

T-78

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA



METODO DE EVALUACION ECONOMICA PARA
CONVERTIDORES EOLICO-ELECTRICOS

T B S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A

INES HUERTA MORALES

*Res.
78*

México, D. F.

1979



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.

INDICE

		Página
1	INTRODUCCION	1
1.1	Importancia de la energía eólica como recurso renovable	1
1.2	Usos generales de energía eólica	2
1.3	Objetivo de la tesis	2
2	ANTECEDENTES HISTORICOS DEL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA EOLICA	3
2.1	Mecanismos usados para la utilización de la energía eólica	3
2.2	El aerogenerador Smith-Putnam	12
3	GEOFISICA DEL VIENTO	17
3.1	Efectos globales	17
3.1.1	Velocidades de viento en la atmósfera	18
3.2	Efectos locales	21
3.2.1	El efecto de la altitud	22
3.2.2	Fricción de arrastre y gradiente de temperatura	23
3.2.3	Los túneles de viento	24
3.2.4	Medición de la velocidad del viento	25
3.3	Eolicidad en la República Mexicana	26
4	COMPONENTES DE LAS DISTINTAS MAQUINAS CONVERSoras DE ENERGIA EOLICA	31
4.1	Extracción de la energía eólica	31

4.2	La transferencia de potencia con base en la eficiencia teórica de los molinos de viento	33
4.3	Clasificación de las máquinas utilizadas para extracción y conversión de la energía eólica	42
4.4	Las partes mecánicas. El rotor, las hojas o aspas y la transmisión de potencia	49
4.4.1	Configuración del centro	51
4.4.2	Características de las hojas y velocidad rotacional	52
4.4.3	Transmisión de potencia	54
4.5	Mecanismos de control	56
4.5.1	Hacia una velocidad constante	56
4.5.2	Controladores usados en máquinas convertidoras de energía eólica de velocidad variable	58
4.6	Sistemas de conversión energía eólica-energía eléctrica	59
4.7	La estructura de soporte	64
4.7.1	Altura y forma de la torre	65
4.8	Eficiencia de las máquinas convertidoras de energía eólica	68
4.9	Sistemas de almacenamiento de energía	71
4.9.1	Baterías	74
4.9.2	Almacenamiento de hidrógeno	77
4.9.3	Aire comprimido	77
4.9.4	Almacenamiento térmico	78
4.9.5	Almacenamiento de energía potencia hidráulica	79

4.9.6	Almacenamiento de energía cinética de rotación	80
4.10	Aplicación de las máquinas convertoras de energía eólica con base en su capacidad instalada	83
5	MODELO MATEMATICO PARA ANALIZAR LA FACTIBILIDAD ECONOMICA DE PRODUCIR ENERGIA ELECTRICA UTILIZANDO LA ENERGIA EOLICA	88
5.1	Cantidad de energía eólica que puede ser extraída del viento	88
5.2	Descripción del modelo	92
5.2.1	Características generales y distribución del viento	93
5.2.2	Regímenes de viento diarios	93
5.2.3	Regímenes de viento mensuales	94
5.2.4	Regímenes de viento anuales	95
5.2.5	Potencia obtenible del viento mediante curvas	96
5.2.5.1	Curvas de duración de velocidades y potencia-duración	96
5.2.5.2	Curvas de frecuencia de velocidades	97
5.2.6	La ley del cubo o Potencia en el viento	98
5.2.7	Potencia de salida de una máquina convertora de energía eólica	99
5.2.8	Potencia neta producida por una máquina convertora de energía eólica	99
5.2.9	Eficiencia global de la máquina convertora de energía eólica	100

5.2.10	Producción anual de potencia	100
5.2.11	Potencia nominal	101
5.2.12	Salida específica de potencia	101
5.2.13	Análisis económico	101
5.3	Aplicación	106
5.3.1	Elección del sitio	106
6	EQUIPO COMERCIAL PARA UTILIZAR LA ENERGIA EOLICA	133
6.1	Clasificación de los equipos	133
7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	139
8	REFERENCIAS	142

LISTA DE FIGURAS

Figura No.		Página
1	Molinos de viento antiguos	7
2	Aerogenerador Smith-Putnam	13
3	Mapa de isolfneas de Potencia obtenible media anual en la República Mexicana	30
4	Diagrama esquemático de la extracción de la energía eólica por el rotor de un molino de viento	37
5	Disminución de la velocidad del viento cuando atraviesa el disco de un molino de viento	37
6	Diagrama del flujo de viento para un rotor tipo Turbina	47
7	Velocidades de viento en un elemento de una hoja	47
8	Características de potencia para diferentes tipos de rotores	69
9	Curva de distribución del viento para Chihuahua	111
10	Curva de duración de velocidades	114
11	Curva Potencia-Duración	116
12	Curva frecuencia-velocidad	118
13	Curvas Producción anual de energía-Velocidad del viento	128
14	Curvas de costos de la energía eólica	132

1 INTRODUCCION

1.1 Importancia de la energía eólica como recurso renovable

La energía que necesita la humanidad es suministrada principalmente por los combustibles fósiles. Las reservas naturales de estos combustibles se están agotando rápidamente por el consumo acelerado que se ha hecho de ellos. Esto y el embargo petrolero de 1973, que condujo a un aumento en el precio del petróleo, han afectado seriamente la economía mundial; a esto se le ha llamado "crisis energética". Sumado a esto han surgido problemas químicos y de contaminación por la combustión de estos combustibles. Todo esto ha obligado a la búsqueda de nuevas fuentes energéticas que sean factibles de ser utilizadas a corto y largo plazo. Entre las alternativas que han sido consideradas se encuentra la energía nuclear de la cual se ignoran todavía muchas cosas, por ejemplo; sus costos de generación, cantidad y duración de las reservas de uranio, puesto que es un recurso no renovable, disponibilidad, etc. Lo que sí se sabe es que existen peligros asociados con su uso como la contaminación térmica y la radioactividad. Es por esto que varios países han renovado su interés en el uso de la energía eólica que es una fuente energética limpia, puesto que no produce contaminación, inagotable, prácticamente de uso inmediato y sus costos parecen ser razonables considerando el avance de la técnica.

1.2 Usos generales de la energía eólica

Entre las aplicaciones potenciales de la energía eólica se encuentran las siguientes:

- Bombeo de volúmenes pequeños y grandes de agua para uso humano, pecuario y agrícola en el medio rural. Esto puede hacerse por medio de bombas convencionales operadas mediante la energía eléctrica generada con máquinas convertoras de energía eólica.
- Alimentación de pequeñas cargas de alumbrado o comunicaciones en lugares aislados.
- Como fuente de energía suplementaria a un sistema eléctrico centralizado.

1.3 Objetivo de la tesis

El propósito de este escrito es desarrollar un método que permita la toma de decisiones en los procesos de selección, conexión y operación de los aerogeneradores o máquinas convertoras de energía eólica. Para ello se hace primero una revisión histórica de los desarrollos eólicos en este campo en los últimos años, segundo un planteamiento de la geofísica del viento, tercero una descripción técnica de las máquinas convertoras de energía eólica, cuarto un análisis de la factibilidad económica de generar energía eléctrica por medio del viento, para lo cual se desarrolla y prueba un modelo matemático, y por último una descripción de las características técnicas de los aerogeneradores disponibles en el mercado y sus fabricantes.

2 ANTECEDENTES HISTORICOS DEL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA EOLICA

2.1 Mécanismos usados para la utilización de la energía eólica

Los primeros mecanismos que utilizaron la energía eólica se derivaron del molino de flecha vertical, que basaba su movimiento en la rotación. La flecha vertical era movida por hombres o bestias, por medio de una larga viga horizontal, empujada o jalada siguiendo una trayectoria circular. El mismo efecto sobre una flecha horizontal era logrado al "caminar" sobre las paletas de una rueda vertical. Mediante la adición de velas y paletas primitivas a las ruedas, la transición a viento como fuerza motriz se efectuó sin mayores cambios (1). Los mecanismos resultantes fueron llamados molinos de viento.

Se desconoce al creador del molino de viento. Las referencias más antiguas datan del siglo XVII A. C. con el emperador Hammurabi de Babilonia planeando usar los molinos de viento para sus ambiciosos proyectos de irrigación, y del siglo III A.C. con Hero de Alejandría que describe un molino de viento simple, el cual tenía un eje horizontal y cuatro aspas, y era usado para soplar un órgano (2).

El surgimiento de los molinos de viento en Persia, aparentemente, tuvo su origen con un esclavo de Medina, experto en la construcción de molinos de viento. El esclavo usó su habilidad para pagar un impuesto en plata exigido por el califa Omar. En los siglos VII y X D.C., en 644 y 915, ya se encontraban en Persia molinos de viento de eje vertical. Estos molinos de

viento eran usados para bombear agua; estaban formados por varias aspas que giraban sobre un eje vertical dentro de una estructura cuadrada, permitiendo la circulación del viento a través de aberturas diagonalmente opuestas a las paredes de la misma (14).

Este principio fue llevado al Este por los prisioneros de Genhis Khan, encontrándose molinos de viento de eje vertical con velas tejidas en varias regiones de China donde eran usados principalmente para irrigación (ver fig 1-a) (1).

Los primeros molinos de viento montados sobre un eje horizontal surgieron durante el siglo XII (3). Parecen ser un invento del Norte Gótico. Al finalizar el siglo se encontraban ya extendidos en todo el Norte de Europa. En el Sur se adoptó su uso estableciéndose primero en Italia a principios del siglo XIV. Los cruzados alemanes introdujeron este molino de viento al Asia Menor, y es probable que por la misma época hicieran su aparición en las Islas del Mediterráneo (1). A finales del siglo XV fueron construidos en Europa varios molinos de este tipo para moler grano y bombear agua (13).

En el siglo XVII Holanda habfa llegado a ser la nación más industrializada del mundo por el gran uso de la potencia del viento en barcos y molinos de viento (3). La potencia total instalada se estimó entre 50 y 100 MW, con un tiempo máximo de operación de 2000 horas por año. La producción de potencia mecánica estuvo entre 50 y 100 Kwh per cápita (4).

Durante el siglo XVIII se desarrollaron varios diseños de molinos de viento

de eje horizontal. Los primeros diseños fueron usados también para moler grano y bombear agua. Los diseños posteriores fueron construidos para aserrar vigas de madera, extraer el aceite de las semillas y fabricar papel. Un ejemplo de los primeros es el molino de viento Alemán de aspas planas. El molino de viento tenfa de 8 a 12 aspas montadas sobre un eje que era inclinado en ángulos de 5° a 15° arriba de la horizontal. Las as pas fueron construídas con lona. Esta lona estaba extendida sobre un ar mazón de madera. Posteriormente los molinos de viento se caracterizaron por tener de 4 a 6 brazos que soportaban grandes aspas rectangulares cons truídas ya sea con lona o varillas delgadas de madera. Los brazos medfan frecuentemente 30 y 40 pies de longitud; las aspas tenfan de 5 a 6 pies de ancho y de 80 a 85 por ciento la longitud de los brazos.

Durante ese mismo siglo se construyeron y operaron muchos molinos de viento en Dinamarca, Inglaterra, Alemania y Holanda. Se estimó que en 1750 habfa en operación en Holanda entre 600 y 800 molinos de viento. Los mo linos de viento fueron usados en el norte de Alemania por varios siglos.

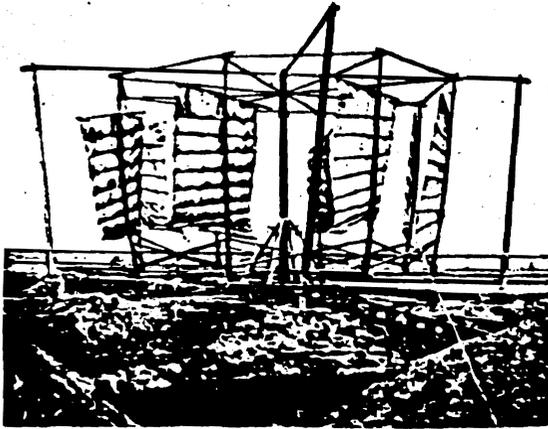
En 1854 Daniel Halladay inicia en Estados Unidos el uso de la energfa eóli ca introduciendo el molino de viento americano o de aspas múltiples, llama do así porque tenfa de 16 a 32 aspas; era usado para bombeo de agua en áreas rurales. El molino de viento fue hecho con pequeñas aspas de acero colocadas radialmente para producir una configuración de rueda. Estos mo linos de viento incorporaron gobernadores automáticos de veleta de cola pa ra controlar los ondeamientos. El par del molino de viento fue producido

montando las aspas descentradas con respecto al eje vertical de ondeamiento (3) (ver fig 1-b).

Entre 1880 y la Segunda Guerra Mundial se instalaron aproximadamente 6 millones de pequeños aerogeneradores y aerobombas en Estados Unidos, de los cuales siguen en operación unos 100,000(1).

El molino de viento clásico, de 4 aspas, empleado para generar energía eléctrica fue desarrollado en Dinamarca por LaCour en 1890. El molino de viento experimental involucró la primera aplicación del par producido por el viento para generar energía eléctrica. Las aspas fueron construidas con madera en forma de persiana, su ángulo podía ser controlado de tal forma que se adaptaba a los cambios continuos en la dirección del viento. El molino original de LaCour tenía un rotor con diámetro de 75 pies, aspas de 8.25 pies de ancho y dos generadores de 9 kwe de potencia. Por estas mismas fechas, en 1895, los molinos de viento usados en Alemania se estimaron en 18000 (4). En la fig 1-c se muestra el molino de viento clásico, o de cuatro aspas.

En Europa, el desarrollo tecnológico para producir electricidad mediante la energía eólica empezó a surgir a principios del siglo XX. Se desarrollaron dos diseños diferentes de molinos de viento de eje vertical. Uno de ellos es el conocido como el rotor Savonius. Este rotor se forma cortando un cilindro en dos superficies semicilíndricas, moviendo éstas hacia un lado a lo largo del plano de corte para formar un rotor con una sección transversal en forma de letra "S", situando una flecha en el cen



(a)



(b)



(c)

Fig. 1 Molinos de viento antiguos; a) molino chino de viento de eje vertical, b) molino de viento multiaspas, c) molino de viento clásico o de cuatro aspas.

tro del rotor para unir las dos superficies y cerrando la superficie de los extremos con placas de terminación circular (3). De esta forma el viento puede pasar entre ellas, o sea que además de la presión ejercida sobre la superficie cóncava de la mitad enfrentada al viento, hay una presión adicional o ayuda de rotación en la parte de atrás de la otra mitad del rotor, lo que mejora el par. Estos rotores fueron construidos en tamaño pequeño y usados para ventiladores (2). El otro diseño fue inventado por G.J.M. Darrieus de Francia. Este molino de viento está formado por dos hojas de forma aerodinámica con uno de sus extremos montado sobre el extremo inferior de una flecha vertical y el otro sobre el extremo superior de la misma flecha. La configuración resultante es cercana a una forma circular, con las hojas describiendo una circunferencia y la flecha describiendo un diámetro vertical (3). Esta forma fue un intento para reducir los esfuerzos flexionantes en las hojas. Este diseño fue desarrollado hasta principios de 1970 por South y Rangi del National Research Council del Canadá (5). La operación de ambos rotores, Savonius y Darrieus, es independiente de la dirección del viento.

Los molinos de viento usados en Alemania en 1907 bajaron hasta 11,400 en 1914 y entre 4,000 y 5,000 en 1933. En contraste con esto según desarrollándose la tecnología para usar más efectivamente la energía eólica. De 1931 a 1957 en varias partes del mundo fueron instaladas plantas generadoras de energía eléctrica manejadas con viento que recibían el nombre de plantas Jacobs, debido a que fue esta firma la que las construyó. Estas plantas utilizaban el concepto de la propela de barco. Estaban constituidas por tres aspas tipo propela, la velocidad era controlada por un

governador centrífugo, su capacidad estaba entre los 2500 y 3000 watts y el diámetro del rotor era de 15 pies. El generador estaba situado sobre una torre de acero y pesaba 400 libras, la torre medía 50 pies. El sistema de almacenamiento fue hecho con baterías plomo-ácido(6).

Un diseño que llegó a ser popular a finales de la primera Guerra Mundial fue el llamado turbina de viento. El diseño era básicamente del tipo propela, con aspas delgadas cuya sección se iba reduciendo hasta terminar en punta. La turbina de viento más grande, de este tipo, de 200 kw de capacidad tiene tres aspas tipo propela de 12 m de largo y está montada sobre una torre de 25 m. Esta aeroturbina empezó a operar desde 1957 cerca de Gedser, Dinamarca (3).

En 1958 la Corporación Aerowatt construyó un aerogenerador de 800 kVA en Nogent Le Roi Francia. El rotor tenía tres aspas tipo propela, cada aspa estaba curvada y la graduación era ajustable. El diámetro del rotor era de 31 m, la velocidad del viento en la que empezaba a operar de 7 m/s, la velocidad nominal del viento 22 m/s y la velocidad nominal de rotación 47 r.p.m. El generador era síncrono y manejado por el rotor a través de la caja de velocidades. El centro era soportado por una torre vertical empivotada que tenía la longitud de una hoja. El pivote descansaba sobre la base de un pedestal de tres patas a una altura de 33 m. Todo el sistema podía ser inclinado cerca de un eje horizontal. El primer rotor de la máquina duró 18 meses sin ningún problema y el generador fue conectado varias veces a la red de distribución. Algunas veces la potencia entregada alcanzó 1.2 Mw. Posteriormente para mejorar las características de la

máquina, el rotor, que era rígido, fue reemplazado por uno flexible, pero después de colocarlo y empezar a funcionar normalmente, una de las aspas se rompió y el centro fue destruido por el desequilibrio del par, esto dió fin a su funcionamiento.

En el mismo año que había dejado de funcionar el aerogenerador anterior, 1960, la División de Potencia del Viento del Laboratorio Aeronáutico Nacional en Bangalore, India, desarrollaba, probaba y fabricaba 200 molinos de viento de 12 aspas del tipo ventilador. Estas unidades fueron usadas para bombear agua (11).

A continuación se muestran algunos de los aerogeneradores antiguos de mayor capacidad (6).

1. Aeroturbina rusa; c.d., 100 Kw, 30 m de diámetro. Yalta, Mar negro, 1931
2. Plantas ventimotoras GMBH; 8 m de diámetro, 10 Kw c.d. y 18 Kw c.a.
Weimar, 1942
3. Neyrpic; 130 Kw, 21 m de diámetro. Francia
4. Nogent LeRoi; 800 KVA, 31 m de diámetro. Francia, 1958-1960
5. Aerogenerador Enfield-Andreau; 100 Kw, 24 m de diámetro. St. Albans, 1953
6. Planta J. Juul; 200 Kw, 24 m de diámetro. Gedser, Dinamarca
7. Aeroturbina John Brown; 100 Kw, 15 m de diámetro. Orkney, Inglaterra
8. Hutter-Allgaier; 10 Kw, 10 m de diámetro. Alemania del Oeste, 1950-1960
9. Hutter-Allgaier; 100 Kw, 35 m de diámetro. Alemania del Oeste, 1961-1966

A manera de resumen en la tabla número 1 se muestran los aerogeneradores que fueron construidos después de la Segunda Guerra Mundial. La tabla in-

cluye el país donde fueron construidos, así como sus características principales de diseño y el tiempo, años, que duraron funcionando (1).

TABLA # 1

Aerogenerador	Lugar	Fecha	Pot. Nom kw	Vel. Nom km/hr	Diam. Rotor m	Num. Aspas	R.P.M.
Balaclava	U.R.S.S.	1931-41	100	40	30	3	30
Smith-Putnam	Granpa's Knob Vermont, E.U.	1941-45	1250	51	53	2	29
F.L.Smidth (12 unidades)	Dinamarca	1941-50	60	35	17	2	Variable
F.L.Smidth (6 unidades)	Dinamarca	1943-50	70	30	24	3	Variable
John Brown	Orkney Gran Bretaña	1950's	100	56	15	3	130
Aerowatt	Francia	1957-65	800	72	32		47
Gedser	Dinamarca	1957-67	200	53	24	3	30
Isla del hombre	Gran Bretaña	1958	100	66	15	3	75
Neyrpic	Francia	1960-63	132	45	21	3	
Neyrpic	Francia	1963-64	1000	61	35	3	
NASA/ERDA	Sandusky, Ohio E.U	1975	100	29	38	2	40

2.2 El aerogenerador Smith Putnam

En 1940 el desarrollo del aeroplano revive el interés por la energía eólica y es puesto en marcha el proyecto para desarrollar un generador manejado con viento de mayor capacidad que los que le habían antecedido (Fig.2)

El experimento fue ideado por Palmer Putnam, quien en 1934 quería un generador eléctrico manejado con viento para reducir el costo de la electricidad de sus propiedades. Descubrió que los aerogeneradores comerciales no servían para sus propósitos ya que eran fabricados en capacidades pequeñas, así que hizo estudios sobre los experimentos de viento a gran escala. Los trabajos que le parecieron relevantes eran el Alemán, Ruso y Francés, y fueron estudiados con mayor detalle.

En 1940 después de estudiar 50 cimas probables para colocar generadores manejados con viento, se escogió un monte que tenía 60.96 m de altura, abajo de la altitud en la que pesadas nevadas pudieran haber dañado el equipo. El monte fue bautizado como Granpa's knob y se localizaba cerca de Vermont. En el diseño del molino de viento intervino Vanner Var Bush, Director de la OSRD (ahora ERDA) que se había encargado de la coordinación para desarrollar la bomba atómica y un radar táctico durante la Segunda Guerra Mundial. Thomas S. Knight Vicepresidente de la G.E. en Nueva Inglaterra fue otro de los que participaron. El análisis de esfuerzos fue realizado por John B. Wilbur que llegó a ser Jefe de Ingeniería del experimento(3).

Varios modelos de hojas para aerogeneradores fueron probados en el túnel de viento de la Universidad de Stanford. Los análisis de vibración de la estructura fueron

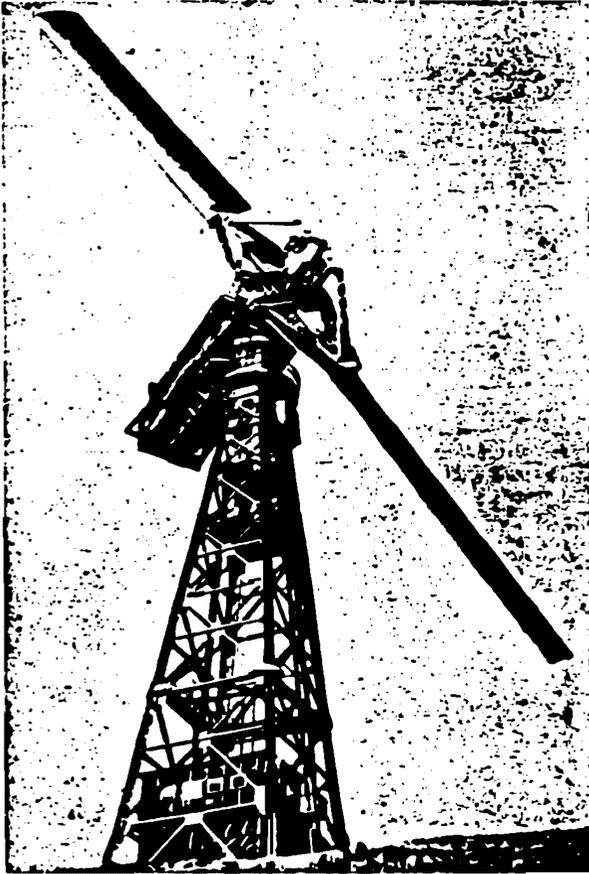


Fig. 2 Aerogenerator Smith-Putnam

hechos por J. P. den Hartog. Se realizaron también pruebas de montañas en el túnel de viento. El estudio meteorológico fue dirigido por Sverre Petersen Director del departamento meteorológico del M.I.T. (7). Este proyecto tomó seis años de diseño y pruebas experimentales (3).

