



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

GENERACION DE ELECTRICIDAD MEDIANTE ENERGIA EOLICA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO ELECTRICO Y ELECTRONICO

P R E S E N T A :

ROMAN GARCIA, CARLOS ALBERTO

280677



DIRECTOR DE TESIS: ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA

MEXICO, D.F.

2000



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Para conseguir ser un triunfador, es necesario combinar tu integridad con el ser lo suficientemente inteligente para aprovechar las oportunidades que se presentan en el lugar, situación e instante precisos, sin dejarse influenciar por sus caprichos.

El éxito tiene muchos padres el fracaso es huérfano.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por haberme dado la vida.

Con todo mi respeto a la Facultad de Ingeniería y a la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberme proporcionado los medios propicios para lograr un desarrollo integral y darme una adecuada formación como ingeniero y como ser humano.

A mis padres Régulo y Rosalba, que siempre han estado al pendiente de mi educación y desarrollo, y además han sabido apoyarme en las decisiones que he tomado. Esta tesis es el cumplimiento de una de mis metas, una de esas que ustedes me han impulsado a conseguir.

A mis hermanos: Abelardo, Adalberto, Jorge Luis, Miguel Angel, Nereida, René, y Régulo, que con su cariño, comprensión y ejemplo, han sido parte fundamental en mi desarrollo integral como ser humano.

A mi director de tesis: Ing. Jacinto Viqueira Landa, por escucharme, dedicar parte de su tiempo en dirigir y asesorar mi tesis y por ser el responsable de llevar a buen término este trabajo. Sinceramente Gracias.

A todos mis familiares, en especial a Jesús Pimentel; por todo su apoyo, debido a que me impulsaron de alguna manera a conseguir esta meta.

A todos mis profesores, que de buena gana compartieron sus conocimientos.

A todos mis amigos -en especial a Jinkichi, Carlos y Abelardo- les agradezco su compañía durante el transcurso de mi vida. Y todo su apoyo.

A mis compañeros de la facultad, con los cuales compartí grandes momentos, que recordaré siempre.

1.- Introducción.	1
1.1.- Antecedentes históricos.	2
2.- El viento origen y comportamiento.	11
2.1.-El viento.	12
2.2.-Naturaleza del viento y circulación general en la atmósfera.	12
2.2.1.-Origen de el viento.	12
2.2.2.-Circulación general en la atmósfera.	13
2.2.3.-El viento en la superficie.	14
2.3.-Sistema de vientos.	15
2.3.1.-Vientos locales.	15
2.3.2.-Vientos Orográficos.	16
2.4.-Factores Topográficos que influyen en el viento en la superficie.	17
2.4.1.-Introducción.	17
2.4.2.-Terrenos Planos.	17
2.4.3.-Rugosidad de la superficie.	18
2.4.4.-Nivel efectivo de tierras.	19
2.4.5.-Terrenos con rugosidad uniforme.	20
2.4.6.-Terrenos con cambio de rugosidad.	20
2.5.-Factores orográficos que influyen en el viento en la superficie.	21
2.5.1.-Terrenos complejos.	21
2.5.2.-Lomas.	22
2.5.3.-Efecto de la orientación de las lomas respecto al viento.	23
2.5.4.-Efecto de la forma del perfil de la loma.	24
2.5.5.-Colinas y montañas aisladas.	26
2.5.6.-Pasos.	27
2.5.7.-Acantilados y escarpas.	28
2.5.8.-Mesetas.	30
2.5.9.-Valles y cuencas.	30
2.5.10.-Vientos de pendiente.	31
2.5.11. -Vientos paralelos.	32
3.- Metrología Eólica.	33
3.1.- Metrología.	34
3.1.1.- Escala de Beaufort.	34
3.1.2.-Anemómetros.	35
3.1.3.- Anemoscopios.	39
3.1.4.- Anemógrafos.	40
3.1.5.- Anemocinemógrafos.	41
3.2.- Medición.	42

3.2.1.- Utilización de la escala de Beaufort.	42
3.2.2.- Análisis de la hoja de registro.	45
3.2.3.- Procedimiento de cálculo de la velocidad del viento según escala de Beaufort.	46
3.2.4.- La rosa de los vientos y evaluación de resultados.	49
3.2.5.- Determinación de la rosa de los vientos.	49
3.2.6.- Análisis de mediciones de presión, temperatura, humedad, radiación solar.	52
4.- Recursos eólicos.	53
4.1.- Recursos eólicos.	54
4.1.1.- Recurso : Nivel Internacional.	54
4.1.2.- Recurso: Nivel Nacional.	58
4.1.3.- Potencia y energía del viento.	61
4.1.3.1.- Introducción.	61
4.1.3.2.- Ecuaciones de potencia y energía.	62
4.1.3.2.1.- Potencia teórica.	62
4.1.3.2.2.- Potencia del viento.	63
4.1.3.2.3.- Velocidad equivalente y factor de forma.	65
4.1.3.3.- Variación de la densidad del aire en función de la Temperatura.	66
4.1.3.4.- Curvas de frecuencia de velocidades.	66
4.1.3.5.- Curvas de duración de velocidades.	67
4.1.3.6.- Descripción de las variaciones del viento.	68
4.1.3.7.- Determinación de los parámetros de distribución.	71
5.- Tecnología de los turbogeneradores eólicos.	73
5.1.- Conceptualización Básica.	74
5.1.1.- Introducción.	74
5.1.2.- Definición de turbogeneradores eólicos ó aerogeneradores.	74
5.1.3.- Definición de planta eólica.	75
5.2.- Componentes de los turbogeneradores.	75
5.3.- Tipos de turbogeneradores eólicos.	78
5.3.1.- Introducción.	78
5.3.2.- Aeromáquinas de eje vertical.	80
5.3.2.1.- De arrastre.	80
5.3.2.2.- De sustentación.	82

5.3.3.- Aeromáquinas de eje horizontal.	85
5.3.3.1.- De arrastre.	85
5.3.3.2.- De sustentación.	85
5.3.4.- Sistemas especiales.	91
5.3.4.1- Introducción.	91
5.3.4.2.- Cilindros giratorios.	91
5.3.4.3- Incrementadores.	91
5.4.- Principio de operación de los turbogeneradores eólicos.	93
5.4.1.- Aerodinámica básica.	93
5.4.1.1.- ¿Que hace girar al rotor de los turbogeneradores eólicos?	93
5.4.1.2.- Giro del rotor.	93
5.5.- Torres de los turbogeneradores eólicos.	95
5.5.1.- Tipo tubular de acero.	95
5.5.2.- Tipo estructura.	96
5.5.3.- Torre tipo polo.	97
5.5.4.- Torres híbridas.	97
5.5.5.- Torre tipo concreto.	97
5.5.6.- Consideraciones económicas.	98
5.5.7.- Consideraciones dinámicas estructurales.	98
5.5.8.- Selección entre torres altas o bajas.	99
5.6.- Energía proporcionada por un turbogenerador eólico.	100
5.6.1.- La energía eólica: Densidad del aire y área del rotor.	100
5.6.1.1.- Densidad del aire.	100
5.6.1.2.- Área del rotor.	101
5.6.2.- Deflexión del viento por los turbogeneradores eólicos.	101
5.6.3.- Ley de Betz.	103
5.6.4.- Demostración de la ley de Betz y cálculo de la potencia máxima teórica producida por un turbogenerador eólico.	104
5.7.- Número de aspas.	108
5.7.1.- Hélice de un aspa.	110
5.7.2.- Hélice de dos aspas.	110
5.7.3.- Hélice de tres aspas.	111
5.7.4.- Número de aspas adoptado.	112
5.8.- Eficiencia máxima teórica.	112

6.- Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos.	114
6.1.- Anatomía de un proyecto eólico.	115
6.1.1.- Sistemas eólicos distribuidos.	115
6.1.2.- Centrales o granjas eólicas.	116
6.1.3.- Turbogenerador eólico.	116
6.1.4.- Anemómetros.	118
6.1.5.- Sistemas de transmisión y colectores de potencia.	118
6.1.6.- Centro de control.	119
6.1.7.- Centro de mantenimiento.	119
6.1.8.- Caminos de acceso.	119
6.2.- Aspectos que se deben de tomar en cuenta para situar centrales eólicas.	120
6.2.1.- Antecedentes.	120
6.2.2.- Entidades involucradas.	122
6.3.- Principales pasos para el desarrollo de un proyecto eólico.	124
6.3.1.- Planeación.	125
6.3.1.1.- Metodología para la localización de sitios eólicos de interés.	125
6.3.2.- Autorización del proyecto eólico.	132
6.3.2.1.- Autorizaciones de gobiernos locales.	132
6.3.2.2.- Autorizaciones de gobiernos estatales.	132
6.3.2.3.- Autorizaciones de gobiernos federales.	133
6.3.3.- Financiamiento.	133
6.3.4.- Construcción.	134
6.3.5.- Operación.	136
6.4.- Costos	136
6.4.1.- Costo de un turbogenerador eólico.	136
6.4.1.1.- Economía de escala.	137
6.4.1.2.- Competencia de precios y gama de productos.	137
6.4.2.- Costos de instalación de los turbogeneradores eólicos.	138
6.4.3.- Costos de operación y mantenimiento de los turbogeneradores eólicos.	139
6.4.4.- Energía eólica y tarifas eléctricas.	141
6.4.5.- Crédito de capacidad.	141
6.4.6.- Costos relacionados a la potencia reactiva que consumen los turbogeneradores eólicos.	142
6.4.7.- Costos en energía eólica marina.	142
6.4.8.- Costo de la energía eólica.	144
6.4.9.- Período de amortización.	145

7.- Investigación y desarrollo en energía eólica.	146
7.1.- Investigación en aerodinámica básica.	147
7.2.- Investigación sobre la energía eólica marina.	148
7.2.1.- Cimentaciones de turbogeneradores eólicos instalados en el mar.	149
7.2.2.- Cimentaciones marinas de concreto tradicional.	151
7.2.3.- Cimentación de acero por gravedad.	152
7.2.4.- Cimentaciones Marinas de Monopilote.	154
7.2.5.- Cimentaciones marinas: El tripode.	156
7.3.- Estado actual y perspectivas del aprovechamiento del recurso eólico.	157
7.3.1.- Nivel Internacional.	157
7.3.2.- Situación nacional.	165
7.3.2.1.- Experiencias en México.	167
7.4.- Futuro.	171
7.4.1.- Grandes turbinas eólicas.	171
7.4.1.1.- NEG Micon 1500.	171
7.4.1.2.- Vestas de 1.65 MW.	172
7.4.1.3.- Neg Micon 2 MW.	172
7.4.1.4.- Eole C.	173
7.4.1.5.- Futuro de las turbinas de gran tamaño.	174
8.- Energía eólica y medio ambiente.	175
8.1.- Energía eólica y medio ambiente.	176
8.1.1.- Introducción.	176
8.1.2.- Problemas ambientales provocados por la utilización de la energía eólica.	177
8.1.2.1.- Problemas que involucran las comunidades locales.	177
8.1.2.2.- Impactos Visuales.	178
8.1.2.3.- Ruido.	180
8.1.2.4.- Emisiones atmosféricas.	181
8.1.2.5.- Impacto en los pájaros.	181
8.1.2.6.- Impacto de los turbogeneradores marinos en las aves.	182
8.1.2.7.- Interferencia con los sistemas de comunicación electromagnéticos.	184
8.1.2.8.- Erosión de la tierra.	185
8.1.2.9.- Sombra proyectada por los turbogeneradores eólicos.	185

9.- Conclusiones.

187

Bibliografía.

191

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

1.1.- Antecedentes históricos.

El empleo de la energía del viento o eólica en la navegación, el bombeo y la molinenda data de muchos siglos atrás. Se tienen referencias de que los Egipcios, Sumerios y Persas, entre otros pueblos, utilizaron ampliamente el recurso eólico.

En el siglo VII D.C. ya se utilizaban molinos elementales en Persia (hoy, Irán) para el riego y moler el grano. En estos primeros molinos la rueda que sujetaba las aspas era horizontal y estaba soportada sobre un eje vertical. Estas máquinas no resultaban demasiado eficaces, pero aún así se extendieron por China y el Oriente Próximo.

En Europa, a principios de este milenio, las máquinas de viento ya eran objeto de un amplio uso y en varios países se comercializaban activamente. Estas aparecieron en el siglo XII en Francia e Inglaterra y se distribuyeron por todo el continente. Eran unas estructuras de madera, conocidas como torres de molino, que se hacían girar a mano alrededor de un poste central para levantar sus aspas al viento.

El molino de torre se desarrolló en Francia a lo largo del siglo XIV. Consistía en una torre de piedra coronada por una estructura rotativa de madera que soportaba el eje del molino y la maquinaria superior del mismo. Estos primeros ejemplares tenían una serie de características comunes. De la parte superior del molino sobresalía un eje horizontal. De éste eje partían de cuatro a ocho aspas, con una longitud entre 3 y 9 metros. Las vigas de madera se cubrían con telas o planchas de madera. La energía generada por el giro del eje se transmitía, a través de un sistema de engranajes, a la maquinaria del molino emplazada en la base de la estructura.

Además de emplearse para el riego y moler el grano, los molinos construidos entre los siglos XV y XIX tenían otras aplicaciones, como el bombeo de agua en tierras bajo el nivel del mar, aserradores de madera, fábricas de papel, prensado de semillas para producir aceite, así como para triturar todo tipo de materiales. En el siglo

INTRODUCCIÓN

XIX se llegaron a construir unos 9,000 molinos en Holanda, como los que se muestran en la siguiente figura.



El desarrollo de la tecnología para aprovechar la energía del viento fue lento y a él contribuyó el esfuerzo creativo de hombres notables como Leonardo da Vinci, quien ideó interesantes diseños de Molinos de viento, que se llegaron a desarrollar.

El avance tecnológico más importante sin lugar a dudas fue la introducción del abanico de aspas, inventado en 1745, que giraba impulsado por el viento. En 1772 se introdujo el aspa con resortes. Este tipo de aspa consiste en unas cerraduras de madera que se controlan de forma manual o automática, a fin de mantener una velocidad de giro constante en caso de vientos variables. Otros avances importantes han sido los frenos hidráulicos para detener el movimiento de las aspas y la utilización de aspas aerodinámicas en forma de hélice, que incrementan el rendimiento de los molinos con vientos débiles.

La consolidación de las máquinas de viento, se llevo a cabo, a la luz del impulso creativo iniciado por la Revolución Industrial, se dió en tierras del nuevo mundo, en la ciudad de Chicago, donde se habla de que las exportaciones totales de equipo para aprovechar el recurso eólico ascendieron alrededor de seiscientos mil unidades.

A finales del siglo pasado nació la inquietud por desarrollar sistemas eolieléctricos, es decir, sistemas para generar electricidad basados en la activación de un aerogenerador por medio de una máquina que aprovechara asimismo la energía del viento para su impulsión. Esto sucedió en Dinamarca y se ha extendido por todo el mundo. En mil ochocientos noventa se inició un proyecto para desarrollar un aerogenerador con capacidad de entre 5 y 25 kW y diámetro del rotor de 25 metros. Este proyecto lo realizó Paul La Cour, que fue uno de los pioneros en el desarrollo de tecnología para generar electricidad a través del viento.

INTRODUCCIÓN

Paul La Cour, danés, nació en 1846. Él es el mas grande pionero en el desarrollo de aerogeneradores eléctricos. Construyó el primer aerogenerador en el mundo en 1891. No solamente se le considera pionero en este rubro sino también en el de la aerodinámica, por que él construyo su propio túnel de viento para experimentos relacionados con los aerogeneradores. En la siguiente foto se encuentra junto a su esposa Christine at Askov.



La Cour, también se preocupó por el almacenamiento de la energía realizando varios experimentos para tratar de almacenar la energía obtenida de sus turbinas de viento. Uno de ellos fue el de convertir la energía eléctrica, por medio de la electrólisis en hidrógeno con la idea de almacenar éste para que después se realizara el proceso contrario para producir nuevamente electricidad. Pero un inconveniente básico que encontró fue que el hidrógeno explotaba en presencia de pequeñas cantidades de oxígeno. Abandonando esta línea de investigación tiempo después.

En 1895 fundó una Escuela que se dedicaba a la enseñanza de la Energía del Viento, llamada "Askov Folk High School", en Askov, Dinamarca. También fundó "the Society of Wind Electricians", primera sociedad de ingenieros diseñadores de turbinas de viento en 1904, que un año después tuvo 356 miembros. También publicó el primer diario en el mundo, dedicado a la tecnología eólica titulado: "Journal of Wind Electricity", cuyo primer ejemplar tuvo muchísima aceptación debido a la gran calidad técnica de sus artículos. En la siguiente figura podemos observar este primer diario que publicó La Cour.

INTRODUCCIÓN



Al nacer del siglo actual fue testigo de una evolución muy favorable en la tecnología eólica. Importantes trabajos desarrollaron a respecto personajes como Savonius, Andreu, Dekker y Darrieus, entre otros.

En 1918 alrededor de 120 localidades utilizaron en Dinamarca turbinas de viento para generar electricidad, típicamente de un tamaño de 20 a 35 kW dando un total de 3 megawatts de potencia instalada. Esas turbinas cubrieron cerca del 3 por ciento del consumo eléctrico Danés. Decayendo el interés en esta tecnología en los años subsecuentes, hasta la crisis de suministro eléctrico durante la Segunda Guerra Mundial, donde se volvió a esta tecnología, debido a que no utilizaban combustibles fósiles que estaban muy caros en esta época.

Los molinos para el bombeo de agua se emplearon a gran escala durante el asentamiento en las regiones áridas del oeste de Estados Unidos. Pequeñas turbinas de viento generadoras de electricidad abastecían a numerosas comunidades rurales hasta la década de los años treinta, cuando en Estados Unidos se extendieron las redes eléctricas. También se construyeron grandes turbinas de viento en esta época.

Durante la segunda guerra mundial, la compañía Danesa de ingeniería llamada F.L. Smidth (hoy en día empresa, que se dedica a hacer maquinaria para tratar el cemento). Fue la primera en construir una turbina de viento de dos aspas y mas tarde de 3 aspas. Hasta hoy en día muchos fabricantes Daneses y de otras partes del mundo fabrican turbinas de viento de 2 aspas, aunque el concepto Danés es el de una turbina de 3 aspas. Todas estas máquinas generaban corriente directa (DC). Pero en 1951 el generador de DC fué remplazado por un generador asíncrono de corriente alterna

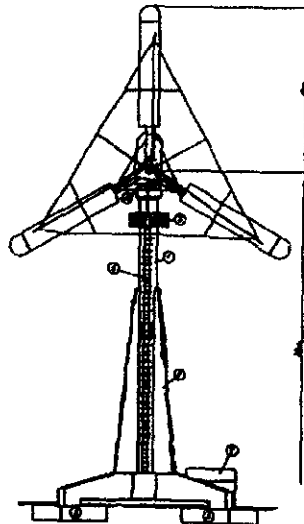
INTRODUCCIÓN

(AC). De esta manera se logró construir la segunda turbina de viento que proporcionaba corriente alterna (AC).

El ingeniero Johannes Juul fue uno de los primeros estudiantes de Paul La Cour en uno de sus cursos titulados "Wind Electricians" en 1904. Él en 1950 se convirtió en uno de los pioneros en estos campos, al desarrollar la primera turbina de viento que generaba corriente alterna (AC) en Vester Egesborg, Dinamarca. La fotografía que a continuación se muestra fue esta primera turbina que generaba corriente alterna (AC).



Johannes Juul en 1956-57, construyó la primera turbina de viento que generaba 200 kW para la compañía eléctrica SEAS en Gedser en la parte sur de Dinamarca, la cual recibió el nombre de Turbina de viento Gedser. El diseño original de esta turbina se muestra a continuación.



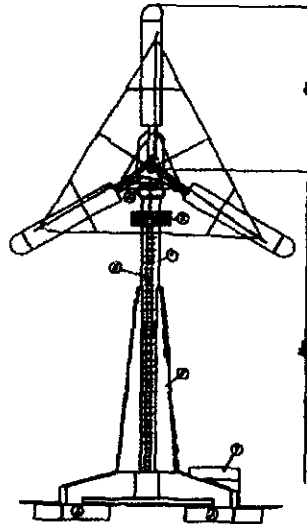
INTRODUCCIÓN

(AC). De esta manera se logró construir la segunda turbina de viento que proporcionaba corriente alterna (AC).

El ingeniero Johannes Juul fue uno de los primeros estudiantes de Paul La Cour en uno de sus cursos titulados "Wind Electricians" en 1904. Él en 1950 se convirtió en uno de los pioneros en estos campos, al desarrollar la primera turbina de viento que generaba corriente alterna (AC) en Vester Egesborg, Dinamarca. La fotografía que a continuación se muestra fue esta primera turbina que generaba corriente alterna (AC).



Johannes Juul en 1956-57, construyó la primera turbina de viento que generaba 200 kW para la compañía eléctrica SEAS en Gedser en la parte sur de Dinamarca, la cual recibió el nombre de Turbina de viento Gedser. El diseño original de esta turbina se muestra a continuación.



INTRODUCCIÓN

Esta turbina de viento fue la más innovadora en toda la historia de la generación de electricidad por medio del viento, porque poseía un mecanismo de desvío electromecánico para que la turbina siempre estuviera de forma perpendicular a las corrientes de aire. Otra innovación tecnológica que poseía fueron los frenos aerodinámicos de emergencia, que fueron inventados por J. Juul, que básicamente es el mismo sistema utilizado hoy en día. Y además poseía un generador de corriente alterna (AC) asíncrono de gran tamaño.

Esta turbina que fue la más grande del mundo y además la que más tiempo duró funcionando, duró más de 11 años pero sin mantenimiento alguno. Este diseño sirvió como base para las grandes turbinas de viento modernas que se construyen hoy en día siguiendo muchas características de esta. Esta Turbina fue restaurada en 1975 a petición de la NASA para su estudio y análisis, para una posible aplicación al nuevo programa de energía eólica de los Estados Unidos. La máquina duró funcionando muy poco tiempo para este fin, después fue desmantelada y puesta en exhibición en el Electricity Museum at Bjerringbro, Denmark.

La apreciable orientación de la evolución económica mundial hacia el consumo de energéticos fósiles, particularmente después de la segunda guerra mundial, desactivo el empleo de la energía del viento.

A raíz de los problemas ocurridos en la década de los setenta en el mercado mundial de la energía, con las crisis petroleras, el aprovechamiento del recurso eólico ha vuelto a cobrar importancia. Más aún, se le ha visto cómo una importante opción para fortalecer las acciones de diversificación energética instrumentadas en diversos países, y disminuir los impactos ambientales debido a la producción de energía.

En Dinamarca, las compañías eléctricas diseñaron turbinas de viento más grandes, exactamente como sus contrapartes en Alemania, Suecia, Inglaterra y los Estados Unidos. En 1979 construyeron 2 turbinas de viento de 630 kW, las cuales tuvieron innovaciones muy particulares. Pero estas tuvieron una gran desventaja como las de sus contrapartes en el extranjero; se convirtieron en máquinas extremadamente caras, convirtiéndose este alto precio en un argumento en contra de la energía eólica.

INTRODUCCIÓN

En 1980 un carpintero danés, llamado Christian Riisager, construyó una turbina de viento de 22 kW, basándose en el diseño de la Turbina de Viento Gedser, utilizando componentes estándar de bajo precio y a veces usados (por ejemplo, un motor eléctrico como generador, partes de carros para los engranes y frenos mecánicos, etc.), trayendo como consecuencia turbinas pequeñas a costos más bajos. Muy pronto esta turbina tuvo un gran éxito en muchas cooperativas familiares alrededor de toda Dinamarca, sirviéndoles a los fabricantes de turbinas de viento como inspiración para empezar a tomar otras estrategias en la construcción de las turbinas de viento y así lo hicieron: turbinas pequeñas a mejores precios.

Una importante excepción a esta política de pequeñas máquinas fueron las Tvind 2 MW machine, una revolucionaria máquina que genera 2 MW de potencia. Este dispositivo es una máquina de las llamadas downwind machine o sea máquinas cuyo rotor está dirigido en dirección de donde se origina el viento. Con un diámetro formado por las aspas de 54 metros, con variador de velocidad, un generador asíncrono y una conexión a la red eléctrica usando electrónica de potencia. Máquinas que siguen funcionando satisfactoriamente hasta la fecha.

Se siguió la misma política mayoritariamente durante la década de los 80, se fabricaron máquinas tales como: Bonus 30, que generaba 30kW. Nordtank 55, que generaba 55 kW, que logró bajar el costo de generación a 50 centavos de dólar. Y las The Micon 55, que generaban 55 kW, que se vendieron miles de estas para el programa de energía del viento de California, que bajaron el precio de generación muchísimo hasta hacerlo competitivo con las centrales convencionales.

Las grandes empresas fabricantes de este equipo (mayoritariamente danesas) han abandonado completamente esta política, se están dedicando a realizar máquinas más eficientes y con mayor capacidad de generación, hoy en día podemos encontrar máquinas de 300kW, 600 kW, 660 kW, 1.5 MW, 1.65 MW, 2 MW, etc.

En México, en el primer lustro del siglo actual, se vendieron masivamente molinos de viento de importación en la ciudad de México y Yucatán.

INTRODUCCIÓN

Por otro lado, en alrededor de quince estados del país, antes de 1950 se empleaban máquinas de viento, básicamente en aplicaciones de bombeo de agua y en menor medida en generación eléctrica.

En la actualidad, existe una central eoloelectrónica en "La Ventosa", Oaxaca y existe alguna actividad industrial en el país en la fabricación de maquinaria eólica y varias instituciones se dedican a la investigación y el desarrollo tecnológico en la materia, tales como el Instituto de Investigaciones Eléctricas, El Instituto de Ingeniería de la UNAM, el Politécnico, entre otros.

Además la Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorgó en febrero de 1998, 2 permisos para generar energía eléctrica en la modalidad de auto abastecimiento otorgados a las empresas Baja California 2000 y Fuerza Eólica del Istmo.

Fuerza Eólica del Istmo generará energía eléctrica a partir de una central eoloelectrónica, integrada por 60 aerogeneradores de 500 kW de capacidad cada uno, haciendo un total de 30 MW, conectados a un transformador elevador de tensión, con una producción estimada de 150 GW-h al año, utilizando el viento como fuente de energía. La central estará ubicada en la carretera transísmica federal 185, km. 59 de Salina Cruz, población de La Ventosa, Municipio de Ixtaltepec, Oaxaca. La inversión para desarrollar este permiso será de aproximadamente 30 millones de dólares.

La CRE también otorgó permiso a Baja California 2000 S.A. de C.V. La inversión estimada para realizar este proyecto asciende a aproximadamente 60 millones de dólares. En este caso, la permisionaria llevará a cabo la generación de energía eléctrica a partir de una central eoloelectrónica, integrada por 110 aerogeneradores de 550 kW de capacidad cada uno, haciendo un total de 60.5 MW, conectados a un transformador elevador de tensión, con una producción estimada de 166 GW-h al año, utilizando el viento como fuente de energía. La central estará ubicada en el km. 71.5 de la carretera Mexicali-Tijuana, en la población de La Rumorosa, Municipio de Tecate, Baja California. La energía será aprovechada por los municipios de Tijuana, Tecate, y Ensenada, Baja California.

INTRODUCCIÓN

Mediante la autorización de estos proyectos, la CRE promueve la utilización de fuentes alternas para generar energía eléctrica. Estos permisos se suman a los otorgados a las empresas Eoloeléctrica del Istmo y Cozumel 2000, y constituyen proyectos que permiten el aprovechamiento de tecnologías renovables y no contaminantes.

Capítulo 2

Naturaleza y características del viento

2.1.- El viento.

Se denomina viento a la componente horizontal del movimiento de las masas de aire. El viento se crea debido a la tendencia del aire a ponerse en movimiento para restaurar las condiciones de equilibrio entre las zonas de baja y alta presión. Esto es, los vientos se dirigen de las zonas de alta presión a las de baja. Este fenómeno se presenta debido al calentamiento diferencial de la atmósfera de la tierra.

2.2.- Naturaleza del viento y circulación general en la atmósfera.

2.2.1.- Origen del viento.

Toda la energía renovable (excepto la energía de las mareas y geotérmica), e incluso la energía de los combustibles fósiles, viene en última instancia del sol. El sol irradia 100.000.000.000.000 kilowatts-hora de energía a la tierra. Cerca de 1 a 2 por ciento de la energía que viene del sol es convertida en Energía Eólica. Esa es cerca de 50 a 100 veces más que la energía convertida en biomasa por todas las plantas en la tierra.

El movimiento del aire es originado por el diferente calentamiento de la superficie terrestre, presentando zonas de mayor o menor presión, donde el flujo del aire se dirige de las altas a las bajas presiones.

Las regiones alrededor del ecuador, son calentadas más por el sol que el resto del globo. Estas áreas calientes se indican en los colores: rojo, anaranjado y amarillo en este cuadro infrarrojo de las temperaturas superficiales de la tierra (tomadas por un satélite de la NASA, NOAA-7 en julio de 1994).



Naturaleza y características del viento

El gradiente de presión es la relación entre la diferencia de presión de los sitios y la distancia que los separa. Mientras mayor sea el gradiente de presión la velocidad del viento será mayor.

Suponiendo a la tierra inmóvil y de superficie uniforme, las masas de aire sobre el ecuador son más calientes que la de los polos. Esto trae como consecuencia que las masas de aire ecuatorial se eleven y sean reemplazadas por masas de aire frío, provenientes de los polos, formándose grandes corrientes convectivas con vientos de superficie de los polos al ecuador, y vientos de altura del Ecuador a los polos.

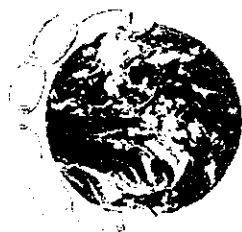
El esquema, sin embargo, se modifica por efecto de la rotación de la tierra, consecuentemente por las fuerzas gravitacionales, centrífugas y de Coriolis, así como por la distribución irregular de mares y continentes, que determinan la variedad superficial de absorción, capacidad calorífica y transferencia de calor a la atmósfera.

2.2.2.- Circulación general en la atmósfera.

Como las regiones ecuatoriales reciben más calor solar que las polares, eso determina en general, el desplazamiento de aire entre las latitudes altas y bajas. En el ecuador el aire caliente asciende, y disminuye la presión cerca del suelo, al paso que aumenta por encima de éste. El resultado, pues, es que cerca de la superficie terrestre la presión atmosférica o barométrica es mayor en los polos que en el Ecuador, mientras que en las capas de aire más elevadas la situación es inversa. Con el fin de equilibrar esas diferentes presiones, el aire ecuatorial pasa hacia los polos en la regiones altas (vientos contra alisios), mientras que el polar se desplaza hacia el ecuador cerca la superficie terrestre (vientos alisios).

Pero esta descripción general también tiene complicaciones y particularidades, pues el aire ecuatorial calentado asciende y se desvía hacia los polos, se enfría gradualmente a medida que avanza y desciende a la tierra a una latitud aproximada de treinta grados norte y sur. Parte de esa corriente retorna hacia la región de baja presión constante en el ecuador, mientras que el resto sigue su camino hacia el polo, pero al nivel del suelo. Finalmente, ese aire enfriado, que llega hasta los límites del polo, se encuentra con otro más denso, que se separa del polo hasta una latitud de sesenta grados, y se eleva sobre el mismo.

Naturaleza y características del viento



Este proceso nos indica que, además de la región de baja presión existente en el Ecuador y las de elevada presión en los polos, hay círculos de presión intermedia: uno, de alta presión, alrededor de la latitud de 30°, y otro, de baja presión, alrededor de los 60°.

2.2.3.-El viento en la superficie.

Para el aprovechamiento del viento como recurso energético, se considera el viento en la superficie o de nivel bajo, el cual consiste en el movimiento horizontal del aire, que es modificado por efectos del terreno sobre el que pasa.

Dado el actual nivel de desarrollo en la tecnología de grandes sistemas conversores de energía eólica (GSCEE) podemos considerar una altura de 200 metros, de la capa superficial de aire en movimiento, cuyo comportamiento nos interesa para fines de aprovechamiento energético.

El viento es una magnitud vectorial, definida por la dirección y la velocidad. La dirección se establece en términos de los rumbos de la rosa de los vientos, indicándose el punto de dónde proviene el viento. Su magnitud se establece en unidades de velocidad: nudos, millas por hora, kilómetros por hora ó metros por segundo.

Dado que la superficie terrestre no es lisa, sino presenta una rugosidad, por la presencia de accidentes topográficos, árboles, edificaciones, etcétera, existe una fricción que disminuye la velocidad dando origen al gradiente vertical.

Naturaleza y características del viento

2.3.-Sistema de vientos.

2.3.1.-Vientos Locales.

Este tipo de vientos se origina por diferencias de calentamiento de la superficie del globo.

En esta categoría se consideran brisas marinas y brisas valle-montaña.

a) Brisa marina.

Es originada por la desigual capacidad calorífica del mar y de la tierra, cuyas diferencias de temperatura crea movimientos ascendentes en el aire. La tierra, cuya capacidad calorífica es menor que la del mar, se calienta más rápidamente durante la mañana y las masas de aire que se encuentran en contacto con esta se calienta más que las masas de aire situadas sobre el mar, comenzando con un movimiento de ascenso siendo sustituidas por aire menos caliente procedente del mar.

A este fenómeno se le conoce con el nombre de brisa marina o marinada. Al caer la tarde la tierra se enfría más rápidamente que el mar, y el fenómeno se invierte, produciéndose la brisa de tierra o terrenal.

La figura siguiente ilustra el fenómeno descrito.

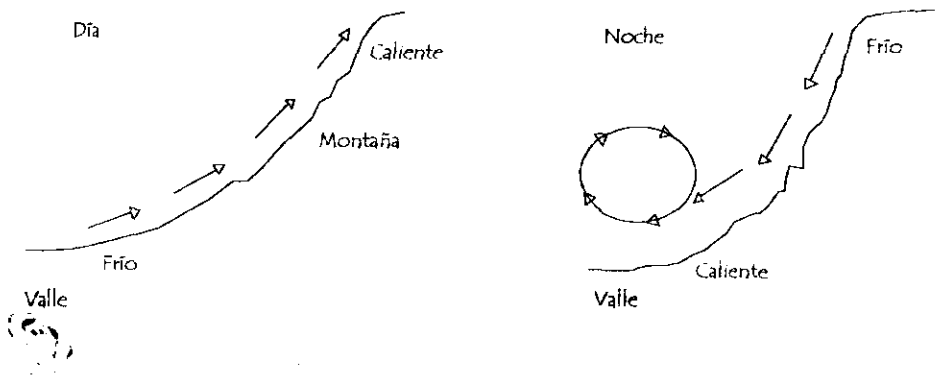


Naturaleza y características del viento

b) Sistemas de valle-montaña.

Es un fenómeno similar al anterior el que origina la brisa del valle y la brisa de la montaña. La primera se refiere a la ascensión de aire frío del valle durante las horas de insolación por las laderas de una montaña. La brisa de montaña se presenta al caer la tarde cuando las masas de aire en contacto con ella pierden calor por la irradiación de la superficie de las laderas.

La figura ilustra estos fenómenos:



2.3.2.-Vientos Orográficos.

Estos tipos de vientos son originados por efecto del relieve en zonas montañosas. Cuando el viento choca con un obstáculo, se ve obligado a subir sobre este.

El fenómeno de ascensión del viento da origen a ciertas condiciones particulares, debido a variaciones de las características meteorológicas, encontradas en diferentes lugares de la tierra, dando origen a ciertos fenómenos especiales.

Algunos de estos son: El Fohn (o Foehn) en el que el aire húmedo del Mediterráneo asciende hasta el macizo de los Alpes, como consecuencia del ascenso

Naturaleza y características del viento

se enfría, se condensa la humedad y da lugar a precipitaciones pluviales; cuando el aire desciende por la ladera opuesta es un viento cálido y seco.

Existen otros tipos como Chinook en las laderas orientales de las montañas rocosas, el Sirocco en la costa argelina llegando hasta Sicilia y las Baleares cuyo mecanismo es análogo al del Fohn.

Las características varían según la situación geográfica de los países en los que se manifiesta, por ello mismo reciben nombres locales tales como Simun en los desiertos africanos, Chasmin en Egipto, etcétera.

2.4.-Factores Topográficos que influyen en el viento en la superficie.

2.4.1.-Introducción.

Para fines de análisis de las características del viento en superficie es importante considerar las clases de terreno, teniendo en cuenta las características topográficas así como las condiciones del suelo en relación a la vegetación, accidentes naturales o edificaciones, etc.

Desde el punto de vista topográfico los terrenos pueden clasificarse como planos y no planos.

En cuanto a las condiciones de la superficie se consideran desde una superficie lisa hasta una muy accidentada o irregular; esta característica se define y cuantifica como el factor de rugosidad, que determina la fricción del viento con la superficie y su pérdida de velocidad en los niveles bajos.

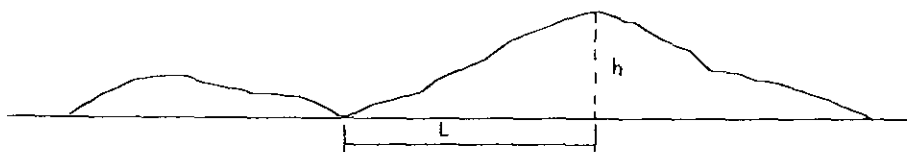
2.4.2.-Terrenos Planos.

Un terreno se considera plano si cumple las siguientes condiciones:

- La diferencia de elevación entre 2 puntos debe ser menor de 60 metros para una distancia de 5 a 7 kilómetros en cualquier dirección.

Naturaleza y características del viento

- La relación $h-L$ debe ser menor que 0.03 según se ilustra en la siguiente figura:

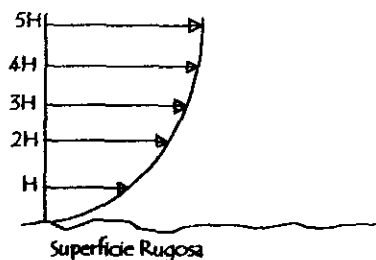
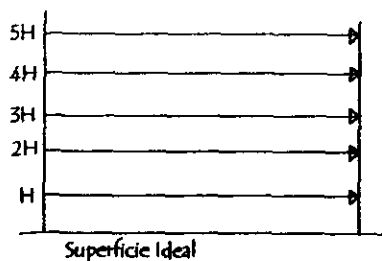


Todos aquellos terrenos que no cumplen con los requisitos mencionados anteriormente se consideraran como terrenos complejos.

Una vez que se ha clasificado un terreno como plano, por medio de mapas topográficos del lugar se deben tener en cuenta la rugosidad de la superficie y la existencia de barreras.

2.4.3.-Rugosidad de la superficie.

