

TRABAJO ESPECIAL

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EÓLICA A UN DESARROLLO TURÍSTICO UBICADO EN PARAGUANÁ

**PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
POR LOS BACHILLERES**

**HERNÁNDEZ P., Gladys K.
DUARTE N., Reinaldo**

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO**

CARACAS, 2000

DEDICATORIA

A Dios,
A la Virgen,
A mis padres, Gladys y Domingo,
A mis hermanas, Liliana, Milanyela y Nathaly,
A mis familiares, Ines, Omaira, Emperatriz, Alicia y Nelson,
A mis ratones legítimos,
A mi compañero de tesis Reinaldo Duarte,
A todos ellos porque de alguna
forma contribuyeron a mi formación
personal y profesional, y me facilitaron
el camino para culminar una etapa
importante en mi vida.
Gracias.

A Ti, por haberme hecho la vida más
difícil y enseñarme a sacrificarme por lo que quiero.

Gracias a todos.

Karina

DEDICATORIA

A Dios,
A la Virgen,
A mis padres, Martha y Reinaldo,
A mis hermanos, Carolina y Andrés,
A Shamys por acompañarme y apoyarme
en el comienzo de mi carrera,
A mi compañera de tesis por su dedicación,
A mis amigas y amigos que siempre me
acompañaron,
A cada una de esas personas que de alguna u otra
forma me ayudaron en mi formación como profesional.

A todos ellos muchas gracias.

Reinaldo

AGRADECIMIENTOS

Ing. Fabian Flores (C.A.D.A.F.E.)

Ing. Carlos Lopez Luna (C.A.D.A.F.E.)

Ing. Nora Carrasco (C.A.D.A.F.E.)

Ing. Sigfrido Chivico (C.A.D.A.F.E.)

Lic. Yadira Peralta (C.A.D.A.F.E.)

Lic. Olivares (Observatorio Cajigal)

Ing. Uxmal Amezquita (U.C.V.)

Ing. Humberto Lastra (ELEOCCIDENTE, Coro)

Arq. Pedro Dávila (CORPOTULIPA)

T.E. Gerardo Rico (CORPOTULIPA)

Prof. Vicente Durán (Universidad Experimental Francisco de Miranda, Coro)

Ing. Joel Pestana

Ing. Alejandro Chitty

Ing. Javier Molina (C.A.D.A.F.E.)

Sr. Carlos Vainberg (VESTAS)

Arq. Alejandro Blanco

Ing. William Rodriguez (C.A.D.A.F.E.)

Agradecimientos a las personas que colaboraron con nuestro trabajo

y que pertenecen a:

Gerencia de Calidad de Gestión y Apoyo, C.A.D.A.F.E.

Planta Punto Fijo, C.A.D.A.F.E.

Gerencia de Generación, C.A.D.A.F.E.

CORPOTULIPA, Punto Fijo.

Agradecimientos especiales para el Prof.: Julio Zambrano

Y a todos aquellos que de una u otra forma colaboraron en la realización del presente
trabajo de grado.

A todos ellos

MUCHAS GRACIAS

RESUMEN

HERNÁNDEZ P., Gladys K.

DUARTE N., Reinaldo

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EÓLICA A UN DESARROLLO TURÍSTICO UBICADO EN PARAGUANÁ

Tutor Académico: Prof. Ing. Julio Zambrano, Tesis. Caracas, U.C.V.

Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica. 2000. 455 pág.

Factibilidad, Energía Eólica, Aerogeneradores

El objetivo del presente trabajo es estudiar la factibilidad de instalar una central eólica para suministrar energía eléctrica a un desarrollo turístico ubicado al norte de la Península de Paraguaná. Para lo cual se calculó el costo del KWh generado y se comparó con los costos de instalación de un tendido eléctrico y una planta Diesel.

Se calculó las épocas del año donde es mayor el potencial eólico y el número de horas en que puede ser aprovechable. Se seleccionó el lugar de emplazamiento de la central eólica utilizando métodos de prospección y se comparó con los resultados de un Atlas Eólico de la Península. Se seleccionó un modelo de aerogenerador que se adapta mejor a las exigencias de demanda, que fueron calculadas con anterioridad. Se hallaron los períodos de para los cuales la potencia suministrada por el viento era aprovechada por la máquina para generar energía eléctrica, y cuales eran los períodos en los cuales entraría en funcionamiento un sistema auxiliar y de respaldo, planta diesel.

ÍNDICE

	Págs
CAPÍTULO 1	
INTRODUCCIÓN	30
CAPÍTULO 2	
CENTRALES EÓLICAS Y SU FUENTE DE ENERGÍA	
2.1. Generalidades	41
2.2. El viento como fuente de energía	42
2.3. Naturaleza del viento	43
2.3.1. Descripción cualitativa de la atmósfera en escala planetaria global	43
2.4. Variabilidad de la velocidad del viento	51
2.4.1. Variabilidad del viento a corto plazo	51
2.4.2. Variaciones diurnas (noche y día) del viento	52
2.5. Fuerza de coriolis	53
2.5.1. Cómo afecta la fuerza de coriolis a los vientos globales	53
2.6. Vientos geostróficos	55
2.7. Vientos de superficie	55
2.8. Medición de la velocidad del viento: anemómetros	55
2.9. La rosa de los vientos	56
2.10. Aspectos que afectan la velocidad del viento	57
2.10.1. Rugosidad	58
2.10.1.1. Clase de rugosidad y longitud de rugosidad	58
2.10.1.2. La rosa de las rugosidades	59
2.10.2. Cizallamiento del viento	59
2.11. Turbulencia	60

2.11.1. Resguardo tras los obtáculos	61
2.12. Movimiento atmosférico	62
2.13. Sistemas de vientos locales	63
2.13.1. Brisas de montaña y valle	63
2.13.2. Brisas de tierra y mar	64
2.13.3. Vientos de drenaje	66
2.13.4. “Föhn”, “Chinook” y “Zonda”	67
2.14. Potencia del viento	67
2.15. Curvas de frecuencia de velocidades	70
2.16. Curvas de duración de potencia	71
2.17. Energía del viento	72
2.18. Método matemático para el cálculo de la potencia	73
2.18.1. Modelo de distribución de Weibull	75
2.18.2. Modelo de distribución de Rayleigh	76
2.18.3. Tiempo de la máquina fuera de operación	77
2.19. Variación de la potencia con la altura sobre el suelo	77
2.19.1. Evaluación del gradiente vertical de velocidad	78
2.20. Principios básicos de la producción de potencia de una turbina eólica	80
2.21. Producción de energía vs producción de potencia	81
2.22. Evaluación de los recursos eólicos	82
2.23. Centrales eólicas	83
2.24. Conversión de la energía eólica	84
2.24.1. Densidad del aire y comportamiento del viento a través del rotor	85
2.24.1.1. Densidad del aire	85
2.24.1.2. Los aerogeneradores desvían el viento	85
2.24.1.3. El tubo de corriente	86
2.24.1.4. Distribución de la presión del aire en la parte delantera y trasera del rotor	87

2.24.2. Potencia teórica máxima de una turbina eólica	88
2.25. Efecto de la rotación de la estela	92
2.26. El efecto del Parque	95
2.26.1. Distribución en planta del Parque	95
2.26.2. Pérdida de energía debido al efecto del Parque	96
2.27. Efectos aceleradores	96
2.27.1. Efecto túnel	97
2.27.2. Efecto de la colina	97
2.28. Sistemas conversores de la energía eólica	99
2.29. Características de carga de una central energética	102
2.29.1. Potencia instalada	102
2.29.2. Factor de carga	102
2.29.3. Factor de demanda	102
2.29.4. Factor de instalación	104
2.29.5. Factor de utilización	105
2.29.6. Factor de reserva	105
2.30. Análisis técnico económico	106
2.30.1. Análisis de costo	106
2.30.2. Método del valor presente	107
2.30.3. Costo equivalente anual	107

CAPÍTULO 3

REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS DE UN COMPLEJO TURÍSTICO EN LA PENINSULA DE PARAGUANÁ

3.1. Generalidades	113
3.2. Planteamiento del problema	114
3.3. Determinación de la demanda de energía	121
3.3.1. Método de los coeficientes correctivos	121

CAPÍTULO 4

DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS EN LA CENTRAL

4.1. Generalidades	124
4.2. Clasificación de los equipos. Tipos de turbinas eólicas	125
4.3. Componentes de los aerogeneradores horizontales	127
4.4. Clasificación de las turbinas horizontales	131
4.4.1. Número de álabes	131
4.4.1.1. Molino de campo	131
4.4.1.2. Rueda de bicicleta	132
4.4.1.3. Cuatro álabes	132
4.4.1.4. Tres álabes	133
4.4.1.5. Dos álabes	133
4.4.1.6. Un álabe	134
4.4.2. Número de hélices	135
4.4.3. Concentradores	135
4.5. Perfiles de las turbinas de eje horizontal	136
4.5.1. Características de sustentación y resistencia en un perfil aerodinámico	136
4.5.2. Velocidad relativa del álabe de un rotor	139
4.5.3. Coeficientes adimensionales	140
4.5.4. Par y potencia característicos	143
4.5.5. Formas básicas características de una turbina	147
4.5.6. Factores que afectan el coeficiente de potencia	149
4.5.7. Dependencia de las características de perfil en función del número de Reynolds	151
4.5.7.1. Cálculo del número de Reynolds para los álabes de un rotor de turbina.	153
4.6. Tamaño de aerogeneradores	154
4.7. Componentes de las turbinas verticales	156
4.8. Clasificación de las turbinas verticales	157

4.8.1. Turbinas de resistencia	157
4.8.1.1. Rotor Savonius	158
4.8.1.2. Turbinas de múltiples álabes	160
4.8.2. Tipo Darrieus	161
4.8.3. Magnus	169
4.8.4. Convección	170
4.9. Torre vorticosa	170
4.10. Aerodinámica de las turbinas de eje vertical	171
4.11. Dimensiones	173
4.12. Materiales de los álabes del rotor	174
4.13. Número de álabes	175
4.14. Sistemas mecánicos	176
4.14.1. Sistemas de regulación	177
4.14.1.1. Sistemas de regulación por acción sobre el rotor	178
4.14.1.2. Sistema de regulación por acción sobre el eje	182
4.14.2. Sistemas de transmisión	184
4.14.3. Sistema de orientación	186
4.14.3.1. Error de orientación	188
4.15. Contador de la torsión los cables	189
4.16. Torres de aerogeneradores	190
4.16.1. Clasificación de las torres	195
4.16.1.1. Torres tubulares de acero o de hormigón	195
4.16.1.2. Torres de celosía	196
4.16.1.3. Torres de mástil tensado con vientos	196
4.16.1.4. Soluciones de torres híbridas	197
4.16.2. Consideraciones de dinámica estructural	198
4.17. Esquema de generación eléctrica a partir de un sistema conversor de energía eólica (SCEE)	198
4.18. Descripción general de los esquemas de generación	200
4.18.1. Sistemas de velocidad variable y frecuencia variable	200