El rotor del aerogenerador, de aproximadamente 53 m de diámetro, tenía dos hojas tipo propela. Cada hoja pesaba 8 ton, estaban construidas de acero inoxidable y tenían forma aerodinámica. Estaban soportadas mediante varillas de acero inoxidable. Las hojas tenían un control graduador para regular la velocidad rotacional de la flecha del aerogenerador (3). Este mismo sistema permitía a los operadores voltear las hojas para prevenir daños en vientos fuertes (7). Para reducir los esfuerzos flexionantes en la base de las hojas se podían mover éstas libremente hacia atrás o hacia adelante a través de un ángulo de conificación (ángulo paralelo a la dirección del viento). El aerogenerador fue diseñado para una velocidad máxima de rotación cercana a 29 rpm (3). Las hojas fueron unidas mediante armazones a un centro, el cual fue en principio conectado a la flecha principal (7). El rotor giraba la flecha principal de 60 cm acoplada a una caja de velocidades, que aumentaba la velocidad rotacional a 600 rpm con el propósito de manejar un generador síncrono de 1250 KVA y 2400 V (3).

La torre era de aproximadamente 33 m. El rotor, generador y equipo de accesorios fueron montados sobre vigas de 12 m de longitud sobre la cima de la torre, el rotor fue inclinado para colocar las hojas en ángulos rectos al viento que subía sobre la cresta.

Las hojas fueron colocadas viento abajo del cuarto de control, el cual encerraba al generador y su equipo asociado (7).

El factor de seguridad usado en el diseño del aerogenerador fue de 1 1/2 más un factor de ignorancia de 1 1/2, como el de un aeroplano. La longitud de la cuerda de la hoja fue de 3.40 m aproximadamente. La hoja fue curvada cerca de 5° en tres secciones, estando recta entre cada una.

La velocidad fue controlada con un gobernador Woodward. Se controló la velocidad en función de la salida del generador. La velocidad mínima en que pudo operar a toda carga fue de aproximadamente 48 km/h. El porcentaje de tiempo que estuvo bajo esta velocidad mínima fue cerca de 30 por ciento. La frecuencia de vibración, cuando estuvo operando la unidad, fue de dos veces por cada revolución. El peso total del sistema era de 250 ton., aproximadamente (6).

Después de semanas de pruebas la salida eléctrica del aerogenerador fue conectada dentro de las líneas de la Corporación de Servicio Público de la Central Vermont, en octubre 19 de 1941. En los siguientes tres años y medio la máquina operó en vientos arriba de 112.63 km/h generando cerca de 1500 kw de potencia eléctrica, la estructura soportó vientos arriba de 185.14 km/h. La máquina fue apagada por dos años para reemplazar uno de los cojinetes principales, difícil de obtener durante la guerra.

En los detalles de diseño no se dieron cuenta de que los brazos deberían haber sido hechos más grandes para soportar las hojas de 8 ton. Esto fue descubierto con el tiempo pero, era demasiado tarde para hacer alteraciones y se permitió

que el proyecto siguiera su curso. Desafortunadamente el riesgo fue en aumento y se le sumaron a esto problemas mecánicos más serios, la madrugada del 26 de marzo de 1945, después de tres semanas de servicio continuo durante las cuales fueron generados 61780 kw-h en 143 hrs y 23 min de operación, el proyecto fue parado.

El brazo de una de las hojas que giraba se rompió repentinamente y la hoja fue lanzada fuera en la oscuridad, aterrizando a unos 225 m de la torre. La otra hoja continuó girando hasta que, mediante los controles automáticos y esfuerzos por parte del personal de operación fue detenida. Aquí fue donde se terminó el proyecto Vermont (7).

La tabla # 2 nos muestra el primer análisis económico que se hizo del proyecto. Su autor es Hewson y lo hizo en 1973. Todos los costos son en Dlls (3).

TABLA # 2

Componente	1945
Ingeniería	10,500
Fabricación	210,100
Instalación	39,500
Conexión	18,600
Subtotal	278,700
Contingencia 10 %	27,900
T O T A L	306,600

3 GEOFISICA DEL VIENTO

3.1 Efectos globales

El viento es debido a la circulación térmica entre el Ecuador y los Polos. Esta circulación térmica se origina por gradientes de presión debidos al calentamiento no uniforme del sol en las regiones del ecuador.

En las capas superiores de la atmósfera el viento es usualmente turbulento debido a la rotación de la tierra, al calentamiento del aire en las capas inferiores y a masas irregulares de agua y tierra sobre la superficie. Cuando el calentamiento del aire en las capas inferiores es muy intenso ocasiona que se desarrollen libremente las corrientes de convección. Estas corrientes producen también turbulencia en las capas superiores.

El aire seco cuando es calentado por contacto con una superficie de la tierra más caliente aumenta su volumen y se expande y enfría adiabáticamente en rangos de 1°C en cada 100 m. Esto se conoce como el rango adiabático.

En el día el gradiente de temperatura atmosférica puede exceder este rango adiabático y facilitar la formación de turbulencia. Las corrientes térmicas debidas a convección pueden formar parte de la turbulencia general o aparecer como pequeñas corrientes viajantes causadas por diferencias locales de temperatura. Estas diferencias locales de temperatura se originan por las radiaciones solares que son absorbidas por las depresiones, rocas y/o arena.

En la noche cuando la tierra se enfría por el flujo de las radiaciones que emite, el aire tiende a obtener la misma temperatura que la tierra con la que está en contacto y el rango adiabático puede llegar a hacerse isotérmico o a invertirse a través de una capa como de 152.4 m.

Una inversión está caracterizada por su pronunciada estabilidad que impide la formación de mezclas turbulentas (8).

El viento es así una manifestación de la energía solar radiante que queda atrapada en el planeta (29 por ciento de la incidente), que es responsable de la activación de la capa atmosférica (1).

3.1.1 Velocidades de viento en la atmósfera (9)

El viento es básicamente aire en movimiento y las principales fuerzas que actúan sobre los elementos de un volumen de aire son las siguientes:

i) cuando son establecidos los gradientes de presión, una fuerza de gradiente de presión, τ_{pg} , acelera el aire y es igual a

$$\tau_{pg} = A_{pg} = -(1/\rho) (\partial p/\partial n)$$

donde;

A_{pg} = aceleración del aire

ρ = densidad del aire

$\partial p/\partial n$ = gradiente normal de presión

El signo (-) aparece porque la aceleración del aire ocurre en la dirección en que disminuye la presión.

ii) la fuerza gravitacional por unidad de masa, τ_g , produce una aceleración g igual a la aceleración gravitacional y está dada por la relación

$$\tau_g = g = -(1/\rho) (\partial p / \partial z)$$

donde z es la distancia arriba de la superficie de la tierra.

iii) la fuerza de fricción por unidad de masa, τ_f , está determinada por gradientes de velocidad ($\partial v / \partial n$) y el coeficiente de viscosidad (μ) y produce la aceleración A_f . Esto se representa como

$$\tau_f = A_f = (1/\rho) \partial(\mu \partial v / \partial n) / \partial n = (\mu / \rho) (\partial^2 v / \partial n^2)$$

Las fuerzas de fricción llegan a ser grandes en regiones donde ocurren gradientes de velocidad grandes (en las capas límite cercanas a la superficie).

iv) el efecto de la rotación de la tierra (una vez en 23 hr 56 min y 4.1 seg) sobre el movimiento de aire puede describirse mediante la fuerza de Coriolis.

Un volumen elemental de aire, el cual se movería de P a A en un tiempo dt con una velocidad V sobre una tierra no giratoria, en realidad se mueve de P a A' a causa de la rotación, a través del ángulo $\omega \sin \psi dt$.

La distancia en la que el elemento de un volumen de aire es deflexionado a causa de la rotación de la tierra es:

$$AA' = (Vdt)(\omega \sin \psi dt) \text{ y debe ser igual a } \frac{1}{2} A_c (dt)^2$$

si A_c es la aceleración correspondiente

de este modo

$$\tau_{hdf} \equiv A_c = 2v(\omega \sin \psi)$$

τ_{hdf} es la fuerza de Coriolis, o fuerza de deflexión horizontal. Esta fuerza siempre es aplicada en dirección perpendicular a la velocidad del viento en el hemisferio norte.

A altas altitudes los vientos principales están determinados por el equilibrio entre la fuerza del gradiente de presión y la de Coriolis.

$$\tau_{hdf} + \tau_{pg} = 0$$

o

$$-2Vg \sin \psi = -(1/\rho)(\partial p / \partial n)$$

donde Vg es el llamado viento geostrofico.

La velocidad del viento geostrofico es una buena aproximación a los vientos reales arriba de los niveles donde las fuerzas de fricción son importantes.

Velocidades de viento geostrófico han sido ya calculadas para diferentes partes de la República Mexicana (11).

3.2 Efecto locales

El término "viento" se restringe a la componente horizontal del movimiento atmosférico y se especifica por su velocidad y la dirección desde la cual sopla (8). La fuerza o presión que ejerce sobre un objeto en su camino es proporcional al ρv^2 , el producto de su densidad, ρ , por el cuadrado de su velocidad, v . Su potencia es proporcional al producto de su presión por la distancia desde la cual actúa en la unidad de tiempo, o sea, ρv^3 .

El viento tiene un comportamiento aleatorio; para análisis preliminares de potencia del viento interesan los promedios estadísticos de velocidades mensuales y anuales que definan la velocidad del viento dominante que prevalece la mayor parte del tiempo; así como la velocidad media y máxima. Se requiere un mínimo de datos de 12 meses de estas velocidades a dos alturas, 10 y 30 m (6).

La velocidad en un punto depende de:

- a) Su altitud sobre el nivel del mar
- b) Su exposición; en particular su distancia desde la tierra más alta que probablemente lo oculte, especialmente en la dirección en que prevalece el viento.
- c) La topografía de las tierras de los alrededores. Tierras que estén

muy arruinadas con rocas, árboles o grupos de edificios pueden tener un serio efecto retardador sobre vientos cerca de la superficie.

- d) La geometría de la montaña puede acelerar la velocidad del viento, retardarla o ser la causa de que se formen turbulencias, especialmente si la montaña tiene precipicios.

3.2.1 El efecto de la altitud

La velocidad del viento generalmente aumenta con la altura, o sea, que la velocidad del viento es menor en la cima de una montaña que cerca de su base, a esto se le conoce como el efecto de la altitud. La tasa de incremento es mayor sobre tierra suave que sobre tierra áspera. En las costas este efecto es menor (16).

La variación del viento con la altura es solamente una ley de estadísticas que se maneja bien a lo largo de una serie de observaciones

Las turbulencias se producen por el aumento de fricción cuando los vientos pasan sobre la costa del mar a tierra. Con una velocidad de viento encima de la cumbre menor que 10 m/s pueden ocurrir torbellinos estacionarios. Arriba de esta velocidad considerada como crítica, desaparecen las turbulencias.

Las ondas estacionarias causan cambios en la dirección y la velocidad del viento a una distancia de algunos kilómetros desde la colina en la cual se inician y estos efectos pueden causar dificultades si se encuentra un molino de viento cerca de la colina.

3.2.2 Fricción de arrastre y gradiente de temperatura

Como el aire es viscoso no puede calcularse con exactitud la velocidad del viento que será encontrada a altitudes muy bajas; la topografía de la región tendrá un efecto sobre el flujo de aire, especialmente en la superficie misma donde la fricción de arrastre reduce considerablemente la velocidad del viento. Este efecto se incrementa con la existencia de árboles y rocas.

El gradiente de temperatura en el aire tiene una influencia importante sobre la velocidad del viento a diferentes altitudes, porque la diferencia de temperaturas causa una unión entre las capas de aire lo que da como resultado que las capas superiores sean retardadas por el movimiento más lento de las capas inferiores.

Los vientos al empezar son casi siempre turbulentos, hay movimientos giratorios y las capas de aire se mezclan, aunque cuando fluyen sobre una colina con buena forma aerodinámica puede haber compresión de las líneas de corriente que se abaten fuera de la turbulencia y permiten considerarlas para algunos cálculos de potencia como si tuvieran flujo laminar, o sea que, no hay movimientos giratorios ni mezclas de aire en las diferentes capas de la corriente. Las variaciones en la estabilidad del flujo del viento consisten de borrascas y calmas acompañadas de pequeños cambios en la dirección. Estas variaciones son comúnmente atribuidas a las corrientes involucradas en el flujo estable general, se supone que estas corrientes consisten de desórdenes circulares viajando con el viento. Cuando el flujo en una corriente coincide con la dirección del viento aumenta la velocidad y se experimenta

una borrasca; mientras que cuando el flujo de la corriente es contrario a la dirección del viento ocurre una calma (2).

La localización de sitios con buen potencial de energía eólica se puede hacer basándose en cartas topográficas y de clima. En el sitio la evidencia ecológica es importante, ya que se manifiesta por deformaciones en los árboles sujetos a esfuerzos continuos ocasionados por los vientos dominantes, el grado de esta deformación es indicativo de su velocidad media.

Un buen lugar para aprovechamiento eólico tiene que sobresalir de las irregularidades del terreno y estar alejado al menos unos 100 m para reducir la turbulencia (1).

3.2.3 Los túneles de viento

Cuando se tiene localizada una zona apropiada para instalar un molino de viento, y se desea precisar su ubicación exacta, puede ser conveniente simular en un túnel de viento la topografía de la región y con ello estimar las velocidades de viento que se tienen en distintos puntos de la zona. Esto puede resultar más económico que hacer las observaciones en el sitio.

Mediante estos estudios existe la posibilidad de que pueda modificarse el terreno; lo que daría como resultado un aumento apreciable en la velocidad promedio del viento (6).

3.2.4 Medición de la velocidad del viento

La velocidad del viento usualmente se mide a través del movimiento angular impartido a un mecanismo que gira libremente o mediante el efecto de la presión (10).

En 1805, el almirante inglés, Sir Francis Beaufort propuso una escala para medir la velocidad del viento. Esta escala, que lleva su nombre, la hizo basándose en estimaciones personales logradas observando las manifestaciones físicas del viento visibles en humo, agua, follaje de árboles, etc. Esta escala es usada cuando se carece de un instrumento de medición (2). Sin embargo cuando la medición de la velocidad del viento va a ser utilizada para determinar su energía cinética en un período determinado, las mediciones tienen que ser continuas y se requieren entonces instrumentos precisos que registren tanto la velocidad del viento como su dirección. Estos instrumentos son el Anemómetro que registra gráficamente la velocidad del viento y el Anemoscopio que registra, también gráficamente, los cambios en la dirección del viento. Por normas meteorológicas estos instrumentos se deben situar como mínimo a 10 m sobre el suelo. A esta altura la energía eólica es similar en magnitud a la densidad de energía solar recibida en un período de 24 hrs.

Los Anemómetros se clasifican en: a) rotatorios de eje vertical (copas hemisféricas, o cónicas, montadas sobre brazos cerca de un eje vertical); b) rotatorios de eje horizontal (mecanismo propela-viento girando perpendicular al viento); y c) anemómetros de presión.

Los Anemómetros rotatorios miden esencialmente el viento que pasa. El modelo de copas grandes generalmente tiene contadores que indican la acumulación del viento que pasa. Los anemómetros de presión no indican el viento que pasa sino su velocidad instantánea. En estos la presión es medida ya sea por el par aplicado a un conjunto de copas montadas sobre un plato horizontal, mantenido perpendicular al viento, o por la diferencia de presiones en los tubos cuando el Anemómetro es de este tipo.

Los datos de viento proporcionan información sobre la energía disponible, facilitan la selección del sitio y permiten definir rangos apropiados de operación del sistema de conversión de energía eólica.

3.3 Eolicidad en la República Mexicana

No se han desarrollado, a la fecha, estudios a fondo acerca del viento que rige en el País. Se cuenta solamente con las mediciones hechas por el Servicio Meteorológico Nacional.

De registros de los Anemómetros colocados por el Servicio Meteorológico Nacional se calcularon las velocidades promedio de viento máxima y mínima, las cuales se muestran en las tablas # 3 y # 4.

TABLA # 3

N°	ESTACION	VMA Máxima (m/s)	VMA Mínima (m/s)
1	Acapulco, Gro.	21.70	10.39
2	Campeche, Camp.	42.00	9.50
3	Coatzacoalcos, Ver.	19.59	17.10
4	Colima, Col.	12.45	6.16
5	Culiacán, Sín.	12.40	4.17
6	Chapingo, Mex.	16.06	8.85
7	Chihuahua, Chih.	23.01	10.20
8	Chilpancingo, Gro.	16.90	9.20
9	Durango, Dgo.	16.73	10.48
10	Guadalajara, Jal.	20.63	5.35
11	Guanajuato, Gto.	17.00	10.73
12	Guaymas, Son.	22.20	13.10
13	Huejúcar, Jal.	4.26	2.10
14	Isla de Guadalupe, B.C.	17.23	9.02
15	Isla Ma. Madre, May.	15.23	4.78
16	Jalapa, Ver.	20.00	9.04
17	La Paz, B.C.	13.91	8.75
18	León, Gto.	13.94	10.22
19	Manzanillo, Col.	23.53	13.67
20	Mérida, Yuc.	19.97	13.34
21	Monterrey, N.L.	20.01	5.43
22	Morelia, Mich.	12.50	8.60
23	Oaxaca, Oax.	18.10	13.83
24	Pachuca, Hgo.	25.15	14.20

TABLA # 4

Nº	E S T A C I O N	VMA Máxima (m/s)	VMA Mínima (m/s)
25	Progreso, Yuc	31.00	12.59
26	Puebla, Pue	15.10	10.49
27	Salina Cruz, Oax	38.50	17.30
28	Querétaro, Qro	18.90	6.20
29	Saltillo, Coah.	20.6	11.99
30	San Luis Potosí, S.L.P.	16.00	5.83
31	Soto la Marina, Tam	24.04	7.60
32	Tampico, Tamps.	22.05	13.63
33	Tapachula, Chis.	12.04	4.42
34	Tepic, Nay	8.09	2.33
35	Tlaxcala, Tlax	9.24	6.48
36	Toluca, Mex	14.32	9.17
37	Torreón, Coah	18.08	9.66
38	Tulancingo, Hgo	13.45	9.48
39	Tuxtla Gut., Chis	12.76	3.71
40	Valladolid, Yuc	18.10	15.78
41	Veracruz, Ver	45.85	15.43
42	Zacatecas, Zac	25.59	6.06

La tabla anterior da una idea de los sitios del País con mayor eolicidad y que pueden ser aprovechados para propósitos de potencia de viento.

El estudio más reciente (1978) que se ha hecho acerca de la eolicidad relativa en la República Mexicana es el hecho por J. Sánchez Sesma (ver Ref. 11), el cual basado en datos de VMA máxima (en la tabla anterior) calcula los vientos geostroficós. En cuanto a la topografía de los lugares, que afecta la velocidad del viento, nos muestra una serie de coeficientes correctivos que dependen del efecto de la topografía local. Tomando en cuenta el efecto de la altitud integra todos estos factores y hace un cálculo aproximado de la energía eólica disponible en la República Mexicana y que se muestra a continuación. (Fig.3)

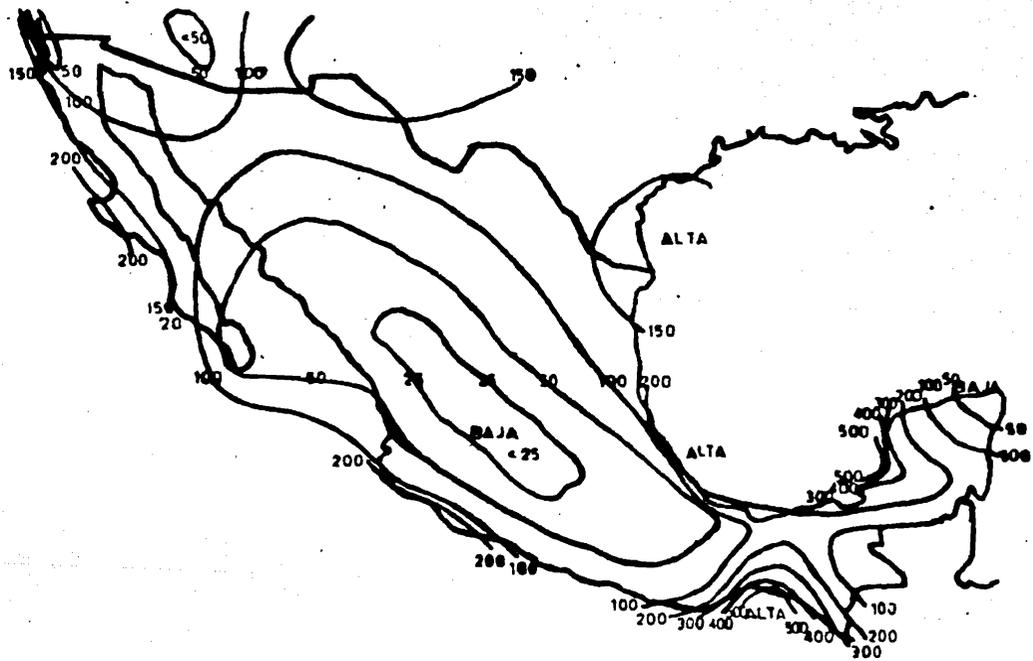


Fig. 3 Mapa de isolfneas de la Potencia disponible media anual en watts/m^2 en la República Mexicana.

4 COMPONENTES DE LAS DISTINTAS MAQUINAS CONVERSoras DE ENERGIA EOLICA

4.1 Extracción de la energía eólica

De los 1.5×10^{18} Kwh de energía solar que llegan a la tierra anualmente, unos 26×10^{15} Kwh son convertidos en aire en movimiento, o sea viento.

Una pequeña fracción de esta energía eólica es utilizable, tal como se encuentra, en los primeros 100 m sobre la superficie de la tierra (6).

La energía cinética de un cuerpo en movimiento está expresada por

$$E = M \frac{V^2}{2}$$

donde; M es la masa del cuerpo considerado y V su velocidad. Para el caso de una columna de aire la masa está expresada por su densidad, ρ , el área, A, que atraviesa y la distancia, L, que recorre. De esta forma la ecuación anterior queda de la siguiente forma

$$E = \rho A L \frac{V^2}{2}$$

En la ecuación anterior si se considera el tiempo que tarda en extraer esta energía, sabiendo que este tiempo está en función de la distancia recorrida por el cuerpo en movimiento y su velocidad, se obtiene como resultado la potencia total disponible en el viento que queda expresada de la siguiente forma

$$P = \frac{E}{(L/V)} = \frac{V}{L} E$$

Sustituyendo el valor de E

$$P = \frac{V}{L} \rho A L \frac{V^2}{2}$$

finalmente

$$P = 1/2 \rho A V^3$$

Si se introduce una constante arbitraria K; en donde $K=1/2 \rho$, se tiene que

$$P = K A V^3$$

Si se considera el área A, como un área unitaria se observa que la potencia en el viento es aproximadamente igual al cubo de la velocidad del viento, es lo que se conoce como la "Ley del Cubo". Esta expresión es indicativa de por que es necesario un registro continuo de velocidades para hacer una estimación correcta de su contenido energético.