La rugosidad de la superficie afecta el flujo del aire; en una superficie ideal (completamente lisa) la velocidad del viento que pasa sobre ella es la misma a cualquier altura (flujo laminar); sin embargo en la realidad no existen superficies de este tipo y la velocidad del viento se ve afectada por la fricción según se muestra la figura siguiente, produciéndose un perfil de velocidades de viento (donde la longitud de las flechas es proporcional a la magnitud de la velocidad del viento):



Naturaleza y características del viento

Para caracterizar la influencia de la rugosidad sobre la velocidad del viento, se han determinado ciertos valores empíricos dependiendo de las alteraciones de la velocidad. Estos factores que se reconocen con el nombre de coeficiente de rugosidad (Z_0) varían sensiblemente dependiendo de la superficie.

Tipo de Superficie	$Z_0(m)$
Hielo, Lodo	0.00003 a 0.0001
Mar en Calma	0.0002 a 0.0003
Arena	0.001 a 0.01
Nieve	0.0049
Pastizal	0.017
Estepa	0.032
Campo Plano	0.021
Pasto Alto	0.039
Trigal	0.045
Arboles Bajos	0.05 a 0.1
Suburbios	1 a 2
Ciudad	1 a 4
Arboles Altos	0.2 a 0.9

2.4.4.- Nivel efectivo de Suelo.

En áreas donde existen obstáculos, tales como vegetación densa, sembradíos densos de altura considerable, etcétera, se debe considerar una altura llamada "nivel efectivo de suelo", el cual se considera como la altura promedio de los obstáculos (por ejemplo para áreas con arboles es aquella donde la rama de los arboles adyacentes se tocan, para campos con sembradíos densos de maíz, será el promedio de la altura de las plantas de maíz). En la figura se muestra un ejemplo de este hecho.

La altura a la cual se considera el nivel efectivo del suelo es llamada altura de desplazamiento cero y se representa con "d" en la figura. Si "d" es menor que 3 metros, puede ser despreciada al estimar cambios de velocidad y potencia de un nivel a otro, pero si es mayor el valor que se calcule debe de ser efectuado por dicho nivel "d".

Naturaleza y características del viento

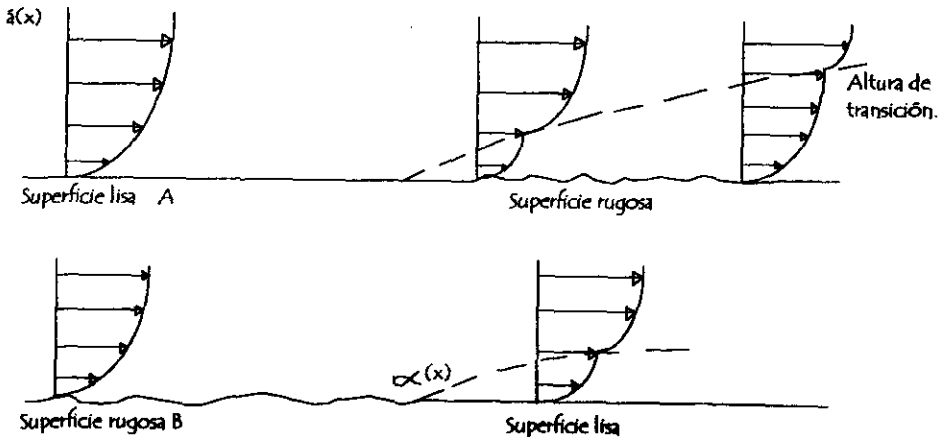


2.4.5.- Terrenos con rugosidad uniforme.

Estos terrenos son áreas extensas en las cuales la rugosidad de la superficie se mantiene constante siendo una característica adicional la ausencia de obstáculos tales como edificios, árboles, montañas, etcétera.

2.4.6.- Terrenos con cambio de rugosidad.

Estos terrenos son áreas extensas en las cuales la rugosidad de la superficie no es constante. El perfil del gradiente vertical de velocidades del viento se ve afectado cuando se da un cambio en la rugosidad del terreno. La figura siguiente ilustra este fenómeno.



Naturaleza y características del viento

2.5.-Factores orográficos que influyen en el viento en la superficie.

2.5.1.-Terrenos complejos.

Las características topográficas en este tipo de terrenos afectan al viento de una manera semejante a como lo hace la rugosidad del terreno, pero en una escala mucho mayor.

Al considerar los factores topográficos que afectan al viento en superficie, en orden de importancia son: la topografía, las barreras y la rugosidad.

Los terrenos complejos pueden ser clasificados en dos grandes categorías: terrenos elevados y depresiones. Desde el punto de vista de aprovechar el viento como recurso energético estos accidentes topográficos son importantes, ya que las elevaciones sobre el terreno pueden quedar expuestas a vientos de mayor intensidad, así como las depresiones pueden "canalizar" el viento, proporcionando también zonas de mayor intensidad.

Los accidentes topográficos a considerar son:

Elevaciones sobre el terreno

- ❖ Lomas.
- ❖ Colinas y montañas aisladas.
- ❖ Acantilados o escarpas.

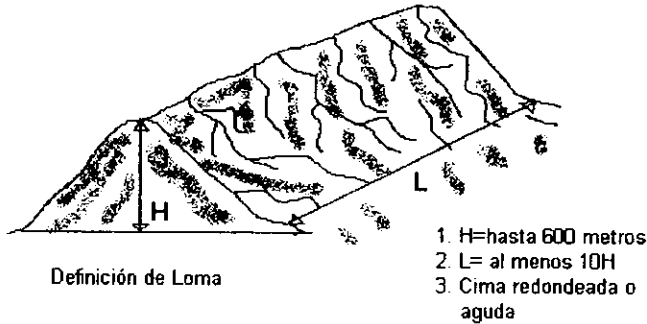
Depresiones en el terreno.

- ❖ Valles y cuencas.
- ❖ Pasos y cañadas.

Naturaleza y características del viento

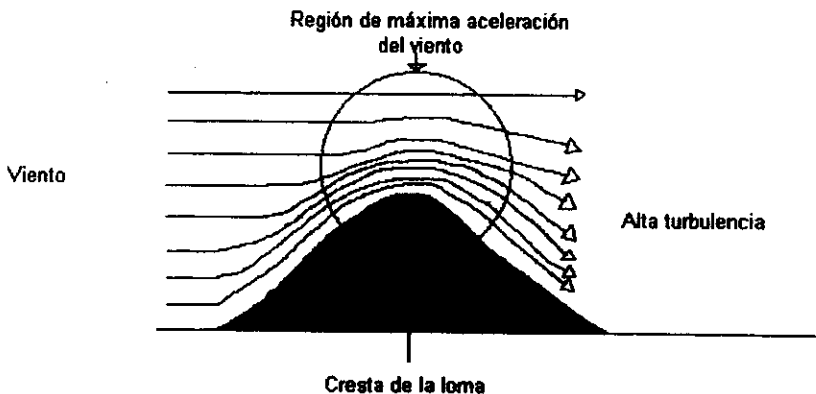
2.5.2.-Lomas.

Las lomas son definidas como colinas alargadas levantándose a alturas entre 150 metros y 600 metros por encima del terreno circulante. A diferencia de una colina aislada, en que el viento tiende a rodearla en vez de remontarla, en la loma, dada su forma alargada el viento tenderá a una aceleración al pasar por encima de ella.



El esquema siguiente, muestra cómo es comprimido el aire al aproximarse a la loma en una capa más delgada, lo que causa el incremento de velocidad cuando cruza la cima.

Aceleración del viento sobre una loma



Naturaleza y características del viento

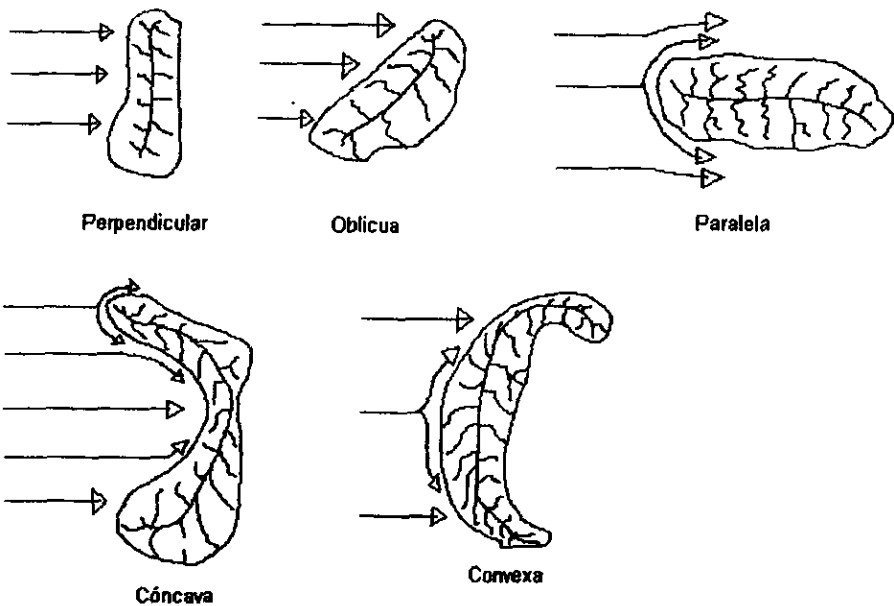
La orientación de una loma relativa al viento dominante, es un factor importante debido a la forma cómo afecta la aceleración del viento sobre la cima.

2.5.3.-Efecto de la orientación de las lomas respecto al viento.

Las lomas pueden ser clasificadas, según su orientación al viento dominante, como perpendiculares, oblicuas y paralelas. Y por su forma, como cóncava o convexa según el lado por el que le del viento.

Dada la elongación de las lomas, el viento es forzado a remontarlas, produciéndose en él una aceleración.

A continuación se ilustran los incrementos de velocidad del viento sobre las cimas de las lomas, en función de su forma y orientación respecto al viento dominante.

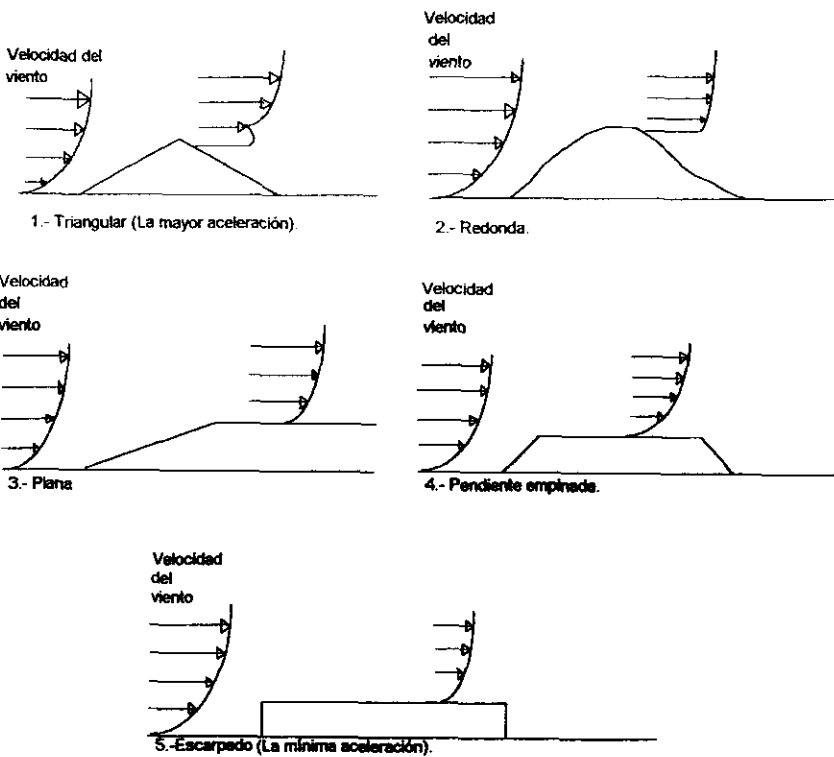


Naturaleza y características del viento

Una loma cóncava puede producir una aceleración adicional por el "efecto de embudo", en tanto que una convexa, se reduce la aceleración por la deflexión del viento alrededor de ella.

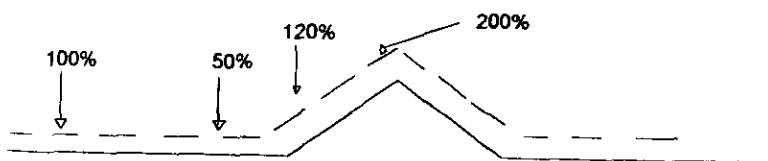
2.5.4.-Efecto de la forma del perfil de la loma.

A continuación se muestran cortes seccionales de distintas formas para lomas clasificadas por la cantidad de aceleración que producen (nótese que una forma triangular causa la máxima aceleración).



Naturaleza y características del viento

En la siguiente figura se muestran las variaciones de porcentaje para una loma de forma ideal; como estos números fueron obtenidos experimentalmente en mediciones realizadas en túnel de viento deben de usarse con la debida precaución.



Los hombros de una loma pueden ser sitios con potencial eólico, ya que así como el viento se comprime en la cima, una parte de él se comprime sobre los lados.

Los datos usados para clasificar estas formas, fueron colectados en experimentos de laboratorio usando túneles de viento y modelos de lomas. Concordando con mediciones reales, tanto estos experimentos como las observaciones muestran que aquellas lomas con pendientes mayores a varios cientos de metros de las cima, incrementan la velocidad del viento de manera sustancial y mas efectiva que otras, la siguiente tabla clasificar este hecho.

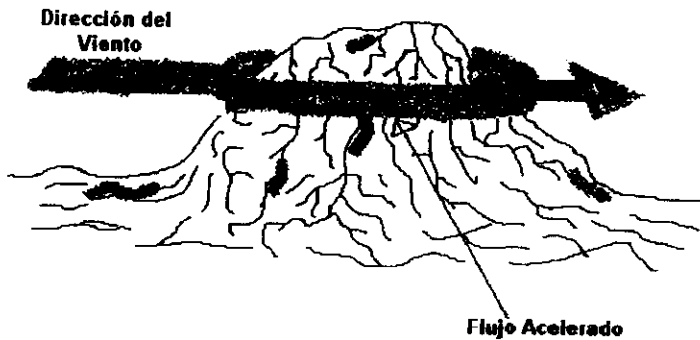
Caracterización del sitio	Pendiente Porcentaje (a)	Cerca de la cima Angulo de la pendiente (°)
Ideal	29	16
Muy bueno	17	10
Bueno	10	6
Regular	5	3
Inconveniente	menor de 5 y mayor de 50	menor de 3 y mayor de 27

(a) El porcentaje es el número de metros de aumento por 100 metros de distancia horizontal.

Naturaleza y características del viento

2.5.5.-Colinas y montañas aisladas.

Una colina aislada se define como aquella forma topográfica de alto relieve que tiene una altura de 150 metros a 600 metros y tienen una extensión mayor a diez veces su altura, estando separadas de lomas. Las colinas de más de 600 metros son conocidas como montañas. Las colinas, así como las lomas pueden acelerar el viento, pero no lo hacen en la misma magnitud ya que el viento tiende a fluir por sus costados.



Aunque no existe suficiente información para hacer estimaciones cuantitativas de la aceleración del viento sobre las colinas o alrededor de ellas, la siguiente tabla puede ser usada para clasificar las colinas de acuerdo a su pendiente.

Características	Localización	Características de flujo
La mejor	La mitad superior de las colinas donde el viento dominante es tangente.	El punto de máxima aceleración alrededor de la colina.
Buena	Cima de las colinas.	El punto de máxima aceleración sobre la colina.
Regular	La mitad superior cara a barlovento de la colina.	Una leve aceleración de el flujo.
Con disminución de velocidad	-Cara a sotavento. ¹ -La base y laderas bajas de las colinas.	-Reducida velocidad y alta turbulencia. -Reducidas velocidades.

¹ Bajo ciertas condiciones, pueden ocurrir vientos fuertes sobre las pendientes a sotavento de colinas grandes y montañas. Sin embargo, esos vientos son usualmente muy turbulentos y enrachados

Naturaleza y características del viento

2.5.6.-Pasos.

Los pasos se definen como cortes o abras en las cadenas montañosas y tienen las siguientes características.

- Por estar situados en terrenos mucho más altos, amurallados, el aire es acelerado longitudinalmente por un "efecto de embudo".
- El viento puede acelerarse conforme la pendiente en las inmediaciones de la cima.

Los factores que influyen sobre la velocidad del viento en ese tipo de accidentes son:

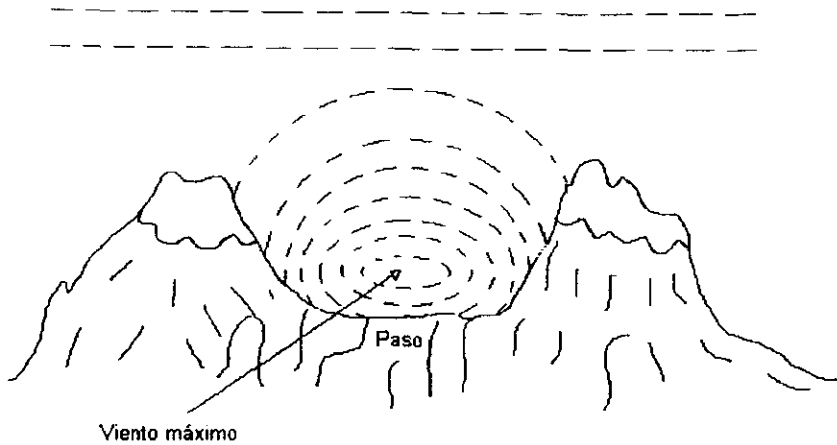
- Orientación con respecto a la dirección prevalente del viento.
- Longitud y anchura del paso.
- Diferencias de elevación entre el paso y las montañas adyacentes.
- Pendiente del paso cerca de la cima.
- Rugosidad del terreno.

No existe suficiente investigación que permita la clasificación de sitios de este tipo en términos de los factores mencionados arriba, sin embargo, algunas de las características deseables de los pasos para el aprovechamiento de energía eólica se listan en seguida.

- El paso debe estar abierto al viento dominante de preferencia paralelo a la dirección del viento dominante.
- El paso debe tener altas colinas o montañas a ambos lados, entre más altas mejor.
- La pendiente del paso cerca de la cima debe ser suficiente para acelerar el viento de la misma forma que una loma.
- Su superficie debe ser lisa, entre más lisa mejor. Si el paso es muy rugoso se debe considerar la rugosidad del terreno lateral.

En la figura siguiente se muestra una vista de un paso, viéndose el perfil del viento en éste. En esta figura se puede observar la localización de un "corazón" de viento máximo en el centro, donde es factible la colocación de aerogeneradores, debido a que la velocidad del aire en esta zona es máxima.

Naturaleza y características del viento



2.5.7.-Acantilados y escarpas.

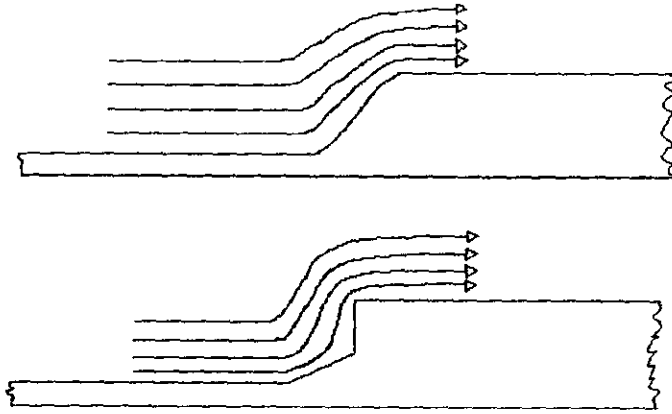
Un acantilado o escarpa es una forma topográfica, parecida a un declive áspero con una longitud de 10 o más veces su altura, de tal manera que induce un flujo de viento sobre él, en lugar de alrededor del mismo.

Para los acantilados los factores que afectan el flujo de aire son los siguientes:

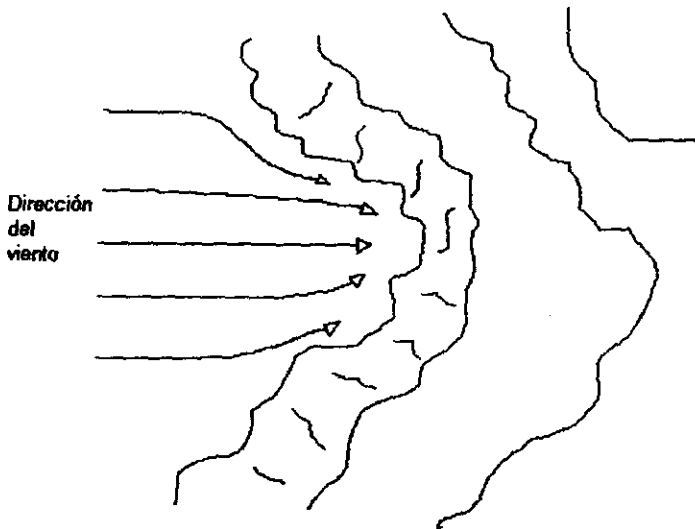
- ⊗ Pendiente tanto de barlovento como de las faldas laterales.
- ⊗ Altura.
- ⊗ Curvatura en la cara o a lo largo de ella.
- ⊗ Rugosidad de la superficie a barlovento.

La figura muestra el flujo de aire en acantilados de diferentes pendientes.

Naturaleza y características del viento



Cualquier curvatura a lo largo de la cara del acantilado debe ser considerada. La figura siguiente ilustra una vista superior de un acantilado en una de sus partes, dicha curvatura canaliza el viento hacia las porciones cóncavas.



Naturaleza y características del viento

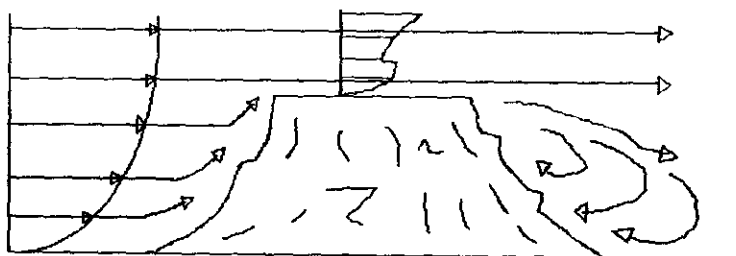
Estudios realizados de este flujo en túneles de viento y con modelos teóricos muestran que la localización de la zona de vientos más fuertes depende de la altura del acantilado y la mejor localización está adentro de 0.25 a 2.5 veces de su altura a sotavento.

2.5.8.-Mesetas.

Se definen como montañas con cima plana o colinas rodeadas por acantilados.

Si las mesetas, tienen una extensión del orden de 10 veces sus alturas, pueden considerarse como acantilados.

La figura siguiente, muestra un ejemplo del flujo de viento a través de una meseta.



Vista lateral

2.5.9.-Valles y cuencas.

El patrón del viento en un valle o cañón depende de factores tales como la orientación del valle respecto de los vientos dominantes, la pendiente del valle, la altura, el largo y ancho de las lomas circunvecinas, las irregularidades en su anchura y su rugosidad superficial.

Los valles y cañones que no tienen pendiente hacia abajo de las montañas, presentan menor flujo de aire, que aquellos en las faldas de las montañas. En los valles sin pendientes, las condiciones de vientos fuertes podrán darse en una zona de

Naturaleza y características del viento

estrechamiento del valle, cuando éste es paralelo a los vientos dominantes. Si no se da esta condición es probable encontrar mejores velocidades de viento en las lomas que lo delimitan.

Las cuencas son depresiones circundadas por terrenos más altos. Las cuencas largas y poco profundas pueden tener ciclos diarios de viento durante los meses cálidos del año. El flujo de aire hacia dentro o fuera de la cuenca, es similar al ciclo valle-montaña, como el que se muestra en la figura. Los valles inclinados que desembocan en cuencas, pueden ocasionar la suficiente canalización del viento, y proporcionar sitios con buen viento. El inconveniente de las cuencas es que en épocas de frío, se acumula una masa estancada de aire frío, pudiendo dar lugar a períodos de calma de varios días dentro de la cuenca.



Por último cabe mencionar que en un sistema valle-montaña ocurren tres patrones de flujo de aire: Los vientos de pendiente, los vientos paralelos y los vientos cruzados.

2.5.10.-Vientos de pendiente.

Ocurren cuando el viento prevalente sobre el área es débil y domina el ciclo de calentamiento y enfriamiento diario. Eso sucede más a menudo durante meses cálidos.

Naturaleza y características del viento

2.5.11.-Vientos paralelos.

El segundo tipo de patrón de flujo de viento ocurre en los sistemas valle-montaña, cuando vientos fuertes de dirección dominante son paralelos al valle o con desviación dentro de un ángulo no mayor de 35 grados con el eje del valle.

En este caso los valles anchos rodeados por montañas pueden canalizar y acelerar en forma efectiva el viento paralelamente en la región.

Capítulo 3

Metrología Eólica

3.1.- Metrología.

3.1.1.- Escala de Beaufort.

Esta escala fue establecida en 1805 por el almirante Beaufort con el objeto de estimar la velocidad del viento en el mar.

El objetivo de esta escala es cuantificar en forma preliminar y sencilla la velocidad y dirección del viento.

Este método no hace uso de instrumentación alguna sino que se basa en la observación directa de los efectos que produce el viento, los que se asocian a una escala que va de 0 a 12, dependiendo de su intensidad.

La tabla siguiente contiene las especificaciones de la escala de Beaufort que describen los efectos del viento asociados, tanto en tierra como en mar; se añade así mismo, una comparación con otras unidades comunes en la práctica de la observación de la velocidad del viento.

Escala de Beaufort

Número de Beaufort	Nombre en tierra	Equivalencia de la velocidad a una altura de 10 m. , sobre un terreno plano y descubierto			Altura de las olas del mar	Nombres en mar
		Nudos	m/s	M.P.H.		
0	Calma	0.1	0-0.2	1	0	Calma
1	Ventolina	1-3	0.3-1.5	1-3	0-0.1	Rizada
2	Flojito	4-6	1.6-3.3	4-7	0.1-0.5	Marejadilla
3	Flojo	7-10	3.4-5.4	8-12	0.5-1	Marejada
4	Bonancible	11-16	5.5-7.9	13-18	1-1.25	Marejada
5	Fresquito	17-21	8-10.7	19-24	1.25-2.5	Marejada Fuerte
6	Fresco	22-27	10.8-13.8	25-31	2.5-4.0	Mar Gruesa
7	Frescachón	28-33	13.9-17.1	32-38	4.5-5.0	Mar muy Gruesa
8	Duro	34-40	17.2-20.7	39-46	5.7-7.5	Arbolada
9	Muy Duro	41-47	20.8-24.4	47-54	7.6-10	Arbolada
10	Temporal	48-55	24.5-28.4	55-63	10-12.5	Montañosa
11	Huracán	63	32.7	73	14	De enorme peligro

Tabla 1

3.1.2.-Anemómetros.

Se denomina anemómetro al transductor que convierte la energía del viento en algún otro tipo de energía más fácil de medir con los instrumentos existentes, es decir: energía eléctrica, energía mecánica, etcétera. Los tipos de anemómetros más comunes son los siguientes:

- ❖ Tipos copas: Generador de corriente alterna .
 Generador de corriente directa.
 Contador.
 Contacto.
- ❖ Tipo de molino de viento.
- ❖ Tipo tubo de presión.
- ❖ Tipo sónico.
- ❖ Tipo de alambre caliente.

Tipo copas.

Este tipo de anemómetro fue desarrollado por T. B. Robinson en 1846. Su rotor consiste en un eje vertical que termina en cuatro brazos horizontales colocados en ángulos rectos entre sí; los extremos de los brazos llevan copas hemisféricas dispuestas en planos verticales paralelos al eje común de rotación, con sus caras convexas contra el sentido de rotación. De este modo la presión del viento en sus caras cóncavas es mayor que en sus caras convexas lo que hace que roten independientemente de la dirección del viento. Muchos experimentos y estudios teóricos de este tipo de anemómetros llevaron a la conclusión de que usando tres copas en vez de cuatro el torque o par proporcionado es más uniforme y que haciéndolas cónicas en vez de esféricas se reduce la sobrestimación del flujo de viento en vientos fluctuantes, lo mismo que cambiando la relación entre el tamaño de las copas y la longitud de los brazos, generalmente se reducen estos últimos.

Anemómetros de copas tipo generador de corriente alterna.

El extremo superior del rotor de éste anemómetro, como el anterior, soporta las tres copas que giran con el viento, en tanto en su extremo inferior esta conectado a un estator de baja resistencia, produciendo voltajes de baja amplitud,

Metrología Eólica

cuando el viento hace girar el arreglo de copas y por consiguiente el rotor. Generalmente se diseña este tipo de anemómetros de tal manera que la frecuencia de la señal eléctrica sea directamente proporcional a la velocidad del viento y con incrementos lineales.

Anemómetros de copas tipo generador de corriente directa.

Este tipo de anemómetro es similar al anterior, sólo que en vez de un generador de corriente alterna utiliza un generador de corriente directa.

Tipo contador.

Este tipo de anemómetro utiliza el movimiento generado en el rotor para accionar, mediante una caja de engranajes, un contador mecánico. En otros términos, utiliza las revoluciones del rotor, las cuales mide mecánicamente.

Tipo contacto.

El principio de operación de estos anemómetros es aquel por medio del cual un interruptor, de estado normal abierto, es accionado por cada "X" fracción de vuelta del rotor. Estos interruptores pueden ser de diferentes clases tales como: de presión, de relé, líquidos, etc. De esta manera proporcionan un número determinado de pulsos, los cuales serán utilizados de acuerdo al sistema que procese estos datos. Actualmente se utilizan interruptores optoeléctricos acoplados al eje del rotor, consistente de un disco con perforaciones en número igual al número de pulsos requeridos por cada revolución del rotor; la salida de un par asociado luz-detector (diodo emisor de luz) proporciona un pulso cada vez que el detector recibe luz, o sea, que la perforación correspondiente coincide con el eje emisor-detector.

Tipo molino de viento.

Este anemómetro tiene la peculiaridad de que debe estar orientado en la dirección del viento, para lo cual se utiliza una veleta cuyas aspas están dispuestas como las de un molino de viento, o sea con los brazos en un plano perpendicular al viento y las aspas con una inclinación tal que induzca un movimiento de rotación. Este movimiento puede utilizarse bajo el principio de generación de corriente alterna,

corriente directa o cualquier otro tipo, y da la opción de emplearlo también como anemoscopio por la necesidad que tiene de orientarse en la dirección del viento.

Tipo de tubo de presión.

La construcción de los anemómetros de presión se funda en los siguientes principios: una veleta colocada en el extremo de un mástil mantiene el plano del orificio de un tubo cara al viento. El aire que sopla por esta abertura y crea una sobrepresión en el tubo que depende de la velocidad del viento. Esta sobrepresión se mantiene por conducto de los aparatos indicadores.

Otro tubo, situado inmediatamente debajo de la veleta, está provisto de numerosos agujeritos y el viento que pasa alrededor del mismo crea una depresión que se transmite a los indicadores por otro conducto.

El conjunto forma un sistema en el cual la diferencia entre la presión y la sobrepresión es independiente de la diferencia de presión que pueda existir entre el interior y el exterior del edificio donde se encuentra el aparato indicador o manómetro.

Para los anemómetros de presión se dispone de dos tipos de manómetros. En el manómetro de flotador de Dines la diferencia de presión hace variar la posición de equilibrio de un cilindro flotante sobre el agua; el flotador acciona el dispositivo indicador. El manómetro aneroides, por su parte, es apropiado para los navíos en donde el modelo del flotador no se puede utilizar.

Existe otro tipo que utiliza un tubo o conducto de boca abierta en la dirección del viento; en la boca del tubo se produce una presión que es proporcional a la velocidad del viento. Esta presión se transfiere a lo largo de un conductor hueco y flexible y se lleva hasta el aparato de lectura, el cual puede estar diseñado de varias maneras, por ejemplo: una burbuja introducida en un recipiente con líquido (Dines); la presión aplicada a un líquido de densidad específica en un tubo graduado; etc.

Tipo sónico.

Se utiliza el principio de que la velocidad de un sonido esférico generado, es igual la suma de la velocidad del sonido más la del viento (a temperatura constante); de aquí se transmiten dos señales esféricas de igual frecuencia de dos transmisores a dos receptores cuyos ejes transmisor-receptor son perpendiculares entre sí; la diferencia en tiempo es una medida de la velocidad del viento.

Tipo de alambre caliente.

El funcionamiento de este anemómetro se basa en la variación de la resistencia eléctrica de un conductor con respecto a cambios de su temperatura por el enfriamiento producido por el viento.

Al ser calentado, un conductor adquiere cierta temperatura y por lo tanto cierto valor de resistencia; si se coloca dentro de un flujo de aire, este le impartirá un determinado enfriamiento (dependiendo de la temperatura del aire), que se traducirá en una variación de su resistencia, la cual constituye parte de un puente de Wheatstone de tal manera que permita medir el enfriamiento en base a un balance de corriente en del circuito; este hecho puede observarse mediante un multímetro, con una escala de velocidad en función de la corriente.

3.1.3.- Anemoscopios.

Una de las variables del viento que interesa medir es su dirección, para esto se desarrollaron los anemoscopios. El más sencillo de ellos consiste en un listón de tela atado a un poste a cierta altura, el cual al flotar con el viento, indica la dirección de donde proviene éste.

Los anemoscopios modernos utilizan una veleta metálica o de plástico, que gira libremente en un eje vertical cuya posición se sensa eléctricamente, ya sea en forma analógica por medio de un potenciómetro o digitalmente en código binario, con cuatro pistas de contactos móviles (tipo conmutador de pequeños motores eléctricos) o más confiablemente con pares acoplados de diodos emisores de luz o fototransistores.

La señal eléctrica de salida puede así accionar un indicador de rumbo con una aguja o con diodos emisores de luz en una carátula que represente a la rosa de los vientos, o bien puede graficarse para tener indicación de la duración del viento en cada dirección y poder trazar la rosa de los vientos para ese periodo o también puede enviarse la señal a una computadora para que procese la información y nos las dé en forma de gráficos, tablas, etc.

Una anemoscopio electrónico del tipo compilador proporciona directamente el histograma de rumbos para el periodo.

3.1.4.- Anemógrafos.

Se define como anemógrafos los equipos anemométricos que a la señal del sensor la acondiciona y traduce en un gráfico con respecto al tiempo.

A estos equipos se les puede dividir en dos categorías:

- De velocidad instantánea.
- De distancia recorrida.

Anemógrafos de velocidad instantánea.

Estos equipos, acondicionan la señal del sensor, para obtener un desplazamiento proporcional a la velocidad del viento de un brazo o aguja, para con una pluma en su extremo o impactos periódicos (sobre papel sensible), grafique sobre una cinta de papel graduado que se desplaza a velocidad constante, los valores de la velocidad instantánea.

Aunque los más modernos están completamente computarizados, haciendo registros de las mediciones para que la persona encargada los procese.

Estos tipos de anemógrafos son útiles para analizar la turbulencia de el viento.

Anemógrafos de distancia recorrida.

Este equipo, denominado también integrador ó totalizador, efectúa el conteo de millas, kilómetros o metros que recorre el viento en un intervalo de tiempo dado. En un anemómetro de copas, cada revolución representa una distancia recorrida por el viento, el conteo de las revoluciones durante un cierto tiempo, representa una distancia total, que dividida entre ese tiempo, nos da la velocidad media en ese periodo.

3.1.5.- Anemocinemógrafos.

Un anemocinemógrafo es un equipo que utilizando variables obtenidas de un anemómetro y un anemoscopio, procesan dicha información y la traducen en una gráfica con respecto al tiempo.

Estos pueden ser al igual que los anemógrafos, de velocidad instantánea o de distancia recorrida. La ventaja de estos equipos es que entregan la información de dirección del viento paralelamente al dato de velocidad de este. Consideremos entonces un anemocinemógrafo como un equipo de dos canales, uno para graficar la velocidad del viento y el otro para graficar su dirección bajo una escala de tiempo simultánea.

Metrología Eólica

3.2.- Medición.

3.2.1.- Escala de Beaufort.

Para el registro de la dirección del viento y de su velocidad, según la escala de Beaufort, se puede utilizar el formato de la figura siguiente.

Este formato permite hacer una primera evaluación y caracterización del viento, al obtener:

- ❖ Rango de velocidades medias y máximas.
- ❖ Vientos dominantes (Rosa los vientos).
- ❖ Distribución horaria de los vientos.
- ❖ Porcentaje promedio de calmas.
- ❖ Indicadores de velocidad y rumbo de la hoja de registro.

La forma de registro semanal de velocidades de viento, consta de siete grandes renglones, uno para cada día de la semana, y dieciocho columnas, una para cada hora, de las cinco de la mañana hasta las diez de la noche. Los ocho pequeños renglones que subdividen cada día, desde el 0 hasta el 7, indican la velocidad según la escala de Beaufort. Así, para cada hora del día durante toda la semana existe un lugar para indicar el rumbo y velocidad del viento.

Para la observación de la dirección del viento, se puede colocar un listón de tela o de lana de dos o tres centímetros de ancho y de 40 a 50 centímetros de largo, en el extremo superior de un palo, el que se colocará en una posición alta (una azotea, un árbol, etcétera). La dirección que señale el extremo unido al palo, será la que en ese momento tenga el viento, en relación a los cuatro puntos cardinales, los que deben estar perfectamente identificados para el lugar de las observaciones del viento.

El procedimiento por efectuar registros es el siguiente:

1. Observar unos cuantos segundos las referencias visibles para hacer la estimación de velocidad y rumbo, en ese momento, según la escala de Beaufort.
2. Las letras que indican el rumbo se anotarán en el renglón correspondiente a la velocidad estimada, en la columna de la hora a la cual se ha hecho la observación.

Metrología Eólica

3. Si existe calma se anotará en el renglón cero y un guión a la hora de la observación.

Al llenar esta forma, nos queda "dibujada" la distribución de velocidades durante el día, y si existe un patrón definido, éste será visible. Veremos también cuál es el viento prevalente, al constatar que rumbo es el que se repite con mayor frecuencia.

De los datos obtenidos en la primera etapa se puede evaluar de una manera general si el lugar en estudio cumple con los requerimientos mínimos para llevar a cabo un estudio más preciso de la distribución de velocidades de viento, investigando si el viento sopla con la suficiente intensidad, para ser económicamente útil, ¿Como se distribuye de una manera precisa la velocidad del viento?, así como los periodos de calma. Todos estos datos nos permitirán saber, probabilísticamente, cuánta energía es posible utilizar del viento.

Registro Semanal de Velocidad del Viento según la escala de Beaufort.

