las instalaciones técnicas complejas, los aerogeneradores deben ser "puestos a punto" antes de que puedan ser entregados al operador. En este contexto, la puesta en marcha es el período desde el momento en que el aerogenerador se ha instalado hasta cuando es entregado para convertirse en responsabilidad exclusiva del operador. Por lo tanto, va más allá del proceso técnico de poner las unidades en funcionamiento.

El procedimiento tampoco está exento de problemas desde el punto de vista jurídico. Para evitar conflictos posteriores, es de gran importancia definir claramente las fases individuales y los resultados asociados.

La puesta en marcha de los aerogeneradores, que suele formar parte de la entrega de un parque eólico para el operador, es un proceso relativamente largo, que requiere una estrecha cooperación entre el fabricante y el operador.

Los detalles del procedimiento en cuestión y de los criterios que deben aplicarse, en la mayoría de los casos son regulados por un "Contrato General de Trabajo", para la instalación del parque eólico.

Un operador que esté construyendo un parque eólico por sí mismo haría bien en negociar acuerdos adicionales correspondientes con el proveedor de sus aerogeneradores, en adición de su contrato de compra.

El proceso de puesta en general, incluye una serie de fases separadas.

4.1.1. Funcionamiento de los aerogeneradores

El éxito para la operación de un parque eólico requiere de: sistemas de información para monitorear el desempeño del aerogenerador, una comprensión de los factores que reducen el rendimiento del aerogenerador y medidas para maximizar la productividad de la turbina. El funcionamiento automático del aerogenerador requiere de un sistema de supervisión, a fin de proporcionar la información de funcionamiento al propietario del parque y al personal de mantenimiento.

Muchos aerogeneradores individuales y de parques eólicos tienen la capacidad de comunicarse con sistemas de supervisión remota. Estos sistemas reciben datos de los aerogeneradores individuales y los muestran en la pantalla de una computadora para los operadores del sistema. Estos datos pueden ser utilizados para evaluar la captura de energía del aerogenerador y la disponibilidad (el porcentaje de tiempo que está disponible para la producción de energía).

La disponibilidad de los aerogeneradores, en grandes proyectos, suele estar entre un 97% y un 99%. Una menor disponibilidad es causada por mantenimientos programados y no programados y por periodos de reparación, cortes de energía del sistema, y fallas del sistema de control.

Por ejemplo, la incapacidad de los sistemas de control para adaptarse adecuadamente a los cambios rápidos en las condiciones del viento, el desequilibrio debido a la formación de hielo en las palas, o momentáneas altas temperaturas de los componentes, pueden provocar que el controlador detenga el aerogenerador.

El controlador suele resolver estas condiciones de falla y la operación es entonces reanudada. Repetidos fallos por lo general hacen que el controlador desconecte el aerogenerador hasta que un técnico pueda determinar la causa de lecturas anómalas en los sensores. Todo lo anterior se traduce en una menor disponibilidad de la turbina.

Los fabricantes de aerogeneradores proporcionan curvas que representan la potencia de salida en función de la velocidad del viento.

Los factores que pueden reducir la captura de energía esperada de un aerogenerador pueden ser una menor disponibilidad, un bajo rendimiento aerodinámico debido a suciedad y hielo en las palas, un menor rendimiento debido a la falla en el sistema de orientación del aerogenerador, las acciones de control en respuesta a las condiciones del viento, y las interacciones entre los aerogeneradores de los parques eólicos. Se ha observado que la suciedad en las palas puede reducir el rendimiento aerodinámico tanto como un 10 ó 15%.

Las superficies de sustentación que son sensibles a la acumulación de suciedad requieren una limpieza frecuente o un remplazo de las mismas, con cuyo rendimiento se es menos susceptible a la disminución de rendimiento por la acumulación de suciedad e insectos. La acumulación de hielo en las palas puede, del mismo modo, reducir el rendimiento aerodinámico. La captura de energía también se reduce cuando ocurren cambios en la dirección del viento.

Controladores en algunos aerogeneradores esperan hasta que la magnitud del error de orientación promedio esté por encima de un valor predeterminado antes de ajustar la orientación del aerogenerador, resultando así, en períodos de operación sin altos errores de orientación, dando como resultado una inferior captura de energía.

Los vientos turbulentos pueden también causar una serie de fallos. Por ejemplo, en los vientos turbulentos, repentinos, grandes errores del sistema de orientación pueden hacer que el sistema se apague y se reinicie, además de reducir la captura de energía.

En fuertes vientos, las ráfagas pueden causar que el aerogenerador se apague por protección cuando la velocidad media del viento está todavía dentro del rango de operación del aerogenerador. Estos problemas pueden reducir la captura de energía hasta en un 15% de los valores proyectados.

Los operadores deben estar preparados no sólo para minimizar estos problemas, sino también deben de anticiparse a ellos en sus evaluaciones financieras y de planificación.

Las fases para poner los aerogeneradores en funcionamiento son las siguientes:

4.1.1.1. Verificación funcional

Verificar el ensamblado y la activación de las unidades eléctricas e hidráulicas y los sistemas electrónicos después que los aerogeneradores han sido instalados, es responsabilidad del fabricante. Los informes de prueba de los controles se entregan al operador.

Después de una conclusión satisfactoria de estas pruebas, la instalación es liberada para la operación por parte del fabricante. El operador debe ser notificado por escrito del inicio de pruebas de operación.

4.1.1.2. Prueba de funcionamiento

Es habitual y útil acordar una prueba de funcionamiento de los aerogeneradores con el fabricante. No existen normas obligatorias relativas a la duración de dicha operación ni del criterio de éxito asociado al aplicarse. Por lo general, un periodo de 240 horas (correspondiente a unos 10 días) es acordado.

El criterio de éxito consiste en que, en este período, el aerogenerador no esté fuera de servicio por más de 6 a 7 horas, por razones técnicas que residen en el propio aerogenerador o de conformidad con la disponibilidad técnica contractualmente definida, lograr un valor mínimo de disponibilidad, en el orden del 95%. La disponibilidad se entiende como el porcentaje de tiempo en que el aerogenerador está generando energía eléctrica.

Es de interés para el propio operador comprobar que la operación de prueba tenga éxito, por lo cual en esta fase se requiere de la intervención del operador, respecto de la evaluación de los datos de funcionamiento.

4.1.1.3. Evaluación técnica independiente

Es sentido común y de interés del operador o del propio interés del comprador, obtener una evaluación independiente de la situación técnica del aerogenerador antes de que este sea entregado. Fallos en el montaje o defectos en el aerogenerador, por ejemplo, la corrosión que puede que ya haya comenzado, pueden resultar en daños y por lo tanto en gastos, incluso después que el período de garantía ha terminado. Por esta razón, los operadores suelen solicitar a expertos que evalúen el estado de la construcción de los aerogeneradores, para seguridad del comprador.

Esto puede ser un procedimiento que consuma un tiempo considerable en el caso de grandes parques eólicos, ya que cada aerogenerador individual debe ser inspeccionado y evaluado en detalle. Como regla general, esto resulta en una lista llamada "lista de defectos" que contiene las rectificaciones a ser realizadas por el fabricante.

4.1.1.4. Aceptación y entrega

Después de la prueba de operación y las evaluaciones técnicas por parte de un experto independiente, la "aceptación" es acordada por el operador.

El requisito previo es que la operación de prueba haya sido exitosa y que se haya determinado que el aerogenerador ya no tiene defectos significativos. Los hechos relevantes a la confiabilidad y seguridad operativa y la generación de energía se consideran significativos.

Plazos apropiados se acuerdan para eliminar los defectos restantes en la lista. Una vez que se ha firmado informe de aceptación, el aerogenerador se convierte en propiedad del operador (comprador). Esta entrega al operador es seguido por el período de garantía y el funcionamiento regular bajo la responsabilidad del operador.

4.1.2. Funcionamiento de la red eléctrica

Las redes eléctricas se pueden dividir en cuatro partes principales: generación, transmisión, distribución, y alimentadores de suministro. La función de generación, históricamente, ha sido proporcionada por los grandes generadores accionados por combustibles fósiles o por turbinas hidroeléctricas.

Estos generadores responden a las variaciones de carga, mantienen estable la frecuencia del sistema y ajustan el factor de tensión y corriente en la estación de generación, según sea necesario.

Los generadores en grandes plantas, producen energía a alta tensión. Estos generadores alimentan corriente al sistema de transmisión de alta tensión, para distribuir la energía sobre grandes regiones.

Los sistemas de transmisión son todas las líneas utilizadas para transportar la energía del punto de generación hasta los sistemas de distribución, estos usan alto voltaje para reducir las pérdidas de energía en las líneas de transmisión. Los sistemas locales de distribución son las redes empleadas para llevar la energía al usuario final, doméstico o industrial; este sistema opera en baja tensión (10 a 69 kV), distribuyendo así la energía localmente.

Localmente, la tensión se reduce de nuevo y la potencia se distribuye a través de los alimentadores a uno o más consumidores. Los usuarios industriales suelen utilizar 480 V de potencia mientras que los usuarios comerciales y residenciales utilizan sistemas de 120 V o 240 V.

La red eléctrica en Guatemala es denominada como el Sistema Nacional Interconectado (SNI) el cual está conformado por líneas de transmisión de 400 KV, 230 KV, 138 KV y 69 KV.

La red eléctrica en Guatemala es operada por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el cual fue creado con el fin de ordenar la industria eléctrica en el país. El AMM fue creado con base en el artículo 44 del acuerdo gubernativo No. 256-97.

Tal y como se publica en la página web del AMM (www.amm.org.gt), el Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada, sin fines de lucro, cuyas funciones son:

- La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del mercado mayorista
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país

Además de las funciones anteriores, el AMM debe realizar las siguientes actividades:

- Programación de la operación: el AMM es responsable de planificar anualmente la forma en que se cubrirán las necesidades de potencia y energía del sistema, tratando de optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles. La programación anual es revisada y ajustada semanal y diariamente
- Supervisión de la operación en tiempo real: el AMM debe vigilar el comportamiento de la demanda y la operación del parque generador, así como del sistema de transporte. Asimismo, debe mantener la seguridad

del suministro, verificando constantemente las variables eléctricas del sistema y respetando las limitaciones de equipos e instalaciones asociadas

- Administración de las transacciones: el AMM debe cuantificar los intercambios de potencia y energía entre los participantes del Mercado Mayorista y valorizarlos utilizando el precio de oportunidad de la energía y el precio de referencia de la potencia; para ello, el AMM debe diseñar e implementar un sistema de medición que permita conocer en forma horaria la energía y potencia producida y/o consumida; además, administrará los fondos que surgen de las transacciones entre los agentes que operan en el mercado mayorista

El Mercado Mayorista (MM) en Guatemala está compuesto por agentes del mercado mayorista; estos están definidos en el artículo 5 del reglamento del administrador del mercado mayorista, y son: generadores, distribuidores, transportistas y comercializadores.