Para capturar esta energía del viento -o una fracción de ella, puesto que no puede capturarse toda- es necesario situar en la trayectoria del viento alguna máquina que lo retarde y efectúe así una transferencia de potencia del viento a la máquina. A esta máquina se le llama molino de viento (2).

El principio de operación de los molinos de viento es el siguiente; la presión del viento gira las hojas unidas a una flecha. Las revoluciones de la flecha, a través de conexiones con engranes y acoplamientos mecánicos o hidráulicos, giran el rotor de un generador. El generador crea una corriente

eléctrica en líneas de transmisión que están diseñadas para los usos deseados de energía eléctrica (7).

A partir del inciso 3 de este capítulo se explica detalladamente el funcionamiento y la configuración de cada una de las partes que forman el molino de viento o máquina convertora de energía eólica.

4.2 La transferencia de potencia con base en la eficiencia teórica de los molinos de viento.

La eficiencia de un molino de viento está definida como la relación de la potencia extraída del viento a la potencia contenida en el viento que pasa a través del área barrida por el rotor de un molino de viento. La eficiencia máxima teórica para mecanismos que utilizan la energía eólica puede ser calculada de la teoría aerodinámica dimensional de flujo. A. Betz de Göttingen, fue el primero que obtuvo una expresión teórica para la máxima eficiencia de un molino de viento en 1927.

La teoría aerodinámica que describe la acción de un rotor de un molino de viento es llamada *momentum teórico simple* de Rankine Froude. En esta teoría se supone que el rotor puede ser físicamente reemplazado por un disco actualizador teniendo un número infinito de hojas y produciendo un cambio uniforme en la velocidad del flujo de aire que pasa a través del disco.

Se supone que el flujo de aire es incompresible y el flujo de aire al frente

y atrás del disco es un flujo potencial (irrotacional), aunque el flujo a través del disco no puede ser descrito por la teoría de flujo irrotacional. La figura 4 muestra la forma en que el rotor de un molino de viento extrae la energía del viento que pasa a través de él.

Para un flujo fijo (flujo en el que la velocidad es constante en el tiempo en cualquier punto ocupado por el fluido), la ecuación de Bernoulli para la conservación de la energía por unidad de volumen de un fluido es

$$p + (1/2)\rho V^2 = \text{Cte} \quad (3.2-1)$$

donde p es la presión del fluido, ρ es la densidad del fluido y V es la velocidad del fluido. La ecuación de Bernoulli puede usarse para describir el flujo al frente y atrás del disco.

Suponiendo que V_f es la velocidad de libre flujo del viento, V_r es la velocidad del viento actuando sobre el rotor y V_w la velocidad del viento a la salida del rotor; entonces usando la ec. (3.2-1), la presión enfrente de la cabeza del disco (h_f) y la presión atrás de la cabeza del disco (h_w) pueden escribirse como

$$h_f = p + (1/2)\rho V_f^2 = p_r + (1/2)\rho V_r^2 \quad (3.2-2)$$

$$h_w = p + (1/2)\rho V_w^2 = p_r - \Delta p + (1/2)\rho V_r^2 \quad (3.2-3)$$

donde p_r es la presión del viento actuando sobre el rotor y Δp es el cambio promedio en la presión que atraviesa el disco o rotor. Restando de la segunda evaluación de h_w en la ec. (3.2-2) resulta que

$$\Delta p = hf - h_w \quad (3.2-4)$$

sustituyendo la primera evaluación de hf de la ecuación (3.2-2) y la primera evaluación de h_w de la ec. (3.2-3) en la ecuación (3.2-4) se tiene

$$\begin{aligned} \Delta p &= p + (1/2)\rho V_f^2 - (p + (1/2)\rho V_w^2) \\ \Delta p &= (1/2)\rho(V_f^2 - V_w^2) \end{aligned} \quad (3.2-5)$$

De acuerdo con la 2a ley de Newton del movimiento, la fuerza D hecha por el disco actuador sobre la columna de aire que intercepta es el producto del cambio de momentum por unidad de volumen de aire pasando a través del disco por unidad de tiempo, de este modo

$$D = \rho(V_f - V_w)(\pi r^2 V_r) \quad (3.2-6)$$

D es la fuerza hecha por el disco actuador sobre el viento, es llamada el arrastre aerodinámico, y r es el radio del disco actuador, que es igual al radio del rotor del molino de viento. Esta fuerza de arrastre también puede expresarse como

$$D = \pi r^2 \Delta p \quad (3.2-7)$$

Sustituyendo la ec. (3.2-5) en la ec. (3.2-7) e igualando el resultado con la ec. (3.2-6) queda que

$$D = (1/2)\rho\pi r^2(V_f^2 - V_w^2) = \rho\pi r^2 V_r(V_f - V_w)$$

despejando V_r

$$V_r = \frac{(1/2)\rho\pi r^2(V_f + V_w)(V_f - V_w)}{\rho\pi r^2(V_f - V_w)} = 1/2(V_f + V_w) \quad (3.2-8)$$

Para que un molino de viento extraiga potencia del viento, la velocidad del viento actuando sobre el rotor debe ser menor que la velocidad del flujo libre. Por lo tanto se define el parámetro "a" por la relación

$$V_r = V_f(1-a) \quad (3.2-9)$$

donde "a" es el llamado factor de interferencia (3).

El factor de interferencia, a, es la proporción en la cual el viento es retrasado al atravesar el disco del molino de viento ($0 < a < 1$). Puede demostrarse que el viento es retrasado por un factor de 2a, o sea el tiempo en el que las presiones se han igualado y el diámetro de la corriente de aire se ha expandido (12).

Sustituyendo la ec (3.2-9) dentro de la ec (3.2-8) se tiene

$$\begin{aligned} V_f(1-a) &= 1/2 (V_f + V_w) \\ 2V_f(1-a) &= V_f + V_w \\ 2V_f - 2aV_f - V_f &= V_w \\ V_f - 2aV_f &= V_w \\ V_w &= V_f(1-2a) \quad \text{l.q.q.d.} \end{aligned} \quad (3.2-10)$$

Esto se muestra en la fig.5

Comparando la ec.(3.2-9) con la ec.(3.2-10) se observa que una disminución de una mitad de la velocidad del viento ocurre al frente del rotor y otra mitad atrás del rotor

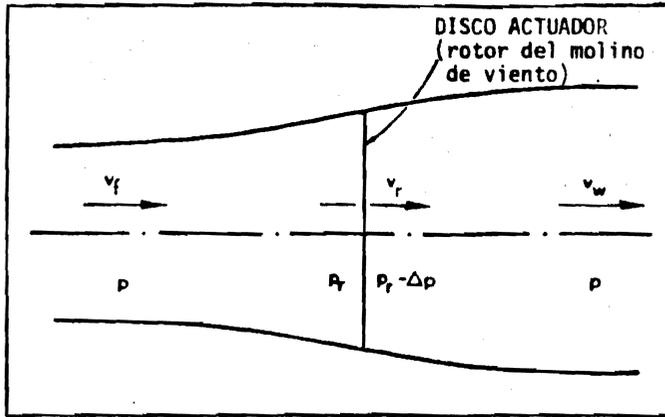


Fig. 4 Diagrama esquemático de la extracción de la energía eólica por el rotor de un molino de viento.

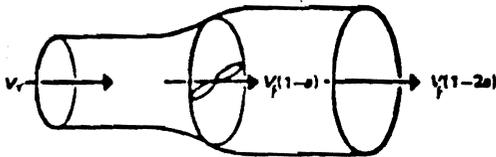


Fig. 5 Disminución de la velocidad del viento cuando atraviesa el disco de un molino de viento.

sustituyendo las ecs. (3.2-9) y (3.2-10) en la ec. (3.2-6) se tiene que

$$D = (\rho(V_f - V_f + 2aV_f)) (\pi r^2 V_f (1-a))$$

$$D = 2a\rho V_f (\pi r^2 V_f (1-a)) \quad (3.2-11)$$

En estos cálculos se supuso que "a" era constante sobre todo el radio del rotor. Esto está basado en la teoría aerodinámica de la propela que demuestra que la eficiencia más alta de la propela es obtenida cuando "a" es constante.

La potencia P que es extraída del viento por el rotor es el producto del arrastre y de la velocidad del viento V_r , actuando sobre el rotor. De esta forma

$$P = (2a\pi r^2 \rho V_f^2 (1-a)) (V_f (1-a))$$

$$P = 2a\pi r^2 \rho V_f^3 (1-a)^2 \quad (3.2-12)$$

Igualando a cero la derivada de \underline{D} con respecto a \underline{a} , y V_f como constante, resulta que

$$D = 2a\pi r^2 \rho V_f^2 \quad (3.2-13)$$

$$\frac{dD}{da} = (2a\pi r^2 \rho V_f^2)(-1) + (1-a)(2\pi r^2 \rho V_f^2)$$

desarrollando

$$\frac{dD}{da} = -2a\pi r^2 \rho V_f^2 + 2\pi r^2 \rho V_f^2 - 2a\pi r^2 \rho V_f^2$$

efectuando operaciones e igualando a cero

$$0 = 2\pi r^2 \rho V_f^2 - 4a\pi r^2 \rho V_f^2$$

si se sustituye $\pi r^2 \rho V_f^2$ por una constante arbitraria C, entonces

$$0 = 2C - 4aC$$

$$4aC = 2C$$

$$a = 1/2$$

sustituyendo el valor de "a" en la ec. (3.2-13) se tiene

$$D = (1/2)\pi r^2 \rho V_f^2$$

lo que significa que D es máxima cuando $a = 1/2$

Ahora derivando P con respecto a a, V_f es una constante, e igualando a cero la derivada

$$P = 2a\pi r^2 \rho V_f^3 (1-a)^2$$

$$\frac{dP}{da} = (2a\pi r^2 \rho V_f^3) (2(1-a)) + (1-a)^2 (2\pi r^2 \rho V_f^3)$$

desarrollando, igualando a cero y haciendo $\pi r^2 \rho V_f^3 = B$, donde B es una constante arbitraria, se tiene

$$0 = -4aB(1-a) + 2B(1-a)^2$$

$$0 = -4aB + 4a^2B + 2B - 4aB + 2a^2B$$

efectuando operaciones

$$0 = 6a^2B - 8aB + 2B$$

buscando las raíces de esta ecuación

$$a = \frac{8 \pm \sqrt{64 - 4(6)(2)}}{2(6)} = \frac{8 \pm 4}{12}$$

Una de las raíces de la ecuación es, $a=1$ que da como resultado, $P=0$ puesto que $(1-a)^2=0$. La otra raíz es $1/3$, para la cual la potencia es máxima. Sustituyendo este último valor en la ecuación (3.2-12) se tiene que

$$P = (8/27) \pi r^2 \rho V_f^3 \quad (3.2-14)$$

O sea que cuando se extrae la máxima potencia del viento, la velocidad del viento a la salida es reducida a $1/3$ de la velocidad de libre flujo del viento.

Si el molino de viento no creara desórdenes en el flujo de aire la potencia contenida en el viento que pasa a través del área barrida por el rotor del molino de viento sería

$$P_v = (1/2) \pi r^2 \rho V_f^3 \quad (3.2-15)$$

Por lo tanto de las ecuaciones (3.2-14) y (3.2 - 15) la eficiencia teórica máxima de un molino de viento es:

$$\eta_{\max} = \frac{P_{\max}}{P_v} = \frac{16}{27} = 0.593$$

Como la cantidad real de potencia que puede ser extraída del viento varía con el tipo de diseño del molino de viento, este valor de la eficiencia obtenido teóricamente puede disminuir de un 20 a un 50 por ciento.

4:3 Clasificación de las máquinas utilizadas para extracción y conversión de la energía eólica

En general las máquinas convertoras de energía eólica se componen de partes mecánicas, mecanismos para controlar la velocidad del viento, sistemas de conversión a energía eléctrica y la estructura de soporte. Las partes mecánicas comprenden la flecha, el rotor, las aspas, los acoplamientos para transmisión de potencia, y en algunas máquinas mecanismos para orientación. En los sistemas de conversión a energía eléctrica se incluye el generador, o el alternador. En los siguientes incisos se explica el funcionamiento de cada uno de ellos.

La configuración de una máquina convertora de energía eólica depende de la forma de utilización de la energía mecánica de rotación producida y consecuentemente de las características de la carga a que se le va a acoplar. Uno de los renglones más importantes de la máquina convertora de energía eólica es el análisis de compatibilidad entre el convertor primario o rotor y las siguientes etapas de conversión de la máquina, hasta llegar a la de la utilización de la energía. Los parámetros que definen las características básicas de una máquina convertora de energía eólica y de la carga acoplada son la velocidad de rotación y el par en la flecha. El comportamiento de las máquinas convertoras de energía eólica depende de las características aerodinámicas del rotor y de la velocidad del viento.

Las máquinas convertoras de energía eólica se clasifican en dos grandes grupos que son máquinas convertoras de energía eólica de eje vertical y máquinas convertoras de energía eólica de eje horizontal. Las incluidas en el primer

grupo no necesitan orientarse ya que responden igualmente a todas las direcciones del viento. Se caracterizan por una construcción simple y por un coeficiente de potencia más bajo que las del segundo grupo. Las del segundo grupo, aunque limitadas por su velocidad de respuesta a cambios en la dirección del viento, se caracterizan por eficiencias más altas que las del primer grupo (1).

Las máquinas convertoras de energía eólica de eje vertical pueden clasificarse en a) las que utilizan la fuerza de arrastre como el rotor tipo Savonius y b) las que utilizan la fuerza de sustentación como son el rotor Darrieus, el rotor tipo Turbina y los rotores Flettner. A continuación se explica el principio de operación de cada clase.

En las máquinas convertoras de energía eólica de la clase (a) una superficie estacionaria de área A es golpeada perpendicularmente por un viento de velocidad V y una densidad de aire ρ . La fuerza sobre la superficie es $C_f(\frac{1}{2} \rho AV^2)$ donde C_f es un coeficiente de presión cuyo valor varía con la forma, naturaleza y tamaño de la superficie. Si la superficie se mueve con una velocidad v , en la misma dirección que el viento, la velocidad relativa es $(V-v)$ y la fuerza es entonces $C_f \frac{1}{2} \rho A (V-v)^2$. La potencia dada a la superficie en movimiento es de esta forma $C_f \frac{1}{2} \rho A (V-v)^2 v$. Esta potencia es máxima cuando $v = V/3$, o sea cuando la velocidad de la superficie en movimiento es solamente 1/3 de la del viento, los otros dos tercios vienen siendo pérdidas en forma de corrientes atrás de la superficie en movimiento o llevados lejos por el viento que pasa alrededor de la superficie. Esto significa que el coeficiente de potencia máximo posible para esta clase es de 1/3.

Como la superficie en movimiento de estas máquinas se mueve siempre menos que la velocidad del viento causa que la velocidad de rotación sea baja; lo que implica la necesidad de usar engranes costosos cuando va a ser acoplada a un generador eléctrico de alta velocidad. Por otro lado las superficies que se mueven con el viento durante la mitad de su revolución, durante la otra se mueven en contra; esto involucra pérdidas de potencia.

En las máquinas conversoras de energía eólica de la clase (b) las fuerzas de operación son producidas por las fuerzas establecidas en el flujo de viento, las cuales golpean las superficies en movimiento no perpendicularmente sino en un ángulo pequeño.

El comportamiento de las máquinas de esta clase puede ser definido tomando como base la teoría de operación del rotor tipo Turbina.

El rotor tiene el comportamiento de un cilindro en el que el flujo de viento es deformado por el efecto Magnus. Cuando un cilindro gira a una velocidad lo suficientemente alta en un viento transversal, el flujo de viento que rodea al cilindro no es simétrico por lo que se hace una presión sobre el cilindro en dirección perpendicular a la dirección del viento; de esta forma el cilindro actúa como una superficie aerodinámica. Esto se explica claramente en la Figura N°6. El viento sobre el arco ab produce un pequeño par de impulso; el par principal es proporcionado por la salida del viento sobre el arco bc mientras que las hojas sobre el arco ca crean un par frenante ya que se mueven contra el viento, aunque lo encuentren con sus superficies convexas. Existe de este modo una desventaja obvia: disminución en la -

eficiencia, ya que el par de impulso es debido solamente a la diferencia entre pares opuestos. Existe una ventaja parcial: aumentando la velocidad de rotación aumenta el par frenante más rápidamente que el par de impulso neto, de manera que es inherente un control de velocidad que evite que el rotor funcione a velocidades excesivas aún en vientos muy altos. Por otro lado el requerimiento de áreas grandes para la producción de salidas altas de potencia introduce fuerte golpeteo debido a vientos fuertes, necesitando de esta forma soportes muy fuertes (2).

Se tiene conocimiento de máquinas convertoras de energía eólica de eje horizontal a partir del Siglo XII . Entre ellas se encuentran el molino de viento clásico o tipo europeo de cuatro aspas, el tipo americano o de aspas múltiples y el más moderno que es el tipo propela que sirvió como base para los desarrollos posteriores. La operación de estas máquinas se basa en la aplicación de momentum para la extracción de energía eólica.

Estas máquinas difieren de las de eje vertical en que sus hojas están dispuestas radialmente alrededor de una flecha, a la cual están unidas. Las hojas son colocadas en un ángulo muy pequeño al viento relativo en vez de estar perpendicular a él, y la fuerza motora en vez de ser desplazada en dirección de la velocidad relativa ($V-v$), forma un ángulo con ella. El rotor está sostenido en la parte superior de una estructura llamada torre o estructura de soporte de esta forma puede ser orientado hacia el viento. En estas máquinas la velocidad rotacional tiene que ser controlada. La eficiencia de estas máquinas es mayor que en las de flecha vertical.

El principio de operación de estas máquinas puede ser descrito más ampliamente observando la fig. 7, se considera que la superficie activa, que puede ser plana o tener forma aerodinámica, está situada para que forme un ángulo ($\phi + \alpha$) con la dirección del viento. V es la velocidad con que se aproxima el viento a la superficie. Las fuerzas que entran en juego dan como resultado que la superficie se mueva, con velocidad v , en una dirección perpendicular a V . La velocidad del viento relativo es V_R que es el vector diferencia ($V-v$). Esta velocidad relativa hace un ángulo α (ángulo de ataque) con la superficie. Las fuerzas que actúan sobre la superficie de la hoja son F , L y D . L es la fuerza de sustentación o levantamiento y es perpendicular a la velocidad relativa, V_R . D es la fuerza de arrastre y es paralela a V_R . El arrastre causa resistencia al movimiento de la superficie en el viento, teniendo como consecuencia disipación de energía en forma de corriente. La sustentación tiene una componente que proporciona la fuerza motora sobre la superficie. De esta forma los perfiles usados en la práctica para las superficies en movimiento son diseñados con base en la relación D/L tan grande como sea posible.

Introduciendo la presión $1/2 \rho AV_R^2$ del viento relativo sobre la superficie, de área A , (ρ =densidad del aire), estas dos fuerzas quedan como

$$L = C_L \cdot 1/2 \rho AV_R^2$$

$$D = C_D \cdot 1/2 \rho AV_R^2$$

donde C_L y C_D son los coeficientes de sustentación y arrastre, respectivamente.

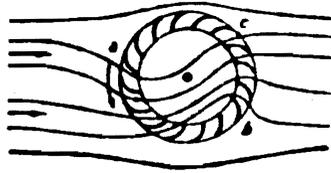


Fig. 6 Diagrama del flujo de viento para un rotor tipo Turbina

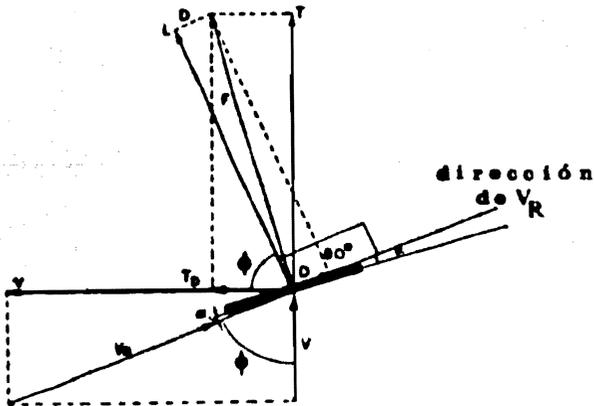


Fig. 7 Velocidades de viento en un elemento de una hoja

Estos coeficientes pueden ser determinados experimentalmente para cualquier perfil y varían con el ángulo de ataque α .

Ahora, alternativamente, F puede dividirse en dos componentes T y T_D . La primera, en la dirección del viento V , es la componente del empuje mientras que T_D , en la dirección del movimiento de la superficie, es la componente de la motora.

Estas fuerzas relacionadas con las de arrastre y sustentación quedan especificadas por las ecuaciones

$$T = L \sin \phi + D \cos \phi$$

$$T_D = L \cos \phi - D \sin \phi$$

La potencia útil de la máquina es $T_D \cdot v$ mientras que la que llega del viento a la máquina es $T \cdot V$ (2).

4.4 Las partes mecánicas. El rotor, las hojas o aspas y la transmisión de potencia

En las máquinas conversoras de energía eólica de eje vertical los rotores par ten de un rendimiento característico que los diferencia de los rotores de eje horizontal y es su habilidad de operar igualmente bien sin importar la dirección del viento, por lo que no necesitan mecanismos que los orienten. Esta característica es importante porque permite al rotor extraer instantáneamente la energía de cualquier viento. El perfil de estos rotores no ha sido investigado en términos de máquinas grandes (15 m de altura o mayores) debido a su baja eficiencia.

La mayoría de los rotores en uso tienen relativamente baja la relación de altu ra del rotor con respecto al diámetro. La habilidad del rotor para acelerar está definida por la relación del par sobre el rotor a su inercia polar, ésta característica mejora en proporción al cuadrado de la raíz de la relación altu ra del rotor-diámetro, en la forma en que esta relación aumente.

Pruebas llevadas a cabo en estos rotores mostraron que el par estático obtenido para un rotor de dos hojas es considerablemente irregular, lo que puede dificul tar el arranque bajo algunas orientaciones. La adición de una tercera hoja suaviza el par y aparentemente, aumenta el par por revolución pero, también au menta la inercia polar del rotor. Este aumento en la inercia polar se puede compensar por el par aumentado cuando el arranque sea bajo condiciones de poco viento (6).

Las hojas que forman este tipo de rotores no siguen un diseño en particular. Así se tiene que en el rotor Savonius, que utiliza el efecto de arrastre, sus hojas son las mitades de un cilindro que se unen de tal manera que el rotor - toma la forma de una letra "S", o de varias si se incluyen más hojas. En los rotores que utilizan el efecto de sustentación como el tipo Darrieus y el tipo Turbina sus hojas tienen formas aerodinámicas de tamaño y disposición diferentes. Las hojas en el primero tratan de formar un círculo con diámetro vertical, el diámetro lo forma la flecha del rotor. Las hojas del rotor tipo Turbina tienen la configuración de una turbina de dos pasos. Por último los rotores Flettner son cilindros.

El par en los rotores que utilizan el efecto de arrastre es producido porque la presión del viento sobre las superficies cóncavas es más grande que la producida sobre las superficies convexas presentadas al viento, ya que las primeras se mueven en contra del viento (2).

El par en los rotores que utilizan el efecto de sustentación fue explicado en el inciso 3 de este capítulo.

En las máquinas conversoras de energía eólica de eje horizontal la configuración específica del rotor puede influenciar fuertemente la complejidad mecánica, esfuerzos vibratorios y costos de mantenimiento.