Lugar _____ Formuló _____
 Domingo _____ de _____ al Sabado _____ de _____ de _____

Día	Escala	Hora del Día																		
		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
Domingo	7																			
	6																			
	5																			
	4																			
	3																			
	2																			
	1																			
	0																			
Lunes	7																			
	6																			
	5																			
	4																			
	3																			
	2																			
	1																			

3.2.2.- Análisis de la hoja de registro.

Con el objeto de efectuar un análisis estadísticamente válido, la mínima cantidad de información a procesar será de cuatro semanas.

Las tres preguntas básicas a responder luego de analizar estos registros son:

- ¿Se apreció la existencia de un patrón diario distribución de velocidades?
- ¿Es evidente la presencia de rumbos prevalentes?
- ¿Presentan las calmas una distribución y frecuencia más o menos definida?

El procesamiento de los datos nos permitirá preparar la siguiente información:

- Rosa de los vientos (poligonal).
- Media mensual y desviación estándar de la velocidad.
- Medias horarias de velocidad de vientos dominantes y sus desviaciones estándar, y cuando existe un patrón definido en la distribución de velocidades.

A continuación se describe los procedimientos a seguir para efectuar lo anterior.

3.2.3.- Procedimiento de cálculo de la velocidad del viento según escala de Beaufort.

En la figura siguiente se ilustra el formato para consignar y procesar la información recabada en el formato de "Registro Semanal de Velocidad del Viento según la Escala de Beaufort".

Esta forma: "procedimiento para el cálculo de la velocidad del viento según escala de Beaufort", presenta secuencialmente el cálculo de la velocidad y la desviación estándar para un período dado.

Las secuencia de operaciones numéricas está dada por los incisos a) y hasta el i). El inciso e) corresponde a la determinación de la velocidad del viento y el i) a la desviación estándar.

Finalmente, utilizando el valor medio o inferior en (m/s) o inferior para cada rango de Beaufort, éste se traduce a velocidad en m/s.

Ejemplo.

La velocidad del viento obtenida por la escala de Beaufort es 1.918 ¿a qué valor corresponde en m/s?

Solución:

El rango 2 de Beaufort, denominado "flojito" va de 1.6 a 3.3 m/s (Rango obtenido de la tabla 1 que se encuentra al inicio de este capítulo). Su valor medio es:

$$\frac{(1.6+3.3)}{2} = 2.45$$

por tanto; si 2 es a 2.45 m/s entonces 1.918 es a x, en donde

$$x = \frac{1.918 \times 2.45}{2} = 2.349 \text{ (m/s)}$$

Res: V= 2.349 m/s.

Metrología Eólica

El procedimiento de cálculo se ejemplifica con un formato procesado. La recomendación final, al traducir datos en escala de Beaufort a m/s es la siguiente: si no se observa un patrón diario definido se utilizará el valor medio del rango. Si existe un patrón diario definido de obvia influencia térmica local por efecto de la radiación solar, se utilizará el valor inferior del rango.

Procedimiento de cálculo de V según la escala de Beaufort.

Lugar _____ Formuló _____

Periodo: Domingo _____ de _____ al Sabado _____ de _____

Velocidad (Beaufort)	Cuento	Frecuencia n_i	Desviación d_i	n _i d _i	n _i d _i ²
7					
6					
5					
4					
3					
2					
1					
0					
	Totales				

a) Número de Casos= _____

b) Media supuesta M.S. = 4

c) $\sum n_i d_i =$ _____

d) $\frac{\sum n_i d_i}{N} =$ _____

e) $V = M.S. + \frac{\sum n_i d_i}{N} = 4 + \frac{\quad}{\quad} =$ _____

f) $\sum n_i d_i^2 =$ _____

g) $\frac{\sum n_i d_i^2}{N} =$ _____

h) $(\frac{\sum n_i d_i}{N})^2 =$ _____

i) $\sigma = \sqrt{(g) - h}$

V=

Resumen en: _____ Beaufort

$\sigma =$

Metrología Eólica

Ejemplo.

Procedimiento de cálculo de V según la escala de Beaufort.

Lugar La Ventosa Formuló Carlos Román
 Período: domingo 6 de Mayo al Sábado 12 de Mayo de 1997

Velocidad (Beaufort)	Conteo	Frecuencia n_i	Desviación d_i	$n_i d_i$	$n_i d_i^2$
7	-	-	-	-	-
6	IIII III	8	2	16	32
5	IIII II	7	1	7	7
4	IIII IIII I	11	0	0	0
3	IIII III	8	-1	-8	8
2	II	2	-2	-4	8
1	IIII III	9	-3	-27	81
0	IIII IIII	9	-4	-36	144
	Totales	54		-52	280

- a) Número de Casos=54
- b) Media supuesta M.S. = 4
- c) $\sum n_i d_i = -52$
- d) $\frac{\sum n_i d_i}{N} = \frac{-52}{54} = -0.963$
- e) $V = M.S. + \frac{\sum n_i d_i}{N} = 4 + (-0.963) = 3.037$
- f) $\sum n_i d_i^2 = 280$
- g) $\frac{\sum n_i d_i^2}{N} = 5.185$
- h) $(\frac{n_i d_i}{N})^2 = 1.077$
- i) $\sigma = \sqrt{g - h} = 2.026$

$V = 3.037$

Resumen en: Beaufort

$\sigma = 2.026$

3.2.4.- La rosa de los vientos y evaluación de resultados.

Rosa de los vientos.

Para la elaboración de la rosa de los vientos, se utilizará un formato como el presentado en la figura siguiente en donde se condensa los datos de rumbos de al menos cuatro semanas.

Evaluación de resultados.

Una vez procesada la información y disponiendo de la rosa de los vientos, porcentaje de calmas, velocidad media del periodo, su desviación estándar y opcionalmente el gráfico del patrón de distribución horaria de velocidades, se está en condiciones de realizar una evaluación preliminar del sitio y tomar la decisión de continuar estudios anemométricos con anemocinemógrafos y disponer así de información más completa y confiable.

Es evidente que al traducir el valor medio de la velocidad en escala de Beaufort a un valor en metros por segundos, se haga utilizando los valores mínimos del rango. Es preferible manejar en forma conservadora estos valores y no ser muy optimistas.

3.2.5.- Determinación de la rosa de los vientos.

La representación más común de la distribución de direcciones del viento es la rosa de los vientos.

Su confección se logra a partir de la información obtenida a lo largo de un cierto periodo mediante un registrador y un transductor (veleta).

Esto es de suma importancia, dado que puede observarse el viento dominante y su porcentaje de ocurrencia, así como las calmas.

Metrología Eólica

La manera de dibujar una rosa de los vientos es la siguiente:

1. Obtención de la duración de cada dirección durante un periodo de observación (Mes, estación, año) y obtención del porcentaje de frecuencias de cada dirección, a partir del gráfico del anemoscopio o lecturas realizadas por alguna persona que se dedique a realizar dichas mediciones. Y escribirlas en la siguiente tabla.
2. Representación a base de los 8 puntos cardinales del porcentaje de frecuencia de cada dirección, indicando con un polígono la rosa de los vientos (figura 1). Hasta que se obtiene la rosa de los vientos completamente, como se muestra en la figura 2.

Rumbo	Conteo	Frecuencia	Porcentaje
N			
NE			
E			
SE			
S			
SO			
O			
NO			
Calmas			

TOTAL:

Metrología Eólica

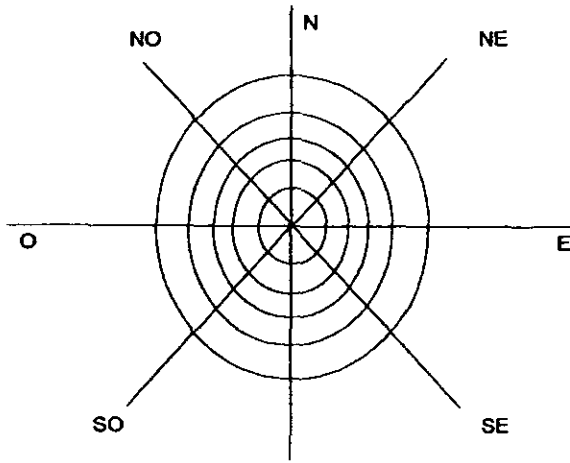


Figura 1.

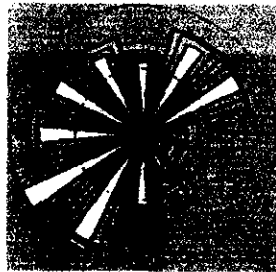


Figura 2.

Metrología Eólica

3.2.6.- Análisis de mediciones de presión, temperatura, humedad, radiación solar.

Para observar la relación que sigue el viento con los demás parámetros meteorológicos, es necesario determinar el comportamiento de éstos últimos en la misma base o periodo para el cual se está tratando el viento.

Las mediciones recomendadas para estas variables meteorológicas deberán ser hechas durante el periodo de viento cada hora.

La forma recomendada para estas observaciones es la mostrada en la siguiente figura tabla.

La presión será medida en milibars, la temperatura en grados centígrados, la humedad en % y la radiación en milivolts (esta medida es la disponible en aparatos comerciales debido al transductor utilizado, al procesarse se convertirá en watts/m² por medio de una constante).

A partir de esta forma es posible confeccionar gráficas diarias y compararlas con la curva de distribución de velocidades de viento y observar la influencia de estos parámetros meteorológicos.

Hora Medida	7	8	9	10	11	1	2	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Radiación solar Global W/m²																
Temperatura °C																
Presión. mbars																
Humedad Relativa %																

Capítulo 4

Recursos Eólicos

4.1.- Recursos eólicos.

4.1.1.- Recurso : Nivel Internacional

Debido a que el 2% del calor que llega a la tierra se transforma en energía cinética del viento, el potencial eólico mundial se estima alrededor de 3.5×10^9 MW.

Dado que una muy alta proporción de las corrientes de viento de alta velocidad se da en regiones como los océanos, mar adentro o en áreas montañosas aisladas y de difícil acceso, solo una fracción proporcionalmente mínima del potencial eólico disponible puede ser aprovechado en la práctica. Estudios de la organización meteorológica mundial (OMM) han definido que poco menos del 1% de la energía eólica total se asocia con lugares accesibles, ya preseleccionados.

En la actualidad han sido trazados algunos atlas sobre distribución del recurso eólico a nivel mundial, los cuales aún siguen siendo poco útiles, pues en vastas regiones sobre todo en los países en vías de desarrollo, la base de datos sobre los vientos de superficie es todavía demasiado pobre.

En 1981, la ONU publicó un recuento de información sobre vientos disponibles en los países de Asia y el Pacífico. En 1984 la OLADE publicó un Atlas Eólico preliminar de América Latina y el Caribe. En ambos casos, se trata propiamente de un recuento de los datos obtenidos durante cierto número de años por los servicios meteorológicos que ordinariamente no están situados en lugares adecuados para la prospección eólica con fines energéticos, y que además cubren los territorios con una densidad demasiado baja. Por ello, se desconoce todavía el potencial eólico de estas regiones, y los trabajos mencionados se pueden considerar sólo como un primer paso hacia la determinación de recursos asociados.

En algunos países se han llevado a cabo programas más detallados para identificar, caracterizar y evaluar los recursos eólicos nacionales. En China por ejemplo, se ha encontrado que las regiones con más vientos son las que al mismo tiempo carecen de cualquier otro tipo de recurso energético; actualmente en este país se están desarrollando tecnologías adecuadas para las necesidades específicas de estas zonas.

Recursos Eólicos

En algunos países de Europa como Holanda, Alemania, Inglaterra, Dinamarca y Francia, se han realizado prospecciones más detalladas, lo cual ha permitido localizar recursos eólicos aprovechables de apreciable importancia.

En la figura 3, se muestra una regionalización a nivel mundial de acuerdo con el potencial eólico asociado. Por otra parte en la figura 4, se presenta un mapa con la distribución de potencial eólico correspondiente en América Latina.

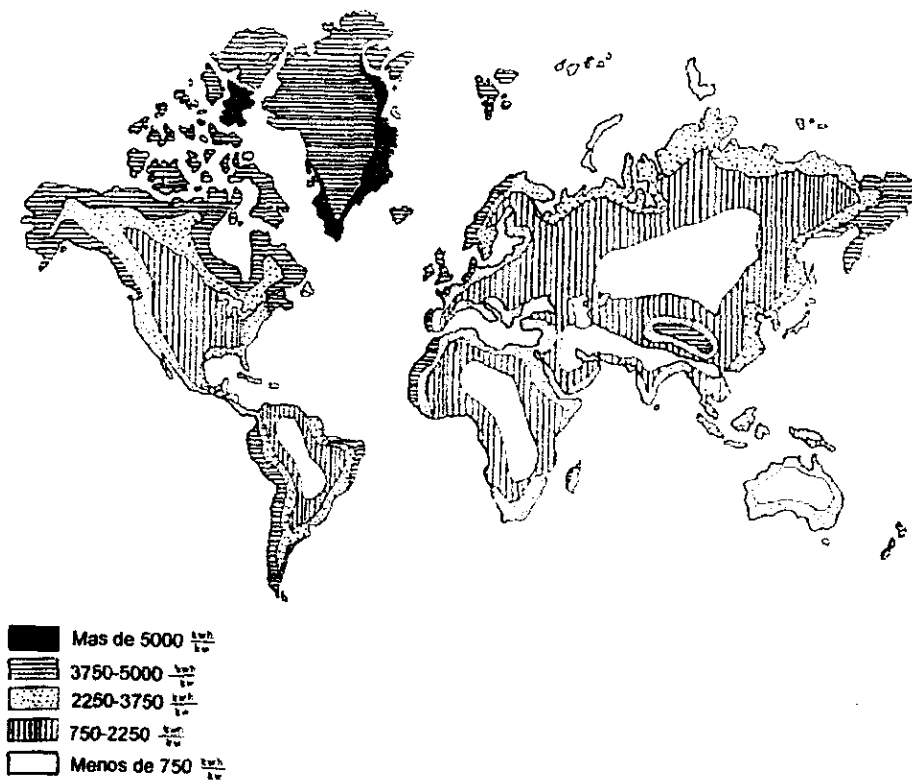


Figura 3. Energía del viento disponible. Mapa de la Organización Meteorológica Mundial (OMM), perteneciente a la ONU.

Recursos Eólicos

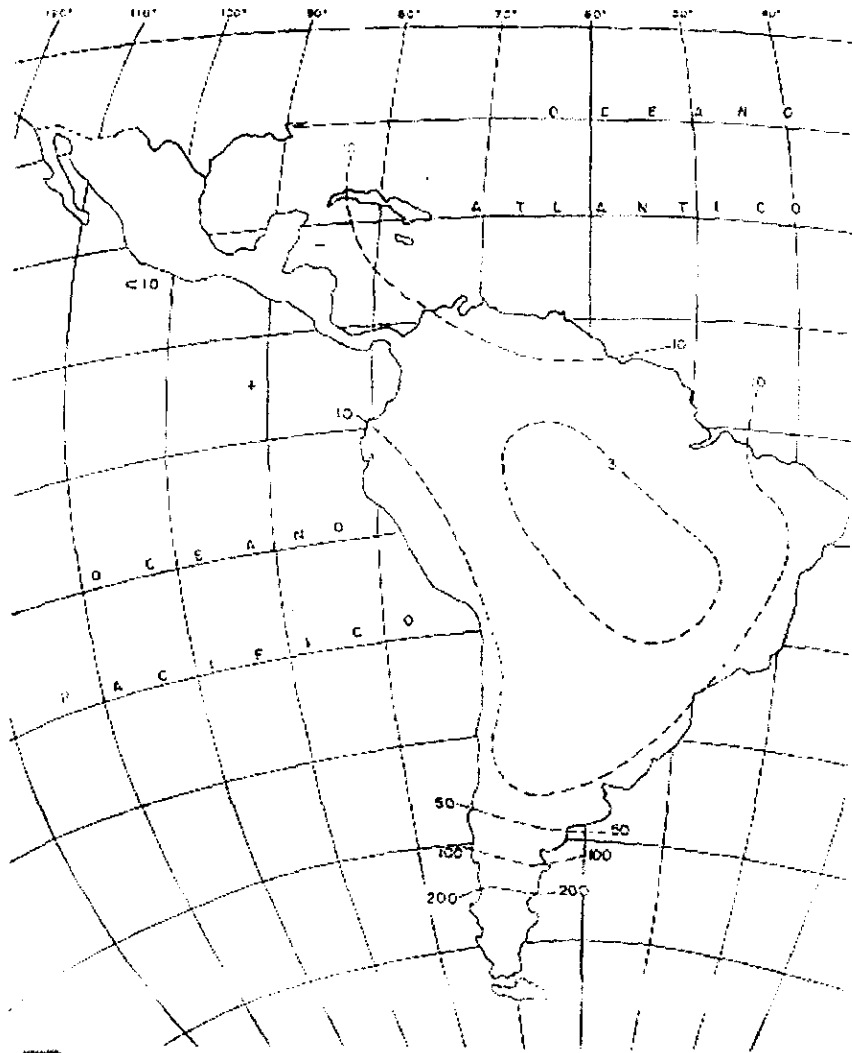


Figura 4. Distribución de la potencia eólica en América Latina, en W/m^2 .

Recursos Eólicos

4.1.2.- Recurso: Nivel Nacional.

El potencial eólico de México no ha sido evaluado formalmente. La mayoría de las estaciones meteorológicas donde se registran datos de viento no fueron concebidas pensando en el viento como un recurso a evaluar y por lo tanto la información obtenida de ellas no es suficiente para caracterizar el potencial eólico como fuente de energía.

Pero de manera análoga a la estimación de la radiación solar, el cálculo del potencial eólico en la república mexicana adolece de varias deficiencias en cuanto al instrumental empleado para su evaluación. La principal variable que se ha medido por las estaciones meteorológicas del Sistema Meteorológico Nacional (SMN) es la velocidad del viento, la cual es tratada estadísticamente a través de diferentes modelos matemáticos para obtener el potencial eólico en los lugares donde este parámetro está disponible.

Además, el IIE cuenta con equipo de medición, parte del cual ha sido desarrollado por investigadores del propio instituto, mismo que ha evaluado el potencial en algunos sitios de interés y actualmente realiza un programa de evaluación del potencial eólico muy riguroso en la Ventosa, Oaxaca, donde según algunos estudios preliminares que se realizaron existe posibilidad de instalar 1 GW, o quizás más, de capacidad de generación eléctrica con aerogeneradores interconectados a la red eléctrica convencional.

El Instituto de Geografía de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), en colaboración con el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), elaboró un mapa (ver figura 5) de uso potencial de la energía del viento; los datos de velocidad del viento fueron proporcionados por el Sistema Meteorológico Nacional (SMN) para el periodo 1971-1979. El trazo del mapa con isolíneas de potencia hizo posible delimitar las áreas con mayores perspectivas de aprovechamiento eoloenergético. Como resultado de este trabajo, se identificaron las zonas con mayor recurso (con niveles de potencia mayores o iguales a los 100 W/m²) entre las que destacan: el Istmo de Tehuantepec, noroeste de la península de Yucatán, centro-sur del estado de Zacatecas y límite noroeste del Valle de México.

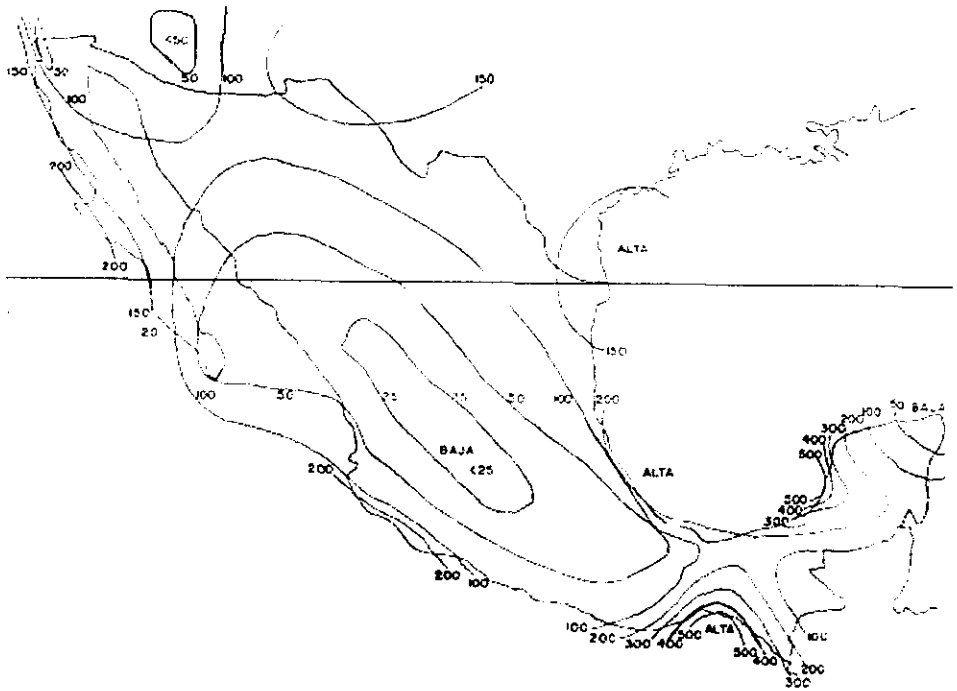


Figura 5. Potencia disponible media anual en la república mexicana, en W/m^2 .

Recursos Eólicos

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IEE) ha estimado que el potencial eólico nacional teórico explotable es del orden de 47 millones de MW-h por año, cifra que se basa más bien en las expectativas de asimilación tecnológica de la industria nacional, que en una verdadera potencialidad de las principales zonas del país. Una cifra más conservadora pero que no deja de tener un alto grado de incertidumbre, es la proporcionada por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE, quien estima que el potencial eólico es de 2,800 MW, de los cuales 2,000 se localizan en la Ventosa y los restantes 800 en los estados de Zacatecas, Hidalgo y Veracruz principalmente.

En la actualidad se considera que la mejor alternativa para evaluar este recurso consiste en el estudio de sitios precisos o zonas características. Las regiones eoloenergéticas identificadas que requieren de mayor trabajo exploratorio para la identificación de áreas de explotación son:

- ❖ Baja California Norte.
- ❖ Baja California Sur.
- ❖ Región costera de Sonora, Sinaloa, Nayarit y Jalisco.
- ❖ Región costera de Colima, Michoacán, Guerrero y Oaxaca.
- ❖ Región sur del Istmo de Tehuantepec.
- ❖ Península de Yucatán.
- ❖ Costa del golfo de México: Tabasco, Veracruz y Tamaulipas.
- ❖ Sierra Madre Oriental.
- ❖ Altiplano Central: Estado de México, Hidalgo, Querétaro y Guanajuato.
- ❖ Sierra Madre Occidental.
- ❖ Mesa del Norte.

4.1.3.- Potencia y energía del viento.

4.1.3.1.- Introducción.

Para los fines que perseguimos, lo que interesa del viento es su aprovechamiento como fuente de energía. Es por eso que en éste tema, trataré su evaluación y caracterización para poder establecer las condiciones óptimas de operación del sistema conversor de energía eólica destinado a aprovechar dicho recurso bajo restricciones técnico-económicas resultantes, para fines prácticos de:

- El área de la sección transversal al flujo de aire que es posible abarcar para extraer energía del viento.
- La altura sobre el nivel del suelo a la que es práctico la obtención de energía.

Las limitaciones a que nos hemos referido circunscribe el aprovechamiento del viento que sopla dentro de una capa de 200 metros de espesor medida desde el nivel del suelo. Además, el área unitaria de barrido está circunscrita por una circunferencia de ciento cincuenta metros de diámetro.

Por lo mismo, en este tema, trato los aspectos de la potencia y de la energía asociados al flujo del aire, a las limitaciones teóricas y prácticas de su explotación, y a los problemas de acoplamiento entre un sistema conversor de energía eólica y una climatología eólica específica, señalando la metodología para optimizar dicha conversión, o en otras palabras para maximizar la extracción de energía del viento.

Recursos Eólicos

4.1.3.2.- Ecuaciones de potencia y energía.

4.1.3.2.1.- Potencia teórica.

La energía cinética (E.C.) de una masa (m) que se mueve a una velocidad (v), es:

$$E.C. = \frac{1}{2}mv^2$$

Por su parte, la masa (m) de un fluido, por ejemplo el aire, de densidad (ρ) que atraviesa una superficie (S) perpendicular al flujo, por unidad de tiempo, es:

$$m = S \rho v t$$

Por lo tanto, la energía cinética del fluido que atraviesa la sección S durante un tiempo t es:

$$E.C. = \frac{1}{2}(S\rho vt)v^2$$

$$E.C. = \frac{1}{2}S\rho vt^3$$

Y su potencia por unidad de tiempo es:

$$\text{Potencia} = P = \frac{E.C.}{t} = \frac{1}{2}S\rho v^3$$

La densidad de potencia P, o potencia por unidad de área, es:

$$P = \frac{1}{2}\rho v^3 \dots\dots\dots \textcircled{1}$$

Esta ecuación, describe la densidad de potencia teórica de un fluido en movimiento a velocidad v.

Tratándose del aire, ρ es función de la presión y la temperatura del mismo. Si ρ se expresa en [$\frac{Kg}{m^3}$] y v en [$\frac{m}{s}$], P resulta dada en [$\frac{Watts}{m^2}$].

Recursos Eólicos

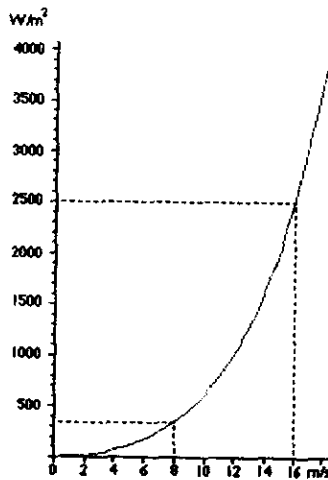
4.1.3.2.2.- Potencia del viento.

Situándonos en la realidad, el viento es un flujo turbulento y de velocidad irregular.

Si consideramos que su densidad de potencia P depende del cubo de su velocidad, se puede obtener un gráfico como el que se muestra en la figura 6, donde se aprecia que variaciones porcentuales pequeñas en la velocidad del viento tienen una fuerte repercusión en su densidad de potencia. Así, un viento de $5.55 \left[\frac{m}{s} \right]$ tiene una potencia de $109.6 \left[\frac{Watts}{m^2} \right]$, y uno de $6.94 \left[\frac{m}{s} \right]$, de $213.85 \left[\frac{Watts}{m^2} \right]$, en tanto que uno de $15.88 \left[\frac{m}{s} \right]$ que mueve a los árboles y dificulta caminar contra él, tiene una potencia de $1720.8 \left[\frac{Watts}{m^2} \right]$, considerando una atmósfera estándar, donde:

$$\rho = 1.2 \left[\frac{kg}{m^3} \right]$$

$$P = 0.6v^3 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$



Recursos Eólicos

Figura 6.

Dado que las normas de medición de la velocidad del viento establecen que ésta se haga a 10 metros de altura, la densidad de potencia media P se considera para un plano vertical, transversal al viento a 10 metros de altura.

La expresión $P=kV^3$, conocida como ley del cubo, es indicativa de por qué es necesario un registro continuo de la velocidad del viento para hacer una estimación correcta de su contenido energético, ya que existe una gran diferencia entre el cubo de la velocidad media de un periodo y, el promedio de los cubos del conjunto de velocidades de la distribución dada para el mismo periodo.

Así, si expresamos matemáticamente al viento como un vector, éste se comporta de una manera aleatoria, variando su velocidad y rumbo de tal suerte que cuando expresamos su potencia por unidad de área, nos referimos al promedio estadístico relativo a la distribución de frecuencia de velocidades en el sitio y para un periodo (mes, año o estación), a partir de mediciones anemográficas.

La densidad media de potencia para un periodo dado es:

$$P = \frac{1}{2} \rho [f_0 V_0^3 + f_1 V_1^3 + f_2 V_2^3 + f_3 V_3^3 + \dots + f_n V_n^3]$$

Donde $f_0, f_1, f_2, f_3, \dots, f_n$ son las fracciones porcentuales en las que cada intervalo de velocidad $V_0, V_1, V_2, V_3, \dots, V_n$ estuvieron presentes.

$$\text{Así} \quad \sum_{i=0}^n f_i = 1.00$$

4.1.3.2.3.- Velocidad equivalente y factor de forma.

La densidad de potencia **P** para un intervalo dado es igual a:

$$P = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=0}^n V_i^3 f_i = \frac{1}{2} \rho V_e^3$$

donde **V_e** es la velocidad equivalente para la potencia media, que se define así:

$$V_e^3 = f_0 V_0^3 + f_1 V_1^3 + f_2 V_2^3 + \dots + f_n V_n^3$$

y si la velocidad media es:

$$V = f_0 V_0 + f_1 V_1 + f_2 V_2 + \dots + f_n V_n$$

la relación:

$$K = \frac{V_e^3}{V^3} > 1 \dots\dots\dots \textcircled{2}$$

se define como factor de forma k.

Conocida la distribución de velocidades del sitio y, por tanto, su factor de forma k, la densidad de potencia media **P** se puede expresar como:

Recursos Eólicos

$$P = \frac{1}{2} \rho (kV)^3$$

4.1.3.3.- Variación de la densidad del aire en función de la temperatura.

El cálculo de la densidad del aire en un determinado lugar se hace a partir de la temperatura del aire y la presión atmosférica con la ecuación general de los gases que es la siguiente:

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

donde:

P es la presión absoluta dada en $[\frac{N}{m^2}]$ ($1[\frac{N}{m^2}] = 0.01 \text{ mb} = 7.5 \times 10^{-4} \text{ cm Hg}$).

T es la temperatura absoluta en °K (°K = 273.2 + °C).

R es la constante del gas para aire seco y esta es de $R = 287 [\frac{m^2}{s^2 K}]$.

4.1.3.4.- Curvas de frecuencia de velocidades.

Los registros continuos de velocidad del viento se traducen a una curva de frecuencia de velocidades, que en realidad corresponde a un histograma de velocidades. Esta curva de distribución se hace para cada mes y para el año completo. Esto permite conocer, por rangos de velocidades, el porcentaje del tiempo total que le corresponde. Al agrupar los datos mensualmente, se determinan las variaciones estacionales y finalmente el comportamiento del viento a lo largo del año. Hacer una buena caracterización de la distribución de velocidades a lo largo del año, requiere de mediciones anemográficas por cinco años al menos, aunque se puede prescindir de estas si se cuenta con información que permita establecer correlaciones. Esta información es indispensable para establecer la energía que contiene el viento y poder estimar así la que es potencialmente aprovechable en un periodo determinado. Una curva de éste tipo se muestra en la figura 7.

Recursos Eólicos

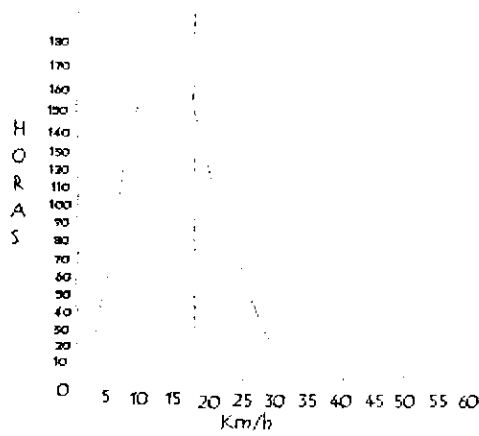


Figura 7.

4.1.3.5.- Curvas de duración de velocidades.

Una forma de representar la distribución de frecuencia de velocidades durante un periodo dado, es la curva de duración de velocidades, mostrada en la figura 8, la misma que indica progresivamente el número de horas en que el viento tuvo una velocidad superior a los valores de cada ordenada.

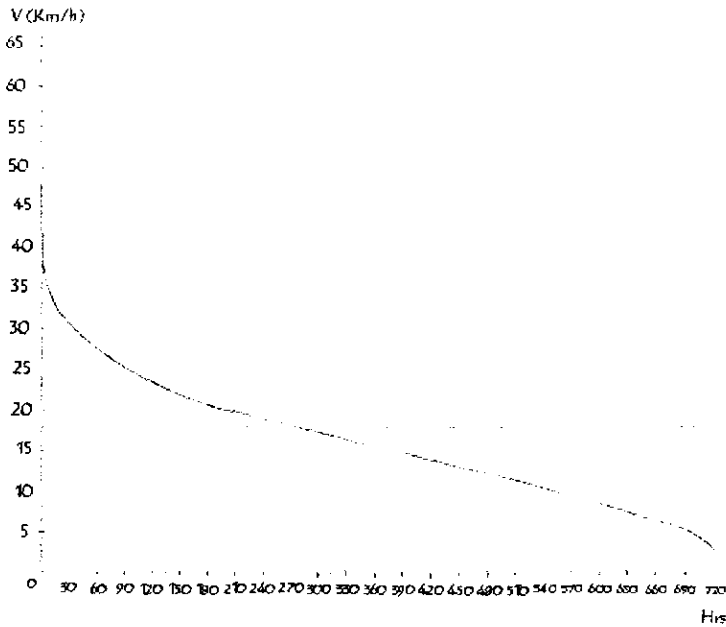


Figura 8

4.1.3.6.- Descripción de las variaciones del viento.

Es muy importante para la industria del viento ser hábil para describir como se comportan las variaciones de la velocidad del viento. Los diseñadores de turbogeneradores eólicos necesitan esta información para optimizar los diseños de las turbinas, así como para optimizar los costos de generación.

De diversos estudios estadísticos de distribución de velocidades del viento que se han realizado, se observó un patrón típico al que es posible aplicar una función matemática de densidad de probabilidad. Esta función es el modelo de distribución de Weibull que tiene la siguiente forma general:

Recursos Eólicos

$$P(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k}$$

donde:

- $P(V)$ Es la probabilidad de ocurrencia de una cierta velocidad.
 k Es el factor de forma.
 c Es el factor de escala $\left[\frac{m}{s}\right]$.
 V Es la velocidad en $\left[\frac{m}{s}\right]$.

De esta función es posible generar la curva teórica de frecuencia de velocidades, a partir de la cual se puede estimar el potencial energético de un sitio de interés.

Esta herramienta es importante, básicamente por dos razones:

- ◆ Reduce el tiempo de utilización de anemocinemógrafos en los sitios bajo estudio, al permitir pronosticar el histograma de velocidades esperadas de un periodo largo (anual por ejemplo) a partir de periodos relativamente cortos de medición (tres meses por ejemplo), contando con información regional que permita hacer las correcciones estacionales a la media observada.
- ◆ Esta distribución teórica permite hacer simulaciones computacionales, de la energía generada por un sistema conversor de energía eólica, considerando la función de conversión de energía, y los valores límites de velocidades del viento para la operación del sistema conversor de energía eólica (inicial o de arranque; de régimen; potencia nominal; y de salida de operación por vientos excesivos).

Esto permite pronosticar o estimar la energía total producida en un periodo anual, y obtener así los costos anuales, por unidad de energía, para los estudios económicos de factibilidad del aprovechamiento de la energía eólica en un sitio determinado.

La figura 9, ilustra una familia de curvas de este tipo:

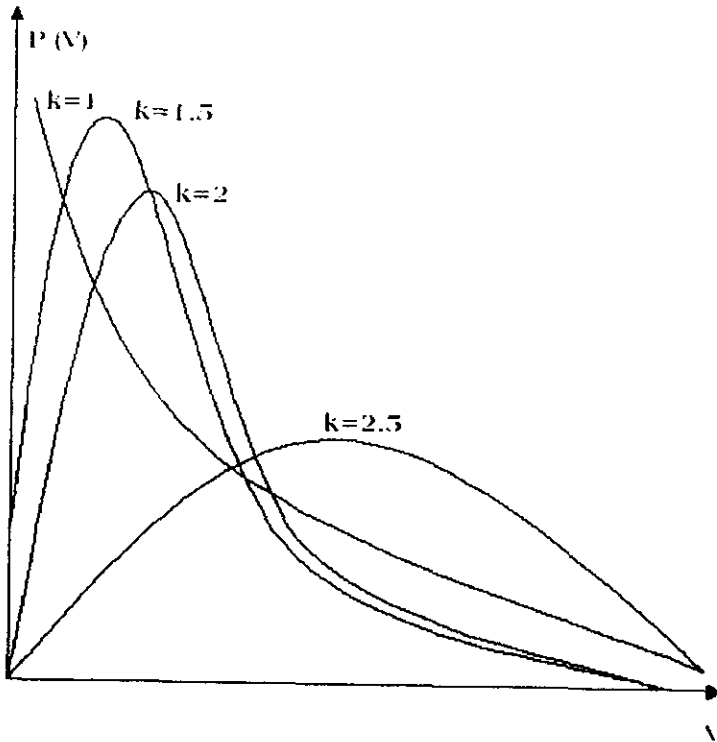


Figura 9. Distribución teórica de Weibull para diversos valores del factor de forma k .

Recursos Eólicos

El factor de forma k , representa una medida de dispersión de las velocidades medias de cada 10 o 15 minutos alrededor del valor medio del periodo mensual.

Este factor está asociado, por tanto, a la mecánica local del viento de superficie en el sitio bajo estudio. De esto se dieron cuenta los expertos en energía del viento; entonces, señalaron rangos de valores de k , con una descripción del viento adecuada para cada rango. Esto se muestra en la siguiente tabla.

Rangos de k y descripción del viento asociado.

Rango del valor de K	Descripción del viento de superficie
$0.8 \leq k \leq 1$	Flujo turbulento tipo brisa (terrenal o marina).
$1 < k \leq 1.6$	Flujo ligeramente turbulento, tipo valle-montaña.
$1.6 < k \leq 2$	Flujos poco turbulentos, pueden ser tipo brisa, o valle-montaña influenciados por vientos de altura.
$2 < k \leq 2.5$	Vientos no turbulentos e intensos; se observan en mesetas donde existe buena exposición al viento; son regularmente vientos de altura.

4.1.3.7.- Determinación de los parámetros de distribución.

En términos estadísticos, para la distribución de Weibull, el valor del parámetro k se define por la relación aproximada:

$$k = \left(\frac{\sigma}{V}\right)^{-1.086}$$

que es una aproximación de la de la ecuación ②.

El valor del parámetro c , se define por la relación aproximada:

Recursos Eólicos

$$c = \frac{V}{m}$$

Donde

V , es la velocidad media en $[\frac{m}{s}]$.

$m = a_0 + a_1X + a_2X^2 + a_3X^3 + a_4X^4$, en la que:

$$X = 4(1 + \frac{1}{k}) - 6$$

$$a_0 = 0.88625918$$

$$a_1 = 0.00852888$$

$$a_2 = 0.02577489$$

$$a_3 = 0.0021176$$

$$a_4 = 6.064358428 \times 10^{-4}$$

Así conociendo la velocidad media V y su desviación estándar σ es posible calcular los parámetros c y k . Para poder evaluar la densidad de potencia.