Además de los agentes, se define también a los grandes usuarios. Cualquier agente y gran usuario es llamado en general: participante.

Para poder ser agente o gran usuario del MM, se debe cumplir con los siguientes requisitos básicos:

Tabla XI. **Requisitos para participar en el mercado mayorista de energía**

Participante	Requisito
Generadores	Potencia máxima de por lo menos 5 MW
Distribuidores	Tener por lo menos 15,000 usuarios
Transportistas	Potencia firme conectada, de por lo menos 10 MW
Comercializadores	Comprar o vender bloques de energía asociada a una potencia firme de al menos 2 MW
Grandes usuarios	Demanda máxima de al menos 100 kW

Fuente: www.amm.org.gt. Consulta: septiembre de 2012.

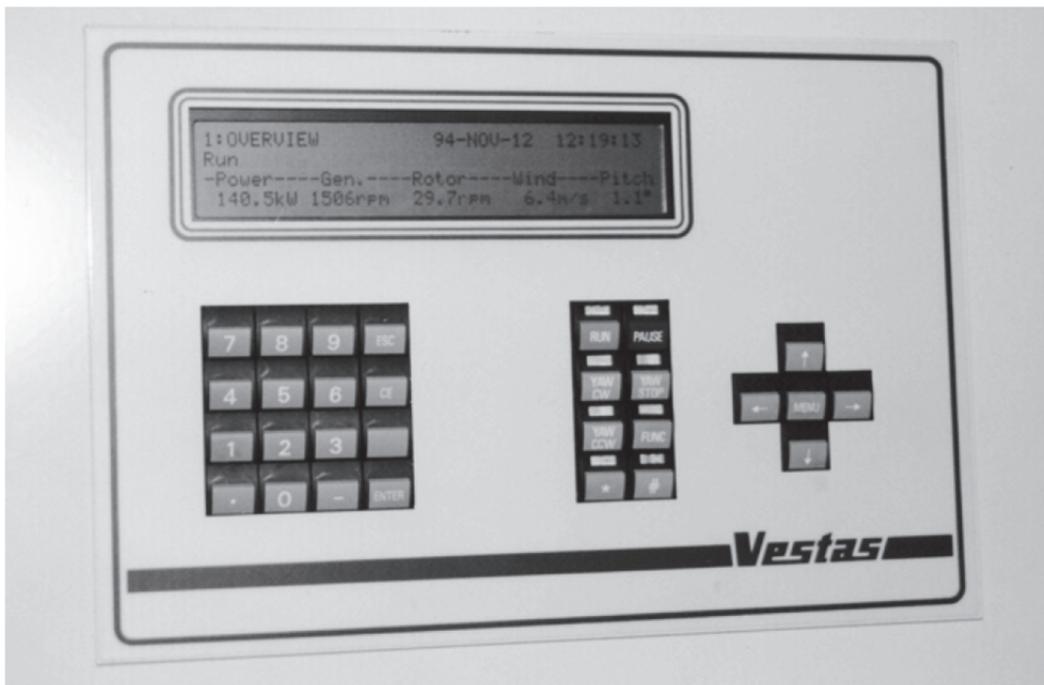
4.2. Operación plena

Todos los aerogeneradores están diseñados para un funcionamiento automático. Hoy en día es obligatorio para aplicaciones comerciales. Con una potencia de unos pocos megavatios como máximo, los costos laborales para el personal permanente de operación serían económicamente prohibitivos.

Aunque la intervención del operador sigue siendo necesaria, por ejemplo, para la puesta en marcha, seguimiento y fines de mantenimiento, los sistemas de control automáticos son de especial importancia respecto de la fiabilidad de funcionamiento, debido a que los aerogeneradores normalmente se operan sin personal de operación. Los aerogeneradores están equipados con una unidad de control y vigilancia con teclas de funcionamiento y una pequeña pantalla que normalmente se monta en la base de la torre y es fácilmente accesible (ver figura 25).

Esta información y el panel operativo se utilizan principalmente por el personal de mantenimiento, para la adquisición de datos que caracterizan el estado operativo instantáneo, y para la recuperación de valores sobre el estado de las unidades más importantes. Además, determinadas operaciones necesarias para el mantenimiento se pueden realizar manualmente.

Figura 25. **Panel de monitoreo de un aerogenerador comercial marca Vestas**



Fuente: HAU, Eric. *Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics*.
p. 682.

Por lo general, la información de las unidades de seguimiento de los aerogeneradores individuales puede ser enviada a cualquier otro lugar utilizando un módem telefónico para que el monitoreo remoto de los aerogeneradores sea posible.

En el caso de los parques eólicos que contienen un número de aerogeneradores, los datos deben ser combinados y transmitidos en serie. Pueden entonces ser interrogados individualmente por la estación de monitoreo remoto.

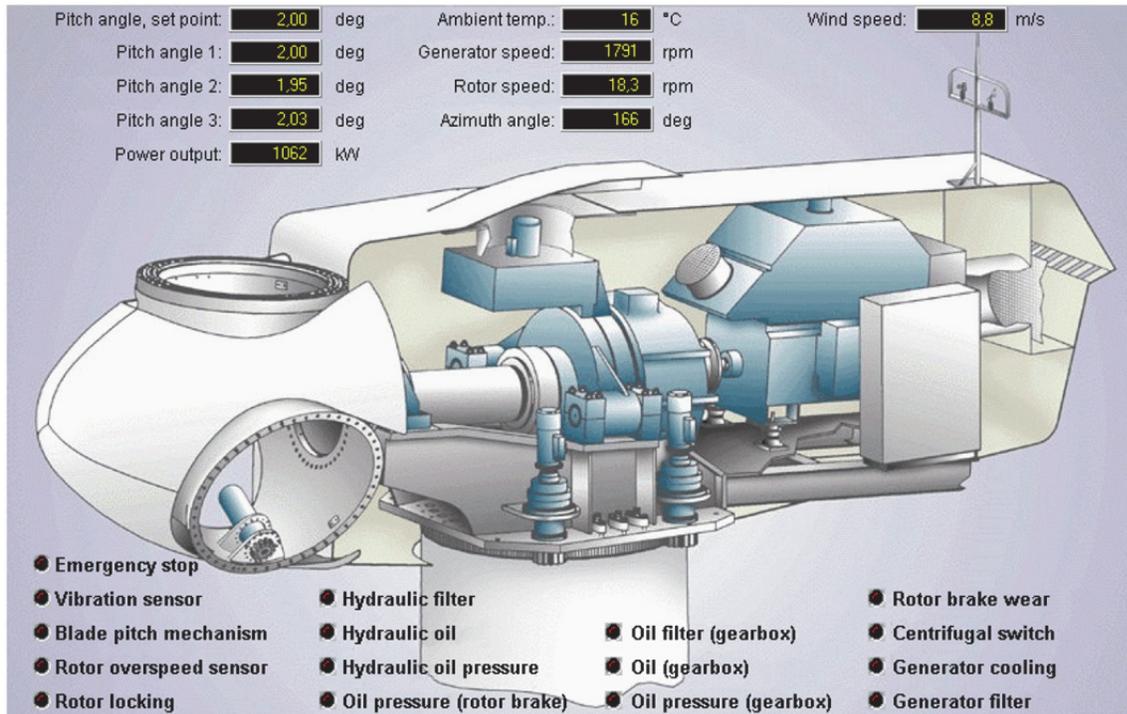
Ciertas operaciones también puede realizarse a partir de estas estaciones. Así, es posible, por ejemplo, aislar los aerogeneradores de la red y reiniciarlos de nuevo. Este tipo de monitoreo remoto es hoy en día una práctica habitual con todos los modernos aerogeneradores.

El paquete de software correspondiente se incluye en la entrega del aerogenerador. En el caso de los parques eólicos de gran tamaño, datos operativos de mayor nivel son a menudo subidos a internet y la información puede ser recogida desde allí.

La supervisión técnica requiere de un sistema de adquisición de datos apropiado en el aerogenerador y, si es posible, también la adquisición de datos del medio ambiente, por ejemplo, el viento y la información meteorológica proveniente de una estación de anemómetro externo o la adquisición de ciertos parámetros de la red.

En el aerogenerador, los datos de medición necesarios se adquieren a partir de sensores en los componentes mecánicos y eléctricos (ver figura 26).

Figura 26. **Adquisición de datos en la góndola de un aerogenerador GE-1.5S para el monitoreo de sus componentes mecánicos**



Fuente: HAU, Eric. *Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. p. 683.

Los datos eléctricos y la información sobre el estado operativo se toman del flujo de datos del sistema de control. Naturalmente, este sistema de adquisición de datos no debe interactuar con el sistema de control si ocurriera un error en el sistema de monitoreo.

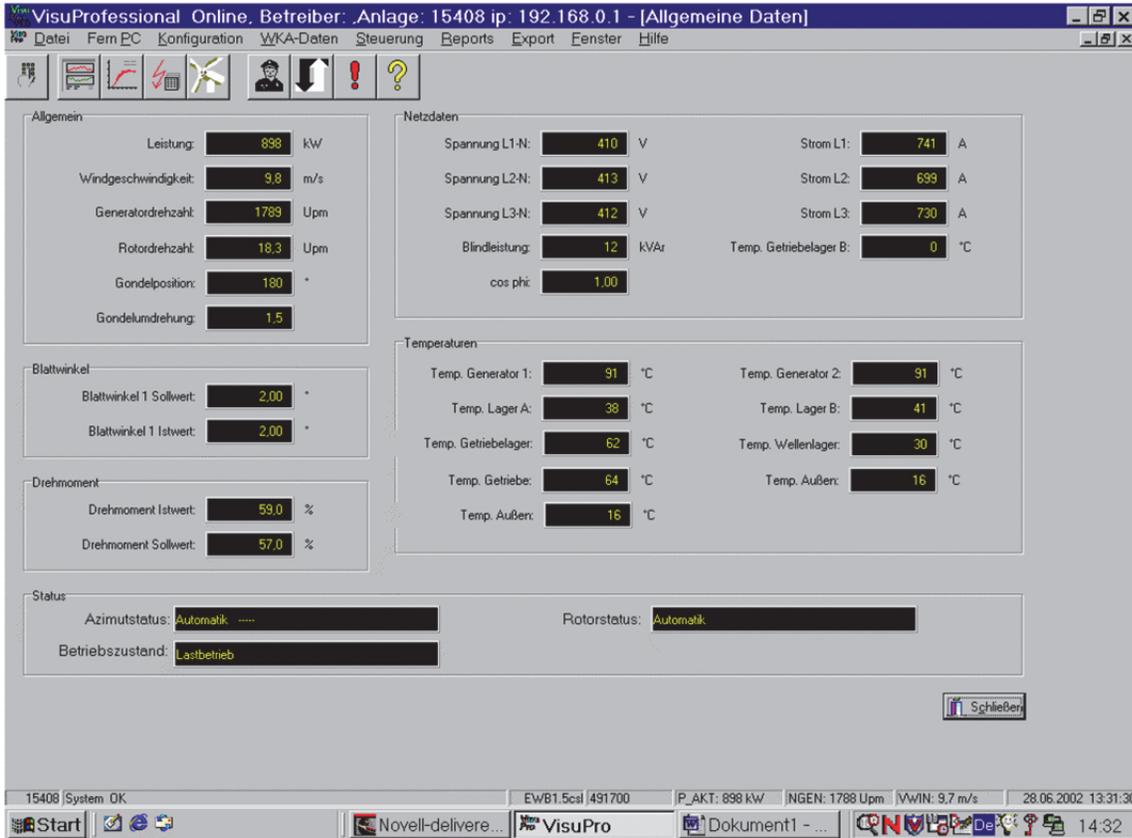
Los datos se almacenan durante períodos relativamente largos y pueden ser evaluados desde los más variados aspectos y editados en forma de tablas o de gráficos.

