AEROGENERACION DE ENERGIA

ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA

Serie: Documentos OLADE Nº 23

OLADE

Urganización Latinonmericana de Energia CENTRO DE INFORMACION



Este documento, presentado y discutido en el I Curso-Seminario Latinoamericano sobre Aerogeneración de Energía, promovido por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y el Plan de Formación y Perfeccionamiento de Personal (PLANFAP) del Ministerio das Minas e Energia do Brasil (MME), el cual se realizó en el Centro de Estudios y Conferencias (CENTRECON) del MME en Itaipava, Río de Janeiro, Brasil, fue elaborado en base a los trabajos preparados por los siguientes especialistas:

> Ing. Jorge Rubén Tolosa **Centro Espacial San Miguel - ARGENTINA**

Prof. Alcir de Faro Orlando Prof. Francisco E. M. Saboya Ing. Geraldo Renha Jr. Ing. Sergio Leal Braga Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - BRASIL

,

Ing. Luis Guardamagna Sanhueza Instituto de Investigaciones Tecnológicas - CHILE

Ing. Enrique Caldera Muñoz Instituto de Investigaciones Eléctricas - MEXICO

Ing. Teodoro Sánchez Campos Instituto de Investigación Tecnológica Industrial y de Normas Técnicas - PERU

Ing. Luis Alberto Olarte Caro Universidad Nacional - COLOMBIA

.

Edición Final Quito, Ecuador Noviembre, 1981



INTRODUCCION

Entre las múltiples aplicaciones de la Energía Eólica, la generación de electricidad es, sin duda, una de las más complejas.

Además de requerir una tecnología más avanzada en el diseño, cons trucción, operación y mantenimiento de los sistemas conversores de energía eólica, las características intermitentes del viento, perjudican la calidad del producto final. Sin embargo, la generación de elec tricidad a través de máquinas de viento puede ser una alternativa atra yente en ocasiones muy particulares.

En casos de alimentación de pequeñas cargas para suplir necesidades domésticas y productivas de familias que viven en zonas rurales, la generación y almacenamiento de la energía de máquinas de viento pue den tener una solución satisfactoria. Así mismo, la integración de sistemas eólicos a grandes líneas eléctricas no acarrea desbalance en ellas si la magnitud del sistema eólico es suficientemente menor que la del sistema eléctrico.

La diversidad de problemas y las características de los países de América Latina eligirán sus soluciones energéticas más factibles. Cabe a OLADE presentarles el mayor número de alternativas posibles, como organismo encargado de promover la cooperación, coordinación y asesoríz energética a sus Países Miembros.

El presente documento trata de mostrar los principales aspectos de la generación de electricidad por medio de máquinas de viento. Este contiene estudios realizados por distinguidos expertos de la región, así como traducciones y adaptaciones de textos clásicos sobre esta materia, debidamente identificados en el documento.

Evidentemente no se pretende agotar el asunto en los 6 capítulos y 5 anexos que siguen, por eso se presenta al final una lista completa de



referencias bibliográficas para que el lector pueda profundizar sus conocimientos o aclarar posibles dudas.

La OLADE está segura de que sus esfuerzos en la preparación de este documento serán perfectamente justificados cuando aumenten los kilowatios producidos a través del viento en América Latina y su medio rural cuente con una calidad de vida mejor.

> **OLADE** Secretaría Permanente

INDICE GENERAL

- CAPITULO 1 LA ENERGIA EOLICA
- 1.1 POTENCIA DEL VIENTO
- 1.2 ENERGIA DEL VIENTO
- 1.3 CURVAS DE VELOCIDAD DE V
 - 1.3.1 Anemogramas
 - 1.3.2 Curvas de Frecueno
 - 1.3.3 Curvas de Duración
- 1.4 CURVAS DE POTENCIA DEL V
- 1.5 METODO MATEMATICO PARA CA
 - 1.5.1 Modelo de Distribu
 - 1.5.2 Modelo de Distrib
 - 1.5.3 Tiempo de la Máqu
- 1.6 VARIACION DE LA POTENCIA
- 1.7 ANALISIS DE LOS DISTINTO CAPTACION DE ENERGIA EOL
 1.7.1 Captación Directa
 7.1.1 Máquinas
 1.7.1.1.

1.7.1.1.2 Má a.

c. 1.7.1.2 Máquinas de e 1.7.1.2.1 Mác a.

I CA	15
	15
	16
E VIENTO	17
	17
iencia del Viento	17
ción de Velocidad	20
J VIENTO	21
A CALCULO DE POTENCIA	24
ribución Weibull	26
ribución Rayleigh	27
aquina Fuera de Operación	27
CIA CON LA ALTURA SOBRE EL SUELO	2.8
VTOS METODOS PROPUESTOS PARA LA	29
-fa	29
has de eie vertical	30
1 1 Maguinas de arrastre simple	30
a. Máquinas con pantalla	-32
b Máquinas de álabes oscilantes	32
c. Máquinas a variación cíclica	32
Méquinas de arrastre diferencial	32
a Molinete	32
a. Monthece	52
sal	33
c. Rotor Savonius	33
e eje horizontal	33
Máquinas de traslación	34
a. Máquinas a "tapiz rodante"	34
OLADE 5 Breanización Latinoamericana de Energia	

CENTRO DE INFORMACION

PAGINA

×	b. Máquinas a perfil oscilante	34	2	.1.2 Velocidad Relativa d
1.7.1.2.2	Máquinas de "variación cíclica de la incidencia" de eje verti-	·		
	cal	34	2.2 P.	AR Y POTENCIA CARACTERISTI
	a. Máquina de álabes fijos	34		
	b. Máquina con álabes de orien- tación cíclica	35	2.3 C	OEFICIENTES ADIMENSIONALES
1.7.1.2.3	Máquinas de eje paralelo al viento	35	2.4 F	ORMAS BASICAS CARACTERISTI
1.7.1.3 Caracteri	sticas de una máquina eólica	35	2.5 D	ISEÑO DE UN ROTOR PARA MOL
1.7.2 Captación Indirect	a	36	2.5 2	5.1 Cálculo de la Cuerda
1.7.2.1 Organo es	tático y máquina dinámica	37		2.5.1.1 Procedimien
1.7.2.2 Organos e	nteramente estáticos	39	2	5.2 Desviación de las Cu
1.7.2.3 Energía d	e las olas	39		Alabes Calculados
1.7.3 Desarrollo de la e	nergía eólica	40		
1.7.4 Influencia de la i	nercia	42	2.6 E	FECTO DEL NUMERO DE REYNOL
1.7.5 Elección de la vel eólica	ocidad de rotación de la máquina	43	2	2.6.1 Dependencia de las C Función del Número d
1.7.6 Regulación de Pote	ncia	44	2	2.6.2 Cálculo del Número d
1.7.7 Almacenamiento de	la Energía Eólica	44		Rotor de Molino
a. Almacenamiento	por acumuladores eléctricos	44	2 . 7 C	ONSIDERACIONES DE DISEÑO D
b. Almacenamiento	por acumuladores electroquímicos	44	E	NERGIA EOLICA (SCEE)
c. Almacenamiento	por acumuladores mecánicos	44		
d. Almacenamiento	por acumuladores térmicos	45		
1.7.8 Proyecciones hacia	el Futuro	46		
1.8. POTENCIA EN AEROMOTO	DRES	46	CADITI	
1.8.1 Ecuación de I	Betz	46	CAPITO	JLU 5 POLINUS DE EUE VERT
1.8.2 Efecto de Rot	tación de la Estela	49	311	INTRODUCCION
1.8.3 Coeficientes en Distintas	de Potencia Reales Típicos Obtenidos Máquinas Eólicas	51	د ب ال	
1.8.4 Estimación A	nalítica de Pérdidas	52	3.2 I	EL ROTOR SAVONIUS
1.8.5 Comparación e	entre Máquinas Actuales	53		3.2.1 Definiciones
	-			3.2.2 Principios de Operad
				3.2.3 Rendimiento del Roto
CAPITULO 2 - MOLTNOS DE	PITULO 2 - MOLINOS DE EJE HORIZONTAL	55		3.2.4 Esquemas para Estima
			3	3.2.5 Métodos para Aumenta
2.1 PERFILES		55		3.2.6 Método para Estimar de un Rotor Savonius
2.1.1 Característi Perfil Aerod	cas de Sustentación y Resistencia en un inámico	55		3.2.7 Aplicaciones



a del Alabe de un Rotor	60
STICOS	60
.ES	64
STICAS DE UN MOLINO	66
AOLINO -	67
rda y Posicionamiento del Alabe	67
iento de diseño	71
Cuerdas y de los Angulos de los	73
NOLDS	75
s Características de Perfil en o de Reynolds	75
o de Reynolds para los Alabes de un	77
D DE UN SISTEMA CONVERSOR DE	79
ERTICAL	85
	85
	86
	86
ración de un Rotor Savonius	88
otor Savonius	90
imar el Rendimiento del Rotor Savonius	98
ntar el Coeficiente de Potencia	100
ar el Tamaño y la Velocidad de Rotación	
ius para una Potencia Productiva dada	100
	100



PAGINA

77			101	CAPI	TULO 5 - SISTEMAS DE ALMACEI
3.3		Definiciones y Características	101		
	3.3.1 z z 2	Principios de Operación	107	5.1	INTRODUCCION
	J.J.Z Z Z Z	Rendimiento del Rotor Darrieus	109	- 0	
	3.3.4	Esquemas para la Estimación del Rendimiento del		5.4	5 2 1 Aspectos Generales
		Rotor Darrieus	112		5.2.2 La Batería de Plomo
	3.3.5	Método para Estimar el Tamaño y la Velocidad Rotacional de un Rotor Darrieus para una Potencia de Producción dada	113		5.2.2.1 Aleación de
	3.3.6	Aplicaciones	114		5.2.2.2 Espesor de
					5.2.2.3 La densidad
					5.2.2.4 Densidad y
CAPI	TULO 4	- ESQUEMAS DE GENERACION ELECTRICA A PARTIR DE UN SCEE	117		5.2.2.5 Contenedore
Л 1	τλητοάο		117		5.2.2.6 La fasifica seguridad
4.1	INIKUD		117		5.2.2.7 La segurida
12	DESCRT	DCION CENEDAL DE LOS ESQUEMAS DE GENERACIÓN	119		5.2.2.8 Selección o
4.4	DLUCICI				5.2.2.9 Resumen de
	4.2.1	Sistemas de Velocidad Variable y Frecuencia Variable	119		
	4.2.2	Sistemas de Velocidad Variable y Frecuencia Constante	119	CAPI	TULO 6 - ESQUEMAS DE UTILIZ
	4.2.3	Sistemas de Velocidad Constante y Frecuencia Constante	120		
				6.1	INTRODUCCION
4.3	GENERA	DORES DE ENERGIA ELECTRICA	122		
	4.3.1	Generadores de CD	1 25	6.2	SISTEMAS AISLADOS
		4.3.1.1 Tipos de generadores de CD	126		
		4.3.1.2 Características de los generadores de CD	1 27	6.3	SISTEMAS ACOPLADOS A UNA R
	4.3.2	Generadores de CA	1 28		6.3.1 Acoplamientos a tra
		4.3.2.1 Generadores sincrónicos	128		6.3.2 Aerogeneradores Aco
		4.3.2.1.1 Generador trifásico	129		
		4.3.2.1.2 Generador monofásico	132		
		4.3.2.2 Generador de inducción	133	ANEX	KOS
		4.3.2.3 Generador con colector	134	4	
				l. 2	Valante III Cas Cisiente Ia
4.4	GENERA	DOR DE CAMPO MODULADO	138	۷.	Distintos Números de Alabe
	4.4.1	Descripción del Sistema	138		CD/CL
	4.4.2	Control del Sistema	141	3.	Valores del Angulo ϕ (ángu
	4.4.3	Consideraciones Generales	143		respecto al plano de rotac



PAGIMA

CENAMIENTO DE ENERGIA	145
	145
A ELECTRICA EN UN BANCO DE BATERIAS	1 46
5	146
no-Acido de Placa Empastada	147
de la reja de plomo	148
le rejas y placas	149
dad de la pasta y su retención	150
y reserva del electrolito	151
pres	1 52
icación en la batería y ventilas de	150
l	154
da la hatoría	154
lo obsommationes	154
IZACION DE LA ENERGIA EOLICA	159
	159
	159
RED ELECTRICA	160
ravés de Equipo de Inversión Sincrona	161
coplados Directamente a la Red	163
	165
ientes de Reacción de Perfiles NACA de Potencia (Cp) en función de λ para	165
bes (B) y para distintos valores de	175
gulo entre la velocidad relativa ω ación a una distancia r)	193



		PAGINA	INDICE DE	E TABLAS Y FIGURAS
4.	Pruebas de Modelos Reducidos de Rotor Darrieus en Túnel de Viento (realizadas por la Pontificia Universidad Católica do Rio de Janeiro, BRASIL)	197	TABLAS	
5.	Dimensionamiento de un Banco de Baterías	223		
~ ~ ~			1. CARA	ACTERISTICAS DE DISEÑO DE I
REFI	ERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	229	2. SELF	ECCION DEL NUMERO DE ALABES
CON	CLUSIONES Y RECOMENDACIONES	235	3. PARA	METROS PARA EL DISEÑO DE 1
			4. COMP	PARACION DE LAS MAQUINAS DE
LIS	TA DE PARTICIPANTES	237	5. PUNI	OS DE CONGELACIÓN DEL ELEC
			6. CORR	LIENTES DE SUSTENTACION EN
			7. COMP PLOM	PARACION DE CARACTERISTICAS 10-ACIDO
			FIGURAS	
			1. Cấ Pe	lculo del Flujo de Aire a rpendicular a la Dirección

τ

.

-

.

- 2. Anemograma de Velocidad
- 3a. Curva de Frecuencia de V
- 3b. Curva de Frecuencia Rel
- Integrales Gráficas para Tiempo τ
- 5. Curvas de Duración de Vei
- 6. Curvas de Duración de Vel en el año)
- 7. Curva de Potencia del Vie de la Energía
- 8. Potencia Anual Específica generadores para Diversas
- 9. Potencia Entregada por un Viento
- 10. Distribución de Frecuenc:
- 11. Distribución de Frecuence
- 12. Curvas de Distribución de
- 13. Incremento de la Velocida de la Altura de la Torre
- 14. Esquemas de Máquinas de M

DE DIVERSOS TIPOS DE ALABES	59
LABES	68
DE PERFILES DE ALABES	72
AS DE CA	137
ELECTROLITO	152
N EN AMPERES	153
TICAS TIPICAS DE BATERIAS DE	155

PAGINA

re a través de una Sección Circular cción del Viento	15
del Viento	17
Velocidades	18
ativa del Viento	20
a el Cálculo de la Coordenada de	
	20
elocidad en Función de τ	2 1
locidad en Función del Tiempo (horas	
	22
ento o de Aprovechamiento Continuo	
	22
a por Unidad de Superficie de Aero	24
S Verociuaues medias Anuares	24
na Maquina versus velocidad del	25
ia de la Velocidad del Viente	25
ia de la Velocidad del Viento	2.5
la de la Potencia del Viento	25
e Frecuencia de Velocidades	26
ad del Viento con el Incremento	
	28
Viento	31



PAGINA

15.	Ciclones Artificiales por Medio de un Enorme Venturi Vertical	37	45.	Perfiles Seccionales de Tipo Resistivo (bibli.
16.	Aeromotor para Lugares con Vientos Fuertes y Turbulentos (montañas)	38	46.	Diferentes Clases Princ Savonius (bibli. 3.1.)
17.	Sistemas Captadores de Energía de las Olas	39	47.	Rotor Savonius Típico (
18.	Máquinas Darrieus (1929)	41	48.	Diagrama del Flujo de A (bibli, 3.3.)
19.	Rotor Ideal de Eje Horizontal para Analisis de la Ecua- ción de Betz	47	49.	Diagrama del Flujo de A
20.	Curva Ideal del Coeficiente de Potencia para una Máquina Ideal sin Pérdidas	50	50.	Coeficiente de Potencia
21.	Curvas de Coeficientes de Potencia Reales Típicos para Diversos Tipos de Máguinas Eólicas (I)	51	51.	Relación de Velocidades Coeficiente de Potencia
22.	Curvas de Coeficientes de Potencia Reales Típicos para Diversos Tipos de Máquinas Eólicas (II)	52		Relación de Velocidades (bibli. 3.6.)
23.	Aspectos Técnicos de Rotores de Baja Potencia (I)	54	52.	Torque como una Función de un Módulo (bibli. 3.
24.	Aspectos Técnicos de Rotores de Baja Potencia (II)	54	53.	Torque como uma Función
25.	Diversos Tipos de Perfiles de Alabes	56	55.	de tres Módulos (bibli.
26.	Fuerzas de Sustentación y Resistencia sobre un Alabe Aerodinámico	56	54.	Coeficiente de Entrada en el Extremo del Alabe
27.	Cuerda del Perfil y Angulo de Ataque	57	55.	Rotor Darrieus con Acop
28.	Características de Sustentación y Resistencia de los Alabes	58	56.	Perfiles Aerodinámicos
29.	Velocidad Relativa en un Alabe	60	57.	Forma Troposkien de Ala
30.	Velocidad Relativa en el Alabe de un Rotor	60	58.	Geometría de un Alabe F
31.	Componentes de Resistencia y Sustentación según el Plano de Rotación	61		aproximación a la forma Circular).
32.	Torques Característicos de Rotores de Eje Horizontal	62	59.	Dimensiones de un Rotor
33.	Potencias Características de Rotores de Eje Horizontal	63	60.	Estudio de Optimizació
34.	Definición de la Relación de Velocidades	65	61.	Fuerzas Aerodinámicas
35.	Cp- λ Característicos de Rotores de Eje Horizontal (I)	66		Aerodinámica Giratoria
36.	$Cp-\lambda$ Característicos de Rotores de Eje Horizontal (II)	67	62.	Características de un
37.	Posición del Alabe, β	70	63.	Pruebas con un Rotor I
38.	Forma del Alabe, Curvatura y Secciones Transversales	[™] 73	64.	El efecto de la Solide
39.	Linealización de la Cuerda y de la Curvatura del Alabe	.75		$a v_{\infty} = 9$ m/s (D1D11. 3.
40.	Efecto del Número de Reynolds sobre la Relación (C _D /C _L)min para tres Perfiles Diferentes	76	05.	Aerodinámica con los I una Turbina de 2m con
41.	Valor Inverso de la Mínima Relación C _D /C _L en Función del Número de Reynolds de Diversos Perfiles (bibli. 2.5)	77		2.8 x 10^5 y con una Sc
42.	Re = $f(\lambda_r)$ para Rotor Girando con $\lambda \delta ptimo$	78	00.	to de Eje Vertical (b:
43.	Secuencia de Diseño de un SCEE (I)	<u>8</u> 3	67.	Esquemas para Generar
44.	Secuencia de Diseño de un SCEE (II)	84		Partir de Energía Eól:



Algunos Rotores de Eje Vertical de	•
3.2.)	87
ipales de Modelos para el Rotor	88
hihli 33)	89
ire Pasaje de Alabe Cerrado	• • •
	89
ire, Pasaje de Alabe Abierto	90
y Coeficiente de Torque <u>versus</u> la en el Extremo del Alabe (λ_0) - I	<u>93</u>
y Coeficiente de Torque <u>versus</u> la en el Extremo del Alabe λ_0 - II	95
de la Posición Angular - Savonius	20.
6.)	96
de la Posición Angular - Savonius 3.6.)	97
versus la Relación de Velocidades (bibli. 3.6.)	9 ,9
lamiento de Rotor Savonius (bibli. 3.9)	101
Disponibles (bibli.3.9.)	103
bes	104
Probado en el Túnel de Viento (una a Troposkien, de Linea Recta y Arco	105
Darrious (bibli 3 12)	105
	100
Antura de en une Superficie	100
a (bibli. 3.14.)	108
Rotor Darrieus (bibli. 3.12.)	109
Darrieus en Sandia (bibli. 3.12.)	110
ez en el Coeficiente de Potencia	
	111
; Esquemas para la Estimación Datos del Túnel de Viento para un Número de Reynolds de	
olidez de 0.25	113
limiento de una Turbina de Vien- ibli. 3.14.)	114
CA a Frecuencia Constante a ica	1 2 1

Oi 13

		PAGINA
68.	Condiciones Ideales de Operación para Sistemas de VVFC	1 22
69.	Comparación de los Esquemas VVFC y VCFC	123
70.	Esquemas de Sistemas de Generación de VVFC y VCFC y Características de Tipo Operacional	124
71.	Diagrama de Funcionamiento de Máquina de CA	125
72.	Diagrama de Funcionamiento de Máquina de CD	125
73.	Diagramas de Circuito de Dínamo o Generador de CD	126
74.	Características de Funcionamiento del Generador SHUNT	1 27
75.	Circuito Fundamental de un Generador Trifásico Sincrónico	129
76.	Curvas Características de un Generador Trifásico en Vacío y Cortocircuito	130
77.	Curvas Características de un Generador Trifásico con ca <u>r</u> ga	131
78.	Características Exteriores de Generador Sincrónico	131
79.	Características de Regulación del Generador Sincrónico	131
80.	Diagrama Circular o Lugar Geométrico del Fasor Corriente Primaria I ₁ y Esquema de Conexión de un Sistma Generador de Inducción	135
81.	Esquema del Estator, con Excitación Trifásica, de un Gene- rador con Colector.	136
82.	Diagrama Básico de Sistema Monofásico para un Generador de Campo Modulado (I)	139
83.	Diagrama Básico de Sistema Trifásico para un Generador de Campo Modulado (I I)	140
84.	Efecto y control de Variación de Parámetros en Generador de Campo Modulado	141
85.	Diagrama de Bloques del Sistema de Control para Conectar un Sistema Generador de Campo Modulado a una Red, Usando como Señal de Entrada la Velocidad del Viento o la Velo- cidad de Rotación del Rotor	142
86.	Diagrama de Bloques del Sistema de Control para conectar un Sistema Generador de Campo Modulado a una red, Usando como Señal de Entrada el Torque Producido en el Rotor	143
87.	Sistema de Generadores de Campo Modulado en Paralelo	144

CAPITULO 1 - LA ENERGIA EOLICA 1.1 POTENCIA DEL VIENTO

Se llama viento al movimiento de una masa de aire, pero la densidad de ésta es baja. Cuando la masa es movida con una velocidad V, és ta tiene una energía cinética expresada por la ecuación:

 $E = \frac{1}{2}$

si la densidad del aire es p, entonces la energía cinética por volumen de aire cuya velocidad es V, es:

Ev =

Considerando un área A perpendicular a la dirección del viento (ver figura 1), y un flujo de aire a través de A en función del tiempo, tenemos un flujo: $\phi = V A$. (1-3)



Figura 1 - Cálculo del Flujo de Aire a través de una Sección Circular Perpendicular a la Dirección del Viento

La potencia de este flujo de aire a través de A, es el flujo de energía cinética por segundo. Potencia = Energía por segundo. Potencia = Energía por volumen x volumen por segundo.

$$\frac{1}{2}$$
 m V² (1-1)

$$\frac{1}{2} \rho V^2$$
 (1-2)

 $P = \frac{1}{2} \rho V^2 x VA$ $P = \frac{1}{2} \rho V^{3}A$

(1-4)

Se entiende por energía la potencia durante un período determina do de funcionamiento de la máquina de viento.

En el caso específico de la aerogeneración, se busca transformar esta energía en energía mecánica a través de un rotor, la cual a su vez terminará transformándose en energía eléctrica, por medio de un generador, para su almacenamiento o directamente para su consumo. Sin embargo, debido a las variaciones en cuanto a magnitud de velocidad, es conveniente hablar en términos de energía para períodos deter minados.

Con la finalidad de poder extraer del viento la mayor cantidad posible de energía, se debe combinar adecuadamente las características del aparato y las condiciones del ambiente.

De tal manera que para un funcionamiento exitoso del aerogenerador, tan importante es la información real y actualizada sobre los vientos del lugar donde se ubicará la planta, como un buen diseño de la máquina atmosférica, la cual, para poder operar en condiciones óptimas, deberá ajustarse a cada caso particular; es decir, a las carac terísticas de los vientos del lugar elegido.

El cumplimiento de este objetivo exige, pues, la ejecución racional y especializada de mediciones meteorológicas que puedan reflejar resultados o valores confiables.

La importancia de estos datos radican en ser la base del éxito o del fracaso de las estimaciones que se haga de la energía aprovechable. El procesamiento de aquellos datos iniciales involucra el desarrollo de una serie de curvas, que de una u otra forma van midiendo el comportamiento de los vientos de un lugar en el transcurso de un período de tiempo determinado (un mes, 3 meses, 6 meses, un año). Es tas curvas nos pueden permitir comparar características de diversos lugares si se trata de elegir alternativamente.

De allí que hayamos tratado de poner énfasis en la evaluación del recurso eólico, y creemos importante un cuidadoso tratado sobre las llamadas curvas de potencia y curvas de duración.



1.3.1 Anemogramas

La velocidad del viento varía con el tiempo, con oscilaciones breves, aunque la masa global de aire es transportada con gran uniformidad. Dicha variación es posible graficarse por medio de "anemómetros registradores", ubicados durante el día en lugares y a alturas convenientes (altura internacional 10 metros sobre el suelo). De este modo las instituciones encargadas del manejo y evaluación meteorológica proporcionan al investigador de energía eólica el anemograma de velocidad del viento (ver figura 2), el cual, procesado adecuadamente, servirá para justificar o descartar la implementación de centrales eólicas para distintos usos.





Tengamos en cuenta que en el caso específico de aerogeneración, las condiciones para el aprovechamiento económico de los sistemas es más exigente que para las otras aplicaciones.

del Viento

1.3.2 Curvas de Frecuencia de Velocidades y Frecuencia Relativa



Las curvas de frecuencia de velocidades (F) y frecuencia relativa (Frel) del viento se deducen para un período T de tiem po suficientemente largo de medición anemográfica.

Los registros contínuos de velocidad del viento se traducen a una curva de frecuencia de velocidades, que en realidad correspon de a un histograma de velocidades, ver Figura 3a. Esta curva de distribución se hace para cada mes y para el año completo. Esto permite conocer, por rangos de velocidades, el porcentaje del tiem po total que le corresponde. Al agrupar los datos mensualmente, se determinan las variaciones estacionales y finalmente el comportamiento del viento a lo largo del año. Hacer una buena caracteri zación de la distribución de velocidades a lo largo del año, requie re de mediciones anemográficas por 5 años al menos, aunque se pue-





O; 18

de prescindir de éstas si se cuenta con información que permita es tablecer correlaciones. Esta información es indispensable para es tablecer la energía que contiene el viento y poder estimar así la que es potencialmente aprovechable en un período determinado.

guiente ecuación:

 $F = \Sigma \Delta t \Delta Von$

en la cual: $\Sigma \Delta t \Delta Von$, es la suma de intervalos de tiempo Δt en el transcurso de los cuales la velocidad se mantiene en el escalón (o rango) AVon entre los límites Von y Von+1.

Para nuestro método general, la curva de frecuencia relativa del viento se obtiene con la siguiente ecuación:

$$F_{re1} = \frac{\Sigma}{\Sigma}$$

en la cual: $\Sigma \Delta t \Delta Von$, es la suma de intervalos de tiempo Δt en el transcurso de los cuales la velocidad se mantiene en el escalón (o rango) ∆Von entre los límites Von y Von+1.

 $\Sigma \Delta t \Delta Voi,$ es la suma de intervalos de tiempo Δt en el transcurso de los cuales la velocidad se mantiene en el rango ∆Voi de referencia, y entre los límites Voi y Voi+1.

Lo usual es tomar como escalón de referencia el que corresponde a la velocidad de mayor frecuencia. De esta forma resultan gráficos con la forma y valores característicos de la fi-

También puede tomarse como magnitud de referencia la velo

Los Servicios Meteorológicos Nacionales registran en sus anuarios meteorológicos, para diversos lugares, la velocidad media del viento, datos que sirven para los objetivos de evaluación del recurso eólico.

La curva de frecuencia de velocidades se obtiene çon la si-

(1-5a)

∆t ∆Von Δt ΔVoi

(1-5b)





1.3.3 Curvas de Duración de Velocidad

Se obtienen integrando las curvas de frecuencia relativa del viento, donde τ es la coordenada de tiempo, referida a la velocidad del viento (ver figura 4).

8760 x τ es el número de horas del año durante las cuales reina una velocidad de viento igual o superior a Von (suponiendo que un año tiene 365 días de 24 horas cada uno).





20

Otra forma interesante de la curva de la figura 5 es la curva de la figura 6, que muestra la duración de las velocidades de viento en función del número de horas y se deduce fácilmente de la anterior. El eje horizontal da el numero de horas anuales, siendo el total 8760 y el eje vertical la velocidad del viento.

1.4 CURVAS DE POTENCIA DEL VIENTO

La parte más importante de la información que puede conseguirse del potencial eólico de un lugar es su curva de potencia, la cual se obtiene convenientemente de su curva de duración de velocidades, ilus trada en la figura 6.



Figura 5 - Curvas de Duración de Velocidad en Función de τ







La curva de potencia es similar a la curva de velocidad, por cuan to la potencia es proporcional al cubo de la velocidad del viento. Así, en la figura 7 se muestra una curva de potencia.





En el intervalo \overline{gfe} , el viento es todavía débil para producir un incremento significativo de la potencia. Sólo a partir de la velocidad en "g", comienza a generarse una potencia apreciable. El punto en la curva de potencia dado por la recta \overline{fg} es llamado "CUT-IN" (pun to de arranque).

A medida que aumenta la velocidad del viento, la potencia entregada también aumenta, y en "c", el aerogenerador opera ya en su capacidad plena.

En presencia de velocidades mayores del viento, la potencia entr<u>e</u> gada permanece generalmente constante en este valor (recta bc). Esto se debe a limitaciones de diseño por influencia del costo final del sistema y es conseguido ajustándose el paso de los álabes o a través de algún otro método apropiado.

Cuando la velocidad ha crecido tanto que alcanza el punto "b", 11amado "CUT OUT" (punto de abatimiento), el aparato se contrae para evitar que se malogre.