Las hojas del rotor pueden ser planas o tener forma aerodinámica y ser huecas o sólidas. Las fuerzas a las que están sujetas incluyen fuerzas aerodinámicas inerciales y gravitacionales. Las cargas aerodinámicas mayores son generadas

por vientos no uniformes ni fijos. La componente axial del viento genera fuerzas de impulso las cuales desvían las hojas viento abajo. Aumentos en la velocidad axial producen una inclinación del disco del rotor con respecto a la flecha. Los componentes perpendiculares al eje del rotor también producen inclinaciones del disco así como las cargas armónicas más grandes. La velocidad no uniforme del viento y la turbulencia producen cargas importantes no fijas. Las cargas inerciales de las hojas incluyen tensión centrífuga debida a la rotación y cargas de sacudimiento debidas a rotación y a las fuerzas de Coriolis, aumentadas por las oscilaciones en la hoja y las fuerzas giroscópicas. Las cargas primarias de Coriolis resultan de las desviaciones del disco del rotor. Finalmente las cargas gravitatorias pueden producir esfuerzos de flexión significativos para rotores grandes.

4.4.1 Configuración del centro

La importancia de minimizar los costos reduciendo la complejidad mecánica, favorece el uso de un número mínimo de hojas y la eliminación de articulaciones innecesarias en el centro (goznes unidos a la hoja). Pero, usualmente se requiere alguna articulación para reducir los esfuerzos en la hoja debidos a cargas aerodinámicas y a ondeamiento. La configuración del centro lograda a base de una articulación adicional disminuye las fuerzas debidas a vientos borrascosos. El diseño de esta articulación influye mucho, ya que tiene que soportar la carga total de la fuerza centrífuga y los momentos flexionantes. El centro del rotor también necesita cojinetes adicionales que permitan cambios en la graduación de la hoja para regular la potencia y voltear el rotor en condiciones de vientos extremos (6).

El material usado en la construcción de las hojas ha sido madera para rotores pequeños con hojas sólidas y acero inoxidable o alguna aleación de aluminio para rotores grandes (2).

4.4.2 Características de las hojas y velocidad rotacional

Toda la superficie activa se mueve a la misma velocidad v cuando se encuentra con una velocidad de viento V . La combinación de estas dos velocidades da como resultado la velocidad relativa V_R que forma el ángulo de ataque α con la superficie produciendo fuerzas de sustentación y de arrastre (L y D) perpendicular y paralela, respectivamente, a la dirección del viento, como se vió en el inciso 3 de este capítulo.

En el rotor tipo propela no toda la superficie activa de la hoja se está moviendo a la misma velocidad. Para una velocidad de rotación dada N (rpm) del rotor, la velocidad v para una sección elemental de la hoja en un radio r está dada por $v=2\pi rN$ de manera que v aumenta con el radio a lo largo de la hoja. De este modo para una velocidad v , distribuida uniformemente sobre la superficie del rotor, ambas la magnitud y la dirección de V_R variarán con el radio r . Lo que significa que la fuerza útil de levantamiento (o sustentación) L , por unidad de superficie de la hoja, variará con r .

La fuerza de levantamiento para una velocidad relativa de viento dada, aumenta con el ángulo de ataque α hasta que éste alcanza el valor en que se detiene, y puede estar cerca de los 15° , después que disminuye el levantamiento.

El ángulo de la hoja varía a lo largo de ésta y es más grande en el origen y me

nor en la punta. Las porciones de la hoja cerca del centro, contribuyen muy poco a extraer la energía que hay en el viento. Los ángulos de las hojas se calculan con base en la relación $2\pi R/V$.

Para cualquier diseño de hojas el coeficiente de potencia varía en relación con la velocidad rotacional y la velocidad del viento. Es más conveniente expresar este coeficiente en términos de la "razón extremo-velocidad" (velocidad en la punta de la hoja- velocidad del viento) o sea $\mu_0 = 2\pi RN/V_1$, donde V_1 es la velocidad del viento no desordenado. Los coeficientes de potencia del rotor, μ_0 , varían desde 1 para rotores con hojas múltiples y de baja velocidad, 1.5 para mólinos de viento antiguos, y hasta 6 o más para rotores de alta velocidad (1). La habilidad de una máquina convertidora de energía eólica para arrancar bajo carga también está en función de esta relación extremo-velocidad, puesto que en la forma que aumenta esta relación disminuye la habilidad de la máquina para arrancar con carga (3).

En un rotor de hojas múltiples entran en juego otras fuerzas, además de las especificadas, debido a la interferencia entre las hojas. O sea que cada hoja se mueve en un flujo de viento que ha sido desordenado por su predecesora.

La retardación del viento por los rotores está basada en la relación

$$\frac{\text{Velocidad baja del viento}}{\text{Velocidad alta del viento}}$$

que en teoría tiene que ser igual a 1/3 y para una extracción óptima de potencia Betz demostró que la solidez del rotor, ancho de la hoja/distancia entre las hojas es

$$C_L = \frac{1}{9} \cdot \frac{16}{\left(\frac{V_1}{W_r}\right)^2} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{4}{9} \left(\frac{V_1}{W_r}\right)^2 \left(1 - \frac{3}{2} k \frac{W_r}{V_1}\right)}}$$

donde

C_L = coeficiente de levantamiento o sustentación

V_1 = velocidad del viento no desordenado

W = velocidad angular del rotor

K = relación arrastre/levantamiento

La eficiencia del rotor es

$$\eta = \frac{1 - K \frac{V}{V_1}}{1 + K \frac{V}{V_1}} = \frac{1 - k \frac{W_r}{V_1}}{1 + k \frac{W_r}{V_1}}$$

donde V es la velocidad enfrente del rotor e idealmente es $\frac{2}{3}V_1$

Las hojas estrechas dan un par de arranque mucho menor que las hojas más anchas de los rotores de funcionamiento lento. Esto ocasiona que con las primeras el rotor no pueda arrancar solo. Con rotores grandes la velocidad rotacional está limitada por la necesidad de mantener la velocidad en la punta de las hojas por debajo de la velocidad del sonido.

4.4.3 Transmisión de potencia

En las máquinas pequeñas de funcionamiento rápido es necesario un engrane

queño para proporcionar la velocidad rotacional alta requerida por un generador eléctrico de diseño normal.

Cuando es manejado un generador eléctrico a través de engranes debe usarse un acoplamiento que deslice. Hay dos alternativas el acoplamiento hidráulico y el acoplamiento del tipo inducción eléctrica. Este último transmite con más facilidad el par máximo (2).

4.5 Mecanismos de control

4.5.1 Hacia una velocidad constante

El control de un sistema que genera potencia desde una entrada no fija como el viento presenta un problema formidable. La velocidad varía cada instante y además es disturbada por la obstrucción debida a la torre de soporte. Por lo tanto la velocidad rotacional de la flecha no es constante, esto da como resultado una generación ineficiente de potencia. Se crean también es fuerzas mecánicas sobre la máquina y se afecta el paso de la corriente elec tromagnética del generador. Debido a todo esto es necesario agregarle a la máquina convertora de energía eólica un mecanismo que estabilice los efectos de esta entrada. Este mecanismo es llamado controlador y sus funciones son las siguientes (13):

- i) Arranque de la unidad (si es necesario, como en el caso de las máquinas convertoras de energía eólica del tipo Darrieus)
- ii) Sincronizar la unidad adecuadamente (si es necesario, como en el caso de los generadores síncronos)
- iii) Verificar la dirección del viento y orientar la unidad en esa dirección (aplicable solamente en el caso de unidades de eje horizontal)
- iv) Verificar la velocidad del viento y la potencia eléctrica de salida y cargar el sistema ajustando adecuadamente el ángulo de graduación de las hojas y la excitación del generador
- v) Mantener la potencia eléctrica de salida en el valor nominal para las

velocidades de viento arriba del valor nominal mediante un control adecuado de graduación de la hoja.

vi) Apagar la unidad bajo condiciones anormales de operación como:

- a) Temperatura del generador demasiado alta
- b) Velocidad excesiva de viento
- c) Fallas eléctricas en el sistema

Los controladores más sencillos utilizados para orientar a los rotores pequeños en la dirección del viento se logran ya sea, montando las hojas de estos rotores viento abajo de la torre para que la presión del viento sobre ellas haga que se orienten o colocándoles una veleta de cola. Algunos rotores antiguos y otros más modernos de tamaño mediano se orientan en la dirección del viento mediante ruedas auxiliares o "ventiladores de cola" montados para funcionar en un plano perpendicular a la rueda principal. Estos ventiladores auxiliares giran con cualquier viento que los atraviese y manejan la cabeza del molino a través de un engrane reductor dando una orientación lenta.

En rotores grandes al mecanismo para orientación se le agrega un motor que puede ser eléctrico o hidráulico. El engrane que gira la cabeza principal, que es de un tipo especial, proporciona orientaciones más rápidas.

El mantener la potencia eléctrica de salida en su valor nominal implica mantener la velocidad rotacional constante. En algunas máquinas convertoras de energía eólica de eje vertical esto no es muy problemático debido a que en algunos rotores la velocidad es muy baja porque la superficie en movimiento se mueve menos que la velocidad del viento, como es el caso del rotor tipo Savonius. En otros la velocidad de rotación aumenta el par frenante más rápidamente que el par de

impulso neto, este es el caso del rotor tipo Turbina (2).

4.5.2 Controladores usados en máquinas conversoras de energía eólica de ve locidad variable

En unidades de velocidad variable el rotor no debe funcionar a velocidades excesivas de viento ya que va a estar unido a un generador, usualmente de c.d., con características de operación ya definidas a las que tiene que igualarse. El control es hecho por medio de gobernadores.

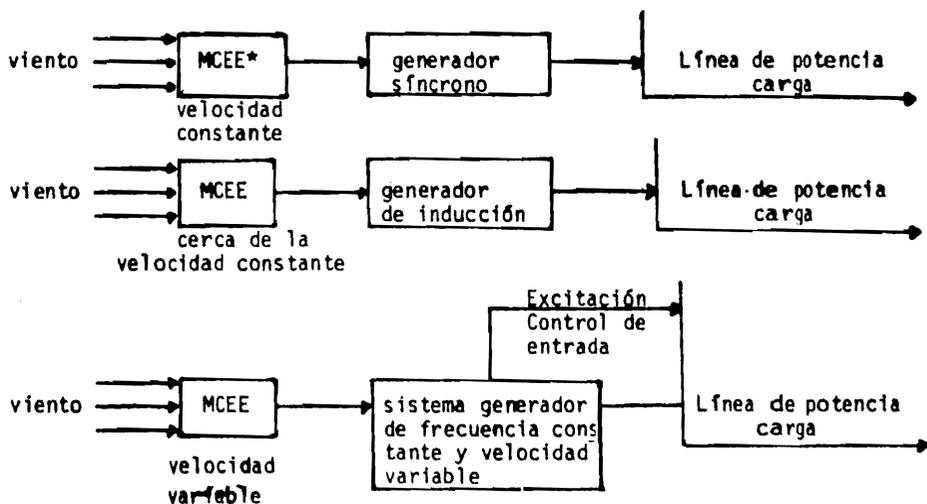
Idealmente el gobernador deberá entrar en operación únicamente a velocidades nominales de viento y operará reduciendo la eficiencia del rotor a velocidades de viento superiores al valor nominal. Existen tres formas de gobernadores que son; a) esparcidor de viento, b) freno de aire y c) cambiador de graduación operado centrífugamente.

El esparcidor de viento (a) quita al rotor del viento girándolo ya sea sobre un eje horizontal o vertical y puede prolongarse a una rotación de 90° para que para totalmente la máquina cuando la velocidad del viento llegue a ser peligrosamente alta, o en otros periodos. El freno de aire (b) se usa en rotores en los que las hojas son armadas separadamente de los brazos. Estos son controladores de resorte pero manejados externamente, para dar un efecto de frenaje cuando la velocidad del rotor aumenta arriba del valor dado. En el cambiador de graduación operado centrífugamente (c) la fuerza centrífuga sobre las hojas hace cambiar la graduación de éstas en la forma en que aumente la velocidad rotacional. La fijación de la hoja en el centro puede tener un socket en forma de espiral de tal manera que la gra-

ducción en la hoja cambia a medida que éste es jalado radialmente hacia afuera por esta fuerza o, alternativamente, la parte más delgada de la hoja puede ser inclinada cerca del centro de forma que el centro de gravedad de la hoja quede fuera del eje de rotación.

4.6 Sistemas de conversión energía eólica-energía eléctrica

La más atractiva de las aplicaciones recientes de una máquina convertidora de energía eólica es la producción de energía eléctrica. Debido a que estas máquinas operan a velocidad variable o constante, la conversión a energía eléctrica es hecha basándose en una variedad de sistemas de generación que pueden producir c.d. o salidas a c.a. a frecuencia constante o variable, dependiendo de donde va a ser usada la energía eléctrica. A continuación se muestra el esquema de algunas de las posibilidades para generar energía eléctrica a partir de la energía eólica con salidas a c.a. y a frecuencia constante para ser acopladas a líneas de potencia y posteriormente se explican las principales características de los generadores que utilizan estos sistemas.



* Máquina convertidora de energía eólica

Los generadores usados en los casos uno y dos en el esquema anterior son el síncrono y el de inducción. Los generadores síncronos del caso 1 operan en paralelo con la red de distribución manteniendo una velocidad rotacional constante independiente de la velocidad del viento. Aunque hay generadores síncronos muy simples imponen una carga reactiva en volt-ampere en la red de distribución y requieren capacitores para corregir el factor de potencia, o algún tipo de rotor de frecuencia variable para mejorarlo (10). También se hace necesario utilizar un sistema de gobernanación con objeto de mantener la potencia generada relativamente constante, una de las opciones es el sistema de gobernanación hidráulico en el que el generador mantiene su frecuencia dentro del ± 3 por ciento de la nominal en todo el rango de operación, aún en operación independiente (1).

El generador de inducción es una máquina de inducción operada por arriba de su velocidad síncrona. El rotor está acoplado al generador en tal forma que dentro del rango normal de operación el generador funciona a velocidad de 1 a 5 por ciento, superiores a la síncrona. Si el par aplicado al generador sobrepasa el par de rompimiento del enlace magnético entre el rotor y el estator, se sale de la región de estabilidad, y el rotor tenderá a girar libremente sin generar energía alguna.

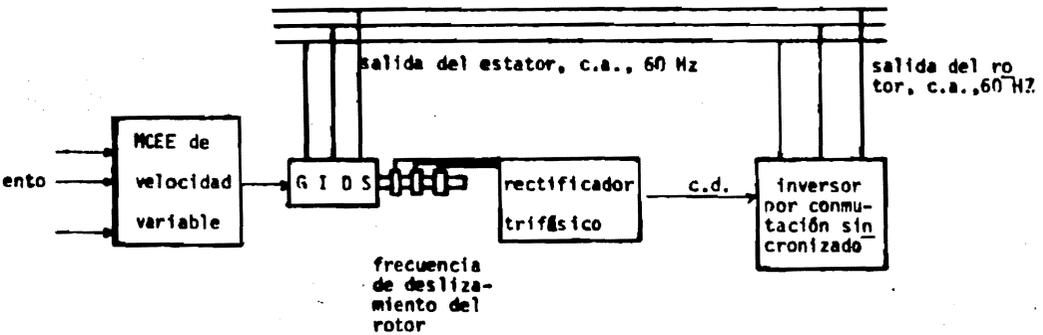
En el esquema anterior, el caso 3 se caracteriza por un rotor que gira libremente en el viento. La velocidad real del rotor está determinada por las características de comportamiento del rotor y del generador. La eficiencia del rotor es máxima para un solo valor de la razón de velocidad tangencial. Por consiguiente lo ideal sería que la velocidad de rotación se mantuviera en proporción constante a la velocidad del viento. Esto se puede lograr mediante la programación de la carga del generador. Con esto se puede mantener la eficiencia óptima de conversión en todo el rango de operación.

En los sistemas de velocidad variable-frecuencia constante (VVFC) la tecnología necesaria es mucho más compleja que la aplicada a sistemas de velocidad constante. El uso de circuitos basados en tiristores permite convertir corriente con frecuencia variable a corriente con frecuencia constante. Estos equipos son llamados inversores. Dentro de las opciones que existen para este tipo de sistemas se mencionarán dos de importancia.

La primera se trata de un generador-conmutador de c.a. (GCAC). Si se conecta a la red eléctrica la excitación se obtiene de ésta (a su frecuencia), y la frecuencia de salida del generador es igual a la de excitación, pudiéndose alimentar directamente de la línea. El conmutador hace posible la generación a la frecuencia de la línea, elimina el uso de equipo de estado sólido de potencia pero crea problemas de conmutación.

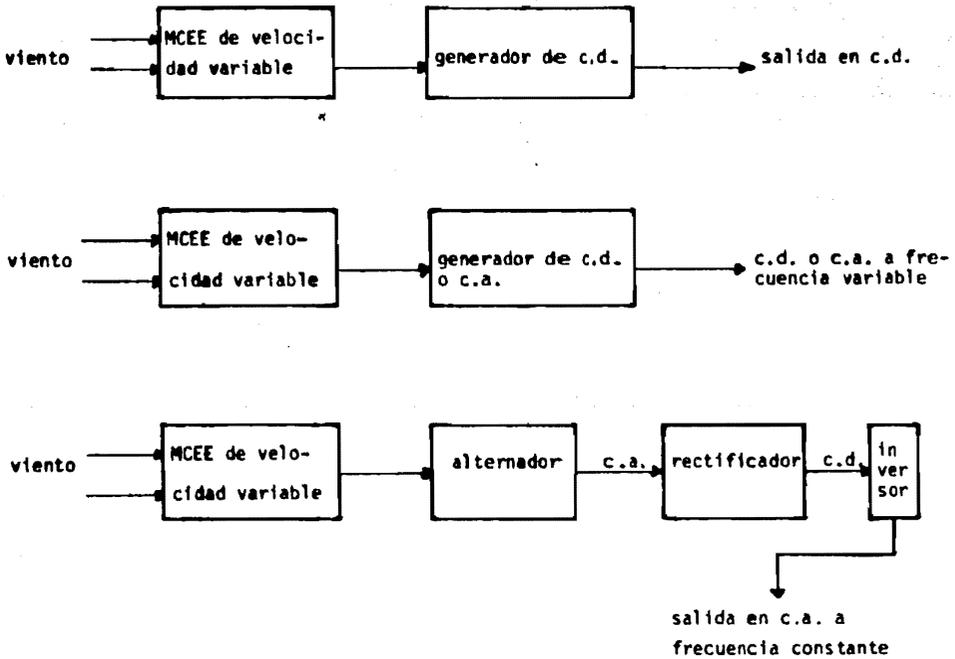
En la segunda opción se usa un generador de inducción de doble salida (GIDS). Funciona de la forma siguiente: la característica óptima de velocidad V_s vs carga de una máquina de inducción, está fijada por la resistencia del rotor; por lo tanto, una máquina con rotor de jaula de ardilla (con resistencia constante) trabaja dentro de una variación pequeña del porcentaje de desplazamiento. Ya que la máxima eficiencia aerodinámica (C_p) de un rotor se obtiene trabajando a una velocidad proporcional a la del viento, resulta necesario acoplarlo a un generador de inducción cuya característica óptima de velocidad vs carga sea variable; esto es cierto con un generador de inducción con rotor devanado que puede ser conectado a una resistencia variable externa. Ahora bien, ya que una resistencia más alta disminuiría la eficiencia del generador se emplea un control electrónico no disipativo que dé al rotor el efecto de una resistencia de deslizamiento variable y que a la vez convierta la corriente con frecuencia de deslizamiento a frecuencia de línea teniendo su alimentación a la

misma, de esta forma convierte al generador en una máquina de doble salida. En la siguiente figura se muestra como está acoplado este GIDS en un sistema VVFC. (1)



Estos sistemas de generación de energía eléctrica a partir de la energía eólica con salidas a c.a. son usados en máquinas convertoras de energía eólica grandes y medianas para que puedan ser conectadas a la línea de distribución, ya que las máquinas convertoras de energía eólica de tamaño pequeño usualmente tienen generadores de c.d.

El siguiente esquema muestra otras posibilidades para generar energía eólica utilizando máquinas convertoras de energía eólica su salida puede ser en c.a. o c.d. Aquí la energía eléctrica generada no va a ser usada en la red de distribución.



4.7 La estructura de soporte

La base en donde se apoya el molino de viento es llamada estructura de soporte y sirve también para acomodar y proteger la maquinaria (equipo eléctrico y mecanismos de control). Varía en forma, tamaño y material de fabricación dependiendo del tipo de máquina convertora de energía eólica (eje horizontal o vertical) y de su tamaño.

Esta torre de soporte está sujeta a varias fuerzas; una de las dominantes viene siendo la componente horizontal de la rotación de la máquina convertora de energía eólica, además de la fuerza horizontal del viento. Debido a que el viento fluctúa periódicamente, la torre está sujeta a fuerzas vibratorias y por lo tanto a fatiga. Las borrascas y los vientos altos también causan pequeños problemas en las torres.

En las máquinas convertoras de energía eólica de eje horizontal las borrascas causan problemas en rotores que giran rápidamente y que tienen relaciones extremo-velocidad muy altos porque las hojas del rotor se atascan y las fuerzas sobre las mismas no aumentan (1). El daño más serio es el exceso de velocidad del rotor que podría destruir a la máquina. De aquí que la integridad estructural de la torre depende no solamente de su resistencia, sino también de los sistemas de regulación de la máquina. Si los sistemas de regulación no son probados, la torre sería destruida aunque fuera 10 veces más resistente de lo que debiera ser.

otra fuerza importante es la impuesta por el rotor. El desordenamiento del viento ocasionado por el paso de las hojas del rotor da como resultado cambios en las fuerzas del viento que actúan sobre la torre. Si el rotor es colocado viento arriba la torre queda sujeta a fuerzas de pulsación sin embargo si se coloca viento abajo estas fuerzas se reducen drásticamente. Aunque, por otro lado las hojas quedan sujetas a fuerzas vibratorias ya que pasan a través del desordenamiento del viento ocasionado por la torre (6). Las vibraciones de las hojas causan también problemas a la torre porque el período natural de oscilación de ésta puede coincidir con alguna de las fuerzas que alternan sobre las hojas (2). Se deduce de esto que resultaría menos catastrófico que fallara una hoja a que fallara toda la torre.

4.7.1 Altura y forma de la torre

La velocidad del viento aumenta con la altura de acuerdo a la fórmula de N. Carruthers $V_h = kh^\alpha$ donde V_h es la velocidad del viento a 'h' metros, k es una constante de proporcionalidad y el exponente α , depende de varios factores entre los que se encuentra lo áspero de la tierra. La altura óptima de la torre depende el costo de los Kw instalados, puesto que un aumento en la altura da como resultado un incremento en el costo de la planta. Los costos son mínimos para las torres más pequeñas y como la energía eólica varía con el diámetro del rotor, éste debe ser lo más grande posible (6). Sin embargo las torres muy altas, como de 200 m, aseguran velocidades fijas y altas de viento (2).

En las máquinas convertoras de energía eólica de eje vertical usualmente la to-

re no es de gran altura, la potencia es entregada a nivel del piso. Esto se compensa haciendo los rotores de tamaño más grande pero, al aumentar el tamaño del rotor aumenta, en mayor cantidad, el costo de la máquina convertora de energía eólica debido a la cantidad de material requerido para su fabricación. Por esta razón, entre otras, este tipo de máquinas han sido construidas en tamaño pequeño.

El material usado en la construcción de las torres puede ser madera para las máquinas convertoras de energía eólica pequeñas y acero, que es el material que tiene más uso, para las de tamaño mediano y grande. Se usa también concreto pero son mucho más costosas y resisten menos a las vibraciones, sus ventajas son de apariencia y un acceso bien protegido para la maquinaria.