Dependiendo del grado de facilidad de uso del software, esta información puede ser recuperada directamente en el aerogenerador o en línea mediante un control remoto, o tienen que ser almacenados en un medio digital y evaluados mediante el uso de programas informáticos especiales.

El sistema de monitoreo del aerogenerador normalmente tiene una estructura de menú con diferentes niveles y opciones. Además de los datos de identificación, los aerogeneradores e información operativa general, el menú principal muestra, por ejemplo, los siguientes parámetros en la pantalla (ver figura 27):

- Velocidad del viento
- Salida de potencia eléctrica
- Revoluciones del generador
- Velocidad del rotor
- Ángulo de paso
- Voltaje
- Frecuencia
- Intensidad de corriente

Figura 27. Menú principal de monitoreo de un aerogenerador GE-1.5S



Fuente: HAU, Eric. *Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. p. 684.

Por debajo de este nivel hay un submenú de opciones, por ejemplo, refiriéndose a los datos completos de viento y meteorológicos o para una descripción más detallada de los parámetros eléctricos tales como $\cos \phi$, corriente y voltaje para las tres fases, etc.

Aparte de esta información instantánea sobre las condiciones de operación, los parámetros de control proporcionan la posibilidad de convocar y/o imprimir evaluaciones a largo plazo de datos, en forma estadística o gráfica,

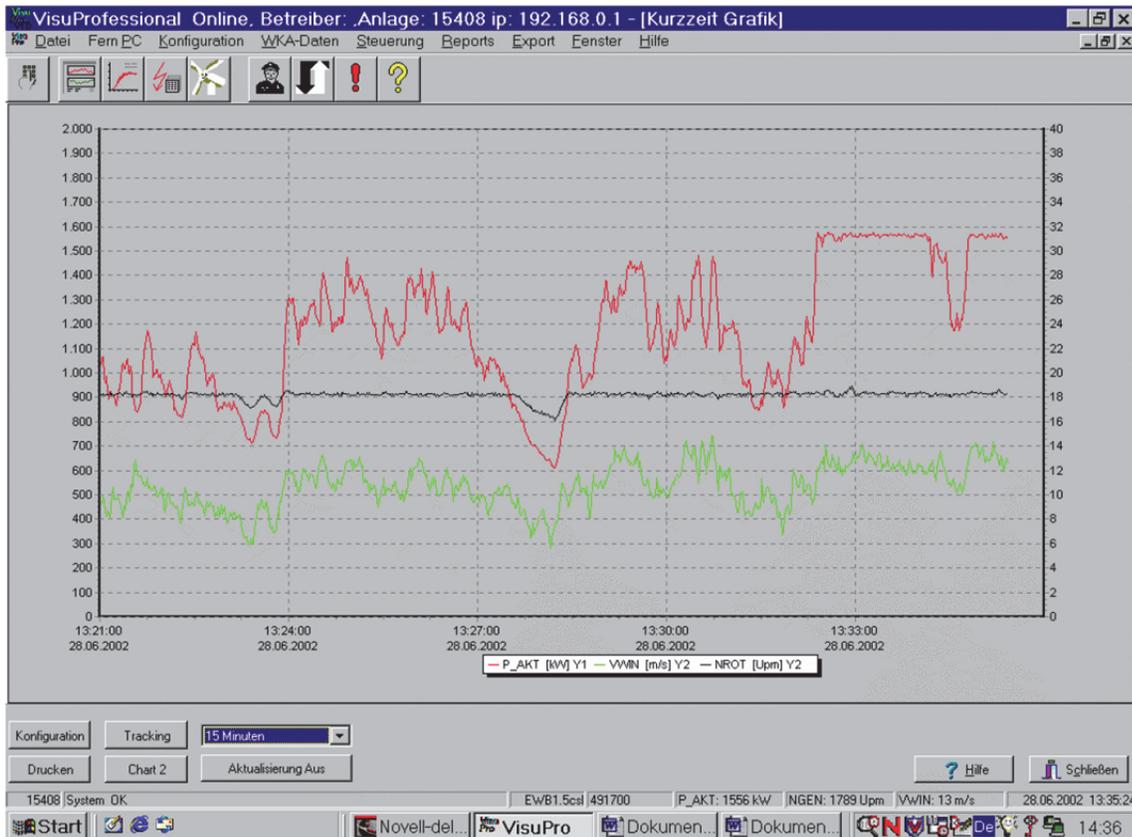
como la energía y las estadísticas de disponibilidad de la operación del año en curso, o también como un gráfico de la variación de la velocidad del viento, la velocidad del rotor y la corriente eléctrica durante el período de algunos minutos (ver figura 28).

El software también proporciona un análisis estadístico de la potencia de salida eléctrica en relación con la velocidad del viento durante un período relativamente largo. La curva de potencia generada debe ser tratada con precaución. En la mayoría de los casos, la velocidad del viento utilizada como base no es la correcta.

Cuando el rotor está en funcionamiento, la medición de la velocidad del viento tomada sobre la góndola es incorrecta (debido a las turbulencias creadas por el movimiento de las palas) y debe ser corregido con base en la energía, a fin de obtener la verdadera, no modificada velocidad de viento. Estas relaciones deben de conocerse con precisión antes de realizar conclusiones de gran alcance con base en estas estadísticas de energía.

Se han desarrollado métodos de detección de fallos; estos utilizan los denominados sistemas de monitoreo de condición, los cuales tienen el objetivo de predecir daños a partir de ciertos criterios, con el fin de evitar paros inesperados del aerogenerador. Estos sistemas se basan en la adquisición de ciertas propiedades características de los componentes, como su comportamiento vibratorio, la radiación del sonido estructural o el análisis de la potencia de salida. El análisis de estos datos tiene por objeto demostrar el daño que ya ha ocurrido (grietas o fenómenos anormales de desgaste).

Figura 28. **Gráfico de velocidad de viento, velocidad de rotor y salida de potencia eléctrica de un aerogenerador GE-1.5S**



Fuente: HAU, Eric. *Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics*.
p. 685.

El funcionamiento de un parque eólico más grande, con veinte o más aerogeneradores impone requisitos adicionales para la organización operativa, además del funcionamiento de los aerogeneradores individuales.

Si los aerogeneradores son operados en paralelo con la red, un sistema de control general no es realmente necesario.

Al igual que un aerogenerador independiente, cada aerogenerador individual, con su control autónomo y el sistema de monitoreo, es capaz de recorrer paso a paso de forma automática el ciclo operativo, la participación de todas las condiciones requeridas desde el punto muerto a la parada de emergencia, sin ningún tipo de sistema de control global.

Por razones económicas se sugiere un control central donde hay un mayor número de aerogeneradores implicados. En un parque eólico compuesto por cincuenta aerogeneradores, no es raro encontrar que distancias de hasta diez kilómetros deben ser superadas desde el primero hasta el último aerogenerador; debido a las distancias mínimas entre los mismos, son necesarias por razones aerodinámicas. Un sistema central de control es extremadamente útil en tales circunstancias.

Para vigilar y controlar la secuencia operativa de grandes parques eólicos, monitoreo especial y sistemas de evaluación de datos fueron desarrollados, los cuales combinan los datos de los aerogeneradores individuales en una forma adecuada. Esto hace posible la visualización de las características de potencia del parque eólico, y también ejercen un tipo de control de secuencia de alto nivel. El objetivo es optimizar la generación de energía y la entrega de energía del parque eólico completo bajo diversas condiciones de contorno externo, por ejemplo debido a las restricciones respecto del acceso a la red.

Los datos se evalúan desde los más variados aspectos que también incluyen los de gestión industrial como por ejemplo, la contabilización de la energía eléctrica entregada con tarifas diferentes en diferentes momentos del día. Un paquete de software adaptado para estas tareas se ha ofrecido bajo el nombre de SCADA (Control de Supervisión y Adquisición de Datos, por sus

siglas en inglés) desde hace más de diez años, y se utiliza en numerosos parques eólicos.

La operación de un parque eólico comprende también el mantenimiento de los aerogeneradores.

4.2.1. Mantenimiento de las instalaciones

Al igual que cualquier otro sistema técnico, los aerogeneradores deben ser revisados periódicamente y, en el caso que ocurran defectos, estos deben ser reparados. En los aerogeneradores convencionales los componentes de conversión de energía mecánica-eléctrica, tales como ejes, rodamientos, engranajes y generador, requieren un mantenimiento similar al de otros sistemas técnicos. El tipo e intervalo de trabajo de mantenimiento requerido deben estar contenidos en el manual del aerogenerador. La cuestión general es si los aerogeneradores requieren un extraordinario nivel de mantenimiento o si a menudo se encuentran en necesidad de reparación. Hay dos razones por las que esto podría ser así:

- Las condiciones ambientales de un aerogenerador son extraordinariamente difíciles. Estos no solo están expuestos al viento y el clima durante una vida útil de al menos 20 años, sino que sus sitios preferidos se encuentran cerca de las costas, donde el aire es salado, lo cual proporciona las condiciones ideales para la corrosión en todos los componentes metálicos.
- El número relativamente elevado de horas de operación alcanzados por un aerogenerador durante el período de vida útil. El tiempo de operación efectivo de un aerogenerador en un buen emplazamiento es cerca de

5,000 horas anuales, lo que corresponde a un tiempo de funcionamiento a plena carga de 2,500 horas. Esto equivale a 100,000 horas de funcionamiento durante la vida de diseño de 20 años del aerogenerador. En comparación, un automóvil recorriendo un supuesto de 20,000 km por año a una velocidad media de 80 km/h, alcanzaría apenas 5,000 horas de funcionamiento.

La extremadamente alta carga dinámica de los componentes es de especial importancia. Las fluctuaciones de carga de por sí llevan a altas cargas cíclicas de los componentes. Combinado con el elevado número de horas de operación, la alternación de cargas que se obtienen durante la vida de servicio del aerogenerador es de un orden de magnitud alto. La fatiga del material, por lo tanto, requiere una atención especial; también se debe de tratar con la corrosión. Para muchos materiales, no hay valores empíricos verificados disponibles sobre la resistencia a la fatiga con alternancias de carga altas.