4.18.2. Sistemas de velocidad variable y frecuencia constante	201
4.18.3. Sistemas de velocidad constante y frecuencia constante	201
4.19. Generadores de energía eléctrica	203
4.19.1. Generadores de CD	204
4.19.1.1. Tipos de generadores de CD	205
4.19.2. Generadores de CA	205
4.19.2.1. Generadores sincrónicos	206
4.19.2.1.1. Generadores trifásicos	208
4.19.2.1.2. Generadores monofásicos	209
4.19.2.2. Generadores asíncronos (o de inducción)	210
4.19.2.2.1. Deslizamiento del generador	211
4.19.2.3. Generador con colector	212
4.20. Voltaje generado (tensión)	214
4.21. Cambio de la velocidad de giro del generador	214
4.21.1. Un generador tetrapolar	215
4.21.2. Cambio del número de polos del generador	216
4.21.3. Generador de número de polos variable y de dos velocidades	216
4.22. Generadores de baja o alta velocidad	217
4.23. Generadores de deslizamiento variable para turbinas eólicas	218
4.24. Sistema de refrigeración	218
4.25. Funcionamiento a velocidad variable de una turbina de regulación por cambio del ángulo de paso (“pitch controlled”)	219
4.26. Conexión indirecta a red de aerogeneradores	220
4.26.1. Generación de corriente alterna (CA) a frecuencia variable	220
4.26.2. Conversión a corriente continua (CD)	221
4.26.3. Conversión a corriente alterna de frecuencia fija	221
4.26.4. Ventajas de la conexión indirecta a red: velocidad variable	222
4.26.5. Desventajas de la conexión indirecta a red	223
4.27. El controlador electrónico de la turbina eólica	224
4.28. Mecanismos de autoprotección y redundancia	224

4.29. Monitorizado	225
4.30. Compatibilidad electromagnética ("EMC")	226
4.31. Seguridad en aerogeneradores	226
4.31.1. Sensores	226
4.31.2. Protección contra el embalamiento	227
4.31.2.1. Sistema de freno aerodinámico: frenos en punta de álabe	227
4.31.2.2. Sistema de freno mecánico	228
4.32. Sistemas auxiliares y de almacenamiento	229
4.32.1. Almacenamiento de energía	229
4.32.1.1. Almacenamiento por acumuladores eléctricos	229
4.32.1.1.1. Producción y almacenamiento de hidrógeno	231
4.32.1.2. Almacenamiento electroquímico	232
4.32.1.3. Almacenamiento mecánico	232
4.32.1.3.1. Bajo forma cinética	232
4.32.1.3.2. Bajo forma potencial por acumulador de tipo hidráulico o bajo forma de gas comprimido	233
4.32.1.4. Almacenamiento térmico	234
4.32.2. El motor de encendido por compresión o diesel	234
4.32.2.1. El ciclo del motor diesel	234
4.32.2.2. Rendimientos	238
4.32.2.3. El consumo específico de los motores de encendido por compresión	240
4.32.2.4. Relación entre la potencia y las condiciones atmosféricas	241
4.32.2.5. Número de revoluciones	243
4.32.2.6. Estabilidad de funcionamiento del motor	244
4.32.2.7. Motores para instalaciones fijas	245
4.32.2.8. Equipos asociados a una planta diesel	246
4.32.2.9. Equipos, sistemas y componentes de la planta diesel	247
4.32.2.10. Mantenimiento de las plantas diesel	257
4.32.2.10.1. Programa de mantenimiento	259

4.32.2.11. Tipos de mantenimiento en C.A.D.A.F.E.	260
4.32.2.12. Funciones básicas del mantenimiento de plantas diesel	261

CAPÍTULO 5

MÉTODOS PROPUESTOS PARA LA CAPTACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA Y ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

5.1. Generalidades	264
5.2. Métodos propuestos para la captación de la energía eólica	265
5.2.1. Captación directa	265
5.2.1.1. Aerogeneradores de eje vertical	265
5.2.1.1.1. Máquinas de arrastre simple	266
5.2.1.1.2. Máquinas de arrastre diferencial	267
5.2.1.2. Aerogeneradores de eje horizontal	269
5.2.1.2.1. Máquinas de traslación	270
5.2.1.2.2. Máquinas de “variación cíclicas de la incidencia”, de eje vertical	271
5.2.1.2.3. Máquinas de eje paralelo al viento	272
5.2.2. Captación indirecta	273
5.2.2.1. Organos estáticos y máquinas dinámicas	273
5.2.2.2. Organos enteramente estáticos	275
5.2.2.3. Energía de las olas	275
5.3. Aspectos medioambientales	276
5.3.1. Posibles impactos	278
5.3.1.1. Alteraciones del medio físico	278
5.3.1.1.1. Impacto sobre las aves	279
5.3.1.1.2. Impacto visual	280
5.3.1.1.3. Impacto del ruido	282
5.3.1.1.4. Impacto por erosión	287
5.3.1.2. Alteraciones del medio socio-económico	287
5.3.1.3. Otras posibles alteraciones	288

5.3.2. Estudio de impacto ambiental	289
5.3.2.1. Medidas preventivas y correctoras	291

CAPÍTULO 6

METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO DE LA CENTRAL EÓLICA

6.1. Generalidades	295
6.2. Criterios para la selección de un sitio de aprovechamiento	296
6.3. Prospección de zonas y sitios de interés	297
6.4. Prospección indirecta	304
6.4.1. Datos provenientes de estaciones meteorológicas	305
6.4.2. Mapas climatológicos	305
6.4.3. Topónimos y referencia oral	306
6.4.4. Modelación matemática	306
6.5. Prospección directa	307
6.5.1. Encuesta	307
6.5.2. Evidencia ecológica	308
6.5.2.1. Clasificación de la evidencia ecológica	308
6.5.2.2. Métodos de evaluación de velocidad a partir de efectos en la vegetación	311
6.5.3. Mediciones in situ	315
6.5.3.1. Selección de sitios	315
6.5.3.2. Altura de medición	317
6.5.3.3. Mediciones	318

CAPÍTULO 7

CÁLCULOS

7.1. Generalidades	319
7.2. Demanda máxima	320
7.3. Características físicas del complejo turístico hipotético	325

7.4. Estimaciones de reserva	326
7.5. Demanda máxima a satisfacer	326
7.6. Energía total a satisfacer	326
7.7. Cálculo de la energía obtenida del viento	327
7.7.1. Frecuencia de ocurrencia de las velocidades	328
7.7.2. Curvas de duración de las velocidades y de potencia	330
7.8. Selección del número de aerogeneradores	336
7.9. Cálculo de energía generada por el sistema eólico	340
7.10. Cálculo de las características de carga de una central energética	343
7.10.1. Factor de carga	344
7.10.2. Factor de demanda	344
7.10.3. Factor de instalación	344
7.10.4. Factor de utilización	344

CAPÍTULO 8

SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO DE LA CENTRAL EÓLICA

8.1. Generalidades	345
8.2. Selección del emplazamiento	346
8.3. Obtención y análisis de datos (prospección indirecta)	348
8.4. Investigación de campo (prospección directa)	351
8.4.1. Caracterización	351
8.4.2. Calidad ambiental	352
8.4.3. Servicios de infraestructura	354
8.4.3.1. Agua potable y aguas servidas	355
8.4.3.2. Vialidad	356
8.5. Criterios de selección del emplazamiento	357
8.6. Evaluación de velocidad a partir de efectos de vegetación. Selección final	358
8.6.1. Ubicación geográfica de la zona seleccionada	360

8.7. Prospección del recurso eólico en un área definida (prospección directa)	361
--	-----

CAPÍTULO 9

ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA PLANTA

9.1. Generalidades	362
9.2. Análisis técnico	363
9.2.1. Características de los aerogeneradores	363
9.2.2. Características del motor diesel	364
9.3. Costos de un aerogenerador	365
9.3.1. Costos de instalación de aerogeneradores	366
9.3.2. Costos de operación y de mantenimiento en aerogeneradores	367
9.3.3. Reinversión en la turbina (reacondicionamiento, revisión general)	368
9.3.4. Tiempo de vida del proyecto, vida de diseño	369
9.3.5. Producción de energía en un aerogenerador	369
9.3.6. Factor de disponibilidad	370
9.3.7. Economía de energía eólica	370
9.4. Cálculo de los costos del sistema diesel-eólico	373
9.4.1. Costos del sistema eólico	373
9.4.1.1. Cálculo de costo de capital	373
9.4.1.2. Cálculo de costos variables	375
9.4.2. Costo del motor diesel	376
9.4.2.1. Costos de capital	376
9.4.2.2. Costos variables	377
9.4.3. Costos totales de la planta eólico-diesel	379
9.5. Cálculo de los costos del tendido de la red de distribución eléctrica	380
9.5.1. Costos de instalación	381
9.5.2. Costos de mantenimiento	381
9.5.3. Selección de la tensión de distribución	381

9.6. Costos de generación de una planta diesel	384
9.6.1. Costos de capital	384
9.6.2. Costos variables	385
9.7. Costos del KWh generado por alternativa	387

CAPÍTULO 10

ANÁLISIS DE RESULTADOS

10.1. Generalidades	388
10.2. Investigación bibliográfica	389
10.3. Potencial eólico	389
10.4. Comportamiento de la central	390
10.5. Características de carga de la central eólico-diesel	392
10.6. Emplazamiento seleccionado	393
10.7. Análisis económico	393

CONCLUSIONES	396
---------------------	-----

RECOMENDACIONES	398
------------------------	-----

ANEXOS	406
---------------	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1. Formación de los vientos	45
2.2. Componentes zonal del viento	46
2.3. Estructura térmica de la atmósfera	48
2.4. Variaciones estacionales del campo térmico	49
2.5. Variabilidad del viento	51
2.6. Variación de la velocidad del viento, en intervalo de 3 horas, a lo largo del día en Beldringe, Dinamarca	52
2.7. Rosa de los vientos de Brest, en la costa Atlántica de Francia	57
2.8. Curva de cizallamiento del viento	59
2.9. Ejemplo de cómo la turbulencia aumenta las fluctuaciones en la velocidad del viento	60
2.10. Vista lateral de la corriente de viento alrededor de un obstáculo	61
2.11. Vista superior de la corriente de aire alrededor de un obstáculo	61
2.12. Brisa en los valles de montaña	64
2.13. Brisas de tierra y de mar	65
2.14. Relación entre potencia del viento y velocidad	69
2.15. Cálculo del flujo de aire a través de una sección circular perpendicular a la dirección del viento	69
2.16. Curva de frecuencia de velocidades	71
2.17. Curva de duración de potencia	72
2.18. Potencia entregada por una máquina vs velocidad del viento	73
2.19. Distribución de frecuencia de la velocidad del viento	74
2.20. Distribución de frecuencia de la potencia del viento	74
2.21. Curvas de distribución de frecuencia de velocidades	76
2.22. Incremento de la velocidad del viento con el incremento de la altura de la torre	78