En el diagrama, el área sombreada "bcfgh", por debajo de la curva de potencias, representa la producción anual actualizada de energía, del mismo modo que el rectángulo "adeo" representa la producción anual si la planta trabajase durante todo el año a plena carga.

A la curva de potencias se le llama también "curva de aprovechamiento contínuo de la energía". Esta curva, propia de un lugar determinado, es más útil si se da la potencia en forma específica, es decir, por unidad de área, haciéndose el gráfico independiente del diámetro del rotor.

Los fabricantes, por su parte, proporcionan tablas o gráficos que dan la producción anual específica que podrían entregar sus aerogener<u>a</u> dores, de potencia determinada en sus laboratorios, para distintas velocidades medias del viento. Uno de estos gráficos se muestra en la figura 8.

Así, por ejemplo, una vez determinada la energía aprovechable anual específica por integración de la curva de potencia, y conocie<u>n</u> do la velocidad media anual del viento propia de cada lugar, podre-





Figura 8 - Potencia Anual Específica por Unidad de Superficie de Aerogeneradores para Diversas Velocidades Medias Anuales

mos saber de cuánta potencia específica debe ser el aerogenerador que necesitamos para aprovechar al máximo nuestro recurso eólico existente.

Aquí cabe hacer la observación que como la energía aprovechable estimada depende de cuales puedan ser las características de funcionamiento de cada aerogenerador en particular, es decir, del "CUT-IN", del "CUT-OUT", y de la RATED WIND SPEED, entonces debe haber un acuerdo pleno entre el gráfico que da la energía aprovechable y el gráfico que da la producción esperada de energía. La primera resulta de procesar los datos meteorológicos y la segunda la da cada fabricante.

1.5 METODO MATEMATICO PARA CALCULO DE POTENCIA

La potencia a obtener para una turbina eólica depende de las ca racterísticas de la máquina y de la distribución de frecuencia del viento.



O⁴ 24

Características de operación de la máquina (velocidad de arran-

25

La expresión para estimar la potencia media es la siguiente ecua ción:

$$\overline{T}p = \int_0^\infty Tp(V) P(V) dV$$
(1-6)

donde: Tp = Potencia promedio de la turbina

Tp(V) = Potencia de la turbina como función de la velocidad

P(V) = Distribución de frecuencia de velocidad, (densidad de probabilidad de la velocidad de viento) generalmente basado en la velocidad media horaria

V = Velocidad de viento.

1.5.1 Modelo de Distribución Weibull

Se ha comprobado que es posible aplicar una función matemá tica de densidad de probabilidad, para la distribución de frecuencia a la velocidad de viento. Esta función es el modelo de distribución Weibull que tiene la siguiente forma general:

$$P(V) = (K/C) (V/C)^{K-1} e^{-(V/C)^{K}}$$
(1-7)

donde C es un factor de escala en unidades de velocidad y K es un factor de forma adimensional.

La figura 12 ilustra una familia de curvas de este tipo.



Figura 12 - Curvas de Distribución de Frecuencias de Velocidades



En el documento elaborado en el I Curso-Seminario Latinoamericano sobre Prospección, Evaluación y Caracterización de la Energía Eólica, organizado por la OLADE se explica ya las ventajas de aplicar este método y se da un programa de cálculo usando el caso particular de densidad de probabilidad Weibull (la distribución Rayleigh) con el valor K = 2 (Doc. OLADE Nº 10, página 87).

1.5.2 Modelo de Distribución Rayleigh

La ecuación de la distribución Rayleigh está dada por:

$$P(V) = \frac{V}{2\bar{N}}$$

donde: P(V) = densidad de probabilidad V = velocidad del viento $\overline{\mathbf{V}}$

de igual modo, la curva de duración de velocidad asociada a la distribución de frecuencia Rayleigh está dada por:

VDC = 876

la curva de duración de velocidad de viento produce el número de horas en las cuales la velocidad es mayor que V.

1.5.3 Tiempo de la Máquina Fuera de Operación

Es el porcentaje de tiempo en el cual la velocidad del viento está por debajo de la velocidad de arranque, más el por centaje de tiempo en el cual la velocidad es superior a la velocidad máxima de operación (cut-out); la ecuación para el PDT



Para aplicar este método se necesita conocer sólo la velocidad media y la desviación standard del período de análisis.

> $\frac{V\pi}{2\overline{V}^2} e^- \frac{V^2\pi}{4\overline{V}^2}$ (1-8)

= velocidad promedio del viento

$$50 e^{-} \frac{V^2 \pi}{4 \overline{V}^2}$$
 (1-9)

Varianza $\simeq 0.273\overline{V}^2$ (1-10)

(tiempo de la máquina fuera de operación) está dado por:

$$PDT = 1 - e^{-a^{2/2\sigma^{2}}} + e^{-c^{2/2\sigma^{2}}}$$
(1-11)

donde: a = velocidad de arranque c = velocidad máxima de operación (1-11a) $\sigma^2 = \frac{2\overline{V}^2}{\pi}$

En el artículo "Generalized Wind Turbine Characteristics and their Effect of Wind Turbine Output", de William C. Cliff, se puede encontrar este método completamente desarrollado, con velocidades de arranque y velocidad máxima de 6 y 29 m/s respec tivamente y en una velocidad nominal de 13 m/s; potencia nominal de 1500 Kw.

1.6 VARIACION DE LA POTENCIA CON LA ALTURA SOBRE EL SUELO





O; 28

En esta parte se trata de hacer un comentario breve sobre la in fluencia de la altura de la torre sobre la producción del aparato.

do:

Los anemómetros en este lugar estuvieron puestos a una altura de 30 pies; a esta altura se obtiene una producción de 438 Kwh por mes, que es lo que puede esperarse de un aerogenerador de 2 kw. Si el mismo generador es colocado en una torre de 60 pies, entonces tendre mos que ir a la figura 13 para hallar el factor de incremento de potencia para la nueva altura.

A 30 pies la potencia es aproximadamente 3 veces más que la potencia a 5 pies; a 60 pies es 4.4 veces la potencia que a 5 pies; o sea, que para ir de 30 a 60 pies, la potencia se incrementa en 1.47 veces (4.4 entre 3). Entonces la producción de 438 Kwh es aumentada a 644 Kwh simplemente por añadir 30 pies de torre.

Sin embargo, si pensamos en función de costos, la elección de la altura de la torre no es tan simple como se muestra en el ejemplo.

DE ENERGIA EOLICA

La captación de energía eólica, que es energía cinética del ai re, puede realizarse de dos maneras:

- por la transformación de la energía cinética del aire en energía mecánica.
 - mo, por ejemplo, la superficie del mar.

1.7.1 Captación Directa

Las máquinas de viento son clasificadas en función del

Ilustremos el uso del gráfico con un ejemplo (explicado en "Small Scale Wind Power" de Dermot McGuigan) para un lugar determina

1.7 ANALISIS DE LOS DISTINTOS METODOS PROPUESTOS PARA LA CAPTACION

1. Captación directa - la energía se extrae por medio de superficies directamente en contacto con el viento (álabes), que son acoplados a motores mecánicos. Este conjunto es llama do de máquina de viento (molinos de viento) y es el responsable

2. Captación indirecta - interviene en este caso un elemento intermedio para la captación de la energía del viento, co-



desplazamiento de sus álabes en relación a la dirección del viento:

- Máquinas de Eje Vertical: en las cuales los álabes motrices se desplazan en planos paralelos a la direc ción del viento.
- Máquinas de Eje Horizontal: en las cuales los álabes motrices se dezplazan en planos perpendiculares a la dirección del viento.

La figura 14 ilustra lo antedicho, mostrando una serie de máquinas de eje vertical y horizontal.

1.7.1.1 Máquinas de eje vertical

Las máquinas de eje vertical se caracterizan por el hecho que u es menor que $V^{(1)}$, siendo:

u = velocidad de desplazamiento del extremo del álabe V = velocidad del viento.

Se demuestra que su rendimiento es máximo si u = V/3. Estas son, por lo tanto, máquinas muy lentas.

El eje de la zona motriz es normal a la dirección del viento y solamente una parte del conjunto de álabes es motriz; la otra parte debe estar provista de un dispositivo que anule o disminuya el efecto del viento. Por lo tanto es este dispositivo protector lo que diferencia a los sistemas, siendo estos de arrastre simple o diferencial.

1.7.1.1.1 Máquinas de arrastre simple

Dentro de las máquinas de arrastre simple, máquinas en las cuales los álabes que se mueven en sentido contrario al viento son sustraidas a la acción de él, se pueden conside rar tres modelos.



TIPO DE MAQUI

Figura 14 - Esquemas de Maquinas de Viento

Ο

⁽¹⁾ Esto no es válido para la máquina Darrieus y para algunos Savonius.



NA	u V	Necesidad de Orientación	Calidad e interés
Pantalla Orientable Pantal. con gob. manual	0.2 a 0.6	Si	Simple
Tope fijo	0.2 a 0.6	No	Muy poco fíable ruido
los alabes	0.2 a 0.6	Si	Mecanismo Complicado
-	0.3 a 0.6	No	Simple
-	0.3 a 0.4	No	Simple
- 0	0.5 a 1.5	No	Simple
	2 a 3	Si	Complicado poco fiable
-	0.5	Si	Complicado poco fiable
	3 a 6	No	Simple pero el torque de par- tida es muy debil
	2 a 3	Si	Complicado poco fiable
	1 a 10	Si	Relativamente Simple



a. Máquinas con pantalla: estas máquinas llevan una pantalla móvil alrededor del eje de la rueda que puede ser auto-orientable por una veleta; esta pantalla elimina la acción del vien to sobre los álabes que se mueven a contracorriente (ver figura 14a).

b. Máquinas de álabes oscilantes: estas máquinas poseen álabes articulados sobre ejes paralelos al eje de la rueda. Un tope colocado cerca de cada álabe lo retiene en su etapa motriz útil y automáticamente se libera colocándose en bandera en la carrera de retorno. El problema de este sistema es el choque que se produce en cada álabe con su tope, generando ruido y desgaste (ver figura 14b).

c. Máquinas a variación cíclica con orientación en los álabes: estas máquinas poseen un mecanismo epicicloidal que arrastra los álabes alrededor de su eje a la mitad de la velocidad de la rueda, el efecto es prácticamente el mismo que en el caso precedente, pero no hay ni choque ni ruido (ver figura 14c).

1.7.1.1.2 Máquinas de arrastre diferencial

En las máquinas de arrastre diferencial, los álabes son de geometría tal que su for ma de resistencia es más débil contra el viento que en su sentido. Existen tres modelos básicos de este tipo de máquinas:

a. Molinete: este dispositivo de medición de viento bien conocido, aprovecha la diferencia de resistencia de forma que existe entre las dos caras de una semi-esfera hueca (anemómetro de copelas o cazoletas). Figura 14d. b. Máquinas de flujo transversal: éstas constituyen ya una transición entre las máquinas con álabes que se desplazan según la dirección del viento y las siguientes. En parte el conjunto de álabes funciona gracias a la diferencia de resistencia, pero además el flujo de aire atraviesa igualmente la máquina y trabaja dos veces en el conjunto de álabes, presentando un esquema análogo a ciertas turbinas hidráulicas (figura 14e).

c. Rotor de Savonius: es una versión un poco diferente del tipo precedente. Hay que hacer notar que en este caso ciertos puntos de los álabes pueden sobrepasar la velocidad del viento (figura 14f).

Se puede decir que estas máquinas del primer grupo son movidas por la presión del viento; sin embargo, debe notarse que esto es válido sólo parcialmente para el rotor de Savonius y las máquinas de flujo transversal. Por lo ta<u>n</u> to, en este grupo, para obtener una gran potencia, se requiere una sección de toma muy importante.

1.7.1.2 Máquinas de eje horizontal

Sus álabes motrices se desplazan perpendicularmente a la dirección del viento. En estas máquinas, la velocidad de extremo del álabe (u), es generalmente mayor que la velocidad del viento (V). La potencia motriz se obtiene por la desviación de la vena de aire sobre el conjunto de álabes y está acompañada por una circulación de velocidades alrededor del perfil. Esta circulación, generadora de potencia motriz, se obtiene en forma general por la combinación de la incidencia de la corriente relativa y de la forma del perfil. Las máquinas de este tipo se diferencian por el modo de desplazamiento del

O⁴ 32

O; 33

conjunto de álabes motores y por las combinaciones mecánicas que este desplazamiento necesita. Se las puede clasificar en tres grupos:

1.7.1.2.1 Máquinas de traslación

Estas se subdividen en dos tipos:

a. Máquinas a "tapiz rodante", en las cuales un conjunto de álabes, montados en un sistema de correas que pasan por dos poleas, se desplaza perpendicularmente al viento. Un meca nismo de inversión de los álabes permite obtener potencia motriz en las dos ramas. El viento atraviesa, por lo tanto, dos veces el disposi tivo (figura 14g).

- b. Máquinas a perfil oscilante: un ala, cuyo eje es perpendicular al viento, es montado sobre un conjunto de bielas y manivelas desfasadas, lo que le da (al ala) un movimiento osci lante, produciéndose empuje en ambos sentidos (figura 14 h).
- 1.7.1.2.2 Máquinas de "variación cíclica de la incidencia", de eje vertical

Estas también se subdividen en 2 tipos:

a. Máquinas de álabes fijos: éstas son realizables sólo para una velocidad (u) mucho mayor que la del viento. La variación de la incidencia se debe a la combinación de velocidades. La incidencia adopta un valor aceptable sólo si la velocidad del rotor es bastante grande, por lo cual es necesario impulsar la máquina para que parta, o bien preveer un dispositivo que de una cupla suficiente en la partida.

Se puede, con perfiles convenientes y por la disposición de los álabes que siguen las genera-

O; 34

trices de un cono, asegurar la partida, utilizan do la diferencia de resistencia de forma de los perfiles (figura 14i).

b. Máquinas con álabes de orientación cíclica:
el conjunto de álabes es motor únicamente en
los arcos AB y CD y el viento atraviesa dos veces el conjunto de álabes. La variación de inci
dencia sobre los perfiles se obtiene por una rotación conveniente de los álabes (figura 14j).

1.7.1.2.3 Máquinas de eje paralelo al viento

En este caso el conjunto de álabes que gira alrededor de un eje paralelo al viento posee siempre la misma orientación con respecto a éste.

El funcionamiento es, por lo tanto, perfectamente continuo. La forma de los álabes puede variar en grandes proporciones. La velocidad de desplazamiento del extremo de los álabes puede ser mucho mayor que la velocidad del viento (figura 14k).

De una manera general, sin ser absolutamente verdadero sobre todo para el primer tipo, se puede decir que mientras mayor sea el número de álabes, menor es la velocidad angular, pero se obtiene un torque de partida mayor.

Examinando la figura 14 se puede notar que la mayoría de los dispositivos son de eje vertical; sin embargo, son los de eje horizontal los que, debido a su más alto rendimiento, han sido los más utilizados desde tiempos muy remotos. Las máquinas de eje vertical también son denominadas "panémonos".

1.7.1.3 Características de una máquina eólica

O; 35

Es interesante precisar las principales relacio nes que permiten calcular los datos importantes de una máquina eólica.

Se verá a continuación las expresiones de la potencia, de la tracción o fuerza axial y del momento con respecto al eje de la máquina. Estas son:

$$P = Cp \frac{AV^{3}\rho}{2} Potencia$$
 (1-12)

$$F = \frac{C_{\rm F} A V^2 \rho}{2} \quad \begin{array}{c} {\rm Tracción \ o} \\ {\rm fuerza \ axial} \end{array} \quad (1-13)$$

$$Q = C_{\rm m} \frac{RAV^2 \rho}{2} = \frac{V}{u} \cdot \frac{RAV^2 \rho}{2} Cp \qquad \text{Momento} \qquad (1-14)$$

en las cuales:

- Cp = coeficiente de potencia, que depende del tipo de máquina, de la velocidad del viento y de la velo cidad de rotación de la máquina. En la práctica este coeficiente varia entre 0,1 y 0,5.
- A = superficie eficaz que se enfrenta al viento.
- = velocidad del viento. V
- densidad del aire. =
- = coeficiente de tracción (0,4 1,8). CF
- = velocidad periférica. u
- coeficiente de momento. = Cm
- = largo del álabe o radio de la rueda. R

Es necesario notar que el momento es más grande mientras más pequeña sea la razón u/V; es,por lo tanto, con las máquinas eólicas lentas que se obtienen los torques más importantes.

1.7.2 Captación Indirecta

La capacitación indirecta utiliza ya sea máquinas del tipo precedente asociadas a órganos estáticos o bien órganos en teramente estáticos, o bien un fluído intermediario.

1.7.2.1 Organo estático y máquina dinámica

El principio se basa en la utilización de un tu bo Venturi: esta disposición permite para una hélice da da y un viento dado, hacer crecer la velocidad de rotación y la potencia, así como también el rendimiento aerodinámico por supresión de las pérdidas de punta de ala be. Aplicando directamente a una máquina a hélice de eje horizontal el interés es poco, pues este tubo complica considerablemente la instalación.

Se han propuesto sistemas que utilicen varios tu bos Venturi en serie. Una idea más interesante podría ser la de Nazare que propone un enorme Venturi vertical que permitiría realizar verdaderos ciclones artificiales, sobre todo si esta instalación se hiciese en países cáli dos (ver figura 15).



Se trata de sistemas que "fabrican el viento" basándose principalmente en las diferencias de temperatu ras que existirían en las dos extremidades de la torre. La máquina eólica estaría ubicada en el cuello. Sería teóricamente posible desarrollar potencias que irían de los 500 a 1000 MW, empleando torres de 300 a 400 metros

entrada de aire

Figura 15 - Ciclones Artificiales por medio de un Enorme Venturi Vertical

de alto Pareciera que hay muchas dificultades para construir dichas torres, pero ya en la actualidad en algunas centrales nucleares existen torres de refrigeración áreas de 150 metros de alto.

Queda por resolver aún los problemas de estabilidad, sobre todo bajo el efecto de los vientos laterales y en particular las interferencias que se producen con los vientos verticales.

Otro tipo de aeromotor que se ha propuesto es una máquina para ser usada en lugares con vientos muy fuertes y turbulentos (ej. montañas) donde los aeromotores normales fallarían o serían demasiado caros. Esta máquina está compuesta por una serie de anillos perforados de forma oval y soportados horizontalmente por una columna vertical central. Los anillos operan de acuerdo al princi



Figura 16 - Aeromotor para Lugares con Vientos Fuertes y Turbulentos (montañas)

> 0; 38

pio de Bernouilli, el cual indica que la presión del fluído a lo largo de una línea de corriente varía inversamente con la velocidad del fluído. Así, por la forma de los ani llos, la velocidad del fluído se eleva prodiciéndose enton ces una depresión dentro de la torre, generando una corriente de aire que actúa sobre una turbina acoplada a un generador. Estas máquinas, en general, son ineficientes, pe ro servirían en los casos ya indicados. Este tipo de aero motor es omnidireccional; otros, mejorados con perfil alar, no son totalmente omnidireccionales; la figura 16 esquematiza estas máquinas.

1,7,2,2 Organos enteramente estáticos

Estos emplean principalmente tubos Venturi que modifican la repartición de la presión dinámica y estática. Se han propuesto sistemas que permiten elevar agua agrupando en serie una cierta cantidad de tubos Ven turi, los que parecerían ser promisorios.

1.7.2.3 Energía de las olas

Las olas son producidas por los vientos marinos. Es una captación más continua y de mayor potencial por la densidad del fluído. Algunos cálculos sugieren que se podría recuperar del orden de 20,000 KWH/año por metro de costa. El principio de la máquina que capta la energía de las olas es fácil de concebir; por ejemplo, los flotadores que se muestran en la figura 17a, se pueden levantar ver-



Figura 17 - Sistemas Captadores de la Energía de las Olas



ticalmente por las olas y transmitir sus movimientos alternativos a un eje ubicado en la orilla por medio de ruedas libres, que se moverían sólo en un sentido; también podría usarse los dos sentidos complicando el mecanismo.

También se puede imaginar máquinas estáticas. La figura 17b representa una máquina constituída por estanques fijos, en los cuales el fondo está constituído por una membrana fácilmente deformable por la presión de las olas, transmitiendo el desplazamiento al fluído que contiene. Existen válvulas de retención que permiten una circulación unidireccional hacia un motor hidráulico.

1.7.3 Desarrollo de la Energía Eólica

Debe orientarse según el siguiente principio: "La energia eólica es gratuita, por lo tanto no es el rendimiento energético lo determinante sino la inversión y los gastos de explotación".

Por lo tanto, más máquinas deben cumplir una condición de "simplicidad" (mínimas partes móviles posibles, lo que además da fiabilidad), pero ligada a una condición de "robustez".

Desde principios de este siglo hasta 1960, se han estudia do y desarrollado casi exclusivamente máquinas de eje horizontal (seguramente por el desarrollo de hélices en aeronáutica).

Se debe notar que hasta ahora el mejor coeficiente de po tencia de las ruedas de eje horizontal (paralelo al viento), proviene de la utilización de la potencia transversal del ala y el peor coeficiente de la mayoría de las ruedas de eje vertical perpendicular al viento, proviene de la utilización de la poten cia del dorso del ala.

Las máquinas eólicas de eje vertical pueden presentar ven tajas; por ejemplo, simplicidad. En general es omnidireccional lo que evita tener sistema de orientación y además, normalmente.

O; 40

están constituídas por pocas piezas móviles (no hay paso variable). Los soportes o torres son más simples.

Debido a estas características, últimamente se ha comenza do a reconsiderarlas, y es así que importantes laboratorios se encuentran hoy estudiando una máquina muy simple propuesta por Darrieus en 1929 (figura 18).



Se trata en realidad de una variante de aquellas del segundo tipo a álabes fijos de la figura 14i, los álabes en número de 2, 3 o 4 tienen en general perfil biconvexo; esta forma es ventajosa pues permite un simple soporte con vientos.

El inconveniente de este tipo de máquina, como ya lo hemos visto, es que debe ser impulsada para partir, aunque la for ma de los álabes produce una cierta cupla inicial.

Figura 18 - Maquinas Darrieus (1929)



Este rotor tiene dos modos de funcionamiento, uno de baja velocidad con u/V prácticamente inferior a 1, y otro a velocidad elevada pudiendo alcanzar u/V≃6.

Con un rotor de 5 metros de diámetro y un viento de 7 m/seg, la potencia dada es de 0,9 KW, lo que es bastante bueno.

Asociando un rotor de Savonius a una máquina Darrieus, para su partida, podría obtenerse un conjunto simple y muy interesante. Se puede pensar en sistemas de regulación tal que los álabes se eclipsen bajo la acción de un viento demasiado violento, lo que puede realizarse ya sea directamente por elasticidad o por articulaciones elásticas fáciles de proteger dada su vecindad al eje de rotación.

A continuación se analizan algunos puntos de interés gemeral en aprovechamiento de energía eólica.

1.7.4 Influencia de la Inercia

El problema de la inercia de los rotores de las máquinas eólicas se ha abordado muy raramente, a pesar de que es importante. En efecto, un rotor que tiene una inercia muy grande ne cesita de cierto tiempo para lograr su velocidad de régimen o para adaptarse a las variaciones de viento; se aprecia, por lo tanto, la importancia de poseer un rotor liviano, rígido y de po ca inercia.

Si se desea aprovechar la inercia para almacenar un poco de energía en forma dinámica, es preferible colocar alrededor del eje del rotor un volante de dimensiones adecuadas, ligado éste al eje por una rueda libre. Cuando la velocidad del viento aumenta, el rotor liviano se comunica con el volante gracias a es ta rueda libre y almacena energía; si, al contrario, el viento disminuye, el rotor ya no actúa como ventilador, y el volante gi ra más rápidamente que el rotor sin disipar energía almacenada.

Si no existe volante de inercia y el viento disminuye, el rotor se comporta como ventilador y la energía que ha acumulado, en lugar de ser utilizada en buena forma, sirve esencialmente para producir viento.

1.7.5 Elección de la Velocidad de Rotación de la Máquina Eólica Otro problema es el de la elección de la velocidad de ro

tación de la máquina eólica.

De una manera general, mientras más grande sea la máquina, más pequeña es la velocidad de rotación. Esta velocidad es gene ralmente importante dependiendo de las aplicaciones que se haga de la máquina eólica.

Se puede distinguir 2 grandes categorías:

- Producción de energía eléctrica, que necesita veloci dades de 750 a 1000 rpm en el generador.

- Bombeo:

bajas velocidades - bomba de pistón velocidades mayores - bombas centrífugas o a hélice.

En la primera categoría, es generalmente necesario utili zar un multiplicador de velocidad. Estos aparatos tienen un rendimiento que disminuye rápidamente a medida que esta multiplicación aumenta, lo que contribuye a disminuir a menudo el rendimiento de la instalación. En este caso, es necesario más bien buscar máquinas eólicas de alta velocidad. Al contrario, en la segunda categoría, se encuentra prácticamente siempre una bomba que se adapta bien a la velocidad de la máquina.

No hay que olvidar que si la velocidad de rotación tiene en general importancia, el torque también puede ser importante, y a veces crítico. Los mejores rendimientos, si se considera sólo la máquina eólica, se obtienen generalmente con máquinas rápidas, con u/V bastante superior a 1. En contraposición, el torque a la partida y a bajas velocidades es a menudo muy débil; luego no es favorable si se la debe usar con vientos débiles du rante tiempos largos. Es necesario pues en este caso, buscar



O 43

en vez de una razón u/V bastante elevada, el mejor torque posible a bajas velocidades de viento.

1.7.6 Regulación de Potencia

Si se desea producir energía eléctrica, es importante exa minar el problema de la regulación de potencia. Una de las gran des dificultades de la energía eólica es su irregularidad en el tiempo, lo que produce el problema de la regulación, que se refiere generalmente a la protección contra los esfuerzos excep cionales debidos a los vientos superiores a una cierta velocidad y por el almacenamiento de la energía.

La protección que se usa a menudo es ponerles fuera de funcionámiento a los elementos activos cuando el viento llega a ser muy violento, siendo esto más o menos fácil según el tipo de construcción. Las máquinas de eje vertical no deberían producir problemas, puesto que son muy especiales con respecto a esto.

1.7.7 Almacenamiento de la Energía Eólica

En cuanto al almacenamiento, se puede encontrar las siguientes soluciones:

- a. Almacenamiento por acumuladores eléctricos.- Ha sido el más utilizado; pero, a pesar de los grandes progresos que se han hecho en los acumuladores eléctricos, no parece que esta sol \underline{u} ción sea interesante, salvo para pequeños usos domésticos.
- b. Almacenamiento electroquímico.- Se trata, en particular, de la descomposición del agua en oxígeno-hidrógeno con almacenamiento bajo presión y recombinación en una pila de combus tible. Esta es una solución interesante, pero cara, y deben realizarse progresos en el futuro. Se trata de un alma cenamiento económico y muy compacto: 1 litro de agua repre senta alrededor de 4 KWH.
- c. Almacenamiento mecánico.- Existen algunas posibilidades: - bajo forma cinética: esencialmente por almacenamiento en

- cionales).
- peciales.

Se puede preveer que las soluciones del futuro están en la descomposición del agua, el almacenamiento cinético y la acu mulación hidráulica.

Puede eludirse el problema de almacenamiento trabajando con una red de máquinas eólicas no sometidas al mismo régimen o con otras fuentes de energía alternativas.

Por otra parte, ciertos tipos de consumo pueden adaptarse sin inconvenientes a las irregularidades de la producción. Un caso muy importante es el riego. Estos tipos de consumo son más numerosos de lo que se piensa, y esto recuerda la molienda del trigo en la época donde los molinos de viento merecieron su nombre.

1.7.8 Proyecciones hacia el Futuro

Debido a las características de la energía eólica, es difícil pensar en instalaciones de captación directa mayores que 1 MW (tamaños espectaculares). Es suficiente recordar que con una máquina de 10 m de diámetro y un viento de 10m/seg se obtiene al rededor de 10 KW, lo que permite preveer los problemas técnicos y económicos que se presentan cuando la potencia requerida aumen ta.

Sin embargo, el desarrollo de pequeñas máquinas de 1 a 10 KW es interesante, sobre todo para usos domésticos en lugares ais

un volante. Esta solución es interesante; pero, en general, no permite contar con grandes cantidades (volantes conven

- bajo forma potencial por acumulador de tipo hidráulico o bajo forma de gas comprimido. La acumulación de grandes cantidades de agua es especialmente interesante si este sistema está unido a instalaciones hidráulicas existentes.

d. Almacenamiento térmico.- Se puede producir calor a partir de un freno tipo Froude y almacenarlo para aplicaciones es-



lados. Sería interesante también para los países en desarrollo, con sus grandes extensiones y sus inmensas necesidades dispersas. Aquí la energía eólica está ligada al problema de la irrigación. Se conoce bien el problema de Sahel, o de grandes reservas de agua que existen a menudo, pero es necesario ir a buscarlas a al gunos metros de profundidad.

Respecto a los sistemas de captación indirecta, habría que notar que la utilización de dispositivos auxiliares, tales como tubos Venturi, junto con rotores móviles, etc. no aportan ninguna perspectiva interesante cuando se trata de pequeñas instalaciones, pues la pequeña ganancia es sobrepasada grandemente por las complicaciones de la instalación y el crecimiento de la inversión. Además ya se ha indicado que las torres de ciclones ar tificiales necesitan instalaciones de dimensiones considerables. Estas soluciones parecen realizables con una buena probabilidad de éxito en el plano técnico, pero no así en el plano económico. Serán necesarios estudios detallados al respecto, tratando de de terminar el tamaño óptimo en función de las condiciones climáticas del lugar de implantación y el beneficio logrado.

La puesta a punto de sistemas estáticos sería interesante, pues la confiabilidad sería muy buena y la explotación muy fácil. Esta es una de las vías menos exploradas y los progresos realiza dos en hidráulica deberían permitir aportar nuevas ideas para tales dispositivos.

La energía de las olas es explotable y presenta una concentración bastante interesante. A pesar de que su producción no es regular, lo es más que la del viento captado directamente.

En fin, la energía del viento puede contribuir en forma eficaz al desarrollo de numerosos lugares luchando en primer lu gar contra el hambre y la aridez, que amenazan más y más a gran parte de la humanidad.