Capítulo 5

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

5.1.- Conceptualización Básica.

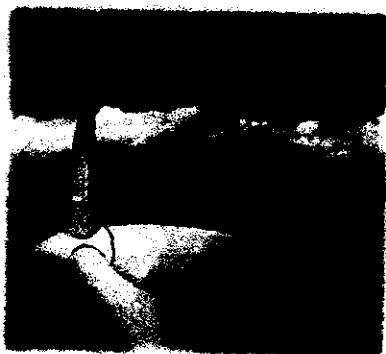
5.1.1.- Introducción.

Las tecnologías que se usan hoy en día para captar la energía del viento son perfeccionamientos de las que se emplearon en el pasado. Los avances logrados en electrónica, materiales, diseño estructural y computación, entre otros, nutren los perfeccionamientos y desarrollos que han tenido los turbogeneradores que se utilizan hoy en día para generar electricidad.

Para el aprovechamiento de la energía eólica es necesario contar con un proceso tecnológico de transformación que convierta la energía cinética o empuje del viento en energía útil. Para éste fin, se utilizan los aerogeneradores, que se definen a continuación.

5.1.2.- Definición de turbogeneradores eólicos ó aerogeneradores.

Son dispositivos que convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica, éstos pueden ser de dos tipos: verticales y horizontales (como se observan en la figura 1), cuyo principio de funcionamiento es el mismo.



Dispositivo Horizontal



Dispositivo Vertical

Figura 1. Tipos de turbogeneradores eólicos.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

5.1.3.- Definición de planta eólica.

También llamadas granjas eólicas; son aquellas centrales que están formadas por un conjunto de turbinas de viento, que convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica. En la figura 2, se muestran 2 centrales eólicas.



Figura 2.

5.2.- Componentes de los turbogeneradores.

Los componentes principales de un turbogenerador eólico son:

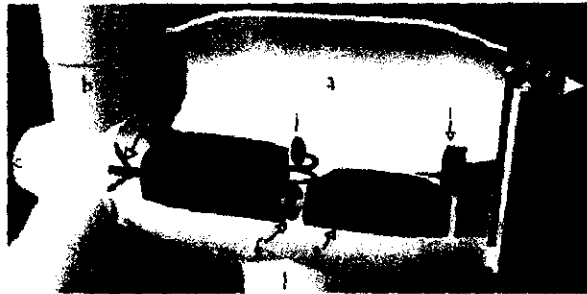


Figura 3. Componentes de un turbogenerador eólico

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

- a. La barquilla o carcasa contiene todos los componentes más importantes de la turbina de viento, incluyendo la caja de engranajes o caja de cambio de velocidades, y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la barquilla o carcasa de la torre de la turbina de viento, para realizar cualquier actividad, a través de la torre.
- b. Las aspas del rotor. Estas capturan el viento y transfieren su potencia al rotor. En una turbina de viento moderna de 600 kW cada aspa mide 20 metros (66 ft) de longitud y se diseña como una ala de un avión.
- c. El buje, que se encuentra conectado al eje de baja velocidad de la turbina del viento.
- d. El eje de baja velocidad de la turbina de viento, que conecta al centro del rotor con la caja de engranajes. En una turbina de viento moderna de 600 kW el rotor gira relativamente lento, alrededor de 19 a 30 revoluciones por minuto (R.P.M.). El eje contiene los componentes de el sistema hidráulico que permiten a los frenos aerodinámicos funcionar.
- e. La caja de engranajes o caja de cambio de velocidades, tiene el eje baja velocidad a la izquierda (como se observa en la figura 3 anterior). Esta, hace que el eje de alta velocidad, que se encuentra a su derecha (ver figura 3), gire más rápidamente, aproximadamente 50 veces más rápido que el eje de baja velocidad.
- f. El eje de alta velocidad gira aproximadamente a 1,500 revoluciones por minuto (RPM) e impulsa al generador eléctrico. Este está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. Se utiliza el freno mecánico en caso de que el freno aerodinámico falle, o cuando se le da manteniendo al turbina de viento.
- g. El generador eléctrico es regularmente un generador de inducción o generador asíncrono. En una turbina de viento moderna comercial, la potencia eléctrica máxima que pueden generar se encuentra entre 500 y 1650 kilowatts (kW).
- h. El mecanismo de desvío utiliza motores eléctricos para hacer girar a la barquilla o carcasa de la turbina de viento, de tal manera que el rotor

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

(formado por las aspas), siempre se encuentre perpendicularmente a la dirección del viento. El mecanismo de desvío es operado por el controlador electrónico que sensa la dirección del viento a través de la veleta.

- i. El controlador electrónico contiene una computadora que monitorea la condición de la turbina de viento y controla continuamente el mecanismo de desvío. En caso de que de cualquier mal funcionamiento, (por ejemplo sobrecalentamiento de la caja de engranajes o el generador), para automáticamente la turbina de viento y manda una señal de alarma a los operadores de la turbina vía módem.
- j. El sistema hidráulico. Se utiliza para reajustar los frenos aerodinámicos de la turbina de viento.
- k. La unidad de ventilación contiene un ventilador eléctrico que se utiliza para refrescar al generador. Además, contiene una unidad de aceite fresco que se utiliza para refrescar con este aceite la caja de engranajes o caja de cambio de velocidades. Algunas turbinas tienen generadores refrigerados por agua.
- l. La torre de la turbina de viento es la que carga a la barquilla ó carcasa y al rotor. Generalmente, es una ventaja tener torres altas, puesto que las velocidades del viento aumentan conforme se esté mas alejado del suelo. Una turbina moderna típica de 600 kW tendrá una torre de 40 a 60 metros (132 a 198 pies.) Las torres pueden ser torres tubulares o torres tipo estructura (ver figura 4). Las torres tubulares son más seguras para el personal que tiene que dar mantenimiento a las turbinas, pues pueden utilizar una escalera interior para conseguir subir hasta la turbina. La ventaja de las torres tipo estructura es sobre todo que son más baratas, pero son mas inseguras, para las personas que tienen que dar mantenimiento a estas, por que se podrían caer, a causa de los fuertes vientos.
- m. El anemómetro y la veleta de viento se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento, respectivamente. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico de la turbina de viento para arrancar a la turbina de viento cuando la velocidad del viento alcanza aproximadamente 5 metros por segundo (10 nudos). La computadora detiene a la turbina de viento automáticamente si la velocidad del viento excede 25 metros por segundo (50 nudos) para proteger a la

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta de viento son utilizadas por el controlador electrónico de la turbina de viento para hacer girar a la turbina en contra del viento, usando el mecanismo de desvío.



Tipo estructura



Tipo tubular

Figura 4

5.3.- Tipos de turbogeneradores eólicos.

5.3.1.- Introducción.

Los turbogeneradores eólicos pueden ser de dos tipos:

- ✧ Turbogeneradores eólicos de tipo vertical.
- ✧ Turbogeneradores eólicos de tipo horizontal.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

Estos a su vez trabajan con la fuerza de arrastre, con la de sustentación, o con ambas a la vez. Así, los turbogeneradores eólicos se agrupan en tres grandes familias:

- ❖ Turbogeneradores eólicos de eje vertical; de arrastre o sustentación.
- ❖ Turbogeneradores eólicos de eje horizontal; de arrastre o sustentación.
- ❖ Sistemas especiales.

Los dispositivos que utilizan la fuerza de sustentación son muchos más eficientes para extraer energía del viento que los que se mueven con la fuerza de arrastre. A continuación se presentan algunas características de estas fuerzas:

- El arrastre actúa en la misma dirección del viento, la sustentación en sentido perpendicular.
- Las superficies impulsadas por la fuerza de arrastre se mueven siempre a una velocidad menor que la del viento, en cambio las superficies impulsadas por la fuerza de sustentación se pueden mover a una velocidad bastante superior a la del viento.
- La magnitud de la fuerza de sustentación crece al aumentar el ángulo de inclinación del perfil aerodinámico hasta llegar a un ángulo a partir del cual disminuye rápidamente.
- La fuerza de sustentación siempre se produce con algo de arrastre. Sin embargo, en las superficies aerodinámicas se logra minimizar el arrastre y maximizar la sustentación, que puede llegar a ser muchas veces mayor que la fuerza de arrastre.
- Las fuerzas de arrastre y sustentación son proporcionales al cuadrado de la velocidad del viento.
- La construcción de una buena superficie aerodinámica es mucho más complicada que la de una superficie de arrastre.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

La mayoría de los turbogeneradores eólicos que se producen actualmente son de sustentación con rotores de eje horizontal, pero compiten con ellos los turbogeneradores eólicos de sustentación de eje vertical.

A continuación se revisarán las características principales de cada una de las familias de máquinas.

5.3.2.- Aeromáquinas de eje vertical.

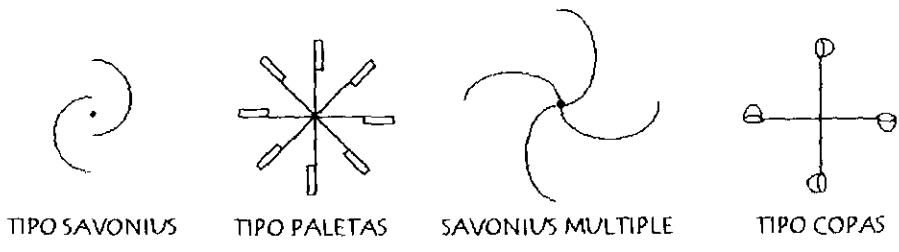
5.3.2.1.- De arrastre.

Este tipo de máquinas reciben el nombre de panemonas debido a que pueden captar el viento de cualquier dirección. Su funcionamiento se basa en la acción asimétrica de las fuerzas de arrastre sobre los lados opuestos del rotor. Son de giro lento y muy ineficientes, la principal ventaja radica en que su costo de producción puede ser muy bajo. Son adecuadas sobre todo para trabajos de tipo mecánico y no se pueden construir con grandes dimensiones, pues son intensivas en el uso de materiales. Entre los modelos actuales más conocidos se encuentran el anemómetro de copas que se usa para medir la velocidad del viento, y el rotor Savonius (ver figura 5).

El rotor Savonius se construye con dos medios cilindros metálicos que se traslapan (ver figura 5). Esto permite disminuir la pérdida de energía que se produce en el viaje de regreso, a la vez que repercute en la sustentación. Ha recibido mucha atención en los últimos años, sobre todo en países en desarrollo. Sin embargo, aún no se demuestra que pueda realmente ser viable como máquina de construcción artesanal, de uso masivo para demandas pequeñas de energía.

Las máquinas de este grupo no son adecuadas para sitios donde haya vientos extremos, pues fácilmente resultan dañadas; en caso contrario, habría que contar con una persona para que les plegara las velas cuando soplen vientos fuertes y, en el caso específico del Savonius, instalar mecanismos de protección especiales, que aumentarían el costo de la aeromáquina.

Aeromáquinas de eje vertical tipo arrastre



Rotor Savonius

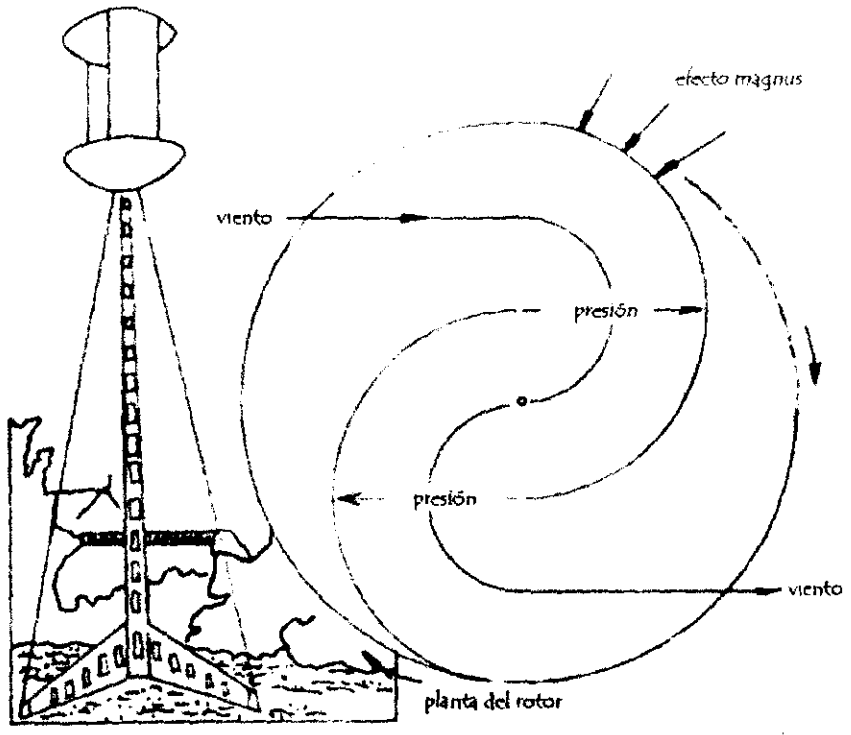


Figura 5

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

5.3.2.2.- De sustentación.

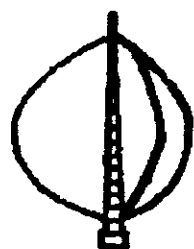
Estas máquinas emplean aspas de vela o rígidas (figura 6). Su principal ventaja consiste en que no necesitan mecanismos de orientación y que el de transmisión puede colocarse al pie de la flecha motriz. Contrariamente, tienen el problema de que es difícil que arranquen por sí solas, por lo que requieren un empuje para empezar a funcionar y requieren también ser protegidas contra los vientos tempestuosos.

Los rotores de vela de esta familia se mueven con una velocidad de punta casi dos veces mayor que la velocidad del viento y una fuerza de sustentación ligeramente superior a la de arrastre. En cambio los rotores de aspas rígidas tienen una eficiencia mucho mayor y su velocidad es varias veces superior a la del viento.

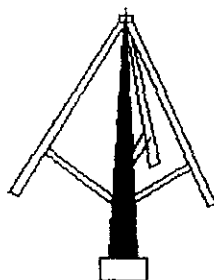
De los modelos de aspas rígidas, es el Darrieus el que ha tenido mayor éxito y el único que ha alcanzado un nivel de producción comercial alto (figura 7). El diseño de sus aspas, es parecido al de una batidora, minimiza las grandes tensiones que se producen a causa del movimiento giratorio. Además el Darrieus, por su empleo poco intensivo de materiales, es adecuado para ser fabricado en grandes dimensiones. La velocidad de las aspas del Darrieus se regula ordinariamente con frenos aerodinámicos.

La aëroturbina de geometría variable y el giromill, desarrollados en la Gran Bretaña y Estados Unidos, respectivamente, tienen con relación al Darrieus la ventaja de que sus aspas no son tan difíciles de fabricar, además de presentar una regulación intrínseca que les impide alcanzar velocidades muy altas que pudieran conducir a su destrucción. Estos dos modelos también se fabrican comercialmente.

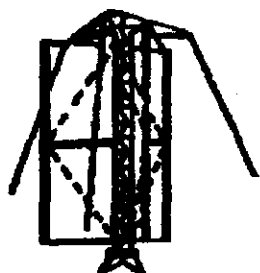
Tecnología de los turbogeneradores eólicos



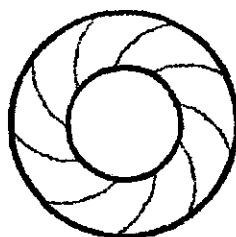
DARRIEUS
TIPO Ø



DARRIEUS
TIPO Δ



DARRIEUS
TIPO II
o
CICLOGIRO



TURBINA

Figura 6. Aeromáquinas de eje vertical tipo sustentación.

TURBOGENERADOR EÓLICO DE EJE VERTICAL.

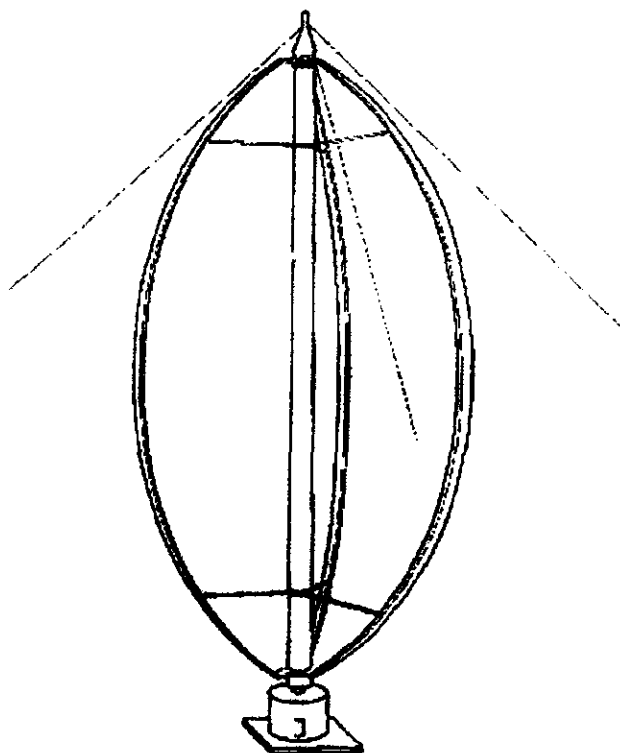


Figura 7. Turbogenerador eólico tipo Darrieus.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

5.3.3.- Aeromáquinas de eje horizontal.

5.3.3.1.- De arrastre.

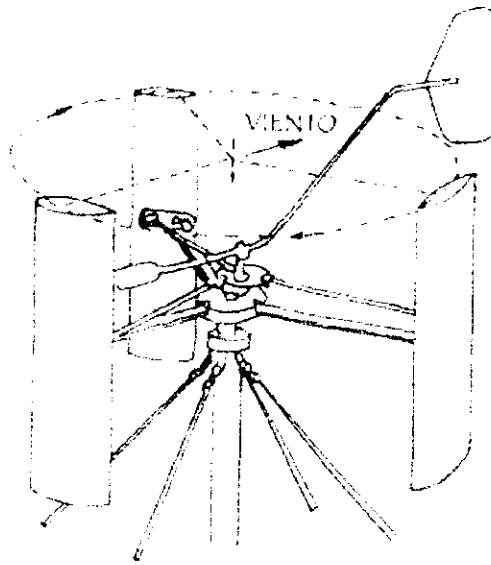
En la figura 8, se muestran unas de las pocas máquinas de este tipo que se conocen. Estas máquinas, cuentan con un sistema automático de protección contra vientos demasiado fuertes y no se pueden orientar en la dirección del viento. El "Jumbo" (así llamados) se empleó mucho en los Estados Unidos. Se colocaba sobre los techos de las casas en la dirección del viento dominante. Era muy ineficiente aunque al parecer tenía un par inicial grande. Su principal virtud era la extrema simplicidad del diseño. Los "Jumbos" sin embargo, han caído totalmente en desuso y pocos se ven de ellos.

5.3.3.2.- De sustentación.

La mayoría de las máquinas de viento que se fabrican actualmente pertenecen a esta categoría (figura 9a y 9b). Pueden tener muchas aspas. Los modelos de 2 aspas se fabrican en dimensiones hasta de 100 metros de diámetro.

Las aeroturbinas de muchas aspas, como el molino de viento americano, son relativamente lentas, pero desarrollan un par inicial grande, por lo que son adecuadas para trabajos mecánicos en los que es necesario vencer una resistencia inicial considerable como en el caso de la operación de bombas de pistón.

Las aeroturbinas que tienen un número pequeño de aspas desarrollan poco par inicial, pero en cambio su velocidad de punta puede ser varias veces mayor que la del viento y son más eficientes. Este tipo de turbinas rápidas, que por lo común cuentan con dos o tres aspas, son las adecuadas para impulsar un generador eléctrico, un agitador de fluidos o una bomba centrífuga.



Savonius de flujo cruzado

Figura 8. Aeromáquinas de eje horizontal tipo arrastre.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos



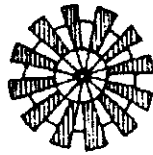
Una aspa



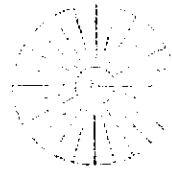
2 aspas



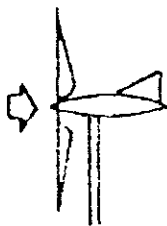
3 aspas



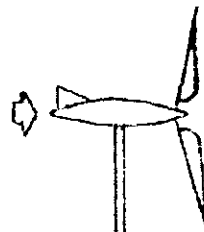
Aspas múltiples



Rotor Chalk
(o rueda de bicicleta)



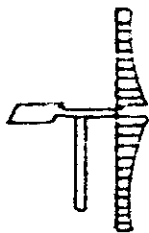
Viento arriba



Viento abajo

Figura 9a. Aeromáquinas de eje horizontal tipo sustentación.

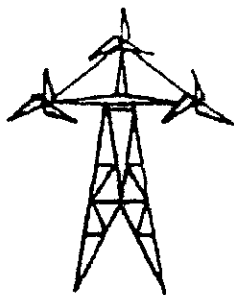
Tecnología de los turbogeneradores eólicos



Tipo vela



Doble rotor
con rotación opuesta



Multirrotor

Figura 9b. Aeromáquinas de eje horizontal tipo sustentación.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

En la figura 10 se puede apreciar como varía la eficiencia y el par de estos rotores en función de la solidez, que se define como la relación entre la superficie activa de las aspas y el área circular que barren. En la práctica, el máximo coeficiente de potencia que llegan a tener los motores más eficientes del tipo analizado es de alrededor de 45%.

Las aspas tienen cualesquiera de las formas aerodinámicas, desde las más sencillas hasta las más sofisticadas. Las de mayor eficiencia, gruesas en la base y delgadas en la punta son difíciles de construir y son parecidas a las hélices de aviones. La complejidad del diseño de las aspas depende de consideraciones económicas tanto como de la aplicación específica a que se va a destinar la máquina.

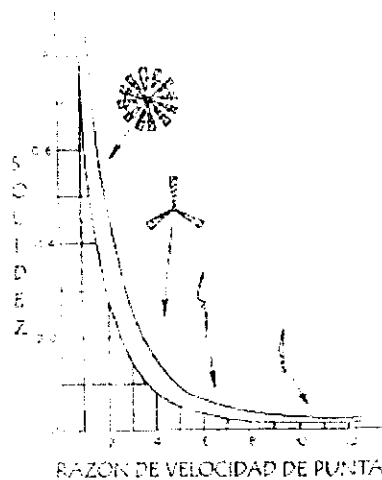


Figura 10. Solidez de diferentes aeroturbinas.

El ángulo de inclinación de las aspas de tipo hélice puede ser fijo o variable. En algunas aspas de inclinación variable se gira toda el aspa, en otras sólo un dispositivo de punta que tienen para este propósito. La variación del ángulo se hace con dos fines básicos:

- ♦ Mantener la inclinación óptima cuando el aumento de velocidad de las aspas cambia el ángulo relativo de ataque del viento.
- ♦ Disminuir la fuerza de sustentación cuando el viento sobrepasa una cierta velocidad.

La regulación de la velocidad de las aspas puede ser requerida por el tipo de máquina que se acopla a la flecha motriz, pero a la vez tiene el propósito de disminuir las grandes fuerzas centrífugas que actúan sobre las turbinas de giro rápido y grandes dimensiones, cuyo efecto puede ser muy destructivo.

El mecanismo de orientación más usado en las máquinas pequeñas es la veleta de cola. Otro sistema que se usa mucho es el permitir que las aspas se coloquen por sí solas viento abajo respecto a la torre. En los molinos de viento europeos de la última época se utilizó mucho un pequeño rotor auxiliar colocado al costado del rotor principal. En los grandes aerogeneradores se usan también métodos de orientación activa, basados en el empleo de sensores y sistemas de control no impulsados directamente por el viento.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

5.3.4.- Sistemas especiales.

5.3.4.1- Introducción.

Se están desarrollando muchos otros tipos de máquinas, pero la mayoría se encuentra todavía en fase experimental. En este apartado me referiré solamente a dos familias que están a punto de producirse comercialmente, o que acaban de entrar al mercado:

- Los cilindros giratorios.
- Y los incrementadores.

5.3.4.2- Cilindros giratorios.

Esta familia de dispositivos (figura 11) utiliza el "efecto Magnus", es decir, la fuerza de sustentación que se produce sobre un objeto giratorio de forma adecuada cuando lo enfrenta el viento. Este efecto Magnus que llega a alcanzar magnitudes considerables, es el mismo que hace seguir una trayectoria curva a una pelota de béisbol. La energía que se necesita para hacer girar el cilindro es mínima comparada con la que se obtiene del viento.

Los cilindros Magnus están a punto de iniciar su producción comercial para impulsión de embarcaciones y como aspas de rotores de eje horizontal.

5.3.4.3- Incrementadores.

Se basan en el incremento de la velocidad del viento cuando es encañonado. Las aspas son más pequeñas, el gasto principal de material se hace en las superficies concentradoras. El tamaño relativamente pequeño de las aspas puede ser compensado por una construcción que albergue rotores en varios pisos. Éste ya empezó a producirse comercialmente en Estados Unidos (Nueva York) y Dinamarca, y sus características especiales son que no necesita sistemas de orientación y que, por

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

resistencia, parece muy adecuado para regiones de vientos extremos. Quizás el uso que tiene más perspectiva sea su empleo arquitectónico integral utilizando la forma de los edificios para disminuir la carga del viento sobre ellos, y concentrarla a la vez en ciertos puntos para que ahí se puedan colocar aeromáquinas, para generar electricidad para el edificio mismo.

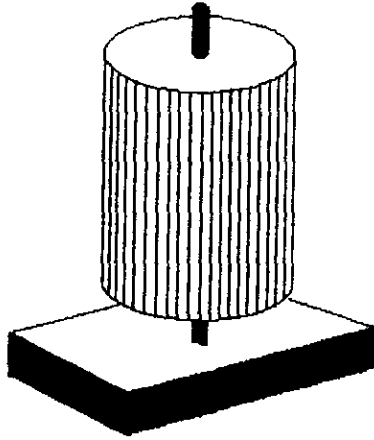


Figura 11. Cilindro Magnus.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

5.4.- Principio de operación de los turbogeneradores eólicos.

5.4.1.- Aerodinámica básica.

5.4.1.1.- ¿Que hace girar al rotor de los turbogeneradores eólicos?

La respuesta parece obvia: el viento. Pero realmente es un poco mas complicada que la afirmación de que las moléculas del aire golpeen a las aspas del rotor del turbogenerador eólico y así se genere el movimiento. Los turbogeneradores eólicos modernos, tomaron por así decirlo, la tecnología conocida de los aviones y helicópteros, más la tecnología descubierta en el desarrollo de ellos mismos, debido a que los turbogeneradores eólicos actualmente trabajan en condiciones muy diferentes a las de los aviones y helicópteros. Es por eso que se explica el por que giran utilizando el ala de un avión como referencia debido a que su diseño es igual que el ala de un turbogenerador eólico.

5.4.1.2.- Giro del rotor.

Un principio formulado en 1738 por Daniel Bernoulli ayuda a entender el funcionamiento. Este principio afirma que cuando la velocidad de un fluido aumenta, su presión disminuye y viceversa.

El principio de Bernoulli explica, por ejemplo, el origen de la fuerza de sustentación que actúa sobre el ala de un avión en vuelo. Un ala —o plano aerodinámico— (ver figura 12) de un avión o de un turbogenerador eólico, está diseñada de tal forma que el aire fluya más rápidamente sobre la superficie superior que sobre la inferior, lo que provoca una disminución de presión en la superficie de arriba con respecto a la de abajo. Esta diferencia de presiones proporciona la fuerza de sustentación que mantiene el avión en vuelo y en el caso de los turbogeneradores eólicos da el par inicial y lo mantiene girando (ver figura 13).

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

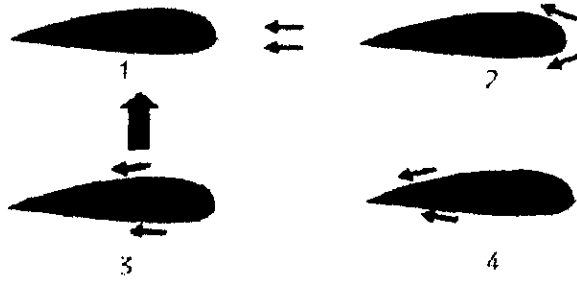


Figura 12.

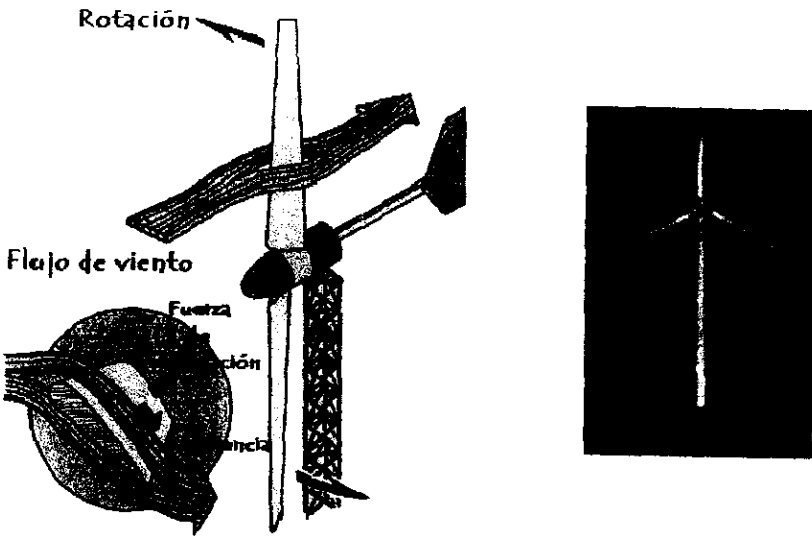


Figura 13.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

5.5.- Torres de los turbogeneradores eólicos.

La torre de un turbogenerador eólico es la estructura que carga o lleva en ella a la barquilla ó carcaza y al rotor. Las torres pueden ser de diferentes tipos:

- ◆ Tubular de acero.
- ◆ Estructura.
- ◆ Polos.
- ◆ Híbridas.
- ◆ De concreto.

5.5.1.- Tipo tubular de acero.

Los turbogeneradores eólicos mas grandes son los que utilizan este tipo de torres; estas son fabricadas en secciones de 20 a 30 metros (ver figura 14) que se unen para formar la torre. Este tipo de torres son cónicas para incrementar su fuerza y ahorrar materiales, una torre típica de éste tipo se puede apreciar en las figura 14 y 15.



Figura 14. Sección de una torre tipo tubular.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos



Figura 15.

5.5.2.- Tipo estructura.

Las torres tipo estructura (ver figura 16), son fabricadas usando pedazos de acero soldado. La ventaja básica de este tipo de torre es el costo, son mas baratas y ofrecen igual resistencia que las tubulares. Y las desventajas que presenta es que son muy inseguras para el personal que sube a dar mantenimiento a la turbina y su apariencia visual (depende del punto de vista estético del individuo que las observe) no le gusta a muchos individuos. Por la primera desventaja, estas están tendiendo a desaparecer.

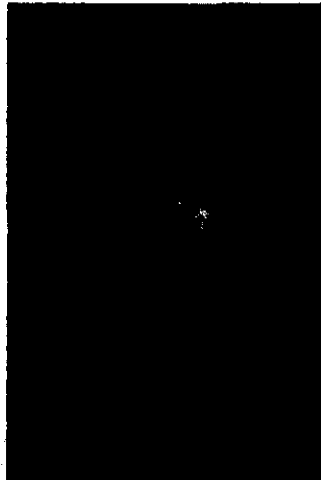


Figura 16.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

5.5.3.- Torre tipo polo.

Este tipo de torre es una derivación de la tipo tubular. Esta consiste en una torre muy delgada sostenida por cables de sustentación (ver figura 17), es muy utilizada para turbogeneradores eólicos pequeños. La principal ventaja que tiene es que el costo es muy bajo. Y la principal desventaja es que el acceso al turbogenerador es muy dificultoso y peligroso.



Figura 17.

5.5.4.- Torres híbridas.

Este tipo de torres están hechas de diferentes combinaciones de las técnicas ya mencionadas anteriormente. Un ejemplo es la torre de 3 patas tubulares, que es una hibridación de la tipo estructura y la tipo polo (ver figura 18).

5.5.5.- Torre tipo concreto.

Estas torres son columnas de concreto, pueden ser de forma cilíndrica, cuadradas, triangulares, etc. No se utilizan comercialmente, las que existen se encuentran con turbogeneradores eólicos muy chicos en regiones muy aisladas.



Figura 18.

5.5.6.- Consideraciones económicas.

El precio de una torre para un turbogenerador eólico representa generalmente el 20% del total del precio de el turbogenerador eólico. Para una torre de alrededor de 50 metros de altura, el costo adicional por cada 10 metros de altura es de alrededor de USD\$15000.

Las torres tipo estructura, son las más baratas de fabricar, debido a que éstas requieren la mitad del material que utilizaría una tipo tubular de acero.

5.5.7.- Consideraciones dinámicas estructurales.

Las aspas del rotor de una turbina eólica con torres pequeñas, estarán sujetas a muy diferentes velocidades de viento (y así a diferentes inflexiones). La aspa que este en la parte de arriba y las que estén en las otras posiciones estarán sometidas a diferentes velocidades, trayendo como consecuencia una carga de fatiga para la turbina, disminuyendo así la conversión de energía; por eso es que las torres de los turbogeneradores deben ser altas, por que conforme se incrementa la altura, las velocidades del viento serán mas uniformes y la eficiencia de el turbogenerador eólico se incrementará significativamente.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

5.5.8.- Selección entre torres altas o bajas.

Obviamente, se conseguirá mas energía de los turbogeneradores eólicos grandes que de los pequeños, si observamos las tres turbinas de la figura 19 , suponiendo que son de 225 kW, 600kW y 1500 kW respectivamente, que poseen diámetros de rotor de 27, 43 y 60 metros estándares de estas turbinas, se observa que la altura de las torres son diferentes también.



Figura 19.

No se podrá fijar acertadamente un turbogenerador eólico de 60 metros de diámetro en una torre de 30 metros. Para elegir la altura óptima de la torre, se debe de considerar:

1. Costo de la torre por metro.
2. Como varía el viento con la altura, tomando medidas desde el nivel del suelo.
3. El precio que los poseedores de la turbina conseguirían por cada kW-h de electricidad adicional.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

5.6.- Energía proporcionada por un turbogenerador eólico.

5.6.1.- La energía eólica: Densidad del aire y área del rotor.

Un turbogenerador eólico, obtiene su entrada de potencia, de la conversión de la energía cinética que posee el viento en una fuerza de giro (par), actuando en las aspas del rotor. La cantidad de energía que el rotor transforma depende de varios factores, entre ellos:

- ◆ Densidad del aire.
- ◆ Área del rotor.
- ◆ Velocidad del viento.

La figura 20, nos muestra como un corte de aire de buen espesor, mueve un turbogenerador eólico. Si el corte de aire tiene un espesor de 1 metro aproximadamente, éste podrá poner a funcionar a nivel óptimo un turbogenerador eólico de 600 kW.



Figura 20.

5.6.1.1.- Densidad del aire.

La energía cinética de un cuerpo en movimiento, como ya vimos en el capítulo anterior, es proporcional a la masa. Y la energía cinética depende también de la densidad de el aire. En otras palabras, mientras mas denso sea el aire será más la energía que podrá recibir un turbogenerador eólico.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

En condiciones normales de presión atmosférica y temperaturas alrededor de 15 °C, investigadores han demostrado que el viento pesa alrededor de 1.225 kilogramos por metro cúbico, pero la densidad decrece ligeramente al aumentar la humedad. Por eso debemos de tomar estos factores en cuenta, para realizar una óptima selección del lugar donde se ubicará el turbogenerador eólico, para que funcione en condiciones óptimas.

5.6.1.2.- Área del rotor.

El área del rotor es un factor importantísimo que determina cuanta energía un turbogenerador eólico puede transformar del viento. La figura 21, nos da una idea de los tamaños de los rotores de los turbogeneradores eólicos y la potencia que producen éstos. Un típico turbogenerador eólico de 600 kW, tendrá un rotor con un diámetro de 43 metros (141 ft). Si se duplicará el diámetro del rotor, se obtendría una superficie, que es cuatro veces mas grande (2 al cuadrado). Esto significa que se podrá obtener 4 veces más potencia generada del rotor.

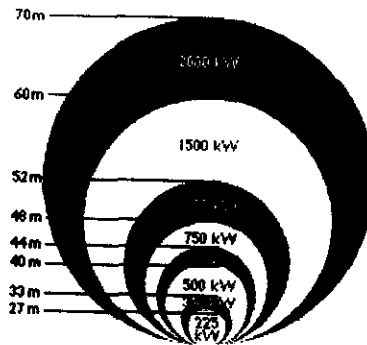


Figura 21.

5.6.2.- Deflexión del viento por los turbogeneradores eólicos.

Un turbogenerador eólico desviará al viento en diferentes direcciones siempre, aún antes de que llegue a las aspas del rotor. Esto significa que un turbogenerador eólico no podrá nunca capturar toda la energía que posee el viento debido a éstos desvíos. En la figura 22, se muestra este fenómeno.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

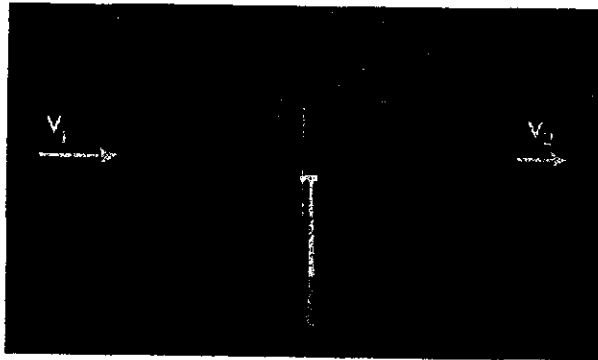


Figura 22.

Después de atravesar el aire las aspas del rotor, éste bajará la velocidad del viento, después de haber convertido la energía cinética en energía rotacional y se dispersará como se muestra en la figura 23 (tomada en investigaciones realizadas por el RISOE National Laboratory en Dinamarca, para el estudio del efecto estela, (wake effect en inglés)), hasta llegar a tomar sus condiciones iniciales, pero con una disminución en la velocidad. Es por eso, que la envolvente no es un cilindro (ver figura 24), debido a que sería un caso ideal (sin la existencia del efecto estela) en el que se podrían poner turbogeneradores eólicos uno tras otro, aprovechándose al máximo una determinada área, cosa que es imposible.



Figura 23.