Sería erróneo concluir de estas condiciones que los requisitos de servicio y mantenimiento son especialmente elevados. No obstante, la experiencia ha demostrado que es posible operar los aerogeneradores con una cantidad económicamente justificable de servicio y mantenimiento. Esta afirmación se puede comprobar con datos estadísticos durante un período de casi 20 años. Naturalmente, hay menos datos fiables disponibles para la segunda mitad de la vida económica de una turbina.

La condición previa para lograr que el mantenimiento y los gastos de reparación sean económicamente sostenibles es que las condiciones agravadas ambientales y de operación sean cuidadosamente consideradas en el diseño y en la selección de los materiales.

Por ejemplo, la corrosión es un problema mayormente de calidad de los materiales, que de las condiciones más o menos severas en el lugar. Esto ha sido demostrado por la experiencia adquirida con otros productos técnicos, por ejemplo, los automóviles. El diseño y la construcción de un sistema técnico deben permitir que para las condiciones agravadas de medio ambiente y de operación, el trabajo necesario para el mantenimiento se mantenga dentro de límites económicamente justificables.

Por lo tanto, el trabajo de mantenimiento requerido es principalmente un problema de costos de inversión. En el caso de los aerogeneradores, altos costos de fabricación con el fin de beneficiar una construcción con bajo mantenimiento es la solución más económica, ya que las reparaciones son mucho más costosas debido a la complejidad de los trabajos de mantenimiento en el lugar que requiere transporte pesado y equipos de elevación. Esta situación sólo cambiará si los aerogeneradores pueden ser producidos con un coste mucho menor en el futuro.

En estas condiciones, las estructuras prescindibles podrían ser mucho más económicas, pero tal desarrollo es poco probable en la actualidad, especialmente para equipos de generación de energía destinada a una larga vida útil.

En la actualidad, todos los esfuerzos están dirigidos a diseños que sean cada vez más libres de mantenimiento. El uso comercial de los aerogeneradores en alta mar requiere una extensión de los intervalos de mantenimiento por motivos económicos. Además, todavía hay problemas con la vida útil de ciertos componentes (cajas de engranajes, cojinetes etc.), de modo que mejoras en diseño son necesarias, siendo el objetivo que todos los componentes alcancen una vida continua de servicio de al menos 20 años.

4.2.1.1. Mantenimiento de rutina

Además de un diseño de bajo mantenimiento, el segundo requisito básico para la minimización de los costos de reparación y para el logro de un alto grado de disponibilidad es un control regular y el rendimiento asociado del trabajo previsto del mantenimiento de rutina. Los aerogeneradores no son una excepción en comparación con otros sistemas técnicos complejos.

Los manuales del fabricante contienen descripciones de los componentes y de los procedimientos de los controles que se llevarán a cabo a intervalos fijos. Estos datos son sólo de interés para el operador si este desea que sea su propio personal quien realice los trabajos de mantenimiento, algo que, hasta la fecha, se realiza en sólo unos pocos casos excepcionales. Como regla general, el patrón básico de la rutina de mantenimiento consiste en una verificación semestral de los componentes y funciones importantes. Inspecciones integrales se proporcionan para los ciclos de uno o dos años. El mantenimiento de rutina cubre las siguientes áreas:

- Verificación de los componentes principales, por ejemplo, la inspección visual de las palas del rotor, ejes, cajas de cambio, etc. y el chequeo de las más importantes juntas (torques de apriete de los tornillos).
- Cambio de aceite en la caja de engranajes y en los componentes hidráulicos, semestral, si es necesario.
- Pruebas de funcionamiento (mecanismo de paso de la pala, presión hidráulica, parada de emergencia).

Este trabajo es cobrado según las tarifas fijas en el contrato de mantenimiento completo. Las pequeñas reparaciones (por ejemplo, hasta \$100) y pequeñas piezas de desgaste están incluidas en la tarifa plana. Los detalles correspondientes y los costos adicionales acumulados por los viajes de los técnicos desde y hacia el sitio, etc. se encuentran regulados en el contrato de mantenimiento. El contrato de mantenimiento por lo general entra en vigor después que el periodo de garantía normal de dos años ha transcurrido.

Los fabricantes casi siempre negocian una extensión del período de garantía de, por ejemplo, 5 años para la celebrar así un contrato de mantenimiento a largo plazo y con frecuencia, también, para obtener un mayor precio de compra de los aerogeneradores.

4.2.1.2. Causas de daños y riegos de reparación

Una cierta cantidad de defectos técnicos y de daños son inevitables, incluso con una construcción de alta calidad y un mantenimiento cuidadoso. En casi todos los casos, el operador intentará cubrir los riesgos resultantes de los costos de reparación por medio de los seguros de falla mecánica. En la práctica los costes de reparación no serán siempre serán manejados por el seguro, de manera que existirá un cierto riesgo para el operador. Estimar correctamente este riesgo, y disponer de las reservas correspondientes es de fundamental importancia para la viabilidad económica de un proyecto de energía eólica. En principio, los daños que ocurran en el funcionamiento de un sistema técnico son atribuibles a dos causas diferentes:

- La evaluación errónea de las cargas que actúan sobre el sistema, dimensionamientos inadecuados de los componentes o la interacción entre los componentes defectuosos en un sistema complejo puede llevar

a un diseño relacionado con la carga excesiva del material en un componente. Tal fallo sistemático causará daños o una fractura en cada dispositivo individual de una serie del mismo tipo de construcción. Las compañías de seguros no están dispuestas a pagar por la reparación o el fracaso de una producción en serie.

- Los fallos individuales de un componente respecto del material utilizado, la fabricación o también el montaje, algo que no se puede evitar por completo de acuerdo con las estadísticas. Tales fallas individuales no se pueden evitar al cien por cien, por mucho cuidado que se tenga en el control de calidad. Este es el tipo de daño que es cubierto por un seguro de falla mecánica.

En la práctica, a menudo no es posible distinguir entre estas dos causas en un caso individual, de tal manera que los costos de la reparación son frecuentemente divididos entre el asegurador y el operador. Durante el período de garantía, el fabricante naturalmente cubre estos costos.

Después de la finalización del período de garantía, un cierto riesgo de costos de reparación se mantendrá para el operador por las razones antes mencionadas, aun cuando haya contratado un seguro de falla mecánica.

Si los daños son numerosos y se producen durante un largo período, y estos son pagados por las compañías de seguros, las primas del seguro subirán por lo tanto y por último, afectando así nuevamente al operador.

En principio, los componentes y sistemas de un aerogenerador están diseñados para una vida mínima de servicio determinado (seguridad de vida de diseño), que es por lo menos veinte años. Es decir, los espectros de carga de fatiga se especifican, tanto respecto del nivel medio como del número de alternancias de carga para los componentes de carga dinámica, de tal manera que cubren toda la vida de servicio calculado.

Al mismo tiempo, las tensiones de material permisibles se limitan a este límite de resistencia, que es sinónimo de la resistencia a la fatiga en la mayoría de los materiales.

Esta filosofía de diseño se aplica a todos los componentes esenciales, a excepción de algunas partes pequeñas de desgaste, tales como correas de transmisión, filtros, etc.

Por esta razón, no existe un requisito obligatorio para las inversiones de replazo en los aerogeneradores, un hecho que a menudo se malinterpreta, ya que la experiencia práctica dice lo contrario.

Por otro lado, hay que reconocer que, independientemente de la seguridad de vida de diseño, algunas dudas se justifican en el caso de algunos componentes de un aerogenerador.

Por lo tanto, estadísticas completas de daños se han recogido en los últimos años por parte de la aseguradoras y de los institutos técnicos / científicos quienes se han encargado de llevar a cabo investigaciones sobre las causas de los daños.

En las investigaciones, los siguientes aspectos principales y las causas de los daños se identifican:

- Rodamientos de rotor
- Rodamientos y engranajes en la caja de engranajes
- Aceite de engranajes
- Embrague
- Los rodamientos de rodillos en los generadores
- Unidad de orientación
- Montaje de góndola
- Las palas del rotor
- Eje del rotor
- Electrónica

Se señala que el daño se produce con más frecuencia en cajas de engranajes, seguido por cojinetes de rodillos y generadores. En algunas zonas, principalmente los aerogeneradores con regulación por pérdida aerodinámica se ven afectados.

La mayoría de las dudas se presentan en relación con el diseño de los engranajes y los cojinetes de rodillos y se señala que, dado el estado actual de la técnica de fabricación, no se puede suponer que la vida de servicio completo de un aerogenerador se puede lograr sin tener que reemplazar los componentes en estas áreas.

4.2.1.3. Antecedentes prácticos y proyección a largo plazo

Los datos sobre las causas de fallas y reparación de los aerogeneradores se han recopilado y analizado desde el comienzo de los años ochenta. A partir de los primeros diez años de utilización de energía eólica, que son principalmente análisis de Dinamarca y de Estados Unidos.

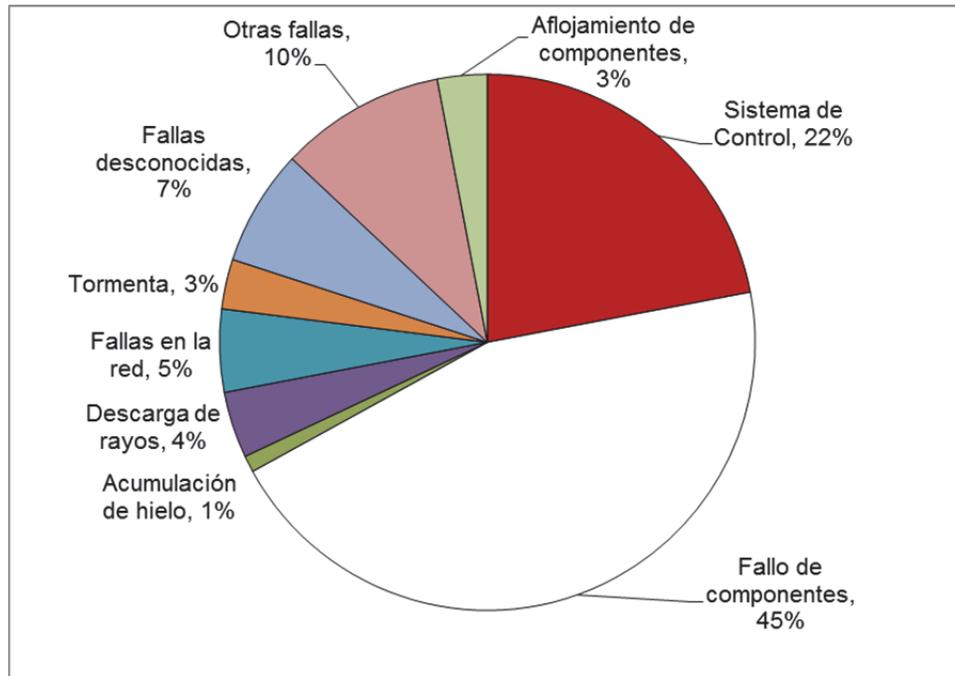
En Alemania, los resultados operacionales de un número representativo de los aerogeneradores se han recogido desde 1990 en un "Programa de Medición y Evaluación Científica" (WMEP – *Wissenschaftliches Meß-und Evaluierungsprogramm*) y evaluado desde los más variados puntos de vista. Este cubre las causas y efectos de las fallas y la referencia a los componentes afectados en el aerogenerador (ver figuras 29 y 30).