O; 46

POTENCIA EN AEROMOTORES 1.8

1.8.1 Ecuación de Betz

trado en la figura 19.



Se define un tubo de corriente de simetría circular ABCD, con secciones transversales en AC y BD de superficies A_1 y A_2 .

Para este tubo, el flujo no perturbado antes del rotor y lejos de este, posee velocidad V_{∞} . El rotor al extraer potencia, frena el flujo de viento, el cual, abajo y lejos del rotor, pasa a fluir con velocidad u_1 .

de rotación.

* flujo incompresible

Considérese el flujo de viento, que pasa por un rotor de eje horizontal sin fricción de infinito número de álabes, mos-

Figura 19 - Rotor Ideal de Eje Horizontal para Analisis de la Ecuación de Betz

Aplicando las relaciones de continuidad $(A_1V_{\infty} = Au = A_2u_1)^*$, variación de cantidad de movimiento y energía del flujo en este tubo, se determina la fuerza axial sobre el rotor y la potencia extraída, suponiendo el flujo enteramente axial sin movimiento



Se pueden otbener dos expresiones para la fuerza axial. De la variación de la cantidad de movimiento:

$$F = \frac{dm}{dt} (V_{\infty} - u_1) = \delta Au (V_{\infty} - u_1) \qquad (1-15)$$

en la cual:

 δ = densidad del aire en las condiciones del lugar, m = masa del fluído.

Considerando la caída de presión producida por el rotor de la máquina se puede escribir:

$$F = A\Delta p$$
, en donde $\Delta p = p^{+} - p^{-}$ (1-16)

Por otra parte, puede aplicarse la ecuación de Bernouilli a dos puntos de una línea de corriente antes del rotor y también después del rotor (flujo irrotacional).

antes

$$po + \frac{1}{2} \rho V_{\infty}^{2} = p^{+} + \frac{1}{2} \rho u^{2}$$
 (1-17)

:

después : $po + \frac{1}{2}\rho u_1^2 = p^- + \frac{1}{2}\rho u^2$ (1-18)

de modo que: F = $A\Delta p = \frac{1}{2} \rho \quad A \quad (V_{\infty}^2 - u_1^2)$ (1-19)

y al combinar las expresiones (1-15) y (1-19), se obtiene:

$$u = \frac{V_{\infty} + u_1}{2}$$
 (1-20)

ésto nos dice que, la velocidad del flujo al pasar por el rotor, es el valor promedio entre la velocidad inicial y final.

Si se denota V_{∞} - u = a V_{∞} , se tiene V_{∞} - u₁ = 2a V_{∞} (el cambio de velocidad final en la estela V_∞ - $u_1,$ es el doble del cambio de velocidad en el rotor). "a" se denomina factor de in terferencia axial.

La potencia P, extraída por el rotor (suponiendo flujo isotérmico) está dada por la diferencia de la energía cinética

del aire a la llegada y salida del tubo de corriente, por unidad de tiempo.

$$P = \frac{\rho A u}{2} (V_{\infty}^2 - u_1^2) = \frac{\rho A u}{2} (V_{\infty} + u_1) (V_{\infty} - u_1) \quad (1-21)$$
emplazando en función de "a":

y re

$$P = \frac{1}{2} \rho A V_{\infty}^{3} x 4a(1-a)^{2}$$

(rotor ideal).

$$P_{\text{max}} = \frac{16}{27} \times \frac{1}{2} \rho A V_{\infty}^{3} = 0,593 \times \frac{1}{2} \rho A V_{\infty}^{3}$$
(1-21b)

Nótese que sólo puede extraerse una parte de la potencia contenida en el viento. El factor 0,593 se conoce como factor de Betz.

Es importante tomar en consideración que la potencia es una función cúbica de la velocidad del viento, ésto es, si la ve locidad se dobla, la potencia se octuplica.

Para una máquina real, se expresa corrientemente la poten cia obtenida en cada condición como:

$$P = \frac{1}{2} Cp \rho A V_{\infty}^{3}$$

en la cual Cp se denomina "Coeficiente de potencia", usándose por extensión esta expresión para cualquier tipo de máquina conversora de energía eólica.

1.8.2 Efecto de la Rotación de la Estela

El flujo inicial de viento no perturbado, (viento arriba del rotor) es no rotacional, pero al actuar con la máquina causa-

(1-21a)

expresión que tiene un máximo respecto al factor de interferencia axial "a", $\frac{\partial P}{\partial a} = 0$, cuando a = 1/3. Introduciendo este valor, se obtiene la máxima potencia teórica que podría extraer un rotor perfecto, en el cual no se produjera ningún tipo de pérdidas

(1-21c)

rá que la estela rote (viento abajo). En el caso de un molino de viento la estela rotará en sentido contrario a la rotación de la máquina. Al existir energía cinética rotacional en la estela sumada a la energía cinética traslacional, se puede esperar menor extracción de potencia que el caso considerado, en el cual la estela tiene sólo traslación.

Este efecto se puede estudiar analíticamente, encontrándose que el coeficiente de potencia resultante para máxima extracción de potencia no es constante ($Cp_{max} = 0,593$), sino que es una función de la razón de velocidad del extremo del álabe a la velocidad del viento no perturbado $\lambda = \frac{\Omega R}{V_{\infty}}$. (1-22)

Cada tipo de máquina tiene un rango característico de esta

razón λ que depende de su solidez (razón de la superficie de los 0.6 Eficiencia Ideal para Molinos de Viento Tipo Helice 0.5 $1/2 \text{ pAV}_{\infty}^3$ Potencia 0.4 Cp= COEFICIENTE DE POTENCIA, 0.3 0.2 0.1 0 2 3 4 5 6 RELACION DE VELOCIDADES = VELOC. PERIFERICA DE PUNTA DE ALABE/VEL. DE CORRIENTE DE Figura 20 - Curva Ideal del Coeficiente de Potencia para una Maquina Ideal sin Perdidas

Q;

50

álabes a la superficie del disco barrido por ellas). El valor Cpmax = 0,593 es un límite prácticamente inalcanzable.

En el gráfico de la figura 20, se encuentra el máximo valor de Cp_{max} al que podría aspirarse en un rotor en función del valor λ , tratándose de máquinas ideales sin pérdidas, exceptuando las ya consideradas en la energía cinética axial y rotacional de la estela.

En el caso real existen pérdidas friccionales en los álabes, pérdidas por interferencia entre los álabes debido al número finito de éstas, pérdidas por los extremos de los álabes, pér didas en el cubo central del rotor, etc.

Como referencia, en lo que sigue se dan valores típicos reales de algunos rotores construidos, considerando todas las pérdidas en el rotor.

1.8.3 Coeficiente de Potencia reales Típicos Obtenidos en Distintas Máquinas Eólicas



Figura 21 - Curvas de Coeficientes de Potencia Reales Típicos para Diversos Tipos de Maquinas Eólicas (I)



Para distintas condiciones de relación de velocidad del extremo del álabe a velocidad del viento no perturbado λ (abcisa), se da el coeficiente de potencia práctico (ordenada) para distintos tipos de máquinas como parámetro, según distintos auto res, en los gráficos de las figuras 21 y 22.



1.8.4 Estimación Analítica de Pérdidas (ver capítulo 2)

Existe una relación con la cual se puede estimar el·coeficiente de potencia máximo que tendrá un rotor que se está diseñan do. Esta es:

$$Cp_{max} = 1 - \left(\frac{1,386}{B} \operatorname{sen} \frac{\phi}{2}\right)^2 \times \frac{16}{27} \times \left(e^{-0,35\lambda^{-1},29} - \frac{CD}{C_L}\lambda\right)$$
(1-23)

en la cual:

- = nº de álabes В
- Anexo III)

 $\frac{CD}{CL}$ = característica del perfil, al CL de diseño.

El primer factor corrige el número finito de álabes y pér didas de extremo y el último por rotación de la estela y resistencia al avance del perfil usado.

Para usar esta relación se debe suponer un ${\rm C}_{\rm p}$ de diseño en base a los antecedentes ya entregados, calcular el diámetro del rotor y diseñar tentativamente el álabe. Luego, comprobar el Cpmax por la relación dada y si no coincide con el estimado, corregir e iterar.

1.8.5 Comparación Entre Máquinas Actuales

A continuación se presenta una comparación cuantitativa entre los tipos de rotores de pequeña potencia que en la actualidad concentran mayor interés (propulsor bipala de alta veloci lad, propulsor con venturi rotor Darrieus con Savonius para par cir, y rotor Savonius) sobre algunos aspectos técnicos importan tes. Esta comparación se resume en las figuras 23 y 24, tomalas del papel de Heiner Dörner "Efficiency and Economic Compari son of Different Wind Energy Converter", German Foundation for International Development.

= ángulo entre la velocidad del viento relativo al perfil y el plano de rotación del rotor ($\lambda r = \lambda$ diseño, tomado de

 λ = relación de velocidad del extremo del álabe (óptima)









Comparación de diferentes sistemas de rotor para la conversión de energía eólica producción 3,3 KW a 5,6 m/s, arrastre (DR) a 60 m/s, peso de rotor (W), estructura en GRP, número de calidad (Q) = area barrida A/area de material F



Figura 24 - Aspectos Técnicos de Rotores de Baja Potencia (II)

CAPITULO 2 - MOLINOS DE EJE HORIZONTAL

"El presente capítulo es una traducción y adaptación de la publicación Rotor Design for horizontal axis windmills de W.A.M. Jansen y P.T. Smulders - Steering Committee for Wind Energy in Developing Countries, Netherlands"

Diversos dispositivos se han utilizado y aun se siguen usando para extraer la potencia de los vientos. Ejemplo de tales dispositivos son los botes a vela y los molinos de viento.

Este capítulo se referirá solamente al diseño de rotores de eje horizontal, para molinos de viento. Rotores de eje horizontal son aquellos cuyo eje de rotación está alineado con la dirección de la corriente del aire.

El movimiento del rotor se origina en las fuerzas aerodinámicas que se producen en los álabes del mismo. En la sección 2.1 trataremos las relaciones que existen entre las velocidades de los álabes del rotor y las fuerzas que actúan sobre ellos.

2.1 PERFILES

El rotor de un molino está constituido por uno o más álabes unidos a un cubo. Las secciones transversales de los álabes pueden tener diversas formas. En la figura 25 se observan algunas de estas formas. A las secciones transversales de una pala o álabe se las conoce con el nombre de perfiles.

2.1.1 Características de Sustentación y Resistencia en un Perfil Aerodinámico

En un álabe con perfil alar, el aire que fluye sobre él. origina dos fuerzas: una de sustentación o elevación (Lift) y

otra de resistencia al desplazamiento (Drag). La de sustentación se mide según la dirección perpendicular a la de la corriente; en cambio la de resistencia, según la dirección paralela. La figura 26 indica claramente lo expresado.



Figura 25 - Diversos Tipos de Perfiles de Alabes



Para que las placas sustentadoras cumplan con su cometido, es necesario que el flujo de aire ataque a las mismas con un cier to ángulo. En la figura 27 se ve el mencionado ángulo, medido respecto de la cuerda del perfil. La cuerda es la recta que une los puntos extremos del mismo. El que enfrenta a la corriente es el borde de ataque, el opuesto, es el borde de salida o de fuga.



Para calcular las fuerzas de sustentación y de resistencia de una placa se emplean las siguientes expresiones:

$$L = \frac{1}{2} \rho V^2$$

$$D = \frac{1}{2} \rho V^2 A$$

en las cuales:

- A = Area d
- V = Veloci
- $C_{L} = Coefic$
- $C_{\rm D}$ = Coefic

Los coeficientes de reacción de un perfil, o sea CL y CD, se obtienen ensayando placas sustentadoras en túneles de viento. Con las magnitudes de L y D, medidas en el túnel, el cálculo de los coeficientes es inmediato.



O¹/₅₆



A CL (fuerza de sustentación)

 $C_{\rm D}$ (fuerza de resistencia)

ρ	=	Densidad del aire	(kg m ⁻³)
А	=	Area del álabe	(m+2)
V	=	Velocidad de la corriente de aire	(ms^{-1})
C_{L}	=	Coeficiente de sustentación	(-)
$C_{\rm D}$	=	Coeficiente de resistencia	(~)





En la tabla 1 encontramos los valores de diseño de algunos

perfiles.

Tal como se mencionó anteriormente, las magnitudes de las fuerzas de sustentación y de resistencia dependen del ángulo de ataque. Esta dependencia se representa gráficamente mediante los coeficientes C_L y C_D en función de α , o bien entre C_L y C_D . La figura 28 es una muestra de estos gráficos.



Figura 28 - Características de Sustentación y Resistencia de los Alabes

En el anexo I se dan las características y coeficientes de reacción de algunos perfiles NACA.

Para el diseño de las palas de un rotor es importante cono cer los valores C_{I} y α correspondientes a la mínima relación C_D/C_L . Para determinarlos, se utiliza la curva polar C_D/C_L . El punto de tangencia de la recta que pasa por el origen de coordenadas, define el par de valores de CD/CL mínimo (ver figura 28b). Con el valor de CL hallado, recurrimos a la curva CL en función del ángulo de ataque y obtenemos el valor del ángulo a (ver figura 28a). A los valores de C_L y α así hallados se los denomina coeficiente de sustentación y ángulo de ataque de diseño.





TABLA 1

CARACTERISTICAS DE DISEÑO DE DIVERSOS TIPOS DE ALABES

			·····
descripción geométrica	(C _D /C _L) _{min}	α°	C _L
	0.1	5	0.8
Andrew (1997)	0.1	4	0.4
f/c = 0.07 f/c = 0.1	0.02 0.02	4 3	0.9 1.25
$d = \frac{d}{d - 0.1c} \frac{f/c}{f/c} = 0.07$	0.05 0.05	5 4	0.9 1.1
f/c = 0.1	0.2	14	1.25
lona o vela cable de acero tubo	0.5	2	1.0
f lona o vela	0.1	4	1.0
er anexo I	0.01	4	0.8
er bibliografía Capítulo 2	0.01	4	0.8



Para obtener los coeficientes de reacción de un perfil es indistinto que el perfil se desplace respecto del aire con velocidad "w" o que el aire se desplace respecto del perfil con velo cidad "w". Por lo tanto, quando hablamos de la velocidad del fluído nos referimos a la velocidad relativa (ver figura 29).



Figura 29 - Velocidad Relativa en un Alabe

La velocidad relativa de la corriente de aire que afecta al álabe de un rotor, es la resultante de las velocidades tangen cial y frontal (ver figura 30).



Figura 30 - Velocidad Relativa en el Alabe de un Rotor

¢ es el ángulo que forma la velocidad relativa con el pla no de giro del rotor.

2.2 PAR Y POTENCIA CARACTERISTICOS

La contribución del álabe, al par Q del rotor, está dada por el producto de la resultante, de las componentes de sustentación y de resistencia según el plano de rotación y la distancia al centro de rotación (ver figura 31).

O; 60



Figura 31 - Componentes de Sustentación y Resistencia según el Plano de Rotación

La velocidad angular Ω del rotor, es el producto entre el número de radianes de una circunferencia y el número de vueltas que el rotor realiza en un segundo.

n :

La función del rotor es transformar la energía del viento en ener gía mecánica. El producto entre el par desarrollado en él y su veloci dad angular, determinan la potencia de salida en el eje.

> (Nm) Q = par $(rad s^{-1})$ Ω = velocidad angular (W) (2-4) Potencia P = $Q.\Omega$

 $\Omega = 2\pi n \left[\text{rad seg}^{-1} \right]$ (2-3)[rev.seg⁻¹]

Of 61

La potencia que un rotor puede desarrollar depende de sus dimensiones. Para una dimensión determinada, vemos que la potencia según la ecuación (2-4) puede obtenerse empleando criterios distintos. Uno de ellos sería producir un par alto con baja velocidad angular, y el otro producir un par bajo con alta velocidad angular.

El accionamiento de una bomba a pistón exigirá emplear el primer criterio, en cambio el accionamiento de una bomba centrífuga o genera dor eléctrico, el segundo.

El par característico de un rotor es el par que se desarrolla en él, en función de sus velocidades angulares. La figura 32 muestra los pares característicos de dos molinos de la misma potencia pero distintas velocidades angulares. El par característico depende de la velocidad del viento V, por eso en un mismo gráfico se han trazado las curvas para distintas velocidades del viento.

Q(Nm)





De la ecuación (2-4) se ve que es muy fácil obtener la potencia característica de un rotor. La figura 33 representa la potencia característica de los rotores analizados en la figura 32.

O; 62

y considerando λo , que es la relación de velocidades en el extremo del

$$\frac{\Omega R}{V}$$
 $V = \frac{\Omega R}{\lambda o}$ (2-8)

$$p \frac{AR^3}{2\lambda o^3} \rho \Omega^3$$
 (2-5a)

 $Q = Cm \frac{R^3 A \rho}{2 \lambda \rho^2} \quad \Omega^2$ (2-5b)

en consecuencia:

- Dos molinos de la misma potencia pueden diseñarse con distintas velocidades angulares Ω .
- Se logra mayor potencia con una máquina de alta velocidad, que con una de elevado par.
- Los máximos de las curvas de potencia (ver figura 33) varían con el cubo de la velocidad angular (2-5a)Pmax ~ Ω^3

mientras que los correspondientes valores del par varían con el cuadrado de la velocidad angular

$$Q_{(\text{para } P = Pmax)} \sim \Omega^2$$
 (2-5b)

- El par de arranque (n=0) es considerablemente más bajo para los molinos de alta velocidad que para los de baja velocidad.

La elección de la velocidad del rotor surge al comparar los pares característicos de la carga y del rotor. Una buena elección es aquella que emplea, para el acoplamiento, las velocidades angulares compatibles con la máxima eficiencia. Un buen elemento de transmisión satisface este requerimiento, pero no debemos olvidar que en el proceso de transferencia también se altera el valor del par. Esto significa que la elección de dicho elemento no puede recaer exclusivamente sobre la base de la velocidad angular,

2.3 COEFICIENTES ADIMENSIONALES

Para poder comparar la efectividad de los rotores introducimos el coeficiente Cp. El producto de este coeficiente por la potencia de la corriente de aire, resulta ser la potencia mecánica del rotor.

> (2-6a)Pot. mecánica = Potencia viento x Cp

A Cp se lo conoce como coeficiente de potencia. Podemos decir que Cp es la relación entre la potencia que se obtiene en el eje del rotor y la potencia de la corriente de aire. De acuerdo a la ecuación (1-4), y considerando $A=\pi R^2$ la sección por la cual cruza el flu jo de aire en el rotor, tendremos que:

64

$$Cp = \frac{Potencia \ mecánica}{1/2\rho V^3 \pi} R^2$$
(2-6b)

Otra relación que nos interesa es la que se obtiene al dividir la velocidad tangencial u del álabe a la distancia r, por la velocidad de la corriente V (ver figura 34).





dades local

$$\lambda_r = \frac{u}{v}$$

y al resultado de la misma relación, pero referida al radio total de la pala R, se la llama relación de velocidades en el extremo del álabe.

$$\lambda_0 = \frac{\Omega \cdot R}{v} \tag{2-8}$$

Más adelante veremos que un molino tiene un valor λ_0 para el cual el coeficiente de potencia es máximo. A λ_0 se la conoce generalmente como relación de velocidades de un molino.

relaciones (2-7) y (2-8) podemos obtener la siguiente expresión:

$$\lambda_r = \frac{r}{R}$$

De la relación (2-4) sabemos que:

$$Q = \frac{P}{\Omega}$$

Figura 34 - Definición de la Relación de Velocidades

Al resultado de la relación (u/v) se la llama relación de veloci-

$$= \frac{\Omega.r}{v}$$
(2-7)

Por cierto, existe una relación directa entre λ_0 y $\lambda_T.~$ De las

(2-10)



Con esta relación podemos definir un "coeficiente de par" adimen sional

$$P = Cp \frac{1}{2} \rho V^{3} \pi R^{2}$$

$$\Omega = \frac{\lambda_{0} \cdot V}{R}$$

$$Q = \frac{P}{\Omega}$$

$$(2-8)$$

$$\frac{Cp}{\lambda_{0}} = \frac{2Q}{\rho V^{2} \pi R^{3}}$$

$$(2-10)$$

Podemos definir el coeficiente C_0

$$C_{Q} = \frac{2Q}{\rho V^{2} \pi R^{3}}$$
(2-11)

Podemos expresar la relación (2-4) en forma adimensional por medio de los coeficientes

$$Cp = C_Q \cdot \lambda_0 \tag{2-12}$$

2.4 FORMAS BASICAS CARACTERISTICAS DE UN MOLINO

El coeficiente Cp de la ecuación (2-6) no es una eficiencia, pero puede interpretarse como una capacidad del molino para transformar la energía del viento en energía mecánica. Para un molino específico, Cp varía con la relación de velocidades del extremo del álabe. Basándonos en las fórmulas (2-6) y (2-8) podemos graficar la relación entre Cp y λ.

En la figura 35 podemos ver las curvas que representan los Cp- λ





O 66

característicos. Ahora, una curva representa todas las curvas para diferentes velocidades de la figura 33.

Las curvas características son independientes de la densidad del aire p, de la velocidad del viento V y del radio R. Utilizando la re lación (2-12) podemos derivar de la figura 35 la curva CO- λ características de un molino. La figura 36 muestra esa curva. Aquí también una curva representa todas las curvas de la figura 32.

Notar que cuando la potencia vale cero para $\lambda=0$, el par no vale cero. Ver las relaciones (2-4) y (2-12),



2.5 DISEÑO DE UN ROTOR PARA MOLINO

2.5.1 Cálculo de la Cuerda y Posicionamiento del Alabe

Hemos visto que el número de álabes B afecta al coeficiente de potencia. Los molinos que tienen relaciones de velocidades muy bajas emplean un gran número de álabes (ver tabla 2). En este caso la influencia de B sobre Cp es muy grande.

La elección de un gran número de álabes "B" para una eleva da relación de velocidades " λ " conducirá a álabes muy pequeños y delgados, los cuales originarán problemas en su fabricación y una influencia negativa sobre las propiedades de sustentación y resis tencia de éstos.

4 5 6 7<u></u>

Figura 36 - CQ- λ característicos de Molinos de Eje Horizontal



TABLA 2 SELECCION DEL NUMERO DE ALABES

λ _o	B
1	6-20
2	4-12
3	3-6
4	2-4
5-8	2 - 3
8-15	- 2



Un segundo factor que afecta al coeficiente de potencia es la resistencia aerodinámica a través de la relación CD/CL. Esto tendrá influencia en el tamaño del rotor y aún más, a la relación de velocidades λ de diseño.

En el párrafo 2.1 se observa una lista de varios tipos de perfiles con la correspondiente relación C_D/C_L (tabla 1). De acuerdo a esta tabla, los valores de CD/CL oscilan entre 0,1 y 0,01.

Si la relación C_{D}/C_{L} es muy alta, se restringe el valor del diseño. Para una baja relación de velocidades el aumento del número de palas compensa la pérdida de potencia debido a la resis tencia (ver anexo II).

Para un rango de velocidades de diseño comprendidas entre: $1 \leq \lambda_0 \leq 10$ el máximo coeficiente de potencia teóricamente obtenible vale entre 0,35≤Cpmax≤0,5.

Debido a desviaciones de la geometría ideal y pérdidas en el cubo por ejemplo, estos máximos valen entre 0,3 y 0,4. Este



resultado indica que la elección de la relación de velocidades de diseño λ_0 afecta fuertemente la potencia de salida. Existen sin embargo otros dos factores que limitan la elección de la relación de velocidades de diseño. Uno es el carácter de la carga. Si ella es una bomba a pistón, rueda de cangilones o alguna otra car ga de rotación lenta que requiera un alto par de arranque, la velocidad de diseño del rotor usualmente será elegida baja; esto permite al diseñador usar perfiles simples como velas o placas de acero. Si la carga es de rotación rápida, como es el caso de un aerogenerador o bomba centrífuga, entonces es conveniente seleccionar una velocidad de diseño alta, prefiriéndose perfiles que posean una baja relación C_D/C_L . El segundo factor es el de la tecnología local a emplear. Generalmente este factor restringe la posibilidad de manufacturar álabes con perfiles que tengan relaciones C_D/C_L bajas. Aun en el caso de una alta velocidad de di seño, perfiles simples como las placas de acero pueden dar muy buenos resultados.

El diseño del rotor podemos hacerlo para una velocidad de viento V y demanda de potencia P, haciendo caso omiso de los problemas relacionados con el par de arranque y la frecuencia angular de la carga. Seleccionando en la tabla 1 un perfil en los términos de la mínima relación CD/CL esperada, podemos elegir una relación de velocidad λ_0 de diseño con la ayuda del anexo II. Con la tabla 2 se elige el número de álabes, y retornando al anexo II podemos encontrar el máximo coeficiente de potencia Cpmax que puede ser esperado.

> Ejemplo: Diseñar un rotor con álabes de acero, sin tubos, con el 7% de arqueo

- vertical) $\rightarrow \lambda_0 = 4$
- valor de E=4

- De la tabla 1, obtenemos para $f/c=0.07 \rightarrow (CD/CL)min=0.02$ - Del Anexo II, página 190 para (CD/CL)min=0.02, se escoge un valor conveniente de la relación de velocidad de diseño λ_0 donde las curvas presentan puntos de alto Cp (recta

- De la tabla 2, obtenemos para $\lambda_0 = 4 \rightarrow 2 < B < 4$, escogemos el



OLADE

firganización Latincamericana de Energia CENTRO DE INFORMACION
- Regresando al Anexo II, página A-21, obtenemos para $B=4 \rightarrow Cpmax = 0.48$.

Con la ecuación (2-13) calculamos el radio deseado del rotor. Para un diseño conservativo tomamos Cp = 0,8 Cpmax.

$$R = \sqrt{\frac{2p}{\pi \rho V^3 Cp}}$$
(2-13)

Ejemplo: el rotor a ser diseñado debe desarrollar 1.100 watts de potencia mecánica (P=1.100 watts) con un viento $V = 8 (ms^{-1})$.

$$R = \sqrt{\frac{2 \times 1100}{\pi \cdot 1,225 \times 8^3 \times 0.8 \times 0.48}} = 1.7(m)$$

Diseño de las palas Necesitamos los siguientes datos:

- R (m) - radio del rotor
- B (-) - número de álabes
- relación de velocidades de diseño λ del extremo del álabe λ₀ (-)
- CLo (-) - dato del perfil
- ángulo de ataque correspondiente αo (-)

Los datos del perfil pueden encontrarse en la tabla 1, ane xo I y bibliografias: 2.1, 2.5, 2.6 y 2.12.

Una vez que estos datos sean conocidos, resulta muy fácil calcular la geometría del álabe, por ejemplo la cuerda C, al ángu lo α y al ángulo entre la cuerda y el plano de rotación β , (ver figura 37).



O; 70

Figura 37 - Posición del Alabe, β

$$\lambda \mathbf{r} = \lambda_0 \mathbf{x} \frac{\mathbf{r}}{\mathbf{R}}$$
$$\mathbf{c} = \frac{8\pi \cdot \mathbf{r}}{\mathbf{B}\mathbf{C}\mathbf{L}}$$
$$\boldsymbol{\beta} = \boldsymbol{\phi} - \boldsymbol{\alpha}$$

y el gráfico $\lambda r - \phi$

La teoría fundamental resulta complicada para ser explicada aquí (ver la bibliografía de referencia del capítulo 2). El lector que por primera vez se interese en el diseño de un rotor, puede hacerlo sin esta teoría.

2.5.1.1 Procedimiento de diseño

Dividir el álabe de radio R en un número de partes de igual longitud. En esta forma encontramos las secciones transversales del álabe. Cada sección transversal está a una distancia r del centro del rotor y tiene una re lación de velocidad local λ_r de acuerdo a (2-9).

En el anexo III encontramos el correspondiente án gulo ϕ (ver figura 37) para cada sección transversal, ϕ es el ángulo que forma la velocidad relativa W respecto al plano de rotación a la distancia r. Ahora calculamos la cuerda con la relación (2-14). Para facilitar la tarea se agregó la diferencia (1-cosø) en el gráfico del anexo III. El ángulo de la pala en correspondencia con el radio r se encuentra con la ecuación (2-15).

Ejemplo: continuamos el diseño del rotor con

R = 1.7B = 4 $\lambda_0 = 4$

(2-9)(2-14)

(2-15)

(anexo III)

perfil = placa de acero con 7% de arqueo



$C_{Lo} = 0.9$ (valor para mínimo C_D/C_L) αo = 4° (ángulo de ataque correspondiente)

Con las ecuaciones (2-9) y (2-14), (2-15) podemos computar los valores de la tabla 3.

			TABLA	3			
PARAMETROS	PARA	EL	DISEÑO	DE	PERFILES	DE	ALABES

Nº de la sección	r(m)	λr	φ	α°	β°	c(m)
	0.2125	0.5	42.3	4	38.3	0.386
2	0.4250	1	30.0	4	26.0	0.398
3	0.6375	1.5	22.5	4	18.5	0.399
4	0.8500	2	17.7	4	13.7	0.281
5	1. 0625	2.5	14.5	4	10.5	0.236
6	1.2750	3	12.3	4	8.3	0.204
7	1.4675	3.5	10.6	4	6.6	0.177
8	1.7000	4	9.4	4	5.4	0.159

El resultado es la cuerda C del álabe y el ángulo de posicionamiento para varias estaciones a lo largo de la misma (figura 38).





2.5.2 Desviaciones de las Cuerdas y de los Angulos de los Alabes Calculados

En el último párrafo mostramos como calcular la forma de un álabe ideal. Las cuerdas y los ángulos del álabe calculados en el numeral 2.5.1, varían de modo no lineal a lo largo de ésta. Generalmente estos álabes son difíciles de fabricar y producen un uso antieconómico de materiales. Para reducir estos problemas, es posible linealizar las cuerdas y los ángulos del álabe, ésto produce una pequeña pérdida de potencia. Si la linealización se hace en un modo sensible, la pérdida es sólo de bajo porcenta je.