En el diseño de cualquier torre, las consideraciones están basadas en el efecto de las fuerzas normales del viento sobre el rotor y la torre, ya que crean momentos torsionantes. Las formas van desde postes de madera, tripodes de acero estructural, torres circulares de tabique o concreto y torres tubulares de acero mantenidas verticales mediante guías de alambre de gran resistencia. La elección de cualquiera de estas alternativas es dictada por el peso y tamaño del sistema completo de operación. Las torres circulares de tabique y las tubulares presentan una solución aerodinámica relativamente simple. Este no es el caso con formas estructurales de armaduras (6).

La variación que ha tenido el diseño de la torre ha sido con la finalidad de

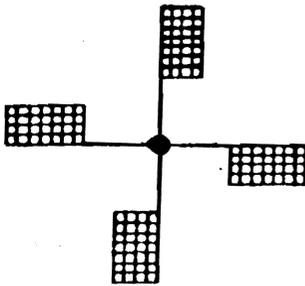
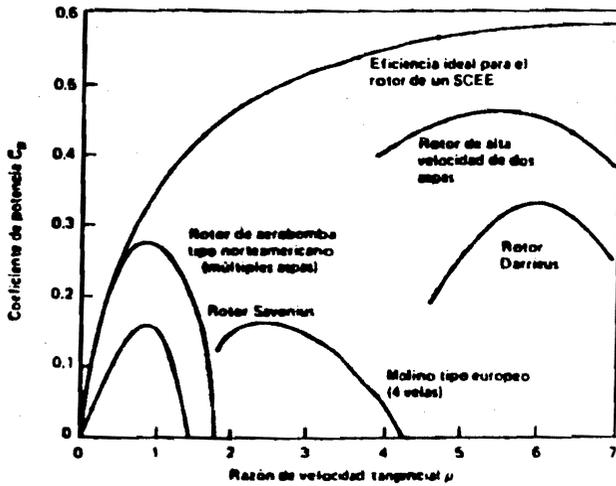
agrupar el equipo mecánico y eléctrico para que opere concéntricamente con la flecha del rotor. Además mientras menor espacio ocupe la torre menor será la obstrucción de viento que haga a las hojas del rotor, reduciendo con siderablemente con esto los esfuerzos sobre las mismas.

4.8 Eficiencia de las máquinas convertoras de energía eólica

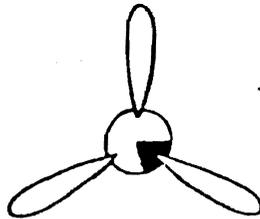
De acuerdo con Putnam, una máquina convertora de energía eólica mostrará una eficiencia global máxima cercana al 35 por ciento, usualmente a valores bajos de la velocidad del viento, 8 m/s (15). Con hojas grandes podrá convertir a energía eléctrica solamente cerca del 6 por ciento de la energía total disponible en los vientos que soplan sobre las hojas durante un año (7). Esto se debe a que muchas veces el viento es muy débil o demasiado fuerte para que opere la máquina convertora de energía eólica.

La eficiencia de conversión de energía eólica a electricidad dada por Putnam implica que debido a las pérdidas asociadas al diseñar la relación extremo-velocidad, bajo la cual operan las máquinas convertoras de energía eólica, y por la conversión de energía mecánica a eléctrica el coeficiente promedio de rendimiento de una máquina convertora de energía eólica se reduce hasta el 17 por ciento del C_p máximo. Una estimación más optimista da hasta el 25 por ciento (4). En la fig. 8 se muestran los C_p máximos para diferentes tipos de rotores (1).

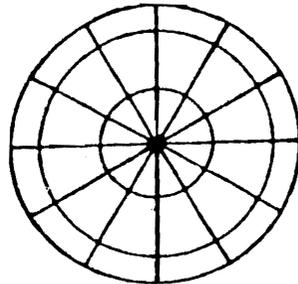
El C_p (coeficiente de potencia) de una máquina convertora de energía eólica es una función que varía grandemente con la relación extremo-velocidad. Pequeñas variaciones en este diseño dan grandes disminuciones del C_p real. Debido a este fenómeno el C_p promedio es con frecuencia substancialmente menor que el C_p correspondiente a una relación óptima extremo-velocidad. La tabla número 5 muestra eficiencias reales y relaciones extremo-velocidad de varias máquinas convertoras de energía eólica (3).



MOLINO TIPO EUROPEO
 C_p max 0.17
 Par elevado
 Bajas RPM
 Asas de diseño helicoidal



ROTOR MODERNO DE ASPAS AERODINAMICAS
 C_p max 0.47
 Par reducido
 Altas RPM



ROTOR DE AEROBOMBA
 Tipo norteamericano
 C_p max 0.15
 Par elevado
 Bajas RPM
 Perdidas muy altas

Fig. 8 Características de Potencia para diferentes tipos de rotores.

TABLA # 5

TIPO DE MAQUINA CONVERSORA DE ENERGIA EOLICA	RANGO DE EFICIENCIA (POR CIENTO)	RELACION EXTREMO - VELOCIDAD
Dutch (aspas - planas)	5 - 10	0.5 - 1.0
LaCour (4 aspas)	20 - 22	2.3 - 1.5
Multiaspas (acero)	15 - 30	1.0 - 2.0
Rotor - S (Savonius)	30 - 35	0.7 - 1.7
Turbina de viento	35 - 40	5.0 - 10.0

Como se vió anteriormente una máquina convertora de energía eólica ideal puede de extraer un límite teórico de $16/27$, o sea cerca del 59 por ciento de la energía cinética del viento pasando a través del área barrida por sus hojas. Máquinas convertoras de energía eólica de buen diseño aerodinámico de hecho generan cerca del 75 por ciento del máximo teórico (14).

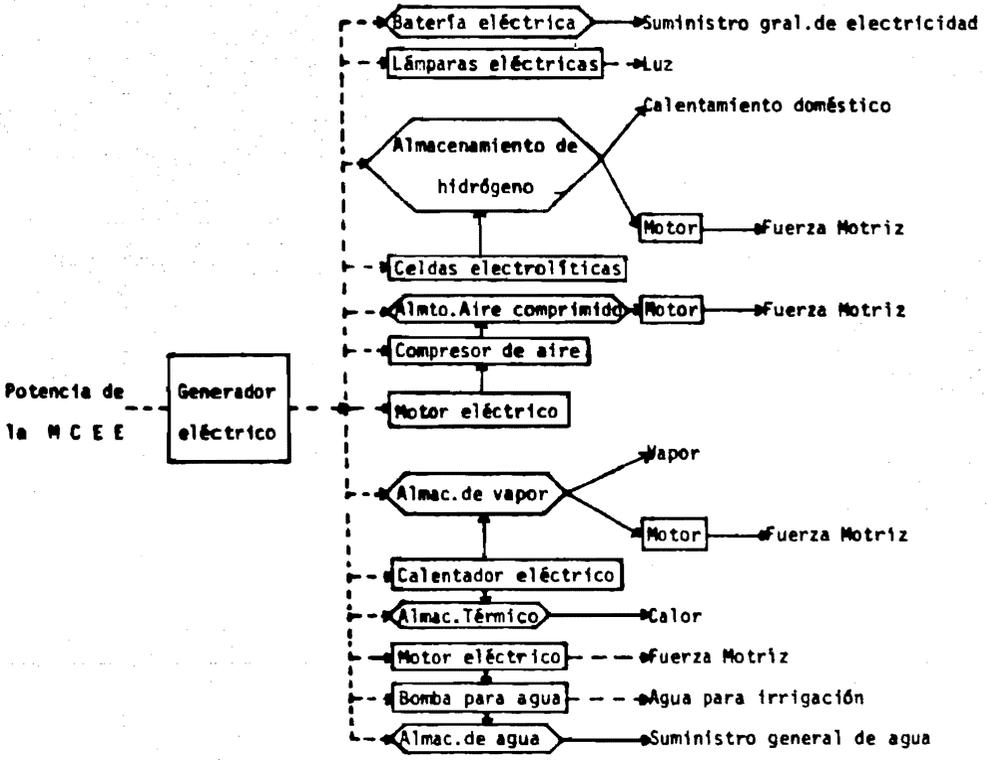
4.9 Sistemas de almacenamiento de energía

Existen dos problemas básicos en la utilización práctica de la energía eólica que son la irregularidad y la intermitencia del viento. Esto obliga a pensar en una carga discontinua sin un patrón de demanda específico, un sistema de almacenamiento de energía, o una fuente de respaldo que satisfaga la demanda cuando el viento deje de soplar. Los usos tradicionales de la energía eólica como la molienda de grano, el bombeo de agua para uso agropecuario, etc. representan cargas discontinuas, donde lo que interesa es el efecto acumulado al final de un período dado.

En aplicaciones en gran escala el uso de la energía eólica con una fuente de respaldo, donde la máquina convertora de energía eólica funciona únicamente como economizador de combustible, tiene el inconveniente de aumentar la inversión inicial al tener que adquirir los dos equipos. Por otro lado un sistema de almacenamiento de energía representa una inversión adicional que en el momento de estar haciendo la función de almacenamiento en vez de producir energía la consume. En el caso de una fuente hidráulica como respaldo la situación es diferente, ya que la producción de energía está dada con base en la disponibilidad del agua a lo largo del año en función del régimen pluvial. Así la conexión de la máquina convertora de energía eólica en paralelo con una hidroeléctrica conserva el agua en la medida en que aquella genere energía. Por lo tanto, la utilización de hidroeléctricas en combinación con máquinas convertoras de energía eólica puede resultar en una fórmula económicamente viable.

Algunos de los sistemas de almacenamiento de energía propuestos para su uso con máquinas convertoras de energía eólica comprenden las baterías de almacenamiento electroquímico (sistema usado más extensamente con máquinas convertoras de energía eólica de baja capacidad), volantes para almacenar energía cinética de rotación, aire comprimido en cavernas subterráneas, producción de hidrógeno y energía potencial hidráulica (1).

La selección de cualquiera de estos sistemas, depende grandemente de la forma en que es requerida la potencia y los propósitos para los que servirá. El diagrama siguiente muestra la relación de estos sistemas de almacenamiento con máquinas convertoras de energía eólica y los usos para los cuales pueden ser destinados, así como el uso directo de la energía eólica o sea, sin sistemas de almacenamiento (2).



CLAVES

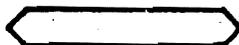
Potencia aleatoria -----

Potencia firme _____

Equipo usando potencia aleatoria



Forma de almacenamiento de energía



A continuación se explica en forma un poco más amplia las características de estos sistemas de almacenamiento.

4.9.1 Baterías

Si el suministro de electricidad tiene que ser mantenido continuamente, entonces el sistema de almacenamiento tendrá que ser hecho con baterías, que serán cargadas por el aerogenerador.

Las baterías son una de las formas para almacenar energía más conocida por todos. Las baterías son atractivas porque son simples, fáciles de usar con mecanismos que no sean muy complejos y requieren durante su vida de operación pequeñas reparaciones y mantenimiento. Pueden construirse en pequeños paquetes, están libres de las restricciones geográficas encontradas al bombear agua o gas en sistemas de almacenamiento y están disponibles para usarse casi instantáneamente (11).

La capacidad de la batería depende mucho de la capacidad del generador, así como del número consecutivo de horas de calma que van a tener que ser cubiertas con ésta. El voltaje del generador puede ser de 6-12 V, para tamaños arriba de 500 w y 24, 32 y 110 para máquinas más grandes (la capacidad de la batería varía entre 130 y 450 Ah) (6).

Por otro lado grandes períodos sin carga pueden causar pérdidas de carga en la batería, aún cuando no se esté tomando carga, de manera que la eficiencia

puede bajar alrededor de un 50 por ciento (1).

El costo de las baterías está determinado grandemente por la forma como son usadas. Un factor obvio es el tamaño o cantidad total de energía que puede ser almacenada. Esto será fijado por la potencia a ser entregada y la máxima longitud de los períodos con menos viento durante los cuales se espera que opere la batería. El siguiente factor a determinar es su vida útil. Esta será afectada por el número total de ciclos de operación, el rango en que la batería es cargada y descargada y la profundidad de descarga o fracción de la energía total extraída en un ciclo (6).

Como los cargos anuales para la batería vienen siendo cerca del 20 por ciento debido a su corta vida útil, estos cargos resultan del mismo orden que los de la planta principal. Es necesario un mantenimiento adecuado porque de lo contrario su vida útil puede reducirse a solamente dos o tres años. Las causas principales de deterioro son sobrecarga y ser dejada sin carga(2).

En general se consideran tres clases de baterías para almacenar energía y que son las que a continuación se especifican. Algunas de ellas están en estudio actualmente y otras ya se desarrollaron o están desarrollándose.

Tipos Convencionales

- 1) Plomo - Acido. Se caracterizan por tener una eficiencia entre 60 y 70 por ciento y 1500 ciclos de carga-descarga.
- 2) Níquel - Hierro. En estudio

3) Niquel - Zinc. 200 - 400 ciclos de carga - descarga

Metal - Gas. Todas en estudio

1) Hierro - Aire

2) Zinc - Aire

3) Niquel - Hidrógeno

4) Zinc - Oxígeno

5) Cadmio- Oxígeno

6) Zinc - Cloro

Metal - Alkali Todas en desarrollo

1) Sodio - Azufre (Beta Alumina). 200 - 2000 ciclos de carga - descarga

2) Sodio - Azufre (vidrio). 100 ciclos de carga- descarga y con problemas de estabilidad

3) Litio - Azufre. Ciclos de carga - descarga 2000

4) Litio - Cloro. 100 ciclos de carga-descarga

Dentro de las baterías plomo-ácido existen dos tipos que merecen ser mencionados: El tipo Planté y el tipo Faure. El tipo Planté es el menos susceptible de perder capacidad, debido a la irradiación del material activo en sus placas, que el tipo Faure, pero puede sufrir más fácilmente de sulfuración y requiere buenas condiciones de servicio. Probablemente el tipo Faure construido para servicio pesado con un tamaño generoso de placas, tendrá una vida más larga.

La batería alcalina Niquel-Hierro es un poco más cara que la de Plomo-Acido y tiene las desventajas de un voltaje inferior de carga y descarga y una resistencia interna más alta. Por otro lado es más robusta mecánicamente y menos

susceptible de daños en condiciones irregulares de operación. No se daña por sobrecarga y ocasionalmente ni por sobredescarga. No se auto-descarga y es menos susceptible que la del tipo Plomo-Acido de dañarse por las heladas.

4.9.2 Almacenamiento de hidrógeno

El almacenamiento de hidrógeno se realiza de la siguiente forma. El agua destilada, que es producida utilizando agua salina, va a ser usada en celdas electrolíticas y el hidrógeno generado por esta electrólisis del agua es comprimido y almacenado en cilindros o en contenedores de gas a baja presión (2).

En el transporte del hidrógeno existen dos tipos de problemas; el primero es la posibilidad de que haya fugas cuando es transportado a través de tuberías, el segundo está en la licuefacción, ya que este proceso requiere temperaturas extremadamente bajas y tuberías especiales (6).

El hidrógeno almacenado puede ser usado para calentamiento, para cocinar o como fuerza motriz (2).

4.9.3 Aire comprimido

Otra de las alternativas es el almacenamiento de energía mediante aire comprimido. Este sistema tiene tres componentes esenciales; un compresor, un motor y una turbina. Su funcionamiento es el siguiente: el motor maneja el compresor de aire, este aire es llevado a través de la turbina para extraerle su energía, la turbina es manejada por el mismo motor, que ahora actúa como al-

ternador. En este sistema el aire comprimido puede ser almacenado en cilindros o bajo tierra en cavernas. El primer método es más económico que el segundo. Este aire comprimido puede utilizarse para suministrar potencia motriz.

Comparando este sistema con otros como el hidráulico, baterías y volantes tiene la ventaja de que sus costos de capital son más bajos (6).

4.9.4 Almacenamiento térmico

El almacenamiento térmico puede tomar una de las siguientes formas (2):

- a) Calentamiento de agua
- b) Calentamiento de espacios o para cocinar
- c) Calentamiento de la tierra para propósitos agrícolas
- d) Purificación de agua salina mediante destilación y otros medios
- e) Refrigeración
- f) Calentamiento de espacios mediante el uso de sustancias cristalinas que son derretidas por la entrada de calor y regresan a calor latente en la recristalización
- g) Generación de vapor para calentamiento o para producir potencia en una máquina de vapor.

Todos estos métodos de almacenamiento térmico, excepto destilación -cuando el producto del calentamiento es almacenado y no el calor en sí mismo- dependen para su éxito de la relación entre la frecuencia de ocurrencia de la energía

eólica, del horario de los requerimientos térmicos y de la capacidad térmica y aislamiento del equipo usado.

4.9.5 Almacenamiento de energía potencial hidráulica

El almacenamiento mecánico de energía como el representado mediante agua bombeada (que tiene energía potencial por su elevación) es un método muy satisfactorio cuando es requerido un suministro de agua. La magnitud práctica de tal almacenamiento está gobernado por los requerimientos de agua de la comunidad a la que sirven, el tamaño del reservorio que puede usarse, y en algunos países con clima caliente por el período limitado de tiempo en el que es posible almacenar agua en condiciones frescas.

Para bombeo de agua, solamente, pueden usarse molinos de viento no eléctricos. El más comúnmente usado es el molino multiaspas que maneja la bomba. Estos deben situarse inmediatamente adyacentes al agua que va a ser bombeada (2). Estos sistemas de almacenamiento por bombeo de agua tienen eficiencias cercanas al 67 por ciento. El problema que tienen es el número limitado de sitios disponibles y aceptables. Estos están determinados por el clima, la geología y geomorfología del área (11). Con frecuencia las áreas aceptables pueden sufrir de falta de viento, en vista de lo cual se sugiere acoplar un generador eléctrico a estas máquinas y situarlas en el sitio donde el viento sea un poco más favorable, pero no muy lejos del sitio de bombeo, y manejar la bomba mediante un motor eléctrico.

4.9.6 Almacenamiento de energía cinética de rotación

Los volantes sirven para almacenar energía cinética de rotación. La cantidad de energía almacenable en un volante aumenta con el cuadrado de la velocidad de rotación. Esta velocidad está limitada por la resistencia del material (1).

Estudios basados en la resistencia de los materiales especifican que si uno de ellos es 10 veces más pesado que el otro pero con la misma resistencia, el volante hecho con el material ligero, requiere de sólo la décima parte de la masa del volante hecho del otro material, para almacenar la misma cantidad de energía.

La cantidad de energía que puede ser almacenada por unidad de masa es expresado como

$$V_{\max} = 1/2 \frac{\sigma_m}{\rho}$$

donde, σ_m , es el esfuerzo máximo que resiste el material y ρ la densidad del mismo. Algunas veces se agrega una constante que depende de la geometría del volante.

Comparando metales con fibras de alta resistencia, en cuanto a sus propiedades relacionadas con los volantes, las fibras tienen mejores características ya que pueden almacenar hasta 15 veces la energía por unidad de masa que se puede almacenar en el mejor acero (3).

El diseño de los volantes varía con el tipo de material utilizado para su construcción. El diseño del volante a base de fibras debe ser hecho en forma tal, que los esfuerzos se presenten en dirección paralela a las fibras.

El volante puede ser colocado en un recipiente sellado y acoplado a un generador y a un motor eléctrico, ambos de velocidad variable, el motor funciona cuando se está suministrando energía al volante, y el generador cuando se está utilizando la energía almacenada (3).

Se ha estimado que un volante construido con fibras de alta resistencia, girando entre 25,000 y 75,000 rpm, tendría una capacidad para almacenar de 15 Kw-hr y pesaría 91 Kg, incluyendo el generador, y cabría en el cofre de un automóvil pequeño. Unidades más grandes, para almacenamiento de energía en sistemas eléctricos, utilizarían rotores de 4 a 5 m de diámetro con un peso entre 100 y 200 tons. que girando a 3,500 rpm serían capaces de almacenar entre 10,000 y 20,000 Kw-hr (1).

En la tabla número 6 se muestran las características técnicas para el almacenamiento de energía (12).

TABLA # 6

TECNOLOGIA	CANTIDAD ALMACENADA (MWe)	CARACTERISTICAS		COMENTARIOS
		Disponible comercial.	n almac. (por ciento)	
Baterfas	1	1975-1982	70-80	Tecnología probada
Volantes	1	1985	70-90	
Almac. de hidrógeno	1	1985	40-60	Opciones para almac.
Aire compr. (adiabático)	10	1982	70-80	Gradiente térmico alto
Aire compr. (isoterm.)	10			Se requiere combusti- ble
Bombeo hí- dráulico	100		70-75	Sitios especiales
Magnetos supercond.	500	1995	90	

4.10 Aplicación de las máquinas convertoras de energía eólica con base en su capacidad instalada

Las máquinas para conversión de energía eólica pueden ser clasificadas en tres tamaños que son: (2)

- 1) Unidades de tamaño pequeño con capacidad desde unos cientos de watts hasta 100 Kw,
- 2) Unidades de tamaño mediano, arriba de los 100 ó 200 Kw y
- 3) Unidades de tamaño grande, capacidad mínima de 1,000 Kw.

Las funciones o aplicaciones que puedan tener estas máquinas está basada en estas capacidades, como se verá a continuación.

Las máquinas de tamaño pequeño y mediano pueden utilizarse solas o conjuntamente con otras fuentes de potencia para suministrar energía a comunidades pequeñas o aisladas en donde el suministro de energía llega a ser prohibitivamente caro. Las máquinas pequeñas tienen generalmente rotores con diámetros cercanos a los 12 pies (aproximadamente 3.6 m), su salida de potencia máxima puede ser del mismo orden o un poco menor, puede variar desde 1.5 Kw hasta 6 Kw de acuerdo con la velocidad del viento para la cual son diseñadas. Esta generalmente es de 30 m.p.h. (aproximadamente 13.4 m/s). Las máquinas de tamaño mediano tienen propelas con diámetros cercanos a los 50 pies (aproximadamente 15 m) y pueden tener salidas del orden de 100 Kw.

Las máquinas de tamaño pequeño usualmente tienen generadores de c.d. y funcionan a velocidad variable, pero pueden hacerse arreglos para que proporcionen salidas a frecuencia constante. Las máquinas de tamaño mediano pueden ser de c.d. o c.a.

Como el voltaje del generador es bajo y su capacidad de potencia es baja también, esto implica que las unidades deban situarse cercanas a su carga, o sea que el sitio para ellas está más limitado. Las máquinas deben montarse sobre un poste rígido o sobre una estructura de armazón de acero bien sostenida para que resista presiones grandes de viento y para minimizar las vibraciones, deberá ser lo suficientemente alta (un mínimo de 30 a 40 pies, 9 a 12 m) para que esté bien despejada de edificios, árboles y otras obstrucciones que podrían interferir con el flujo del viento. La máquina no debe montarse en la planicie de la cima porque el flujo del viento sobre la planicie, a una altura baja, usualmente es turbulento y los esfuerzos sobre la máquina pueden ser lo suficientemente fuertes para causar daños a la instalación en vientos borrascosos.

La producción aleatoria de la potencia del viento puede ser suavizada en máquinas pequeñas mediante el almacenamiento de electricidad en un banco de baterías (6).

Las máquinas medianas pueden ser instaladas en paralelo con una planta de combustión interna, acoplando el aerogenerador a un banco de baterías y a un inversor para alimentar demandas pico de electricidad; lo que ahorra combustible y capacidad instalada al dedicarse el motogenerador a cubrir únicamente la demanda base (1).