La evaluación de la falla demuestra que, aparte del área del sistema de control, el defecto de los componentes, no especificado en mayor detalle, causa aproximadamente dos tercios de todas las fallas.

Esta evaluación pone de manifiesto la fiabilidad de funcionamiento de los aerogeneradores, pero no proporciona ninguna información acerca de los riesgos reales de reparación.

Por ejemplo, el mal funcionamiento en las áreas eléctrica y de control puede a menudo ser eliminado con medidas muy simples y frecuentemente con un simple presionar de un botón. El riesgo real de reparación sólo se hace evidente en la evaluación de los costos de reparación.

Figura 29. Frecuencia de causas de fallas



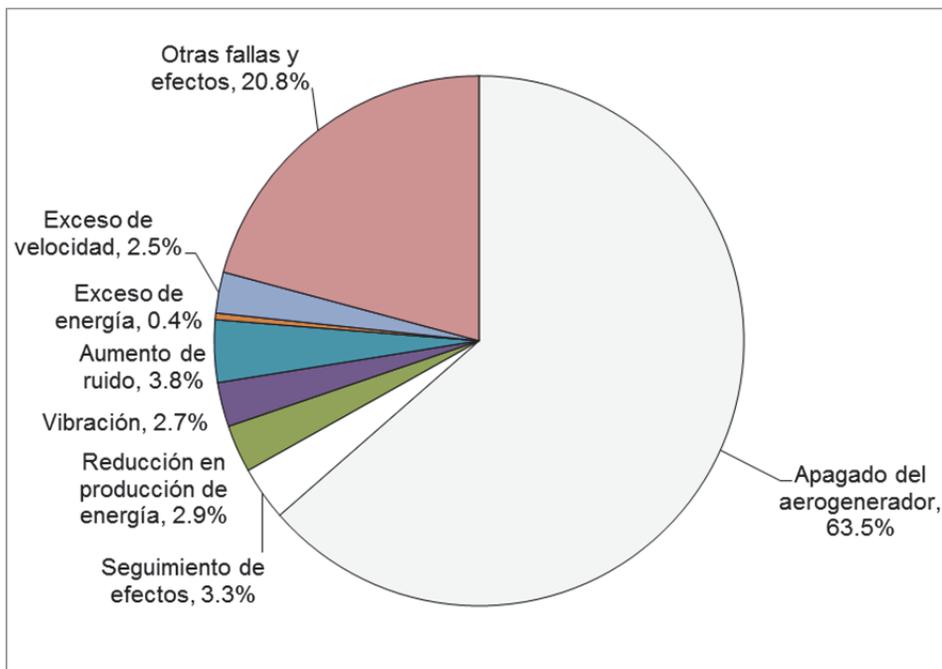
Fuente: HAU, Eric. *Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. p. 699.

Sobre esta base, algunos institutos produjeron en 1999, algunos pronósticos a largo plazo para los gastos de funcionamiento y, en particular, para los gastos de reparación esperados.

En un estudio particular, el Instituto Alemán de Energía Eólica (DEWI – *Deutsches Windenergie-Institut*) sugiere que del 65 al 70% de las piezas mecánicas de valor debe ser remplazadas, es decir, cambiadas o reparadas dentro de una vida útil de veinte años. Este valor se considera generalmente demasiado alto y debe de tomarse en cuenta que este estudio fue realizado hace más de una década, por lo cual los valores se ven reducidos drásticamente al considerar las nuevas tecnologías.

Otros expertos predicen un requerimiento para el remplazo del 30% de los costes de la máquina después del décimo año de servicio.

Figura 30. Frecuencia de efectos de fallas



Fuente: HAU, Eric. *Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. p. 700.

Suponiendo que las palas del rotor, la caja de engranajes y los cojinetes de cuchilla tienen que ser sustituidos después de diez años, esto dará lugar a aproximadamente el 30% de los costes de la máquina. Calculando gastos adicionales de reparación de aproximadamente el uno por ciento de los costes del aerogenerador por año, durante toda la vida de veinte años, esta llega a una proporción de aproximadamente 50% del valor de los costes del aerogenerador. Este orden de magnitud se acerca a la realidad y refleja el estado de la tecnología logrado en la actualidad.

Debe tenerse en cuenta que la existencia de aerogeneradores instalados incluye también muchos aerogeneradores antiguos y de pequeñas dimensiones. Considerando lo anterior, la sustitución de las palas del rotor, cajas de engranajes y rodamientos de las palas no es en absoluto obligatoria y serán cada vez más improbables dichos remplazos en el futuro, a medida que la tecnología avance.

4.3. Clausura

Una vez la vida útil de un parque eólico ha llegado a su fin, se debe proceder a la clausura del mismo. Un parque eólico se clausura debido a que, más allá de la vida útil de los aerogeneradores que lo componen, no es económicamente viable continuar con la operación, ya que se deberá incurrir en gastos no razonables para mantener el equipo funcional (se deben realizar las evaluaciones de los planes de operación anual con regularidad).

Es posible continuar con la operación si se decide realizar una nueva instalación de aerogeneradores modernos a la época.

4.3.1. Retirada de las instalaciones

Cuando el aerogenerador, después de unos 20-30 años de operación, llega al final de su vida útil, este procede a ser desmantelado.

La mayoría de las partes pueden ser recicladas como chatarra. Los únicos componentes que no pueden ser reciclados hoy en día son las palas del rotor, aunque ya se realizan estudios para encontrar métodos para este fin.

El valor residual de un aerogenerador es aproximadamente el mismo que el costo de desmantelarlo. Los cimientos de concreto armado, construidos bajo el nivel del suelo, pueden ser dejados en el sitio si estos no afectan a las condiciones del terreno de una manera negativa. De lo contrario, se pueden quitar y volver a utilizar como agregados en carreteras o edificios.

Una vez que los aerogeneradores han sido desmantelados, no quedará ningún rastro de su presencia en el sitio. En un buen emplazamiento, una nueva generación de aerogeneradores podrían ser instalados.

Las edificaciones construidas para los fines del parque eólico pueden ser reacondicionadas para diferentes usos, dependiendo de las necesidades del sitio. En cuanto a los cables utilizados, estos pueden ser fácilmente reciclados debido a los materiales que los componen.

4.3.2. Plan de restauración del medio

Si al finalizar la vida útil de los aerogeneradores, se toma la decisión de cesar completamente las operaciones, es decir, abstenerse de instalar aerogeneradores modernos, entonces se procederá a la restauración del medio.

Tomando en cuenta la naturaleza de este tipo de proyectos, el plan de restauración del medio consistirá en el desmantelamiento de los aerogeneradores y en la forma en que se dispondrá de los residuos de los mismos, como se explicó anteriormente. Una vez realizado lo anterior se podrá disponer del terreno de la manera que se hacía previo a la instalación del parque eólico, o bien de la manera que sea apropiada.

CONCLUSIONES

1. La implementación de un parque eólico en Guatemala es una de las opciones más viables y socialmente adecuadas al momento de invertir en el desarrollo del país, ya que Guatemala cuenta con un potencial de 7,840 MW y existen resultados de medición de potencial eólico disponible mediante los mapas realizados por SWERA, los cuales se pueden aprovechar; además el país necesita un cambio en su matriz de generación eléctrica para dejar la dependencia de combustibles fósiles y la energía eólica adopta los mecanismos de desarrollo sostenible, siendo una energía limpia e inagotable.
2. Para la elección de un emplazamiento es recomendable utilizar los mapas elaborados por SWERA, ya que estos muestran el potencial eólico disponible, además es recomendable evaluar los indicadores naturales, tales como la inclinación de árboles debido al viento.
3. El tipo de aerogenerador a utilizar se debe elegir con base en las condiciones de viento, tomando en cuenta tanto la velocidad media anual y la clase de turbulencia presente en el emplazamiento, y, es de gran importancia que las instalaciones sean verificadas por un experto independiente, previo a la operación del parque eólico, esto con el fin de garantizar la correcta operación y funcionamiento de las instalaciones.
4. Al final de la vida del proyecto se debe implementar un plan de restauración del medio ambiente afectado, realizando la apropiada reforestación del sitio.

5. Para determinar si un proyecto de generación eólica es económicamente rentable se debe de conocer el resultado económico mediante el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), dicho resultado económico debe de realizarse previo a la implementación del proyecto.
6. Se debe tener en cuenta que los contratos de venta de la energía producida a largos plazos, facilitarán la obtención de créditos por parte de entidades bancarias, y a la vez ayudarán a reducir las tasas de interés.
7. Es importante contar con un plan de emergencia para cualquier eventualidad que pueda presentarse tanto durante la implementación como durante la operación del proyecto, y se deben de adoptar estándares internacionales que garanticen tanto la seguridad industrial como la correcta operación del proyecto.
8. Cuando el proyecto llega al final de su vida útil se evalúa si se procede al retiro de las instalaciones o bien a instalar aerogeneradores más modernos para continuar con la operación, lo cual implicaría realizar nuevos estudios de implementación.

RECOMENDACIONES

1. Se deben realizar mediciones de viento durante al menos 1 año para conocer su comportamiento estacional.
2. Para la medición del recurso eólico es muy importante instalar instrumentos debidamente calibrados mediante estándares internacionales y realizar las respectivas recalibraciones en forma periódica, para así garantizar la confiabilidad de los datos obtenidos y poder realizar una correcta evaluación, tanto del recurso como las de las estimaciones de energía.
3. La construcción del proyecto debe realizarse con base en los estudios de suelos específicos del lugar, para garantizar una apropiada cimentación de los aerogeneradores, y para la apropiada construcción de los caminos de acceso, los cuales tienen que ser adecuados a las altas cargas que se van a transportar para la instalación de los aerogeneradores.
4. Debido a los altos costos al instalar líneas de transmisión se debe de optar por emplazamientos que estén dentro de una distancia razonable de la red eléctrica.
5. Es recomendable realizar el montaje de los aerogeneradores en los meses de menor viento, ya que las grúas no podrán operar bajo fuertes vientos, lo cual incrementará los costos considerablemente.

6. Durante la operación del parque eólico se debe de realizar el apropiado mantenimiento de los aerogeneradores, realizando mantenimientos preventivos cada 6 meses, o bien cada 12 meses, dependiendo de las especificaciones del fabricante.