Al considerar tales linealizaciones, se debe notar que al rededor del 75% de la potencia que extrae el rotor desde el vien to se realiza por la mitad exterior de los álabes. Esto es a





causa de que el área barrida por el álabe varía con el cuadrado del radio; también la eficiencia de los álabes es menor a pequeños radios, donde la razón de velocidad λ_r es pequeña. Por otra parte, en el extremo del álabe, la eficiencia es baja, debido a las así llamadas pérdidas por extremo ya discutidas.

Por las razones recién mencionadas, es conveniente linealizar las cuerdas c y los ángulos de álabe entre r=0.5R y r=0.9R.

Ejemplo: linealicemos las cuerdas c y los ángulos ß calculados en la tabla 3.

El valor más cercano de r=0.5R en la tabla 3 es r=0.85 (=0.5R), y el valor más cercano de r=0.9R es r=1.4875 (=0,875R).

En la misma tabla 3, para los valores de r siguientes se calcularon los valores de c y β que a continuación aparecen:

r (m)	c (m)	β°
0,85	0,281	13,7°
1,4875	0,159	6,6°

Podemos linealizar las cuerdas y ángulos, escribiendo:

```
c = a_1 r + a_2
\beta = a_3 r + a_4
```

y con los valores de c y β para r=0,85 y r=1,4875, se encuentran los constantes a_1 , a_2 , a_3 , a_4 .

> c = -0,191 r + 0,4444 $\beta = -11, 14 r + 23, 17$

Suponiendo que el rotor tiene un cubo de radio r=0,17 (m), entonces se calculan las cuerdas y el ángulo de álabe en la raíz y en el extremo del álabe:

> $c_{raiz} = -0,191 \times 0,17 + 0,444 = 0,412 (m)$ $Cextremo = -0,191 \times 1,7 + 0,444 = 0,119 (m)$ $\beta_{raiz} = -11, 14 \times 0, 17 + 23, 17 = 21, 3^{\circ}$ β extremo= -11,14 x 1,7 + 23,17 = 4,3°

> > **O;** 74

El resultado de la linealización se muestra en la figura 39, donde aparece la forma del álabe y el alabeo comparada con la forma original.



ción.

Un cambio más bien grande se encuentra en los ángulos de álabe para r=0,5R (ver figura 39). Como ya se ha indicado, esto no produce pérdida significativa de potencia, pero puede tener un considerable efecto sobre el par que se produce a pequeñas velocidades angulares. En general, el par de partida será menor y en ca sos donde las características de arranque del molino son muy impor tantes, este efecto deberá considerarse. Ejemplo de una carga que exige un alto par al arranque, es la bomba de pistón. Para este tipo de carga, el tamaño del rotor está a menudo determinado por el par exigido al arranque.

2.6 EFECTO DEL NUMERO DE REYNOLDS

2.6.1 Dependencia de las Características de Perfil en Función del Número de Reynolds

Las características del perfil, dependen del así llamado número de Reynolds (Re), del flujo alrededor del perfil. Para un

Figura 39 - Linealización de la Cuerda y de la Curvatura del Alabe





perfil se define el número de Reynolds como:

$$Re = \frac{W.C}{v}$$

en la cual:

W = 1a velocidad relativa al perfil c = 1a cuerda v = 1a viscosidad cinemática del aire.

Todos los perfiles tienen un número de Re crítico. Si el Re del flujo alrededor del perfil es menor que este Re crítico, entonces el valor CL es inferior y el valor CD es superior; sobre este Re crítico la reacción del álabe es considerablemente mejor. Véase la figura 40, donde se muestra el efecto de Re sobre (CD/CL)min.





Figura 41 - Valor Inverso de la Minima Relación CD/CL en función del Numero de Reynolds para Diversos Perfiles (bibl. 2.5)

2.6.2 Cálculo del Número de Reynolds para los Alabes de un Rotor de Molino

Para la condición que el rotor trabaje con un λ óptimo, el número Re del flujo alrededor del perfil puede determinarse con el gráfico de la figura 42.

Si B = número de álabes

- de álabe considerado
- de álabe citado



En general el número Re crítico para perfiles con nariz afilada será 10⁴, mientras que para perfiles más convencionales, como NACA, el Re crítico es alrededor de 10⁵; algunos de los tipos modernos de perfiles tienen un Re crítico del orden de 10⁶.

La figura 41 muestra el valor inverso de la razón C_D/C_L de distintos perfiles como función del número Re.



r = radio; distancia del centro del rotor al elemento

 λ_r = razón de velocidades del elemento considerado

C1 = coeficiente de sustentación de diseño del elemento



V = velocidad del viento no perturbado,

el número de Re es:

$$\operatorname{Re} = \frac{V \times r}{B \times C_1} \times \operatorname{Re}_N$$

Ren se determina del gráfico de la figura 42. Válido pa ra aire cuya viscosidad cinemática es:

$$v = 15 \times 10^{-6} [m^2 . seg^{-1}]$$

 Re_{N} $8\pi\sqrt{\frac{4}{9}+\lambda_r^2}$ 3.10 -(|- cos Ø) $Re_{N}(B=1, V_{m}=1, r=1, C_{1}=1) = -$ 2.105 105 0 0 2 12 I 3 H 13 14 4 5 10 6 λ Figura 42 - Re = f (λ_r) para Rotores Girando con λ_{optimo} Ejemplo: Revisaremos el número Re para el rotor diseñado

O; 78

en el párrafo 2.5.

perfil: placa de acero curvada, 7% radio: R = 1,7 (m) razón de velocidad de extremo: $\lambda_0 = 4$ C_1 de diseño = 0,9 número de palas: B = 4

1. en el extremo

de la figura 42 F
Re_{r=R} = Re_N x
$$\frac{R \times V}{B \cdot C_1} = \frac{9 \times 10^4}{4 \times 10^4}$$

 $\text{Re}_{r=R} = 4.25 \times 10^4 \text{ V}$

2. en r = 0,5R ,
$$\lambda_r = 2$$

Re_{r=0,5R} = $\frac{17 \times 10^4 \times 0.85}{4 \cdot 0.9}$ V

3. en r = 0,2R ,
$$\lambda_r = 0$$

Re_{r=0,2R} = $\frac{28 \times 10^4 \times 0,34}{4 \cdot 0,9}$ V

críticopara la placa (=10⁴). Así, el mínimo supuesto para la razón $C_{\rm D}/C_{\rm L}$ es correcto.

2.7 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE UN SISTEMA CONVERSOR DE ENERGIA EOLICA (SCEE)

Algunas de las principales consideraciones de diseño de un SCEE para la producción de electricidad son:

- cífica para latitudes mayores de 30°.
- b. Voltaje, frecuencia, número de fases.

 $\lambda_r = \lambda_0 = 4$ r = R = 1,7 (m) $Re_{N} = 9 \times 10^{4}$ $\frac{x \ 1.7}{0,9}$ V r = 0,854x10⁴ V = r = 0,34,8 $= 2,6x10^4$ V

Conclusión: para el álabe completo, el número Re es aún, para muy bajas velocidades de viento, más alto que el número Re

a. Potencia nominal de salida, para una velocidad de viento nomi nal, que debe ser establecida optimizando el factor de genera ción específica (KWh/KW Instalado), dada la particular climatología del viento para latitudes inferiores a 30°, o la espe

c. Meta de vida útil a lograr por el equipo (para un modelo de



Fuerza de gravedad.

producción industrial, la meta de 25 años se establece como deseable).

- d. Meta de costo por KW instalado, incluyendo torre, pero no ins talación. En la producción industrial esta consideración es fundamental porque de ello depende la factibilidad económica de la aplicación.
- e. Velocidad límite de supervivencia, considerando vientos excesivos, sin estar en operación. Para establecer este parámetro, sin incurrir en un sobre-diseño del equipo, que lo encarecería, se requiere conocer los antecedentes de velocidades máximas registradas y periodicidad observada.
- f. Porcentaje del tiempo que el equipo puede estar fuera de operación, ya sea por mantenimiento preventivo o correctivo. Es ta es una especificación de confiabilidad, que básicamente comprende los conceptos de disponibilidad y mantenimiento. Algunas proposiciones fijan este valor en 1% del tiempo, lo que significa que en un año solamente 3.5 días está sin operar. Esta, indudablemente, es una especificación para alta confiabilidad.
- g. La apariencia del equipo. Un buen diseño de ingeniería es también un buen diseño desde el punto de vista estético.

Si consideramos, en primer lugar, los factores de vida útil y meta de costo, para lograr la meta de vida, se debe diseñar para máximos esfuerzos y rigidez. Esto significa determinar cargas y aquellas áreas que las absorberán. De esta manera, a través de un proceso de prueba y análisis, se realiza el diseño estructural para soportar esas cargas con suficiente factor de seguridad.

Las cargas operacionales que deben ser consideradas son:

- Velocidad de viento nominal con rachas.
- Velocidad máxima del viento.
- Fuerzas Giroscópicas.
- Estela vorticosa producida por la torre del SCEE.
- Gradientes de velocidad del viento en el área circunscrita por el rotor.



Existen algunas cargas adversas que también es necesario considerar, por ejemplo:

- Impacto de una piedra.
- Capas uniformes de hielo en las aspas.
- Capas no uniformes de hielo en las aspas.

Se deberá diseñar también considerando la fatiga de los materiales durante la vida útil esperada. Esto significa definir todas las cargas cíclicas y analizarlas bajo el criterio de "en el peor de los casos". El tipo de cargas a ser consideradas en el análisis de fatiga, son:

- Carga aerodinámica funcionando y sin operar.
- Fuerzas centrifugas.

- atrás.
- Cargas por gradiente en velocidad del viento.
- Cargas cíclicas gravitacionales

es preciso diseñar minimizando los requerimientos de mantenimiento pre ventivo. Esto requiere especial atención en los materiales, fabricación y en los dispositivos electrónicos complementarios. Debe conside rarse la accesibilidad a las distintas partes para las rutinas de inspección, el mantenimiento e inclusive la substitución a partes y compo nentes.

Para lograr las metas de costo, es conveniente utilizar partes y Componentes normalizados, tanto como sea posible; es decir, de fabrica ción y distribución comercial establecida. La segunda consideración para lograr la meta de costo es el desarrollo de nuevos conceptos que . Sustituyan subsistemas costosos. Esto significa que en forma temprana sean detectadas las soluciones caras y se propongan alternativas más económicas.

Condición de velocidad angular excesiva en el rotor.

Cargas momentáneas por rachas a velocidad nominal del viento. Fuerzas giroscópicas a velocidad nominal del viento. Estela turbulenta posterior a la torre en sistemas viento



La tercera necesidad para reducir el costo, es el desarrollo de una torre económica. La optimización de la torre es una necesidad evi dente, tanto por el posible efecto indeseado de la estela turbulenta, como por el hecho de ser una de las partes que más influyen en el costo de un SCEE.

En las figuras 43 y 44 se indican dos diagramas de flujo, mostran do la secuencia general de diseño de un SCEE y la del análisis de los subsistemas.

O; 82



DEFINICION

DEL PRODUCTO

AREA NUTROBOLICICA

AREA DE APLICACIONES



Figura 43 - Secuencia de Diseño de un SCEE (I)





O; 84

Figura

44

I

Secuencia

de

diseno

de

H

SCEE

(II)

DIAGRAMA DEL FLUJO SECUENCIAL PARA EL A ENERGIA SISTEMAS DE GÉNERACION ELECTRICA CON BASE Ē

CAPITULO 3 - MOLINOS DE EJE VERTICAL

3.1 INTRODUCCION

Las máquinas de eje vertical son conocidas como menos eficientes que las de eje horizontal. Sin embargo, este hecho no es necesariamen te verídico, bajo una base teórica. La mayoría del trabajo de investi gación se ha dirigido al análisis de superficies que son aerodinámicamente más eficientes. La máquina Savonius, por ejemplo, fue la precur sora de las máquinas de eje vertical, aumentando sustancialmente el va lor de la eficiencia que se había obtenido prácticamente hasta entonces (1929).

El uso de las máquinas de eje vertical elimina la necesidad del ajuste a la dirección del viento, debido a una simetría vertical de ro tación. Estas requieren una construcción más simple para las torres de soporte y se puede entregar la potencia mecánica a nivel del suelo, a un costo menor. Debido a una menor velocidad angular, se reducen los problemas de vibración. Finalmente, el costo de la fabricación de los álabes es menor que el de su contraparte de eje horizontal para la misma potencia.

Así que las máquinas de eje vertical pueden costar menos que las de eje horizontal. Aun con menor eficiencia operacional, un análisis de costo/beneficio demuestra que ellas pueden ser una alternativa económica para la generación eólica, requeriendo un diseño y una tecnología de fabricación de menor nivel, lograble por muchos países en vías de desarrollo.

Básicamente hay dos tipos de rotores de eje vertical:

a. el rotor Savonius y

b. el rotor Darrieus



3.2.1 Definiciones

El rotor Savonius fue desarrollado primeramente en 1929 y se basa en el principio del rotor de Flettner. Se forma cortando un cilindro Flettner en el sentido longitudinal y luego desplazando las dos superficies semicilíndricas a lo largo del plano del corte, de tal manera que el corte se parezca a la letra "S"; se puede ver en la bibliografía 3.1 en donde también reporta resultados de pruebas en distintas formas del rotor Savonius.

Se ha hecho bastante trabajo sobre el estudio y desarro-110 del rotor Savonius y se ha logrado un éxito considerable en cuanto al mejoramiento de su rendimiento a través de la modifica ción de su perfil seccional. Sin embargo, sólo fue recientemente que todo rotor, incluyendo el Savonius, estuvo sometido a una investigación relativamente sistemática. En la bibliografía 3.2 se analiza los parámetros que influyen en el rendimiento de los rotores de eje vertical y presenta otros perfiles de álabes.

Básicamente, se utilizan dos criterios de rendimiento para describir la influencia de los diferentes parámetros:

> - El coeficiente de potencia (C_D) o eficiencia, el cual se define como la relación entre la potencia extraída del viento y la energía eólica disponible.

$$C_{\rm p} = \frac{\rm p}{\rho V^3 \rm A} \tag{2-6b}$$

- El coeficiente de torque (C_D)

$$C_{\rm T} = \frac{T}{\rho V^2 A D}$$
(3-1)

donde: p = potencia extraída del viento

 ρ = densidad del aire

V = velocidad del viento

A = área proyectada del rotor (área barrida)

T = torqueD = ancho de la proyección máxima del rotor.

Normalmente se escoge como parámetro independiente a la relación de velocidades en el extremo del álabe (λ_0) , o sea la relación entre la velocidad de un punto en la superficie exterior del rotor y la velocidad del viento.

$$\lambda_{O} = \frac{U}{V}$$

en donde: U = velocidad lineal de un extremo del álabe V = velocidad del viento.

Además de los parámetros mencionados, se considerará la relación del traslapo (E*). Que se define como:

$$E^* = \frac{a}{D}$$

en la cual: a = traslapo mos de un álabe.

Mirar los detalles en las figuras 45 y 46.











$$(2-8)$$

(3-2)

D = 1a distancia comprendida entre los puntos extre-

Figura 45 - Perfiles Seccionales de Algunos Rotores de Eje Vertical de Tipo Resistivo (bibl. 3.2)







3.2.2 Principios de Operación de un Rotor Savonius

La bibliografía 3.3 nos proporciona una descripción detallada de la generación eólica para las necesidades humanas. La figura 47 representa un rotor Savonius típico.

La operación del rotor Savonius se aprecia mejor en los diagramas de flujo del aire en la figura 48.

Es aparente que con el pasaje de álabe cerrado se impide mayormente la circulación del flujo de aire. Tal circulación oca siona un vacío parcial en el lado de viento, abajo del álabe, el cual avanza hacia el viento.

O; 88





(bib1. 3.3)

ROTOR SAVONIUS Figura 48 - Diagrama de Flujo del Aire, pasaje de Alabe Cerrado





ROTOR SAVONIUS

Debido al vacío parcial, la fuerza de retardo de este álabe es grande y el torque neto en el rotor es solamente moderado. A través del desplazamiento de las posiciones de dos armaduras, se llega a la geometría del pasaje de álabe abierto, como se obser va en la figura 49.

Es evidente que la región del vacío se reemplaza por una región de presión y se aumenta la producción del torque. Así que por la regulación del flujo de aire en esta apertura, es posible controlar tanto la velocidad de rotación como la producción del torque.

3.2.3 Rendimiento del Rotor Savonius

Se ha medido el rendimiento del rotor Savonius en túneles de viento. Sin embargo, parece que la interferencia de una pared en el campo de flujo puede ser responsable de la mayoría de los diversos resultados que existen entre los varios investigad<u>o</u> res. Por lo tanto, se debe tener ciudado para evitar este efecto.



Savonius mismo probó más de 30 modelos diferentes del rotor Savonius, variando la forma de la directriz del álabe, el t<u>a</u> maño del pasaje central, etc. Al operar con una carga óptima, el mejor de los modelos del rotor extrajo el 31% de la potencia del viento (pruebas de túnel de viento). La relación de velocidades en el extremo del álabe (λ_0) fue 0.85 en su punto máximo.

Con una variación de potencia productiva de solamente el 2 6 3 por ciento, λ_0 varió de 0.65 a 1.1. Esto significa que un rotor Savonius opera a bajas velocidades de rotación, en compar<u>a</u> ción con la de las máquinas de eje horizontal. Por eso, la vibración no es necesariamente un problema de diseño.

Khan (bibl. 3.1) hizo pruebas con una unidad de prototipo de escala completa y obtuvo un máximo coeficiente de potencia de 0.32. Definiendo la relación del aspecto de la estela como la relación entre la altura y el diámetro máximo (H/D), también encontró que los rotores de baja H/D operan a una velocidad baja y son apropiados para una carga pesada; un rotor parecido, con igual área pero una relación H/D más alta, puede operar a veloc<u>i</u> dades más altas.

Un coeficiente de potencia máximo, normalmente ocurre para valores de λ_0 comprendidos entre 1.0 y 1.1.

Toha, Et. Al. (bibl. 3.4) hicieron pruebas con varios rotores de forma "S" y encontraron que el rotor de sección semici<u>r</u> cular (figura 45a) con b=0 y E=0.33, da el mejor coeficiente de potencia ($C_p=0.2$), con una relación de velocidades $\lambda_0=0.58$. Ad<u>e</u> más, desarrollaron una teoría para calcular una expresión para el coeficiente de potencia, basada en la determinación experimen tal de la velocidad absoluta V₀ del aire en la entrada de la máquina.

Nguyen (bibl. 3.5) estudió el mejoramiento de la sección Savonius semicircular por medio del acoplamiento de diferentes superficies aerodinámicas auxiliares a los sistemas. Se obtuvi<u>e</u> ron valores óptimos para el C_p de 0.26, con una relación de vel<u>o</u> cidades (λ_0), alrededor de 1.0. Básicamente, no se podría obtener ningún mejoramiento.



Figura 49 - Diagrama del Flujo de Aire, Pasaje de Alabe Abierto (bibl. 3.3)

Sivasegaram (bibl. 3.2) investigó la influencia de los p<u>a</u> rámetros del Número de Reynolds, la relación del aspecto de la estela, las dimensiones de la punta del álabe y el diámetro del árbol, en cuanto al coeficiente de potencia.

El Número de Reynolds en los álabes, depende básicamente de las dimensiones globales del rotor. Los valores más altos del coeficiente de potencia corresponden a los valores más altos para el Número de Reynolds. Hay también un Número de Reynolds crítico menor, debajo del cual la disminución en el rendimiento se hace bastante pronunciada.

La relación del aspecto de la estela se puede definir como la relación H/D. El más alto coeficiente de potencia corresponde a la relación más alta del aspecto de la estela.

El diámetro de la punta del álabe debería ser más grande que el diámetro máximo del rotor. El efecto es más pronunciado en los rotores de menor diámetro. El uso de una punta de álabe excesivamente grande provoca pérdidas en la potencia productiva.

El uso de diámetros grandes en el árbol puede causar ob<u>s</u> trucciones en el campo del flujo de aire, los cuales a su vez reducen la generación de potencia. Su efecto sólo es signific<u>a</u> tivo para diámetros muy grandes en el árbol.

Renha (bibl. 3.6) hizo un estudio extensivo sobre el efec to de la geometría de los álabes y su espaciamiento con respecto al coeficiente de potencia. La sección, de los álabes Savonius semicirculares, ha sido optimizada, en cuanto se refiere al coe ficiente de potencia, para un valor de la relación modificada de traslapo E=0.2. Con la condición, que b=0 (ver figura 45); la figura 50 indica las curvas de los coeficientes de torque y de potencia versus la relación de velocidades en el extremo del álabe (λ_0). Se puede ver que el valor del coeficiente de poten cia es máximo (C_p=0.28) para un valor de aproximadamente λ_0 =1.0, como observan muchos investigadores.

El coeficiente de torque decrece continuamente desde un valor máximo de aproximadamente $C_t=0.20$ con una variación de la



O 92

pendiente muy baja, hasta un valor cero, es aproximadamente $\lambda_0=1.70$, conocido como una condición descontrolada. Estas curvas también indican que un rotor Savonius es un rotor de baja velocidad, el cual tiene un alto torque, bajo tales condiciones. Si se supone que esta máquina impulse un generador de energía eléctrica, se tiene que utilizar una caja de engranajes con una relación de ve locidad múltiple, en la cual la eficiencia de la transmisión sería baja.

Este hecho indica que en tales sistemas la tasa de conver sión de la energía eólica a la eléctrica no es aceptable y el sistema no es adecuado para la generación de energía eléctrica.

Debido a sus características de baja velocidad y torque alto, el rotor Savonius es adecuado para aplicaciones tales como el bombeo de agua y el riego, los cuales requieren una baja densidad de viento y alto empuje.

Renha (bibl. 3.6) también optimizó la geometría de los álabes indicados en la figura 51. Se ha obtenido un máximo coe ficiente de potencia de $C_p=0.32$ para una relación de velocidades en el extremo del álabe de aproximadamente $\lambda=1.0$. Por lo tanto, parece que los valores para el coeficiente de potencia entre 0.28 y 0.32 se pueden obtener con una relación de velocidades en el extremo del álabe de aproximadamente $\lambda=1.0$, si el rotor Savonius es diseñado apropiadamente.

La figura 52 indica el torque de un rotor Savonius de un solo módulo, en función de la posición angular con respecto a la dirección del viento, como concluye Renha (bibl. 3.6). Se puede ver que la operación Savonius no es uniforme, lo cual pue de constituir un problema en algunas aplicaciones.

Una solución a esta dificultad se encuentra en el uso de un rotor de 3 módulos, como se indica en la figura 53, lo cual, según Renha, suaviza la curva del torque.

De todos modos, en este caso cada uno de los módulos debe tener una diferencia de fase con respecto a la posición relativa entre sí y debe estar aislado del vecino(s) para prevenir flujos secundarios que reduzcan el coeficiente de potencia.



9⁹





3.2.4 Esquemas para Estimar el Rendimiento del Rotor Savonius

Se han expuesto algunas teorías para estimar el coeficien te de potencia en función de la relación de velocidades en el ex tremo del álabe y algunas geometrías. Toha, Et. Al. (bibl. 3.4.) por ejemplo, se descuidan en cuanto a los efectos finales (efecto de la relación H/D en el rendimiento) y asumen un perfil lineal de velocidad en la entrada del rotor. Además, la velocidad relativa se asume tangencial a las paredes del rotor. A través de una expresión para la velocidad en la entrada:

$$V_{O} = K_{O}V \sin \Theta$$
 (3-3)

- donde: V sin Θ = el componente de la velocidad del viento en una dirección normal al plano que contiene el eje de la rotación y la sección de la entrada del rotor en la posición Θ .
 - V₀ = la velocidad de una partícula de viento ubicada a lo largo de una línea de corriente, que condu ce a la sección de entrada y muy distante de ella.

A través de la aplicación de las ecuaciones de conservación del momentum, se puede obtener una expresión para el coeficiente de potencia como una función de la relación de velocidades en el extremo del álabe, la relación del traslapo y el coeficiente de entrada K_0 , el cual debe determinarse experimentalmente.

Renha (bibl. 3.6) desarrolló una teoría basada en hipótesis parecidas y obtuvo la siguiente expresión para álabes de sección semicircular (con b=0):

$$C_{p} = \left[\frac{6(1-E)Ko^{2} - (1-E)^{2}}{6(2-E)(1-E/2)}\right] \lambda_{0} - \left[\frac{12Ko(1-E) + 2(1-E)^{3}}{3\pi(1-E/2)^{2}(2-E)}\right] \lambda_{0}^{2} + \left[\frac{6(1-E) - (1-E)^{4}}{12(1-E/2)^{3}(2-E)}\right] \lambda_{0}^{3}$$
(3-4)

O; 98



O; 99

3.2.5 Métodos para Aumentar el Coeficiente de Potencia

Además de la investigación de las formas aerodinámicamente más eficientes para las aspas, los rotores Savonius pueden utilizar concentradores de viento como describe Sabzevari (bibl. 3.7). Los concentradores hechos de ductos y difusores aumentan sustancialmente el coeficiente de potencia, desplazando al mismo tiempo a los valores más altos a la relación de velodidades en el extremo del álabe, así operando a velocidades más altas. Sin embargo, hay una necesidad de seguir la dirección del viento, lo que torna el sistema más complejo y más caro.

3.2.6 Método para Estimar el Tamaño y la Velocidad de Rotación de un Rotor Savonius para una Potencia Productiva Dada

Se puede estimar el tamaño de un rotor Savonius para una potencia productiva dada a través de un valor representativo de la velocidad del viento en una región dada; conociendo la energía efectiva y el máximo coeficiente de potencia (o asumiendo un valor en el rango de 0.25-0.35), se puede calcular el área proyectada usando el valor de λ_0 que maximice el coeficiente de potencia (o asumiendo $\lambda_0=1.0$).

Feng (bibl. 3.8) describe un método simple para estimar el área del rotor.

3.2.7 Aplicaciones

El molino de viento Savonius es más adecuado para el bombeo de agua, el riego y otras aplicaciones que requieren una velocidad baja y un torque alto, aunque la generación eléctrica también podría ser una posibilidad bajo ciertas condiciones.

El rotor Savonius también se puede utilizar como elemento de arranque cuando se emplea una turbina Darrieus para la genera ción eléctrica. Esto es porque el molino de viento Darrieus no es auto-arrancable, como se puede ver en el siguiente tema.

9 100



3.3.1 Definiciones y Características

El molino de viento Darrieus es una máquina de eje vertical, normalmente compuesta de dos o tres álabes montados como una "batidora de huevos", como se indica en la figura 55.



Figura 55 - Rotor Darrieus con Acoplamiento de Rotor Savonius (bibl. 3.9)



En comparación con la máquina de eje horizontal, el molino de viento Darrieus ofrece varias ventajas.

- La simetría vertical permite la recepción del viento después de cualquier dirección y elimina la necesidad del mecanismo de compensación de la dirección del vien to.
- El árbol vertical permite que el equipo para la conver sión de la potencia esté colocado cerca del nivel del suelo. Tal colocación reduce los requerimientos para las torres, en las dimensiones, restricciones de peso en la caja de engranajes y el generador, además se facilita el mantenimiento.
- El acoplamiento de los álabes en dos puntos reduce sus requerimientos estructurales.
- Las propiedades inherentes para la pérdida de sustentación en las superficies aerodinámicas eliminan la necesidad de un mecanismo para cambiar el paso del engranaje o de un mecanismo aerodinámico para pérdidas, cuando la máquina se opera con una velocidad constante de rot<u>a</u> ción.
- La coincidencia del centro de la masa, el centro girato rio y el centro aerodinámico del corte seccional del álabe no es necesariamente para evitar la vibración de los álabes Darrieus.
- La máquina de eje vertical, por consiguiente, es potencialmente menos cara que la de eje horizontal.

Por otro lado, se opera a menores rpm, no hay dificultad con su auto-arranque y tiene posiblemente menor eficiencia aerodinámica y un control aerodinámico difícil.

La máquina Darrieus fue inventada en 1925 y desarrollada in dependientemente por el Establecimiento Aeronáutico Nacional del Consejo Nacional de Investigación del Canadá en los primeros años de la década del 70. Cada uno de los álabes es una superficie aerodinámica simétrica en corte seccional. Las formas comúnmente usadas están representadas en la figura 56, como por ejemplo, los perfiles NACA 0012, 0015 y 0018. La línea (C) en la figura representada la mayor dimensión del perfil.



Figura 56 - Perfiles Aerodinámicos Disponibles (bibl. 3.9)





Cada uno de los álabes es curvado en la forma que asumiría un cable perfectamente flexible de densidad uniforme y el corte seccional como si se diera la vuelta alrededor de un eje vertical. La forma del álabe se ha designado como Troposkien. Si los álabes actúan con la forma Troposkien, la rotación no causará que ellos se doblen y así los esfuerzos serán pura tensión (figura 57).





La forma Troposkien pura, sin embargo, puede no ser una geo metría económica para la fabricación de la máquina. Formas alternativas han sido propuestas. Hunt y Holanda (bibl. 3.9) proponen una forma catenaria con una relación de la altura (H) al diámetro (D) con un valor de 1. Blackwell, Et. Al. (bibl. 3.10) hacen una aproximación a la forma Troposkien de línea recta y arco circular, como se indica en la figura 58 y la relación H/D es aproximadamente de 1.

O; 104



Una optimización paramétrica, como se menciona en Kadlex (bib1. 3.11), indica una forma un poco diferente en la figura 59, con un valor de 1.5 para la relación H/D.





(una Aproximación a la Forma Troposkien, de Línea Recta y Arco Circular)

Figura 59 - Dimensiones de un Rotor Darrieus (bibl. 3.12)

0³ 105

El mismo estudio de optimización proporciona dimensiones típicas para la turbina Darrieus a potencias diferentes de evalua ción. Ver la figura 60, como ilustración de lo mencionado en la bibliografia 3.12.