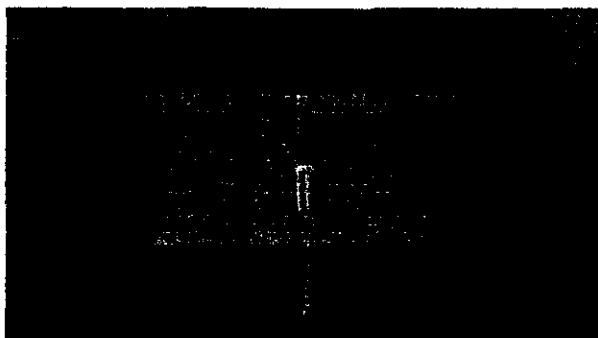


Figura 24.

5.6.3.- Ley de Betz

La ley de Betz fue formulada por el físico alemán Albert Betz en 1919. Su libro "Energía eólica" publicado en 1926 (ver figura 25), aportó en esa época un gran conocimiento de los turbogeneradores eólicos que hasta la fecha es la base fundamental para el diseño de éstos dispositivos.

La ley de Betz, dice que se puede sólo convertir menos de $16/27$ (o 59%) de la energía cinética del viento, en energía mecánica usando un turbogenerador eólico.

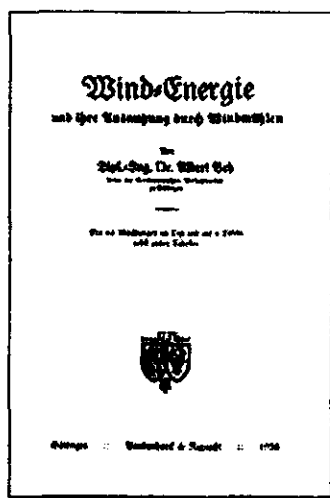


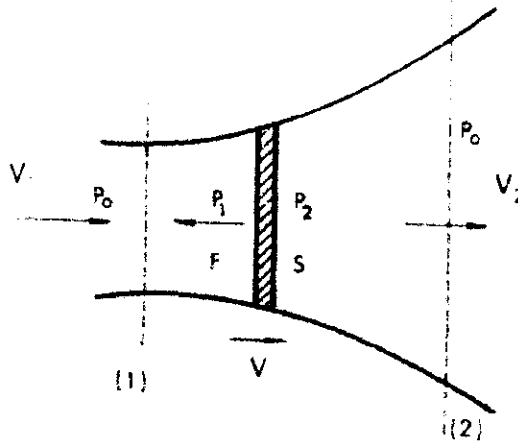
Figura 25.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

5.6.4.- Demostración de la ley de Betz y cálculo de la potencia máxima teórica producida por un turbogenerador eólico.

Para un rotor ideal, la potencia máxima transferida a éste por un flujo uniforme de viento, se determinará bajo estas condiciones:

- ◆ Las aspas trabajan sin arrastre por fricción con el aire.
- ◆ Una envolvente bien definida separa el flujo que pasa a través del disco que forma el rotor, del que lo hace por fuera del mismo.
- ◆ Las presiones estáticas dentro y fuera de la envolvente y lejos, antes y después del rotor, son iguales a la presión estática de la corriente libre.
- ◆ El empuje está aplicado en forma uniforme sobre todo el disco del rotor.



Si aplicamos los principios de la mecánica de fluidos tenemos:

- ◆ Ecuación de continuidad. La masa que atraviesa la sección 1, el disco formado por las aspas del rotor y la sección 2, por unidad de tiempo es la misma:

$$V_1 S_1 = V S = V_2 S_2 \dots\dots\dots \textcircled{D}$$

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

- ◆ Ecuación de la cantidad de movimiento. Si aplicamos éste principio en el disco formado por las aspas del rotor, tenemos:

$$F = mV_1 - mV_2$$

Pero $m = \rho SV$, sustituyendo tenemos:

$$F = \rho SV (V_1 - V_2) \dots \dots \dots \textcircled{2}$$

Donde: ρ es la densidad del aire.
 m es el flujo de masa por unidad de tiempo.

También a partir de las condiciones de presión, la fuerza puede ser expresada como:

$$\text{Si } P = \frac{F}{S}$$

$$F = PS$$

$$\text{Entonces } F = S(P_1 - P_2) \dots \dots \dots \textcircled{3}$$

- ◆ Ecuación de Bernoulli. Si la aplicamos 2 veces entre el punto 1 y un punto anterior al disco y entre un punto posterior al disco y el punto 2, tenemos:

$$\frac{1}{2}\rho V_1^2 + P_0 = \frac{1}{2}\rho V^2 + P_1$$

$$\frac{1}{2}\rho V^2 + P_2 = \frac{1}{2}\rho V_2^2 + P_0$$

restando las dos ecuaciones anteriores tenemos:

$$P_1 - P_2 = \frac{1}{2}\rho V_1^2 - \frac{1}{2}\rho V_2^2$$

factorizando tenemos:

$$P_1 - P_2 = \frac{1}{2}\rho(V_1^2 - V_2^2) \dots \dots \dots \textcircled{4}$$

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

Sustituyendo ④ en ③ tenemos:

$$F = S(P_1 - P_2) = \frac{1}{2}\rho S (V_1^2 - V_2^2) \dots\dots\dots ⑤$$

Sustituyendo ⑤ en ② tenemos:

$$V = \frac{1}{2}(V_1 + V_2) \dots\dots\dots ⑥$$

La potencia que toma el disco formado por las aspas del rotor del aire es:

$$P = FV \dots\dots\dots ⑦$$

Sustituyendo ⑤ y ⑥ en ⑦ tenemos:

$$P = \frac{1}{2}\rho S (V_1^2 - V_2^2) \frac{1}{2}(V_1 + V_2)$$

simplificando tenemos:

$$P = \frac{1}{4}\rho S (V_1^3 + V_1^2 V_2 - V_1 V_2^2 - V_2^3) \dots\dots\dots ⑧$$

La potencia máxima se obtiene cuando $\frac{dP}{dV_2} = 0$.

derivando tenemos:

$$V_1^2 - 2V_1 V_2 - 3V_2^2 = 0$$

Si $x = \frac{V_2}{V_1}$ entonces tenemos:

$$3x^2 + 2x - 1 = 0$$

resolviendo tenemos:

$$x = \frac{-1 \pm \sqrt{4}}{3}$$

$$x_1 = -1$$

$$x_2 = \frac{1}{3}$$

x_1 carece de sentido, entonces utilizaremos x_2 .

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{3}$$

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

$$V_1 = 3V_2 \dots\dots\dots \textcircled{C}$$

valor para el cual la potencia extraída de la vena de viento es máxima sustituyendo \textcircled{C} en \textcircled{B} tenemos por valor:

$$P = \frac{1}{4}\rho S (27V_2^3 + 9V_2^3 - 3V_2^3 - V_2^3)$$

$$P = 8\rho S V_2^3$$

$$\text{Pero } V_2 = \frac{V_1}{3}$$

Así que:

$$P = \frac{8}{27}\rho S V_1^3$$

Ahora definimos un factor muy importante en el estudio de los turbogeneradores eólicos, que es el "factor de potencia o coeficiente de Betz", llamado C_p , que se define como el cociente de la potencia extraída de la vena fluida de aire por el rotor y la potencia que transporta dicha vena, es decir:

$$C_p = \frac{P_{\text{ext.}}}{\frac{1}{2}\rho S V_1^3}$$

De acuerdo con la teoría de Betz, el valor de C_p máximo será:

$$C_{p_{\text{max}}} = \frac{\frac{8}{27}\rho S V_1^3}{\frac{1}{2}\rho S V_1^3} = \frac{16}{27}$$

En un principio, parecía que la máxima energía que podríamos extraer de la vena fluida de viento era toda la que dicha vena transportaba. Ello nos llevaría a que el aire detrás del disco quedaría totalmente parado, lo cual vemos intuitivamente que es imposible. La máxima potencia que podemos extraer es la dada por el coeficiente de Betz, es decir, los $\frac{16}{27}$ de la que transporta la vena fluida que atraviesa el disco que forman las aspas del rotor.

De este modo hemos definido la potencia que puede absorber una hélice o rotor de un turbogenerador eólico, contemplando solo aspectos aerodinámicos.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

Sin embargo, en el concepto global de una máquina de esta especie intervienen, además, fenómenos mecánicos y eléctricos por la incorporación a la misma de diferentes cadenas cinemáticas (caja de engranaje) y máquinas eléctricas (generador) respectivamente. Todo esto conduce a la intervención de diferentes rendimientos, η_{mec} y η_{elec} , en la expresión de la potencia total de salida de un turbogenerador eólico. Así,

$$P_{total} = \eta_{mec} \cdot \eta_{elec} \cdot C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

5.7.- Número de aspas.

Las turbinas eólicas pueden tener en el rotor diferentes número de aspas. La regla general, en principio, es: un menor número de aspas en el rotor permite mayor velocidad de giro en el eje del mismo. La medida para esto es la denominada *velocidad específica*, λ , cuyo valor resulta del cociente entre la velocidad tangencial de la punta del aspa y la velocidad del viento, es decir:

$$\lambda = \frac{\omega r}{V_{viento}}$$

En el diseño de turbogeneradores eólicos para la generación de electricidad es aconsejable que el rotor gire al mayor número de revoluciones posible debido a la reducción en el tamaño y peso del generador eléctrico y de la caja de engranajes, si éste fuera necesario, con el consiguiente abaratamiento de la máquina.

Por esta razón, en la actualidad en las turbinas eólicas el número de aspas es bajo, encontrándose modelos de una, dos, tres y cuatro aspas, denominándose turbinas rápidas.

Solamente los rotores multiaspas, conocidos como molino americano y tan habituales en los paisajes rurales, poseen entre 12 y 24 aspas. Esta configuración posee un alto par de arranque y giran a bajas revoluciones por minuto (turbinas lentas) y encuentran su gran aplicación en el bombeo de agua.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

Retomando, ahora, el uso de turbinas eólicas para la generación eléctrica, debo mencionar algunos puntos concernientes a la elección de la cantidad de aspas. En primer lugar, el costo de las aspas respecto al costo total de la máquina suele llegar al 20%.

Por otra parte, entre las turbinas rápidas debo mencionar que si bien el rendimiento aerodinámico aumenta con el número de aspas, este aumento se hace poco significativo para hélices de más de dos o tres aspas, tal como se ve en la figura 26.

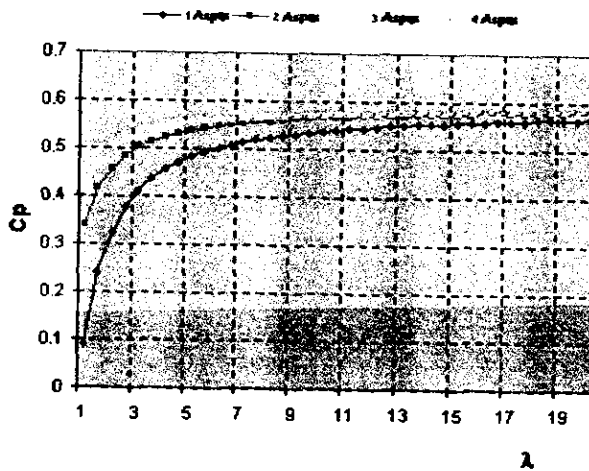


Figura 26.

Asimismo, debido a la cinética misma de la hélice es de fundamental importancia reducir al máximo las masas rotantes, y el peso de las aspas es muy significativo.

Además, una máquina comercial debe poseer un nivel de emisión de ruido reducido, por esto y teniendo en cuenta que esta emisión aumenta potencialmente con la velocidad de rotación y la de punta de aspa no deben exceder cierto nivel.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

Teniendo en cuenta estas acotaciones y demás factores a considerar se analizará las ventajas y desventajas de hélices de una, dos y tres aspas, para finalmente llegar a la configuración adoptada.

4.7.1.- Hélice de un aspa.

La razón para una turbina eólica monoaspa o monóptero es aumentar la velocidad de rotación del rotor y consiguientemente reducir las masas y costos de los demás elementos, como son la caja de engranajes o de cambio de velocidades y el generador eléctrico. Por otro lado, como se explicó anteriormente, este tipo de hélices resultan muy atractivas económicamente por el costo mismo de poseer una sola aspa.

Sin embargo, estas hélices requieren un contrapeso que compense al aspa y el balanceo debe realizarse con mucha precisión. Además un rotor de este tipo tiene un desequilibrio aerodinámico muy acentuado, lo que causa complejos esfuerzos de fatiga y complicadas construcciones en el centro para controlar adecuadamente la turbina que las hacen poco prácticas.

La desventaja principal para su uso comercial es el elevado nivel de ruido aerodinámico que producen, causado por una altísima velocidad tangencial de la punta del aspa. Comparado con rotores tripala esta velocidad es dos veces mayor, lo que provoca un nivel sonoro bastante mas elevado. A esto debemos sumarle la perturbación visual en el paisaje que provoca ver rodar una sola aspa.

5.7.2.- Hélice de dos aspas.

Comparándola con un rotor de tres aspas, la hélice biaspa logra disminuir en un cierto porcentaje el costo de la hélice; sin embargo debido a los fluctuantes esfuerzos dinámicos que se originan con esta configuración se requieren dispositivos especiales para compensar este estado de carga, lo que eleva finalmente el costo global de la máquina no teniendo ventaja económica respecto a la primera.

De manera diferente a lo que sucede en el rotor tripala, ésta posee una resistencia inercial al movimiento de la carcasa a lo largo del eje longitudinal de la torre (orientación) lo que incrementa los esfuerzos sobre la estructura.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

Por otro lado y compartiendo esta propiedad con las hélices monopala en alguna medida, poseen la posibilidad de fijarse al cubo del rotor mediante una dispositivo de oscilación denominado *teetering*, una especie de bisagra que permite compensar los esfuerzos que provoca la variación del perfil de velocidad del viento con la altura, lográndose una distribución casi plana de los esfuerzos externos en el área barrida por la aspa. Asimismo se cuenta con la ventaja técnica para la fabricación de las aspas, si la turbina es de poca potencia y su sistema de control es *stall* (aspas de paso fijo), de poder hacerlas en un único bloque. Además los dispositivos encargados del control de la potencia captada, si se trata de un sistema *pitch* (aspas de paso variable), se torna mucho mas sencillo que en el caso de una hélice triaspa.

En cuanto a las vibraciones, son mucho mas sensibles a este fenómeno que las de tres aspas y debido a las mayores velocidades tangenciales de la punta del aspa con las que operan se eleva el nivel de ruido respecto a estas.

5.7.3.- Hélice de tres aspas.

La razón principal para la utilización de tres aspas en la hélice, es el momento de inercia constante del rotor para todo el ángulo circunferencial respecto a los movimientos operacionales alrededor del eje longitudinal de la torre (orientación). Todos los rotores con tres o mas aspas tienen esta favorable propiedad. Una turbina eólica triaspa tiene un momento de inercia nulo en su giro, por consiguiente no induce ninguna carga sobre la estructura lo que deviene en una simplificación estructural y reducción de costos de fabricación.

La característica principal de esta configuración es su mayor suavidad de funcionamiento.

Por otro lado, al ser sus velocidades de rotación relativamente bajas, los son también las de punta de aspa, lo que constituye una gran ventaja respecto a las monoaspas y biaspas debido a la reducción del nivel de potencia sonora que esto conlleva. Esta propiedad se ve potenciada en el caso de que la turbina se utilice para abastecimiento eléctrico de puntos aislados, donde generalmente la máquina se debe emplazar en las cercanías de la población y donde se debe minimizar la perturbación introducida en el hábitat natural.

Asimismo, de manera diferente a las hélices mono y biaspas las de tres aspas gozan de una gran aceptación pública en cuanto al impacto visual que ocasionan.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

5.7.4.- Número de aspas adoptado.

Finalmente, analizando las alternativas descritas anteriormente, las empresas fabricantes han adoptado el modelo de una hélice de TRES aspas debido, principalmente, a su suavidad de funcionamiento, fácil balanceo y su bajo nivel de ruido originado en su marcha. En la figura 27 se puede ver estos tres modelos.

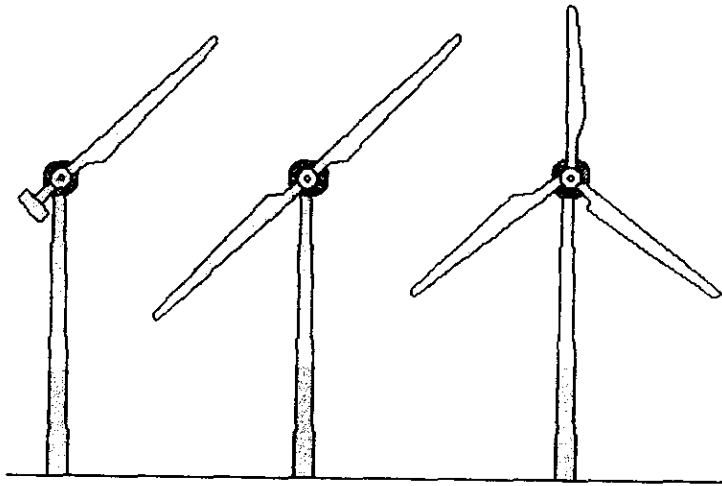


Figura 27.

5.8.- Eficiencia máxima teórica.

Existen diversos tipos de sistemas conversores de energía eólica, operando sobre todos ellos la restricción teórica y práctica de la energía del viento que es posible recuperar. La figura 28 ilustra en un diagrama de bloques, un esquema general de un sistema conversor de energía eólica.

Básicamente los dos primeros bloques son comunes a todo tipo de sistema conversador de energía eólica, siendo el último el específico del tipo aplicación. El primer bloque indica propiamente el rotor, que como se explicó anteriormente tiene un límite teórico próximo al 60% en condiciones ideales de transferencia de energía.

Tecnología de los turbogeneradores eólicos

El segundo representa la eficiencia de la transmisión mecánica de la flecha del rotor a la entrada del tercer bloque; por ejemplo, a la flecha de un generador de electricidad o el vástago de una bomba mecánica.

El tercer bloque representa la eficiencia del uso específico; por ejemplo, la eficiencia del generador eléctrico o de una bomba mecánica. La eficiencia total del sistema será obviamente el producto de la eficiencia de los tres bloques, o sea:

$$\eta T = C_p(v) \cdot \eta_m \cdot \eta_G$$

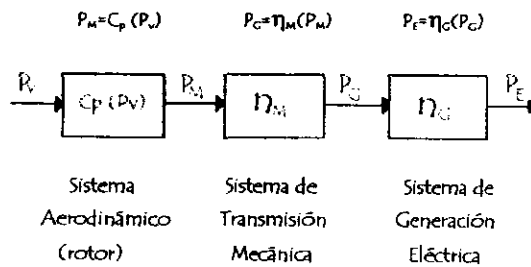


Figura 28.

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

6.1.- Anatomía de un proyecto eólico.

Los proyectos eólicos varían notablemente en tamaño, de uno a dos turbogeneradores eólicos (sistemas eólicos distribuidos), sirviendo a clientes individuales o conectados a sistemas de distribución operados desde centros de control de los sistemas de distribución, a las grandes series de turbogeneradores eólicos (centrales o granjas eólicas) diseñadas para proporcionar una gran cantidad de electricidad para su venta.

6.1.1.- Sistemas eólicos distribuidos.

Los rangos de potencia de los sistemas eólicos distribuidos van en tamaño desde 1 kW a 2.5 MW, suministrando la potencia producida a los clientes individuales o a la red si se está conectado a ella, claro cuando se tengan excedentes. Tales sistemas son utilizados por las industrias, distritos de agua, escuelas, granjas o ranchos rurales y otros usuarios remotos (como el que se visualiza en la figura 1). Los sistemas eólicos distribuidos pueden ser usados por las compañías eléctricas, para reducir la carga al final de las líneas de transmisión y evitar así llevar la electricidad hasta esos puntos remotos, trayendo como consecuencia una gran reducción de costos.

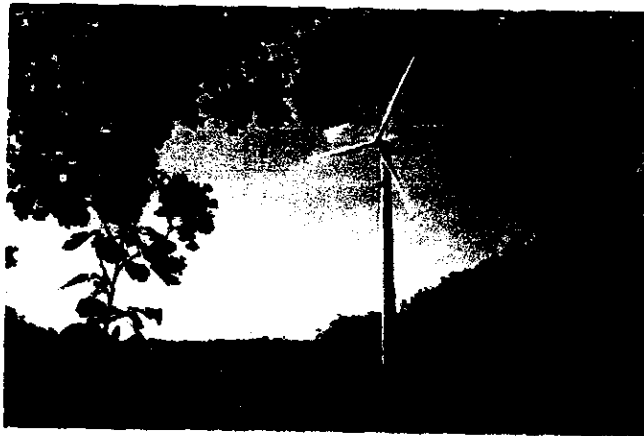


Figura 1. Sistema eólico distribuido

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

6.1.2.- Centrales o granjas eólicas.

Las centrales eólicas son poseídas y operadas mayoritariamente por productores de potencia independientes y grandes compañías eléctricas, que son las que comercializan la electricidad comprada a los productores de potencia independientes. Las centrales o granjas eólicas tienen capacidades de generación que van desde los 2.5 MW hasta más de 300 MW y pueden estar formadas desde 20 a 1000 o más turbogeneradores eólicos, iguales o de diferente modelo. Los turbogeneradores eólicos pueden ser colocados en torres de igual o diferente altura y muchas veces son colocadas en arreglos lineales a lo largo de cordilleras, en la playa, etcétera.

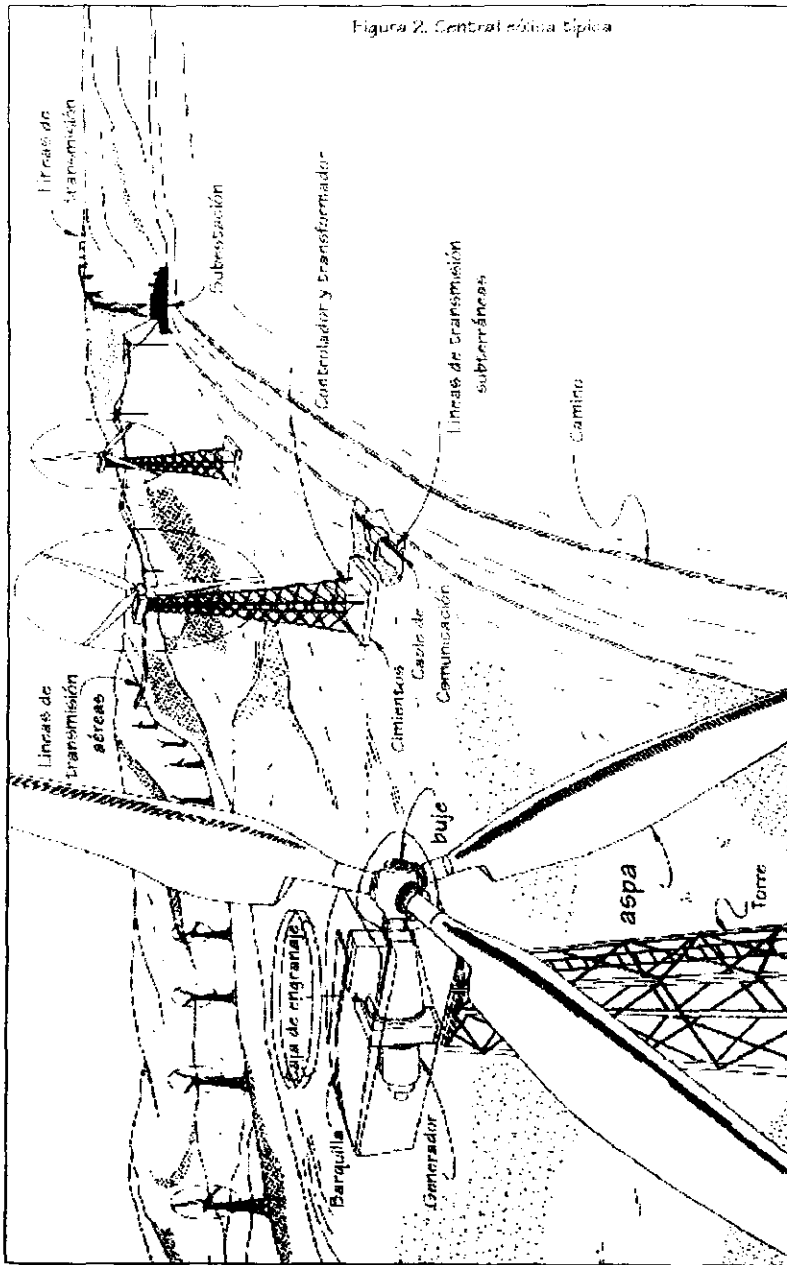
Los turbogeneradores eólicos en las torres es lo que más se nota de un proyecto eólico. Otros componentes que pueden incluir son: anemómetros (equipo de medición de viento), sistemas de transmisión (transformadores, líneas de transmisión aéreas o subterráneas, etcétera), instalaciones de mantenimiento y control, accesos a la planta eólica: caminos que llevan a ella, etcétera. La figura 1, muestra una central eólica típica con todos sus componentes. Todos estos componentes pueden no estar incluidos en los sistemas eólicos distribuidos. Cada uno de estos componentes se describirán a continuación.

6.1.3.- Turbogenerador eólico.

El turbogenerador eólico captura la energía cinética del viento y la convierte en electricidad. Los componentes principales de la turbina de viento son el rotor (incluyendo las aspas), el generador eléctrico, y la torre.

El rotor es la parte que captura la energía cinética del viento. En la mayoría de los turbogeneradores eólicos, éste está constituido por dos o tres aspas. La carcasa o barquilla es la que se encuentra montada en lo alto de la torre y es la que contiene a la mayoría de los componentes del turbogenerador: Generador eléctrico, caja de cambio de velocidades, sistema de control, etcétera.

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos



Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

Las aspas del turbogenerador eólico típicamente empiezan a girar a una velocidad de viento de $3 \left[\frac{m}{s}\right]$. De los 4 a los $4.5 \left[\frac{m}{s}\right]$, empiezan a generar electricidad. Y de los 12 a los $15 \left[\frac{m}{s}\right]$, es cuando se tiene la generación más estable (punto óptimo de generación). Para evitar daños al turbogenerador, éstos se paran automáticamente cuando la velocidad del viento exceden $25 \left[\frac{m}{s}\right]$.

Los turbogeneradores eólicos son colocadas sobre torres tipo estructura o tubulares. La función de las torres es alzar a los turbogeneradores eólicos a alturas donde el viento se comporte de manera adecuada para la generación de la electricidad. Además torres más altas son usualmente utilizadas para capturar vientos menos turbulentos comparados con respecto al que circula sobre el nivel del suelo, sin ningún impedimento: árboles, edificios y otras obstrucciones. Las torres tubulares son ancladas con cimientos de concreto con profundidades de 4 a 12 metros, para prevenir que los turbogeneradores se vengán abajo cuando se tengan vientos extremos.

6.1.4.- Anemómetros.

Los anemómetros son dispositivos que continuamente están midiendo la velocidad del viento. Las torres de los anemómetros son las primeras estructuras en construirse en una granja eólica, para determinar si los recursos eólicos del lugar son efectivamente factibles para la instalación de una central eólica ahí. Durante la operación de una granja eólica, los anemómetros transmiten información acerca de la velocidad y dirección del viento al centro de control de cada uno de los turbogeneradores eólicos, donde es procesada y almacenada. Los anemómetros pueden ser montados sobre torres de más de 100 metros de altura o directamente montado en cada turbina. La turbina de viento empezará a funcionar, cuando el anemómetro detecte suficiente aire y dejará de funcionar cuando el anemómetro detecte velocidades muy bajas o muy extremas.

6.1.5.- Sistemas de transmisión y colectores de potencia.

Los grandes arreglos de turbogeneradores eólicos requieren una extensa red colectadora de potencia y un sistema de interconexión eléctrica para entregar la electricidad a los sistemas de transmisión eléctrica de alto voltaje. La potencia generada por cada turbogenerador eólico es típicamente llevada a bajo voltaje por

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

medio de sistemas de distribución subterráneos o aéreos a 480 Volts hasta los transformadores de la subestación eléctrica o transformadores que se encuentran en la parte baja de la torre de cada turbogenerador eólico, donde es convertido en una primera fase a 12-34.5 kV. Y después es elevado a voltajes altos, por ejemplo 230 kV, para poder enviar la potencia mediante las líneas de transmisión convencionales.

6.1.6.- Centro de control.

El centro de control, mantiene comunicación con cada uno de los turbogeneradores eólicos. Este consta regularmente de un sistema de computo central, que monitorea y controla la operación de cada uno de los turbogeneradores eólicos que contiene la central eólica. El centro de control puede estar adentro o fuera del sitio, puede controlar una granja o más, dependiendo de cuales sean los intereses de las compañías eléctricas.

6.1.7.- Centro de mantenimiento.

Un proyecto eólico grande requiere un centro de mantenimiento, para almacenar camiones, equipamiento, piezas de repuesto de los turbogeneradores, lubricantes, etcétera. El centro de mantenimiento, puede ser localizado dentro y fuera de la central. Algunas granjas eólicas combinan los departamentos de mantenimiento y control en un sólo edificio.

6.1.8.- Caminos de acceso.

Estos serán uno o mas, dentro y alrededor de la central eólica. Estos caminos de acceso deben de proveer acceso a cada uno de los turbogeneradores instalados en la central y deben ir en paralelo a la trayectoria que forman los turbogeneradores eólicos.

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

6.2.- Aspectos que se deben de tomar en cuenta para situar centrales eólicas.

Como cualquier otro proyecto de energía, una central eólica debe pasar por un proceso de revisión riguroso para poderse situar en un lugar específico, debido a que debe de adquirir los permisos y aprobaciones necesarias para poder construirse y poder empezar a funcionar. La meta básica de este proceso -qué puede ocurrir en una propiedad federal, estatal y jurisdicciones locales, porque no- es para asegurar que la planta será segura, ambientalmente legítima y que se hace uso de tierra apropiado.

6.2.1.- Antecedentes.

La ubicación de las centrales eólicas y las líneas de transmisión usadas debe ser un proceso honesto y bien definido. Para que no se tenga oposición pública. Y si esto sucede someter a la agencia correspondiente (en caso de México la CRE de la Secretaría de Energía), una demanda que describa la necesidad de la construcción de la central eólica y sus beneficios que traerá para la comunidad, así como los posibles efectos ambientales que tendrá. La agencia, después de revisar los documentos, normalmente concederá la petición, debido a que las centrales eólicas son de las centrales eléctricas que menos problemas tienen. Si sigue habiendo oposición pública a éste proceso, raramente se detendrá el proyecto, debido a la naturaleza de este tipo de energía.

Para ubicar una central eléctrica hoy en día, es más difícil porque los gobiernos se han puesto más sensibles a los efectos potenciales de los proyectos en el ambiente y las comunidades cercanas. Las regulaciones y leyes para la ubicación, se han vuelto muy complejas; estados y agencias federales probablemente no aprobarán los proyectos de compañías, sin una revisión extensa, y varios grupos interesados sean involucrados más eficazmente en los procedimientos de ubicación.

Los problemas que surgen para la ubicación de grandes proyectos eólicos son los mismos problemas que surgen para la ubicación de otros grandes proyectos de energía. Por ejemplo, muchos pueden ser concernientes al tráfico de camiones que puede ocurrir durante la construcción y operación, los efectos en la salud de los campos electromagnéticos causados por las líneas de transmisión que salen de la

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

central eólica, etcétera. Además, los proyectos eólicos presentan algunos retos más, que las otras centrales eléctricas, que requieren de una consideración especial. Entre ellos:

- ◆ **Impacto visual y ruido en el área donde se ubica o cerca en las comunidades aledañas a ella.** Los turbogeneradores eólicos son estructuras muy visibles que a menudo se localizan en áreas muy específicas, como cordilleras y colinas. Estos también generan ruido que puede estar perturbando a los residentes cercanos. Estos problemas pueden mitigarse a menudo a través de diseños prácticos (como las torres tubulares), disminución del ruido y otras medidas.
- ◆ **Impactos potenciales en los pájaros y otra tipo de fauna.** En algunos lugares, los turbogeneradores eólicos y los equipos eléctricos asociados a estos, han matado o han dañado a los pájaros (como los halcones y águilas). Estudios Pre -y post- construcción pueden ser necesarios para medir los impactos en la fauna silvestre del lugar e idear con esto, estrategias para mitigar estos efectos. La erosión de la tierra es otro problema potencial que puede producirse en el proceso de la ubicación de la central eólica, esto debido a si se deforesta el lugar donde se colocarán los turbogeneradores eólicos.
- ◆ **Derechos de los poseedores de la tierra.** Las centrales eólicas muchas veces pagan rentas sustanciales y derechos por el uso de tierra. Esto puede ser un gran beneficio para los dueños de la tierra, más si son de escasos recursos (como en el caso de México), pero también puede levantar las preocupaciones sobre si sus derechos están siendo suficientemente protegidos. Por ejemplo, un turbogenerador eólico en la tierra de una persona puede interferir en la tierra del vecino, son problemas que pueden surgir.
- ◆ **Desarrollo organizado.** Al contrario de los demás proyectos de potencia convencionales, pueden construirse las centrales eólicas en fases múltiples, así una planta de 25 megawatts (MW) hoy, puede crecer a 500 MW en el futuro. Esta característica puede complicar los procedimientos de ubicación, desde la viabilidad económica del primer incremento, que puede depender de la habilidad de los diseñadores de construir el resto.

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

Está en el interés del diseñador y del público que las ubicaciones procedan legítimamente, justa e imparcialmente, así se podrán minimizar los costos para los participantes en el proyecto, y los retrasos de éste, alcanzando una decisión en un tiempo considerable. En algunos casos, el resultado del proceso puede ser el cancelamiento de una propuesta, que casi nunca sucede.

6.2.2.- Entidades involucradas.

Muchos diferentes grupos e individuos pueden verse involucrados en el proceso de ubicación de una central eólica. Una clave importante para desarrollar un proceso de ubicación sensato y sin problemas, es entender los diferentes papeles, intereses y prioridades de todos los sectores involucrados. Los principales participantes en un proyecto eólico son los siguientes:

- ◆ El diseñador. El diseñador del proyecto, típicamente una compañía independiente o individuos que estén capacitados en esta clase de procesos, comúnmente inician los estudios preliminares del lugar donde se pretende colocar la central eólica, después de éste estudio, se encargan de todos los trámites legales para la ubicación de la central ante las agencias correspondientes. El interés inmediato del diseñador en el proceso es claro: ganar la aprobación del proyecto rápidamente e invertir en este proceso lo menos posible. Los procesos largos, caros, con un resultado incierto pueden traer como consecuencia la cancelación del proyecto por parte de los inversionistas.
- ◆ Gobiernos estatales. La mayoría de las actividades del proceso de ubicación de una central eólica, ocurre a niveles estatales y locales. A nivel estatal, en muchos países, la ubicación aborda, licenciamiento de tierras, aspectos ambientales, permisos para conceder la licencia de construcción y operación de la central eólica, entre otros.
- ◆ Gobiernos locales. El desarrollo de un proyecto eólico, también está afectado por trámites municipales, tales como el uso de tierra, agua, etc.; y

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

también el municipio tiene que proporcionar la aprobación para la construcción de la central eólica.

- ◆ **Agencias federales.** Si un proyecto eólico es planeado en tierras federales, entonces la agencia poseedora o manejadora de esa tierra, será obligatoriamente involucrada en la aprobación de la ubicación de la central eólica. Incluso si se va a ubicar en tierras que pertenezcan a un estado en particular, las agencias federales participarán en el desarrollo del proyecto. Por ejemplo, si la central eólica se colocará en una costa con mucha población de aves, la SEMARNAP podría recomendar aspectos ambientales, con respecto a las posibles muertes de aves. Las agencias federales también pueden proporcionar consejos, comentarios o testimonios en niveles estatales.
- ◆ **Grupos comunitarios y activistas.** Los grupos comunitarios y los activistas también frecuentemente participan en los procesos de ubicación de centrales eólicas. Sus puntos de vista pueden tener un peso considerable a niveles estatales y locales. Algunos grupos pueden apoyar los proyectos eólicos debido a muchas causas: ofrecen trabajos temporales a muchos habitantes de la comunidad, no son contaminantes, etc.; mientras otros pueden estar escépticos debido a las preocupaciones sobre el ruido que originan los turbogeneradores eólicos, los impactos visuales, la generación de tráfico durante la construcción, entre otros problemas.
- ◆ **Organizaciones ambientalistas.** Como los grupos comunitarios, las organizaciones ambientalistas pueden influir en los procesos de ubicación grandemente. Una gran diversidad de grupos ambientalistas pueden involucrarse. Los grupos ambientalistas locales, por ejemplo, se preocupan a menudo por problemas como la erosión de la tierra, los conflictos con los pájaros, e impactos visuales. Las organizaciones regionales y nacionales también se enfocan en casos similares. O también pueden enfatizar los beneficios que trae como consecuencia la generación de electricidad mediante energía eólica, que en el mayor de los casos es lo que sucede: como ejemplo está la organización ambientalista multinacional Green

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

Peace, que recomienda este método para generar electricidad, por considerarlo uno de los más limpios que existen.

- ◆ El público en general. El público en general a veces se percibe como un observador pasivo de los procesos de ubicación de las centrales eólicas, pero su punto de vista debe ser tomado en cuenta debido a que la opinión pública juega un papel determinante en esta clase de procesos, por ejemplo, si hay oposición de ésta, el proyecto tardará mucho tiempo en concebirse o sencillamente no se realizará. Finalmente, la generación de electricidad por medio de la energía eólica siempre tendrá éxito, debido a que es una alternativa a los combustibles fósiles contaminantes, y es una tecnología que puede ser construida y ubicada responsablemente y eficazmente, que tiene efectos visuales muy amenos comparada con los otros sistemas generadores de energía.

Es por eso, que desarrollar un proyecto eólico operacional es un proceso complicado y se consume mucho tiempo, involucrando a diseñadores, propietarios de tierras, municipios, estados, agencias federales, organizaciones ambientalistas y los pobladores del lugar donde se pretende desarrollar el proyecto eólico. Alrededor de 30 meses aproximadamente es requerido para desarrollar un proyecto, desde la planeación inicial, hasta la operación del proyecto, en un área sin estudios eólicos con anterioridad. El tiempo de desarrollo para subsecuentes proyectos en el sitio o cerca de él, se reducirá en varios meses, teniendo en cuenta que:

- ◆ Los permisos son otorgados rápidamente y la construcción es hecha en las fases marcadas por el diseñador.
- ◆ Un estudio del impacto ambiental es hecho para el primer proyecto y los resultados de dicho estudio muestren que no es necesario un estudio subsecuente para los siguientes proyectos eólicos.
- ◆ Experiencia adicional y los conocimientos adquiridos de otros proyectos eólicos, que eliminen las incertidumbres que surgieron con el primer proyecto.

6.3.- Principales pasos para el desarrollo de un proyecto eólico.