Pruebas sobre 9 tipos de aerogeneradores en capacidades desde 250 w hasta 10 Kw dieron salidas específicas desde 686 Kw-h/año/Kw hasta 1710 Kw-h/año/Kw.

En la tabla #7 se muestran pruebas de salida específica hechas en diferentes países.

TABLA # 7

País	Salida específica anual (Kw-h/Kw)	Máquina	Velocidad nom. del viento (m/s)	Velocidad media anual del viento (m/s)
Canadá	1320	1000w, 32 V	13.4	5.0
Holanda	4000	50 Kw	11.0	8.9
Alemania	1550	18 Kw	8.0	5.0
	1930	18 Kw	8.0	6.0
	2790	18 Kw	8.0	8.0
	1200	8 Kw	9.8	8.0
	2670	8 Kw	9.8	8.0
Dinamarca	1892	50 Kw, 17 m de diámetro		5.4
	1910	70 Kw, 24 m de diámetro		5.4
Rusia	1410	109 w, 1.5 m de diámetro	8.0	4.0
	855	1000 w, 3.5 m de diámetro	11.0	4.0

Estas producciones de potencia específica dependieron de la frecuencia con que sopló el viento (horas anuales), además de su velocidad media anual y de el diámetro del rotor, entre otros.

Generalmente las velocidades nominales de viento, o sea la velocidad en la que la máquina funciona a toda su capacidad, van desde 8.9 m/s hasta 15.64 m/s.

La eficiencia aerodinámica de algunos rotores pequeños, de hojas fijas llega a tener un valor óptimo de 40 a 45 por ciento, pero no pueden ser operadas para que logren trabajar en este rango, se ha estimado un valor cercano al 35 por ciento antes de que el gobernador empiece a bajar la eficiencia. Los generadores utilizados en estas máquinas, que son generalmente de c.d., son de baja eficiencia, 55 a 60 por ciento, aunque operen a toda carga. Debido a esto la eficiencia de todo el conjunto se encuentra en valores muy bajos que pueden ser menores al 20 por ciento.

Las máquinas de gran tamaño están generalmente conectadas a una red de c.a. en que la velocidad rotacional debe ser constante. Sus rotores tienen diámetros cercanos a los 70 m, generalmente están soportadas sobre torres estructurales de acero. Capacidades entre 5000 y 10000 Kw son consideradas como el tamaño mínimo para un aerogenerador conectado a una red de suministro de electricidad. Estas máquinas son diseñadas para operar automáticamente y no se les consideran sistemas para almacenamiento de energía.

Como estas unidades no son fuentes de potencia firme deben usarse conjuntamente con un sistema de suministro que tenga una capacidad total de 6 a 10 veces la capacidad total instalada de la energía eólica, para la utilización de la energía eólica disponible, ya que la red debe ser capaz de absorberla como y cuando es generada, aún cuando la carga en el sistema esté en su valor mínimo.

En la tabla #8 se muestra la influencia que puede tener la velocidad del viento sobre un aerogenerador de tamaño grande con un diámetro del rotor de 63 m y un coeficiente de potencia global de 40 por ciento.

TABLA # 8

Velocidad media anual del viento (m/s)	Velocidad nom. del viento (m/s)	Capacidad de la máquina (Kw)	Salida específica (Kw-h/año/Kw)	Salida total anual (Kw)
11.17	15.60	3220	3420	11×10^6
	13.40	2030	4400	8.83×10^6
	11.17	1160	5400	6.50×10^6
	8.90	592	6200	3.73×10^6
8.90	15.60	3220	2100	6.76×10^6
	13.40	2030	3100	6.30×10^6
	11.17	1160	4150	4.81×10^6
	8.90	592	5250	2.96×10^6
6.80	15.60	3220	1000	3.22×10^5
	13.40	2030	1800	3.66×10^6
	11.17	1160	2700	3.13×10^5
	8.90	592	3750	2.22×10^5

5 MODELO MATEMATICO PARA ANALIZAR LA FACTIBILIDAD ECONOMICA DE PRODUCIR ENERGIA ELECTRICA UTILIZANDO LA ENERGIA EOLICA

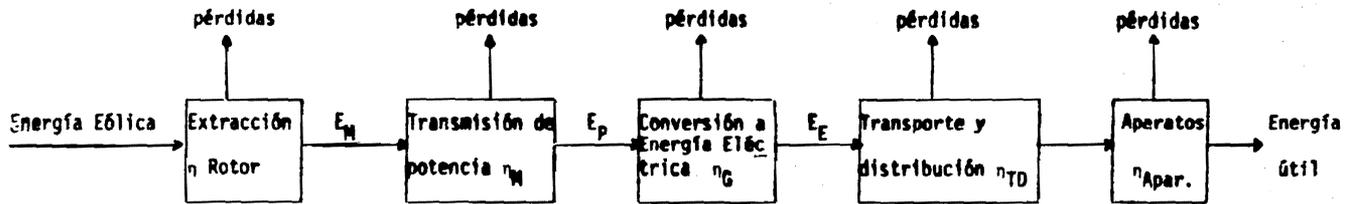
En los capítulos anteriores se ha especificado qué es la energía eólica, las formas como ha sido utilizada y el tipo de mecanismos que forman un sistema para el aprovechamiento de esta energía. Falta saber cuánto cuesta hacer uso de esta energía y como se encuentra este costo en relación con la utilización de algún otro tipo de energía que tenga el mismo propósito. Debido a esto, este capítulo será dedicado a la elaboración de un modelo que sirva para analizar el costo de la energía eólica, definiendo cuales son las variables involucradas en el modelo con el propósito de identificar la función e importancia que tienen dentro del mismo.

5.1 Cantidad de energía eólica que puede ser extraída del viento

Se había especificado anteriormente que la energía eólica es una de las formas indirectas de utilización de la energía solar a través de los efectos meteorológicos. La energía eólica disponible sobre la tierra es aproximadamente de 13 millones de millones de Kwh y de esta capacidad total es posible desarrollar un 10 o un 20 por ciento para generación de energía eléctrica (1). En 1954 la World Meteorological Organization estimó que por lo menos 2×10^7 Mw podrían extraerse de los vientos atmosféricos (6).

La cantidad de energía eólica que se puede aprovechar de la energía disponible sobre la tierra depende de la eficiencia de los procesos a que es sometida. A continuación se muestran los procesos básicos por los que atraviesa la energía eólica al ser convertida en energía eléctrica y esta energía convertida en energía útil.

Análisis del proceso de transformación de la energía eólica



donde:

η_R = Eficiencia aerodinámica del rotor

E_M = Energía mecánica de rotación

η_M = Eficiencia del sistema mecánico de transmisión de potencia

E_P = Transmisión de potencia o transmisión del par

η_G = Eficiencia del sistema de conversión a energía eólica

E_E = Energía eléctrica

η_{TD} = Eficiencia en el transporte y la distribución de energía eléctrica

η_{Apar} = Eficiencia de los aparatos (por ej. los focos)

Se observa del diagrama de bloques anterior que la energía eólica no es aprovechada totalmente ya que desde la extracción hay pérdidas. Estas pérdidas por extracción son debidas al diseño del rotor. La extracción de la energía eólica por el rotor da como resultado energía mecánica de rotación; la energía mecánica gira la flecha del rotor y pasa, posteriormente, a través de un sistema de transmisión de potencia (engranes, acoplamientos, etc.) en el que también hay pérdidas. Estas pérdidas son debidas principalmente a fricción. Al transmitirse la potencia a un sistema de conversión de energía eléctrica éste no convierte toda esta potencia en energía eléctrica, ya que depende del tipo de generador y de los mecanismos de control considerados en el sistema o sea, las pérdidas por conversión dependen de la eficiencia del sistema de generación. Al ser transportada y distribuida la energía eléctrica existen pérdidas, debidas principalmente a calentamiento y dependen del tipo de material utilizado. Finalmente al ser utilizada esta energía eléctrica en los aparatos domésticos tiene pérdidas que son debidas a la baja eficiencia de éstos. Esto quiere decir que de la energía que se suministró, desde el principio, un porcentaje muy pequeño es el utilizado realmente. La forma como se relacionan los diferentes tipos de energía involucrados en este proceso se describen a continuación.

Para la energía mecánica de rotación se tiene

$$E_M = \eta_R E_R$$

Esto quiere decir, que la cantidad de energía mecánica de rotación entregada depende de la eficiencia aerodinámica del rotor, η_R , por la cantidad de energía eólica extraída.

La cantidad de energía que va a ser entregada por el sistema de transmisión será:

$$E_D = \eta_M E_M$$

Esto es la transmisión del par de la flecha está en función de la eficiencia mecánica del sistema de transmisión (engranes, acoplamientos, etc.), η_M , por la cantidad de energía mecánica de rotación entregada. Finalmente la cantidad generada de energía eléctrica es

$$E_E = (\eta_R E_e) (\eta_M E_M) \eta_G$$

Donde η_G es la eficiencia del sistema de conversión de energía eléctrica. En esta ecuación se observa que la cantidad de energía eólica que puede ser convertida en electricidad depende básicamente de la eficiencia de los sistemas que intervienen en el proceso de conversión.

5.2 Descripción del modelo

Este modelo sirve para evaluar el costo de producir electricidad mediante la utilización de la energía eólica. Las variables que intervienen en su formulación están relacionadas de tal forma que la variación de cualquiera de ellas afecta a las demás y al resultado final. Las características de las variables involucradas en el modelo son las que a continuación se describen.

5.2.1 Características generales y distribución del viento

Los vientos dependen del tiempo y la situación geográfica. En general, las regiones planas y las regiones costeras experimentan vientos caracterizados por gradientes positivos de velocidad. Con la altura, en altitudes cercanas a los 150 m, la velocidad del viento está cerca de 1.35 a 1.45 veces las velocidades de viento observadas a alturas cercanas a los 15 m. Las regiones montañosas, y especialmente la cresta de las montañas, experimentan en promedio vientos más fuertes en la superficie que las regiones planas y costeras. Las áreas en la cumbre de las montañas muestran con frecuencia gradientes de velocidad de viento negativos, lo que conduce a velocidades de viento más bajas a altitudes de varios cientos de metros que a unos 30 metros (4).

5.2.2 Regímenes de viento diarios

Debido a la fluctuación del viento se hace necesario conocer la distribución estadística de velocidades en períodos diarios, mensuales y anuales. El patrón diario de viento es altamente variable. La velocidad y dirección del viento pueden cambiar sobre rangos muy amplios durante un día y día a día. Por ejemplo algunas regiones costeras experimentan regularmente velocidades de viento más altas durante el día que durante la noche (4). De los datos del registro diario de la velocidad del viento se puede calcular la velocidad media diaria del viento. Con esta información y haciendo uso de la

ley del cubo se puede calcular la cantidad de energía eólica disponible media diaria para propósitos de suministro de potencia.

5.2.3 Regímenes de viento mensuales

Graficando los registros de la velocidad media diaria del viento a lo largo de todo un mes se obtiene su variabilidad. Esto puede hacerse para todos los meses del año y obtener las variaciones mensuales de la velocidad del viento para ese año. Teniendo el área barrida por el rotor de la máquina convertora de energía eólica, las variaciones mensuales y haciendo uso de la ley del cubo, que relaciona la potencia del viento con la velocidad del viento y el área barrida por el rotor, se calcula la potencia disponible mes a mes. Graficando estos datos se obtienen las variaciones en la producción de potencia en cada uno de los meses y para todo el año. Las variaciones mensuales de la velocidad del viento tienen importancia si; a) la energía eólica va a ser usada conjuntamente con la potencia hidroeléctrica, ya que la coincidencia en la disponibilidad del viento y del agua pueden afectar la eficacia de toda la instalación, y b) si las plantas de tamaño pequeño o mediano impulsadas con viento van a ser usadas solamente para suministrar energía en lugares remotos; entonces los requerimientos energéticos en diferentes estaciones del año deben estar relacionadas con las velocidades probables de viento durante esas estaciones (1).

El promedio mensual de velocidad y dirección del viento para una área dada son pronosticables. Los patrones promedio de viento mensuales varían lige-

ramente en todo el año y año con año. Esta pronosticabilidad mensual puede explicarse en parte porque la mayoría de las variaciones en la velocidad del viento pueden acontecer debido a condiciones meteorológicas de duraciones relativamente cortas. Cuando se calculan los promedios mensuales las fluctuaciones diarias tienden a cancelarse.

En cualquier situación dada, la velocidad promedio mensual del viento raramente es menor que la mitad del promedio anual. La mayoría de estos promedios mensuales de velocidades caen dentro del 15 por ciento del promedio anual (2).

5.2.4 Regímenes de viento anuales

Las medidas para determinar el régimen de viento anual incluye las direcciones del viento, así como su velocidad. Los registros para la velocidad del viento pueden darse mediante valores horarios en todo el año, o solamente los números de horas para los cuales la velocidad cae dentro de ciertos límites (1).

La velocidad promedio del viento para el año es aún más estable que los promedios mensuales.

La estabilidad de los patrones de viento promedio mensual y anualmente son de gran importancia en la utilización de la energía eólica. La confiabili-

dad en la salida de un sistema manejado mediante la energía del viento depende directamente de la estabilidad de estos patrones de viento promedio. El costo unitario de la energía generada por estos sistemas depende de la consistencia de estos patrones de viento promedio (4).

5.2.5 Potencia obtenible del viento mediante curvas

5.2.5.1 Curvas de duración de velocidades y potencia-duración

Los registros continuos de velocidad de viento se traducen a una curva de distribución de velocidades. Esta curva de distribución de velocidades puede hacerse para cada mes y para el año completo, lo que permite conocer por rangos de velocidades el porcentaje del tiempo que le corresponde a cada una de éstas. Al agrupar los datos mensualmente se determinan las variaciones estacionales y por último 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 éstas si se cuenta con información que permita establecer correlaciones. Esta información es indispensable para establecer la cantidad de energía que contiene el viento y poder estimar así la que es potencialmente aprovechable en un período determinado. Una forma útil de representar esta distribución de velocidades en un período dado es con la llamada "curva de duración de velocidades", que tiene como ordenada la velocidad del viento y como abscisa el número de horas en el año para el

cual la velocidad iguala o excede cada valor particular. En una sola gráfi-
ca pueden dibujarse curvas de duración de velocidades para diferentes si-
tios y así escoger el que tenga la mejor distribución de viento.

Las curvas velocidad-duración son convertidas posteriormente a curvas poten-
cia-duración elevando al cubo sus ordenadas, que son entonces proporcionales
a la potencia en el viento para un área barrida dada. Las diferencias entre
los sitios como fuentes potenciales de energía son ahora mucho más marcadas,
especialmente cuando nos damos cuenta que las áreas bajo las curvas son pro-
porcionales a las cantidades anuales de energía eólica.

5.2.5.2 Curvas de frecuencia de velocidades

Estas curvas muestran las horas anuales de duración de velocidades de vien-
to, trazadas verticalmente, contra las velocidades de viento trazadas hori-
zontalmente.

Consideraciones sobre las curvas de frecuencia

- a) Debido a la existencia de periodos de calma en cualquier sitio la inter-
sección en el eje vertical nunca es cero,
- b) La velocidad más frecuente es siempre más baja que la velocidad media
anual y varía con ésta,
- c) La duración de la velocidad más frecuente baja tanto como aumente la ve-
locidad media y

d) El área bajo la curva es constante, puesto que debe tener un total de 8760 horas en el año.

Estas curvas de frecuencia son convenientes cuando existe el problema de calcular la energía anual que puede ser obtenida de un generador manejado con viento cuya potencia real de salida para diferentes velocidades de viento es conocida (1).

5.2.6 La ley del cubo o potencia en el viento

El viento, aire en movimiento, tiene energía cinética, proporcional al cuadrado de su velocidad por la masa de su volumen. Si este volumen corresponde al generado en la unidad de tiempo por un área unitaria que se desplaza a tal velocidad, la potencia del viento por unidad de área es proporcional al cubo de su velocidad.

Para propósitos de cálculo Golding (2) considera una constante arbitraria ($k = 1/2\rho$) cuyos valores dependen de las unidades en que se exprese la potencia, el área barrida por el rotor de la máquina convertidora de energía eólica y la velocidad del viento; considera la densidad del aire, ρ , como 1290 g/m^3 . Como en los cálculos posteriores se considera el sistema métrico decimal, el valor de esta constante para una potencia expresada en Kw es 0.00064.

5.2.7 Potencia de salida de una máquina convertora de energía eólica

La potencia de salida de una máquina convertora de energía eólica es la cantidad de energía que puede ser extraída y convertida por ésta en otra forma de energía utilizable. Esta potencia es proporcional a la potencia en el viento por el coeficiente de potencia de la máquina a considerar. Este coeficiente de potencia, C_p , representa la eficiencia aerodinámica del rotor, cuyas pérdidas pueden atribuirse principalmente al movimiento de rotación comunicado al aire por las aspas y la fricción contra el mismo. Este coeficiente depende del tipo y las características de las aspas del rotor y varía con la razón de la velocidad tangencial (μ), la cual está definida como la relación instantánea entre la velocidad de la punta del aspa y la velocidad del viento. El valor máximo de C_p es alcanzado a un valor de μ característico de cada rotor (14). En teoría C_p tiene el valor de 0.593 y es un número adimensional. Las unidades de la potencia son expresadas en Kw, H.P. o en watts.

5.2.8 Potencia neta producida por una máquina convertora de energía eólica

Como se vio anteriormente en el inciso 1 de este capítulo, en el sistema de transmisión de potencia existen pérdidas de potencia. Estas pérdidas de potencia afectan a la máquina convertora de energía eólica disminuyendo su salida. Varían de 8 a 20 por ciento, aproximadamente, dependiendo del tipo y características del sistema de transmisión de potencia y del tipo de rotor.

Si estas pérdidas de potencia se restan de la potencia de salida de la máquina convertora de energía eólica se obtiene la potencia neta de dicha máquina o sea, es la producción de potencia efectiva de la máquina para un régimen de viento y un diámetro de rotor dados.

5.2.9 Eficiencia global de la máquina convertora de energía eólica

En toda conversión energética la relación entre la energía disponible para su utilización y la energía realmente obtenida, define la eficiencia global del sistema. En relación con la energía eólica se tiene que la eficiencia de una máquina convertora de energía eólica es la razón entre la potencia neta producida y la potencia en el viento, generalmente expresada en porcentajes.

Esta eficiencia varía con el tipo de rotor, sistema de transmisión, tipo de generador y cargas a las que va a estar sujeta. Esto último es debido a los cambios en la velocidad del viento.

5.2.10 Producción anual de potencia

La producción anual de potencia es la energía potencialmente aprovechable del viento y es función de la potencia de salida neta de la máquina y de la duración anual de la velocidad del viento. Esta última es el resultado de la curva velocidad-frecuencia, y son las horas en las cuales se tuvo una velocidad de viento determinada a lo largo de todo el año.

5.2.11 Potencia nominal

La potencia nominal es la potencia máxima, en un régimen continuo de viento, para la cual ha sido prevista y dimensionada la máquina convertora de energía eólica. Esta potencia está en función de la velocidad nominal del viento, o velocidad de diseño, del diámetro del rotor y del coeficiente de potencia de la máquina. Sus unidades son Kw, H.P. o watts.

5.2.12 Salida específica de potencia

Es el número equivalente de horas de operación a toda carga y está dada por la relación de la producción anual de potencia, a una velocidad de viento específica, entre la potencia nominal de la máquina convertora de energía eólica. La salida específica de potencia varía con la velocidad nominal del viento, ya que un aumento en ésta corresponde a una disminución de la salida específica de potencia. Sus unidades son Kwh/año/Kw.

5.2.13 Análisis económico

El análisis económico de la energía eólica involucra los siguientes parámetros: el costo de la planta, los cargos anuales por interés, depreciación y mantenimiento de la planta, y el número equivalente de horas de operación a toda carga o salida específica.

El costo de la planta es el costo por Kw de capacidad instalada y varía con a) el tipo de máquina, b) la magnitud real de la capacidad instalada y c) la velocidad del viento.

Los cargos anuales por interés, depreciación, amortización, impuestos, operación y mantenimiento de la planta dependen del costo de capital sobre la vida de la planta, de su diseño y su lugar de instalación. La tasa de interés varía con el tiempo y con el estado del préstamo. La vida de la planta no puede expresarse por un número definido de años debido a que la vida útil de las partes de la planta son diferentes. La vida útil del rotor es diferente de la vida útil de la estructura de soporte. El costo de mantenimiento depende del tamaño, tipo de planta y lugar de instalación.

Como resulta difícil conocer con exactitud cada uno de los factores que intervienen al considerar los cargos anuales para la planta es aceptable considerar un cierto porcentaje, para evaluaciones preliminares, para todo el conjunto. Este porcentaje no es el mismo para todas las plantas, puesto que varía con el tamaño de la planta y si el comprador pertenece al sector privado o al sector público. Para este último Putnam considera que los cargos anuales son más bajos que para el primero (15).

El costo de generación de la planta, o sea el costo por Kwh generado, resulta de dividir el equivalente, en pesos, del porcentaje de cargos anuales por la producción anual de potencia.

Las expresiones matemáticas de cada una de las variables aquí consideradas se especifican a continuación.

Los datos de entrada del modelo son las velocidades de viento para el sitio escogido y las características de diseño de la máquina convertidora de energía eólica, aunque si no se tuvieran podrían calcularse también para adecuar el diseño a las necesidades de energía. Las características básicas son:

- diámetro del rotor
- velocidad nominal del viento
- velocidad del viento a la cual arranca la unidad
- velocidad del viento para la cual la unidad tiene que ser apagada
- potencia nominal
- coeficiente de potencia
- costo de la unidad

El modelo consta de los siguientes pasos.

1. Distribución del viento mediante las gráficas: a) diarias, b) mensuales o c) anuales.
2. Potencia obtenible del viento mediante las curvas: i) velocidad-duración (velocidad del viento Vs horas en el año) y ii) velocidad-frecuencia (duración en horas Vs velocidad del viento).
3. Potencia en el viento

$$P_v = kAV^3$$

donde; P_v = potencia extraída del viento, Kw

A = área barrida por el rotor de la máquina igual a $\pi D^2/4$, donde D es el diámetro del rotor expresado en metros

V = velocidad del viento, m/s

k = constante para la energía eólica con valor de 0.00064

4. Potencia producida por una máquina convertora de energía eólica

$$P_s = C_p \left(k \frac{\pi D^2}{4} V^3 \right)$$

donde: P_s = potencia de la máquina, Kw

C_p = coeficiente de potencia del rotor

5. Potencia neta producida por una máquina convertora de energía eólica

$$P_{NS} = P_s - P_p$$

aquí: P_{NS} = potencia neta de la máquina, Kw

P_p = pérdidas de potencia en el generador y en la transmisión
en Kw

6. Eficiencia global de la máquina convertora de energía eólica

$$\eta_{MCEE} = P_{NS} / P_v \times 100$$

y: η_{MCEE} = eficiencia de la máquina en por ciento

7. Producción anual de potencia

$$P_{AE} = P_{NS} \cdot f$$

donde: P_{AE} = producción anual de potencia, Kwh

f = duración anual de la velocidad del viento (de la curva ve
locidad-frecuencia), hrs

8. Potencia nominal

$$Kw = C_p \left(k \frac{\pi D^2}{4} V_p^3 \right)$$

y: C_p = coeficiente de potencia del rotor

V_p = velocidad nominal del viento o velocidad de diseño de la máquina
quina

9. Salida específica

$$T_s = P_{AE} \div Kw$$

y: T_s = salida específica, Kwh/año/Kw

Kw = potencia nominal de la máquina convertidora de energía eólica

10. Costo de la energía o costo de generación

$$C_g = C_a / P_{AE}$$

y: C_g = costo por Kwh generado

C_a = cargos anuales de la planta

5.3 Aplicación

En esta sección se desarrollan ejemplos de aplicación del modelo matemático para el estudio económico de las máquinas conversoras de energía eólica

5.3.1 Elección del sitio

La elección del sitio se hizo tomando como base las características de diseño de las siguientes máquinas conversoras de energía eólica. Se escogieron estas máquinas ya que se contaba con suficientes datos sobre su diseño e incluían el costo de las mismas, lo que es indispensable para el análisis económico. Estas características se muestran en la tabla número 9.