2.23. Curva de potencia ideal de una turbina de viento	82
2.24. Desviación del viento debido al generador	86
2.25. Presión del aire en el eje vertical	87
2.26. Volumen de control de una turbina eólica	89
2.27. Curva ideal del coeficiente de potencia para una máquina ideal sin pérdidas	93
2.28. Efecto de la estela en un aerogenerador	94
2.29. Distribución del Parque eólico	96
2.30. Emplazamiento del aerogenerador	98
2.31. Inclinación del viento	98
2.32. Diagrama de bloque para un SCEE	99
2.33. Características de potencia para diferentes tipos de rotores	101
4.1. Componentes de un aerogenerador	130
4.2. Componentes de un aerogenerador	130
4.3. Molino de campo	131
4.4. Rueda de bicicleta	132
4.5. Sistema eólico de cuatro álabes	133
4.6. Sistema eólico de tres álabes	133
4.7. Sistema eólico de dos álabes	134
4.8. Sistema eólico de un álabes	134
4.9. Aerogenerador de múltiples hélices	135
4.10. Concentrador	135
4.11. Diseño de Alas Delta	136
4.12. Fuerza de sustentación y resistencia sobre un álabe aerodinámico	137
4.13. Cuerda del perfil y ángulo de ataque	137
4.14. Características de sustentación y resistencia de los álabes	139
4.15. Velocidad relativa en el álabe de un rotor	140
4.16. Definición la relación de velocidades	141

4.17. Torques característicos de rotores de eje horizontal	144
4.18. Potencias características de rotores de eje horizontal	145
4.19. C_p - λ Característicos de turbinas de eje horizontal	148
4.20. C_Q - λ Características de las turbinas de eje horizontal	148
4.21. Efecto del Número de Reynolds sobre la relación $(C_D/C_L)_{\min}$ para tres perfiles diferentes	152
4.22. Valor inverso de la mínima relación C_D/C_L en función del número de Reynolds para diversos perfiles	153
4.23. $Re = f(\lambda)$ para rotores girando con λ óptimo	154
4.24. Tamaño de aerogeneradores	155
4.25. Componentes de una turbina eólica vertical	156
4.26. Perfiles seccionales de algunos rotores de eje vertical de tipo resistivo	158
4.27. Rotor Savonius	158
4.28. Diferentes clases principales de modelos para el Rotor Savonius	159
4.29. Turbina de múltiples álabes con cubierta	160
4.30. Turbina de múltiples álabes sin cubierta	161
4.31. Perfiles aerodinámicos disponibles	162
4.32. Dimensiones de un rotor Darrieus (álabes de forma Troposkien)	163
4.33. Fuerzas aerodinámicas actuando en una superficie aerodinámica giratoria	165
4.34. Cicloturbina de álabes rectas	168
4.35. Cicloturbina de álabes triangulares	168
4.36. Forma Troposkien de álabes	169
4.37. Principio Magnus	169
4.38. Sistema convectivo solar	170
4.39. Torre vorticiosa	171
4.40. Composición de velocidades que inciden sobre un segmento de pala de un rotor Darrieus, y de las fuerzas aerodinámicas que se generan	171

4.41. Composición de velocidades que inciden sobre las palas de un rotor Darrieus, que gira sobre su eje vertical.	172
4.42. Variación del ángulo de ataque de la velocidad que incide sobre un segmento de pala de un rotor Darrieus en función de la posición angular en que se encuentra en un instante dado, para diferentes velocidades típicas.	173
4.43. Dimensiones típicas para rotores de eje vertical Darrieus en función de la potencia que desea obtener	174
4.44. Evolución del rendimiento aerodinámico para diferentes rotores, en función del número de álabes	176
4.45.a. Sistema de regulación por orientación del rotor, accionado por una veleta auxiliar	178
4.45.b. Sistema de regulación por orientación del rotor que aprovecha el empuje aerodinámico sobre una rótula excéntrica	179
4.46. Sistema de regulación tipo persiana, que actúa mecánicamente o por acción centrífuga, aumentando o disminuyendo la superficie efectiva del álabe	179
4.47. Sistema de regulación desarrollado en la Universidad East-Hartford (EE.UU.) basado en la flexibilidad o tensión del eje del álabe	181
4.48. Mecanismo de regulación de paso variable accionando desde el interior, mediante un sistema de control	181
4.49. Sistema de regulación de paso variable, en la que la variación del ángulo de calaje actúa sobre parte de la pala, o se ejerce mediante flaps.	182
4.50. Sistema de regulación por frenado sobre el eje de rotor	183
4.51. Mecanismo multiplicador de revoluciones mediante un sistema de dos rotores que giran en sentidos opuestos	185

4.52. Sistema de orientación por efecto de conicidad. aprovecha las diferencias de empuje aerodinámico que se ejerce sobre las álabes cuando adoptan posiciones cónicas	187
4.53. Mecanismo de orientación	188
4.54. Torres de aerogeneradores, Navarra. España. 1999 Soren Krohn	190
4.55. Perfil de velocidades en la capa límite terrestre	192
4.56. Sombra de la torre	192
4.57. Torres tubulares de acero o de hormigón	195
4.58. Torre de Celosía	196
4.59. Torres de mástil tensado con viento	197
4.60. Torre híbrida	197
4.61. Comparación de los esquemas de VVFC y VCFC	202
4.62. Diagrama de funcionamiento de máquina de CA	204
4.63. Diagrama de funcionamiento de máquina de CD	205
4.64. Electroimanes de un generador trifásico	208
4.65. Generador asíncrono	210
4.66. Esquema del estator, con excitación trifásica, de un generador con colector	213
4.67. Generador tetrapolar	215
4.68. Curvas de generación de corriente	220
4.69. Ciclo de un motor diesel	236
4.70. Influencia de la cota sobre el factor de potencia	242
4.71. Proceso de mantenimiento	258
4.72. Sistemna de mantenimiento	259
5.1. Ciclones artificiales por medio de un enorme Venturi vertical	274
5.2. Ruidos producidos por un aerogenerador y comparación de niveles relativos de ruido	283
5.3. Ley del inverso de cuadrado de la distancia	286

6.1. Formación de dunas	309
6.2. Índice de Griggs-Putman para árboles de hojas finas	311
6.3. Índice de Barsh para árboles de hojas anchas	312
6.4. Esquemas de la formación de árboles para determinar la velocidad promedio anual de un lugar	314
8.1. Bahía del norte, dunas, bosques xerofilos	353
8.2. Trillas de bahía del norte	355
8.3. Efectos en la vegetación causados por exposición del viento	357
8.4. Formación de dunas	358
8.5. Ubicación de l Macolla	360
8.6. La Macolla	361
9.1. Precio banana	362
9.2. Parque eólico de Novar (Escocia), en construcción en un páramo, julio 1997	366
9.3. Producción de la energía	369
9.4. Variación del costo de la electricidad producida	372
9.5. Relación entre las velocidades del viento y los costos por KWh	373

ÍNDICE DE TABLAS

1.1. Empresas regionales	37
2.1. Direcciones generales de los vientos dominantes	54
2.2. Valores típicos de la longitud de la rugosidad	80
2.3. Clases de densidad de potencia	83
2.4. Valores de factor de carga	103
2.5. Valores de factor de instalación	104
2.6. Valores de factor de utilización	105
2.7. Valores de factor de reserva	106
3.1. Planificación estimada por CORPOTULIPA	120
4.1. Selección del número de álabes de una turbina de eje horizontal	149
4.2. Combinaciones de frecuencias y velocidades	199
4.3. Comparación de las máquinas de CA	213
4.4. Parámetros característica de diferentes tipos de baterías	231
4.5. Temperatura, presión y peso específico del aire al variar la cota	243
5.1. Máquinas de arrastre simple	267
5.2. Máquinas de arrastre diferencial	268
5.3. Máquinas de traslación	270
5.4. Máquinas con variación cíclica de la incidencia	272
5.5. Máquinas con eje paralelo al viento	273
5.6. Comparación de sonidos	286
5.7. Alteraciones y medidas correctivas para las fases de construcción y explotación	292

6.1. Velocidad media anual según la deformación de los álabes	313
6.2. Velocidad media anual según la relación de deformación	315
7.1. Demandas máximas mensuales en KW	321
7.2. Coeficientes correctivos mensuales por año	323
7.3. Predicción de demanda del año 8	324
7.4. Frecuencia de ocurrencia	329
7.5. Resumen de datos de la velocidad del viento	334
7.6. Características físicas de los aerogeneradores	337
7.7. Características de los aerogeneradores	339
8.1. Dirección prevaleciente del viento	348
8.2. Datos meteorológicos	349
9.1. Costos fijos sistema eólico	374
9.2. Costos variables sistema eólico	376
9.3. Costos fijos del diesel	377
9.4. Costos variables del diesel	378
9.5. Costos de capital a 20 años, anual y costos variables del sistema	380
9.6. Costos de capital y costos variables correspondientes a la instalación y operación de un tendido eléctrico de 58 Km de longitud (34,5 KV)	382
9.7. Costos fijos del diesel	384
9.8. Tabla comparativa	387

ÍNDICE DE GRÁFICOS

7.1. Curva de demanda del complejo C	324
7.2. Distribución de frecuencia del mes de Junio	330
7.3. Curva de duración de velocidades del año 1999	331
7.4. Aproximación logarítmica de la curva de duración de potencia para 10 m del año 1999	333
7.5. Aproximación logarítmica de la curva de duración de potencia para 45 m del año 1999	336
7.6. Gráfica comparativa potencia vs tiempo de las turbinas analizadas	338
7.7. Comportamiento del sistema	341

ÍNDICE DE ANEXOS

- A Tablas de velocidades de los vientos
- B Gráficas de distribución de frecuencia
- C Atlas de viento de la Península de Paraguaná
- D Atlas eléctrico del Estado Falcón
- E Mapa climatológico de Venezuela
- F Constancias
- G Catálogos de fabricantes
- H Presupuestos
- I Cálculo de la caída de tensión

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

En el siglo V antes de Cristo se encuentran los primeros aeromotores en Asia: son máquinas de eje vertical. Más o menos por la misma época, en Egipto se utilizaban molinos de eje horizontal. Aún siendo distintos desde el punto de vista tecnológico, los molinos tenían el mismo principio: transformar la energía eólica en energía para el bombeo de agua, la molienda de granos, etc.

En Europa no es hasta el siglo VII D.C., cuando aparecen molinos, cuya tecnología ha evolucionado hasta nuestros días, dando lugar a los clásicos molinos holandeses, mecánicamente sofisticados, o a los

aeromotores para el bombeo de agua, que se desarrollaron en gran manera después de la invención de la "rueda multipala" por los americanos en el año 1870.

Fue en el año 1802 cuando se pensó por primera vez en la transformación de la energía eólica en energía eléctrica. Lord Kelvin, en efecto, trató de asociar un generador eléctrico a un aeromotor, pero hubo que esperar hasta el año 1850, para que llegara el día de lo que hoy se conoce como "aerogeneradores".