Información de Estudio

ALCOA - 9 Kw, 30 Kw, 120 Kw, 200 Kw, 500 Kw, 1600 Kw KEARNEY - 200 Kw, 500 Kw, 1600 Kw Gestion DOE-ALO de bajo costo - 120 Kw

	DIMENSIONES					
	Potencia	a	Ъ	с	đ	
	(Kw)	(pies)	(pies)	(pies)	(pies/pulgadas)	
I	9	18	27	22	8' 6"	
II	30	-30 _	45	31	81 61	
III	120	55	83	50	81 6"	
IV	200	75	113	65	81 91	
v	500	100	150	84	91 01	
VI	1600	150	225	121	9' 0"	

Figura 60 - Estudio de Optimización Paramétrica (bibl. 3.12)

Aunque la mayoría de los modelos fabricados han sido del rango de tamaños pequeños (2-5m de diámetro), hay dos excepciones notables: la turbina con un diámetro de 17m evaluada en 60 KW en Sandia y otra con un diámetro de 24m evaluada en 200 kW de la Dominican Aluminum Fabricating Limited. Este tiene un valor H/D

O; 106

de 1.5. Según Blackwell y Sullivan (bibl. 3.13), la relación H/D debería estar en el rango de 1.0-1.5. La optimización de la acción aerodinámica refinada indicará el diseño óptimo.

Hay otros parámetros necesarios para la evaluación del ren dimiento del rotor Darrieus. El coeficiente de potencia y el coefi ciente de torque que se definen en las ecuaciones (2-6b) y (3-1); dado que A es el área barrida de la turbina y D el diámetro máxi mo de la misma. Además, la relación de velocidades en el extremo del álabe se debe definir con respecto al diámetro máximo D de la turbina.

La solidez (σ) es otro parámetro para la definición del ren dimiento de la turbina.

$$\sigma = \frac{N.C.L.}{A}$$

donde: N = el número de álabes C = línea de mayor dimensión del álabe L = 1a longitud de los álabes A = el área barrida

3.3.2 Principios de Operación

El principio operacional de la turbina de viento de eje ver tical es análogo a la aerodinámica de un álabe (superficie aerodinámica) y se describe en Blackwell (bibl. 3.14). Cuando un fluído pasa por encima de una superficie aerodinámica, provoca un esfuerzo en ella. Estas fuerzas generalmente se dividen en los componen tes de sustentación y de resistencia; la fuerza de resistencia es paralela al viento, mientras la de sustentación es perpendicular a la fuerza de resistencia. El ángulo entre la línea de mayor di mensión del álabe (C) y la dirección del viento se llama el ángulo de ataque. Para una superficie aerodinámica simétrica, como se ve en la figura 61, la línea de mayor perfil corresponde a la linea central del corte seccional de la superficie aerodinámica. Generalmente, cuando el ángulo de ataque se aumenta, la relación

(3-5)



de sustentación a la resistencia se aumenta, hasta el punto, en el cual el flujo se separe de la superficie aerodinámica, situación que usualmente se refiere a una pérdida de velocidad. Desde este punto en adelante, la relación de sustentación a la resis tencia decrece con el creciente ángulo de ataque.



Figura 61 - Fuerzas Aerodinámicas Actuando en una Suferficie Aerodinaica Giratoria (bib1. 3.14)

Porque la turbina de viento de eje vertical tiene superficies aerodinámicas rotativas, el sentido del viento en ellas no es simplemente la velocidad absoluta del viento, sino la velocidad del viento relativo a la velocidad de los álabes (la diferencia vectorial).

Así que el ángulo de ataque es el ángulo entre la velocidad relativa del viento, como en la figura 61 y la línea de mayor dimensión del perfil del álabe.

Para una posición dada, el ángulo de ataque decrece con la creciente relación de velocidades en el extremo del álabe (λ_0) . Por eso, para un $\lambda_{\rm O}$ lo suficientemente alto, la superficie aerodi námica nunca se parará durante una porción apreciable de una revo lución y el rendimiento aerodinámico será deficiente.

Las fuerzas que causan la rotación se determinan por la proyección de la fuerza de sustentación y la fuerza de resistencia en la dirección de la línea de mayor dimensión de la superficie aerodinámica. La componente vertical de la fuerza de sustentación tiende a causar la rotación en el sentido siniestrógico.



mientras que la componente vertical de la fuerza de resistencia se opone a este movimiento. Si la fuerza vertical de sustentación es mayor a la fuerza vertical de arrastre, el torque impulsor siempre será positivo. Para relaciones de velocidad en el ex tremo de los álabes suficientemente bajas (de 1 ó 2), el torque es negativo, como se indica en la figura 62. Esta es la razón por la cual a una turbina Darrieus siempre se le define como un dispositivo no auto-arrancable. A veces se observa a un rotor Savonius colocado en el eje del rotor Darrieus como un dispositivo de arranque para la turbina de viento (figura 55).



El rendimiento de la superficie aerodinámica también es de ficiente para valores de λ_0 altos, los cuales corresponden a pequeños ángulos de ataque, a relaciones de sustentación/arrastre y fuerzas de sustentación suficientemente bajos.

3.3.3 Rendimiento del Rotor Darrieus

Figura 62 - Características de un Rotor Darrieus (bibl. 3.12)



El rendimiento del rotor Darrieus es inherentemente relacionado con la forma aerodinámica de los álabes. Pruebas realiza das con diferentes perfiles NACA condujeron a la conclusión que el perfil 0015 puede dar resultados un poco mejores que los demás. Un análisis de los costos y los beneficios, sin embargo, debe de terminar el perfil óptimo para generación eléctrica económica.

Pruebas hechas con una turbina Darrieus de 5m de diámetro, en Sandia demuestran que se puede obtener un coeficiente de poten cia máximo, de unos 0.40. También se puede ver en la figura 63 que para valores de λ_0 aproximadamente menores a 1, el coeficiente de potencia es virtualmente cero; el máximo valor de C_p se obtiene para valores de λ_0 en el rango de 5-6, y la condición descontrolada se obtiene aproximadamente para $\lambda_0=8$.



Figura 63 - Pruebas con un Rotor Darrieus en Sandia (bibl. 3.12)

El rango de operación para el rotor Darrieus, sin embargo, depende del valor del parámetro de la solidez, como se ve en la figura 64. A menor solidez, mayor es el punto de descontrol. En otras palabras, la curva del coeficiente de potencia se desplaza a una región de valores más altos, para valores de λ_0 comprendidos entre 5-6. Los problemas de arranque así vienen a ser más se rios para los valores más bajos de solidez.



Pruebas hechas en Sandia demuestran que el valor óptimo pa ra el parámetro de la solidez debería estar en el rango de 0.20-0.25 (bibl. 3.13) para maximizar el coeficiente de potencia.

horizontal, que son muy rendidoras.

Sinembargo, los cálculos teóricos de Strickland, como se cita en la bibliografía 3.10 han demostrado que se podría obtener un valor del coeficiente de potencia máximo de aproximadamente 0.48 para un álabe con un Número de Reynolds de 3 x 10^6 y una solidez de 0.30. Así que, desde el punto de vista del máximo coefi ciente de potencia, la turbina Darrieus es comparable a la turbina de eje horizontal.



Los valores prácticos para el coeficiente de potencia han estado en el rango de 0.35-0.40. Se podría concluir que el máximo coeficiente de potencia para las turbinas tipo Darrieus es menor que el frecuentemente citado $C_p=0.4-0.45$ para turbinas de eje

Of 111

La máquina Darrieus se puede clasificar como un dispositivo de eje vertical que opera a una velocidad menor que la de su contraparte, la de eje horizontal y a mayor velocidad que la del rotor Savonius.

3.3.4 Esquemas para la Estimación del Rendimiento del Rotor Darrieus

Klimas y Sheldahl (bibl. 3.15) describen esquemas para la estimación del rendimiento aerodinámico de las turbinas de viento de eje vertical, comparando los resultados teóricos con los datos experimentales obtenidos de las pruebas con las turbinas de 2,5 y 17 metros de diámetro en Sandia. Todos los esquemas de estimación se basan en la conservación del momentum.

SIMOSS- (Momento Simple/Línea de Flujo Unica). Toma el ro tor para encerrarse en una línea de flujo única. La velocidad del viento a través del área barrida por el rotor se asume constante; por la selección de un valor adecuado para ella, se pueden calcular los parámetros de la turbina de viento.

DART- (Turbina Darrieus). Difiere del SIMOSS en cuanto al uso de un sistema de líneas múltiples de flujo.

DARTER- (Turbina Darrieus/Número de Reynolds Elemental). Es una versión mejorada de la de DART en cuanto concierne a la flexibilidad.

PAREP- (Representación Paramétrica). Es una herramienta de diseño para las líneas de flujo, combinando la teoría con los experimentos.

La figura 65 muestra una comparación de los esquemas de predicción con los datos experimentales. Se puede ver que la PAREP corresponde a las dos formaciones, más aproximadas que los otros modelos.





3.3.5 Método para Estimar el Tamaño y la Velocidad Rotacional de un Rotor Darrieus para una Potencia de Producción Dada

La estimación del tamaño del rotor Darrieus se puede hacer para una producción de potencia dada sólo por la selección de la forma del álabe.

rrida es:

 $A = \frac{2}{3} D^2$

Sabiendo el valor representativo de la velocidad del viento en la región y el máximo coeficiente de potencia (o asumiendo $C_p = 0.35$), el área barrida A se puede calcular en base a la ecua ción (2-6b). Entonces, usando la ecuación 3-6 se puede calcular el diámetro de la turbina y su altura (asumiento H/D = 1).

Se puede calcular la velocidad angular de la turbina asumiendo un valor para la relación de velocidades en la punta del álabe que corresponda al máximo coeficiente de potencia (o se asu me $\lambda_0 = 6$).

Si se escoge a H/D = 1, se puede demostrar que el área ba-

(3-6)



Se puede hacer un nomograma para los valores numéricos antedichos, como se indica en la figura 66, de Blackwell (bibl. 3.14). Considerando un coeficiente de potencia de unos 0.35 y una eficiencia de transmisión de unos 0.5-0.6, la eficiencia global de la conversión de la energía eólica a la eléctrica se puede estimar razonablemente en el rango de 0.10-0.20.



En el Anexo IV de este documento se presenta los resultados de las pruebas realizadas por la Pontificia Universidad Católica de Rio de Janeiro, BRASIL, con modelos reducidos de rotor Darrieus en túnel de vien to.

Figura 66 - Nomograma para el Rendimiento de una Turbina de Viento de Eje Vertical (bibl. 3.14)

3.3.6 Aplicaciones

La turbina Darrieus es una máquina de eje vertical que se puede utilizar para la generación eléctrica en lugar de una máqui na de eje horizontal, con un posible costo menor. Sin embargo, se puede proveer un mecanismo para iniciar la operación de la tur bina y ésto se puede hacer colocando un rotor Savonius en el eje. Cuando la relación de velocidades en la punta del álabe llega a un valor de unos 3, la turbina continúa por sí sola.





CAPITULO 4 - ESQUEMAS DE GENERACION ELECTRICA A PARTIR DE UN SISTEMA CONVERSOR DE ENERGIA EOLICA (SCEE)

4.1 INTRODUCCION

Dado el comportamiento de los rotores, en cuanto a sus rpm versus velocidad de viento, durante su operación, pueden ser clasificados en dos grupos:

- (velocidad variable, VV).
- cidad constante, VC).

Debido a los diversos tipos de máquinas eléctricas, la generación de electricidad, ya sea corriente directa (CD) o corriente alterna (CA), puede ser efectuada a velocidad angular constante o variable, lo que genéricamente se puede denominar de frecuencia constante y variable respectivamente (FC y FV).

Las combinaciones posibles son cuatro, aunque solamente tres son lógicas, según se muestra en el siguiente cuadro:

Rotores



a. rpm variables en función directa de la velocidad del viento b. rpm constantes por efecto de la acción de un gobernador (velo

Generadores

	FV	FC
/V	VVFV	VVFC
/C		VCFC

O; 117

Las combinaciones lógicas son:

- a. Velocidad Variable, Frecuencia Variable (VVFV)
- Velocidad Variable, Frecuencia Constante (VVFC) Ъ.
- c. Velocidad Constante, Frecuencia Constante (VCFC)

Estas tres configuraciones básicas nos permiten una gran variedad de soluciones tecnológicas, cuya selección, para cada caso particular, deberá considerar entre otras cosas:

- Meta de costo por Kwh.
- Costo por KW instalado.
- Rango o meta de KW nominales del SCEE,
- Generación de CD o CA.
- Utilización del SCEE en forma aislada o acoplada a otra fuente autónoma de energía eléctrica o la red de distribución eléctrica,
- Utilización o no, de algún sistema de almacenamiento de energĩa,
- Tipo de aplicación de la energía producida.

Estos tres esquemas de generación pueden estar configurados de la siguiente forma:

- I) Velocidad Variable, Frecuencia Variable
 - a. Generador de CA Rectificación
 - b. Generador de CA Carga resistiva para calefacción
- II) Velocidad Variable, Frecuencia Constante
 - a. Generador de CA con conmutador
 - b. Generador de Campo Modulado
 - c. Generador de Inducción de doble salida
 - d. Generador de CA Rectificador Banco de Baterías -Inversor - Carga
 - e. Generador de CA Rectificador Inversor Síncrono -Red Eléctrica



III) Velocidad Constante, Frecuencia Constante

a. Generador Síncrono

b. Generador de Inducción

4.2 DESCRIPCION GENERAL DE LOS ESQUEMAS DE GENERACION

4.2.1 Sistemas de Velocidad Variable y Frecuencia Variable

Este sistema, utilizado para cargar baterías, es el más usado en SCEE de muy pequeña capacidad (menores a 10KW). En este sistema, un generador de CA con excitación en CD está acoplado a un rotor aerodinámico de velocidad variable, y la salida del gene rador a frecuencia variable se rectifica para obtener CD, para luego, esta energía ser almacenada en baterías.

Otra de las aplicaciones de este sistema es la generación de electricidad para fines de calefacción, en la cual la corriente generada circula a través de resistencias para producir calor. En esta aplicación lo que vale es la cantidad de energía aprovechada y no la calidad de la corriente eléctrica, en cuanto a esta bilidad de voltaje y frecuencia.

Al referirnos a las características de acoplamiento, otra de las posibles aplicaciones de este esquema a ser analizado en detalle, es la utilización directa de la energía eléctrica en un motor universal para fines de bombeo de agua, donde el acondicionamiento de energía sea el mínimo indispensable y el costo de esta aplicación sea competitiva económicamente.

Estos son sistemas de generación donde no existe control del ángulo de ataque de los álabes del rotor y éste gira libremente con el viento. La velocidad angular del rotor, sin embargo, está determinada por las características carga-velocidad, tanto del rotor, como del generador. La eficiencia del rotor, en convertir la energía del viento en energía mecánica (Coeficientes Cn), es óptima a solamente un valor de la relación, velocidad an-

4.2.2 Sistema de Velocidad Variable y Frecuencia Constante



gular del rotor/velocidad del viento; relación que se expresa nor malmente como de velocidad de la punta del álabe/velocidad del viento, expresada por $\lambda_0.~$ De esta manera, es posible, en un sistema de este tipo, permitir que el rotor gire con velocidad proporcional a la velocidad del viento, programando la carga eléctri ca para el generador de acuerdo a la velocidad de aquel. Esta llevaría a una solución óptima al problema de la eficiencia total de conversión de energía eólica a mecánica.

Un sistema de velocidad variable, optimizando el coeficien te de potencia, es más complicado que uno de velocidad constante.

La energía eléctrica en frecuencia variable debe ser convertida a frecuencia constante, para su aprovechamiento en equipos y dispositivos eléctricos convencionales.

4.2.3 Sistemas de Velocidad Constante y Frecuencia Constante

Para un sistema de generación con energía eólica, acoplado a una red eléctrica, el problema de una disponibilidad variable de energía eólica, puede ser adecuadamente solucionado con sistemas VCFC. Debido a que en el sistema eléctrico se mantienen cons tantes el voltaje y la frecuencia.

Un generador síncrono acoplado a un rotor eólico e interco nectado a la red, solamente puede girar a una sola velocidad: ve locidad síncrona.

Un generador de inducción en el sistema eléctrico gira a una velocidad por encima de la de sincronismo, pero no muy diferente. Normalmente la velocidad de deslizamiento es del 1 al 5% de la velocidad síncrona, la cual es muy pequeña comparada con las variaciones en la velocidad del viento. Por lo tanto, esos dos sistemas que deben mantener velocidad constante, debido a restricciones de tipo eléctrico impuestos por la red, independientemente de cual sea la velocidad del viento, se clasifican como de VCFC y requieren, por lo tanto, de sistemas mecánicos de gobernación en el rotor.



Las figuras 67, 68, 69 y 70 indican los esquemas de frecuencia constante para velocidad constante y velocidad variable, así como características de tipo operacional.





de Energía Eólica

Figura 67 - Esquemas para Generar CA a Frecuencia Constante a Partir







4.3 GENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA

La energía eléctrica, una forma versátil de energía para los más variados usos, se puede generar como corriente directa (CD) o como corriente alterna (CA), dependiendo de las características de su utilización, mediante las denominadas máquinas eléctricas rotativas. Es tas son conversores de energía electro-mecánica que pueden operar en forma reversible: si reciben energía mecánica en el eje y entregan electricidad, son generadores, y si reciben energía eléctrica en los embovinados y entregan energía mecánica en el eje, son motores. El principio de generación eléctrica se basa en la interacción entre un campo magnético de inducción "B", que puede ser permanente o inducido.



SALIDA DE ENERGIA (KWh/AÑO/M²) = 8760 P_R K

Figura 69 - Comparación de los Esquemas de VVFC y VCFC



VELOCIDAD DE SALIDA (PUERTA EN BANDERA)

VELOCIDAD NOMINAL DEL VIENTO VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO VELOCIDAD DE ARRANQUE 🗩 HORAS 6000 8000 8760 (1 año) PERDIDA DE ENERGIA POR SALIDA

POTENCIA MECANICA EN EL EJE (SISTEMA VVFC) POTENCIA ELECTRICA DE SALIDA (SISTEMA VVFC) POTENCIA MECANICA EN EL EJE (SISTEMA VCFC) POTENCIA ELECTRICA DE SALIDA (SISTEMA VCFC) -FACTOR DE CARGA ANUAL (SISTEMA VCFC) SALIDA ELECTRICA NOMINAL POR ${\rm M}^2$ (SISTEMA FCFC) PERDIDA DE ENERGIA POR ARRANQUE - HORAS 8000 6000 **8760** (1 año)

O¹ 123



y los conductores de longitud "l" sobre los cuales se induce la fuerza electromotriz (f.e.m.) "e", por el movimiento perpendicular relativo "v" de los conductores, con respecto a las líneas de flujo del campo magnético. Este principio se resume en la ecuación:

e = 1vB

4.3.1 Generadores de CD

La generación de electricidad se hace fundamentalmente en forma de una señal de CA que puede ser recolectada en tal forma que salga como CD. En la figura 71 se muestra el generador básico de CA, que consiste en una espira cuyos terminales están cone<u>c</u> tados a sendos anillos sobre los cuales descansan las escobillas que llevan la electricidad al circuito exterior. La inducción se produce cuando la espira gira dentro del campo magnético creado por los imanes permanentes (o campo inducido como se dijo antes). En la figura 72 se representa un generador básico de CD, en el cual los anillos se han reemplazado por un colector que hace pos<u>i</u> ble la captación de la corriente en una sola dirección.



Figura 71 - Diagrama de Funcionamiento de Maquina de CA



9⁴ 124

(4-1)



Figura 72 - Diagrama de Funcionamiento de Maquina de CD



Para lograr tensiones (voltajes) en los bornes, los genera dores poseen un buen número de espiras devanadas en diversas formas, de valores previamente especificados. La fem (Ea) inducida sobre la máquina se puede expresar como una función del flujo mag nético ø a través de los devanados y de la velocidad de rotación n del inducido dentro del campo. La forma de devanar los conductores y el número de polos magnéticos del campo, que tienen influencia sobre Ea, son características de construcción de cada má quina y pueden ser representadas por una constante K. La ecuación de la fem se expresa por:

$$Ea = K \not o n \tag{4-2}$$

4.3.1.1 Tipos de generadores de CD

Las máquinas de CD pueden tener su campo (excitación) permanente o inducido en el momento de operación. Sobre estas últimas se puede lograr la excitación mediante una fuente externa (excitación independiente) o tomando una fracción de la energía producida por la máquina (autoexcitadas). La forma de disponer el devanado de excitación en estas máquinas, caracteriza su funcionamiento y les provee su nombre, tal como se muestra en la figura 73, donde "a" corresponde a la máquina de excitación independiente, y "b", "c" y "d" a la máquina autoexcitada, parale lo (shunt), serie y compuesta (corta y larga), respectivamente.





El funcionamiento de una máquina eléctrica se pue de analizar mediante las características que establece la realización entre los parámetros que determinan su operación, ésto es, tensión en bornes (U), corriente de excita ción (iexc), corriente del inducido (Ia), velocidad de ro tación (n). Estas características se determinan para una n dada, considerada constante, con lo cual se obtiene la expresión sencilla para U en función de Ea, la caída de tensión en el inducido (Ia R) y la caída de tensión en el contacto de las escobillas (AUe):

U = Ea

Como las máquinas shunt, por no requerir fuente ex terna para la excitación, son las más utilizadas como generadores, se ilustran sus características en la figura 74.



Figura 74 - Características de Funcionamiento del Generador SHUNT

donde:

la curva 1 de "a" representa la característica de vacío $U=f(i_{exc})$, para corriente de línea Ia=0, y n=cte.

la curva 2 de "a" es la característica de carga U=f(i_{exc}), con I=cte, y n=cte.

and the second second second second



4.3.1.2 Características de los generadores de CD

$$a - (Ia R + AUe)$$
 (4-3)

OLADE



Organización Latinoamericana de Energia CENTRO DE INFORMACION

- el gráfico "b" es la característica externa U=f(I), con el reóstato de campo Rexc=cte, y n=cte.
- el gráfico "c" es la característica de regulación $i_{exc}=f(I)$, para U=cte, y n=cte.

Otra característica que puede suministrar información adicional, es la de cortocircuito I=f(i_{exc}), para U=0, y n=cte, pero que no tiene sentido pues al hacerse U=o, la tensión de excitación sería cero y la máquina perdería su excitación.

4.3.2 Generadores de CA

La generación de energía eléctrica en CA se realiza en tér minos generales mediante máquinas con devanados monofásicos o con devanados trifásicos, cuyo funcionamiento se basa en los fenómenos electromagnéticos de sincronismo o asincronismo (inducción).

4.3.2.1 Generadores sincrónicos

La máquina sincrónica se basa en el principio de funcionamiento de la máquina de CD, pero elimina el sistema de conmutación, pues la señal deseada es variable en el tiempo, tal como se genera en el inducido.

La máquina recibe la energía de excitación en CD, proveniente de una red, de una máquina excitatriz, o del campo magnético creado por imanes permanentes. En las máquinas de poca potencia, el campo o excitación lo produce el sistema estático (estator) y en el sistema rotatorio (rotor) se dispone el inducido. Para medianas y grandes potencias, donde la energía usualmente se genera en altos voltajes, los contactos entre las escobillas y los anillos rozantes, hacen necesario disponer el inducido en el estator y por lo tanto el campo en el rotor. Los rotores pueden ser diseñados para que los polos magnéticos sobresalgan (polos salientes) o adopten la disposición cilíndrica sencilla, usándose esta última forma para máquinas de alta velocidad.



La relación entre la frecuencia de la señal f, la velocidad de rotación n, mantenida constante y denominada de sincronismo, y el número de pares de polos p, es:

f = pn

4.3.2.1.1 Generador trifásico

Cuando en el devanado del inducido se eligen adecuadamente tres puntos de conexión, se obtiene una señal de CA cuyos máximos y mínimos se presentan en tiempos diferentes en cada sección del devanado, o sea que la señal de salida se com pone de tres señales defasadas denominadas corrien te trifásica. En la figura 75 se muestra en una forma muy sencilla la máquina trifásica con inducido giratorio.



Figura 75 - Circuito Fundamental de un Generador Trifásico Sincrónico

Cuando el rotor gira, se inducen las tensiones E_a , E_b y E_c con una frecuencia f=pn, que producen un sistema de corrientes defasadas en un ángulo ψ con respecto a aquellas y determinado por la naturaleza de la carga. Este sis tema de corrientes produce un campo magnético cuya onda fundamental gira con respecto al indu

(4 - 4)



cido con una velocidad n=f/p en sentido contrario al de rotación del inducido. Estando ese campo fijo con respecto al campo de los polos y en acción mutua permanente con ellos, el funcio namiento de la máquina es sustancialmente sincrónico. El comportamiento de una máquina se puede conocer analizando sus curvas caracterís ticas. La característica de vacío es una curva de la tensión inducida como una función de la corriente de excitación $E_0=f(i_{exc})$, con corriente de carga cero I=0 y tiene la forma in dicada en la figura 76, en donde también se mues tra la característica de cortocircuito, ésto es, la corriente Icc, obtenida cortocircuitando los terminales (tensión en bornes cero U=0), como una función de la corriente de excitación $Ic_{c}=f(i_{exc})$.





En la figura 78 se múestra la característica externa, o sea, tensión en bornes como función de la corriente de carga $\left[\widetilde{U}=f(I) \right]$ con frecuencia f y factor de potencia $\cos\psi$ constantes y en la figura 79 la característica de regulación, es decir, la corriente de excitación como función de la corriente de carga $[i_{exc}=f(I)]$ con U, f y cost constantes.



Figura 78 - Características Exteriores del Generador Sincrónico



En la figura 77 se pueden analizar las curvas en carga, ésto es, la tensión en bor nes como una función de la corriente de excitación $U=f(i_{exc})$, con I f y cos ψ constantes.



Figura 77 - Curvas Características de un Generador Trifásico con Carga

Cos y ≠0; y < 0



Figura 79 - Características de Regulación del Generador Sincrónico



Cuando un generador sincrónico va a en tregar su energía a una red energizada, se debe tener en cuenta las siguientes precauciones para que al hacer la conexión, el sistema se mantenga en sincronismo:

- tensión en bornes de la máquina igual a la de la red
- polaridad igual a la de la red
- frecuencia de la señal igual a la de la red
- secuencia de fase igual en los dos sistemas.

Esto se logra mediante mecanismos espe ciales denominados controles de sincronismo.

4.3.2.1.2 Generador monofásico

El generador monofásico tiene solamente un devanado en el inducido, recorrido por una CA monofásica. La onda directa de la fuerza electromotriz gira sincrónicamente con el rotor y su acción mutua con la fuerza magnetomotriz de la excitación es como en el caso del generador trifásico, mientras que la onda opuesta gira en sentido contrario al del rotor.

Si se desconecta una fase de un generador trifásico con devanados conectados en estrella obtiene un generador monofásico, cuyo devanado ocu pa dos terceras partes de las ranuras. La razón de la potencia aparente de salida de las dos máqui nas sería:

$$\frac{Pm}{Pt} = \frac{UI}{\sqrt{3}UI} \qquad \frac{Pm}{Pt} \simeq 0.578 \qquad (4-5)$$



en la cual: Pm = potencia aparente de salida de la máquina monofásica Pt = potencia aparente de salida de la máquina trifásica U = tensión de línea I = corriente de línea.

Es decir, que el sistema monofásico pro duce el 57.8% de la potencia que produciría el sis tema trifásico, pero las pérdidas disminuyen al 66.7%.

4.3.2.2 Generador de inducción

En una máquina de inducción, el campo magnético lo crea una CA producida por una fuente o red de CA y la velocidad depende de la carga para una frecuencia dada.

El principio de funcionamiento de la máquina de in ducción se basa en la interacción electromagnética entre el campo magnético giratorio creado por la corriente suministrada al estator desde una fuente de CA trifásica y las corrientes inducidas en el rotor cuando los conductores son cruzados por el campo giratorio. La interacción electromag nética en una máquina sin colector, solamente es posible cuando se da una diferencia entre la velocidad del campo <u>ns</u> y la velocidad del rotor n. Se denomina deslizamiento s a la relación:

 $S = \frac{ns-n}{ns} \cdot 100\%$

Cuando n se mantiene dentro del rango o-ns, o sea que s varía entre +1.0 y 0, la máquina funciona como motor. Cuando n>ns, ésto es, cuando s varía entre 0 y -∞, la máqui na se comporta como un generador.

El estator de la máquina de inducción es semejante al de la máquina sincrónica. El rotor de la máquina de in-

(4-6)

O⁴ 133

ducción se construye cilíndrico y puede ser de barras corto circuitadas (jaula de ardilla) o devanado, caso en el cual generalmente está conectado en estrella, con los terminales opuestos en forma de anillos de contacto y mediante escobi-11as se unen a la resistencia de arranque.

Cuando el rotor gira a la velocidad n y el campo magnético a su vez gira con una velocidad ns, el sistema se comporta como si el rotor estuviera fijo y el flujo gira rá con una velocidad igual a la diferencia entre las dos. La frecuencia de la señal en el rotor será:

> fi = p.(ns-n) $fi = p.\frac{ns}{ns}.(ns-s)$ fi = sf(4-7)

Esta frecuencia, denominada de deslizamiento queda expresada en función del deslizamiento y de la frecuencia de sincronismo.

Las características de la máquina de inducción se pueden obtener mediante ensayos bajo carga, aunque muchas veces pueden ser difíciles o impracticables, casos en los que se puede recurrir al diagrama circular, obtenido mediante ensayos de vacío o cortocircuito. Este diagrama re presenta el lugar geométrico del extremo del fasor corrien te primaria I1, de la máquina, para tensión U1 constante y deslizamiento variando entre --∞<s<+∞</pre>. Un diagrama circular aproximado se muestra en la figura 80, en donde también se puede observar el esquema de conexiones.

4.3.2.3 Generador con colector

En un generador sincrónico la fuerza electromotriz y la frecuencia son directamente interdependientes, razón por la cual no se puede usar en casos en que se desee una





- 5 T



tensión independiente de la frecuencia. En estas situacio nes se usa la máquina con colector, que puede ser construí da con polos salientes o con polos no salientes y con la excitación en el rotor o en el estator. Generalmente se construyen con la excitación trifásica en el estator, con



Io=corriente de vacío Iz=corriente de circuito principal

Figura 80 - Diagrama Circular o Lugar Geométrico del Fasor Corriente Primaria I₁ y Es quema de Conexión de un Sistema Gene rador de Inducción

embovinados de compensación en serie para mejorar la con mutación, como se muestra en la figura 81.