De los datos de velocidades medias anuales de las cuarenta y tres estaciones meteorológicas situadas en distintas partes de la República Mexicana existen varios sitios en donde sería factible colocar algunas de estas máquinas, o varias de ellas. Como la velocidad media anual no es dato suficiente para calcular la cantidad de energía eólica con que cuenta el sitio a lo largo de todo un año, ya que la velocidad del viento es muy variable, y no todos los sitios cuentan con este tipo de datos, para revisar el funcionamiento del modelo se escogió uno de los sitios que contaban con estos datos. El sitio escogido fue Chihuahua cuyas velocidades de viento medias diarias en el año de 1963 fueron las siguientes (ver tabla # 10).

TABLA # 9

MODELO	SW-1 (dos hojas)			SW-2 (cuatro hojas)		
	8 m/s	10 m/s	13 m/s	8 m/s	10 m/s	13 m/s
Velocidad nominal del viento						
Altura del centro del rotor, m	60	60	45	60	60	45
Diámetro del rotor, m	108.51	82.30	57.91	106.00	79.25	55.47
Area barrida por el rotor, m ²	9247.63	5319.74	2633.89	8824.75	4932.75	2416.61
Potencia nominal, Kw	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Velocidad de arranque, m/s	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80
Velocidad de operación del rotor, r.p.m.	15.72	28.87	39.56	11.41	17.26	28.77
Velocidad en la punta del aspa, m/s	89.30	103.00	120.00	63.39	71.63	83.51
Coefficiente de potencia	0.35	0.35	0.35	0.38	0.38	0.38
Altura de la torre, m	49.50	49.50	49.50	49.50	49.50	49.50
r_{Max} de la relación extremo-velocidad	13.30	13.30	13.30	9.43	9.43	9.43
Ancho promedio de la hoja, m	2.56	1.93	1.36	2.50	1.86	1.30
Velocidad de operación del generador, r.p.m.	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Vida útil, años	30	30	30	30	30	30
Costo por Kw de P. I. \$/Kw	30453	23841	18426	36887	27809	21290
Costo de instalación, \$	30'453495	23'841979	18'426267	36'887124	27'809877	21'290450

Velocidades de viento medias diarias en Chihuahua
 velocidad media anual = 9.6 m/s

TABLA # 10

DIA	MESES											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1	3	2	13	15	20	13	7	15	10.1	5.2	7	11
2	10	16	14	16	7	11	7	18	7	2	6	5
3	5	10	17	10	7	7	9	15	7	2	10	6
4	4	6	20.5	22	11	16	4	10	15	3	10	6
5	3	7	20	19	7	16	13	5	7	2	5	7
6	2	3.5	7	9	14	21.5	8	7	12.2	5	9	5
7	10	12	11	10	16	22	15	19	7	2	14	4
8	3	13	11	14	15	16	8	6	7	2	11	6
9	16	14	8	11	5	15	10	15	6	3	5	12
10	18	14	24.5	10	3	14	7	17	8	3	8	23
11	14	15	22	18	7	16	6	10.1	6	2	7	15
12	12	15	22	8	10	15	6	6	15	3	7	8
13	14	11	17	14	5	8	13	17	14	5	7	5
14	2	5	11	17.5	6	20	9	10	6.5	6	7	4
15	2	7	20	18	15	12	16	7	14	4	3	7
16	2	3	10	22	4	12	13	4	9	4	11	5
17	3	5	25	25	12	14	11	18	6	2	7	3
18	15	7	24	22	4	11	7	5	8	5	12	7
19	22	3.2	9	15	6	11	6	7	6	7	14	5
20	19	16	9	10	17	6	9	7	6	6	6	5
21	3	13	7.5	17	5	12	7	6	9	6	22	4
22	2	10	10	11	7	11	8	5	9	3	14	10
23	2	8	21	12	10	10	9	10	6	4	5	6
24	4	6	15	8	16	13	8	16	7	4	10	5
25	15	4	12	5	10	11	10	5	6	4	9	6
26	14	8	12.5	13	9	9	6	9	7	3	9	10
27	4	14	13	15	9	9	18	13	6	5	10	6
28	5	13	7	11	7	7	7	12	6.5	6	3	10
29	11		10.2	7	5	6	15	10	11	9	8	6
30	2		10	10	12	6	8	2	6	8	8	11
31	2		11		10		9	15		9		8

Generación de energía eléctrica (miles de Kw)

Total de energía eléctrica generada y comprada	1'001,910
Energía eléctrica generada	
Hidroeléctricas	146,969
Termoeléctricas de vapor	715,465
Plantas de combustión interna	25,521
Termoeléctricas de gas	6,116
Total de energía eléctrica generada	894,071
Energía eléctrica comprada (importada)	107,839

Destino de la energía eléctrica (miles de Kwh)

Residencial	149,133
Industrial	396,266
Comercial	52,334
Agrícola	32,394
Alumbrado público	12,051
Bombeo de aguas negras y potables	34,913

Costo aproximado de la energía eléctrica consumida (miles de pesos)

Residencial	62,943
Industrial	108,751
Comercial	26,204
Agrícola	10,592

Graficando estas velocidades medias diarias en todo ese año y teniendo la velocidad media anual del viento se observa (fig. # 9) la distribución y la forma en que varía con respecto a su velocidad media anual.

Características del sitio (IX Censo Industrial)

Características generales de la entidad

Superficie	245,612 Km ²
Habitantes por Km ²	6.6
Clima	muy seco a semiseco
Población total (miles de habitantes)	1,613
Población rural (miles de habitantes)	685

Producción de energía eléctrica

Plantas de generación de energía eléctrica

Número de unidades	10
Capacidad instalada (Kw)	188,670
Unidades fijas (60 ciclos)	10
Capacidad (Kw)	188,670
Unidades móviles (60 ciclos)	-
Capacidad (Kw)	-

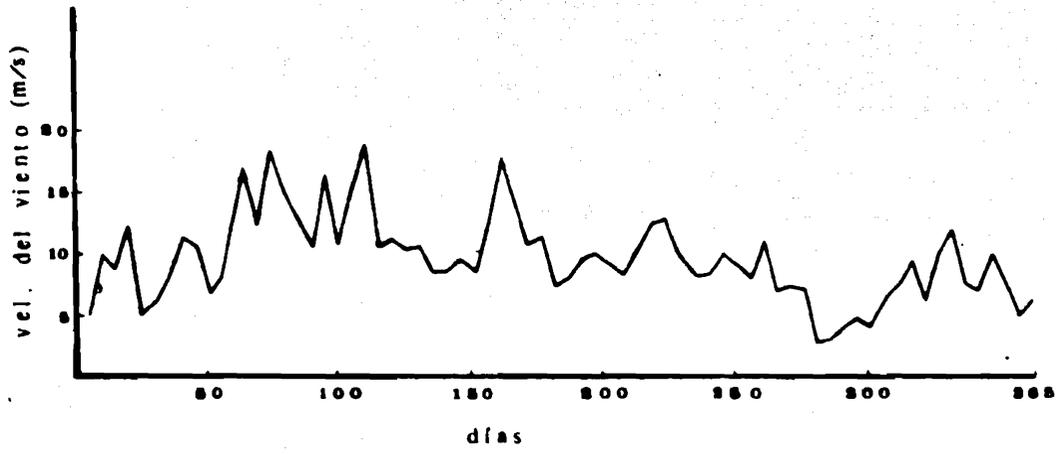


Fig. 9 Curva de distribución del viento para Chihuahua

Equipo de generación (potencia instalada)

Motores de combustión interna	13
Potencia total (Kw)	9,420
Turbinas de vapor	8
Potencia total	126,100
Hidráulicas	7
Potencia total	38,250
Turbinas de gas	1
Potencia total	15,000

Líneas de transmisión, subestaciones y transformadores

Km	1,006
Total de subestaciones	39
Potencia (KVA)	425,827
Transformadores para transmisión	102
Potencia (KVA)	425,827
Transformadores para distribución	4,287
Potencia (KVA)	107,264
Torres y postes en líneas transmisión y redes de distribución	85,512

Alumbrado público	1,766
Bombeo de aguas negras y potables	4,207
Costo total	214,463

Observando los datos anteriores se concluye que:

- a) La producción de energía eléctrica fue insuficiente para responder a las necesidades del Estado, por lo que se tuvo que importar el faltante
- b) La superficie con la cuenta este Estado es una de las más grandes. Esto es importante debido a que una máquina de energía eólica necesita superficies grandes para que pueda ser colocada
- c) La información anterior parece indicar que el costo de generación fue de 0.21 \$/Kwh. Esta cifra difiere en un orden de magnitud de los precios de venta de la energía eléctrica dados por CFE (más de 1.50 \$/Kwh) o sea, que estos costos no reflejan el costo real de la energía en esa entidad, por lo tanto no se hará referencia a ellos al analizar el costo de producir energía eléctrica a través de la energía eólica.

De los datos de viento se dibuja la curva de duración de velocidades (fig. 10) y se observa que de acuerdo con los requerimientos de velocidad de las máquinas conversoras de energía eólica escogidas el tiempo que podrían estar fuera de servicio por exceso o falta de viento es mínimo. La cantidad de potencia que se puede extraer del viento la muestra la curva potencia-duración (fig. 11). A continuación se dibuja la curva frecuencia-velocidad para ver las velocidades más frecuentes (fig. 12).

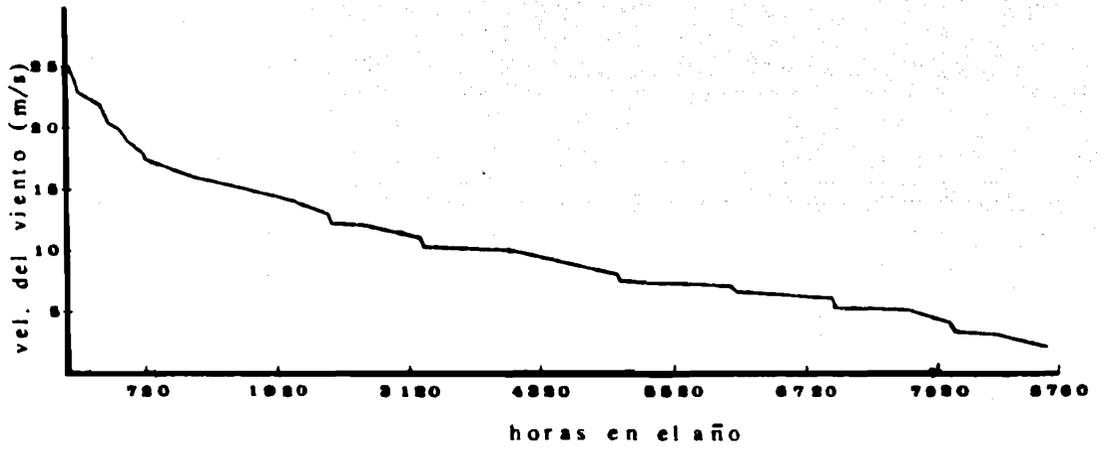


Fig. 10 Curva de duración de velocidades

Con los datos de viento, su distribución sobre el sitio y haciendo uso de las fórmulas cuatro a la ocho del inciso 2 se obtienen las siguientes tablas. Para todas las máquinas conversoras de energía eólica se consideran pérdidas de potencia (P_p) en el generador y en la transmisión de 9 por ciento del total de la potencia total del viento.

MCEE SW-1; dos hojas, 1000 Kw, velocidad nominal del viento 8 m/s, velocidad de rotación 15.72 r.p.m., diámetro del rotor 108.51

TABLA # 11

velocidad del viento (m/s)	Pv (Kw)	Cp del rotor	Ps (Kw)	Pp (Kw)	n (por ciento)	P _{NS} (Kw)	duración anual de la V _v (horas)	P _{AE} (Kwh)
5	739	0.35	258	66	26	192	672	129024
6	1228	0.35	447	115	26	332	912	302784
7	2029	0.35	710	182	26	528	1008	532224
8	salida a toda potencia					1000	4944	4'944000
salida total anual								5'908032

Haciendo uso de las fórmulas 10 y 11 del inciso 2 se calcula el costo por Kwh generado. Los cargos anuales (C_a) considerados son de 20 por ciento, siendo el costo de la máquina conversora de energía eólica (MCEE) de \$ 30'453,495 (pesos de 1979)

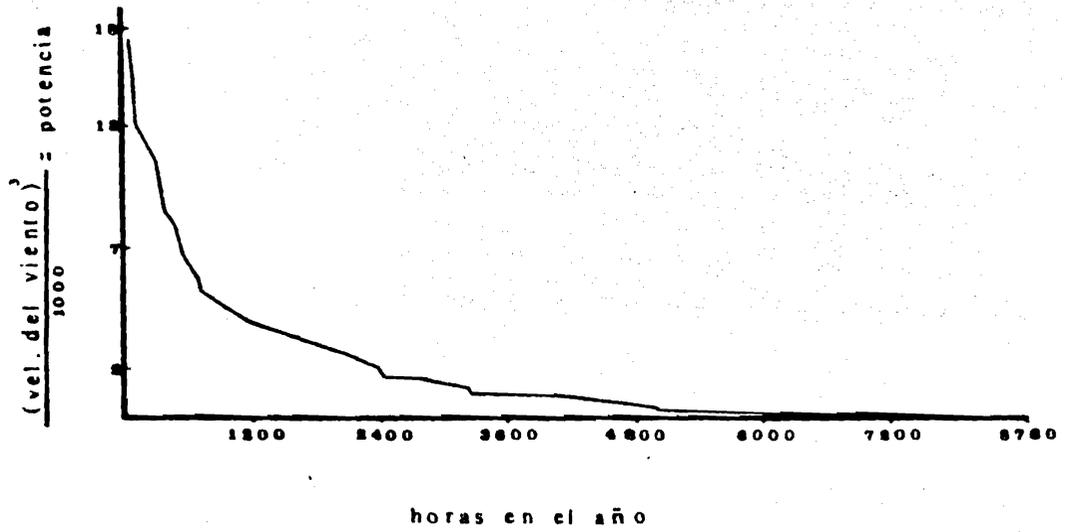


Fig. 11 Curva Potencia-Duración

TABLA # 12

velocidad del viento (m/s)	Ts (Kwh/año/Kw)	Cg (\$/Kwh)	P _{AE} (Kwh)
5	129	47	129024
6	302	20	302784
7	532	11	532224
8	4944	1.23	4'944000
salida total anual	5908	1.03	5'908032

De la curva potencia-duración se tiene que la salida total anual es proporcional a el área bajo la curva y ésta es aproximadamente de 15.33×10^6 Kwh, si esto fuera logrado el costo por Kwh serfa de \$0.39.

Las siguientes tablas muestran los resultados obtenidos para las demás máquinas conversoras de energía eólica.

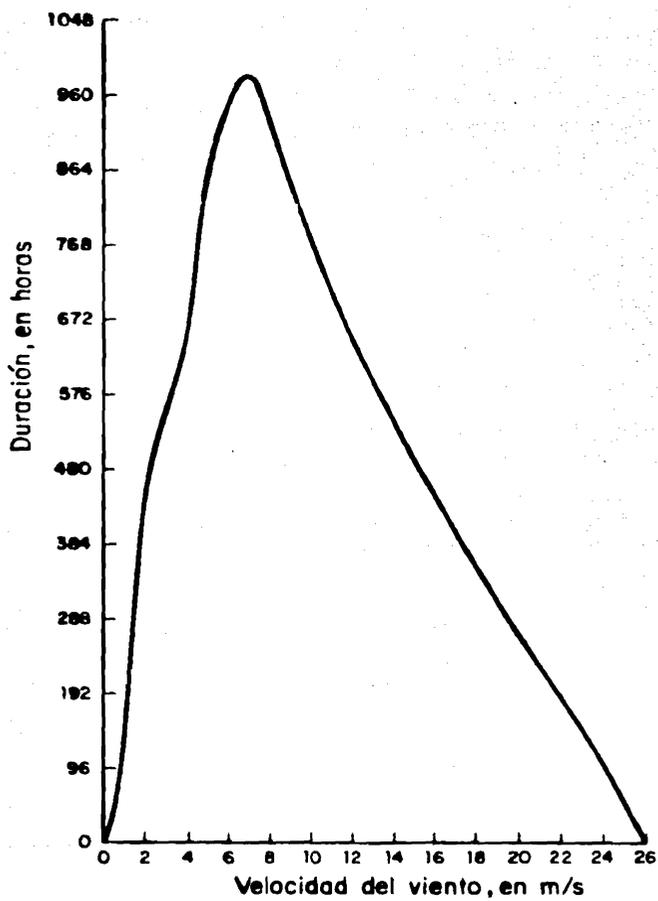


Fig. 12 Curva Frecuencia-Velocidad

MCEE SW-1; dos hojas, 1000 Kw, velocidad nominal del viento 10 m/s, velocidad de rotación 28.87 r.p.m., diámetro del rotor 82.3 m.

TABLA # 13

velocidad del viento (m/s)	Pv (Kw)	Cp del rotor	Ps (Kw)	Pp (Kw)	n (por ciento)	P _{NS} (Kw)	duración anual de la V _v (horas)	P _{AE} (Kwh)
5	425	0.35	148	38	25	110	672	73920
6	734	0.35	257	66	26	191	912	174192
7	1166	0.35	408	105	26	303	1008	305424
8	1740	0.35	609	156	26	453	456	206568
9	2478	0.35	867	223	26	644	504	324576
10	salida a toda potencia					1000	3984	3'984000
salida total anual								5'068680

Costo por Kwh generado; el costo de la MCEE es \$ 23'841,979

TABLA # 14

velocidad del viento (m/s)	Ts (Kwh/año/Kw)	Cg (\$/Kwh)	P _{AE} (Kwh)
5	74	64	73920
6	174	27	174192
7	305	15	305424
8	206	23	206568
9	324	14	324576
10	4382	1.20	3'984000
salida total			
anual	5068	0.94	5'068680

De la curva potencia-duración se tiene que la salida total anual es de 15.33×10^6 Kwh, si esto fuera logrado el costo por Kwh sería de \$0.31.

MCEE SW-1; dos hojas, 1000 Kw, velocidad nominal del viento 13 m/s, velocidad de rotación 39.56 r.p.m., diámetro del rotor 57.91 m.

TABLA # 15

velocidad del viento (m/s)	Pv (Kw)	Cp del rotor	Ps (Kw)	Pp (Kw)	η (por ciento)	P _{NS} (Kw)	duración anual de la V _v (horas)	P _{AE} (Kwh)	
5	210	0.35	73	19	25	54	672	36288	
6	363	0.35	127	32	26	95	912	86640	
7	576	0.35	201	52	25	149	1008	150192	
8	860	0.35	301	77	26	224	456	102144	
9	1224	0.35	428	110	26	318	504	160272	
10	1680	0.35	588	151	26	437	792	346104	
11	2236	0.35	782	201	26	581	504	292824	
12	2903	0.35	1016	261	26	755	336	253680	
13	salida a toda potencia						1000	2352	2'352000
salida total anual								3'780144	

Utilizando las fórmulas 10, 11 y 12 del inciso 2 se calcula el costo de la energía para el modelo anterior. El costo de la unidad instalada es de \$ 18'426,267.00, el porcentaje considerado para cargos anuales es de 20.

TABLA # 16

velocidad del viento (m/s)	Ts (Kwh/año/Kw)	Cg (\$/Kwh)	P _{AE} (Kwh)
5	36	101	36288
6	86	45	86640
7	150	24	150192
8	102	36	102144
9	160	23	160272
10	346	10	346104
11	293	12	292824
12	253	14	253680
13	2352	1.56	2'352000
salida total anual	3780	0.97	3'780144

De la curva potencia-duración se tiene que la salida total anual es proporcional a el área bajo la curva y ésta es de aproximadamente 15.33×10^6 Kwh. Si esto fuera logrado, el costo por Kwh, para este modelo, serfa \$0.24.

MCEE SW-2; cuatro hojas, velocidad nominal del viento 8 m/s, velocidad de rotación 11.42 r.p.m., diámetro del rotor 106 m. potencia nominal 1000 Kw.

TABLA # 17

velocidad del viento (m/s)	Pv (Kw)	Cp del rotor	Ps (Kw)	Pp (Kw)	n (por ciento)	P _{NS} (Kw)	duración anual de la V _v (horas)	P _{AE} (Kwh)
5	705	0.38	268	63	29	205	672	137760
6	1218	0.38	463	109	29	354	912	322848
7	1934	0.38	735	174	29	561	1008	565488
8	salida a toda potencia					1000	4944	4'944000
salida total anual								5'970096

Costo por Kwh generado; el costo de la MCEE es de \$ 36'887,124.00

TABLA # 18

velocidad del viento (m/s)	Ts (Kwh/año/Kw)	Cg (\$/Kwh)	P _{AE} (Kwh)
5	137	53	137760
6	323	23	322848
7	565	13	565488
8	4944	1.49	4'944000
salida total anual	5970	1.23	5'970096

De la curva potencia-duración se tiene que la salida total anual es proporcional a el área bajo la curva, y ésta es aproximadamente de 15.33×10^6 Kwh. Si esto fuera logrado el costo por Kwh serfa de \$0.48.

MCEE SW-2; cuatro hojas, velocidad nominal del viento 10 m/s, velocidad de rotación 17.26 r.p.m., diámetro del rotor 79.25 m.

TABLA # 19

velocidad del viento (m/s)	Pv (Kw)	Cp del rotor	Ps (Kw)	Pp (Kw)	n (por ciento)	P _{NS} (Kw)	duración anual de la V _v (horas)	P _{AE} (Kwh)
5	393	0.38	149	35	29	114	672	76608
6	680	0.38	258	61	29	197	912	179664
7	1080	0.38	410	97	29	313	1008	315504
8	1613	0.38	613	145	29	468	456	213408
9	2296	0.38	872	206	29	666	504	335664
10	salida a toda potencia					1000	3984	3'984000
salida total anual								5'104848

Haciendo uso de las fórmulas 10, 11 y 12 del inciso 2 se calcula el costo de la energía para este modelo. El costo de la MCEE es de \$ 20'809,877.00. Esto se muestra en la tabla # 20.

TABLA # 20

velocidad del viento (m/s)	Ts (Kwh/año/Kw)	Cg (\$/Kwh)	P _{AE} (Kwh)
5	76	72	76608
6	179	31	179664
7	315	17	315504
8	213	26	213408
9	335	16	335664
10	3984	1.39	3'984000
salida total anual	5104	1.09	5'104848

De la curva potencia-duración se tiene que la salida total anual es, aproximadamente, 15.33×10^6 Kwh y el costo por Kwh, si esto fuera logrado, sería \$0.36.

MCEE SW-2; cuatro hojas, 1000 Kw, velocidad nominal del viento 13 m/s, velocidad de rotación 28.77 r.p.m., diámetro del rotor 55.47 m.