Esta nueva aplicación de la energía eólica tuvo cierto éxito, de forma que en el año 1920 existían unos 300 constructores de aerogeneradores. Además, las investigaciones realizadas en el campo de la aerodinámica, especialmente para la aeronáutica, permitieron alcanzar progresos apreciables en los aeromotores, de manera que los estudios continuaron hasta el año de 1961. Muchos estudios culminaron en realizaciones, generalmente máquinas de potencias comprendidas entre 100 y 1000 KW que demostraban que la producción de energía eléctrica a partir del viento era factible. "Desafortunadamente", en esa época, el bajo precio del petróleo había puesto el precio del KW producido por energía térmica a un nivel de competencia inaccesible para la energía eólica. Es a partir del año 1973 cuando, poco a poco, el proceso inverso ha impulsado los programas de estudio y realización de aerogeneradores. Sin embargo, en el año 1978 eran pocas las instalaciones eólicas y en los países industrializados, la demanda de aerogeneradores de potencias pequeñas y media (< 10 KW) permanecía limitada

a aplicaciones concretas, ya que la mayor parte de los usuarios estaban conectados a la red de distribución eléctrica. No obstante, los países del tercer mundo podrían ser los grandes usuarios potenciales de estos tipos de máquinas para el presente y futuro.

El modelo económico mundial, fundamentado en tecnologías de fuentes energéticas convencionales y principalmente en combustibles fósiles a mostrado su debilidad estratégica ante la crisis político-económica actual, originando la búsqueda y desarrollo de fuentes alternas de energía.

Si bien es cierto que Venezuela posee abundantes recursos energéticos convencionales y puede confiar en el auto-suministro energético, su esquema de desarrollo basado en la exportación de hidrocarburos no le permite ubicarse al margen de esta realidad, si no que por el contrario, le obliga a tomar acciones concretas para la aplicación de las fuentes alternas de energía en el país, que permitan el desarrollo nacional sin comprometer la principal fuente de divisas de la nación.

Las fuentes no convencionales de energía, generalmente proporcionan soluciones locales que las hacen idóneas para el tratamiento del problema energético en regiones remotas, zonas rurales alejadas de los centros de producción y poblaciones con alto grado de dispersión; se presentan como soluciones tecnológicas sencillas, limpias y de fácil adaptabilidad al medio rural.

La energía eólica por su carácter de energía limpia y renovable, y cuya incidencia ambiental es reducida en

comparación a otras fuentes de energía, representa una opción atractiva para analizar la posibilidad de generar electricidad a un costo competitivo tomando en cuenta que será utilizada para abastecer la demanda energética de un complejo turístico.

Diversas razones han mantenido el desconocimiento del potencial energético de fuentes alternas en el territorio nacional, las posibles aplicaciones tecnológicas, los costos aproximados de estas aplicaciones, la posible participación de la industria nacional en la fabricación de los equipos, y otros parámetros que permitan obtener criterios acertados para implementar las políticas energéticas adecuadas.

En un país como Venezuela localizado en la proximidad de la zona ecuatorial, podría pensarse que el aprovechamiento de este recurso energético (debido a las llamadas calmas ecuatoriales de los vientos) no sería de estima. Sin embargo, a través de estudios preliminares, se han hallado en Venezuela lugares que presentan características notables y ventajosas para la inserción de este tipo de tecnologías, en el panorama energético nacional.

Venezuela presenta un abundante potencial en cuanto a energía eólica se refiere, en las regiones norte costera e insular del territorio, en las cuales el viento tiene una velocidad promedio de 6 a 8 m/s, la que se mantiene más o menos constante a lo largo del día e indica sólo pequeñas variaciones durante el año, lo que representa grandes ventajas a la hora de dimensionar el sistema eólico y determinar la capacidad de almacenamiento de

energía en las horas en las cuales la velocidad del viento sea muy baja o incluso nula.

Para velocidades promedio de viento menores a 4 m/s no se recomienda utilizar la energía eólica para producir electricidad, pero es posible utilizar dicha energía para el bombeo de agua, siempre que ésta no sea inferior a 2 m/s como promedio. Estas consideraciones tienen que ver sobre todo con aspectos técnicos, relacionados con la eficiencia de los equipos de conversión.

En tal sentido, se considera que el potencial de la energía eólica disponible en las regiones Norte-Costeras e Insular, es adecuado para la generación de energía eléctrica.

La tecnología relacionada con la energía eólica, ha sido estudiada desde el año 1980 por Universidades como la "Universidad Nacional Experimental Francisco de Miranda" en Punto Fijo, así como por instituciones, ej. "Instituto de Ingeniería", el Ministerio de Energía y Minas", y otros.

C.A.D.A.F.E. (Compañía anónima de administración y fomento eléctrico), es en la actualidad la empresa nacional más grande de energía eléctrica del Estado Venezolano.

En sus inicios el suministro del servicio eléctrico es atendido por empresas privadas, las cuales operaban en las ciudades más pobladas e importantes del país, la producción de energía se realizaba en pequeñas plantas y era suministrada por tendidos de redes locales. En aquellos días el servicio eléctrico se suministraba sólo de noche.

Posteriormente surgieron otras empresas eléctricas constituidas por capitales mixtos, predominando la participación del sector público a través de los Consejos Municipales y las Gobernaciones del Estado.

En 1946 el Ejecutivo Nacional creó la Corporación Venezolana de Fomento (C.V.F.) como instituto autónomo adscrito al Ministerio de Fomento, asignándole las inversiones existentes en las instalaciones eléctricas como parte de su patrimonio.

En 1951, la C.V.F. formula el "Primer Plan Nacional de Electrificación", las diferentes empresas adquiridas son reagrupadas en su totalidad formando en conjunto quince empresas de energía eléctrica. La C.V.F., al intentar desarrollar este plan, sólo lograba resolver problemas locales, ya que la existencia de las quince empresas, con sus propias directivas y sus diferentes sistemas organizativos, obstaculizaba la puesta en marcha del tan esperado Plan Nacional de Electrificación.

Es por esta razón que surge la necesidad de unificar en su totalidad a todas las empresas eléctricas que presentaban servicio en el interior del país; produciéndose la adquisición por parte de la C.V.F. de todas las acciones minoritarias que estaban en poder del sector privado. Es así como se crea "Empresa C.V.F. de Electricidad".

La división de empresas de la C.V.F. coordinaba y promovía convenciones con el propósito de unificar criterios y procedimientos para la operación y desarrollo de la industria eléctrica en el país. Precisamente, en una de estas convenciones surge la proposición de

“recomendar finalmente que sin perjuicio de lo precedente, se inicien los estudios pertinentes sobre la posibilidad, factibilidad y conveniencia de una mayor descentralización de las funciones de supervisión y control a través de grandes compañías regionales, las cuales en el futuro se podrían integrar en una gran empresa nacional”.

Respondiendo a esta necesidad el 27 de octubre de 1958, se constituye la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, la cual tiene como función principal la de coordinar todas las actividades y funcionamiento de las quince empresas eléctricas ya existentes.

En junio de 1959 se acordó la fusión de esas compañías con C.A.D.A.F.E., quedando ésta como la gran empresa de electricidad del Estado, encargada de unificar los criterios técnico-administrativo que permitiesen la formulación de programas eléctricos más integrales, y la operación, administración, planificación y control de los sistemas eléctricos del Estado, a excepción del desarrollo hidroeléctrico del Río Caroní, el cual se asignó a la C.V.G. (Corporación Venezolana de Guayana) y a EDELCA (Electricidad del Caroní).

La misión fundamental de C.A.D.A.F.E. fue y sigue siendo la de generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica, en forma confiable, segura, efectiva, rentable y a un costo mínimo, a los fines de promover el desarrollo económico y social del país, mejorando así el bienestar de la población asociado al uso del servicio eléctrico.

En consecuencia, la compañía podrá desarrollar cualquier otra actividad originada, dependiente o conexas con el objetivo mencionado.

Por otra parte, corresponde a C.A.D.A.F.E. no solamente prestar el servicio eléctrico a las zonas urbanas o interurbanas, sino extender su acción hacia zonas marginales, pequeñas poblaciones rurales, asentamientos campesinos y nuevos desarrollos urbanísticos, áreas en las cuales la inversión no es muy atractiva para el sector privado, debido a su baja rentabilidad.

C.A.D.A.F.E. está conformada por una casa matriz, una empresa nacional de generación y transmisión, cuatro empresas regionales de distribución y comercialización, y una empresas de servicio.

Las cuatro empresas regionales son:

EMPRESA	ÁREA DE INFLUENCIA
CENTRO	Aragua, Miranda, Guárico, Apure, T.F. Amazonas.
ORIENTE	Anzoátegui, Monagas, Bolívar, Nueva Esparta, Sucre T.F. Delta Amacuro.
ANDES	Mérida, Trujillo, Táchira, Barinas.
OCCIDENTE	Falcón, Lara, Yaracuy, Carabobo, Cojedes, Portuguesa.

Empresas regionales

TABLA # 1.1.

Las empresas de servicio son subsidiarias no eléctricas, con apertura a la participación privada, que tiene como objetivo brindar servicios de informática y sistemas, apoyo tecnológico, investigación y desarrollo y procura internacional a sus filiales eléctricas operativas y otras empresas del ambiente.

El objeto de este trabajo es determinar la factibilidad de utilizar el intenso potencial eólico en la región para la generación de electricidad, que permita abastecer de energía a un hipotético desarrollo turístico, que tendrá desde luego una demanda de electricidad determinada.

Habiendo señalado ya, los antecedentes de la energía eólica y descrito la empresa para la cual se realizó este trabajo, es de señalar que el presente fue dividido en ocho capítulos los cuales fueron organizados de la siguiente manera:

En el capítulo 2 se expondrán las características y el comportamiento del viento como fuente de energía, se desarrollará la formulación para obtener la potencia teórica del viento y la potencia máxima real de la turbina eólica que conformará la central. Así mismo, se estudiarán los efectos de la turbina sobre el viento y se establecerá la formulación de las características de carga de una central energética.

En el capítulo 3 se plantea el problema, se describe la situación energética actual de la Península de Paraguaná y se explica la metodología para determinar los requerimientos energéticos del complejo turístico hipotético.

En el capítulo 4 se clasificarán y describirán los principales equipos que conforman una central eólica y los sistemas auxiliares y de almacenamiento.

En el capítulo 5 se exponen los métodos propuestos para la captación de energía eólica. Así mismo, se estudiarán los aspectos medioambientales del empleo de

este tipo de centrales, considerando las posibles alteraciones del medio físico como los impactos sobre las aves, impacto visual, impacto del ruido e impacto por erosión, además de las alteraciones del medio socio-económico y otras.

En el capítulo 6 se expondrán los criterios para seleccionar el emplazamiento o lugar de instalación de un aerogenerador, mediante datos meteorológicos de la zona, características topográficas, mapas climatológicos y la evidencia ecológica.

En el capítulo 7 se realizan los cálculos. Primero se estimará la demanda máxima del complejo turístico, para luego hacer las estimaciones de reserva. Se calculará la potencia teórica del viento; se graficará la frecuencia de ocurrencia de las velocidades del viento para cada mes, las curvas de duración de las velocidades y curva de potencia. Se calcularán las velocidades promedio, máxima y horas de calma. Se evaluará el gradiente vertical de velocidades, es decir, hallar la velocidad para una altura diferente.