Figura 81 - Esquema del Estator, con Excitación Trifásica, de un Generador con Colector

La frecuencia de la tensión inducida es igual a la de la excitación y es completamente independiente de la velocidad de la máquina, lo cual se logra gracias a la con mutación. Si la compensación es completa se logra una onda de tensión semejante a la de la máquina de CD y se puede considerar que las características del generador son iguales a las de la máquina de CD.

La utilización de la máquina de CA con colector es, quizás, la forma más simple de obtener una señal de fre cuencia constante cuando la velocidad de la máquina motriz es variable. Si la máquina de CA entrega su energía a una red, la excitación puede alimentarse de ésta y como la señal de salida tiene la misma frecuencia de excitación, que es la de la red, no presenta problemas de conección y se puede interconectar directamente.

O; 136

TABLA 4 COMPARACION DE LAS MAQUINAS DE CA

	Sincrónica	Inducción	Con Colector
Ventajas	Bajo requerimientos de excitación. Fa- cil control de act <u>i</u> vos y reactivos. Logra el sincronis- mo con la red. Pue de entregar reacti- vos a la red.	No presenta serios problemas de estab <u>i</u> lidad. El sincro- nismo no es requer <u>i</u> do para la conexión a la red. La fre- cuencia y la tensión son determinadas por la red.	Mantiene frecuencia constante con velo- cidad variable. Pu <u>e</u> de utilizar energía de la red para su excitación. Conve- niente y sencillo control de carga.
Desventajas	En condiciones de velocidad variable, la estabilidad pue- de ser un problema serio. Puede causar inestabilidad a la red. El control de la velocidad aumen- ta el costo. Se r <u>e</u> quiere equipo de si <u>n</u> cronismo. Práctic <u>a</u> mente no es viable para velocidad baja.	Requiere sistema com- pensatorio de react <u>i</u> vos. Opera con fac- tor de potencia más bajo que el de la carga. Es adecuado para velocidad alta. Prácticamente no es viable para veloci- dad baja.	El sistema de conmu tación es problemá- tico para potencias altas.

O; 137

4.4 GENERADOR DE CAMPO MODULADO

(Estudio tomado de la bibliografía 4.3)

Los generadores sincrónicos son sistemas para operar con velocidad constante y frecuencia constante VCFC, conectados a la red. Las máquinas de inducción se pueden considerar dentro de este sistema; puesto que el rango del deslizamiento oscila entre 1-5%, pero presentan la dificultad de entregar potencia reactiva a la red, por lo cual se requieren correctores del factor de potencia.

Los aerogeneradores pueden operar sobre sistemas de velocidad variable y frecuencia constante WFC. Uno de éstos es el denominado "Ge nerador de Campo Modulado", en el cual el aerogenerador opera con una relación de velocidad λ_0 óptima y constante y un coeficiente de potencia Cp alto y constante. Generalmente los aerogeneradores, cuando alcanzan la potencia nominal de salida, mantienen constante la energía entregada aunque la velocidad del viento aumente, desaprovechándose la energía adicional portada por el viento. Los sistemas WFC pueden extraer parte de la energía que no captan los VCFC. En la figura 68, se ilustraron las características de velocidad, torque y potencia para es tos sistemas.

4.4.1 Descripción del Sistema

Un generador de campo modulado consiste en un alternador tridevanado de alta frecuencia, con el devanado de campo en el ro tor alimentado por corriente alterna monofásica de frecuencia nor malizada y controlada por un modulador electromagnético. Con una pequeña componente de CD y un rizado a 6 veces 1a frecuencia bási ca de la máquina, un puente rectificador, en paralelo con el esta tor, convierte la señal en onda senoidal rectificada completa a la frecuencia de modulación. La onda normalizada se obtiene pasando la señal por un conjunto de tiristores y un sistema de filtrado entre las señales monofásicas de cada sistema.

El diagrama básico del sistema monofásico se puede analizar en la figura 82. El sistema rectificador consiste en tres puentes rectificadores de onda completa, cada uno en paralelo con los arrollamientos del estator y constituyen los terminales de la



máquina. Este sistema alimenta el circuito oscilante formado por tiristores SCR1 a SCR4. El circuito de conmutación, formado por SCR5, SCR6, L2, C2, permite la desactivación de dos de los cuatro tiristores, al final de cada medio ciclo de la señal de salida. El filtro, consiste en un condensador C3 y en un autotransformador de salida.



Campo Modulado (I)

El sistema trifásico estará formado por tres módulos como el descrito anteriormente, manteniendo a la salida el correspondiente defasaje. El esquema correspondiente se muestra en la figura 83.

La frecuencia y la fase de la señal de salida de un sistema modulado, quedan determinadas por la corriente del sistema de excitación que puede ser obtenida de una red existente. El volta je de salida del sistema estará en fase con la corriente de excitación y tendrá la misma frecuencia de ésta. La alta reactancia inductiva de los arrollamientos del rotor, hacen necesario que el voltaje aplicado a la excitación esté en cuadratura con referencia a la salida. Por esta razón, se requiere un conjunto de voltajes trifásicos en cuadratura con la salida, con lo cual el sistema se puede considerar parcialmente autoexcitado. Los devanados de excitación dispuestos sobre el mismo núcleo, como un autotransformador, pueden permitir la autoexcitación con apoyo de la red existente.

O; 139

figura 82 - Diagrama Básico de Sistema Monofásico para un Generador de



Figura 83 - Diagrama Básico de Sistema Trifásico para un Generador de Campo Modulado (II)

Si una máquina sincrónica está conectada en paralelo con una red y se supone la excitación constante, un aumento en el torque tiende a acelerar el rotor. Esto se traduce en un incremento del ángulo de torque δ y de la potencia entregada, para mantener la máquina estable y su velocidad en sincronismo. Si la excitación varía y el torque se mantiene constante, el voltaje inducido y el ángulo δ varían para mantener la potencia constante. Idealmente, el torque de la máquina motriz regula la potencia de salida y la corriente de excitación regula el factor de potencia.

O; 140



Es conveniente que un aerogenerador esté conectado a una red para lograr un punto de máximo aprovechamiento de la energía del viento. Para el generador de campo modulado, ésto se traduce en una tensión És en fase con la corriente Î, que depende de la tensión, de la velocidad y de la corriente de excitación. Su noniendo que el aerogenerador esté trabajando en su punto óptimo, si ocurre un incremento en $\hat{E}s$ sin que cambie el ángulo δ (ver fi gura 84), el sistema se puede alterar en dos formas:

- 1. La magnitud de I aumentará
- 2. Î se retrasará con respecto a E_s .

El resultado global será un incremento en la potencia entregada y un ligero decrecimiento en la eficiencia del sistema. Sinembargo, un adecuado incremento en δ hace que Es entre en fase con Î, variando la potencia de salida para encontrar nuevas condi ciones de operación. Si la corriente de excitación se incrementa, manteniendo constante el torque, la velocidad cae a un valor tal, que la potencia de entrada-salida queda equilibrada con base en las nuevas corrientes de excitación y eficiencia.





Figura 84 - Efectos y Control de Variación de Parámetros en Generadores de Campo Modulado


Del razonamiento anterior se puede deducir que la potencia entregada por el sistema, se puede controlar mediante la regulación de la magnitud y la fase de la tensión de excitación.

Se han propuesto esquemas de control para conectar el sistema a una red. El primero, ver figura 85, utiliza la velocidad del viento y la velocidad de rotación del aerogenerador como datos de entrada. Como quiera que la velocidad de rotación y la v<u>e</u> locidad del viento no son proporcionales, una señal de error, con duce a una orden para ajustar el voltaje aplicado a la excitación y regular la potencia entregada a la red. El problema con este esquema es la localización adecuada para el sensor de velocidad y dirección del viento. Una forma de obviar esta dificultad es usar el torque del aerogenerador a cambio de la velocidad del viento como un dato de entrada.



Figura 85 - Diagrama de Bloques del Sistema de Control para conectar un Sistema Generador de Campo Modulado a una Red, usando como Señal de Entrada la Velocidad del Viento o la Velocidad de Rotación del Rotor

142

El segundo esquema compara una señal proporcional al torque con la señal correspondiente al cuadrado de la velocidad de rotación, para producir una orden de control sobre el sistema, como se indica en la figura 86. Otra opción es la de usar la raíz cua drada del torque para compararla con la velocidad de rotación.



Figura 86 - Diagrama de Bloques del Sistema de Control para conectar un Sistema Generador de Campo Modulado a una Red, usando como Señal de Entrada el Torque Producido en el Rotor

En ambos esquemas se utiliza un filtro para permitir que el control únicamente actúe con los cambios de la velocidad media del viento y no responda a las variaciones fuertes de corta duración. Adicionalmente, una señal proporcional a la temperatura del generador, se puede utilizar como dato de entrada para contro lar la potencia de salida, y si es el caso, desconectar el sistema cuando la temperatura sobrepasa ciertos límites.

4.4.3 Consideraciones Generales

Los costos de generación de la energía obtenida de un sistema conversor eólico, como parámetros de selección, dependen de:



Inversiones (\$/KW) a.

- Financiación ь.
- c. Mantenimiento
- Factor de energía promedio anual (factor de planta). d.

Los sistemas de VVFC están en condiciones de operar con factores de planta altos, a cambio de equipo eléctrico más costosos que el usado en el sistema VCFC. Por otro lado, las aeroturbinas pueden tener el ángulo de ataque constante, con lo cual no se requiere elementos costosos para la regulación. La interrelación entre estos dos aspectos y su efecto sobre el costo de la ge neración, definirán la factibilidad de cada uno de los sistemas para aprovechar la energía del viento. Es interesante señalar que el criterio económico de comparación podría ser el costo de la energía (\$ por Kw-h) y no las inversiones (\$/KW).

Un método para disminuir los costos de generación del sistema de campo modulado, es operar varios generadores en paralelo empleando un inversor común para regular las condiciones de salida y la conexión a la red. La conexión se debe hacer a la salida de los puentes rectificadores asociados con cada generador. Esta opción se representa en la figura 87.





CAPITULO 5 - SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA

5.1 INTRODUCCION

El sistema de almacenamiento de energía asociado a un SCEE, hasta el momento, ha demostrado que sus ventajas, si es que existe alguna, son mínimas, considerando el incremento de costo del sistema total.

En las aplicaciones de pequeña capacidad, el banco de baterías cons tituye el sistema convencional de almacenamiento de energía. Siendo relativamente caro el costo del Kwh de un sistema completo aerogenerador-banco de baterías (e inversor en otros casos), se compensa por el valor dado a esta energía en función de las necesidades que satisface y su ventaja respecto a otras alternativas de generación eléctrica. En la siguiente sección de este capítulo se hace una amplia revisión de los bancos de baterías de plomo-ácido, para su correcta selección en es te tipo de aplicaciones.

En la actualidad se dedican importantes esfuerzos de desarrollo de otros tipos de acumuladores eléctricos, tanto para vehículos eléctricos como para aplicación en energía eólica, y será necesario estar atentos a estos desarrollos.

En lo que respecta al almacenamiento de energía en una escala mu cho mayor, ésta se ve factible, no como respaldo al aerogenerador en sí, sino como nuevas alternativas para sistemas eléctricos orientados al aumento de la capacidad de almacenamiento.

El almacenamiento de energía se asocia más al concepto de ahorro de otro tipo de energético y al aumento de capacidad al almacenar energía en períodos de baja demanda para suministrarla al sistema al ocurrir la demanda pico.



Las aplicaciones de almacenamiento de energía, en sistemas de gene ración eléctrica con aerogeneradores acoplados a un sistema eléctrico de mayor capacidad, son:

- a. Rebombeo de agua asociada a plantas hidroeléctricas,
- b. Compresión de aire en cavernas, asociado a plantas turbogas mo dificadas,

en el futuro:

- c. Hidrólisis de agua para obtener hidrógeno, almacenamiento en hidruros y aprovechamiento en celdas de combustible,
- d. Supervolantes,
- e. Otras.

5.2 ALMACENAMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA EN UN BANCO DE BATERIAS

5.2.1 Aspectos Generales

Existen varios tipos de baterías o acumuladores de plomo-áci do, comercialmente disponibles y cada uno de ellos está diseñado para un tipo específico de duración y servicio. Esto nos lleva a caer, inicialmente, en la tentación de seleccionar el tipo de acu mulador más económico. Sin embargo, el más económico en la insta lación, no significa el sistema de más bajo costo anual, durante su vida útil. Mucho más importante aún es que una selección inadecuada de acumuladores para el sistema de almacenamiento dará co mo resultado una vida útil corta y un excesivo mantenimiento, lo que se reflejará negativamente en el costo del sistema total.

En esta parte se presentarán ampliamente las características óptimas de las baterías de plomo-ácido requeridas para una re serva de 5 o 20 días y compararlas con las:

- a. Baterias automotrices standard
- b. Baterías automotríces selladas (libres de mantenimiento)
- c. Baterías standard de trabajo pesado y marinas



- d. Baterías de vehículos eléctricos
- e. Baterías de montacargas industriales
- f. Baterías estacionarias.

Adicionalmente se presentan amplias consideraciones relativas a la seguridad del personal y el equipo, así como también con respecto al manejo y uso de baterías de plomo-ácido.

5.2.2 La Batería de Plomo-Acido de Placa Empastada

Esta batería está compuesta de placas positivas y negativas, separadores aislantes entre ellas, y en algunos casos retenedores de pasta en las placas positivas y un electrolito como el ácido sul fúrico. Las placas positiva y negativa están hechas de una aleación de plomo, las cuales forman una rejilla o marco dentro del cual es aplicado el material activo de óxidos de plomo. Esos óxidos, cuando se aplican, tienen consistencia de pasta; de ahí el nombre de placa empastada.

La aleación de plomo para la rejilla, el grosor de ésta y la densidad del material de la pasta activa tienen un significativo efecto en la capacidad, requerimientos de mantenimiento y vida útil. Adicionalmente, la apropiada selección de la densidad del electroli to puede proporcionar un incremento en la capacidad, protección contra la congelación y recargabilidad.

Obviamente, varias consideraciones están involucradas cuando se selecciona una batería para proporcionar el máximo de vida útil y muchas de esas consideraciones se relacionan con la aplicación es pecífica.

Consideremos los requerimientos de dos tipos básicos de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica; el de reserva de energía para 5 días y de reserva para 20 días.

El dimensionamiento del banco de baterías deberá ser al menos de 1.2 x ampere-horas de reserva requerida para alimentar 5 o 20 días; ésto limita la profundidad de descarga al 80%. La limitación de la profundidad de descarga reduce la posibilidad



de daño en las placas por descarga excesiva, mejora la recargabilidad y ofrece alguna protección a la congelación.

Reserva para 5 días	Reserva para 20 días						
Capacidad A-H requeridos/día x	-Capacidad A-H requeridos/día)						
1.2 x 5 (mínimo).	1.2 x 20 (mínimo).						

-Ciclo.- . Máximo normal de 17% de ciclo diario (Ciclo mediano). En realidad puede ser menor debido a alguna producción del aerogenerador durante el período.

-Ventilación natural sin restricciones.

-Inspección semanal o mensual.

-Temperatura de congelación por 15 días.

-Temperatura de congelación por 15 dias.

En la determinación del tipo de batería para cada una de las aplicaciones antes mencionadas, aparecen tres diferencias bá sicas en sus requerimientos técnicos; profundidad de descarga má xima posible en el ciclo diario de 17% vs 4.2%; accesibilidad y permisibilidad de mantenimiento; y, por último, las condiciones existentes de ventilación del recinto.

Consideremos ahora el tipo de componentes en una batería y su efecto en su servicio como en las características relacionadas con el conjunto de requerimientos mencionado.

5.2.2.1 Aleación de la reja de plomo

El marco enrejado de la placa debe ser lo suficientemente fuerte, no solamente para soportar el peso de los materiales activos, sino también para resistir el manejo durante su fabricación, etc. Por lo tanto, en lugar de usar



x

-Ciclo.- Máximo normal de 4.2% de ciclo diario (Ciclo pequeño). Real mente menor debido a alguna produc ción del aerogenerador durante el período.

-Ventilación restringida dentro del recinto del Banco.

-Inspección semestral.

calcio o estroncio.

Las rejillas de aleación de plomo-ácido y plomo-estroncio actúan eléctricamente como si fueran de plomo puro, ésto es, son químicamente neutras en la batería, dando como resultado un muy bajo consumo de agua y generación de gas, además una corriente flotante de carga más baja para mayores voltajes de carga.

Más aún, las aleaciones de plomo con calcio o estron cio no se corroen tan marcadamente como las de aleación de plomo-antimonio. Sin embargo, mientras que los enrejados de plomo-calcio y plomo-estroncio proporcionan un servicio flotante superior y mayor ciclo de vida, no son generalmente re comendados para proporcionar más de un 5% por día de profundidad de descarga.

Los enrejados de plomo-antimonio tienen las desventajas de no solamente mayor consumo de agua y generación de gas, requerimientos de corriente flotante, y velocidad de co rrosión de la rejilla, sino de que esas características se incrementan varias veces a través de su vida.

Por otra parte, se ha encontrado que el antimonio tiene un efecto favorable con respecto a la cohesión de la pasta a la rejilla positiva, y que ésta es menos susceptible de deformación y crecimiento durante los ciclos de car ga-descarga. Consecuentemente, usando rejas con aleaciones de plomo-antimonio, se tiene una mayor duración del pe ríodo de vida útil, para moderados y profundos ciclos de carga-descarga en comparación con aleaciones de plomo-calcio y plomo-estroncio.

5.2.2.2 Espesor de rejas y placas

Uno de los modos normales de falla de una celda es la corrosión de la reja positiva. Eventualmente, la reja de plomo puede efectivamente entrar en la reacción electro-



química de la batería y ello la corroe. Esta corrosión pue de continuar hasta el punto de desmoronarla. De este modo la pasta pierde contacto con la rejilla, se desprende y cae al receptor de sedimentos del fondo de la batería. Esta co rrosión de la rejilla es acelerada a través del proceso car ga-descarga y con sobrecargas. Obviamente, mientras más gruesa sea la rejilla, aún cuando exista todo lo anterior, se alarga su vida útil. Sin embargo, es más práctico en ciertos diseños usar más rejillas, aunque más delgadas, den tro del limitado volumen permitido de la celda, donde una capacidad muy alta es requerida o pueden haber sobrecorrien tes.

5.2.2.3 La densidad de la pasta y su retención

. .

, **.**

Dos aspectos como la capacidad y ciclo de vida son afectados por la densidad de la pasta del material activo, aplicado a la rejilla durante su fabricación. La consisten cia inicial de la pasta, los tipos de óxidos usados y el pro cesamiento de la placa afectan la densidad y porosidad de las placas completas. Una pasta de más baja densidad resul ta con mayor capacidad inicial, dado que será más porosa y proporcionará mayor área superficial de placa para reaccionar rápidamente con el electrolito. Sinembargo, con más ba ja densidad, es menos fuerte y más susceptible de desprenderse poco a poco, dando como resultado una excelente vida para ciclos rápidos superficiales y poca vida para ciclos profundos y lentos.

Para una vida mayor en ciclos profundos, como la que se requiere en vehículos eléctricos, en montacargas industriales, y las del tipo estacionario para servicio cícli co, es usada una pasta de mayor densidad con algún sacrificio en la capacidad inicial. Cuando placas de mayor espesor son combinadas con pasta de mayor densidad, la vida útil es incrementada tanto en términos de tiempo como en ciclos de uso.

Dado que se acelera el desgaste de la pasta en las placas positivas, durante el transcurso de los ciclos car-



ga-descarga, se necesita tomar algunas precauciones especia les para la retención del material desprendido de la superficie de la placa, previniendo que flote en el electrolito o se acumule en el fondo y pueda cortocircuitar las placas. En una batería automotriz típica, esta previsión usualmente no se toma para retener la pasta, ya que ésta no está desti nada a uso de ciclo profundo y tiene por diseño una vida re lativamente corta. Típicamente, las placas de esta clase de baterías están aisladas únicamente usando hojas de celulosa tratado o hule microporoso de PVC. En las baterías di señadas para "larga vida" y utilización cíclica, esos separadores son usados en combinación con mallas superficiales de fibra de vidrio o cubiertas plásticas sobre las placas positivas, para asegurar y retener el material activo. La aplicación de la batería, la densidad de la pasta y la vida útil esperada se reflejarán en el costo de la misma.

5.2.2.4 Densidad y reserva del electrolito

Una celda usada para una descarga pequeña de larga duración (más de 8 hrs) deberá tener una dotación "extra" de electrolito.

La reserva de electrolito, en la celda, deberá tener una densidad mayor al final de la descarga que una celda con deficiencia de electrolito. Esta reserva permite fac tibilidad de descarga y cierto grado de protección a la con gelación.

Incrementando la densidad en la celda completamente cargada (por ejemplo de 1.300 a 1.180) se incrementa su capacidad. Esto también proporcionará protección extra con tra la congelación en su utilización en climas fríos, dado que la densidad cuando está cargada es también mayor propor cionalmente. Típicamente, la densidad de una celda caerá entre 0.800 y 0.120 durante una descarga de 8 hrs (por ejem plo de 1.300 a 1.180). En la tabla 5 se muestran las tempe raturas de congelación para distintas densidades del electrolito. Obviamente, la temperatura de operación de la ba-

O; 151

tería debe ser considerada cuando se seleccione la densidad para plena carga, así como descarga. En un medio ambiente de 10°F la batería no deberá ser descargada por abajo de una densidad de aproximadamente 1.180.

TABLA 5

PUNTOS DE CONGELACION DEL ELECTROLITO

Densidad del Electrolito	Punto de Congelación del Electrolito
1.100	+ 18°F
1.160	+ 1°F
1.200	- 17°F
1.220	- 31°F
1.300	- 95°F

5.2.2.5 Contenedores

Las baterías están generalmente disponibles en cajas hechas de hule duro, polipropileno o policarbonatos. Desde el punto de vista de mantenimiento, la caja deberá ser translúcida o transparente de tal forma que el nivel de electrolito sea fácilmente visible. Si se permite que una celda funcione con bajo nivel de electrolito, exponiendo al aire parte de las placas, el porcentaje de capa cidad que se pierde es igual al porcentaje de superficie de las placas que queda expuesto. Este criterio desecha el uso de cajas opacas de hule duro. Adicionalmente, des de el punto de vista de la seguridad, los contenedores de polipropileno y policarbonato son mucho más durables y re sistentes al daño durante su manejo, que las cajas de hule duro y por tanto son preferibles.

5.2.2.6 La gasificación en la batería y ventilas de seguridad

Tan pronto como la batería se aproxima a su plena carga, una cierta cantidad de la corriente de ésta es consumida en la electrólisis del agua del electrolito, descom poniéndose en hidrógeno y oxígeno. Una concentración de



4% de hidrógeno en el aire forma una mezcla explosiva. Da do que el volumen limitado por el nivel del electrolito y la tapa de la celda se llena de una mezcla de oxígeno e hi drógeno, debe ser impedida la entrada de chispas a la celda. Esta es la función de las ventilas de cerámica con ex tinción de flama en las baterías estacionarias.

También es significativo hacer notar que el cuarto donde se localizan las baterías, debe tener ventilación natural o forzada hacia el exterior, para asegurar que no exista riesgo de explosión en el mismo. A 77°F y una atmósfera de presión, el gas producido puede ser calculado según:

= $0.000269 \frac{\text{Pies}^5}{\text{minuto}} \times \frac{\text{corrience de carga fi}}{\text{nal de "flotación"}}$ tasa máxima de producción de gas x número de celdas

La corriente típica final de "flotación" por cada 100 A.H. de capacidad del banco, para los voltajes especificos de carga, están mostrados en la tabla 6. La corrien te de flotación y consecuentemente la tasa de gasificación es significativamente mayor para baterías de rejilla de plo mo-antimonio que para las de plomo-calcio.

TABLA 6 CORRIENTE DE SUSTENTACION EN AMPERES

por 100 A.H. Voltaje	de Capacidad plomo-antimonio	a razón de 8 hrs. plomo-calcio/estroncio
2.15	.030120	
2.17	.040160	.004
2.20	.052210	.006
2.23	.075300	.008
2.25	.110440	.011
2.27	.120480	.012
2.33	.200960	.024



Las prácticas normales de seguridad eléctrica deberán ser empleadas cuando se trabaja con baterías de plomo-ácido. La contingencia peligrosa puede ser por los altos voltajes presentes, así como porque las baterías de plo mo-ácido tienen una gran capacidad de corriente en corto circuito. Típicamente, las baterías pueden producir un am peraje en corto circuito de 9 a 10 veces, la especificación de la capacidad para 8 horas. (Una batería de 100 A.H. tiene corrientes de 1000 amperes en corto circuito). Esta es suficiente para fundir terminales, extensibles de r<u>e</u> loj, anillos, etc. Use siempre herramientas aisladas cua<u>n</u> do trabaje con una batería.

En segundo lugar, recuerde que la celda contiene un electrolito de ácido sulfúrico. Use siempre guantes de hule, lentes y ropa protectora cuando maneje baterías de plomo-ácido. Asegúrese de que el cuarto de baterías contiene un lava-ojos de emergencia y alimentación de agua.

5.2.2.8 Selección de la batería

Ahora que hemos revisado las características básicas de diferentes tipos de celdas, y conocemos los requerimientos de un sistema de almacenamiento de energía para 5 y 20 días, será una tarea fácil seleccionar la batería ideal para cada aplicación usando la tabla comparativa nú mero 7.

5.2.2.9 Resúmen de observaciones

- a. El ciclo de vida se extiende sobredimensionan do la batería, lo que en efecto se produce es ciclos más superficiales.
- b. El banco de baterías deberá estar dimensionado para operar a la más baja temperatura esp<u>e</u> rada, en la cual su capacidad efectiva está r<u>e</u> ducida. Esto efectivamente sobredimensiona

	Consideraciones primarias de diseño y Aplicación recomendada	300 amp. por 30 seg. a 1.2 V/C; cn- cendido metores de gasolina, volumen medio y ciclo superficial periódico.	Igual que el anterior, con reducido consumo de agua y gasificación.	EL agua chisualida ilo pocot ser 10 puesta.	Alto Amperaje para 90 seg. a 1.0 V/C, encondido de motores diesel, resisten te a la vibración, ciclo periódico su perficial y moyor vida útil que las anteriores.	75 amp. a 1.75 V/C; similar a las de trabajo posado, pero para una descar- ga diaria más profunda.	Descarga diaria profunda, vibracio- nes, etc., resistente contrapeso del vehículo.	Energía de respaldo confiable, carga continua de sustententeción, larga vida en años, facilidad de instalación.	Lo mismo que la anterior con más la <u>r</u> ga vida y bajo mantenimiento.	Ciclo medio profundo con mantenimien to.	Ciclo superficial con mantenimiento.
ACIDO	пэ вbiV пээвтIA	Pobre	Regular	Buena		Pobre	. •	Pobre	Buena	Pobre	Buena
-OMOLI	(continut) (continut) (continut)	alda	recomenda	o _N		Regular		Buena	Excelente	Bucna	Excelents
IAS DE	vida para ciclos moderados y profundos (Continua)	əIdi	recomenda	oN		Regular	Excelente	Buena	Pobre	Excelente	Pobre
BATERJ	Rapidez de corrosión de rejillas	Media	Baja	Muy Baja		Mcdia		Media	Muy Baĵa	Media	Muy Baja
CAS DE	Consumo de agun y Gasifissôn	Alta	Media	Bája		Alta		Media a Alta	Muy Raja	Media a Alta	Muy Baja
S TIPI	la obresi Capacidad Cipico	ула• ý	HA 001 15 0	2 221 09	0 & 200 AH a tazői de 20 hrs.	20 3 140 MH 8 3 hrs.		ा भुरायद	N 002.5 I	; OL	
ISTICA	Ventilas de Seguridad 26 Sel das			etante	car con fab	ifirəV)te	isalisu eV		
RACTER	Material Pipico del Contenedor	o o onsliq	b 91th Pordilo9	pileno Polipro-	Jeno Jeno	rub əlufi iqorqiloq	eldas de prenedo eldas de eldas de	re ponato cc te te te te	n), Polica	WS) (one)	liqorqi foʻl
I DE C∧	Pensidad Tipica a Plena Carga			1.265						1.225	a
VRACTON	Retención de pasta y sepa coidit robri	pyc e separa- clulosa	Fibra de (solament dor de	ubierta de IVC -sig (+) (+)	y cubier-	ic fibra celu oroso, reten a de vidrio (+),	eparadores d b hule microp alla de fibi al DVP er al	ta de n-ra de se hu- ge hu- ge hu- ge	eparadore e micropo la de fib idrio.	S ofundob I officant, I o officant, I -nob offi V	Separadores microporoso de fibra de vid 136 di prati
COMP/	bebienoti ob eciqij eteng al		baja	_ _	baja a međia	media	a alta		Media	Nedia	Alta Alta
	tosoqe Tipico de Ellifor ni	-04 	to	.065	.075 a 150	. 075 a a	.250		.160	et	.310
	Alcación de la jilla de plomo	ол В	baja	503	8 5	ts.	ß	Sb	5.05	s s	S o S
	Tipo de Baterío	Automotriz	Automotriz Libre de	Spriteni miento (Sellada)	Trabajo Pesado Dicsel /	Marino Vehículo Eléctrico o currito	de golf Nontacarga Industrial		Estacionaria pormal	Ëstacionaria Optinizada	para aplica- ciones do e- nergía solar o eólica

TABLA 7





el banco para su trabajo en condiciones menos frías, con el resultado de operar en ciclos más superficiales.

- c. Elevar la densidad proporciona capacidad extra y protección a la congelación.
- d. Rejillas más gruesas extienden la vida de la batería y resistencia a daño por sobrecarga.
- e. Use sistemas de rejillas con aleaciones de cal cio o estroncio, para descarga superficial y aplicaciones de bajo mantenimiento.
- f. Use rejillas con aleación de antimonio para ciclos moderados o profundos donde el manteni miento es aceptado.
- g. Una batería de larga vida deberá incluir dispo sitivos de retención de pasta en las placas po sitivas.
- h. Por seguridad, las celdas de la batería deben incluir ventilas con extinción de flama.
- i. Para el personal de mantenimiento, así como para el cuarto de baterías, se deberán propor cionar las providencias adecuadas de seguridad.
- j. Durante el mantenimiento rutinario agregue úni camente agua destilada a las celdas al ajustar el nivel del electrolito.
- k. Periódicamente verifique, con la batería completamente cargada "cargándose", el voltaje y densidad en cada celda, para asegurarse que no se está abusando de la batería a través de sobrecarga o deficiencia de ella.