BIBLIOGRAFÍA

1. ACKERMANN, Thomas. *Wind power in power systems*. Inglaterra: John Wiley and Sons, 2005. 691 p. ISBN 0-470-85508-8.
2. BLANK, Leland. *Ingeniería económica*. 6a ed. México: McGraw-Hill Interamericana, 2006. 819 p. ISBN 970-10-5608-6.
3. BURTON, Tony. *Wind energy handbook*. Inglaterra: John Wiley and Sons, 2001. 617 p. ISBN 0-471-48997-2.
4. ELLIOTT, D.L. *Wind energy resource assessment of the Caribbean and Central America*. Estados Unidos: Departamento de Energía, 1987. 141 p.
5. GASCH, Robert. *Wind power plants: fundamentals, design, construction and operation*. 2a ed. Alemania: Springer, 2012. 548 p. ISBN 978-3-642-22937-4.
6. GIPE, Paul. *Wind power: renewable energy for home, farm, and business*. Estados Unidos: Chelsea Green Publishing Company, 2004. 481 p. ISBN 978-1-931498-14-2.
7. Guatemala. *Constitución Política de la República de Guatemala*. *Diario de Centroamérica*, reformada 17 de noviembre de 1993. Artículo 129. 235 p.

8. _____. *Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable*. *Diario de Centroamérica*, 10 de noviembre de 2003, Decreto No. 52-2003. 4 p.
9. _____. *Reglamento de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable*. *Diario de Centroamérica*, 22 de junio de 2005, Acuerdo Gubernativo No. 211-2005. 7 p.
10. HAU, Erich. *Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics*. 2a ed. Alemania: Springer, 2006. 783 p. ISBN 978-3-540-24240-6.
11. MANWELL, J.F. *Wind energy explained: theory, design and application*. Estados Unidos: John Wiley and Sons, 2002. 577 p. ISBN 0-470-84612-7.
12. MATHEW, Sathyajith. *Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics*. Holanda: Springer, 2006. 246 p. ISBN 978-3-540-30905-5.
13. PICARD, A. *Revised formula for the density of moist air (CIPM-2007)*. En: IPO Science. *Metrología* 45 (2008). IOP Science, 2008. 7 p.
14. Programa Ambiental de las Naciones Unidas. *Solar and wind energy resource assessment (SWERA)* [en línea]. [ref. 31 de octubre de 2005. Disponible en web: <<http://swera.unep.net>>].

15. UNIVERSIDAD RAFAEL LANDÍVAR. *Perfil ambiental de Guatemala 2006: tendencias y reflexiones sobre la gestión ambiental*. Instituto de Agricultura, Recursos Naturales y Ambiente. Guatemala: Universidad Rafael Landívar; 2006. 250 p.
16. _____. *Perfil ambiental de Guatemala 2008-2009: las señales ambientales críticas y su relación con el desarrollo*. Instituto de Agricultura, Recursos Naturales y Ambiente. Guatemala: Universidad Rafael Landívar; 2009. 320 p. ISBN 978-99939-68-59-7.
17. WIZELIUS, Tore. *Developing wind power projects: theory and practice*. Londres: Earthscan, 2007. 290 p. ISBN 978-1-84407-262-0.

APÉNDICE

Caso aplicado:

Se presenta el desarrollo de un parque eólico utilizando como base todas las consideraciones hechas en el presente trabajo de graduación. Para la elaboración de este caso se hizo uso de la herramienta RETScreen (disponible en www.etscreen.com, herramienta gratuita), se asumen los siguientes datos:

- Se utilizan los valores meteorológicos del Aeropuerto La Aurora, Guatemala, ya que estos están disponibles en la herramienta RETScreen
- Las velocidades de viento a utilizar son las mismas del Aeropuerto La Aurora, más un 35%
- Para la estimación de producción se utilizan 20 aerogeneradores Gamesa G83-2MW, para una capacidad instalada de 40 MW
- Se utiliza la curva de potencia del aerogenerador antes mencionado, dicha curva se encuentra disponible dentro RETScreen
- Los costos utilizados son los especificados por la misma herramienta, mismos costos presentados en el capítulo 3
- Se estima una vida útil del parque eólico de 20 años
- Se asume una densidad de aire de $1,225 \text{ kg/m}^3$

- Se asume una disponibilidad del 95% de los aerogeneradores
- Se asume un precio de venta de US\$117,50 por MW

En la siguiente tabla se presentan los datos de viento asumidos para el presente caso:

Tabla I-a. **Datos de viento promedio utilizados para el caso estudiado**

Mes	Velocidad del Viento	Guatemala (Aeropuerto)
	m/s	m/s
Enero	8.6	6.4
Febrero	8.1	6.0
Marzo	6.9	5.1
Abril	6.3	4.7
Mayo	5.5	4.1
Junio	5.1	3.8
Julio	6.8	5.0
Agosto	6.6	4.9
Setiembre	4.7	3.5
Octubre	6.5	4.8
Noviembre	8.1	6.0
Diciembre	8.4	6.2
Anual	6.8	5.0

Fuente: elaboración propia, utilizando la herramienta RETScreen. www.retscreen.com.

Consulta: septiembre de 2012.

La curva de potencia del aerogenerador seleccionado es la siguiente:

Tabla I-b. **Curva de potencia del aerogenerador seleccionado**

Velocidad del Viento m/s	Datos de curva de potencia kW	Datos de curva de energía MWh
0	0.0	
1	0.0	
2	0.0	
3	0.0	472.4
4	65.1	1,329.1
5	152.4	2,619.8
6	285.2	4,166.3
7	470.8	5,755.8
8	715.8	7,245.5
9	1,024.8	8,569.1
10	1,377.4	9,705.8
11	1,690.8	10,653.5
12	1,881.9	11,414.7
13	1,963.8	11,994.6
14	1,990.3	12,401.9
15	1,997.6	12,650.2
16	1,999.4	
17	1,999.9	
18	2,000.0	
19	2,000.0	
20	2,000.0	
21	2,000.0	
22	2,000.0	
23	2,000.0	
24	2,000.0	
25 - 30	2,000.0	

Fuente: elaboración propia, utilizando la herramienta RETScreen. www.retscreen.com.

Consulta: septiembre de 2012.

La generación estimada con base en los datos del viento y a la curva de potencia del aerogenerador es la siguiente:

Tabla I-c. **Estimación de producción de energía con base en datos de viento y curva de potencia del aerogenerador**

Mes	Velocidad del Viento m/s	Guatemala (Aeropuerto) m/s	Tarifa de exportación de electricidad \$/MWh	Electricidad exportada a la red MWh
Enero	8.6	6.4	117.5	11,925
Febrero	8.1	6.0	117.5	9,774
Marzo	6.9	5.1	117.5	8,136
Abril	6.3	4.7	117.5	6,631
Mayo	5.5	4.1	117.5	5,008
Junio	5.1	3.8	117.5	3,978
Julio	6.8	5.0	117.5	7,820
Agosto	6.6	4.9	117.5	7,497
Setiembre	4.7	3.5	117.5	3,197
Octubre	6.5	4.8	117.5	7,199
Noviembre	8.1	6.0	117.5	10,468
Diciembre	8.4	6.2	117.5	11,375
Anual	6.8	5.0	117.5	93,009

Fuente: elaboración propia, utilizando la herramienta RETScreen. www.retscreen.com.

Consulta: septiembre de 2012.

De acuerdo con la generación de 93,009 MWh/año se puede calcular el factor de carga del parque eólico, dando como resultado un factor de carga de 26.5%.

Se asumen los siguientes costos para la implementación del proyecto:

Tabla I-d. Costos Iniciales del proyecto

Costos iniciales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Estudio de factibilidad				
Inspección del sitio	p-d	3	\$ 650	\$ 1,950
Evaluación de recursos	proyecto	1	\$ 60,000	\$ 60,000
Estudio de impacto ambiental	p-d	5	\$ 700	\$ 3,500
Diseño preliminar	p-d	5	\$ 550	\$ 2,750
Estimado de costos detallado	p-d	5	\$ 600	\$ 3,000
Estudio de la línea de base de GEI y MP	proyecto	1	\$ 40,000	\$ 40,000
Preparación de informes	p-d	6	\$ 500	\$ 3,000
Gerencia del proyecto	p-d	5	\$ 400	\$ 2,000
Viajes y alojamiento	p-viaje	5	\$ 80	\$ 400
Definido por el usuario	costo			\$ -
Subtotal:				\$ 116,600
Desarrollo				
Negociaciones del contrato	p-d	4	\$ 650	\$ 2,600
Permisos y autorizaciones	p-d	8	\$ 550	\$ 4,400
Topografía - sitio y derechos de servidumbre	p-d	5	\$ 450	\$ 2,250
Validación y registro del GEI	proyecto	1	\$ 30,000	\$ 30,000
Financiamiento del proyecto	p-d	6	\$ 600	\$ 3,600
Legal y contabilidad	p-d	6	\$ 550	\$ 3,300
Gerencia del proyecto	p-d	50	\$ 450	\$ 22,500
Viajes y alojamiento	p-viaje	5	\$ 80	\$ 400
Definido por el usuario	costo			\$ -
Subtotal:				\$ 69,050
Ingeniería				
Diseño del sitio y edificios	p-d	6	\$ 550	\$ 3,300
Diseño mecánico	p-d	6	\$ 550	\$ 3,300
Diseño eléctrico	p-d	3	\$ 550	\$ 1,650
Diseño civil	p-d	8	\$ 550	\$ 4,400
Licitaciones y contratos	p-d	4	\$ 550	\$ 2,200
Supervisión de la construcción	p-d	6	\$ 600	\$ 3,600
Definido por el usuario	costo			\$ -
Subtotal:				\$ 18,450
Sistema eléctrico de potencia				
Turbina - eólica	kW	40,000.00	\$ 2,000	\$ 80,000,000
Caminos-accesos	km	5	\$ 35,000	\$ 175,000
Línea de transmisión	km	2	\$ 100,000	\$ 200,000
Subestación	proyecto	1	\$ 2,000,000	\$ 2,000,000
Mediciones de eficiencia energética	proyecto	1	\$ 50,000	\$ 50,000
Definido por el usuario	costo			\$ -
Subtotal:				\$ 82,425,000
Balance del sistema y misceláneos				
Costos específicos del proyecto				
Instalación de la turbina eólica				
Cimentación de la turbina eólica	turbina	20	\$ 35,000	\$ 700,000
Montaje de la turbina eólica	turbina	20	\$ 320,000	\$ 6,400,000
Construcción de edificio y patio	m ²	6,000	\$ 200	\$ 1,200,000
Repuestos	%	3.0%	\$ 80,000,000	\$ 2,400,000
Transporte	proyecto	1	\$ 1,000,000	\$ 1,000,000
Entrenamiento y puesta en servicio	p-d	300	\$ 550	\$ 165,000
Definido por el usuario	costo			\$ -
Contingencias	%	5.0%	\$ 94,494,100	\$ 4,724,705
Intereses durante la construcción	8.00%	12 mes(es)	\$ 99,218,805	\$ 3,968,752
Subtotal:				\$ 20,558,457
Costos iniciales totales				\$ 103,187,557

Fuente: elaboración propia, utilizando la herramienta RETScreen. www.retscreen.com.