Luego, seleccionaremos el número de aerogeneradores y se calculará la energía generada y las características de carga de una central energética.

En el capítulo 8 se estudiarán los aspectos técnicos y económicos de los equipos que componen la central, para ello se realizarán los cálculos necesarios para estimar la inversión inicial por medio del método del valor presente.

Así mismo, se realizará la comparación económica entre la generación eólica y líneas de distribución,

además de presentar las características de los equipos a utilizar.

En el capítulo 9 se analizarán los resultados obtenidos de los capítulos anteriores.

Por último se concluirá y se harán las recomendaciones de acuerdo con el trabajo y los resultados obtenidos.

CAPÍTULO 2

CENTRALES EÓLICAS Y SU FUENTE DE ENERGÍA

2.1. GENERALIDADES

En el presente capítulo se expondrán las características y el comportamiento del viento como fuente de energía, además de desarrollar la formulación necesaria para obtener la potencia teórica del viento y la potencia máxima real de la turbina eólica que conformará la central. Así mismo, se estudiarán los efectos de la turbina sobre el viento y se establecerá la formulación de las características de carga de una central energética.

2.2. EL VIENTO COMO FUENTE DE ENERGÍA

La energía eólica se deriva del calentamiento diferencial de la atmósfera por el sol y de las irregularidades de la superficie terrestre. Todas las fuentes de energía renovables (excepto la mareomotriz y la geotérmica), e incluso la energía de los combustibles fósiles, provienen, en último término, del sol. El sol irradia 100.000.000 GWh de energía hacia la Tierra. En otras palabras, la tierra recibe 10^{17} W de potencia. La energía eólica (energía cinética del viento) es sólo una pequeña fracción de la energía solar que llega a la tierra, esto representa un total enorme, así se tiene que aproximadamente el 2% de la energía del flujo solar se disipa en forma de viento y de este valor el 35% es disipado por la fricción superficial y turbulencias atmosféricas, esto arroja finalmente un potencial primario eólico sobre el planeta de 4000 Quads (1 Quad = 24 GWh) que es 33 veces mayor que el potencial hidroeléctrico del mundo (120 Quads). [55]

Se tiene que la naturaleza concentra esta energía en ciertas regiones, de modo que en muchos lugares el flujo medio de energía eólica o densidad energética puede ser igual o superior al flujo medio de energía solar.

La energía eólica es un recurso bastante variable en tiempo y lugar. La variabilidad con respecto al tiempo ocurre en intervalos de segundos (ráfagas), minutos (variaciones de potencia), horas (ciclos diurnos) y meses (variaciones estacionales). De esta variabilidad se desprende que la utilización óptima de la energía eólica

dependerá de si su uso es de carácter directo o para almacenamiento de energía.

La velocidad media del viento puede variar mucho en distancias geográficas relativamente reducidas debido a los efectos del terreno (montañas, efectos de drenaje en los valles y perfiles del terreno) y al calentamiento disperejo de la superficie terrestre (zonas litorales, grandes lagos y bosques).

2.3. NATURALEZA DEL VIENTO

Las regiones alrededor del ecuador, a 0° de latitud, son calentadas por el sol más que las zonas del resto del globo.

El aire caliente es más ligero que el aire frío, por lo que subirá hasta alcanzar una altura aproximada de 10 Km y se extenderá hacia el norte y hacia el sur. Si el globo no rotase, el aire simplemente llegaría al Polo Norte y al Polo Sur, para posteriormente descender y volver al ecuador.

2.3.1. DESCRIPCIÓN CUALITATIVA DE LA ATMÓSFERA EN ESCALA PLANETARIA GLOBAL

Considerando el sistema más sencillo posible de distribución de las variables atmosféricas: el que resulta de superponer una superficie terrestre lisa y homogénea; este sistema es adecuado como primera aproximación y permite fijar ideas sobre el comportamiento en escala global de la atmósfera. En este

caso no habrá variación longitudinal de los campos promedios.

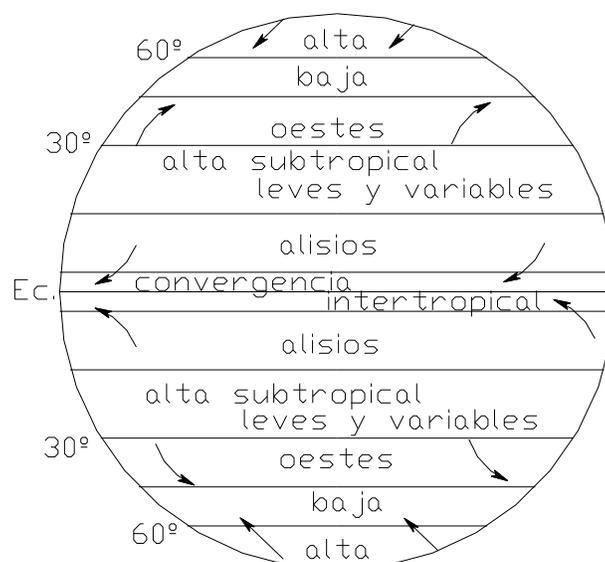
Como el sistema tierra-atmósfera está mecánicamente aislado, deberá conservarse el impulso angular total. La atmósfera y la tierra interactúan mecánicamente por medio del rozamiento: si el viento es del oeste, la atmósfera entrega impulso a la tierra (ya que se mueve más rápido que ella para un observador absoluto) y si el viento es del este, la atmósfera recibe impulso de la tierra. En un intervalo largo de tiempo no podrá existir un transporte neto de impulso de la tierra a la atmósfera o viceversa, pues de lo contrario cambiará la velocidad de rotación de la tierra notablemente. Como esto no ocurre deberá existir bandas planetarias de vientos con componentes este y oeste en superficie, en forma alternada.

En las zonas tropicales la tierra tiene una velocidad tangencial mayor que la atmósfera, apareciendo en la superficie bandas de viento este, definiendo los alisios del noreste en el hemisferio norte y del sudeste como se muestra en la figura #2.1.

Los alisios convergen hacia el ecuador donde se encuentra una zona de vientos suaves llamada convergencia intertropical.

A los 30° de latitud (norte y sur) la tierra y la atmósfera se mueven aproximadamente a la misma velocidad y por lo tanto aparecen bandas de calmas o vientos suaves y variables. En las latitudes medias (30° a 60° de latitud aproximadamente), aparecen cinturones de viento oeste. En latitudes extremas se encuentran estos polares. Las zonas límites entre las oeste en latitudes medias y

los estes polares no son de calma sino tempestuosas, con vientos variables.



Formación de los vientos

FIGURA # 2.1.

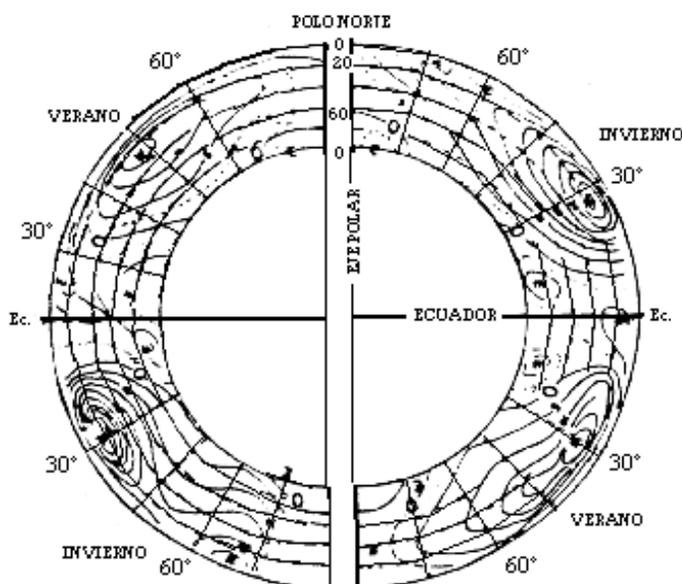
En cuanto al campo de presión, las isobaras coincidirán con los paralelos en el esquema expuesto en la figura #2.1, comprendiendo una banda de bajas presiones relativas en el ecuador, llamada cinturón ecuatorial; una banda de alta presión en los 30° de latitud (norte y sur), llamada cinturón de altas subtropicales; una banda de bajas presiones en aproximadamente 60° de latitud llamada cinturón de bajas subpolares.

El efecto de la rotación terrestre hace que la circulación de los vientos en el sistema de bajas subpolares sea en el sentido de la rotación terrestre (en ambos hemisferios), llamado sentido ciclónico, y en el

sistema de altas subtropicales, en el sentido contrario a la rotación terrestre o anticiclónico.

Respecto al campo térmico las isotermas coincidirían con los paralelos existiendo un mayor contraste térmico en las latitudes medias.

Lo descrito anteriormente se aplicaría a los equinoccios; en las distintas estaciones las bandas planetarias seguirán el movimiento anual del sol, es decir, se desplazarán hacia los polos del hemisferio respectivo en el verano, y hacia el Ecuador en el invierno.



Componente zonal del viento

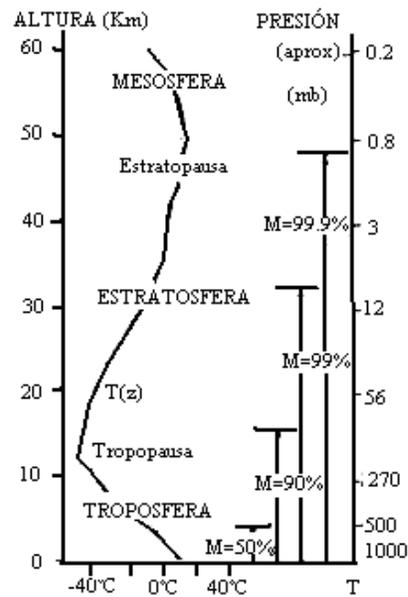
FIGURA # 2.2.

La figura #2.2 es un corte meridional, donde se distingue la componente zonal del viento, para distintos niveles de presión y para diferentes latitudes, promediada en longitud para invierno y verano en ambos

hemisferios. Allí se representa, en intensidad y dirección, la componente zonal promedio del viento mediante isotacas (líneas de igual velocidad del viento en metros por segundo).

Las características más sobresalientes comprenden:

1. La existencia de un máximo de viento oeste muy pronunciado en ambos hemisferios y estaciones del año, situado aproximadamente en el viento bórico de 200 milibares (mb) (correspondientes a una altura de 12 Km aproximadamente y alrededor de 30° de latitud), con velocidades promedias hasta de 40 m/seg. Este máximo se encuentra directamente por encima de los cinturones de altas subtropicales y se denomina "corriente en chorro" (subtropical) esta corriente es más intensa en el hemisferio sur si se comparan los correspondientes campos estacionales.
2. La existencia de viento del este en todos los niveles en las áreas ecuatoriales y en niveles bajos en áreas polares.
3. La inclinación de los ejes de los anticiclones subtropicales (dados por las isotacas de valor cero) hacia las zonas calientes a medida que se asciende y la de los ejes de las bajas subpolares hacia las zonas frías.
4. El movimiento estacional de los máximos de viento siguiendo al sol, apareciendo en el invierno de los respectivos hemisferios un máximo secundario (corriente chorro polar).