Los principales pasos para el desarrollo de un proyecto eólico son:

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

- ◆ Planeación del proyecto.
- ◆ Autorización.
- ◆ Financiamiento.
- ◆ Construcción.
- ◆ Operación.

6.3.1.- Planeación.

Un proyecto eólico puede ser propuesto por una compañía independiente, una agencia de gobierno, o una compañía de electricidad estatal o privada. El primer paso para el desarrollo de un proyecto eólico es identificar un sitio adecuado para el turbogenerador o turbogeneradores eólicos y el segundo un mercado probable. Para identificar posibles áreas factibles para proyectos eólicos, los diseñadores deben de consultar estudios eólicos publicados por institutos de investigación y agencias federales o mapas eólicos. Los diseñadores, también deberán de estudiar mapas del sistema eléctrico nacional. Para seleccionar un sitio específico dentro de una región, los desarrolladores pueden acopiar información del comportamiento del viento de las estaciones meteorológicas más cercanas al lugar. Deberán de visitar el sitio donde se pretende desarrollar el proyecto para recopilar información general, incluyendo los puntos con fuertes vientos, la accesibilidad del terreno, proximidad que tiene con respecto a las líneas de transmisión. Una estrategia general, se propone a continuación:

6.3.1.1.- Metodología para la localización de sitios eólicos de interés

La exploración del viento puede establecerse a tres niveles de resolución:

- ◆ La regionalización del viento.
- ◆ La prospección de zonas con buen potencial eólico.
- ◆ La localización de sitios para un aprovechamiento óptimo.

Para la regionalización de los vientos, indudablemente que la red meteorológica nacional de un país y su información histórica son de vital importancia.

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

Por otra parte, es necesario desarrollar una metodología de análisis sobre cartas, que permitan localizar zonas con vientos, determinando la correlación adecuada entre factores topográficos y climatológicos asociados a una zona de vientos predominantes relativamente constante o de periodicidad bien definida.

A nivel de localización de sitio, la inspección visual de la topografía local, la evidencia ecológica y la colocación de anemómetros en diferentes sitios para mediciones simultáneas, permitirá localizar el sitio adecuado.

La determinación del sitio adecuado, es relativo a la aplicación que se pretenda hacer de la energía eólica, dada su magnitud y los requerimientos a satisfacer. No es lo mismo localizar una aerobomba para un pozo artesano, donde es el pozo lo que determina el punto de aplicación, que un turbogenerador eólico de 1 MW de capacidad instalada interconectado a una línea de subtransmisión o de transmisión eléctrica.

Aquí es donde surgen cuestiones asociadas a la factibilidad del aprovechamiento de la energía eólica, ellas son:

1. ¿En qué lugares existe viento con la suficiente intensidad como para ser económicamente útil?
2. ¿Cuáles son las cantidades anuales de energía del viento que pueden esperarse en un determinado sitio?
3. ¿Cómo se distribuye el viento en el tiempo, durante el día, el mes o el año y aún en periodos mas largos?
4. ¿Cuáles son las duraciones probables de vientos de alta velocidad o de periodos de calma y sus frecuencias durante un determinado tiempo?

Localizar un buen lugar para aprovechar la energía del viento es equivalente a localizar la veta de algún mineral. Una estructura geológica determina la posibilidad de la existencia de determinados minerales, una prospección detallada localiza las vetas. En esta comparación, el papel del geólogo y del meteorólogo son semejantes. Al igual que el papel del especialista en eoloenergía y el directamente enfocado a la prospección de minerales. Lugares con un elevado potencial eólico, al igual que un yacimiento mineral, corresponde a características muy específicas del sitio.

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

Deslindado esto, ¿Cuáles son las características del viento y en consecuencia las influencias topográficas, que interesan para su aprovechamiento energético?

En lo que corresponde a su dirección, el que los vientos dominantes prevelezcan un gran porcentaje de tiempo, indican la uniformidad de los gradientes de presión que los origina; cambios de dirección alrededor de la dominante, son indicativo de turbulencia local que lo demerita. Por lo que a la velocidad respecta, es necesario conocer la distribución estadística de velocidades en periodos diarios, mensuales y anuales. El dato de la velocidad media anual es indicativo de lo que puede esperarse del lugar.

La localización de éstos sitios se puede hacer en base a cartas topográficas y climatológicas, ya que fuertes desniveles e isobaras muy juntas son indicativos de fuertes gradientes de presión responsables del viento de naturaleza regional. En el sitio específico, la evidencia ecológica es importante, ya que se manifiesta por deformaciones en los árboles al estar sujetos a esfuerzos continuos ocasionados por los vientos dominantes, el grado de esta deformación es indicativo de su velocidad media.

Por otra parte, un buen sitio para aprovechamiento eólico tiene que sobresalir sobre las irregularidades del terreno y otros obstáculos: edificios, árboles, rocas, o estar alejados al menos 100 metros, si se requiere de un flujo lo menos turbulento posible.

Localizando un sitio importante y efectuada la medición del viento, la curva anual de duración de velocidades se convierte en una curva anual de duración de potencia, al obtener los cubos para los distintos valores de las ordenadas y aplicar la constante de proporcionalidad.

Además de estas mediciones, es necesario conocer las velocidades instantáneas de rachas de viento, que si bien no contribuyen, en nada a la energía que se obtiene del viento, dada la inercia de los equipos conversores, es importante conocerlas para considerar los esfuerzos instantáneos, a que se sujetan tales equipos. Ya que estos pueden estar localizados a una altura diferente de 10 metros sobre el suelo, o las mediciones, se hacen a la altura deseada o se establece el patrón vertical de distribución de velocidades para ese punto.

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

Por lo mencionado en la parte anterior, se infiere, la necesidad de una metodología de prospección de este recurso. Ahora bien, dada la importancia del aprovechamiento energético que se pretende realizar, será la extensión, profundidad y precisión con que se hará éste estudio.

Para la generación de electricidad con un sistema conversor de energía eólica de mediana y gran capacidad en instalaciones unitarias o en conjuntos, la metodología de la prospección y evaluación de sitios, debe cubrir las siguientes etapas:

Etapa 1. Obtención y análisis de datos.

a) Datos meteorológicos existentes.¹

Temperatura.
Precipitación.
Viento en superficie.
Viento en la atmósfera libre.
Registros de horarios de viento.
Intensidad.
Persistencia.

b) Mapas topográficos de la zona en estudio.

Etapa 2. Investigación de campo.

Esta etapa está orientada a realizar una compilación de información sobre la región en estudio, sobre los siguientes aspectos:

- ◆ Uso potencial del suelo.
- ◆ Modalidades de propiedad de la tierra.
- ◆ Vías de comunicación.
- ◆ Recursos naturales.
- ◆ Distribución de la población.

¹ Mensuales, estacionales y anuales.

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

◆ Otros aspectos de interés.

Etapa 3. Prospección del Recurso Eólico en un área definida.

Una región interesante desde el punto de vista de su potencial eólico, puede quedar físicamente limitada a áreas restringidas, como resultado del análisis de la etapa anterior. Así, las áreas potencialmente aprovechables serán estudiadas para determinar la distribución espacial del viento, esto se hará con una red de anemómetros de relativo bajo costo.

Etapa 4. Verificación de área.

Habiendo localizado los lugares de interés, se procederá a caracterizar el viento en esos lugares. Eso se hará localizando equipo de mayor calidad y costo. Si las primeras tres etapas se orientaron a determinar la intensidad, duración y variación estacional del viento para detectar aquellos lugares de mayor interés energético, en esta etapa se recaba información de interés en relación con el sistema conversor de energía eólica, al caracterizar el viento en el área.

Etapa 5. Estudios específicos en los sitios de instalación de sistemas conversores de energía eólica.

Este análisis meteorológico en el sitio específico en que se pretende instalar un sistema conversor de energía eólica, requiere de torres de medición con sensores de velocidad, temperatura y presión a varios niveles, que permitan caracterizar el comportamiento de la capa inferior de la atmósfera, en lo relacionado con condiciones de perfil vertical de velocidades, turbulencia, etc., serie de parámetros sobre el comportamiento del viento que tienen incidencia en el funcionamiento, el costo, vida útil, etc., de un sistema conversor de energía eólica.

Etapa 6. Investigación sobre el comportamiento y eficiencia del sistema conversor de energía eólica.

Esta última etapa, está destinada a simular el comportamiento del sistema conversor de energía eólica, y la cantidad de energía eléctrica producida, en forma mensual, estacional y anual. De ésta no solo se determina el costo total por unidad de energía producida a partir de un sistema conversor de energía eólica, sino que

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

considerando su condición integrada a un sistema eléctrico, se evalúa, también el ahorro de combustible en una planta termoeléctrica o agua en una planta hidroeléctrica. Este análisis será el que finalmente determine la viabilidad técnico-económica de aprovechar la energía eólica en ese sitio.

Habiendo mencionado a grandes rasgos la metodología para la localización de sitios de interés para la generación de electricidad, para ser alimentada a un sistema eléctrico, es conveniente insistir en que dependiendo de la magnitud de la aplicación será la calidad del proceso de selección de sitios.

En términos generales las técnicas de localización de áreas y sitios de interés por su posible potencial energético eólico, las podemos dividir en dos grupos: indirectas y directas, que enumeramos a continuación:

Prospección indirecta:

1. Información histórica de parámetros climatológicos, proporcionados por los Sistemas Meteorológicos Nacionales.
2. Mapas Climatológicos.
3. Topónimos y referencia oral.

Prospección directa:

1. Encuestas.
2. Evidencia ecológica.
3. Mediciones en situ.

Habiendo completado las etapas de prospección indirecta y directa, que han llevado a la identificación de sitios con características interesantes, se inicia así, selectivamente, un proceso de mediciones en situ.

La primera fase de esta medición conviene hacerla con un laboratorio móvil de climatología eólica, por un período de dos a tres días y posteriormente si resulta conveniente, instalar una estación anemométrica básica.

La evaluación energética de un sitio de interés por su potencial eólico, requiere de un periodo de medición anemométrica continua, con una duración mínima de 3

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

meses. Para conocer definitivamente si es un sitio factible para situar una central eólica.

Después de encontrar un sitio potencialmente sustentable, los desarrolladores del proyecto deberán de investigar el estado que guarda dicho terreno.

Los desarrolladores deberán asegurarse de conseguir los permisos necesarios para la colocación de anemómetros en este terreno con los poseedores del mismo, o si no se llega ha un acuerdo proceder una negociación económica (que casi nunca sucede).

Después de esto, los desarrolladores coleccionarán los datos del comportamiento del viento en ese lugar durante un año, para determinar el promedio anual de la velocidades medias del viento. Mas de un año puede ser necesitado si las mediciones en el sitio no correlacionan bien con las mediciones hechas por la estaciones meteorológica mas cercanas. Si los datos derivados del estudio del viento demuestran que el sitio es económicamente factible para la generación de energía, los desarrolladores prepararán un plan inicial de desarrollo, que deberá de proponer donde se colocarán los turbogeneradores eólicos y la factibilidad de la conexión de la central a la red eléctrica.

El desarrollo de las instalaciones eólicas, empieza con la negociación del contrato de compra o arrendamiento de la propiedad o un contrato de interconexión a la red eléctrica, o ambos. Actualmente, en muchos países los probables compradores de electricidad están en las áreas que circunvecinan a la central eólica. En industrias eléctricas reestructuradas como las de muchos países (entre ellos México), la energía puede ser vendida a otra empresa, para que se encargue de su comercialización. En estos casos, el desarrollador del proyecto eólico tendrá que negociar con la compañía eléctrica, para obtener el acceso al sistema de transmisión.

Mientras se negocia la compra o el arrendamiento del terreno, el desarrollador deberá tener como meta, el obtener los derechos exclusivos a largo plazo del dueño de la tierra. Si se obtiene un contrato de arrendamiento, el dueño del terreno puede negociar con los desarrolladores, los términos de la relación entre las instalaciones eólicas y otros usuarios de la propiedad, si es que los hay, la localización y tipo de caminos de acceso y otras instalaciones secundarias. Las condiciones del contrato de arrendamiento deben ser seriamente estudiadas y negociadas, debido a que influyen

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

en algunos aspectos de las consideraciones de la autorización del proyecto, por parte de las autoridades correspondientes.

6.3.2.- Autorización del proyecto eólico.

Todos los proyectos eólicos requieren obtener autorización de una o más agencias gubernamentales para su desarrollo (en México la CRE de la Secretaría de Energía). Después de que se ha localizado el sitio idóneo para la construcción de la central, los desarrolladores deberán contactar todas las agencias gubernamentales o autoridades correspondientes que darán la autorización para la construcción del proyecto eólico. Las autorizaciones pueden ser de tipo federal, estatal y locales, debido a que éstas tres instancias, como ya mencioné, pueden tener jurisdicción en ésta clase de proyectos. El número de agencias y los niveles de gobierno involucrados, dependerá del número de factores particulares de cada proyecto. Estos factores son principalmente:

- ◆ Localización de los turbogeneradores eólicos e instalaciones asociadas.
- ◆ Equipo utilizado.
- ◆ Líneas de transmisión que se van a utilizar o se van a construir.
- ◆ Caminos de acceso.
- ◆ Tamaño de la instalación eólica.
- ◆ Poseedores del proyecto eólico.
- ◆ Poseedores de la tierra, entre otras.

6.3.2.1.- Autorizaciones de gobiernos locales.

En muchos estados, la primera autorización necesitada para el desarrollo de un proyecto eólico es la de los gobiernos locales. La aprobación local, consiste en cumplir leyes promulgadas en los municipios que regulan este tipo de proyectos, básicamente autorizaciones de construcción y estructura del mismo, uso de suelo, etcétera.

6.3.2.2.- Autorizaciones de gobiernos estatales.

En algunos estados, una o más agencias gubernamentales pueden verse involucradas en proyectos eólicos, por ejemplo en lo concerniente en recursos

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

naturales, ecología, preservación histórica del estado, agencias de protección, agencias de regulación industrial, etc. Depende en gran medida del estado donde se llevará a cabo la realización del proyecto, muchas veces las autorizaciones estatales pueden ser complemento a las locales.

6.3.2.3.- Autorizaciones de gobiernos federales.

En todos los casos que se va a llevar a cabo la realización de un proyecto eólico, las agencias gubernamentales se ven involucradas, por ejemplo en México, La Comisión Reguladora de Energía (CRE), es la encargada de otorgar los permisos para la realización de plantas eléctricas. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la empresa que se encargará de comercializar la electricidad por eso es necesario realizar negociaciones con ella. La Secretaría de Marina Recursos Naturales y Pesca (SEMARNAP), es la que se verá involucrada en la otorgación de permisos ambientales, etcétera.

6.3.3.- Financiamiento.

Para asegurar el financiamiento, el diseñador de un proyecto necesita:

- ✓ Un sitio factible económicamente con autorizaciones para su desarrollo.
- ✓ Un proyecto completamente definido.
- ✓ Un contrato de compra de energía.

La organización financiadora debe tener la certidumbre en el funcionamiento y fiabilidad de los turbogeneradores eólicos que sean elegidos para el proyecto. Puede haber varios accionistas en un proyecto que juntos normalmente suministran del 10 al 50% o más del capital que se invertirá en el desarrollo del proyecto. El resto es prestado por instituciones financieras, incluyendo bancos y compañías de seguros, a plazos que van desde los 12 a los 20 años.

Los desarrolladores de proyectos eólicos pueden bajar los costos, aprovechando los incentivos que dan los gobiernos federales para la producción de electricidad mediante energías renovables, que se dan en varios países. Que consisten en reducción de impuestos que se le cobran a la central y muchos más.

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

6.3.4.- Construcción.

La cantidad de tiempo que se requiere para construir un proyecto eólico, depende básicamente de su tamaño, la ubicación y el clima del lugar donde se construirá. Un proyecto eólico típicamente puede ser construido y quedar listo para funcionar en un lapso que va de los 9 a los 18 meses. La construcción de la instalación eólica requiere equipo pesado, incluyendo máquinas excavadoras, niveladoras, grúas, camiones de concreto, etcétera. La construcción normalmente empieza con la nivelación del terreno donde se colocarán los turbogeneradores eólicos y la construcción de los caminos de acceso y de servicio que van a los turbogeneradores eólicos. Después de completados los caminos, los cimientos de concretos para las torres de los turbogeneradores y estructuras secundarias son armadas y colocadas. Después de los cimientos, se construyen zanjas para los cables eléctricos y de comunicación que unirán a cada turbogenerador con la subestación o el centro de control de la central, el sistema de colección aéreo, y la subestación son construidos inmediatamente después. Las próximas actividades incluyen ensamblaje y erección de las torres de los turbogeneradores, montaje de la carcaza o barquilla en la torre, y la colocación de las aspas. Una vez que las turbinas son instaladas, se realiza las conexiones eléctricas entre los turbogeneradores y el sistema de colección eléctrica, y el sistema es probado (en la figura 3,4,5 se puede observar diferentes etapas del proceso de construcción).



Figura 3. Colocación de aspas



Figura 4. Colocación de la barquilla.



Figura 5. Fijación de la carcasa

La etapa de la construcción, es el punto en el que algunas agencias inician programas de monitoreo para asegurarse que la construcción y subsecuente operación cumple con los permisos y condiciones estipuladas.

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

6.3.5.- Operación.

Una central eólica esta completamente automatizada, requiere muy poco personal en el sitio, para su operación. Los poseedores pueden operar la central eólica directamente o por contrato con alguna compañía de operación y mantenimiento. Bajo condiciones normales, la central operará automáticamente. Cada turbogenerador eólico está equipado con una computadora para controlar funciones críticas, monitoreando constantemente las condiciones del viento, y reportando la información al centro de control. Los operadores monitorean desde el centro de control la actividad de cada uno de los turbogeneradores eólicos y si se presenta alguna falla, diagnostica la causa de ella. Si hay una falla y el operador no puede resolverla directamente desde el centro de control, una cuadrilla de especialistas especialmente entrenados deberá ir y reparar la falla. Los operadores de la planta, también monitorean la potencia de salida de cada uno de los turbogeneradores eólicos y de la central en general.

6.4.- Costos

6.4.1.- Costo de un turbogenerador eólico.

El siguiente gráfico de la figura 6, da una idea del rango de precios de los turbogeneradores eólicos daneses modernos conectados a una red eléctrica, que son los más populares en el mundo, de noviembre de 1999. Como se puede observar, los precios varían en función del tamaño del turbogenerador eólico, los motivos son, por ejemplo, las diferentes alturas de las torres y los diferentes diámetros de rotor. Un metro extra de torre costará aproximadamente 1,500 dólares americanos. Una máquina especial para vientos suaves con un diámetro de rotor relativamente grande será más cara que una máquina para vientos fuertes con un diámetro de rotor pequeño.

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

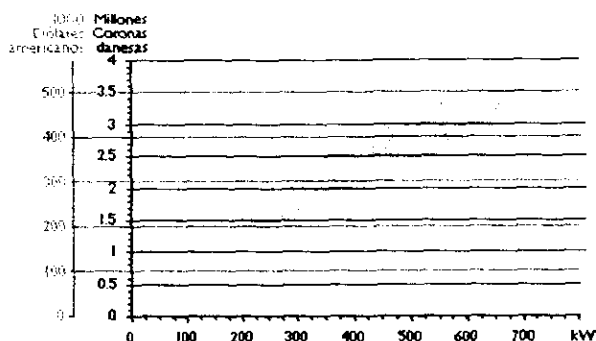


Figura 6. Precios de los turbogeneradores en función de la potencia.

6.4.1.1.- Economía de escala.

Al cambiar de una máquina de 150 kW a otra de 600 kW los precios más o menos se triplicarán, en lugar de cuadruplicarse. La razón es que hasta cierto punto existe economía de escala, por ejemplo, la cantidad de mano de obra que participa en la construcción de una máquina de 150 kW no es muy diferente de la que hace falta para construir una máquina de 600 kW, las características de seguridad, la cantidad de electrónica necesaria para hacer funcionar una máquina pequeña o una grande es aproximadamente la misma. También puede haber economía de escala en la operación de parques eólicos en lugar de operar turbinas individuales, aunque estas economías tienden a ser bastante limitadas.

6.4.1.2.- Competencia de precios y gama de productos.

Actualmente la competencia de precios es particularmente fuerte, y la gama de productos particularmente amplia que van desde los 300 kW hasta los 1.65 MW. Aquí es donde probablemente el diseñador de una central, deberá ser hábil para encontrar la máquina deseada al mejor precio, además de una máquina optimizada para cualquier clima eólico en particular.

Incluso si los precios son muy similares en el rango de los 500 a 750 kW, no tiene necesariamente que elegir una máquina con un generador lo más grande posible. Una máquina con un gran generador de 750 kW (y un diámetro de rotor relativamente pequeño) puede generar menos electricidad que otra de, digamos, 450

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

kW, si está situada en una zona de vientos suaves. Hoy en día el caballo de carga es típicamente una máquina de 600 kW con una altura de la torre de 40 a 50 metros y un diámetro de rotor de alrededor de 43 metros. El precio medio para los grandes parques eólicos modernos está alrededor de 1,000 dólares americanos por kilowatt de potencia eléctrica instalada.

En el ejemplo siguiente, elaboramos el presupuesto de instalación de una típica turbina danesa de 600 kW (cantidades aproximadas en dólares americanos, los precios pueden variar con la altura de la torre, el diámetro del rotor y las especificaciones locales), para darnos cuenta de cuánto costaría dicho dispositivo e instalación:

Turbogenerador eólico típico de 600 kW:	400,000-500,000
Costos de instalación:	100,000-150,000
Total:	500,000-650,000

El precio medio para los grandes parques eólicos modernos está alrededor de 1,000 dólares americanos por kilowatt de potencia eléctrica instalada.

6.4.2.- Costos de instalación de los turbogeneradores eólicos.

Los costos de instalación incluyen las cimentaciones, normalmente hechas de concreto, la construcción de carreteras (necesarias para transportar los turbogeneradores eólicos y las secciones de la torre hasta el lugar de la construcción), un transformador, conexiones telefónicas para el control remoto y vigilancia de la turbina, y los costos de cableado, es decir, el cable que va desde la turbina hasta la línea de alta tensión de 10-30 kV.

Obviamente, los costos de las carreteras y de las cimentaciones dependen de las condiciones del suelo, es decir, de que tan barato y fácil sea construir una carretera capaz de soportar camiones de 30 toneladas. Otro factor variable es la distancia a la carretera ordinaria más cercana, los costos de llevar una grúa móvil hasta el sitio, y la distancia a una línea de alta tensión capaz de manejar la producción de energía máxima del turbogenerador.

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

La conexión telefónica y el control remoto no es una necesidad, pero a menudo es bastante barato, por lo que resulta económico incluirlo en la instalación de una turbina.

Los costos de transporte de la turbina pueden entrar en los cálculos, si el emplazamiento es muy remoto, aunque normalmente no son superiores a unos 15.000 dólares americanos.

En los costos de instalación también se puede aplicar economía de escala. Obviamente es más barato conectar muchos turbogeneradores eólicos en la misma localización que conectar uno solo. Por otra parte, hay limitaciones a la cantidad de energía eléctrica que la red local puede aceptar. Si la red eléctrica es demasiado débil para manejar la producción de la turbina, puede ser necesario un refuerzo de la red, es decir, una extensión de la red eléctrica de alta tensión. Quién debe pagar por el refuerzo de la red (si el propietario del turbogenerador eólico o la compañía eléctrica) varía de un país a otro.

6.4.3.- Costos de operación y mantenimiento de los turbogeneradores eólicos.

Los modernos turbogeneradores eólicos están diseñados para trabajar alrededor de 120.000 horas de operación a lo largo de su tiempo de vida. Esto supone mucho más que un motor de automóvil, que dura generalmente alrededor de 4,000 a 6,000 horas.

La experiencia muestra que los costos de mantenimiento son generalmente muy bajos cuando las turbinas son completamente nuevas, pero van aumentando algo conforme la turbina va envejeciendo.

Estudios llevados a cabo por el Risø National Laboratory, en 500 turbogeneradores eólicos daneses instalados en Dinamarca desde 1975 muestran que las nuevas generaciones de turbogeneradores tienen relativamente menos costos de reparación y mantenimiento que las generaciones más viejas (los estudios comparan turbinas que tienen la misma edad pero que pertenecen a distintas generaciones tecnológicas).

Los turbogeneradores eólicos daneses más antiguos (de 25 a 150 kW) tienen costos de reparación y mantenimiento de una media de alrededor del 3 por ciento de la inversión inicial del turbogenerador. Los turbogeneradores más nuevos son en promedio sustancialmente más grandes, lo que tendería a disminuir los costos de

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

mantenimiento por kW de potencia instalada (no necesita revisar un gran turbogenerador moderno más a menudo que otro pequeño). Para las máquinas más nuevas los rangos estimados son del 1.5 al 2 por ciento al año de la inversión inicial del turbogenerador.

La mayoría de los costos de mantenimiento son una cantidad anual fija para el mantenimiento regular de los turbogeneradores, aunque algunos prefieren utilizar en sus cálculos una cantidad fija por kW-h producido, normalmente alrededor de 0.01 dólares americanos por kW-h. El razonamiento sobre el que se apoya este método es que el desgaste y la rotura en la turbina generalmente aumentan con el aumento de la producción.

Además de la economía de escala, mencionadas arriba, que varían con el tamaño de la turbina, puede haber economía de escala en la operación de parques eólicos en lugar de turbinas individuales. Esta economía se refiere a visitas de mantenimiento cada seis meses, vigilancia y administración, etc.

Algunos componentes del turbogenerador eólico están más sujetos que otros al desgaste y a la rotura. Esto es particularmente cierto para las aspas y para el cambiador de velocidades. Los propietarios de los turbogeneradores eólicos que ven que el final de la vida de diseño de su turbogenerador está cerca, pueden encontrar ventajoso alargar la vida del turbogenerador haciendo una revisión general de la turbina y sustituyendo componentes dañados. Por ejemplo, aspas del rotor, el cambiador de velocidades, etcétera. El precio de un juego nuevo de aspas, un cambiador de velocidades o un generador suele ser del orden del 15 al 20 por ciento del precio del turbogenerador.

Los componentes de los turbogeneradores eólicos daneses y alemanes están diseñados para durar 20 años. Evidentemente, se podría diseñar alguno de los componentes para que durase más tiempo, aunque realmente sería un desperdicio si otros componentes principales fueran a averiarse más pronto.

La vida de diseño de 20 años es un compromiso económico útil, que se utiliza para guiar a los ingenieros que desarrollan los componentes para las turbinas. Sus ensayos tienen que demostrar que sus componentes tienen una probabilidad de fallo muy baja antes de que hayan transcurrido 20 años.

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

La vida real de un turbogenerador eólico depende tanto de la calidad del turbogenerador como de las condiciones climáticas locales, es decir, de la cantidad de turbulencias del emplazamiento. Por ejemplo, las turbinas marinas pueden durar más debido a la baja turbulencia en el mar.

6.4.4.- Energía eólica y tarifas eléctricas.

Generalmente las compañías eléctricas están más interesadas en comprar electricidad durante las horas de picos de carga (máximo consumo) de la red eléctrica, pues de esta forma se ahorran la utilización de electricidad de unidades generadoras menos eficientes. De acuerdo con un estudio sobre los costos y beneficios sociales de la energía eólica, realizado por el instituto danés AKF, la electricidad eólica puede ser considerada de un 30 a un 40 por ciento más valiosa por sus ventajas ambientales para la red que si se produjera de forma convencional.

En algunas áreas, las compañías eléctricas aplican tarifas eléctricas distintas dependiendo de la hora del día, cuando compran la energía eléctrica de los propietarios privados de turbogeneradores eólicos. Normalmente, los propietarios de turbogeneradores eólicos reciben menos del precio normal de la electricidad para el consumidor, pues ese precio suele incluir el pago a la compañía eléctrica por los costos de operación y mantenimiento de la red eléctrica.

6.4.5.- Crédito de capacidad.

Para entender el concepto de crédito de capacidad, echemos un vistazo a su opuesto, tarifas de potencia: Los grandes consumidores de electricidad suelen pagar tanto por la cantidad de energía (kW-h) que consumen como por la máxima cantidad de potencia que obtienen de la red, es decir, los consumidores que quieren obtener una gran cantidad de energía muy rápidamente deben pagar más. La razón de ello es que obligan a la compañía eléctrica a tener una mayor capacidad de generación total disponible (mayor potencia de planta).

Las compañías eléctricas tienen que considerar añadir capacidad de generación cuando le proporcionan acceso a la red a un nuevo consumidor. Pero con un número modesto de turbogeneradores eólicos en la red, los turbogeneradores son casi como "consumidores negativos". Así pues, muchas compañías eléctricas pagan una cierta cantidad anual a los propietarios de turbogeneradores eólicos particulares por concepto de crédito de capacidad. El nivel exacto de crédito de capacidad varía. En

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

algunos países se paga en función de un número de mediciones de la potencia producida durante el año. En otras áreas, se utiliza algún tipo de fórmula. Finalmente, en diversas áreas no se proporciona ningún tipo de crédito de capacidad, pues se considera como una parte de la tarifa de energía. En cualquier caso, el crédito de capacidad es una cantidad por año bastante modesta.

6.4.6.- Costos relacionados a la potencia reactiva que consumen los turbogeneradores eólicos.

La mayoría de los turbogeneradores eólicos están equipados con los denominados generadores asíncronos, también llamados generadores de inducción. Estos generadores necesitan corriente de la red eléctrica para crear un campo magnético dentro del generador con el fin de funcionar. Como resultado, la corriente alterna de la red eléctrica cercana a la turbina se verá afectada (desplazamiento de fase). En algunos casos esto puede hacer que disminuya (aunque en algunos casos aumenta) la eficiencia de la transmisión de electricidad en la red vecina, debido al consumo de potencia reactiva.

En casi todo el mundo las compañías eléctricas exigen que los turbogeneradores eólicos estén equipados con una batería de condensadores eléctricos conmutables, que compensan parcialmente este fenómeno (por razones técnicas no quieren una compensación total). Si la turbina no cumple las especificaciones de la compañía eléctrica, el propietario puede tener que pagar cargos adicionales. Normalmente, éste no es un problema que preocupe a los propietarios de turbogeneradores eólicos, ya que los fabricantes experimentados suministran los dispositivos por rutina de acuerdo con las especificaciones de la compañía eléctrica local.

6.4.7.- Costos en energía eólica marina.

La energía eólica marina resulta más económica debido a que los costos de las cimentaciones han disminuido de forma espectacular. La inversión total estimada necesaria para instalar 1 MW de energía eólica marina en Dinamarca está hoy en día es de alrededor de 12 millones de coronas danesas (equivalente a 1.7 millones de dólares americanos). Incluye la conexión a la red, etc.

Sin embargo, dado que hay mucho más viento en el mar que en la tierra, llegamos a un costo de electricidad promedio de unas 0.36 coronas danesas/kW-h =

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

0.05 dólares americanos (tasa de descuento real del 5 por ciento, 20 años de vida del proyecto, 0.08 coronas danesas/kW-h = 0.01 dólares americanos/ kW-h de costos de operación y mantenimiento).

Sin embargo, parece ser que los turbogeneradores eólicos en el mar tendrán una vida técnica más larga, debido a que la turbulencia es más baja. Si consideramos una vida del proyecto de, 25 años en lugar de 20, los costos se reducen en un 9 por ciento, hasta alrededor de 0.325 coronas danesas/kW-h = 0.0406 dólares americanos.

La sensibilidad de los costos a la vida útil del proyecto viene representada en la gráfica de la figura 7.

Sin embargo, las compañías de energía danesas y alemanas parecen estar optimizando los proyectos con vistas a obtener una vida útil de 50 años. Esto puede verse en el hecho de que planifican tener una vida de proyecto de 50 años en las cimentaciones, en las torres, en la envoltura de la góndola y en los ejes principales de las turbinas.

Si consideramos que las turbinas tienen una vida de proyecto de 50 años y añadimos una revisión general (reacondicionamiento) a los 25 años, que cueste alrededor del 25 por ciento de la inversión inicial (esta cifra es un ejemplo puramente numérico), se obtendría un costo de la electricidad de 0.283 coronas danesas/ kW-h = 0.03 dls. americanos / kW-h , similar al de las localizaciones terrestres en Dinamarca.

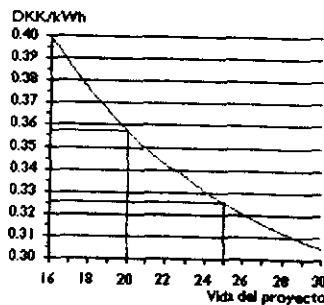


Figura 7.

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

6.4.8.- Costo de la energía eólica.

Hoy en día, la energía eólica es competitiva en sitios específicos con condiciones favorables. Si los costos externos-sociales son incluidos, se estima que la energía eólica en muchos países ya es competitiva con otros tipos de generación de energía tanto fósil como nuclear.

Varias organizaciones internacionales sin preferencia por la generación de electricidad mediante energía eólica, estiman que la generación eólica en poco tiempo (2003 a 2010) será mas barata que la generación mediante combustibles fósiles y nucleares, sin tener en cuenta la ventajas competitivas de que

- ◆ Energía eólica es una de las más limpias que existen.
- ◆ Utiliza el viento que es recurso inagotable. Los combustibles fósiles están a menudo sujetos a fluctuaciones rápidas en el precio y a problemas en el suministro. Hoy en día, muchos países se precipitan a instalar plantas generadoras de gas debido a su bajo costo de capital. A medida que la demanda mundial de gas se incrementa, aumenta la posibilidad de interrupciones en el suministro y los precios sean fluctuantes. Esto hará que sea imprudente una ulterior confianza en el gas.
- ◆ Ingresos a largo plazo para los propietarios de las tierras donde se instalan las granjas eólicas, etcétera.

La producción anual de electricidad variará enormemente dependiendo de la cantidad de viento del emplazamiento donde se ubique la central eólica. Así pues, no hay un único precio para la energía eólica, sino un rango de precios, dependiendo de las velocidades de viento.

El gráfico de la figura 8 muestra cómo varía el costo de la electricidad producida por un turbogenerador eólico típico danés de 600 kW, con respecto a la velocidad del viento.

Aplicaciones de las turbinas eólicas y costos

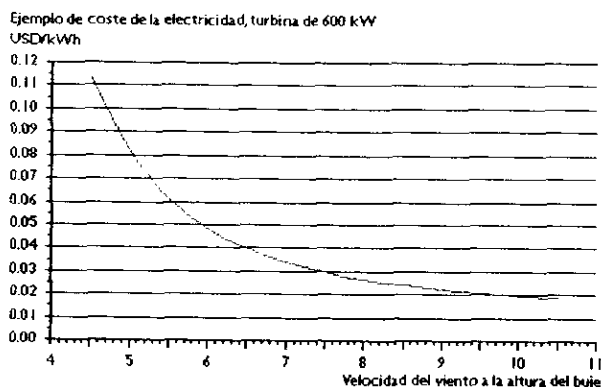


Figura 8.

6.4.9.- Período de amortización.

Para el cálculo económico del costo anualizado de la energía es utilizado como período de amortización o tiempo de vida del equipo aproximadamente de 20 años. Para las inversiones privadas es conveniente utilizar un período de amortización real, que corresponde al tiempo de amortización del préstamo bancario. Normalmente los proyectos privados de energía eólica se financian, en Europa, con un período de amortización entre 8 y 12 años.

Capítulo 7

Investigación y desarrollo en energía eólica

7.1.- Investigación en aerodinámica básica.

Los ingenieros diseñadores de turbogeneradores eólicos están investigando hoy en día un fenómeno aerodinámico muy importante: llamado "pérdida de sustentación", que los diseñadores de aviones tratan de evitar a cualquier precio. La pérdida de sustentación es un fenómeno muy complejo, pues participan corrientes de aire en tres dimensiones sobre las palas del turbogenerador (por ejemplo, la fuerza centrífuga inducirá una corriente de aire que hará que las moléculas de aire se muevan de forma radial a lo largo de la ala, desde la base hacia la punta de la pala), lo que se puede aprovechar para regular la velocidad de giro del turbogenerador. Simulaciones por computadora en tres dimensiones de los flujos de aire no se suelen utilizar en la industria aeronáutica, por lo que los investigadores de turbogeneradores tienen que desarrollar nuevos métodos y modelos de simulación por computadora para tratar estos temas, y así, conocer más sobre el comportamiento de estos fenómenos para aplicaciones futuras en los turbogeneradores.

Un número creciente de tecnologías conocidas de la industria aeronáutica están siendo mejoradas y aplicadas en los rotores de los turbogeneradores eólicos para mejorar su funcionamiento. Un ejemplo son los generadores de torbellinos, que son sólo pequeñas aletas, a menudo de sólo 0.01 metros de alto, situadas sobre la superficie de las alas del avión. Las aletas están ligeramente inclinadas (unos pocos grados) alternativamente hacia la izquierda y hacia la derecha. Las aletas crean una ligera corriente de aire turbulento en la superficie de las alas. La separación entre las aletas debe ser muy precisa para asegurar que la capa turbulenta se disuelve automáticamente en el borde posterior del ala.

Curiosamente, la creación de estas diminutas turbulencias evita que el ala del avión pierda sustentación a bajas velocidades de viento. Las aspas de los turbogeneradores son propensas a sufrir pérdida de sustentación cerca de la base del aspa, donde los perfiles son gruesos, incluso a bajas velocidades del viento. Consecuentemente, en algunas de las aspas más nuevas puede encontrarse una extensión de alrededor de 1 metro de longitud en el borde posterior de la pala (cerca de la base) equipada con varios generadores de torbellinos como los que se muestran en la figura 1.



Figura 1

7.2.- Investigación sobre la energía eólica marina.

Turbogeneradores del tamaño de megawatts, cimentaciones más baratas y nuevos conocimientos sobre las condiciones eólicas en el mar están mejorando la economía de la energía eólica marina.

Cuando ya está resultando económica en las buenas localizaciones terrestres, la energía eólica está a punto de cruzar otra frontera: la frontera económica marcada por la línea costera. Los investigadores y proyectistas están a punto de desafiar el saber convencional sobre tecnologías de generación de electricidad: la energía eólica en el mar está siendo rápidamente competitiva con las otras tecnologías de producción de energía.

De acuerdo con el "Plan de acción sobre energía del gobierno danés, Energía 21" 4,000 MW de energía eólica serán instalados en emplazamientos marinos antes del año 2020. Con otros 1,500 MW instalados en tierra, Dinamarca será capaz de cubrir más del 50 por ciento del consumo total de electricidad con energía eólica. En comparación, la capacidad actual de potencia eólica en Dinamarca es de 1,442 MW (a mediados de 1998).

Un total de 5,500 MW de potencia eólica en el sistema eléctrico danés significa que los turbogeneradores eólicos cubrirán periódicamente más del 100 por ciento de la demanda de electricidad en Dinamarca. Así pues, las plantas generadoras en el mar deberán estar integradas dentro del sistema escandinavo de electricidad, basado en una enorme proporción de energía hidroeléctrica.