Consulta: septiembre de 2012.

Se asumen los siguientes costos anuales para la operación del proyecto:

Tabla I-e. **Costos anuales para la operación del proyecto**

Costos anuales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Operación y Mantenimiento				
Alquiler del recurso y arrendamiento del terreno	proyecto	1	\$ 50,000	\$ 50,000
Impuesto - predial	proyecto	1	\$ 3,500	\$ 3,500
Prima de seguro	proyecto	1	\$ 65,000	\$ 65,000
Partes y labor	proyecto	1	\$ 837,082	\$ 837,082
Monitoreo - verificación de GEI	proyecto	1	\$ 25,000	\$ 25,000
Beneficios a comunidad	proyecto	1	\$ 10,000	\$ 10,000
General y administrativo	%		\$ 990,582	\$ -
Definido por el usuario	costo			\$ -
Contingencias	%	3.0%	\$ 990,582	\$ 29,717
Subtotal:				\$ 1,020,300

Fuente: elaboración propia, utilizando la herramienta RETScreen. www.retscreen.com.

Consulta: septiembre de 2012.

El resultado económico utilizando los criterios del capítulo 3 es el siguiente:

Tabla I-f. Resultado económico del parque eólico estudiado

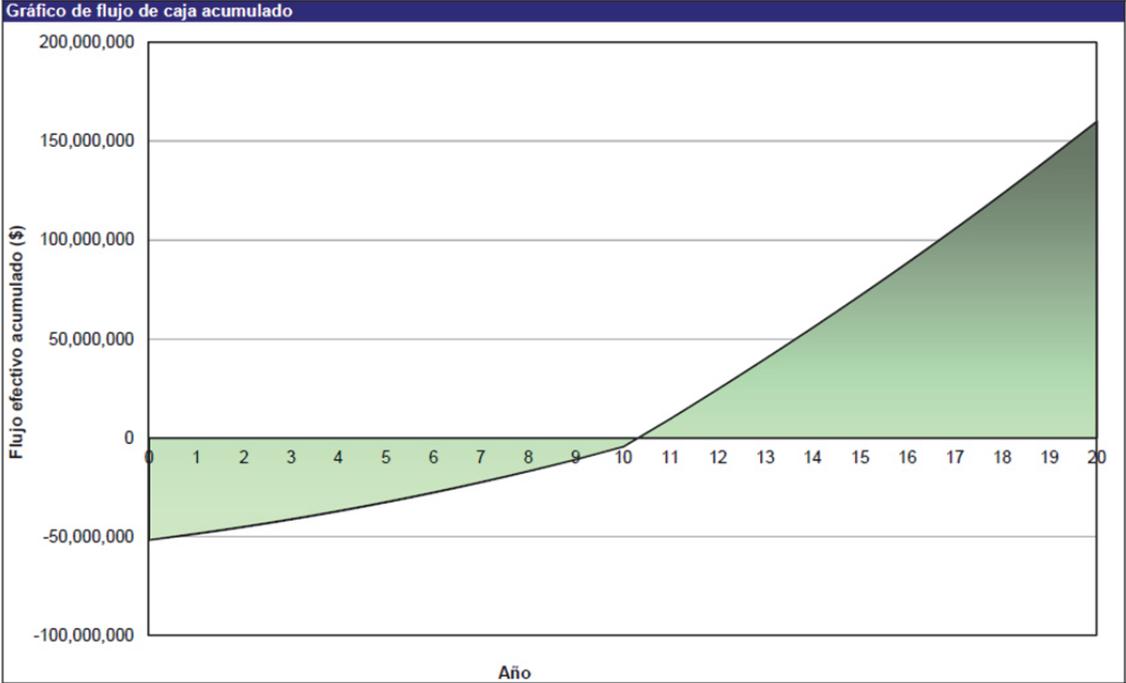
Parámetros financieros			Resumen de costos/ahorros/ingresos del proyecto			Flujos de caja anuales			
General			Costos iniciales			Año	Antes-impuestos	Después-impuestos	Acumulado
Tasa escalamiento de combustibles	%	3.0%	Estudio de factibilidad	0.1%	\$ 116,600	#	\$	\$	\$
Tasa de inflación	%	2.5%	Desarrollo	0.1%	\$ 69,050	0	-51,593,779	-51,593,779	-51,593,779
Tasa de descuento	%	8.0%	Ingeniería	0.0%	\$ 18,450	1	3,172,695	3,172,695	-48,421,084
Tiempo de vida del proyecto	año	20	Sistema eléctrico de potencia	79.9%	\$ 82,425,000	2	3,484,243	3,484,243	-44,936,841
Finanza			Balance del sistema y misc.			3	3,805,268	3,805,268	-41,131,573
Incentivos y donaciones	\$		Costos iniciales totales			4	4,136,057	4,136,057	-36,996,516
Relación de deuda	%	60.0%	19.9%			5	4,476,908	4,476,908	-32,518,608
Deuda	\$	51,593,779	20.558,457			6	4,828,125	4,828,125	-27,690,483
Capital	\$	51,593,779	Costos anuales/pagos de deuda			7	5,190,023	5,190,023	-22,500,460
Tasa de interés de la deuda	%	8.00%	Operación y Mantenimiento			8	5,562,926	5,562,926	-16,937,535
Duración de deuda	año	10	\$ 1,020,300			9	5,947,167	5,947,167	-10,990,368
Pagos de la deuda	\$/año	7,688,994	\$ 0			10	6,343,091	6,343,091	-4,647,277
Análisis de impuesto a la renta			Costo de combustible - caso propuesto			11	14,440,046	14,440,046	9,792,770
<input type="checkbox"/>			\$ 7,688,994			12	14,860,409	14,860,409	24,653,179
			Costos anuales totales			13	15,293,551	15,293,551	39,946,730
			\$ 8,709,294			14	15,739,858	15,739,858	55,686,588
			Costos periódicos (créditos)			15	16,199,730	16,199,730	71,886,318
			Fin de la vida del proyecto - costo			16	16,673,578	16,673,578	88,559,896
			\$ 150,000			17	17,161,827	17,161,827	105,721,723
			Ahorros y renta anuales			18	17,664,912	17,664,912	123,386,635
			Costo de combustible - caso base			19	18,183,284	18,183,284	141,569,920
			\$ 10,928,575			20	18,471,614	18,471,614	160,041,534
			Renta por exportación de electricidad			Total renta y ahorros anuales			
			\$ 651,064			\$ 11,579,639			
			Renta por exportación de electricidad			Viabilidad financiera			
			\$ 10,928,575			TIR antes de impuestos - capital			
			Tasa de escalamiento de exportación de			%			
			3.0%			TIR antes - impuestos - activos			
			<input type="checkbox"/>			%			
			Reducción neta GEI			TIR luego de impuestos - capital			
			tCO2/año			%			
			65,106			TIR luego de impuestos - impuestos - activos			
			Reducción neta GEI - 20 años			%			
			tCO2			año			
			1,302,128			9.8			
			Tasa crédito reducción de GEI			Repago - capital			
			\$/MWh			año			
			117.50			\$			
			Renta por reducción de GEI			28,713,881			
			\$			2,924,572			
			10,928,575			Relación Beneficio-Costo			
			Tasa de escalamiento de exportación de			1.56			
			3.0%			Cobertura - servicio de deuda			
			<input type="checkbox"/>			1.41			
			Reducción neta GEI			Cost. de produc. de energía			
			tCO2/año			\$/MWh			
			651,064			93.03			
			Renta por reducción de GEI			Costo de reducción de GEI			
			año			\$/tCO2			
			20			(45)			
			Reducción neta GEI - 20 años						
			tCO2						
			1,302,128						
			Tasa de escalam. de crédito por reducc. del GEI						
			%						
			<input type="checkbox"/>						
			Ingresos "premium" del cliente (rebaja)						

Fuente: elaboración propia, utilizando la herramienta RETScreen. www.retscreen.com.

Consulta: septiembre de 2012.

En la siguiente figura que presenta el gráfico de flujo de caja acumulado, se puede observar que para este caso en particular, el equilibrio se alcanza en el año 10.

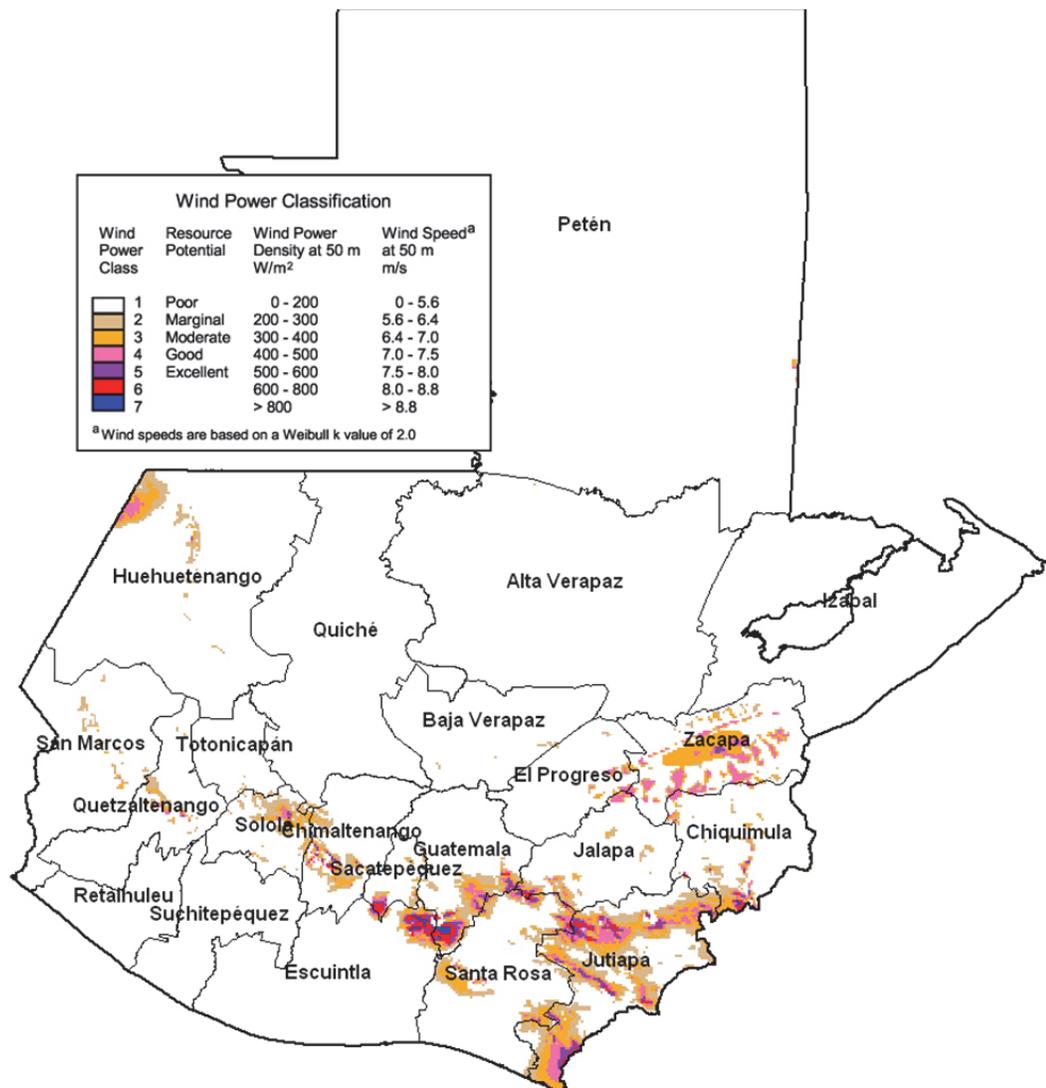
Figura 1-a. Gráfico de flujo de caja acumulado



Fuente: elaboración propia, utilizando la herramienta RETScreen. www.retscreen.com.
Consulta: septiembre de 2012.