Traducción de:

"Selection and Application of Pasted Plate Lead-Acid Batteries for Wind and Solar Power Energy Storage"

conversor de energía eólica.



by

Thomas E. Ruhlmann GLOBE UNION INCORPORATED

El Anexo V de este documento contiene el dimensionamiento de un banco de baterías para almacenar energía proveniente de un sistema



CAPITULO 6 - ESQUEMÁS DE UTILIZACION DE LA ENERGIA EOLICA

5.1 INTRODUCCION

Los dos inconvenientes básicos en la utilización de la energía e $\underline{6}$ lica son:

- a. Su baja densidad
- b. Su intermitencia e impronosticabilidad.

En las aplicaciones directas de la energía eólica, tales como bom beo de agua y molienda de granos, esta intermitencia no es importante. Sinembargo, en las aplicaciones de generación de electricidad esta alea toriedad adquiere mayor importancia.

De esta manera, en la generación de electricidad a través de SCEE, es necesario buscar la configuración del sistema, de manera que minimi ce el efecto indeseable de esta característica de la energía eólica.

Bajo esta consideración, los esquemas básicos de utilización de SCEE para producción de electricidad son dos:

- a. Sistema aislado
- más grande en capacidad.
- 6.2 SISTEMAS AISLADOS

Los sistemas aislados pueden tener tres configuraciones:

a. Aerogenerador - carga

b. Sistema acoplado a una red eléctrica, por lo menos 10 veces



- b. Aerogenerador / sistema de almacenamiento carga
- c. Aerogenerador / sistema de respaldo carga.

En la primera de ellas, la energía eléctrica generada se aplica di rectamente a una carga, en la cual lo significativo es el efecto acumulado. Se puede tratar de una carga resistiva para proporcionar calefac ción ambiental o para procesos, puede ser en hidrólisis de agua para hidrógeno o cualquier otra reacción electroquímica, así como en protección catódica a gasoductos y oleoductos, entre otras.

La segunda configuración constituye la aplicación clásica del banco de baterías, que acumula energía mientras la demanda (carga) es baja para proporcionarla cuando la demanda es alta y/o la generación es defi ciente o nula.

La tercera configuración, cuando el aerogenerador es utilizado en conjunto con otra fuente autónoma de energía, que puede ser de tipo no convencional o convencional, tiene por objeto proporcionar una compensa ción de las desventajas de cada uno de los sistemas, orientada a aumentar la confiabilidad y disponibilidad de energía del conjunto, así como reducir costos totales. Este es el caso de un aerogenerador acoplado a un motogenerador diesel, cuyo régimen de trabajo y consumo de combustible estarán en función inversa de la disponibilidad de energía eólica, reflejándose ésto en mayor vida útil para la máquina de combustión interna y menor consumo de combustible.

6.3 SISTEMAS ACOPLADOS A UNA RED ELECTRICA

En general, los sistemas acoplados a la red eléctrica tienen el ob jeto de aportar energía a ella, implicando en un ahorro de otros energé ticos para la empresa eléctrica.

Para máquinas de pequeña y mediana capacidad, acopladas a la red eléctrica, el generador de inducción se considera la mejor opción. Para casos de aerogeneradores mayores que 1 MW, interconectados a la red, en forma individual o en conjuntos; el generador síncrono es la alterna tiva aparentemente más adecuada.

Tratándose de máquinas de pequeña y mediana capacidad según el es quema de generación de velocidad variable-frecuencia constante, este



acoplamiento puede hacerse a través de rectificación y posterior inver sión síncrona.

De esta manera, podemos mencionar que el acoplamiento de un SCEE a una red eléctrica, es directa a través de generación en frecuencia síncrona o indirecta a través de un enlace rectificación-inversión síncrona.

6.3.1 Acoplamiento a través de Equipo de Inversión Síncrona

Los sistemas acoplados a la red eléctrica, los podemos con siderar en general de dos tipos:

- to de energía;
- sión síncrona.

En el caso b, la utilización de equipo electrónico para la conversión de CD a corriente alterna síncrona, a través de un inversor síncrono, requiere tomar las precauciones debidas consi derándose, en particular, las impedancias de la fuente de energía (por ejemplo: alternador, generador o banco de baterías). la red de filtrado del inversor y de la red eléctrica, tanto a la frecuencia fundamental (60 hz) como para sus armónicas superiores; las que deben ser conocidas con precisión.

Las observaciones que se han tenido con equipos de esta naturaleza, en aerogeneradores de mediana capacidad, son las siguientes:

- del generador.

a. Generación de CA síncrona, con o sin acondicionamien-

b. Generación de CA variable por rectificación e inver-

a. En el circuito del alternador se desarrollan corrientes armónicas y en cuadratura, que provocan calentamiento de sus embovinados y alguna reducción en la eficiencia

b. La eficiencia del inversor, así como su factor de poten cia se reducen al alimentarse con baja potencia y/o bajos niveles de voltaje de entrada.



- c. Un banco de baterías en paralelo con la entrada del inversor mejora la eficiencia y el factor de potencia. El uso de baterías de almacenamiento también permite utilizar un inversor de menor capacidad, ya que el banco de baterías absorbe el exceso de energía en períodos de vientos fuertes. Adicionalmente, un banco de baterías, puede significar energía almacenada en caso de fa lla en el sistema eléctrico.
- d. La forma de la onda de voltaje de salida es prácticamen te senoidal. En tanto que la forma de onda de la corriente se asemeja a una serie de pulsos redondeados. Las armónicas en las ondas de voltaje y corriente no son independientes unas de otras; sinembargo, están estrecha mente controladas por:
 - Las impedancias del inversor, voltajes y ángulo de disparo,
 - Las impedancias armónicas del sistema eléctrico en el punto de conexión
- e. Las formas de onda en la red eléctrica pueden contener considerables armónicas, dependiendo si existen conecta dos otros equipos de alta potencia con regulación por control de fase, tales como reguladores por conmutación, controles de motores, hornos de arco, etc. Las pruebas de la distorsión armónica en el inversor no son signifi cativas a menos que lo sea también la existente en la red eléctrica.
- f. La capacitancia de las líneas en red, así como capacito res para corregir factor de potencia, tienen gran influencia en las armónicas, dado que a mayores frecuencias, las reactancias capacitivas tienen efectos predominantes. El resultado es que algunas armónicas, aquellas que ocurren a frecuencia de resonancia, serán amplificadas mientras otras pueden ser atenuadas.

En el circuito equivalente, el inversor está repre sentado como un generador de corriente alimentando corriente a la enésima armónica dentro de un circuito pa ralelo, formado por la reactancia de la red eléctrica



y la reactancia del capacitor. Bajo estas condiciones, por ejemplo, se ha tenido resonancia a la 7ª armónica, con un inversor suministrando 20 KW en una red con una capacitancia de 980 KVAR.

Las impedancias armónicas en cualquier punto de distribución de la red eléctrica cambian con el tiempo en función de las cargas conectadas. Por ejemplo, car gas de motores de inducción, junto con capacitores para corregir factor de potencia, forman un circuito resonante paralelo. Cuando la carga del motor es desconectada, los capacitores forman un circuito resonante serie con la inductancia del transformador.

En resumen, debemos ciudar que las pruebas de equi po de conversión síncrono sean realizados muy cuidadosamente para controlar el efecto de tales armónicas.

sido usados con éxito.

6.3.2 Aerogeneradores Acoplados Directamente a la Red

La importancia de grandes aerogeneradores acoplados a una red eléctrica radica en que pueden aportar grandes cantidades de energía, que de alguna manera repercute en ahorro de agua o combustible para la empresa eléctrica que los opera.

Se estima que trabajando con una capacidad instalada total de aerogeneradores que no rebase el 10% de la capacidad instalada total del sistema, la inestabilidad de potencia de la generación eléctrica, con aerogeneradores, no introduce ningún efec to desestabilizador en el sistema total.

Es la capacidad del sistema eléctrico para absorber varia ciones en los flujos de potencia, lo que nulifica las caracterís ticas de inestabilidad e impronosticabilidad por parte de la energía eólica.

g. La protección contra descargas eléctricas, a ambos lados de un sistema de inversión síncrono con SCR, es esencial. Fusibles de alta velocidad y pararrayos han



CARACTERISTICAS Y COEFICIENTES DE REACCION DE PERFILES NACA

2

ANEXO I





NACA 4412

(posiciones y ordenadas dadas en porcentajes de la cuerda del perfil)

super	ior	superficie inferior					
posición	ordenada	posición	ordenada				
0 1.25 2.5 5.0 7.5 10 15 20 25 30 40 50 60 70 80 90 95 100 100	0 2.44 3.39 4.73 5.76 6.59 7.89 8.80 9.41 9.76 9.80 9.19 8.14 6.69 4.89 2.71 1.47 (0.13)	$\begin{array}{c} 0\\ 1.25\\ 2.5\\ 5.0\\ 7.5\\ 10\\ 15\\ 20\\ 25\\ 30\\ 40\\ 50\\ 60\\ 70\\ 80\\ 90\\ 95\\ 100\\ 100\\ 100\\ \end{array}$	$\begin{array}{c} 0 \\ -1.43 \\ -1.95 \\ -2.49 \\ -2.74 \\ -2.86 \\ -2.88 \\ -2.74 \\ -2.50 \\ -2.26 \\ -1.80 \\ -1.40 \\ -1.00 \\ -0.65 \\ -0.39 \\ -0.22 \\ -0.16 \\ (-0.13) \\ 0 \end{array}$				

NACA 4415

(posiciones y ordenadas dadas en porcentajes de la cuerda del perfil)

super supe	superficie super superior infe							
posición	ordenada	posición	ordenada					
$\begin{array}{c} 0\\ 1.25\\ 2.5\\ 5.0\\ 7.5\\ 10\\ 15\\ 20\\ 25\\ 30\\ 40\\ 50\\ 60\\ 70\\ 80\\ 90\\ 95\\ 100\\ 100\\ 100\\ \end{array}$	3.07 4.17 5.74 6.91 7.84 9.27 10.25 10.92 11.25 10.53 9.30 7.63 5.55 3.08 1.67 (0.16)	$\begin{array}{c} 0 \\ 1.25 \\ 2.5 \\ 5.0 \\ 7.5 \\ 10 \\ 15 \\ 20 \\ 25 \\ 30 \\ 40 \\ 50 \\ 60 \\ 70 \\ 80 \\ 90 \\ 95 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \end{array}$	$\begin{array}{c} 0 \\ -1.79 \\ -2.48 \\ -3.27 \\ -3.71 \\ -3.98 \\ -1.18 \\ -4.15 \\ -3.98 \\ -3.75 \\ -3.25 \\ -2.72 \\ -2.14 \\ -1.55 \\ -1.03 \\ -0.57 \\ -0.36 \\ (-0.16) \\ 0 \end{array}$					
radio L.E.: 2.48 Inclinación del radio por: 0.20								





	\sim				_																				
	adas en 1 perfil	icie ior	ordenada	0	-3.472	-4.656	-6.066	-6.931	-7.512	-8.169	-8.416	+8.411	-8.238	-7.606	-6.698	-5.562	-4.312	-3.003	-1.655	-0.961	0				: 0.20/
1424	enadas d uerda de	superf infer	posición	0	1.970	3.464	6.225	8.847	11.389	16.326	21.142	25.889	30.599	40.000	49.765	59.595	69.513	79.536	89.680	94.804	100.000				adio por.
NACA 4	les yord de la c	icie	ordenada	0	3.964	5.624	7.942	9.651	11.012	13.045	14.416	15.287	15.738	15.606	14.474	12.674	10.312	7.447	4.099	2.210	•••••		_	5.: 6.33	lõn del r
	(posicio rcentaje	superf super	posición	0	0.530	1.536	3.775	6.153	8.611	13.674	18.858	24.111	29.401	40.000	50.235	60.405	70.487	80.464	90.320	95.196	100.000			radio L.	Inclinaci
	cd																								
	adas en l perfil)	lcie ior	ordenada	0	-2.42	-3.48	-4.78	-5.62	-6.15	-6.75	-6.98	-6.92	-6.76	-6.16	-5.34	-4.40	-3.35	-2.31	-1.27	-0.74	(-0.22)	0			: 0.20
1421	lenadas da uerda de	superfi inferi	posición	0	1.25	2.5	5.0	7.5	10	15	20	25	30	40	50	60	70	80	06	95	100	100		2	radio por
NACA 4	nes y ord s de la c	ficie rior	ordenadan	:	4.45	5.84	7.82	9.24	10.35	12.04	13.17	13.88	14.27	14.16	13.18	11.60	9.50	6.91	3.85	2.11	(0.22)	:		E.: 4.8.	ion del
	(posicio rcentaje	super	posición	0	1.25	2.5	5.0	7.5	10	15	20	25	30	40	50	60	20	80	90	95	100	100		radio L.	Inclinac
	bc																							• •.) .	
	ladas en 1 perfil)	icie ior	ordenada	0	-2,11	-2.99	-4.06	-4.67	-5.06	-5.49	-5.56	-5.49	-5.26	-4.70	-4.02	-3.24	-2.45	-1.67	-0.93	-0.55	(-0.19)	0			r: 0.20
4418	denadas d cuerda de	superf infer	posición	0	1.25	2.5	5.0	7.5	10	15	20	25	30	40	50	60	70	80	06	95	100	100		9	radio po
NACA	nes y or s de la	ficie rior	ordenada	:	3.76	5.00	6.75	8.06	9.11	10.66	11,72	12.40	12.76	12.70	11.85	10.44	8.55	6.22	3.46	1.89	(01.0)	•		.Е.: 3.5	cion del
	(posicio rcentaje	super supe	posición	0	1.25	2.5	5.0	7.5	10	15	20	25	30	40	50	60	70	80	06	95	100	100		radio L.	Inclina
	Ъ																								

0 168

O; 169





Of 170





3

2.0

CL |

0.8

4.0

20





NACA 4418

60	60	ø
0	0	0
-	-	
Ø,	Ś	Ŕ
20	5	麟
-	9	
٥c	۵Ľ	۵Z
ö	ġ	ö



A-5





0¹⁷²





c۵	ø	ø
0	0	0
	-	
Ø,	ø	F)
8	Ņ	1
Ð	0	<u>ن</u>
œ	۲,	œ
e.	ė	



valores del coeficiente de potencia (C_p) en funcion de la velocidad del extremo del alabe (λ_0) para distintos numeros de alabes (B) y para distintos valores de CD/CL

ANEXO II









COEFICIENTE DE POTENCIA



•











O 182







O; 184







O: 186







O 188



O; 189



O; 190

O! 191



VALORES DEL ANGULO ¢ (ANGULO ENTRE LA VELOCIDAD RELATIVA W RESPECTO AL PLAN DE ROTACION A UNA DISTANCIA R)

ANEXO III





λ_r	φ	(1-cos¢)
10.00	3.807	0,00220
9.75	3.904	0,00232
9.50	4.006	0,00244
9.25	4.113	0,00258
9.00	4.227	0,00272
8.75	4.347	0,00288
8.50	4.473	0,00305
8.25	4.607	0,00326
8.00	4.750	0,00343
7.75	4.902	0,00368
7.50	5.063	0,00390
7.25	5.236	0,00417
7.00	5.420	0,00447
6./5	5.618	0,00480
6.50	5.831	0,00517
6.00	6.060	0,00339
5 75	6.500	0,00605
5 50	6 870	0,00008
5 25	7 190	0,00710
5 00	7 540	0,00765
4.75	7.926	0,00955
4,50	8.353	0.01061
4.25	8.827	0,01184
4.00	9.357	0,01336
3.75	9.954	0,01505
3.50	10.630	0,01716
3.25	11.402	0,01774
3.00	12.290	0,02292
2.75	13.322	0,02691
2.50	14.534	0,03200
2.25	15.975	0,03862
2.00	17.710	0,04739
1.75	19.830	0,05930
1.50	22.460	0,07585
1.25	25.773	0,09948
1.00	30.000	0,13397
0./5	35.420	0,18507
0.50	42.290	0,26025
0.25	50.04Z	0,30384
0.00	00.000	υ,Σ

...





PRUEBAS DE MODELOS REDUCIDOS DE ROTOR DARRIEUS EN TUNEL DE VIENTO (REALIZADAS POR LA PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE RIO DE JANEIRO, BRASIL)

~

ANEXO IV



PRUEBAS DE MODELOS REDUCIDOS DE ROTOR DARRIEUS EN TUNEL DE VIENTO (realizadas por la Pontificia Universidad Católica de Rio de Janeiro, BRASIL)

La construcción, montaje, instalación y prueba de un rotor eólico son generalmente caros y de resultados imprevisibles si no se conoce de antemano las curvas de potencia de este rotor. Por lo tanto, siempre que se desee instalar un molino de viento, se debe conocer sus características.

Con la finalidad de prever la potencia generada por rotores eólicos, la utilización de modelos reducidos es, sin duda, una alternativa simple y principalmente barata. Los resultados obtenidos en tales experiencias pueden posteriormente ser extrapolados para rotores más gran des, garantizando así la selección acertada del mejor rotor. Este pro cedimiento viabiliza la investigación, a costos relativamente bajos.

En este anexo se presenta un proceso desarrollado por la Pontificia Universidad Católica de Rio de Janeiro para determinar las curvas características de lor rotores de eje vertical. Braga (bibl. A II-1), realizó experiencias con rotores Darrieus variando su solidez.

Se probaron cuatro tipos de rotores de dos láminas. Los resultados son presentados en una forma dimensional, o sea, son suministrados en forma de coeficiente de potencia, dado por

 $C_{\rm p} = \frac{\rm P}{1/2 \ \rho \ A \ V_{\rm m}^3}$

y relación de velocidades

$$\lambda = \frac{\omega R}{V_{\infty}}$$

en donde: P = Potencia generada por el rotor

- A = Area barrida por el rotor
- V_{∞} = Velocidad del viento
- R = Radio máximo del rotor
- ρ = Densidad del aire
- ω = Velocidad angular del rotor



CONSTRUCCION DE MODELOS 1.

La primera decisión a ser tomada constituyó en la elección del tipo de perfil. Dentro de los modelos normalmente utilizados, o sea NACA 0012, NACA 0015 y NACA 0018, y de posesión de las curvas de los coeficientes de sustentación y arrastre presentados por Abbott y Doenhogg (bibl. AII-9) y por Fox y MacDonald (bibl.AII-10), se optó por el primer tipo de perfil antes indicado. Esta elección proporciona un rotor más liviano, más eficaz y de costo más bajo debido al menor empleo de material. Es por ello necesario un mayor ciudado en lo que se refiere a resistencia mecánica.

Como se demuestra en la figura II.1, el perfil NACA 0012 es simétri co en relación a su línea de centro.





En la tabla A presentada a continuación se relacionan las dimensiones x/c y y/c, en donde "x" y "y" son respectivamente la abcisa y la ordenada de la sección del perfil y "c" es la longitud de su cuerda. Informaciones más detalladas sobre el perfil NACA 0012 se pueden encontrar en la bibliografía AII-9 y en el Anexo I de este documento.

El valor de la cuerda "c" del perfil es determinado considerándose la solidez del rotor (o), dada por:

O; 200

$$\sigma = \frac{N c L}{A}$$
(II-1.1)

En donde: N = número de perfiles del rotor c = cuerda del perfil L = longitud del perfil A = área barrida*

ABCISAS Y ORDENADAS DEL PERFIL NACA 0012 ADIMENSIONADAS POR LA CUERDA "c"

	٦٢
$\frac{X}{C}$ $\begin{pmatrix} 0\\b \end{pmatrix}$	$\frac{y}{c}$ (%)
	0
0	U
1.25	1.894
2.5	2.615
5.0	3.555
7.5	4.200
10	4.683
15	5.345
20	5.737
25	5.941
30	6.002
40	5.803
50	5.294
60	4.563
70	3.664
80	2.623
90	1.448
95	0.807
100	0.126
an an an an Arthread an Arthread a tha	

[×]

TABLA A

(El radio del borde de ataque es el 1.58% de la cuerda c)

Al girar la turbina Darrieus describe un volumen denominado volumen barrido. Este volumen es simétrico con relación al eje de rotación. Se denomina área barrida a la intersección entre este volumen y un plano cualquiera que contenga el eje del rotor.



Los valores de "L" y "A" son determinados a partir de la geometría del rotor.

La forma ideal del perfil sería aquella asumida por un cable perfectamente flexible y de densidad uniforme, girando en torno de un eje vertical. Esta forma recibe el nombre de TROPOSKIANA (del griego: cable que gira). Si las láminas son dobladas en esta forma, la rotación no causa flexión, quedando el perfil sujeto a un estado de pura tensión. Para los modelos probados se optó por una aproximación económica de esta forma ideal. Los perfiles NACA 0012 asumirían entonces la forma: línea recta-arco circular, presentada en la figura II.2.



Figura II.2 - Geometría del Perfil NACA 0012 probado en PUC/RIO

La altura escogida para los rotores fue 600 mm (Zm=300).

Una vez determinados el área (A) y la longitud del álabe (L), fijos para todos los rotores como se mostró en la figura II.2, fueron construídos los perfiles con diferentes valores para la cuerda (c), valores éstos determinados a partir de la solidez vista en la ecuación (II-1.1)

encontrado para la cuerda correspondiente:

 $\sigma_1 = 0.30$ $\sigma_2 = 0.25$ $\sigma_3 = 0.20$ $\sigma_4 = 0.167$

La tabla A fue rigurosamente revisada durante la construcción de los perfiles. El proceso de fabricación se describe a continuación

Un anillo de aluminio como el de la figura II.3 es prendido a un torno de modo que su eje de simetría pase por el centro de la placa. Entonces se hace el moldeado externo e interno con avances y pasos cal culados punto a punto, de tal manera que, terminado el moldeado, se ob tiene un perfil NACA 0012 (ver detalle de la figura II.3), en forma de anillo, para ser entonces moldeado en forma adecuada para los álabes del rotor. (Figura II.2).



Figura II.3 - Anillo de Aluminio utilizado en la fabricación del Perfil NACA 0012

Con el propósito de fijar los perfiles ya curvados en la forma escogida, al eje, se hicieron bases del tipo presentado en la figura



Para los rotores con dos álabes (N=2) fueron escogidos cuatro valo res para solidez (o). Estos son presentados abajo seguidos del valor

> $c_1 = 39.67 \text{ mm}$ $c_2 = 33.06 \text{ mm}$ $c_3 = 26.45 \text{ mm}$ $c_4 = 22.04 \text{ mm}$





Figura II.4 - Fijación de los Perfiles

2. EQUIPOS Y METODO EXPERIMENTAL

2.1 Túnel de Viento

Con el fin de mantener estables las condiciones del viento exi gidas durante las pruebas, se ha utilizado un túnel de viento de ba ja velocidad, evitándose así los problemas que surgen debido a la naturaleza aleatoria del viento en pruebas al aire libre.

El túnel mostrado en la figura II.5 posee una sección cuadrada de 1m x 1m y 6m de longitud. El ventilador axial usado es de marca Marelli tipo V.A. 57/28/710/1 con motor de 5 HP.

Con el propósito de uniformizar el perfil de velocidad, se ha puesto en la entrada del túnel de viento una colmena de las siguien tes dimensiones: 1 m x 1 m x 0,1 m y a continuación, una malla de alambre. Esto se puede observar en la figura II.5.

La sección de pruebas se encuentra a 1m de la salida del túnel, donde fue instalado el rotor y el sistema de medición de tor-





que neto y rotación de la turbina en estudio.

El torque neto aquí mencionado, es el torque disponible en el eje del rotor, o sea, el torque producido por el rotor menos el tor que disipado por rozamiento.

En la figura II.5 también se puede ver la sección en donde fue instalado el sistema de medición de velocidad del viento, localizado a 1m adelante de la sección de pruebas.

2.2 Determinación de la Velocidad del Viento

La ecuación de Bernoulli, que relaciona la velocidad de escu rrimiento con presión y densidad del aire es dada por:

 $P_0 = P_1 + \frac{1}{2} \rho V_{\infty}^2$

en donde: P_0 = presión de estancamiento P_1 = presión estática ρ = densidad del aire V_{∞} = velocidad del viento

o sea:

 $P_0 - P_1 = \frac{1}{2} \rho V_{\infty}^2$

Figura II.5 - Tunel de Viento

(II-2.1)



(11-2.2)

Con el fin de determinar la diferencia $\Delta P = P_0 - P_1$, se utilizó un tubo de Pitot acoplado a un manómetro diferencial inclinado, pa ra permitir así una mayor precisión en la lectura.

El manómetro utilizado es de marca Dwyer con escala de 0 a 14 mm.c.a. y precisión de 0.2mm.c.a. y el tubo de Pitot es de marca Dwyer modelo n° 304.

De esta forma se tiene:

$$\Delta P = \frac{1}{2} \rho V_{\infty}^2 \tag{II-2.3}$$

De la expresión II-2.3 se obtiene el valor de la velocidad del viento (V_{∞}) , conocidos $\Delta P \neq \rho$.

2.3 Determinación del Torque Neto

Con la finalidad de medir el torque neto (τ_L) producido en el eje del rotor, se construyó un freno de tipo Prony, ilustrado en la figura II.6.

Constituído básicamente por un tambor girante fijo al eje (fi gura II.6a) y un conjunto móvil de zapatas (figura II.6b), este sistema transmite el torque del eje al conjunto de zapatas, torque éste equilibrado por otro de la misma intensidad, pero en sentido inverso, provocado por la tensión (T) del hilo prendido en el brazo del sistema. (ver figura II.7). O sea:

$$\vec{\tau}_{\rm L} = -\vec{T} \times \vec{b}$$
 (II-2.4)

o, simplemente en módulo:

$$\tau_{\rm L} = T \times b \tag{II-2.5}$$

en donde "b" es la distancia del punto de aplicación de la tensión (T) al centro del sistema.

La ecuación (II-2.5) provee el valor del torque para una rota ción constante. Se trata pues de una medida estacionaria, ésto es, el rotor no está siendo acelerado.

O; 206





Figura II.6 - Sistema de Freno tipo Prony

Urganización Latinoamericana de Energia CENTRO DE INFORMACION

La determinación del módulo de la tensión se hace a través del sistema peso-balanza, o sea, un bloque de peso (Pb), previamente conocido, es colocado sobre una balanza y conectado con un hilo inextensible al brazo del freno de Prony. Cuando se acciona el fre no, éste, a través del brazo, transmite, por el hilo, una fuerza (T) al bloque, aliviándose así la balanza.

El conjunto de las fuerzas actuantes en el bloque es mostrado en la figura II.7.





Conociéndose que la normal (N) tiene un módulo idéntico a la fuerza hecha por el bloque sobre la balanza (acción y reacción), entonces el valor indicado en la balanza es el propio valor de la normal.

Como el peso del bloque (Pb) es conocido y el valor de la nor mal (N) se lee en la balanza, fácilmente se encuentra el valor de la tensión (T)

O; 208

 $T = P_D - N$

El valor del torque neto (τ_{I}) es entonces obtenido de la expresión (II-2.5) en función de T y b conocidos.

La balanza usada es de marca Sartorius con capacidad para 7 Kg y precisión de décimo de gramo.

2.4 Determinación de la Rotación

Para medir la rotación, se construyó un disco conteniendo 60 agujeros equidistantes del centro y entre sí. El disco es fijo al eje del rotor y con éste gira entre una celda foto-eléctrica y una fuente luminosa como se ilustra en la figura II.8.





Figura II.8 - Sistema utilizado para la determinación de la rotación de la Turbina



A cada vuelta del disco la celda es sensibilizada 60 veces , una señal que ella emite, en forma de pulsos, es filtrada por un circuito eléctrico, a fin de transformarla en una "onda cuadrada", eliminándose así los ruidos.

El conteo de las pulsaciones por unidades de tiempo se hace por medio de un medidor de frecuencia digital de marca Tektronix modelo DC 503. La lectura del aparato, usando un tiempo de mues treo de 1 segundo, puede también representar directamente la RPM del rotor, debido a las 60 pulsaciones por rotación. De este mo do, la lectura ya es la RPM del rotor, con precisión de 1 RPM.

La velocidad angular ω , en radianes por segundo, puede ser obtenida a través de:

$$\omega = \frac{2\pi n}{60} \tag{II-2.7}$$

en donde n es la RPM del rotor.

Como la medida de potencia del eje a través del torque y de la rotación se mostró inviable en este caso (el rotor no estabiliza en bajas rotaciones), se desarrolló un método dinámico que acelera enormemente la adquisición de datos, reduciendo substancialmente el tiempo de prueba. Es tomado en consideración el comportamiento dinámico de la turbina. Este método se describe ' a continuación.

El medidor de frecuencia da la rotación (ω) a intervalos de tiempo constantes. Esta propiedad permite, partiendo del reposo y con el rotor desenfrenado, efectuar una medida dinámica de la rotación como función de tiempo: $\omega = \omega(t)$.

El torque neto en el eje del rotor (τ_L) está expresado por:

$$\tau_{\rm L} = I. \frac{d\omega}{dt}$$
 (II-2.8)

en donde I es el momento de inercia del conjunto girante y dw/dt la aceleración angular instantánea, determinada a partir de los datos experimentales de w.

Al usar en esta ecuación el valor del torque determinado a partir de la ecuación (II-2.5), se obtiene:

o sea:

I = T x

Esta expresión permite la determinación experimental del momento de inercia (I), en donde T y dw/dt son determinados para una misma rotación.

El mismo procedimiento puede ser usado en la determinación del torque disipado por rozamiento (τ_D) , o sea:

siendo ID el momento de inercia de las partes girantes sin el rotor.