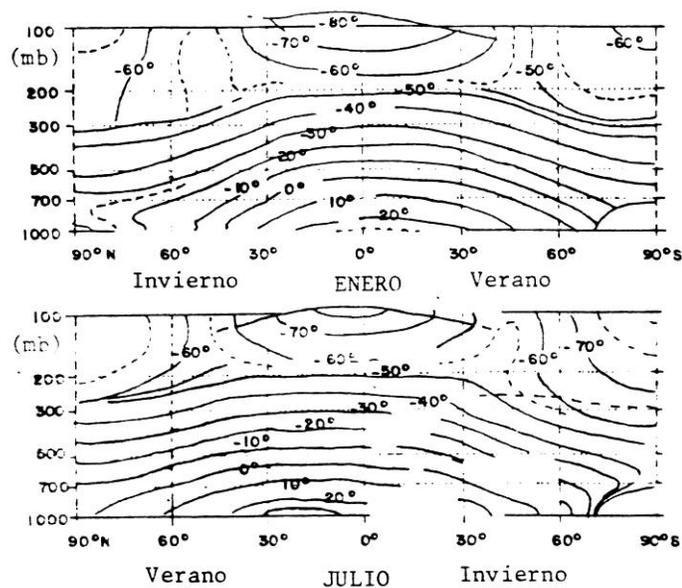
Estructura térmica de la atmósfera

FIGURA # 2.3.

La figura #2.3 representa la estructura térmica de la atmósfera en un promedio anual para todas las latitudes. La troposfera es la capa inferior, en la que la temperatura disminuye con la altura alcanzando un mínimo que define la tropopausa. Sobre la tropopausa se encuentra la estratosfera, donde la temperatura aumenta (o al menos no disminuye) con la altura. La estratosfera se extiende desde la tropopausa hasta la estratopausa que, a una altura de 50-60 Km, tiene una temperatura que varía entre -10 y $+20^{\circ}$ Celsius. Luego aparecen otras capas, definidas también por su estructura térmica llamadas mesosfera y termosfera. (También es usual definir la ozonósfera como la región de máxima concentración de ozono, situada entre los 20 y 25 Km de altura). La troposfera es la zona donde se producen los

fenómenos de tiempo meteorológico (nubes, lluvia, y otros).

Las variaciones estacionales del campo térmico promediado a lo largo de círculos de latitud se muestran en la figura #2.4.



Variaciones estacionales del campo térmico

FIGURA # 2.4.

Se observan como características salientes:

1. La variación latitudinal en la altura de la tropopausa, siendo la tropopausa ecuatorial mucho más alta y más fría que la polar.
2. El contraste térmico horizontal en las latitudes medias es mucho mayor en el invierno que en el verano (visualizando a través de la inclinación de las líneas isoterma). Nótese que este contraste coincide en posición con las correspondientes corrientes en chorro.

En la atmósfera real los sistemas sinóptico-planetarios que aparecen en los mapas diarios, rara vez se asemejan a estos flujos zonales promedio que se han presentado, ya que son generalmente asimétricos, concentrando los mayores contrastes térmicos y los vientos más fuertes en altura a lo largo de bandas estrechas, zonas límites entre masas frías y calientes, denominadas frentes. Más aún, el flujo planetario se encuentra influenciado por la topografía y los contrastes térmicos producidos por la distribución de continentes y mares, particularmente en el hemisferio norte. No es entonces enteramente exacto considerar los sistemas sinópticos (ciclones y anticiclones y las ondas en altura asociadas a ellos) como perturbaciones superpuestas a un movimiento zonal que varíe solamente con la latitud y con la altura.

En las cartas sinópticas diarias se observa que la circulación en superficie (más débiles en verano que en invierno) consiste en vórtices o torbellinos ciclónicos, asociados con centros de baja presión, y vórtices anticiclónicos más débiles asociados con centros de alta presión. Los vórtices ciclónicos se identifican claramente como espirales nubosas en las imágenes del globo terrestre obtenidas por intermedio de satélites meteorológicos. Los vórtices principales pueden verse hasta en las cartas de nivel de 500 mb (aproximadamente 5.5 Km), algo desplazados hacia el oeste e inmersos en un flujo del oeste. Estas ondas migratorias o progresivas son eliminadas cuando se efectúan los promedios que llevan a las distribuciones mostradas.

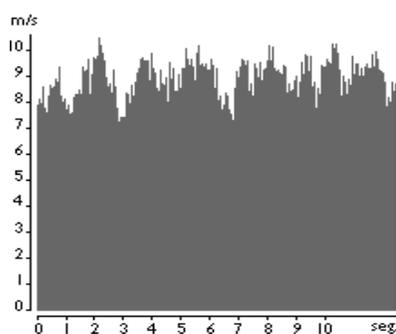
De todas formas las distribuciones promediadas zonalmente dan una buena información sobre las características típicas de la circulación en escala planetaria.

2.4. VARIABILIDAD DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO

La variabilidad de la velocidad del viento puede ser analizada a corto plazo. Dicha variabilidad depende de las variaciones diurnas (noche y día) del viento.

2.4.1. VARIABILIDAD DEL VIENTO A CORTO PLAZO

La velocidad del viento está siempre fluctuando, por lo que el contenido energético del viento varía continuamente. De qué magnitud sea exactamente esa fluctuación depende tanto de las condiciones climáticas como de las condiciones de superficie locales y de los obstáculos.



Variabilidad del viento

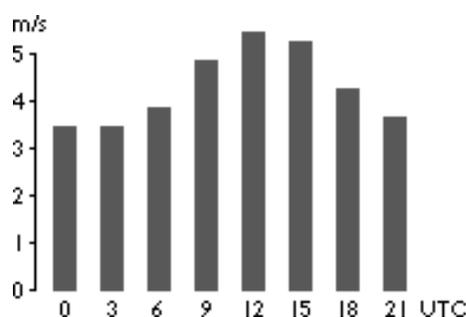
FIGURA # 2.5.

La producción de energía de una turbina eólica variará conforme varíe el viento, aunque las variaciones

más rápidas serán hasta cierto punto compensadas por la inercia del rotor de la turbina eólica.

2.4.2. VARIACIONES DIURNAS (NOCHE Y DÍA) DEL VIENTO

En la mayoría de las localizaciones del planeta el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche.



Variación de la velocidad del viento, en intervalo de 3 horas, a lo largo del día en Beldringe, Dinamarca. (Información obtenida del Atlas Eólico Europeo).

FIGURA # 2.6.

Esta variación se debe sobretodo a que las diferencias de temperatura, por ejemplo, entre la superficie del mar y la superficie terrestre, son mayores durante el día que durante la noche. El viento presenta también más turbulencias y tiende a cambiar de dirección más rápidamente durante el día que durante la noche.

Desde el punto de vista de los propietarios de aerogeneradores, el hecho de que la mayor parte de la energía eólica se produzca durante el día es una ventaja, ya que el consumo de energía entonces es mayor que durante la noche. Muchas compañías eléctricas pagan más por la electricidad producida durante las horas en las

que hay cargas picos (cuando hay una falta de capacidad generadora barata).

2.5. FUERZA DE CORIOLIS

Debido a la rotación del globo, cualquier movimiento en el hemisferio norte es desviado hacia la derecha, si se mira desde una posición en el suelo (en el hemisferio sur es desviado hacia la izquierda). Esta aparente fuerza de curvatura es conocida como fuerza de Coriolis (debido al matemático francés Gustave Gaspard Coriolis 1792-1843).

La fuerza de Coriolis es un fenómeno visible. En el hemisferio norte el viento tiende a girar en el sentido contrario al de las agujas del reloj (visto desde arriba) cuando se acerca a un área de bajas presiones. En el hemisferio sur el viento gira en el sentido de las agujas del reloj alrededor de áreas de bajas presiones.

2.5.1. CÓMO AFECTA LA FUERZA DE CORIOLIS A LOS VIENTOS GLOBALES

El viento sube desde el ecuador y se desplaza hacia el norte y hacia el sur en las capas más altas de la atmósfera.

Alrededor de los 30° de latitud en ambos hemisferios la fuerza de Coriolis evita que el viento se desplace más allá. En esa latitud se encuentra un área de altas presiones, por lo que el aire empieza a descender de nuevo.

Cuando el viento suba desde el ecuador habrá un área de bajas presiones cerca del nivel del suelo atrayendo los vientos del norte y del sur.

En los polos, habrá altas presiones debido al aire frío. Teniendo en mente la fuerza de curvatura de la fuerza de Coriolis, se presentan las direcciones generales de los viento dominantes:

Latitud	90-60°N	60-30°N	30-0°N	0-30°S	30-60°S	60-90°S
Dirección	NE	SO	NE	SE	NO	SE

Direcciones generales de los vientos dominantes

TABLA # 2.1.

La atmósfera es una capa muy fina alrededor del globo. La atmósfera tiene un espesor de sólo 10 Km, lo que representa 1/1200 del diámetro del globo. Esta parte de la atmósfera, conocida con el nombre de troposfera, es donde ocurren todos los fenómenos meteorológicos (y también el efecto invernadero). Visto a una escala diferente: si el globo fuese una bola de 1,2 metros de diámetro, la atmósfera sólo tendría un espesor de 1 mm.

Las direcciones dominantes del viento son importantes para el emplazamiento de un aerogenerador, ya que obviamente se quiere situar en un lugar en el que haya el mínimo número de obstáculos posibles para las direcciones dominantes del viento. Sin embargo la geografía local puede influenciar los valores de la tabla #2.1.

2.6. VIENTOS GEOSTRÓFICOS

Los vientos geostróficos son generados, principalmente, por las diferencias de temperatura, así como por las de presión, y apenas son influenciados por la superficie de la tierra. Los vientos geostróficos se encuentran a una altura de 1.000 metros a partir del nivel del suelo.

La velocidad de los vientos geostróficos puede ser medida utilizando globos sonda.

2.7. VIENTOS DE SUPERFICIE

Los vientos están mucho más influenciados por la superficie terrestre a altitudes de hasta 100 metros. El viento es frenado por la rugosidad de la superficie de la tierra y por los obstáculos. Las direcciones del viento cerca de la superficie serán ligeramente diferentes de las de los vientos geostróficos debido a la rotación de la tierra.

Tratándose de energía eólica interesará conocer los vientos de superficie y cómo calcular la energía aprovechable del viento.

2.8. MEDICIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO: ANEMÓMETROS

Las mediciones de las velocidades del viento se realizan normalmente usando un anemómetro de cazoletas. El anemómetro de cazoletas tiene un eje vertical y tres cazoletas que capturan el viento. El número de

revoluciones por segundo son registradas electrónicamente.

Normalmente, el anemómetro está provisto de una veleta para detectar la dirección del viento.

En lugar de cazoletas el anemómetro puede estar equipado con hélices, aunque no es lo habitual.

Otros tipos de anemómetros incluyen ultrasonidos o anemómetros provistos de láser que detectan el desfase del sonido o la luz coherente reflejada por las moléculas de aire.