ANEXOS

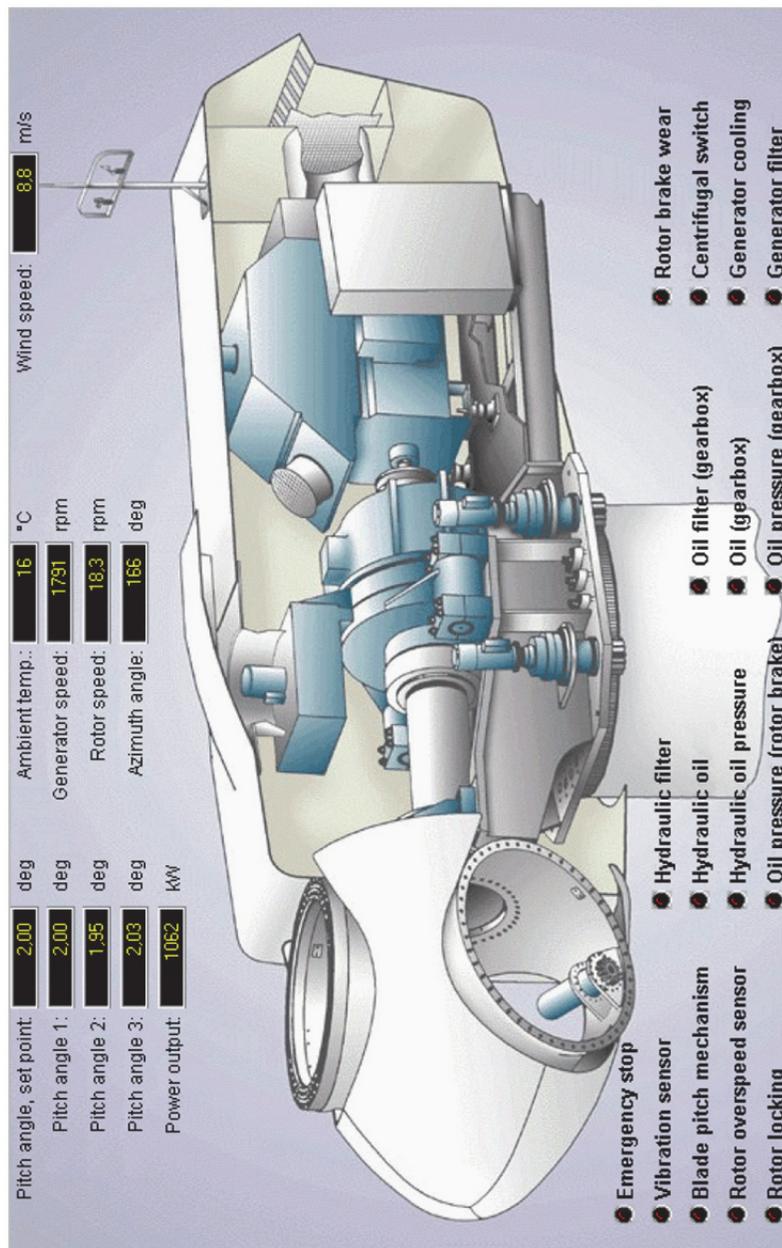
Anexo 1. Ampliación de la figura 4. Mapa de potencial eólico de Guatemala



Fuente: Herramienta Geospacial SWERA Geospacial Toolkit, 2004. <http://swera.unep.net/>.

Consulta: septiembre 2012.

Anexo 2. **Ampliación de la figura 26. Adquisición de datos en la góndola de un aerogenerador GE-1.5S para el monitoreo de sus componentes mecánicos**



Fuente: HAU, Eric. *Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics*.

p. 683.

Anexo 3. **Ampliación de la figura 27. Menú principal de monitoreo de un aerogenerador GE-1.5S**

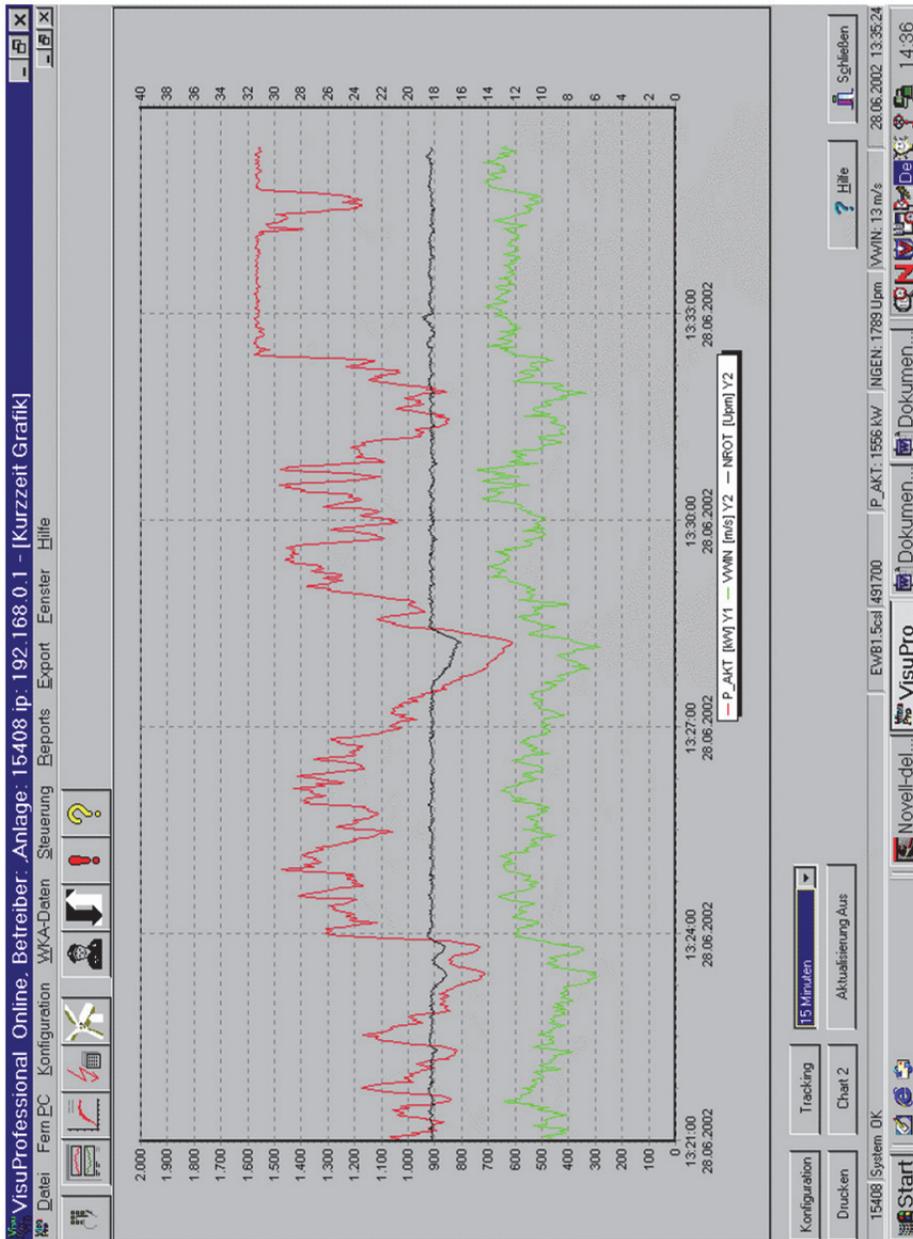
The screenshot shows the main monitoring menu of a GE-1.5S wind turbine. The interface is organized into several sections:

- Allgemein (General):**
 - Leistung: 898 kW
 - Windgeschwindigkeit: 9.8 m/s
 - Generaldrehzahl: 1789 Upm
 - Rotordrehzahl: 18.3 Upm
 - Gondelposition: 180 °
 - Gondelumdrehung: 1.5
- Netzdaten (Grid Data):**
 - Spannung L1-N: 410 V
 - Spannung L2-N: 413 V
 - Spannung L3-N: 412 V
 - Blindleistung: 12 kVar
 - cos phi: 1.00
 - Strom L1: 741 A
 - Strom L2: 699 A
 - Strom L3: 730 A
 - Temp. Getriebelager B: 0 °C
- Temperaturen (Temperatures):**
 - Temp. Generator 1: 91 °C
 - Temp. Lager A: 38 °C
 - Temp. Getriebelager: 62 °C
 - Temp. Getriebe: 64 °C
 - Temp. Außen: 16 °C
 - Temp. Generator 2: 91 °C
 - Temp. Lager B: 41 °C
 - Temp. Wellenlager: 30 °C
 - Temp. Außen: 16 °C
- Status (Status):**
 - Azimuthstatus: Automatik
 - Blattwinkel 1 Sollwert: 2.00 °
 - Blattwinkel 1 Istwert: 2.00 °
 - Drehmoment: 59.0 %
 - Drehmoment Sollwert: 57.0 %
 - Rotorstatus: Automatik
 - Betriebszustand: Lastbetrieb

The interface also includes a top menu bar with options like 'Datei', 'Fremd-EC', 'Konfiguration', 'WKA-Daten', 'Steuerung', 'Berichte', 'Export', 'Fenster', and 'Hilfe'. The bottom status bar shows system information: '15408 System OK', 'EW81.5cs1 491700', 'P_AKT: 898 kW', 'NGEN: 1788 Upm', 'VWIN: 9.7 m/s', and the date/time '28.06.2002 13:31:30'.

Fuente: HAU, Eric. *Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics*.

Anexo 4. **Ampliación de la figura 28. Gráfico de velocidad de viento, velocidad de rotor y salida de potencia eléctrica de un aerogenerador GE-1.5S**



Fuente: HAU, Eric. *Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics*.

p. 685.