TABLA # 21

velocidad del viento (m/s)	Pv (Kw)	Cp del rotor	Ps (Kw)	Pp (Kw)	n (por ciento)	P _{NS} (Kw)	duración anual de la V _v (horas)	P _{AE} (Kwh)
5	193	0.38	73	17	29	56	672	37632
6	332	0.38	126	30	29	96	912	87552
7	528	0.38	200	47	29	153	1008	154224
8	788	0.38	299	71	29	228	456	103968
9	1122	0.38	426	101	29	325	504	163800
10	1540	0.38	585	138	29	447	792	354024
11	2049	0.38	778	184	29	594	504	299376
12	2661	0.38	1011	239	29	772	336	259392
13	salida a toda potencia					1000	2352	2'352000
salida total anual								3'811968

Haciendo uso de las fórmulas 10, 11 y 12 del inciso 2 se calcula el costo de la energía para este modelo. El costo de la MCEE es de \$ 21'290,450.00.

Los cálculos se muestran en la tabla # 22.

TABLA # 22

velocidad del viento (m/s)	Ts (Kwh/año/Kw)	Cg (\$/Kwh)	P _{AE} (Kwh)
5	37	113	37632
6	87	48	87552
7	154	27	154224
8	104	41	103968
9	164	26	163800
10	354	12	354024
11	299	14	299376
12	259	16	259392
13	2352	1.81	2'352000
salida total anual	3812	1.11	3'811968

De la curva potencia-duración se tiene que la salida total anual es proporcional a el área bajo la curva y ésta es, aproximadamente, 15.33×10^6 Kwh. Si esto fuera logrado el costo por Kwh serfa de \$0.27.

Selección de la máquina convertora de energía eólica más económica

De los cálculos anteriores se deduce lo siguiente:

- a) Existen marcadas diferencias en la producción anual de energía eléctrica en cada una de las velocidades nominales de viento para los dos tipos de rotores de las máquinas convertoras de energía eólica consideradas. Es-

to es debido a la duración que tienen las distintas velocidades de viento en el sitio. En la figura #13 se muestran estas diferencias; aquí se observa que la mayor producción anual de energía eléctrica se tiene para la velocidad nominal del viento de 8 m/s.

b) El costo de la energía es muy variable para las distintas velocidades de el viento como puede observarse en la fig. #14. Esta gráfica muestra que existen diferencias tanto para las distintas velocidades nominales de viento como para los dos modelos de máquinas convertoras de energía eólica; se observa que el costo por Kwh es mayor para la velocidad nominal de 13 m/s y para el modelo de cuatro hojas, no obstante que el costo de la unidad se encuentra entre los más bajos.

c) El costo y la producción anual de energía están estrechamente relacionados como lo muestra la tabla # 23.

TABLA # 23

Máquina Convertora de energía eólica	Velocidad Nominal del viento (m/s)	Costo de la energía (\$/Kwh)	Producción Anual de energía (Kwh)
SW-1 (dos hojas)	8	1.03	5'908,032
	10	0.94	5'068,680
	13	0.97	3'780,140
SW-1(cuatro hojas)	8	1.23	5'970,096
	10	1.09	5'104,848
	13	1.11	3'811,968

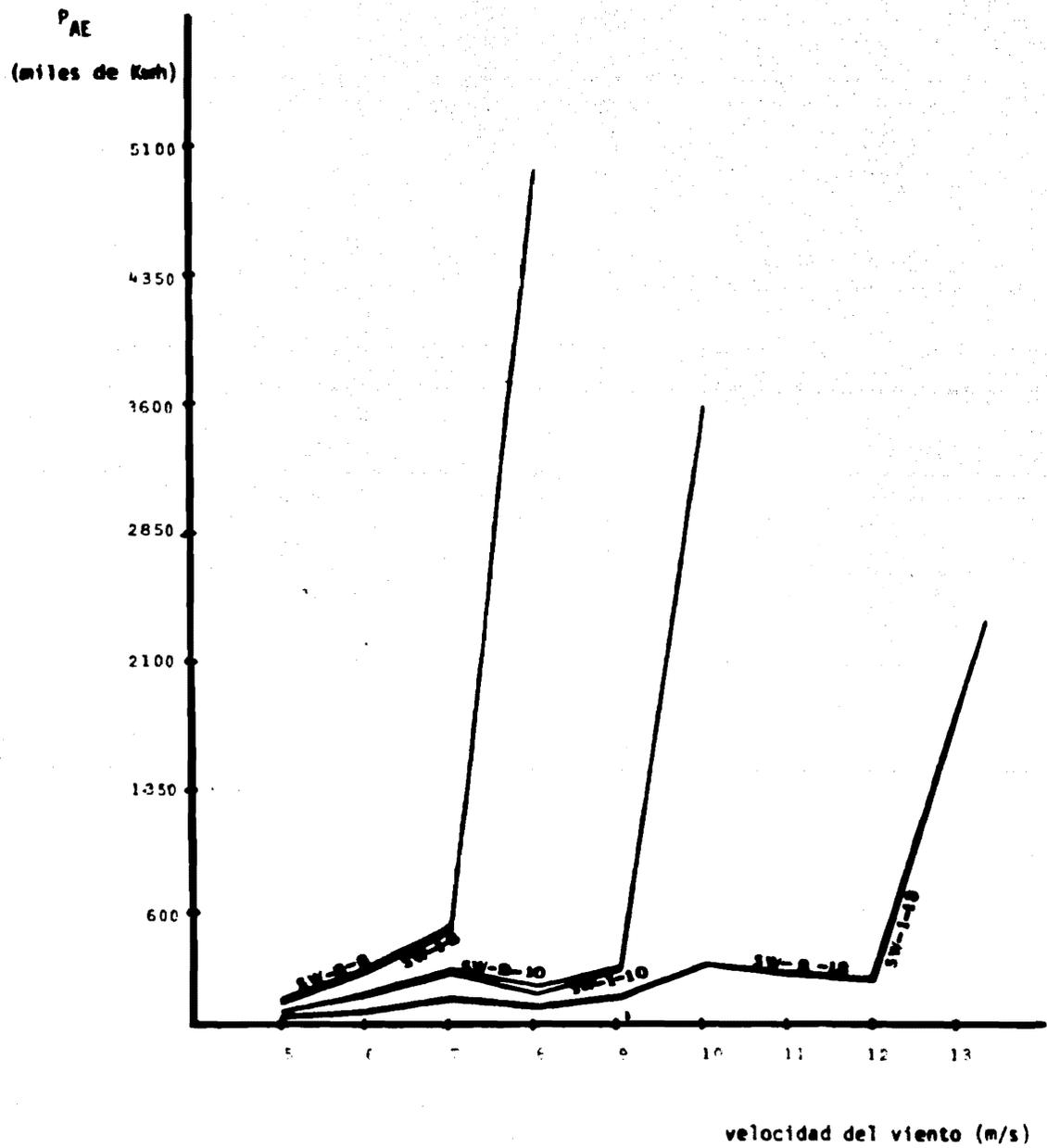


Fig. 13 Curvas Producción anual de energía - Velocidad del viento.

En la tabla núm. 23 se puede observar que las unidades de cuatro hojas tienen una producción anual de energía mayor que las de dos hojas pero, sus costos de la energía también son mayores. Por otro lado el modelo de dos hojas, para una velocidad nominal del viento de 10 m/s, es el que tiene el costo más bajo por Kwh, por lo tanto puede considerarse como el más factible económicamente.

Si al calcular el costo promedio ponderado de la energía el resultado coincide con la elección anterior, esto quiere decir que dicha elección fue acertada.

El cálculo del costo promedio ponderado de la energía se realiza de la siguiente forma:

$$\bar{C}_p = \frac{\sum P_{AE} \cdot C_g}{\sum D_a}$$

donde; \bar{C}_p = costo promedio ponderado de la energía, \$/Kwh

P_{AE} = producción anual de energía, Kwh

C_g = costo de la energía, \$/Kwh

D_a = duración anual de la velocidad del viento, horas

de esta forma para el modelo SW-1, con velocidad nominal del viento de 8 m/s se tiene que su costo promedio ponderado de la energía es

$$\bar{C}_p = \frac{(672 \times 47) + (912 \times 20) + (1008 \times 11) + (4944 \times 1.23)}{672 + 912 + 1008 + 4944}$$

$$\bar{C}_p \text{ (SW-1-8)} = \$ 8.88/\text{Kwh}$$

Calculando de la misma manera los costos para las demás unidades se tiene lo siguiente;

$$\bar{C}_p \text{ (SW-1-10)} = \$ 13.94/\text{Kwh}$$

$$\bar{C}_p \text{ (SW-1-13)} = \$ 24.34/\text{Kwh}$$

$$\bar{C}_p \text{ (SW-2-8)} = \$ 10.22/\text{Kwh}$$

$$\bar{C}_p \text{ (SW-2-10)} = \$ 15.82/\text{Kwh}$$

$$\bar{C}_p \text{ (SW-2-13)} = \$ 27.19/\text{Kwh}$$

De los cálculos anteriores se observa que el costo por Kwh más económico co rresponde a la máquina convertora de energía eólica modelo SW-1 de dos hojas con velocidad nominal del viento de 8 m/s, por lo que se ve esto no está de acuerdo con el criterio anterior pero, coincide con la mayor producción de energía (en la fig. 13), siguiéndole los modelos SW-2-8, SW-1-10, SW-2-10, SW-1-13 y por último el modelo SW-2-13 con el costo más alto por Kwh.

Con base en lo anterior si se tuviese que hacer la elección de la unidad más factible, económicamente, esta recaerá en el modelo SW-1 para una velocidad nominal del viento de 8 m/s. Si se toma en cuenta una producción en serie de esta máquina convertora de energía eólica el costo bajaría considerablemente.

Como se pudo observar de los datos del Censo Industrial concernientes a la electrificación de Chihuahua puede decirse que una unidad de este tipo podría contribuir con 0.58 por ciento de la producción total de energía eléc-

trica, o sea el cinco por ciento del consumo de energía eléctrica en el sector industrial, aproximadamente.

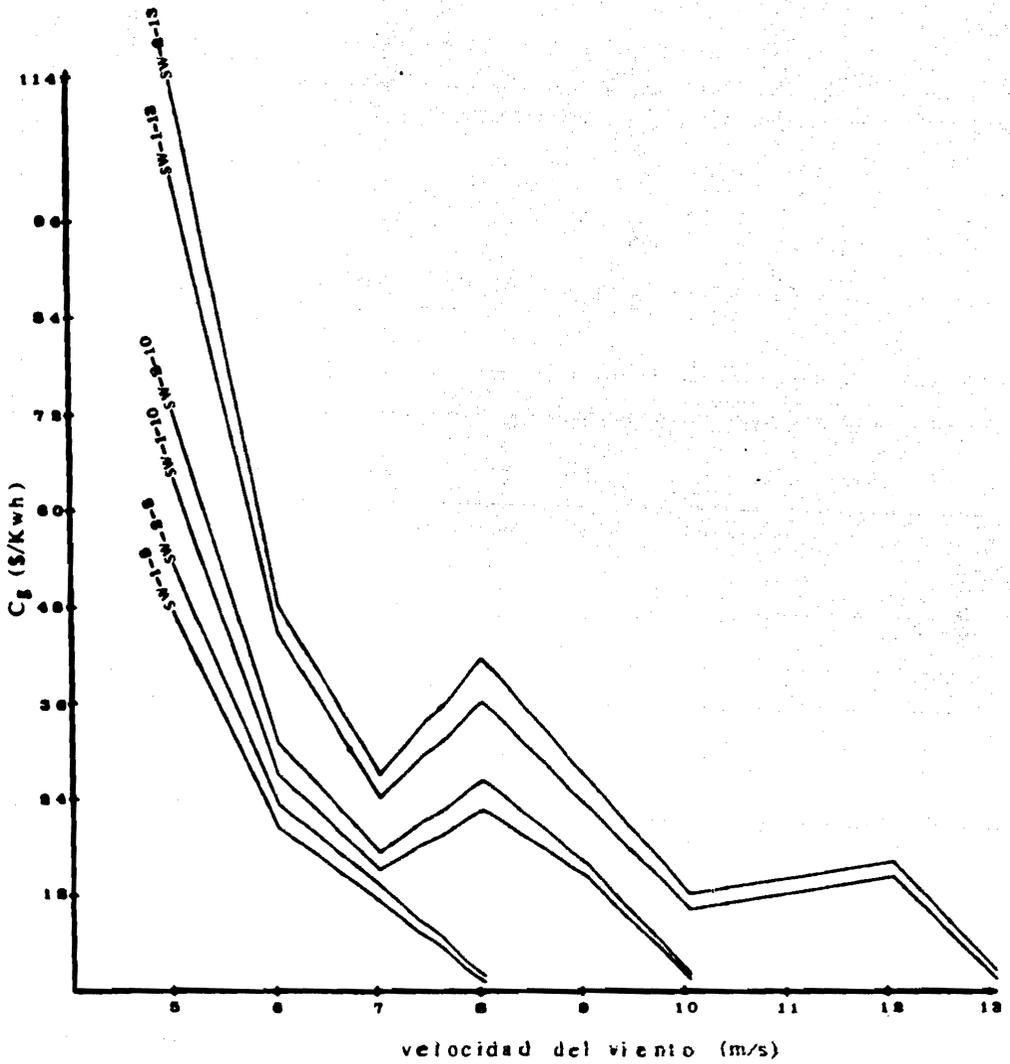


Fig. 14 Variación de los costos de generación de energía eléctrica utilizando aerogeneradores diferentes

6 EQUIPO COMERCIAL PARA UTILIZAR LA ENERGIA EOLICA

En los incisos posteriores se muestran las unidades que están disponibles comercialmente, junto con algunas de sus características de diseño, y las firmas comerciales que podrían fabricarlas. El costo de las unidades lo proporciona directamente el fabricante.

6.1 Clasificación de los equipos

TABLA # 24

Nombre de la Compañía	Número del Modelo	Tamaño (Kw)	Diámetro del Aspa (m)	Núm. de Aspas	Velocidad de Diseño (m/s)	Velocidad de Arranque (m/s)
W.T.G. Energy Systems (U.S.A.)	MP100	200	24.4	3	13.5	3
Zephyr Wind Dynamo	15 KVA	15	6.10	3	13.5	3.6
Sencenbaugh Wind Elec. (U.S.A.)	750 w	0.750	3.66	3	9.0	3.6
Winco (U.S.A.)	1222H	0.200	1.82	2	10.35	3.1
Lubing (Alemania)	6024-400	0.400	2.20	6	8.64	3.36

TABLA # 25

Nombre de la Compañía	Número del Modelo	Tamaño (Kw)	Diámetro del Aspa (m)	Núm. de Aspas	Velocidad de Diseño (m/s)	Velocidad de Arranque (m/s)
Energy Research Pr. (U. S. A.)	Wind Genni	3	3.65	3	9	5.4
Grumman En. Syst. (USA)	Wind-stream 25	15	7.6	3	11.7	3.6
Kedco Inc. (U.S.A.)	1200	1.2	3.65	3	10	3.6
	1210	2	3.65	3	11.6	5.4
	1600	1.2	4.88	3	7.6	4.1
	1610	2	4.88	3	10.0	5.0
Millville Windmills (U.S.A.)	10 Kw	10	7.6	3	11.0	4.9
North Wind-power (USA)	2Kw-32V	2	4.4	3	10.0	3.6
	2Kw-110V	2	4.4	3	10.0	3.6
	2KW-32V	3	4.4	3	12.2	3.6
	3Kw-110V	3	4.4	3	12.2	3.6
Pinson En. Corp. (USA)	C-2	3	3.66	3	10.7	4.0
Wind user (USA)	601	3	1.52	Savon.	12.9	5.4
	602	4	1.52	Savon.	14.4	5.4
	603	5	1.52	Savon.	17.1	5.4

TABLA # 26

Nombre de la Compañía	Número del Modelo	Tamaño (Kw)	Diámetro del Aspa (m)	Núm. de Aspas	Velocidad de Diseño (m/s)	Velocidad de Arranque (m/s)
Aeropower (U. S. A.)	C	1	2.75	3	11.60	4.00
Aerowatt S.A (Francia)	1100 FP7	1.125	5.9	2	9	2.7
	4100 FP7	4.1	9.3	2	7.1	3.1
Ameneralt (U. S. A.)	1500 series	1.5	2.40	24	12.5	3.6
	2500 series	2.5	2.40	24	17.1	3.6
American Wind Turbine Inc. (USA)	2000 w	2	4.87	48	9	4.5
	1000 w	1	3.65	36	9	4.5
Dominion Aluminion (Canadá)	VAWT 20-30	14	6.1	2(Darr)	13.5	5.4
Dunlite Elec (Australia)	82/02550	2	3.05	3	13.5	4.5
	81/02550	2	4.1	3	11.0	3.6
Electro GmbH(Suiza)	KV 156	1.2	3.0	2	10.35	3.15
	WV 256	1.8	3.5	2	9.9	3.15
	WV 25/3G	2.5	3.81	3	10.35	3.15
	WV 35G	4	4.39	3	10.8	3.15
	WV 50G	6	5.0	3	11.7	3.15

Fabricantes de máquinas convertoras de energía eólica

Nombre de la Compañía	Dirección
Aeroelectric	13517 Winter Lane Cresaptown, MD 21502
Aeropower	2398 Fourth St. Berkley, CA 94710
Aerowatt, S. A.	37 Rue Chanzy 75-Parfs 11° Francia
Ameneral Corp.	P. O. Box 905 Boulder, CO 80306
American Wind Turbine Inc.	1016 E. Airport Rd. Stillwater, OK 74074
Dominion Aluminion Fabricators	3570 Hawkestone Rd. Mississauga. Ontario L5C 2V8 Canadá
Dunlite Electrical Products Co.	Div. of PYE Industrial Sales 28 Orsmond St. Hindmarsh. South Australia

Nombre de la Compañía

Dirección

Electro Gmbh

Winterhur, Schqueiz

St. Gallerstrasse 27

Switzerland

Energy Research Products Inc.

508 S. Burne Rd.

Toledo, OH 43609

Grumman Energy Systems

4175 Veterans Memorial Hwy.

Ronkonkoma, NY 11779

Kedko Inc.

9016 Aviation Blvd.

Inglewood, CA 90301

Lubing Maschinenfabrik

2847 Barnsturf

Posfach 171

West Germany

Millville Windmills &

Solar Equipment Co.

P. O. Box 32

Millville, CA 96062

North Wind Power Corp.

P. O. Box 7

Marstons Mills, MA 02648

Nombre de la Compañía**Dirección****Sencenbaugh Wind Electric****P. O. Box 11174****Palo Alto, CA 94306****Winco****Div. of Dyna Technology****P. O. Box 3263****Sioux City, IA 51102****Winduser****P. O. Box 925****Hurricane, UT****W. T. G. Energy Systems****P. O. Box 87****1 LaSalle St.****Angola, NY 14006****Zephyr Wind Dynamo Co.****P. O. Box 241****Brunswick, ME 04011**

7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De este estudio se concluye lo siguiente:

- Por mucho tiempo se ha generado energía mecánica y alguna eléctrica mediante la energía eólica con cierta ventaja económica
- El viento es una enorme fuente de potencia viable, económicamente, y práctica que puede ser utilizada para la producción de energía eléctrica pero debe ser explotada in situ
- El tipo de tecnología usada para su captación y conversión es más sencilla que la considerada para otras energías no convencionales y prácticamente ya ha sido desarrollada. Las investigaciones que se están haciendo sobre ésta son para aumentar su eficiencia y de esta manera hacer una mejor utilización de la energía contenida en el viento
- Hay equipos en producción que ya han sido probados y mejorados y que pueden ser colocados para uso inmediato en muchas aplicaciones a pequeña escala, particularmente en México
- La potencia generada mediante viento no puede competir en el presente con la potencia generada en masa para consumo urbano ya que sus costos resultan todavía elevados debido a que sus equipos son producidos individualmente y no en gran escala, pero puede competir favorablemente con cualquier otro tipo de plantas individuales de potencia puesto que no tiene gastos de combustible
- Como las máquinas convertoras de energía eólica no tienen gastos de combustible pueden ser utilizadas en sitios donde las líneas de potencia no están fácilmente disponibles

- El uso de la energía eólica no contamina el medio ambiente con subproductos dañinos
- Los costos de la energía se irán reduciendo conforme vaya avanzando su tecnología, de esta forma podría llegar a ser de uso más competitivo en el futuro
- Las máquinas convertoras de energía eólica son de baja eficiencia comparadas con las máquinas utilizadas en otros procesos de conversión
- Sus costos iniciales son altos, pero los únicos costos a considerar ya puesta en marcha la unidad son de mantenimiento
- El obstáculo principal al utilizar la energía eólica en gran escala es localizar grandes áreas para la erección de las unidades y que tengan velocidades de viento adecuadas. Es de esperarse que las mejoras futuras a la tecnología permitan utilizar cada vez velocidades de viento más bajas con mayor eficiencia
- La generación de energía eléctrica por medio del viento es ahora la mejor decisión técnica y económica para pequeñas comunidades rurales alejadas de las líneas de distribución eléctrica pero con buenas velocidades de viento.

RECOMENDACIONES

Es necesario hacer estudios de viento más amplios ya que los datos con los que se cuenta son básicamente de estaciones meteorológicas situadas frecuentemente sobre los aeropuertos, lo que no refleja la cantidad real de energía eólica y que es el punto clave para hacer evaluaciones. Agregado a esto deben realizarse estudios de los sitios donde podría ser factible colocar máquinas convertoras de energía eólica.

Al observar detenidamente las diferentes partes que forman una máquina convertidora de energía eólica está claro que no es una tecnología muy sofisticada por lo que podría considerarse la posibilidad de fabricarlas en el país. Dado el caso que resolviera utilizarse este tipo de energía se lograrían dos objetivos: el primero, reducir considerablemente los costos y el segundo hacer uso de la mano de obra que abunda en el país.

8 REFERENCIAS

- 1.- Caldera Muñoz Enrique y Puga Ramírez Nicolás, "La energía eólica", Boletín I.I.E. Vol. 2, Núm. 6, pp. 39-42, junio 1978.
- 2.- Golding, E. W. The generation of electricity by wind power, E. & F. N. L. T. D. Londres, 1977.
- 3.- Penner and Icerman. Energy, "Energy from windmills", Vol. II, Cap. 15, 2 Vols. 1975.
- 4.- 10th World Energy Conference. Unconventional Energy Resources Division 4. Istanbul, septiembre 19-23, 1977.
- 5.- American Section of The International Solar Energy Society. Sharing The Sun! "Wind", K. W. Böer, Vol. 7, pp. 180-359, 10 Vols. 1976.
- 6.- National Science Foundation, Wind Energy Conversion Systems, Workshops proceedings held at Washington, D. C. on 11-13 June 1973, N. A. S. A.
- 7.- M. Granger Morgan, Energy and Man, pp. 221-233, 1975.
- 8.- The Civil Engineer in South Africa, July 1961, pp. 121-129.

- 9.- Penner and Icerman. Energy. "Wind velocities in the atmosphere", Vol. I, pp. 292-296, 2 Vols. 1975.
- 10.- Wind Extremes as Design Factors; Arnold Court, pp. 39-42.
- 11.- Sánchez Sesma Jorge. "Aprovechamiento de la energía eólica". Tesis de licenciatura en Ing. Civil; México, D.F. UNAM, 1978.
- 12.- Energy source books. "The sources of energy", pp. 403-410.
- 13.- Power System Control and Protection. Rusell/Council.
- 14.- Abelson. Energy: Use, Conservation, and Supply. "Windmills: The Resurrection of an Ancient Energy Technology". pp. 128-130. U. S. A, 1974.
- 15.- Palmer Cosslet Putnam. Power from the wind, D. van Nostrand company, Inc. 1948.