Con una inversión total de alrededor de 48,000 millones de coronas danesas

Investigación y desarrollo en energía eólica

(7,000 millones de dólares americanos) para los 4,000 MW de capacidad en el mar, el plan de acción danés representará la mayor inversión en energía eólica que se haya hecho nunca en el mundo.

Las compañías danesas de energía ya han solicitado licencias de construcción para 750 MW de parques eólicos marinos. De acuerdo con su calendario, más de 4,000 megawatts de potencia serán instalados en el mar antes del 2020 en Dinamarca. Probablemente el primer paso sea un parque eólico más pequeño de 40 MW justo en la costa de Copenhague, que ya terminó de construirse.

Un informe redactado por las compañías danesas de energía para el Ministro de Energía y Medio Ambiente identifica cuatro áreas principales en el territorio marino danés idóneas para la producción de energía eólica, con un potencial estimado de 8,000 MW. La filosofía seguida en la elección de las áreas es bien sencilla: por razones medioambientales el Comité ha concentrado la capacidad en unas pocas áreas remotas, con una profundidad del agua entre 5 y 11 metros.

Las áreas han sido elegidas evitando zonas protegidas, rutas de navegación, enlaces por microondas, áreas militares, etc. Esto también limita el impacto visual en tierra.

Las investigaciones más recientes sobre cimentaciones indican que puede ser económico instalar turbogeneradores marinos incluso a 15 metros de profundidad del agua, lo que significa que el potencial en el mar está alrededor de los 16,000 MW en las áreas seleccionadas de las aguas danesas.

7.2.1.- Cimentaciones de turbogeneradores eólicos instalados en el mar.

El principal desafío de la energía eólica en el mar son los costos de explotación: el cableado submarino y las cimentaciones han provocado que hasta hace poco la energía eólica marina fuese una opción cara.

Sin embargo, las nuevas tecnologías de cimentación y los generadores del orden de megawatts están a punto de hacer que la energía eólica en el mar sea competitiva con los emplazamientos terrestres, al menos en aguas de hasta 15 metros de profundidad.

Investigación y desarrollo en energía eólica

Dado que generalmente la producción de los turbogeneradores marinos es un 50 por ciento mayor que la de sus vecinos en tierra (en terreno liso), el emplazar los turbogeneradores en el mar puede ser bastante atractivo.

Dos compañías de energía danesas y tres empresas de ingeniería alemanas, llevaron a cabo, durante 1996-1997, un estudio pionero sobre el diseño y los costos de las cimentaciones de turbogeneradores marinos. El informe concluía que el acero es mucho más competitivo que el concreto para grandes parques eólicos marinos.

Parece ser que todas las nuevas tecnologías resultarán económicas hasta los 15 m de profundidad como mínimo, y posiblemente también a mayores profundidades. En cualquier caso, el costo marginal al desplazarse hacia aguas más profundas es mucho menor de lo que se estimó en un principio.

Con estos conceptos, los costos de cimentación y de conexión a la red para las grandes turbinas de 1.5 MW son sólo del 10 al 20 por ciento superiores a los correspondientes costos de las turbinas de 450-500 kW utilizadas en los parques eólicos marinos de Vindeby (ver figura 2), y Tunø Knøb en Dinamarca.

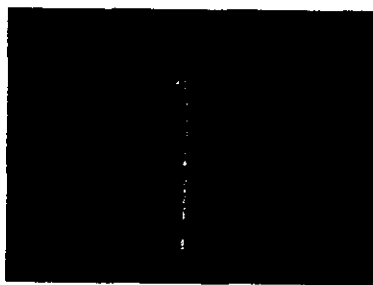


Figura 2. Parque eólico Vindeby.

Contrariamente a lo que se suele creer, la corrosión no es algo que preocupe especialmente en las construcciones de acero en el mar. La experiencia de las plataformas petrolíferas marinas ha demostrado que pueden ser correctamente protegidas utilizando una protección catódica (eléctrica) contra la corrosión.

La protección superficial (pintura) de los turbogeneradores marinos se proporcionará por rutina con una clase de protección mayor que para las turbinas

Investigación y desarrollo en energía eólica

instaladas en tierra.

Las plataformas petrolíferas marinas se construyen normalmente para durar 50 años. Ésta es también la vida de diseño de las cimentaciones de acero utilizada en estos estudios.

La turbina de referencia para el estudio es una moderna turbina triaspa con una altura de buje de unos 55 metros y diámetro de rotor de alrededor de 64 metros. La altura de buje de la turbina de referencia es pequeña comparada con las típicas turbinas de ese tamaño instaladas en tierra. En el norte de Alemania la altura de buje típica de una turbina de 1.5 MW varía de 60 a 80 metros. Debido a que las superficies de agua son muy lisas (baja rugosidad), resulta rentable utilizar torres más bajas.

7.2.2.- Cimentaciones marinas de concreto tradicional.

Los primeros proyectos experimentales en Dinamarca (y en el mundo) utilizaron cimentaciones de cajón de concreto (por gravedad). Como su propio nombre indica, una cimentación por gravedad cuenta con la gravedad para mantener la turbina en una posición vertical.

El parque eólico marino de Vindeby y el de Tunø Knøb son ejemplos de esta técnica de cimentación tradicional. Las cimentaciones de cajón son construidas en diques secos cerca de los emplazamientos utilizando concreto armado, y se llevan a su destino final antes de ser rellenas con grava y arena hasta que alcanzan el peso necesario. Así pues, el principio se parece mucho a la construcción de puentes tradicionales.

Las cimentaciones utilizadas en estos dos emplazamientos son cónicas (ver figura 3) con el fin de actuar como rompedores del hielo a la deriva, lo cual es necesario, pues tanto en el mar Báltico como en el Kattegat suelen observarse formaciones de hielo durante los inviernos fríos.

Utilizando técnicas de cimentación con concreto, el costo de la cimentación completa viene a ser proporcional al cuadrado de la profundidad del agua (la regla cuadrática).



Figura 3. Cimentación de un turbogenerador marino.

Las profundidades del agua en Vindeby y Tunø Knøb varían de 2.5 a 7.5 metros, lo que implica que cada cimentación de concreto tiene un peso medio de unas 1050 Toneladas.

De acuerdo con la regla cuadrática, las plataformas de concreto se hacen prohibitivamente caras y pesadas de instalar a profundidades de agua de más de 10 metros. Así pues, han tenido que desarrollarse otras técnicas para poder atravesar la barrera del costo, como veremos en las siguientes páginas.

7.2.5.- Cimentación de acero por gravedad.

La mayoría de parques eólicos marinos existentes utilizan cimentaciones por gravedad. Una nueva tecnología ofrece un método similar al de cajón de concreto (por gravedad). En lugar de concreto armado se utiliza un tubo de acero cilíndrico situado en una caja de acero plana sobre el lecho marino (ver figura 4).

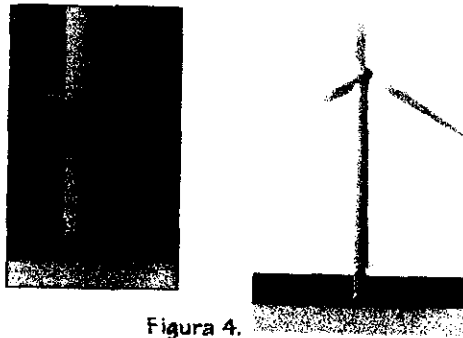


Figura 4.

Investigación y desarrollo en energía eólica

Una cimentación de acero por gravedad es considerablemente más ligera que las cimentaciones de concreto. Aunque la cimentación final debe tener un peso de aproximadamente 1000 toneladas, el peso de la estructura de acero estará solamente de 80 a 100 toneladas para profundidades de agua entre 4 y 10 metros (en las estructuras del mar Báltico, que requieren protección contra el hielo a la deriva, deberán añadirse otras 10 toneladas).

El relativo poco peso permite que los remolques transporten e instalen muchas cimentaciones a la vez, utilizando las mismas grúas relativamente ligeras utilizadas para el montaje de las turbinas.

Las cimentaciones por gravedad se rellenan de olivina, que es un mineral muy denso, que proporciona la suficiente resistencia para que las cimentaciones soporten las olas y la presión del hielo. La base de una cimentación de este tipo será de 14 por 14 m (o de 15 m de diámetro para una base circular) para profundidades de agua de 4 a 10 m.

La ventaja de esta solución es que la cimentación puede ser preparada en tierra, y puede ser utilizada en cualquier tipo de lecho marino, aunque se necesita un acondicionamiento previo del mismo. El limo tiene que ser eliminado y un lecho de grava debe ser preparado por buzos antes de colocar la cimentación en su emplazamiento.

Normalmente, el lecho marino de alrededor de la base de la cimentación deberá estar protegido contra la erosión colocando cantos rodados o rocas alrededor de los bordes de la base. Lo mismo ocurre con la versión en concreto de las cimentaciones por gravedad, lo que hace que este tipo de cimentación sea relativamente más costoso en áreas con una erosión significativa.

El costo de penalización que supone el moverse hacia aguas más profundas es mínimo si se compara con el de las cimentaciones de acero tradicionales. La razón es que la base de la cimentación no necesita crecer proporcionalmente con la profundidad del agua para hacer frente a la presión del hielo y las olas.

Los costos estimados para este tipo de cimentación son, por ejemplo, de 2,343000 coronas danesas (335,000 dólares americanos) para una máquina de 1.5 MW situada a 8 m de profundidad del agua en el mar Báltico (cifras de 1998). Estas cifras incluyen los costos de instalación.

Investigación y desarrollo en energía eólica

El gráfico de la figura 5, muestra la variación del costo respecto a la profundidad del agua. Curiosamente, el factor de dimensionamiento (el que decide la resistencia y el peso requeridos en la cimentación) no es el turbogenerador en sí mismo, sino las fuerzas de presión del hielo (si existe) y de las olas.

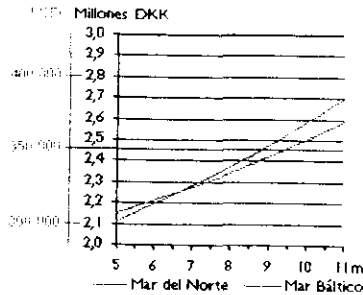


Figura 5.

7.2.4.- Cimentaciones Marinas de Monopilote.

La cimentación monopilote es una construcción simple. La cimentación consta de un pilote de acero con un diámetro de entre 3,5 y 4,5 metros (ver figura 6). El pilote está clavado de 10 a 20 metros en el lecho marino, dependiendo del tipo de subsuelo. Efectivamente, la cimentación de un solo pilote extiende la torre de la turbina a través del agua hasta el interior del lecho marino.



Investigación y desarrollo en energía eólica

Una ventaja importante de este tipo de cimentación es que no necesita que el lecho marino sea acondicionado. Por otro lado, requiere un equipo de pilotaje pesado, y no se aconseja este tipo de cimentación en localizaciones con mucha roca en el subsuelo marino. Si se encuentra una capa de roca durante el pilotaje, es posible perforarla y hacerla volar con explosivos.

El factor de dimensionamiento de la cimentación varía del mar del Norte al mar Báltico. En el mar de Norte es el tamaño de las olas lo que determina la dimensión del pilote. En el mar Báltico es la presión del hielo a la deriva lo que decide el tamaño de la cimentación. Esta es la razón por la que los costos de la cimentación monopilote aumentan más rápidamente en el mar Báltico que en el mar del Norte. Los costos incluyen la instalación (precios de 1998), estos se pueden observar en la figura 7.

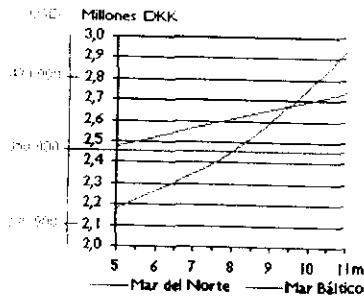


Figura 7.

En este tipo de cimentación la erosión no será normalmente un problema. Un proyecto experimental de 2.5 MW con cinco turbogeneradores daneses utilizando la cimentación monopilote ha sido instalado en el mar Báltico, al sur de la isla de Gotland (Suecia).

La utilización de las cimentaciones monopilote supuso taladrar un agujero de 8 a 10 metros de profundidad para cada una de las turbinas (Wind World 500 kW). Cada pilote de acero se encaja dentro de la roca sólida. Una vez que las cimentaciones han sido colocadas en su lugar, los turbogeneradores ya pueden ser atornillados a la parte superior de los monopilotes. Realizar toda la operación lleva unos 35 días bajo unas condiciones climáticas normales en el Báltico.

7.2.5.- Cimentaciones marinas: El trípode.

La cimentación en trípode (ver figura 8) se inspira en las ligeras y rentables plataformas de acero con tres patas para campos petrolíferos marinos marginales en la industria del petróleo.



Figura 8.

Desde el pilote de acero bajo la torre de la turbina parte una estructura de acero que transfiere los esfuerzos de la torre a tres pilotes de acero. Los tres pilotes están clavados de 10 a 20 metros en el lecho marino, dependiendo de las condiciones del suelo y de las cargas del hielo.

La ventaja de un modelo de tres patas es que es apropiado para grandes profundidades del agua. Al mismo tiempo, sólo necesita una preparación mínima del emplazamiento antes de la instalación.

La cimentación es anclada al lecho marino mediante un pilote de acero relativamente pequeño (0.9 m) en cada esquina. Debido a requerimientos de pilotamiento, la cimentación en trípode no es apropiada para lechos marinos con múltiples y grandes bloques de roca.

Normalmente la erosión no será un problema en este tipo de cimentación.

Este tipo de cimentación no es conveniente para profundidades del agua menores a 6-7 metros. La razón principal es que las embarcaciones de servicio a bajas profundidades tendrán problemas para acercarse a la cimentación debido a la

Investigación y desarrollo en energía eólica

estructura de acero. Los costos aproximados de este tipo de cimentación se pueden observar en la figura 9, estos incluyen instalación (precios de 1998).

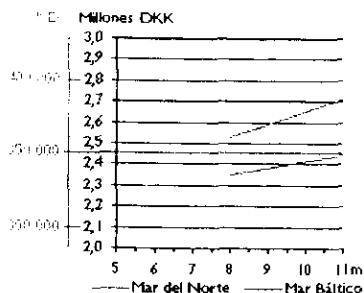


Figura 9. Costos de la cimentación tripode.

7.3.- Estado actual y perspectivas del aprovechamiento del recurso eólico.

7.3.1.- Nivel Internacional.

En la actualidad, muchos países han mostrado interés por aprovechar la energía del viento (ver figura 10) con fines de generación eléctrica. Los principales programas instrumentados en tales naciones se han orientado preferentemente al desarrollo metodológico para el análisis y aplicación de tecnologías; evaluación del potencial eólico; estudios de factibilidad para la construcción de centrales eólicas, la estructuración de apoyos financieros y fiscales; y finalmente, el desarrollo, construcción y operación de sistemas conversores de energía eólica en el intervalo desde pequeña a gran escala.

De acuerdo con lo citado, es posible pasar revista al desarrollo propio que han experimentado algunos de los países más avanzados en materia de aprovechamiento del recurso eólico:

Investigación y desarrollo en energía eólica

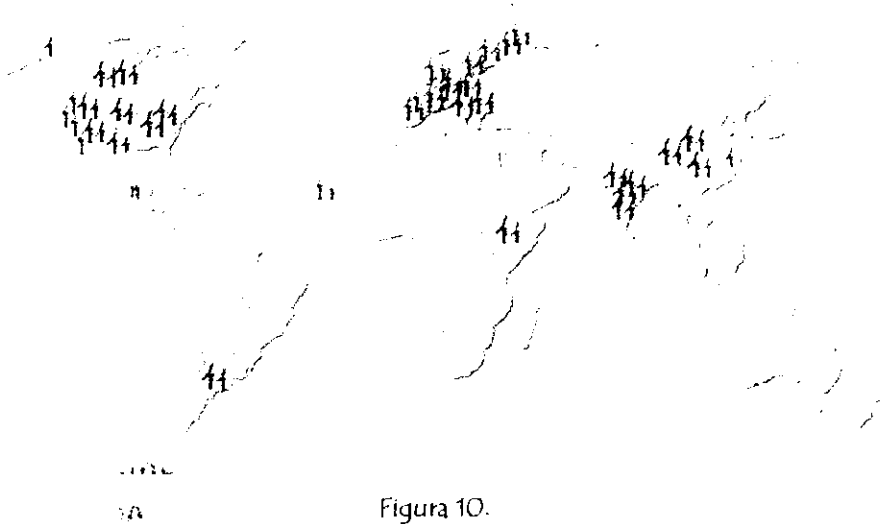


Figura 10.

En Estados Unidos se reportan en operación 129 centrales eoloeléctricas, donde hay más de 16,090 turbogeneradores eólicos instalados, con una capacidad conjunta de generación de alrededor de 1890 MW, siendo por tanto el país que marca la delantera en este aspecto.

En Alemania Federal se dispone de una planta de 56 MW de capacidad desde 1989 y hasta hoy en día tiene una capacidad instalada de 1825 MW.

En Holanda, la primera planta eoloeléctrica estructurada con propósitos comerciales tiene una capacidad de generación de 7.5 MW. Esta nación ha definido uno de los programas eoloeléctricos de más largo alcance a nivel mundial, puesto que se pretende disponer para el año 2001 de una capacidad instalada en sistemas conversores de energía eólica de 1,500 MW.

En Dinamarca, donde se cuenta actualmente con una capacidad eoloeléctrica instalada de 1442 MW (1998), donde los propietarios privados tienen 1205 MW y las compañías eléctricas 237 MW, hay más de 5208 turbogeneradores conectados a la red eléctrica.

Investigación y desarrollo en energía eólica

La generación mundial, está constituida mayoritariamente por los EU y Europa. La figura 11, muestra la distribución de la generación eólica mundial por zonas.

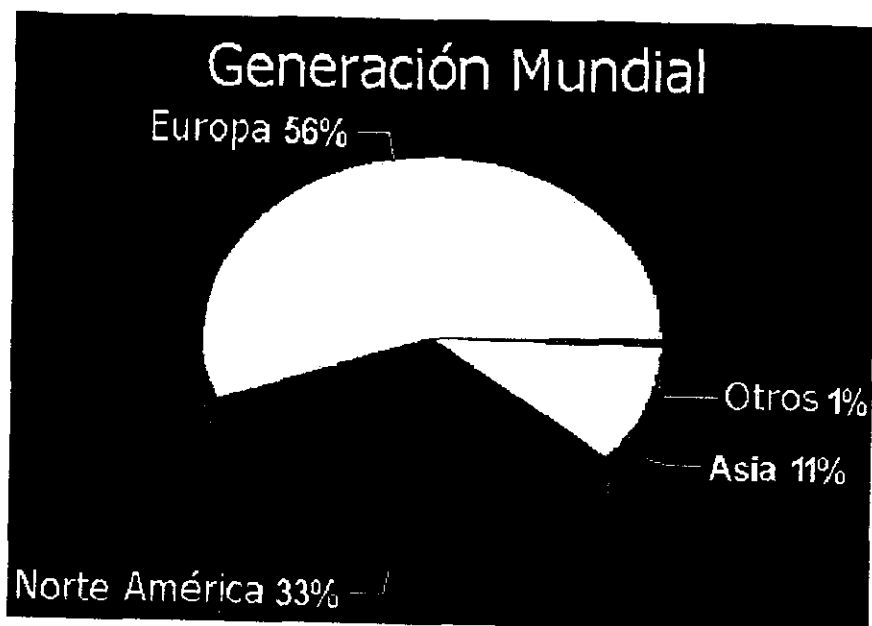


Figura 11. Distribución de la generación eólica mundial.

Las regiones mas importantes del mundo desde el punto de vista de generación de energía eólica entonces son:

- ◆ América del norte (figura 12).
- ◆ Europa (figura 13).
- ◆ Asia (figura 14).

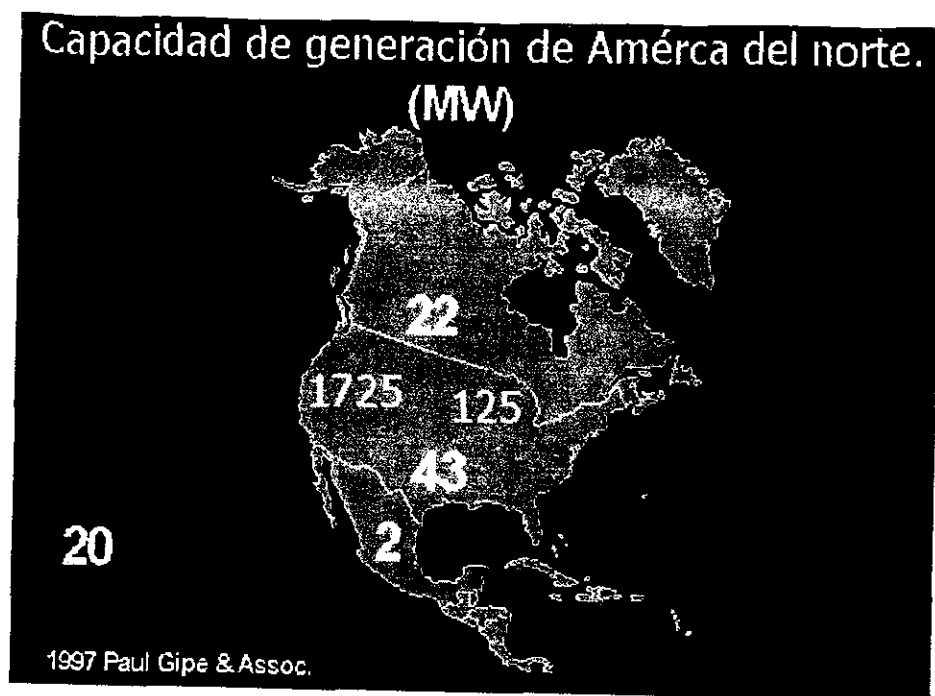


Figura 12. Distribución de la generación eoloelectrónica en Norteamérica.

Por otro lado, en la mayoría de los países, las empresas que están desarrollando grandes turbogeneradores eólicos pertenecen al campo de la industria aeronáutica que es la que cuenta con medios apropiados para el diseño y producción de grandes aspas, así como con los conocimientos en materia de aerodinámica, vibraciones mecánicas y resistencia de materiales necesarios para la fabricación de éste tipo de máquinas.

De acuerdo con la experiencia acumulada, el costo de la electricidad generada en granjas eólicas se encuentra actualmente en el rango de 0.032 (en Dinamarca) a 0.05 USD por KW-h, sin considerar los créditos fiscales, y se espera que se reduzca en alrededor de un 30% en los próximos años, con lo que el uso de turbogeneradores eólicos de potencia mediana, que resulta ya competitivo en regiones especiales, se hará viable en áreas mayores, donde el costo de las energías convencionales es caro y los regímenes de viento no son tan excepcionalmente favorables.

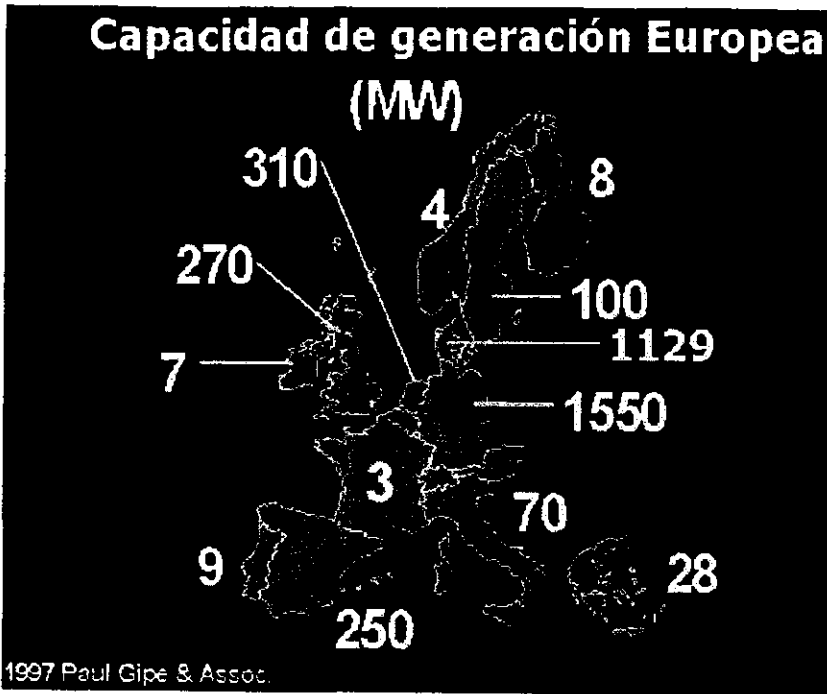


Figura 13. Distribución de la generación eoloelectrica en Europa.

Con el crecimiento de la tendencia a instalar granjas eólicas se han venido creando industrias especializadas en la fabricación de aspas, torres, instrumentos de medición, y de otras partes integrantes de los sistemas eólicos, así como empresas dedicadas a la prospección, distribuidoras de equipo, refaccionarias, etcétera. Así pues, se está creando toda la infraestructura que permitirá la muy probable expansión de esta nueva industria entre 1999 y el año 2010.

Se espera también un mayor énfasis en el abastecimiento de energía a poblados, sobre todo en Australia y en los países del lejano oriente, donde las áreas ventosas están muy alejadas de las redes eléctricas.

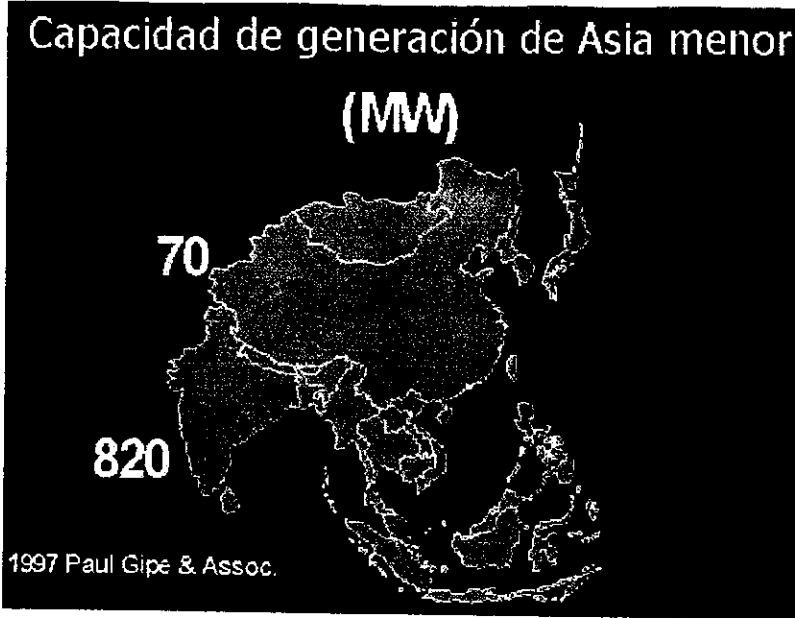


Figura 14. Distribución de la generación eoloeléctrica en Asia.

La mayoría de los fabricantes europeos tiene en mayor o menor grado los ojos puestos en la exportación a los países en vías de desarrollo; así, Alemania tiene convenios para el desarrollo de turbogeneradores con Brasil y con Grecia; Francia inició su programa nacional de energía eólica con fines básicamente de exportación; otros países de Europa tienen convenios similares al Alemán con diversos países en vías de desarrollo.

A la fecha han surgido fabricantes de equipo eólico en Inglaterra, Francia, Italia, Bélgica, Suiza, Suecia, Alemania y sobre todo en Dinamarca, donde se encuentran las empresas más grandes del mundo, innovadoras y líderes en ventas mundiales (ver figura 15). Todos estos países han empezado a buscar clientes en el mercado de exportación. Los 10 mercados más importantes del mundo para la industria eólica son:

Posición	País	Porcentaje
1	Alemania	32
2	Dinamarca	26

Investigación y desarrollo en energía eólica

3	España	16
4	Italia	7
5	Estados Unidos	4
6	Suecia	3
7	República P. de China	3
8	Países Bajos	2
9	Nueva Zelanda	2
10	Gran Bretaña	1

Y se espera que le disputen a Dinamarca el predominio del mercado norteamericano y mundial, y concurren también en grado cada vez mayor al mercado creciente de los países en vías de desarrollo. Mientras tanto la industria norteamericana no se ha abocado de manera decisiva a la exportación y esta orientada básicamente a satisfacer su mercado interno.

Aunque no existen evaluaciones específicas, se espera que el mercado europeo de los turbogeneradores eólicos de tamaño mediano para el consumo doméstico adquiera importancia durante los próximos 5 años, pues en muchas zonas los sistemas eólicos resultan ya financieramente sanos, en tanto que permiten abatir el precio de las tarifas eléctricas y de calefacción para los usuarios.

Los mas grandes vendedores de turbogeneradores

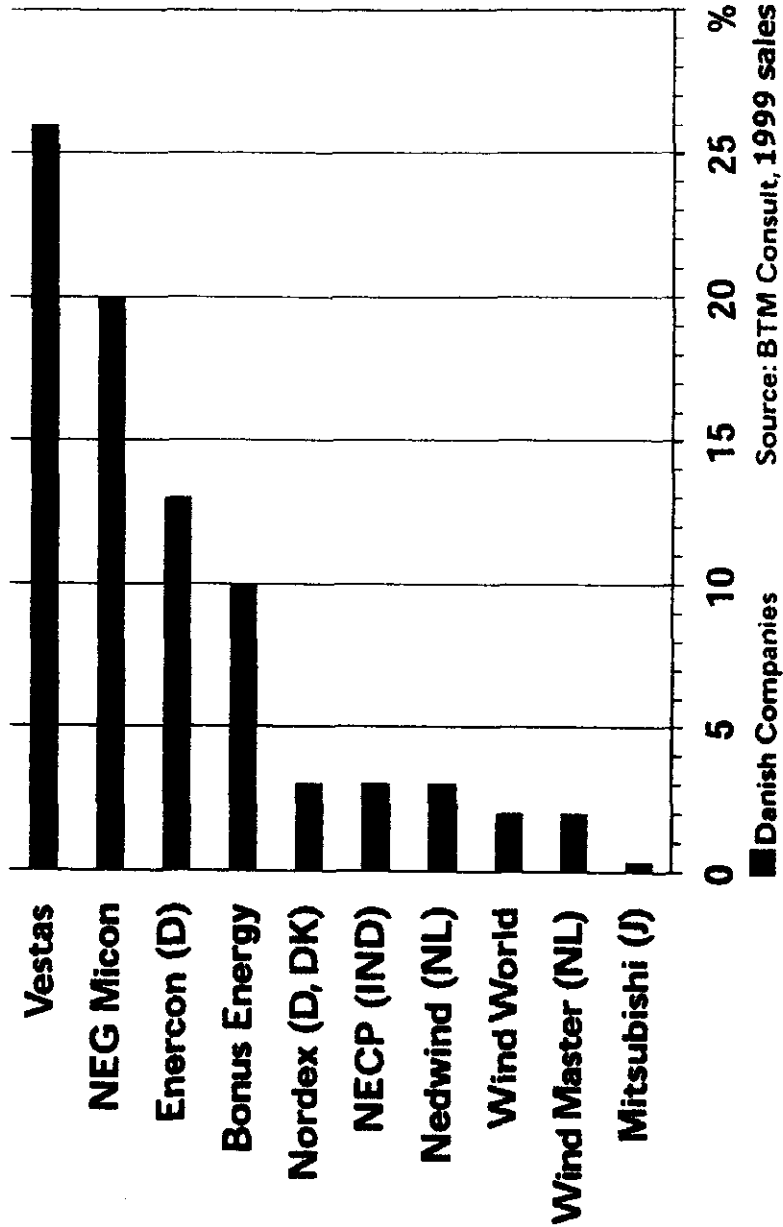


Figura 15. Las grandes empresas eólicas mundiales.

Investigación y desarrollo en energía eólica

7.3.2.- Situación nacional.

Las principales instituciones donde se realiza investigación sobre el tema en el país son el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE); el Instituto Politécnico Nacional (IPN); la Universidad Autónoma Metropolitana (Azcapotzalco); el Instituto Tecnológico Regional de la Paz, Baja California; el Centro Agrícola Experimental Golfo-Centro del Instituto Nacional de Investigaciones Agrícolas de Veracruz; y el Grupo del Sol, S.C.

La investigación en energía eólica que se realiza en México, está orientada básicamente al desarrollo de turbogeneradores de pequeña potencia para ser usados en comunidades pequeñas, en las agroindustrias, y en las labores de secado y conservación de productos marinos perecederos, entre otras aplicaciones posibles.

El equipo de investigadores más completo es el del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE); esta institución inició sus trabajos de investigación sobre energía eólica en 1977 y cuenta con un programa bien integrado que comprende estudios meteorológicos, análisis de aplicaciones y desarrollo tanto de instrumentación, como de sistemas conversores de energía eólica.

Cabe mencionar que, en relación a meteorología en el IIE se ha desarrollado equipo anemométrico en el propio instituto, y se ha integrado un laboratorio móvil de prospección eólica.

El IIE cuenta también con una estación eólica experimental localizada en el Gavillero, Hidalgo, donde se llevó a cabo la etapa de pruebas del turbogenerador Albatros, el cual está en proceso de transferencia a la industria. El Albatros es una aeromáquina de aspa de 11 metros de diámetro, de la cual existen dos versiones: una para acoplamiento directo mecánico a bombas y otra que incluye un generador para poner en operación una bomba eléctrica sumergida, de 7.5 caballos de fuerza. Existen otros modelos de turbogeneradores desarrollados por el IIE entre los que se puede citar al "Fénix", de 4 metros de diámetro acoplado a un generador de 1 kW. En el Instituto Politécnico Nacional como se señaló también se han realizado proyectos de investigación en energía eólica, mayormente ligados a los programas de desarrollo regional de Yucatán; actualmente, existe en la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (ESIME - IPN), un proyecto para generar electricidad con un rotor Savonius. Por otro lado, investigadores del laboratorio de Ingeniería Hidráulica de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura (ESIA - IPN), elaboraron un programa

Investigación y desarrollo en energía eólica

a fin de utilizar la infraestructura técnica de que disponen para el desarrollo de aeromáquinas.

En el Instituto Tecnológico de la Paz, B.C.S., se desarrollaron 2 turbogeneradores, uno de 5 y otro de 9 metros de diámetro, denominados eolo I y II, respectivamente. El segundo de ellos con una potencia nominal de 4.5 kW, es utilizado para producir hielo en campamentos pesqueros del Estado.

En el segundo semestre de 1988, se puso en marcha en Guerrero Negro, Baja California Sur, un generador eólico para suministrar energía eléctrica a la compañía Exportadora de Sal -empresa de participación estatal-. El generador tiene una capacidad nominal de 250 kW y se emplea para suministrar energía eléctrica al equipo de bombeo, de lavado de sal y de carga de barcasas, que anteriormente se producía a partir de diesel y salía más caro.

El generador instalado en Guerrero Negro produce corriente alterna, tiene una altura de 25 metros, pesa 28 toneladas, al soplar el viento a 24.14 m/s para automáticamente. La estructura fue diseñada para soportar vientos hasta de 60 m/s.

Por lo que respecta a la fabricación de turbogeneradores en el país a nivel comercial, la empresa Potencia Industrial, S.A., de la Ciudad de México, produce desde 1979 un modelo de 6 kW de potencia nominal denominado el "Colibrí". Este turbogenerador ha sido evaluado en el Centro de Pruebas del Instituto de Energías Alternativas de Amarillo, Texas, determinándose que proporciona de 2 mil a 12 mil KW-h por año en sitios con velocidad media anual de 3.5 a 8 m/s. Esta energía es suficiente para satisfacer las necesidades de 1.4 a 8.3 casas que tengan un consumo medio mensual de 120 kW-h.

Potencia Industrial suspendió temporalmente su producción de turbogeneradores en 1983. El Colibrí ha sido desarrollado por la empresa con fondos propios. Se han vendido varios turbogeneradores en México, entre ellos uno que opera exitosamente en la isla Sacrificios suministrando energía para la operación del faro y el sistema de refrigeración; sin embargo, la mayor parte de la producción se ha destinado a la exportación. A mediados de la década actual se hablaba de ventas totales de alrededor de 100 turbogeneradores en Estados Unidos y Canadá.

Cabe señalar que el mercado en expansión de equipo para aprovechar la energía eólica en los Estados Unidos ha despertado el interés en varias compañías europeas.

Investigación y desarrollo en energía eólica

Una alternativa interesante para el desarrollo de la tecnología eólica nacional podría ser el establecimiento de maquiladoras para la fabricación de turbogeneradores con componentes nacionales y mano de obra local.

7.3.2.1.- Experiencias en México.

La generación de energía eléctrica en México se realiza por medio de todas las tecnologías disponibles en la actualidad, desde las tradicionales hidroeléctricas y termoeléctricas hasta modernas plantas de energía solar, eólica y nuclear.

La Comisión Federal de Electricidad puso en operación en 1994 una planta eoloelectrica con una capacidad instalada de 1.57 megawatts que generó en 1994 4 gigawatts-hora y en 1995 6 gigawatts-hora.

Al terminar 1994, la Comisión Federal de Electricidad contaba con una capacidad productiva de más de 31,600 megawatts (MW) de los cuales el 28.8% estaba en centrales hidroeléctricas, el 6% en carboeléctricas, el 2.38% en geotermoeléctricas, el 54.02% en termoeléctricas que consumen hidrocarburos, 6.64% en la central dual (combustible o carbón), 2.13% en la nucleoelectrica y 0.01% en la central eoloelectrica.

En México existen varios proyectos eólicos e híbridos, entre los que se encuentran:

Proyecto:	Desarrollo de los Aerogeneradores Ehecatl de pequeña potencia
Institución	Ehecatl Mexicana S.A. de C.V. y FIUAEM
Ejecutora:	
Lugar y Fecha de Instalación	Toluca, Estado de México, enero de 1991
Descripción Técnica	Aerogenerador con turbina tripala de eje horizontal de 5 m de diámetro. Alternadores y bandas de tipo automotriz y potencia nominal de 1 kW ante vientos de 8 m/s.
Comentarios	Luego de 4 años de pruebas han sido sustituidos por los aerogeneradores Ehecatl que emplean perfiles aerodinámicos, generadores, sistema de regulación y control, torres, etc. mucho más avanzados, ligeros y económicos. Adaptación tecnológica y desarrollo local.