En este caso, la función $\omega = \omega(t)$ puede ser obtenida imprimiéndose una rotación al conjunto girante y a partir de ésto, registrar el decaimiento de esta rotación; por tal circunstancia du/dt es negativo.



$$x b = I. \frac{d\omega}{dt}$$
 (II-2.9)

$$x b / \frac{d\omega}{dt}$$
 (II-2.10)

 $\tau_{\rm D} = |I_{\rm D} \cdot \frac{d\omega}{dt}|$ (II - 2.11)



REDUCCION DE DATOS 3.

Como se describió anteriormente, un método conveniente para caracte rizar el desempeño aerodinámico de rotores eólicos, es a través de la curva del coeficiente de potencia (Cp) como función de la relación de velocidades (λ) .

$$Cp(\lambda) = \frac{P}{1/2.\rho.A V_{\infty}^3}$$
 (II-3.1)

y

$$\lambda = \frac{\omega R}{V_{\infty}} \tag{II-3.2}$$

El área (A) y el radio (R) son características geométricas del rotor, por lo tanto ya establecidos. En el presente caso:

 $A = 0.2335 \text{ m}^2$ R = 0.2939 m

La determinación de la densidad del aire (ρ) se hace a partir de la ecuación de los gases perfectos para la presión y temperatura medias de las pruebas, en vista de que éstas fueron hechas en condiciones bastante semejantes. Se encontró que:

 $\rho = 1.12 \text{ kg/m}^3$

La obtención de la velocidad angular instantánea (ω) es hecha a través de la expresión

$$\omega = \frac{2\pi n}{60} \tag{II-2.7}$$

en donde n es un valor de rotación en RPM ligado directamente al medidor de frecuencia.

No toda la potencia del viento absorbida por la turbina puede ser aprovechada en la generación de energía. Parte de ésta es disipada por rozamiento. De esta forma se tiene que:

$$P = P_D + P_L$$
 (II-3.3)



donde: P_D = potencia disipada

 P_{L} = potencia neta

esta forma:

$$Cp = \frac{P}{1/2 \rho A V_{\infty}^3} =$$

Definiéndose el coeficiente de potencia disipada por:

CpD = -

y el coeficiente de potencia neta por:

$$CpL = \frac{P_L}{1/2 \ \rho \ A \ V_{\infty}^3}$$
(11-3.6)

finalmente se tiene, para el coeficiente de potencia total:

(II - 3.7)Cp = CpD + CpL

La determinación de la velocidad de escurrimiento, así como los coeficientes de potencia neta, disipada y total se encuentra en secciones subsiguientes.

 (V_{∞}) en el Túnel de Viento

Siendo posible la instalación del tubo de Pitot en cualquier punto de la sección de medida de velocidad del viento, los 81 pun tos mostrados en la figura II.9 fueron escogidos para la determinación de la diferencia de presión (AP), usada en la determinación de la velocidad de escurrimiento.

Como se puede ver, la potencia neta es la disponible en el eje, o sea, la potencia absorbida por el rotor menos la potencia disipada. De

$$\frac{P_{\rm D}}{1/2 \ \rho \ {\rm A} \ V_{\infty}^3} + \frac{P_{\rm L}}{1/2 \ \rho \ {\rm A} \ V_{\infty}^3} \qquad ({\rm II-3.4})$$

$$\frac{P_{\rm D}}{1/2 \ \rho \ {\rm A} \ {\rm V}_{\infty}^3} \tag{II-3.5}$$

3.1 Determinación de la Velocidad de Escurrimiento del Viento






A partir de estos puntos fue entonces determinada la velocidad media de la sección medida.

$$\overline{V}_{\infty}$$
 = 6,82 m/s

Sinembargo, es necesario corregir este valor pues, cuando un objeto es colocado en un túnel de viento, produce en éste un bloqueo, responsable por un incremento en la velocidad del viento, en la sección de pruebas. Hecha la corrección se encontró que:

$$V_{\infty} = 7.24 \text{ m/s}$$

3.2 Determinación del Coeficiente de Potencia Neta (CpL) como Función de la Relación de Velocidades (λ)

Estando desactivado el sistema de freno, toda potencia del viento extraída por el rotor, es utilizada en su propia acelera-



ción o entonces es disipada por rozamiento. La parte que impulsa el rotor es exactamente la potencia neta y puede ser expresada por:

 $P_{I} = I \cdot \omega$.

en donde I es el momento de inercia de las partes girantes y ω su velocidad angular.

Con miras a la determinación de una relación entre la rotación de la turbina y el tiempo, se utilizó el medidor de frecuencia descrito en la sección 2.4, capaz de proveer lecturas en intervalos de tiempo idénticos. Ahora bien, sin partir del reposo, el rotor fue inicialmente impulsado hasta que sus álabes efectiva mente lo acelerasen.

Encontrada la relación n=n(t), son entonces convertidas las rotaciones (n), dadas en RPM, para velocidad angular (ω) en rd/s por la ecuación II-2.7.

A través de un método numérico se obtiene la velocidad angular como función del tiempo: $\omega = \omega(t)$.

$$\tau_{\rm L} = T \times b = I \frac{d\omega}{dt}$$

Sustituyendo la expresión (II-2.6) en la (II-2.9):

 $\tau_{\rm L}$ = (P_b - N)b = I $\frac{d\omega}{dt}$ (II-3.9)

El momento de inercia (I) del sistema es obtenido de la expresión (II-3.9) para un número m de instantes medidos (típicamen te m=10)

$$\frac{\mathrm{d}\omega}{\mathrm{d}t} \tag{II-3.8}$$

Para una rotación dada, en la que sea posible medir el torque neto (τ_I) con el freno, se puede calcular el valor del momento de inercia (I) del sistema, a través de la expresión (II-2.9)

(II - 2.9)



$$I = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^{m} \frac{(P_b - N_i)xb}{\frac{d\omega_i}{dt}}$$
(II-3.10)

Con el valor de I y con la derivada de la función $\omega=\omega(t)$ se encuentra la expresión del torque neto, dada por:

$$\tau_{\rm L}(t) = I. \frac{d\omega(t)}{dt}$$
(II.3-11)

La potencia neta, dada por la expresión (II-3.8) puede ser descrita como:

$$P_{L}(t) = I. \omega(t) \cdot \frac{d\omega(t)}{dt} = \tau_{L}(t) \cdot \omega(t)$$
 (II-3.12)

y la función del coeficiente de potencia neta:

$$CpL(t) = \frac{P_L(t)}{1/2 \rho A V_{\infty}^3}$$
 (II-3.13)

La función relación de velocidades es dada por:

$$\lambda(t) = \frac{R}{V_{\infty}} \cdot \omega(t)$$
 (II-3.14)

Para un mismo instante se obtiene entonces un coeficiente de potencia neta y una relación de velocidades correspondiente. Pro cediendo de igual manera para los mismos instantes usados en la primera relación, se obtiene una nueva relación, que al ser ajustada por el mismo método numérico da:

$$CpL = CpL(\lambda)$$
 (II-3.15)

3.3 Determinación del Coeficiente de Potencia Disipada (CpD) como Función de la Relación de Velocidades (λ)

De igual manera a lo hecho anteriormente, se determinó una re lación entre rotación y tiempo:

$$n_{\rm D} = n_{\rm D}(t)$$
 (II-3.16)



Sinembargo, en este caso, el ventilador del túnel de viento se encontraba desligado y las medidas se hicieron a partir de un valor máximo. Como veremos más adelante, esta relación será usada en la determinación del coeficiente de potencia disipada; por eso, la tur bina Darrieus fue substraída del sistema girante pues si estuviera en éste, provocaría un decaimiento más rápido de la rotación, debido al arrastre en los perfiles. Este factor es una característica inherente al desempeño del rotor, por lo que no puede ser visto como factor disipativo de potencia.

A partir de la relación (II-3.16) las rotaciones en RPM son convertidas a velocidad angular en rd/s por medio de la ecuación (II-2.7). Se tiene entonces:

$$\omega_{\rm D} = \frac{2\pi}{60} n_{\rm D}$$

encuentra la función: $\omega_D = \omega_D(t)$.

A partir de ésta se puede determinar directamente la función del coeficiente de potencia disipada por:

$$CpD(t) = \frac{I_D \cdot \omega_D(t) \cdot \frac{d\omega_D(t)}{dt}}{1/2 \rho A V_{\infty}^3}$$
(II-3.17)

en donde I_D es el momento de inercia de las partes girantes. Al no estar el rotor incluído, el momento de inercia utilizado fue determinado analíticamente.

La función relación de velocidades es:

$$\lambda(t) = \frac{R}{V_{\infty}}$$

la función CpL(λ), se establece una relación entre CpD y λ .

$$CpD = CpD$$

De hecho, al hacer un ajuste por el mismo método numérico, se

(II - 3.18) $\cdot \omega_{\rm D}(t)$

Haciendo uso de los mismos instantes usados en el cálculo de

3.4 Determinación del Coeficiente de Potencia Total (Cp) como Función de la Relación de Velocidades (λ)

~ ~ . .

Para determinar el coeficiente de potencia total de cada rotor, en función de la relación de velocidades, basta que sean sumadas las funciones ya encontradas para los coeficientes de potencia neta (CpL) y disipada (CpD). O sea:

$$Cp(\lambda) = CpL(\lambda) + CpD(\lambda)$$
 (II-3.20)

4. RESULTADOS Y COMENTARIOS

El desempeño de las cuatro diferentes configuraciones de turbina eólica Darrieus son evaluados para una velocidad del viento constante en el túnel del viento. La solidez del rotor, la relación entre el área plana total de los perfiles* y el área barrida por el rotor, es una variable que debe ser cambiada de una configuración a la otra. Este cambio de solidez es realizado por la alteración de la cuerda del perfil (c) y/o por el número de perfiles (N); el área barrida (A) y la longitud del perfil NACA 0012 (L) son fijos para todas las configu raciones.

Cada configuración fue probada en todo el rango de la relación velocidades (λ) .

La forma escogida para la presentación del desempeño fue a través de las curvas de coeficiente de potencia como función de la relación de velocidades.

Como se puede ver, el máximo coeficiente de potencia (Cp_max) encontrado fue aproximadamente de 0.36. Esto nos 11eva a creer que el máximo coeficiente de potencia para la turbina Darrieus es menor que el de la turbina eólica de eje horizontal de alto rendimiento, en don de el Cpmax se encuentra entre 0.40 y 0.45. Aún más, estudios teóricos hechos por Strickland (bibl. II.11) muestran que la turbina Darrieus posee Cpmax=0.48 para un número de Reynolds del orden de los 3 x 10⁶ y solidez o=0.30. A partir de estos datos se puede, para un mismo núme ro de Reynolds, esperar coeficientes de potencia máximos comparables. una vez que el aquí obtenido sea para un número de Reynolds del orden de 8 x 10⁴.

Una de las influencias que se puede notar, debido a la variación de solidez, es el hecho de que la relación de velocidades correspondiente al coeficiente de potencia nulo (Cp=0), al fin de la curva, aumenta cuando disminuye la solidez. Para aplicaciones sincronizadas, ésto implica que la potencia puede ser producida en un rango mayor de variación

* Se denomina por área plana el producto del número de álabes por la



cuerda del perfil y por la longitud de ésta (N.c.L)



de velocidad del viento para una velocidad angular dada de la turbina.

La relación de velocidades donde ocurre el Cp_{max} también aumenta con el decrecimiento de la solidez. Si el deseo es maximizar la potencia extraída, la solidez debe ser escogida ciudadosamente, de acuerdo con la variación del viento local, velocidad angular, eficiencia de trans misión, etc.



DIMENSIONAMIENTO DE UN BANCO DE BATERIAS

2

ANEXO V



El sistema de baterías de plomo y ácido es el que ha tenido más experimentación práctica y es, con toda seguridad, el más adecuado para pequeños usuarios, hasta hoy.

Se recomienda el uso de baterías de plomo y ácido, del tipo que usan los vehículos pesados, en lugares donde puedan tener mantenimien to. En los lugares de difícil acceso, se recomienda el mismo tipo de batería (Pb) pero en construcción para uso de plantas telefónicas, pues requieren menor atención. No se recomienda el uso de baterías de níquel-cadmio.

- a. Ventajas:
 - Necesitan manutención, pero es simple durante su vida útil.
- b. Desventajas:
 - Sistema pesado.
 - Las cargas rápidas las dañan.
- c. Características

.

Sistema	WH/1b	W/1b	Vida/Ciclos de carga	Costos	Problemas
Pb-ácido NiFe	10 25	20-30 50	1500 (5 años) ?	80 US\$/KW 100	Gas, eficiencia,
NiZn	30	150	200-400	;80?	vida
,					

- Ocupan poco espacio (en caso de sistemas pequeños) y no dependen de la situación geográfica, al contrario de los sistemas de almacenamiento de bombeo de agua o compresión de gas. Fácilmente modulables.

- Son simples, emiten poco gas y son de uso inmediato.

- No son capaces de entregar altas cantidades de energía durante tiempos prolongados sin dañarse.



Las baterías de Pb, operando con un generador DC y trabajándolos adecuadamente, pueden alcanzar una eficiencia del 60 al 70%.

Hoy en día deben recomendarse las baterías de Pb-ácido para la función que nos preocupa.

Los costos son influenciados por:

- energía total a almacenar

- vida de operación, que dependen de:
 - número de ciclos de carga-descarga
 - velocidad de carga-descarga
 - profundidad de descarga.

Para determinar la capacidad requerida del banco de baterías, deben tomarse en cuenta los siguientes parámetros:

- w_m (Watt): potencia promedio sacada de la instalación por la carga.
- : el mayor número de días consecutivos sin viento ca - n paz de producir energía, medido durante un año. -
- E (Watt-hora): la energía que puede almacenar el banco de baterías.

Debe limitarse la energía entregada por las baterías a 0,8 E pa ra evitar deteriorarlas por una descarga completa. Para evitar cual quier interrupción en el suministro de energía, es necesario que:

0,8 E > 24 w_m . n
luego:
$$E > 30 w_m \cdot n$$

lo que determina la capacidad del sistema de almacenamiento por bate rías de Pb.

Debe considerarse, sin embargo, que la capacidad del banco de baterías deberá ser suficiente para recibir la intensidad máxima I_M, suministrada por el aerogenerador. Siendo C: la capacidad del banco de baterías, en Amp-h, se debe cumplir que:

> IM 10

Ej: Sea una estación cuya potencia media de uso sea 16 Watt, las 24 horas del día, y supongamos que el estudio de vientos dio para un año, un máximo de 10 días consecutivos de calma. El banco de baterías deberá tener una capacidad tal que permita almacenar energía su perior a 4800 Wh, o sea podría ser una batería de 24 Volts y 200 Amp-h de capacidad, y en este caso, el generador no debería cargar la batería con 20 o más amperes.



* Estas fórmulas consideran uso contínuo de la carga (24 horas), si es otro el tiempo de uso, deberá corregirse la relación. Si se tiene uso diario de 4 horas; en vez de 24 deberá tomarse 4 y en vez de 30



tomará 5.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

CAPITULO 1

- 1.2 Instituto Portola: "Energy Primer".
- 1.3 "L'Eolienne, Demain", Revista Arts et Metiers, 1976.

CAPITULO 2

- I. H. 2.1 Abbot, 1959.
- 2.2 Beurskens, J. Μ. Houet, Varst, 2.3 Durand, W. F.: "Aerodynamic Theory", Vol. IV, Dover Publications,
 - Inc., 1965.

1.1 Wilson y Lissaman: "Applied Aerodynamics of Wind Power Machines", Universidad Estatal de Oregón.

1.4 Hewson, E. W.: "Generation of Power from the Wind", Bulletin of American Meteorological Soc., Vol. 56, Nº 7, 1975.

van Deonhoeff, A. E.: "Theory of Wind Sections", incluyendo datos sobre perfiles, Dover Publications, Inc., New York,

> P. v.d.: 'Wind Energy'' (en holandés), ejemplar Nº 3323, Universidad Tecnológica de Eindhoven, Eindhoven, Holanda, (la edición en inglés sería publicada en 1977).



- 2.4 Golding, E. W.: "The Generation of Electricity by Wind Power", E. and F.N. Spon Ltd., 11 New Fetter Lane, London EC4P 4EE. primera edición 1955, segunda edición con material adicio nal, 1976.
- 2.5 Hütter, U.: "Considerations on the Optimum Design of Wind Energy Systems" (en alemán), Informe del Seminario sobre Energía Eólica, Centro de Investigación de Energía Atómica Jülich. Alemania, septiembre de 1974.
- 2.6 Jansen, W. A. M.: a) "Literature Survey Horizontal Axis Fast Running Wind Turbines for Developing Countries"; b) "Horizontal Axis Fast Running Wind Turbines for Develop ing Countries", Comité Directivo para Energía Eólica en los Países en Desarrollo, casilla 85, Amersfoort, Holanda, junio de 1976.
- 2.7 Kraemer, K.: "Airfoil Sections in the Critical Reynolds Range" (en alemán), Göttingen, Investigación en el Campo de la Ingeniería, tomo 27, Düsseldorf 1961, Nº 2.
- 2.8 Schmitz, F. W.: "Aerodynamics of Flying Models, Measurements at Air foil Sections I" (en alemán), Aviación y Escuela, Serie IV, tomo I, 1942.
- 2.9 Schmitz, F. W.: "Aerodynamics of Small Re-Numbers" (en alemán), Libro Anual del W.G.L., 1953.
- 2.10 Wilson, R.E. Lissaman, P. B. S.: "Applied Aerodynamics of Wind Power Machines", Universidad Estatal de Oregón, EE.UU., mayo de 1974.
- 2.11 Wilson, P. E. Lissaman, P. B. S.: Walker, S. N. "Aerodynamic Performance of Wind Turbines", Universidad Estatal de Oregón, EE.UU., junio de 1976.
- 2.12 Park, J.: "Symplified Wind Power Systems for Experimenters", Helion Sylmar, California, EE.UU., 1975.

2.13 Riegels, F. W.: "Aerodynamische Profile (Windkanal-messergebnisse, theoretische unterlagen)", R. Oldenbourg, Munich 1958. Traducción al inglés: "Airfoil sections (wind tunnel test results, theoretical backgrounds)", Butterworth, Londres 1961.

CAPITULO 3

- 1978.
- PNUMA).
 - B-14, Florianópolis, 1977.
 - Politécnica de Thies, Senegal, 1977.
 - PUC/RJ, 1980.
 - 3.7 Sabzevari, A.: "Performance Characteristics of Concentrator-Vol 2, Nº 3, 1978.



3.1 Khan, H. M.: 'Model and Prototype Performance Characteristics of Savonius Rotor Windmills", Wind Engineering, Vol. 2, № 3,

3.2 Sivasegaram, S.: 'Secondary Parameters Affecting the Performance of Resistance-Type Vertical Axis Wind Rotors", Wind-Engineering, Vol. 2, Nº 1, 1978.

3.3 Merriam, M. F.: 'Wind Energy for Human Needs'' (preparado para e1 Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente-

3.4 Toha, ET. AL.: "Estudio Teórico Experimental del Rotor Savoniús", IV Congreso Brasileño de Ingeniería Mecánica, Exposición

3.5 Nguyen, D. V.: 'Measures Comparatives de la Performance de Quelques Eoliennes de Tipe Savonius Modifie au Moyen d'un Greffage". Compterendu de Colloque sur "L'Energie au Senegal", Escuela

3.6 Renha, G. L.: "Estudo do Rotor de Eixo Vertical do Tipo Savonius". Tesis de Maestría, Departamento de Ingeniería Mecánica

Augmented Savonius Wind Rotors", Wind Engineering,



- 3.8 Feng, K. L.: "Um Método Prático de Anteprojeto de Catavento", Con greso Brasileño de Energía, Exposición B-3, págs. 401-407, 1978.
- 3.9 Hunt, D. J. Holanda, P. R.: "A Experiencia de UFPB na Area de Energia Eólica: Subsistemas Mecânicos", Conclusiones del Seminario sobre Energía Eólica en la Generación Eléctrica, Vol. I, Electrobras/Sudene, 1978.
- 3.10 Blackwell, B. F. Shedah1. Feltz,
 - L. V.: 'Wind Tunnel Performance Data for the Darrieus Wind Turbine with NACA 0012 Blades". (Informe del Labo ratorio Sandia).
- 3.11 Kadlex, F. G.: "Characteristics of Future Vertical Axis Wind Turbines". (Informe del Laboratorio Sandia, SAND 79-1068), 1979.
- 3.12 "The Design, Construction, Testing and Manufacturing of Vertical Axis Wind Turbines". (Informe del Laboratorio Sandia, SAND 78-12530), 1978.
- 3.13 Blackwell, B. F. Sullivan, W. N.: "Engineering Development Status of the Darrieus Wind Turbine". (Informe del Laboratorio Sandia, SAND 76-0650), 1976.
- 3.14 Blackwell, B. F.: "The Vertical Axis Wind Turbine: How It Works". (Informe del Laboratorio Sandia, SLA-74-0160), 1974.
- 3.15 Klimas, P. C. Sheldahl, R. F.: "Four Aerodynamic Prediction Schemes for Vertical-Axis Wind Turbines: A Compendium'. (Informe del Laborato rio Sandia, SAND 78-0014), 1978.

CAPITULO 4

4.1 Jaya Devaiah, T. S. Smith. Richard T.: "Generation Schemes for Wind Power

- de 1975.
- enero de 1976.

CAPITULO 5

Storage", Globe Union Incorporated.

CAPITULO 6

gético.

ANEXO 4

- A II-2 Fletter, A.: "The Story of the Rotor", F.O. Willhoft 1926.
- A II-3 Darrieus, G. J. M.: "Turbine Having its Rotating Shaft Trans-



Plants". Transacción del IEEE sobre sistemas aeroespaciales y electrónicos, Vol. AES-11, Nº 4, julio

4.2 Smith, Richard T.: "Analysis of Polyphase Commutator Generators for Wind-Power Applications". Transacción del IEEE sobre sistemas aeroespaciales y electrónicos, Vol. AES-12, Nº 1,

4.3 Ramakumar, R.: 'Wind-Electric Conversion utilizing Field Modulated Generator Systems", Universidad Estatal de Oklahoma.

5.1 Ruhmmann, Thomas E.: 'Selection and Application of Pasted Plate Lead-Acid Batteries for Wind and Solar Power Energy

6.1 Flower, Robert G.: "A New Medium-Scale Wind Turbine System Rotor Design and Power Conditioning", Empresa de Desarrollo Ener

A II-1 Braga, S. L.: "Análise Experimental e Simulação de Desempenho de Rotores Eólicos do Tipo Darrieus", Tesis de Maestría, Dpto. de Ingeniería Mecánica, PUC/RJ, 1981.

verse to the Flow of the Current", Patente Norteamericana Nº 1835, 018, 8 de diciembre de 1931.



- A II-4 South. P.
 - Rangs, R. S.: "Preliminary Tests of a High-Speed Vertical-Axis Windmill Model", Consejo Nacional de Investigaciones del Canadá, LTR-LA-74, marzo de 1971.
- A II-5 Sheldahl, R. E.

Blackwell, B. F.: "Free-Air Performance Tests of a 5-metre Dia meter Darrieus Turbine", SAND 77-1063 Laboratorios Sandia, Albuquerque, Nuevo México, diciembre de 1977.

- A II-6 Murara, R. J. Equillotte, R. J.: 'Wind Tunnel Investigation of a 14-ft Vertical-Axis Windmill", Centro de Investigaciones Langleu, NASA TM X-72663, marzo de 1975.
- A II-7 South, P. Rangi, R. S.: "A Wind Tunnel Investigation of a 14-ft Diameter Vertical-Axis Windmill", Establecimiento Aeronáutico Nacional del Consejo Nacional de Investigaciones del Canadá LTR-LA 105, septiembre de 1972.
- A II-8 Brackwell, B. F. Sheldahl, B. F. L. V.: "Wind Tunnel Performance Data for Two-and Feltz. Three Cup Savonius Rotors", Laboratorios Sandia, SAND 76-0131, a ser publicado.
- A II-9 Abbott, I. H. von Doenhoff, A. E.: "Theory of Wing Sections", Dover.
- A II-10 Fox and McDonald: "Introduction to Fluid Mechanics", Wiley.
- A II-11 Strickland, J. H.: "The Darrieus Turbine: A Performance Prediction Model Using Multiple Sreamtubes", Laboratorios Sandia, SAND 75-0431, octubre de 1975.
- A II-12 Klimas, P. C. Shedahi, R. E.: ''Four Aerodynamic Prediction Schemes for Vertical-Axis Wind Turbines: A Compendium'', Laborato rios Sandia, SAND 78-0014, junio de 1978

Q; 234

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al I Seminario Latinoamericano de Aerogeneración de Energía, promo vido por la Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, y el Ministerio de Minas y Energía de Brasil a través de su Plan de Formación y Perfeccionamiento de Personal, PLANFAP, asistieron 28 técnicos de los siguientes países de América Latina y del Caribe: Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Costa Rica, Cuba, Chile, Ecuador, El Salvador, Grenada, Guatemala, Guyana, Jamaica, México, Perú, República Dominicana, Uru guay y Venezuela.

Fueron presentados y discutidos diversos trabajos relacionados con el uso de aerogeneradores para la producción de energía, así como los aspectos particulares que presentan los países de la Región respecto a la utilización del recurso viento como fuente alterna de energía a las actualmente en uso.

Con base a lo antes expuesto, se llegó a las siguientes conclusiones:

- 1. Los países de América Latina y del Caribe carecen de informauno de ellos.
- 2. Además, hay falta de información respecto a los trabajos desa cipalmente con relación a costos.
- 3. No se tiene una visión clara sobre los esquemas adecuados para

ciones básicas sobre el potencial eólico aprovechable en cada

rrollados en los países de la Región y de fuera de ella, prin

el aprovechamiento del recurso viento según las características, recursos y condiciones socio-económicas de cada país.



4. Hay necesidad de obtener y concretar información económica sobre equipos y sistemas asociados de generación eólica de modo que permita evaluarlos y compararlos económicamente con sistemas alternos de producción de energía.

Considerando las conclusiones anteriores, se recomienda a OLADE:

- 1. Propiciar un mayor intercambio de información entre sus Estados Miembros, relacionado con la utilización de sistemas eólicos para los diversos fines.
- 2. Concentrar las noticias y referencias bibliográficas disponibles sobre la materia en la Región y hacerlas llegar a sus Estados Miembros a través de un boletín de periodicidad contínua.
- 3. Establecer contacto con Instituciones de América Latina y del Caribe, que tengan experiencia en el área, a fin de que reciban profesionales de otros lugares para realizar estancias de complementación técnica al respecto.

Q; 236

LISTA DE PARTICIPANTES

ARGENTINA

Ing. Jorge Rubén Tolosa Jefe de la División de Energía Eólica Comisión Nacional de Investigaciones Espaciales

BOLIVIA

Ing. Jorge Ismael Zárate Sanabria Ingeniero de Planificación Instituto Nacional de Electrificación (INER)

BRASIL

- Ing. Roberto Fischer Sub-Jefe de la Asesoría de Fuentes Alternas de Energía Centrais Elétricas Brasileiras
- Ing. Paulo Cesar Louzar Villaça Investigador Centro Técnico Aeroespacial (CTA)
- Dr. Eduardo Quintanilha Director Ejecutivo Consulpuc Serviços Técnicos Ltda.
- M. C. Lucy Pinto Hack Profesor Asociado Doctor Pontificia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC)
- Dr. Alcir de Faro Orlando Profesor Asociado - Departamento de Ingeniería Mecánica Pontificia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC)
- Ing. Joaquin Sánchez Pachecos Profesor Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC)
- Ing. Flávio Joaquim de Souza Profesor - Ingeniero de Proyectos e Investigación Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC)

Lic. José Paulo Moraes de Castro Asistente Coordinador del PLANFAP Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras (CAEEB)

COLOMBIA

Ing. Luis Alberto Olarte Caro Profesor Coordinador del Programa de Energía Facultad de Ingeniería - Oficina 212 Universidad Nacional de Colombia

COSTA RICA

Ing. Arturo Céspedes Ruiz Director - División Carreras Industriales Instituto Tecnológico de Costa Rica

CUBA

Ing. Eduardo José Valdés Villegas Jefe del Departamento de Transformaciones de Energía Centro de Investigaciones Electroenergéticas Ministerio de la Industria Básica

CHILE

Ing. Luis Guardamagna Sanhueza Investigador Instituto de Investigaciones Tecnológicas (INTEC)

Ing. Carlos José Naveas Hogtert Profesor - Coordinador del Proyecto de Energía Eólica Universidad de Valparaiso

ECUADOR

Ing. Alfonso Eduardo Mejía Moscoso Consultor Instituto Nacional de Energía (INE)

EL SALVADOR

Ing. Víctor Orlando Valle Villalta Jefe del Departamento de Energía Solar Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa

GRENADA

Eco. Paul Richard Koulen Economista de Energía Ministry of Finance, Trade, Industry and Planning

238

GUATEMALA

Ing. Hugo Rolando Pineda Estrada Director de Proyecto Investigaciones Científicas Asociadas del Altiplano

GUYANA

Sr. Melvyn Bernard Sankies Jefe del Departamento de Ingeniería Mecánica Institute of Applied Science and Technology University of Guyana

JAMAICA

Ing. Ainsworth Newton Lawson Ingeniero - División de Energía Alterna Ministry of Mining and Energy

MEXICO

Ing. Enrique Caldera Muñoz Jefe del Area de Energía Eólica Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)

PERU

Ing. Teodoro Sánchez Campos Ejecutor de Proyectos en el Area de Energía Eólica Instituto de Investigación Tecnológica Industrial y de Normas Técnicas

REPUBLICA DOMINICANA

Ing. Alberto Llenas Morel Encargado del Proyecto de Energía Eólica Comisión Nacional de Política Energética

SURINAM

Dr. Franklin Breeveld Asesor para Recursos Naturales y Planificación Ministry of Development

URUGUAY

Ing. Juan Antonio Tucci Asesor del Ministro - Area de Energía Eólica Ministerio de Industria y Energía

VENEZUELA

Ing. Jorge I. Lafontant G. Asesor en Asuntos Energéticos Ministerio de Energía y Minas

OLADE

Ing. Luiz Augusto Marciano da Fonseca Jefe del Proyecto Regional de Hidrocarburos y Energía Eólica Organización Latinoamericana de Energía