Los anemómetros de hilo electrocalentado detectan la velocidad del viento mediante pequeñas diferencias de temperatura entre los cables situados en el viento y en la sombra del viento (cara a sotavento).

La ventaja de los anemómetros no mecánicos es que son menos sensibles a la formación de hielo. Sin embargo en la práctica los anemómetros de cazoletas son ampliamente utilizados, y modelos especiales con ejes y cazoletas eléctricamente calentados pueden ser usados en las zonas árticas.

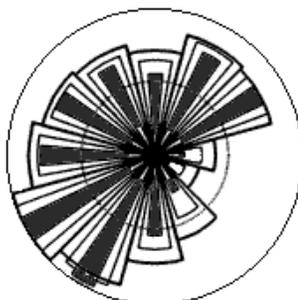
Los anemómetros de calidad son una necesidad para las mediciones de energía eólica.

2.9. LA ROSA DE LOS VIENTOS

Para mostrar la información sobre las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia de variación de las direcciones del viento, puede dibujarse la llamada rosa de los vientos basándose en observaciones

meteorológicas de las velocidades y direcciones del viento.

Se ha dividido la rosa en doce sectores, abarcando cada uno 30° del horizonte (también puede dividirse en 8 ó 16 sectores, aunque 12 es el número de sectores que el Atlas Eólico Europeo, suele utilizar como estándar).



Rosa de los vientos de Brest, en la costa Atlántica de Francia

FIGURA # 2.7.

Observará que los fuertes vientos suelen venir de una dirección determinada.

2.10. ASPECTOS QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DEL VIENTO

A una gran altura de la superficie del suelo, alrededor de un kilómetro, la superficie terrestre apenas ejerce influencia alguna sobre el viento. Sin embargo, en las capas más bajas de la atmósfera, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción con la superficie terrestre. En la industria eólica se distingue entre rugosidad del terreno, la influencia de los obstáculos, y la influencia del contorno del terreno, también llamada

orografía del área. Además, se tomará en cuenta el cizallamiento del viento.

2.10.1. RUGOSIDAD

En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento.

Obviamente, los bosques y las grandes ciudades ralentizan mucho el viento, mientras que las pistas de hormigón de los aeropuertos sólo lo ralentizan ligeramente. Las superficies de agua son incluso más lisas que las pistas de hormigón, y tendrán por tanto menos influencia sobre el viento, mientras que la hierba alta y los arbustos ralentizan el viento de forma considerable.

2.10.1.1. CLASE DE RUGOSIDAD Y LONGITUD DE RUGOSIDAD

En la industria eólica, la gente suele referirse a clase de rugosidad o longitud de rugosidad cuando se trata de evaluar las condiciones eólicas de un paisaje. Una alta rugosidad de clase 3 ó 4 se refiere a un paisaje con muchos árboles y edificios, mientras que a la superficie del mar le corresponde una rugosidad de clase 0.

El término longitud de rugosidad es la distancia sobre el nivel del suelo a la que teóricamente la velocidad del viento debería ser nula.

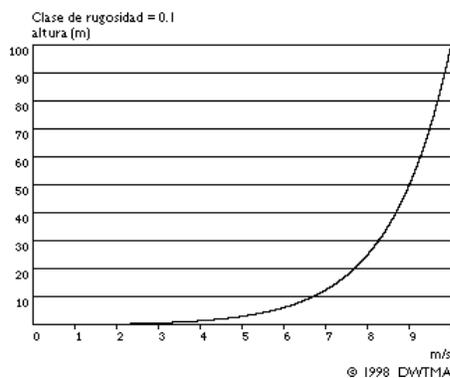
2.10.1.2. LA ROSA DE LAS RUGOSIDADES

Así como se utiliza una rosa de los vientos para trazar el mapa de la cantidad de energía procedente de diferentes direcciones, se utiliza una rosa de las rugosidades para describir la rugosidad del terreno en diferentes direcciones desde el futuro emplazamiento de una turbina eólica.

La rosa de las rugosidades deberán tener las mismas divisiones que las que se tenga en la rosa de los vientos.

2.10.2. CIZALLAMIENTO DEL VIENTO

El hecho de que el perfil del viento se mueva hacia velocidades más bajas conforme nos acercamos al nivel del suelo suele llamarse cizallamiento del viento. El cizallamiento del viento también puede ser importante en el diseño de aerogeneradores. Las fuerzas que actúan sobre la pala del rotor cuando está en su posición más alta son mucho mayores que cuando está en su posición más baja.



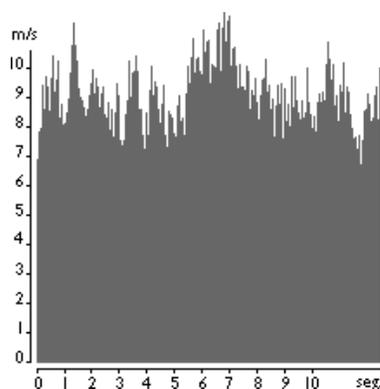
Curva de cizallamiento del viento

FIGURA # 2.8.

2.11. TURBULENCIA

Las tormentas suelen venir asociadas a ráfagas de viento que cambian tanto en velocidad como en dirección.

En áreas cuya superficie es muy accidentada y tras obstáculos como edificios, también se producen muchas turbulencias, con flujos de aire muy irregulares, con remolinos y vórtices en los alrededores.



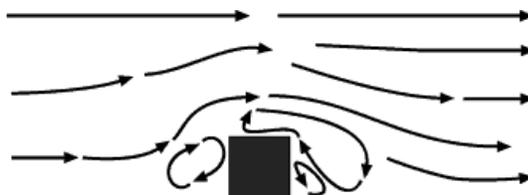
Ejemplo de como la turbulencia aumenta las fluctuaciones en la velocidad del viento

FIGURA # 2.9.

Las turbulencias disminuyen la posibilidad de utilizar la energía del viento de forma efectiva en un aerogenerador. También provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica. Las torres de aerogeneradores suelen construirse lo suficientemente altas como para evitar las turbulencias del viento cerca del nivel del suelo.

Los obstáculos del viento tales como edificios, árboles, formaciones rocosas y otros, pueden disminuir la velocidad del viento de forma significativa y a menudo crean turbulencias en torno a ellos.

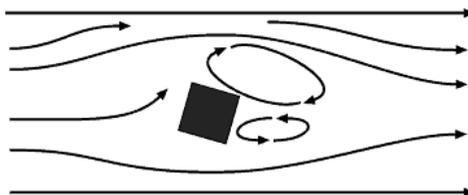
Como puede verse en las figuras #2.10 y #2.11, la zona de turbulencias puede extenderse hasta una altura alrededor de 3 veces superior a la altura del obstáculo. La turbulencia es más acentuada detrás del obstáculo que delante de él.



Vista lateral de la corriente de viento alrededor de un obstáculo.

FIGURA # 2.10.

Así pues, lo mejor es evitar grandes obstáculos cerca de las turbinas eólicas, y en particular si se encuentran en la parte donde sopla el viento dominante, es decir, "en frente de la turbina".



Vista superior de la corriente de aire alrededor de un obstáculo

FIGURA # 2.11.

2.11.1. RESGUARDO TRAS LOS OBSTÁCULOS

Los obstáculos disminuirán la velocidad del viento corriente abajo del obstáculo. Esta disminución depende de la porosidad del obstáculo, es decir, de cómo de "abierto" sea el obstáculo (la porosidad se define como

el área libre dividida por el área total del objeto de cara al viento).

Obviamente un edificio es sólido y no tiene porosidad mientras que un árbol completamente abierto en invierno (sin hojas) puede dejar pasar a su través más de la mitad del viento. Sin embargo, en verano el follaje puede ser muy denso, con lo que puede hacer disminuir la porosidad hasta dejarla en una tercera parte.

El efecto de frenado del viento que un obstáculo produce, aumenta con la altura y la longitud del mismo. Obviamente, el efecto será más pronunciado cerca del obstáculo y cerca del suelo.

Cuando los fabricantes y proyectistas calculan la producción de energía de un aerogenerador, siempre tienen en cuenta los obstáculos próximos a la turbina (a menos de un kilómetro en cualquiera de las direcciones más importantes del viento).

2.12. MOVIMIENTO ATMOSFÉRICO

Los movimientos atmosféricos ocurren en un amplio espectro de escalas espaciales y temporales que van desde el movimiento molecular hasta aquellos que denominan la circulación general.

La dinámica de la atmósfera es el estudio de los movimientos de esta, asociados directamente con los fenómenos del tiempo en todas sus escalas.

Para todos los movimientos, la atmósfera es considerada como un fluido o medio continuo.

El punto de partida de la meteorología dinámica surge de la aplicación de las leyes de la hidrodinámica y de la termodinámica de la atmósfera.

La aplicación de estas leyes permiten obtener sistemas de ecuaciones de alto grado de complejidad que incluyen todas las escalas.

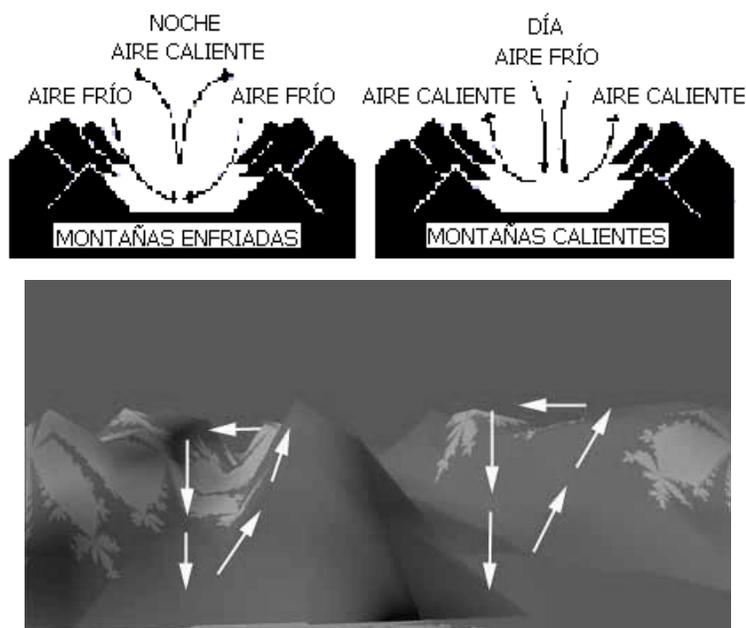
2.13. SISTEMAS DE VIENTOS LOCALES

Aunque un viento cualquiera se designa por su dirección y su velocidad, algunos vientos se denominan con nombres particulares. Algunos sistemas locales de viento son de interés general. Unos se desarrollan como resultado del calentamiento desigual de la tierra y el mar; otros tienen su causa en el calentamiento y enfriamiento de laderas de montañas, y un tercer grupo está relacionado con la deformación de las corrientes de aire al cruzar las cordilleras.