Investigación y desarrollo en energía eólica

Proyecto	Aerogenerador Fénix
Institución	IEE
Ejecutora	
Lugar y Fecha de Instalación	El Gavillero, Hgo. de 1987 a 1995
Descripción Técnica	Aerogenerador de 1.5 kW , 3 aspas de fibra de vidrio y generador de imanes permanentes para uso en instalaciones rurales, proporcionando en término medio 250 kW-h por mes.
Tiempo y estado de operación	Ha acumulado 5 años
Comentarios	En suspenso la tercera versión, en proceso de patente y documentación para licenciar la fabricación. Desarrollo y adaptación de tecnología.
Proyecto	Instalación demostrativa de un aerogenerador de 250 kW en las salinas de Guerrero Negro BCS.
Institución	Exportadora de Sal, S.A. de C.V. y Mitsubishi.
Ejecutora	
Lugar y Fecha de Instalación	Guerrero Negro BCS., 1985.
Descripción Técnica	Aerogenerador de 250 kW de 30 m de diámetro interconectado al sistema eléctrico de la exportadora de sal, alimentado con generadores diesel.
Tiempo y estado de operación	En forma intermitente por varios años.
Comentarios	Tecnología de importación.
Proyecto	Central Eoloeléctrica de la Venta Oaxaca.
Institución	CFE
Ejecutora	
Lugar y Fecha de Instalación	La Venta, Oaxaca, 1994.
Descripción Técnica	Central eoloeléctrica formada por 7 aerogeneradores daneses Vestas de 225 kW con rotores de 27 m de diámetro, totalizando una capacidad de 1575 kW. Interconectada al

Investigación y desarrollo en energía eólica

	circuito de distribución que alimenta a este poblado y otros aledaños.
Tiempo y estado de operación	En operación continua desde julio de 1994.
Comentarios	Tecnología extranjera con participación de mano de obra local.
Proyecto	X-Calak
Institución	Gobierno del Estado de Q. Roo, Conдумex .
Ejecutora	
Lugar y Fecha de Instalación	X-Calak, Othón P. Blanco, Quintana Roo. 1992.
Descripción Técnica	Sistema Híbrido formado por 60 kW de generador eólicos, 11.2 kW fotovoltaicos y un generador diesel de 125 kVA.
Tiempo y estado de operación	En operación continua desde 1992.
Comentarios	El sistema abastece de energía eléctrica a todo el poblado. Fue instrumentado en 1993 mediante un convenio de colaboración entre Conдумex, IIE y los laboratorios de Sandia NM. Tecnología extranjera con integración de componentes de desarrollo nacional.
Proyecto	Sta. Ma. Magdalena.
Institución	Westinghouse IPC.
Ejecutora	
Lugar y Fecha de Instalación	Actopan, Hidalgo, 1991.
Descripción Técnica	Sistema Híbrido: 4.32 kW fotovoltaicos, 5 kW eólicos y 18.4 kW con generador diesel.
Comentarios	Cuenta con equipo electrónico para la adquisición de datos.
Proyecto	La Gruñidora.
Institución	Entec. S.A. de C.V.
Ejecutora	
Lugar y Fecha de Instalación	Mazapil, Zacatecas, 1992

Investigación y desarrollo en energía eólica

Descripción Técnica	Sistema híbrido: 1.2 kW fotovoltaicos y 10 kW eólicos.
Tiempo y estado de operación.	En operación continua desde su instalación
Proyecto	El Junco.
Institución Ejecutora	Entec. S.A. de C.V.
Lugar y Fecha de Instalación	Mazapil, Zacatecas, 1992.
Descripción Técnica	Sistema híbrido: 1.6 kW fotovoltaicos y 10 kW eólicos. En operación continua desde su instalación
Tiempo y estado de operación.	En operación continua desde su instalación
Proyecto	Ignacio Allende y Calabazal.
Institución Ejecutora	Entec. S.A. de C.V.
Lugar y Fecha de Instalación	Mazapil, Zacatecas, 1993
Descripción Técnica	Sistema híbrido: 0.8 kW fotovoltaicos y 10 kW eólicos.
Tiempo y estado de operación.	En operación continua desde su instalación
Proyecto	San Antonio Agua Bendita.
Institución Ejecutora	Westinhouse para Luz y Fuerza del Centro.
Lugar y Fecha de Instalación	Tenancingo, Mex., 1993.
Descripción Técnica	Sistema Híbrido: 12.4 kW fotovoltaicos, 20 kW eólicos y 40 kW diesel.
Tiempo y estado de operación	En operación desde su instalación.

Investigación y desarrollo en energía eólica

7.4.- Futuro.

Las nuevas generaciones de turbogeneradores eólicos quizá estén encaminadas a la creación de grandes máquinas de eje horizontal, o incluso su posible utilización masiva esté orientada al empleo de muchas máquinas de potencia mediana en granjas de energía eólica, en las que además se diversifica el proceso de averías.

Pero existe además otro aspecto muy interesante que puede dar lugar a una tercera generación de máquinas eólicas. Estas máquinas totalmente diferentes de las tradicionales, se basan en originar potencia creando tornados artificiales, es decir, masas de aire girando a gran velocidad en torno a un eje, que es el ojo del tornado.

Existen dos estudios de este sistema, uno de ellos en Dinamarca por la empresa líder en diseño y creación de turbogeneradores eólicos, Vestas, y otro, que está realizando un investigador español de la Universidad Complutense de Madrid, de nombre Javier V. Zapata.

7.4.1.- Grandes turbinas eólicas.

7.4.1.1.- NEG Micon 1500.

El prototipo de la turbina NEG Micon 1500 kW, fue puesto en funcionamiento en septiembre de 1995. El modelo original tenía un diámetro de rotor de 60 metros y dos generadores de 750 kW funcionando en paralelo. La versión más reciente es un modelo 1,500/750 kW (con dos generadores de 750 kW) con un diámetro de rotor de 64 m, que ya está a punto de comercializarse. La fotografía de la figura 16, fue tomada en el emplazamiento de Tjæreborg, en la parte occidental de Dinamarca, cerca de la ciudad de Esbjerg.



Figura 16.

Investigación y desarrollo en energía eólica

7.4.1.2.-Vestas de 1.65 MW.

El prototipo de la turbina Vestas 1,500 kW, fue puesto en funcionamiento en 1996. El modelo original tenía un diámetro de rotor de 63 metros y un generador de 1,500 kW. La versión más reciente tiene un diámetro de rotor de 68 metros y un generador doble de 1650kW. Que ya comercializa Vestas. La fotografía de la figura 17, muestra la góndola siendo alzada por una grúa. En el fondo a la izquierda se puede ver la turbina de prueba ELSAM de 2 MW (sobre una torre de concreto), y un poco más al fondo la NEG Micon 1500 kW. Y a lo lejos a la izquierda puede visualizarse una turbina Bonus 750 kW (la versión más reciente es de 1 MW).



Figura 17.

7.4.1.3.- Neg Micon 2 MW.

El prototipo de la turbina NEG Micon 2 MW, fue puesto en funcionamiento en agosto de 1999. Posee un rotor de 72 m de diámetro. En este caso (Hagesholm, Dinamarca) está montado sobre una torre de 68 metros (ver figura 18). Al fondo puede verse las cimentaciones para dos máquinas hermanas a ésta. La turbina está pensada para aplicaciones marinas, y pronto estará a la venta.

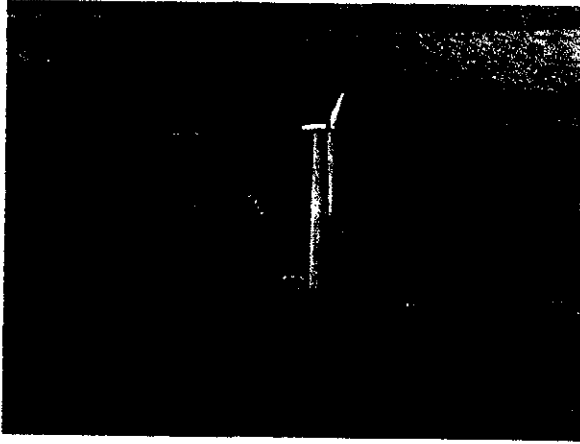


Figura 18.

7.4.1.4.- Eole C.

Eole C, es un turbogenerador de eje vertical Darrieus de 4200 kW, con un diámetro de rotor de 100 metros, en Cap Chat, Quebec, Canadá; esta máquina está en fase experimental y se ha obtenido muy buenos resultados con ella, se espera tener modelos similares en poco tiempo.

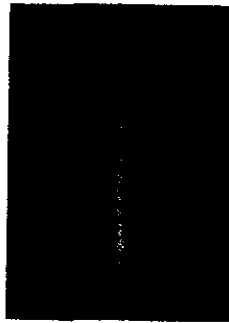


Figura 19.

Investigación y desarrollo en energía eólica

7.4.1.5.- Futuro de las turbinas de gran tamaño

Actualmente, las máquinas de 600 y 750 kW continúan siendo el caballo de carga de la industria eólica, aunque el mercado de los megawatts despegó en 1998, no se han registrado ventas considerables.

Las máquinas del tamaño de megawatts son ideales para las aplicaciones marinas, y para las áreas donde escasea el espacio para emplazarlas, pues una máquina de un megawatt explotará mejor los recursos eólicos locales.

Capítulo 8

Energía eólica y medio ambiente

8.1.- Energía eólica y medio ambiente.

8.1.1.- Introducción.

Las centrales eólicas ofrecen muy importantes ventajas ambientales sobre las centrales eléctricas convencionales, que utilizan carbón, combustóleo, gas natural, o uranio. Las eoloelectricas:

- ✕ No usan combustibles fósiles.
- ✕ No emiten ninguna clase de contaminante atmosférico.
- ✕ No emiten gases que produzcan efecto invernadero o basuras tóxicas.
- ✕ No consumen agua u otros recursos naturales escasos.
- ✕ Cada kilowatt-hora de electricidad, generada por medio de energía eólica en lugar de carbón, evita la emisión de un Kilogramo de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera.
- ✕ Procede indirectamente del sol , que calienta el aire y ocasiona el viento, por lo tanto es renovable.
- ✕ Es inagotable.
- ✕ Es autóctona y universal, existe en todo el mundo.
- ✕ Cada vez es más barata conforme avanza la tecnología.
- ✕ Las instalaciones son fácilmente reversibles. Si se desmantela una central eólica no se deja ninguna huella.

No obstante, las centrales eólicas pueden levantar preocupaciones ambientales en las comunidades. Por ejemplo, éstas generan ruido y pueden ser consideradas por algunas personas visualmente antiestéticas. Estas también pueden perturbar el hábitat natural de la fauna, mas que nada a las aves, que en muchos casos les provoca lesiones o muerte.

Afortunadamente, a pesar de estas preocupaciones, éstos y otros problemas potenciales no son un obstáculo serio para el desarrollo de la industria eólica debido a que es una de las energías mas limpias que existen (ver tabla 1). A través de una investigación consciente, temprana y consultas frecuentes a comunidades afectadas, diseñadores de centrales eólicas pueden identificar y pueden enfocarse a corregir éstos problemas y prevenir dichos problemas en otros nuevos proyectos eólicos. Las agencias gubernamentales, organizaciones ambientales, y otros, necesitan trabajar con

Energía eólica y medio ambiente

los diseñadores en conjunto para diseñar estrategias eficaces que se lleven a cabo para atenuar dichos problemas ambientales.

Tabla 1. Comparación del impacto ambiental de las diferentes formas de producir electricidad (en Toneladas por GW-h producido).

Fuente de Energía	CO ₂	NO ₂	SO ₂	Partículas	CO	Hidrocarburos	Residuos Nucleares	Total
Carbón	1,058.2	2.986	2.971	1.626	0.267	0.102	-	1,066.1
Gas natural (ciclo combinado)	824	0.251	0.336	1.176	-	-	-	825.8
Nuclear	8.6	0.034	0.029	0.003	0.018	0.001	3.641	12.3
Fotovoltaica	5.9	0.008	0.023	0.017	0.003	0.002	-	5.9
Biomasa	-	0.614	0.154	0.512	11.361	0.768	-	7.4
Geotérmica	56.8	-	-	-	-	-	-	56.8
Eólica	0.9	-	-	-	-	-	-	0.9
Solar Térmica	3.6	-	-	-	-	-	-	3.6
Hidráulica	6.6	-	-	-	-	-	-	6.6

Fuente: US Department of Energy, Council for Renewable Energy Education y AEDENAT.

8.1.2.- Problemas ambientales provocados por la utilización de la energía eólica.

8.1.2.1.- Problemas que involucran las comunidades locales.

La construcción y operación de una planta eólica, involucra muchas de las mismas actividades que se realizan en la construcción y operación de una planta convencional, incluso la construcción del camino, efectos visuales, tráfico de camiones, construcción de líneas de la transmisión, etc. Que pueden provocar el malestar de las comunidades que circunvecinan dicha obra.

Las encuestas de opinión en áreas tales como la Unión europea y Estados Unidos, con granjas de viento o centrales eólicas muy grandes (como Dinamarca, Reino Unido y los EU), indican que del 80 al 90% de la población están "generalmente a favor" o "indiferente" a la construcción de centrales eólicas. En un referéndum efectuado en una municipalidad danesa llamada Rejsby Hede, con la

Energía eólica y medio ambiente

mayor granja eólica en el mundo, el 77% de la población favoreció completamente la aplicación de la tecnología eólica para la generación de la electricidad.

Los debates políticos con respecto a la energía eólica, se polarizan muy a menudo. Por un lado, en muchos países el público en general favorece la construcción de centrales con fuentes de energía renovables, como la energía eólica. Por otro lado, a veces la construcción de una granja eólica en una comunidad levanta resistencia local debido a los efectos negativos de ésta, que mas que nada es desinformación que se tiene con respecto a la energía eólica, por que como ya vimos los efectos ambientales son mínimos. Esta preocupación pública está a menudo dirigida sobre los efectos ambientales tales como efectos antiestéticos, impacto en los pájaros y el hábitat de éstos, la emisión de ruido, las sombras que proyectan las turbinas eólicas, etc. Esta oposición es llamada por la industria eólica NIMBY por sus siglas en ingles (Not-In-My-Back-Yard).

En los países industrializados la aceptación pública de la energía eólica es como ya vimos muy grande. La experiencia en los países en vías de desarrollo todavía se limita a potencias muy pequeñas, lo que trae como consecuencia la falta de información sobre esta actividad, pero recientemente en la India y China ha crecido mucho esta industria debido a que están obteniendo producciones muy fiables y un grado alto de aceptación pública muy grande, junto con la participación del sector privado.

8.1.2.2.- Impactos Visuales.

Los turbogeneradores eólicos son estructuras muy visibles. Sus torres tienen una altura por lo general de 30 a 50 metros (100 a 160 pies), no contando las aspas del rotor, que puede ser de hasta 40 metros (130 pies) de diámetro. Además, las turbinas se colocan a menudo en grupos de máquinas, ya sea en colinas, cumbres, valles, etc. Afectando lo estético del paisaje natural, según muchos activistas ambientales.

Si el impacto visual de los turbogeneradores eólicos genera inconformidades, depende en gran parte de la mala localización de ellos, debido a que son colocados cerca de comunidades con un número considerable de habitantes. En áreas agrícolas del medio oeste de los EUA, diseñadores de centrales eólicas, han encontrado relativamente pocos problemas relacionados con la localización de éstas, contrario

Energía eólica y medio ambiente

con lo que sucede en los países europeos, donde los problemas son muy comunes. Esto tiene sentido, considerando que los molinos de viento eran muy comunes en las granjas americanas hasta mediados del siglo 20. Y considerando también, que las centrales eólicas son de gran apoyo para estas comunidades agrícolas, por que éstas se benefician directamente de éste tipo de proyectos, a través de las rentas por uso de suelos, cuotas pagadas por los dueños de la plantas cada año (sólo en EUA) y electrificación de sus propiedades, con tarifas preferenciales.

Para cualquier localización, deben tomarse las medidas adecuadas para reducir el número de quejas y evitar así la cancelación de proyectos, como el ocurrido en el condado Solano en California, EUA; donde se canceló un megaproyecto, debido a que la ubicación estaba junto a un área residencial, y la oposición fue muy grande. Las medidas que se pueden tomar son por ejemplo:

- ✕ Evitar colocar centrales en áreas urbanas ó muy pobladas.
- ✕ Colocar torres tubulares debido a que el efecto que producen es más aceptado que las tipo malla.
- ✕ Tratar de utilizar turbinas con atenuadores de ruido, entre otras.

Se debe de prestar una atención muy cuidadosa a cómo una serie de turbinas de viento se coloca en el paisaje. Una serie bien colocada, da la apariencia de funcionalidad y eficacia (ver figura 1), mientras que una que esta esparcida fortuitamente al azar, da la impresión de falta de funcionalidad y confusión. También se deben de hacer esfuerzos por educar y también informar a las comunidades cercanas a donde se planea ubicar la central, sobre la energía eólica y sus beneficios, debido a que puede ayudar a que disminuya la oposición de las comunidades hacia los proyectos eólicos.

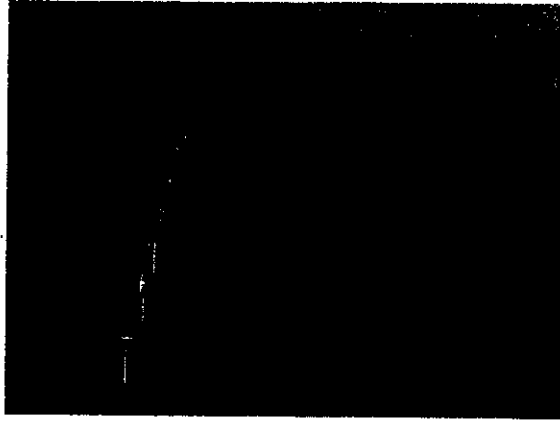


Figura 1

8.1.2.3.- Ruido.

Las emisiones acústicas de los turbogeneradores eólicos están compuestas de dos componentes, un componente mecánico y otro componente aerodinámico, los dos están en función de la velocidad del viento. Las investigaciones demuestran que para la mayoría de las turbinas con diámetros de rotor arriba de 20 m el componente dominante es el mecánico, mientras que para los rotores más grandes el componente aerodinámico es más firme, que el mecánico.

La molestia causada por el ruido de un turbogenerador eólico es una de las limitaciones importantes de estos dispositivos en su ubicación cerca de las áreas habitadas. El nivel de emisión aceptable depende fuertemente de las regulaciones locales. Un ejemplo de regulación estricta es la regulación holandesa para "las áreas de silencio", donde el nivel de emisión máximo es de 40 dB, en zonas residenciales se permite el funcionamiento a velocidades de viento de aproximadamente 5 a 7 $\left[\frac{m}{s}\right]$. A este nivel de velocidad de viento el ruido es más audible. En Europa la norma establece que la distancia típica entre una turbina de viento y la casa más cercana debe ser de 150 a 200 metros.

El progreso significativo e innovación tecnológica de la industria eólica, ha venido reduciendo el ruido de los turbogeneradores eólicos desde que las primeras máquinas se instalaron en los tempranos 1980s. Las máquinas más grandes hoy en día, generan menos ruido que las primeras que se colocaron en los 80's en California

Energía eólica y medio ambiente

(por la unidad de rendimiento de energía), en parte debido a que las velocidades de punta de rotor son más lentas, trayendo como consecuencia una gran atenuación de las emisiones de ruido.

Ningún paisaje está nunca en silencio absoluto. Por ejemplo, las aves y las actividades humanas emiten sonidos y, a velocidades de viento de alrededor de 4-7 m/s y superiores, el ruido del viento en las hojas, arbustos, árboles, mástiles, etc. enmascarará (ahogará) gradualmente cualquier potencial sonido de los turbogeneradores eólicos.

Esto hace que la medición del sonido de los turbogeneradores eólicos de forma precisa sea muy difícil. Generalmente, a velocidades de 8 m/s y superiores llega a ser una cuestión bastante abstracta el discutir las emisiones de sonido de los modernos turbogeneradores eólicos, dado que el ruido de fondo enmascarará completamente cualquier ruido de la turbina.

8.1.2.4.- Emisiones atmosféricas.

Las emisiones atmosféricas indirectas (no provocadas por los turbogeneradores eólicos), son causadas por la operación de la central eólica. Estas emisiones se derivan del combustible que se utiliza para el movimiento de las máquinas que sirven para dar mantenimiento a las turbinas eólicas, por ejemplo: grúas, camiones, etc. Pero en sí las turbinas eólicas no generan gases de ningún tipo.

8.1.2.5.- Impacto en los pájaros.

Los efectos potenciales de los complejos eólicos en la fauna, han llamado la atención en los años recientes. El problema surgió primero a finales de los 80's, en California, cuando fueron encontrados muertos muchas especies de pájaros, entre ellos: las águilas doradas, federalmente protegidas y los halcones rojos, se investigó y se llegó a la conclusión de que las turbinas eólicas y las líneas de transmisión de alto voltaje, eran las que habían provocado estos incidentes. El descubrimiento despertó la oposición en contra de la central eólica de Altamont Pass, de algunos activistas ambientales y despertó la preocupación de la U.S. Fish and Wildlife Service, que es el responsable de aplicar las leyes de protección federales, pero no llegó a más.

Energía eólica y medio ambiente

El impacto de las turbinas eólicas en los pájaros puede ser dividido en:

- ④ Impacto directo que incluye riesgo de colisión.
- ④ Impacto indirecto que incluye efectos causados por el ruido y efectos visuales.

Los impactos indirectos a su vez se dividen en tres categorías:

- ④ Perturbación en la reproducción de los pájaros.
- ④ Perturbación en la estadia y busca de comida de los pájaros en el sitio.
- ④ Perturbación en la migración y trayectorias de los pájaros.

Estudios realizados en Alemania, Países Bajos, Dinamarca y el Reino Unido concluyen, que las turbinas eólicas no son ninguna amenaza sustancial para los pájaros, murciélagos e insectos. La mortalidad de los pájaros debido a las turbinas de viento sólo son un fragmento muy pequeño de la mortalidad total de fondo. El estudio ha estimado que el nivel máximo de colisión de los pájaros con las turbinas de viento es de 6 a 7 pájaros por turbina por año. En Dinamarca con aproximadamente 4300 (1997) turbinas eólicas, mueren de 25,000 a 30,000 pájaros anualmente, debido a la colisión con las turbinas de viento. Como comparación puede mencionarse que mas de un millón de pájaros son matados por causa de el tráfico en Dinamarca anualmente, y que el número total de pájaros que emigra en Dinamarca es 400 - 500 millones anuales, sin disminuir según el estudio en 5 años consecutivos. Se tienen informes aislados de daños y perjuicios significantes de especies específicas, como en la central eólica española de Tarifa cerca del Estrecho de Gibraltar que es una ruta de migración de pájaros muy grande. El problema se causó por circunstancias muy especiales, y parece haber sido resuelto el problema sin la clausura de la central eólica.

8.1.2.6.- Impacto de los turbogeneradores marinos en las aves.

Los Turbogeneradores marinos no tienen un efecto significativo en las aves acuáticas. Esta es la conclusión global que se obtiene de un estudio de la vida de las aves marinas realizado en el parque eólico marino danés de Tunø Knob.

Energía eólica y medio ambiente

El parque eólico marino ha sido situado en esa área en particular debido a la sustanciosa población de eiders comunes (*Somateria mollissima*, ver figura 2) y la pequeña población de negrones comunes (*Melanitta nigra*). En Tunø Knøb más del 90 por ciento de las aves son eiders, y alrededor del 40 por ciento de la población del Atlántico Norte invernan en la parte danesa del Kattegat donde se encuentra esta área.



Figura 2.

Los estudios fueron dirigidos por el Instituto Nacional de Investigación Medioambiental de Kalø (Dinamarca). El estudio minucioso consta tanto de vigilancia aérea, conteos de aves desde las torres de observación y observación de la distribución espacial de aves en el emplazamiento marino, como de un control similar del emplazamiento en la misma región.

En el periodo de tres años unos ocho experimentos han sido llevados a cabo. El experimento central fue el estudio llamado "before&SHY; after&SHY; control-impact". Desde una torre situada a un kilómetro de las turbinas y desde aeroplanos, los científicos trazaron el mapa de la población de eiders del invierno anterior al montaje de las turbinas y de los dos inviernos posteriores al montaje de éstas.

Durante el periodo de tres años la población de eiders disminuyó en un 75 por ciento y el número de negrones comunes disminuyó en más de un 90 por ciento. Pero lo más interesante es que la población de aves acuáticas disminuyó en todos los bancos de arena de Tunø Knøb, y no sólo alrededor de las turbinas. Esto indica que otros factores, además de las turbinas, deben tenerse en cuenta. Al mismo tiempo el área fue vigilada por buzos en repetidas ocasiones con el fin de determinar las variaciones en la población de mejillones azules (*Mytilus edulis*), de los que se alimentan las aves.

La cantidad de mejillones azules mostró también una enorme variación natural durante los tres años. Especialmente la población de los mejillones más pequeños, que

Energía eólica y medio ambiente

son el sustento preferido por los eiders, cayó de forma significativa durante este periodo. Teniendo en mente estos descubrimientos, el grupo de científicos concluyó que los cambios en el tamaño y en la composición de la población de mejillones azules podían explicar la variación en el número de eiders antes y después de la construcción del parque eólico.

Se realizaron experimentos controlados de paro de las turbinas durante un cierto periodo de tiempo. En otro experimento se utilizaron reclamos para atraer a los eiders, que son unas aves muy sociales.

El resultado del experimento utilizando grupos de reclamos a diferentes distancias del parque eólico mostró que los eiders son reacios a pasar a una distancia de las turbinas inferior a 100 metros.

El experimento de arranque-parada mostró que no hay ningún efecto detectable de los rotores que están girando sobre la cantidad de eiders en el área. De hecho los eiders (al igual que las personas) aparentemente prefieren las turbinas que giran (aunque ese resultado era claramente insignificante).

La conclusión global de los dos experimentos finales fue que, por un lado, los eiders se mantienen a una distancia segura de las turbinas y, por otro lado, los rotores que giran no los ahuyentan de sus áreas de forrajeo. Del mismo modo, los eiders muestran un comportamiento de aterrizaje normal hasta una distancia de 100 metros de las turbinas. El predominio de eiders en las zonas de alrededor de las turbinas puede justificarse completamente por la abundancia relativa del alimento.

8.1.2.7.- Interferencia con los sistemas de comunicación electromagnéticos.

Las turbinas de viento en algunas áreas pueden reflejar las ondas electromagnéticas, que son esparcidas y difractadas. Esto significa que las turbinas de viento pueden interferir con los sistemas de telecomunicación. Una investigación realizada por la compañía británica BBC, dió como resultado, que la interferencia de las turbinas de viento con los sistemas de comunicación electromagnéticos no es ningún problema significativo.

Energía eólica y medio ambiente

8.1.2.8.- Erosión de la tierra.

Algunos proyectos eólicos se dice que han provocado erosión de la tierra en lugares con características muy particulares, donde no existe vegetación alguna y donde el suelo está constituido mayoritariamente por tierra suelta. En estudios realizados en Tehachapi Pass en California, se ha estudiado éste problema; en este lugar se observan hoyos profundos creados por la fuerza de el viento que según ambientalistas es provocado por los turbogeneradores eólicos, pero se ha demostrado que estas características topográficas son características del sitio y son debidas a éstos vientos fuertes que ahí se desarrollan, más que a las perturbaciones que realizan los turbogeneradores eólicos en el viento, por ejemplo el efecto estela.

8.1.2.9.- Sombra proyectada por los turbogeneradores eólicos.

Los turbogeneradores eólicos, al igual que el resto de estructuras altas, proyectan una sombra en las áreas vecinas cuando el sol esté visible (ver figura 3). Si se vive cerca de un turbogenerador eólico, es posible que se vea molesto si las aspas del rotor cortan la luz solar, causando un efecto de parpadeo cuando el rotor está en movimiento.

Sin embargo, una planificación cuidadosa y la utilización de un buen programa para planificar el emplazamiento de un turbogenerador eólico puede ayudar a resolver ese problema. Si conoce la zona donde el efecto potencial de parpadeo va a tener determinado tamaño, será capaz de situar las turbinas de forma que evite cualquier molestia importante para los vecinos.

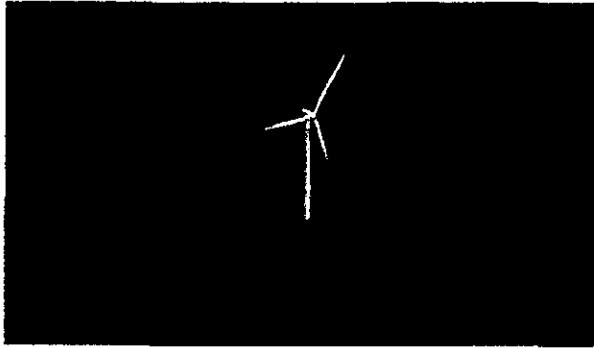


Figura 3.

La proyección de la sombra no está en general regulada explícitamente por las autoridades de planificación. Sin embargo, en Alemania a habido un caso judicial en el cual el juez permitió 30 horas de parpadeo real por año en una propiedad de vecinos en particular. Parece ser que durante las 30 horas sólo se incluye el parpadeo que ocurre cuando la propiedad está siendo realmente utilizada por personas (que están despiertas).

Afortunadamente, parece ser que somos capaces de predecir con bastante exactitud la probabilidad de cuándo y durante cuánto tiempo puede haber un efecto de parpadeo. No podemos saber por adelantado si habrá viento o cuál será la dirección del mismo, aunque utilizando astronomía y trigonometría podemos calcular bien un escenario probable o un "caso más desfavorable", es decir, una situación donde siempre hay insolación cuando el viento está todo el tiempo soplando y el rotor de la turbina sigue exactamente al sol orientando la turbina exactamente como se mueve el sol.

Capítulo 9

Conclusiones

9.1.- Conclusiones.

En la actualidad, se realizan actividades encaminadas al aprovechamiento de la energía eólica en muchos países del mundo. Estas actividades cubren una gran diversidad de campos como la investigación, desarrollo tecnológico, prospección eólica, demostración de equipos, fabricación de turbogeneradores, desarrollo de una estructura industrial y comercial, formulación de planes gubernamentales, establecimiento de incentivos fiscales, formación de asociaciones nacionales, la realización de congresos, y la publicación de literatura especializada, entre otros. Este tipo de actividades muestra de una manera global la importancia que ha cobrado la energía eólica dentro del contexto energético mundial, durante los últimos años.

La industria eólica moderna, cuya formación se inició hace algunos años, está creciendo rápidamente. Lo más relevante ha sido el gran proceso de industrialización en la fabricación de turbogeneradores eólicos, al parecer muy cercano a entrar a franca etapa de producción a gran escala. Actualmente, hay más de un centenar de fabricantes en todo el mundo y se espera que esta cifra siga creciendo aceleradamente en los próximos años.

En particular, se puede aceptar que los pequeños turbogeneradores eólicos utilizados en las granjas eólicas o interconectados a la red, han alcanzado madurez tecnológica y mostrado competitividad económica con respecto a las fuentes de generación eléctrica convencionales.

Los desarrollos recientes confirman que la energía eólica podrá cubrir en el futuro una porción significativa del consumo mundial de energía y que su uso en millones de aprovechamientos dispersos y autónomos podrá significar una contribución importante al desarrollo socioeconómico de las áreas rurales, en particular en los países en vías de desarrollo, como México.

En lo que respecta a nuestro país, aunque ya hay algunos fabricantes de aeromáquinas y se trabaja en el aprovechamiento de la energía eólica en algunos centros de investigación, las actividades que se realizan no guardan proporción con la importancia que la utilización de la energía del viento está adquiriendo nivel mundial.

En materia de investigación y desarrollo tecnológico, la existencia de la mayoría de los grupos que trabajan sobre este tema en el país, con excepción del

Conclusiones

integrado en el Instituto de Investigaciones Eléctricas, ha sido breve, sin lograr mayor consolidación.

El grupo del IIE ha contado con buen respaldo institucional y tiene un programa de investigación muy bien integrado. Ha mantenido una actividad constante y fecunda durante los últimos años. Sin embargo pareciera que ha llegado a una etapa en la que debería ampliar su acción para mantener el alto nivel de eficiencia con que ha desempeñado sus actividades hasta el presente, sino se rezagará.

El propio IIE, y algunas instituciones educativas, se han intentado formar recursos humanos a nivel de posgrado para laboren en el desarrollo de la tecnología eólica en México. Estos esfuerzos han resultado infructuosos, debido a la falta de perspectivas de trabajo que existe hasta la fecha en este campo.

En general, se observa que en México existe la infraestructura industrial necesaria para la fabricación de turbogeneradores, pero falta invertir en este ramo.

La coyuntura para establecer en la zona fronteriza fábricas de turbogeneradores conjuntamente con las empresas europeas que están concurriendo al mercado en asenso de los Estados Unidos de América parece ser muy favorable. Lo anterior permitiría a México producir con materiales nacionales gran parte de las máquinas, crear empleos, obtener divisas y tener acceso a la tecnología de punta.

En varias universidades del país, existen laboratorios con la infraestructura necesaria para llevar a cabo experimentos con máquinas de viento, y en general los numerosos egresados de las carreras de Ingeniería Mecánica y Eléctrica tienen la formación de base necesaria para capacitarse en la tecnología para el aprovechamiento de la energía del viento, campo que además ofrece también una nueva esfera de acción a los egresados de las carreras de ciencias de la atmósfera y aeronáutica.

A fin de determinar la factibilidad real de utilización del viento como fuente de energía importante para el país, es necesario contar cuanto antes con una evaluación y caracterización completa del potencial eólico disponible en la República Mexicana. Esta evaluación es necesaria dado que a los fabricantes les permitiría estimar mejor la potencialidad del mercado, y a los organismos del gobierno determinar las posibilidades que ofrecen los recursos eólicos del país y definir las medidas de apoyo convenientes para su utilización a mediano y largo plazos, que han sido nulas hasta hoy comparadas con otros países.

Conclusiones

De acuerdo con el criterio de los investigadores que trabajan en la utilización de la energía del viento, los usos de ésta que tienen perspectivas favorables en México son: El bombeo de agua, la electrificación de pequeñas comunidades aisladas (donde resulta demasiado costoso llevar la energía eléctrica de la red convencional), el suministro de energía para el desarrollo de agroindustrias, la producción de hielo en zonas pesqueras localizadas en sitios remotos donde uno de los principales obstáculos para la explotación de la riqueza marina es la falta de este insumo para la conservación de los productos, y finalmente, la satisfacción de demandas pequeñas de energía en faros, centrales de radiotelecomunicación, escuelas, hospitales y otros centros de interés social localizados en regiones lejanas.

Para la definición más precisa de estas perspectivas y su eventual cristalización es necesario que tanto las instituciones del sector público como las universidades, brinden un apoyo más decidido a los esfuerzos que actualmente se hacen con relación al aprovechamiento de la energía eólica en México. Esperando que esta tesis contribuya con éste objetivo.

Bibliografía

Bibliografía.

1. Fernandez, M., Saldaña R., "Antecedentes Históricos de la Utilización del Viento", Revista Solar (ANES), Número 15, 1988.
2. Caldera, E., Saldaña, R., Borja, M.A., Parkman, P., Borja, R.E., "Evaluación Preliminar del Potencial Eólico en la zona de la Ventosa, Oaxaca", Memorias de la X Reunión Nacional de Energía Solar (ANES), Guanajuato, 1986.
3. Flores, S., Saldaña, R., Parkman, P., "Desarrollo de un proyecto sobre prospección eólica en el Estado de Hidalgo", XI Reunión Nacional de Energía Solar (ANES), 1987.
4. Kovarick, T., Pipher, H., Hurst, V., "Wind Energy", Domus Book, 1988.
5. "Estimación Preliminar del Mercado de Aerogeneradores Integrados al sistema Eléctrico Nacional", Departamento de Fuentes No Convencionales del IIE, informe IIE /10/14/2069/109/F, Diciembre de 1987.
6. "El aprovechamiento de la energía eólica y el IIE" Boletín del IIE, Vol. 4, Número 8 y 9, Septiembre de 1980.
7. Ernst, B., Wan, Y., Kirby, B. (1999). "Short-Term Power Fluctuation Wind Turbines: Looking at Data From the German 250 MW Measurement Program from the Ancillary Services Viewpoint." *Windpower '99 Proceedings; June 20-23, 1999; Burlington, Vermont. Washington, DC: American Wind Energy Association.*
8. Alonso, A., Rodríguez, L., "Diagnóstico y pronóstico de energía solar, eólica y biomasa", Instituto de Ingeniería, UNAM-CONACYT, Tomo II, 1982.
9. "Las fuentes de energía nuevas y renovables en el mundo", Participación de la dirección de fuentes alternativas de energía (SEMIP), En el evento la energía en México y el Mundo. 1983.
10. Milligan, M. (1997). "Wind Plant Capacity Variations: A Comparison of Results Using Multiyear Actual and Simulated Wind-Speed Data." *Windpower '97 Proceedings; June 15-18, 1997; Austin, Texas. NREL/TP-440-23096. Washington, DC: American Wind Energy Association.*

11. Milligan, M. and Artig, R. (1998). "Optimal Site Selection and Sizing of Distributed Utility-Scale Wind Power Plants." *International Association for Energy Economics Annual International Conference; May 13-16, 1998; Quebec, Canada.* NREL/TP-500-24312. Cleveland, OH: International Association for Energy Economics.
12. Milligan, M. and Parsons, B. (1997). "A Comparison and Case Study of Capacity Credit Algorithms for Intermittent Generators." Presented at Solar '97, Washington, DC, April 27-30, 1997. NREL/CP-440-22591. Boulder, Colorado: American Solar Energy Society.
13. Smith, G.J., "Productive Uses of Wind Power, Ice Making Project Identification, Honduras, July 1994-July 1995," National Rural Electric Cooperative Association.
14. Borja, M.A., Borga R.E., Descripción de un aerogenerador moderno, Revista Solar (ANES), Número 15, 1988.
15. Borja, M.A., Borga R.E., Saldaña, R., "Estado de Avance de la Energía Eólica", Revista Solar (ANES), Número 15, 1988.
16. Davis, H.C., "Wind-Electric Ice Making for Developing World Villages," M.S. Thesis, Dept. of Civil Engineering, University of Colorado - Boulder, 1994.
17. Baring-Gould, E.I., Green, H.J., and van Dijk, V.A.P., "Hybrid2 - The Hybrid Power System Simulation Model," Proceedings of Windpower '96, Denver, Colorado, American Wind Energy Association, 1996.
18. United States Department of Energy, Small Business Innovation Research (SBIR), Program Solicitation for 1998, <http://sbir.er.doe.gov/sbir98sol/main.htm>, Topic 33.
19. "Aerogeneración de Energía", Serie de Documentos OLADE, Número 23, Quito, Ecuador, 1981.
20. "Requerimientos Futuros de Fuentes no Convencionales de Energía en Latinoamérica", Estudio Elaborado por la Fundación Bariloche (Argentina), para PNUD y OLADE, 1979.