2.13.1. BRISAS DE MONTAÑA Y VALLE

Durante las horas de sol en la ladera de una montaña, el aire en contacto con ella se calentará más de prisa que el aire a cierta altura sobre la misma. Este diferente calentamiento establece una circulación que es análoga a la de las brisas de mar. El aire se mueve hacia arriba sobre la ladera de la montaña durante el día, y hacia abajo durante la noche. Si el terreno tiene una configuración tal que existen en él, valles convergentes, el aire fresco afluirá por los lechos de los valles,

acelerándose hacia abajo, y se encauzará en el valle principal, de lo que puede resultar que el viento por la noche, en tales lugares, sea más fuerte que la brisa del día.

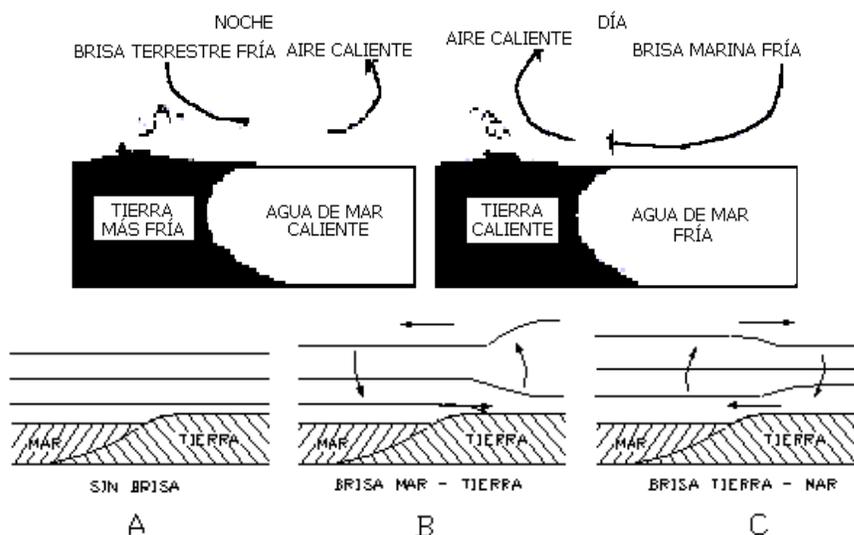


Brisa en los valles de montaña

FIGURA # 2.12.

2.13.2. BRISAS DE TIERRA Y MAR

Frecuentemente, se observa en los días calurosos que el viento sopla cruzando la línea de la costa, de mar a tierra durante el día y en sentido contrario durante la noche. Estos vientos afectan a una capa de muy poco espesor según las condiciones particulares. Su alcance horizontal depende de la latitud y también de factores locales.



Brisas de tierra y de mar

FIGURA # 2.13.

En la figura #2.13 se muestra la estructura general de las brisas de tierra y de mar. Por la mañana es pequeña la diferencia de temperatura entre la tierra y el mar, y en ausencia de todo viento general, las superficies isobaras serían horizontales. Cuando sale el sol, la tierra se calienta mucho más de prisa que la superficie del mar debido a la diferente capacidad térmica y a los procesos de mezcla del mar, y el espesor de la capa entre isobaras crece sobre tierra, de manera que la superficie superior de igual presión adquiere una inclinación desde la tierra hacia el mar. Se establece una fuerza horizontal debida a la presión, que acelera el aire de tierra a mar, y esta transferencia de aire tiende a aumentar la presión al nivel del mar fuera de la costa y a disminuirla sobre la tierra. El resultado es que al nivel del mar hay una fuerza debida a la presión que

tiende a acelerar el aire desde el mar hacia la tierra. En sus comienzos, una brisa de mar sopla atravesando las isobaras, las cuales son más o menos paralelas a la costa; sin embargo, cuando pasa el tiempo y aumenta la velocidad del viento, el efecto de Coriolis aparece y el viento tiende a colocarse en el sentido de las isobaras, poniéndose paralelo a la línea de la costa.

Por la tarde, cuando la tierra se enfría por pérdida de radiación, desaparece el contraste de temperaturas y no hay brisa. Durante la noche, cuando la tierra está más fría que el mar, se origina un flujo de tierra a mar, que se llama brisa de tierra.

La intensidad y penetración de una brisa también depende de la latitud terrestre.

2.13.3. VIENTOS DE DRENAJE

Durante la estación fría, se acumularán grandes cantidades de aire frío sobre las altiplanicies y zonas de tierra rodeadas por montañas. Parte de este aire fluirá hacia abajo por las laderas, acumulándose en valles y llegando a la costa como una brisa moderada y débil. Sin embargo, cuando se aproxima una perturbación móvil, tal como un sistema de presiones bajas, el aire frío será acelerado a través de las grietas de las montañas, valles y cañones, y llegará como una cascada de aire frío, con vientos fuertes. Aunque el aire se calentará adiabáticamente mientras desciende normalmente, la diferencia de temperatura entre la costa y el interior será tan grande que el aire llegará a la costa como una

corriente fría. Estos vientos son particularmente fuertes y a veces destructivos, cuando un gran remanente de aire frío ha de vaciarse a través de una estrecha grieta o valle, o cuando convergen, encontrándose varios valles. A este fenómeno se le denomina Catabático. Como el aire está encajonado entre las paredes de un valle, los vientos de drenaje muestran poca relación con las isobaras yendo de altas a bajas presiones.

2.13.4. “FÖEHN”, “CHINOOK” Y “ZONDA”

Estos vientos son fuertes, secos y calientes y se desarrollan ocasionalmente en la ladera de sotavento de las cordilleras. Son, sobre todo, frecuentes y fuertes sobre las laderas norte de los Alpes y la cordillera de los Andes, pero con menor intensidad pueden tener lugar a sotavento de cualquier montaña. En los países de lengua Alemana se llama a tales vientos “Föhns”, y éste es el nombre de uso general en todas partes. Vientos análogos tiene lugar a veces al este de las Montañas Rocosas en Norteamérica, siendo llamados de “Chinooks”, y en Argentina se les identifican como “Zondas”.

2.14. POTENCIA DEL VIENTO

El viento es aire en movimiento. El aire tiene una masa, aunque su densidad es baja y cuando esta masa lleva cierta velocidad, el viento resultante tiene una energía cinética proporcional.

$$E.C. = \frac{1}{2} mV^2 \quad \text{Ec. (2-1)}$$

donde:

E.C.: energía cinética

m: masa

V: velocidad de la masa

Por su parte, de acuerdo a su densidad, la masa de un fluido (por ejemplo: aire) que atraviesa un área perpendicular al flujo, por unidad de tiempo, es:

$$m = A\rho V t \quad \text{Ec. (2-2)}$$

donde:

m: masa

ρ : densidad de la masa

A: área perpendicular al flujo (dirección del viento)

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

$$E.C. = \frac{1}{2} (A\rho Vt)V^2 = \frac{1}{2} (A\rho tV^3) \quad \text{Ec. (2-3)}$$

Esta es la energía cinética total disponible en el viento. La densidad de potencia, se expresa en watts/m², es función directa del cubo de la velocidad del viento:

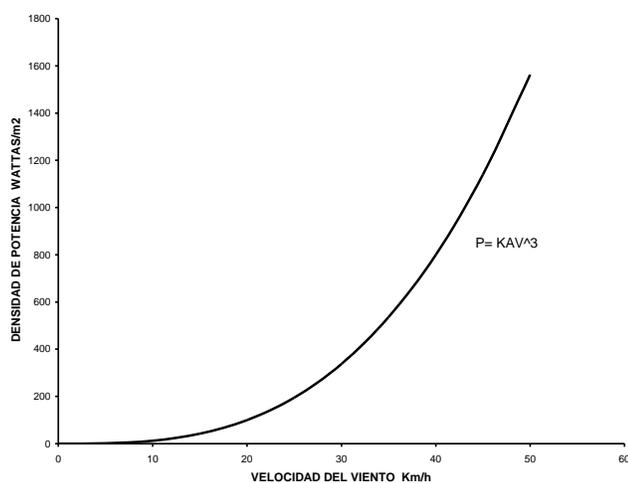
$$\frac{P}{A} = KV^3 \quad \text{Ec. (2-4)}$$

donde:

K: constante que depende de la densidad del aire y de las unidades en que se expresa la potencia y la velocidad.

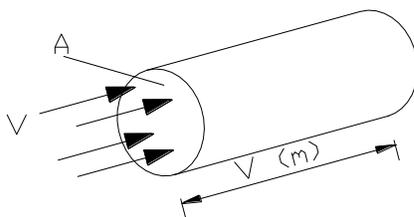
P/A: potencia del viento por unidad de área (densidad de potencia)

Esta expresión se conoce como la ley del cubo y es indicativa de porque es necesario un registro continuo de velocidad para hacer una estimación correcta de su contenido energético, ya que existe una diferencia entre el cubo de la velocidad media y el promedio de los cubos de un conjunto de velocidades en una distribución dada.



Relación entre potencia del viento y velocidad

FIGURA # 2.14.



Cálculo del flujo de aire a través de una sección circular perpendicular a la dirección del viento

FIGURA # 2.15.

La figura #2.14 muestra gráficamente la relación entre velocidad y potencia.

La potencia de éste flujo de aire a través de A, es el flujo de energía cinética por segundo.

$P = \text{energía por segundo}$

$P = \text{energía por volumen} \times \text{volumen por segundo}$

$$P = \frac{1}{2}(\rho V^2 VA) = \frac{1}{2}(\rho AV^3) \quad \text{Ec. (2-5)}$$

Dadas las características aleatorias del viento, determinar su potencia y energía en un período de tiempo, será resultado de un análisis estadístico del rango de velocidades observadas, y de la duración total de cada intervalo de velocidad. En esta forma, la energía del viento que atraviesa una unidad de área, siempre perpendicular al viento, durante un período de tiempo, está dada por la expresión:

$$E = \sum_{i=1}^n P_i t_i \quad \text{Ec. (2-6)}$$

donde:

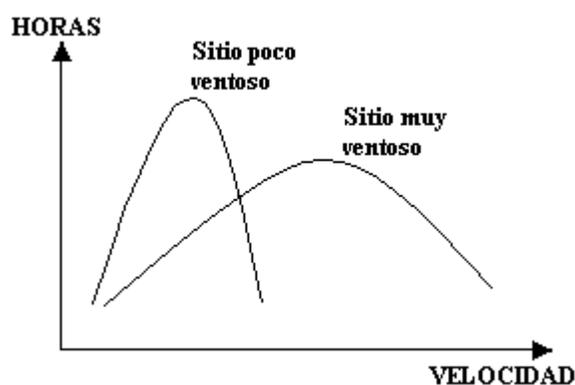
E: energía del viento

$i = 1 \dots n$, intervalos de velocidad de viento a los que corresponde una potencia P_i y una duración acumulada t_i

2.15. CURVAS DE FRECUENCIA DE VELOCIDADES

Los registros continuos de velocidad del viento se traducen a una curva de frecuencia de velocidades, que en realidad corresponde a un histograma de velocidades.

Estas curvas de distribución se hace para cada mes y para el año completo. Esto permite conocer, por rangos de velocidades, el porcentaje del tiempo total que le corresponde. Al agrupar los datos mensuales, se determinan las variaciones estacionales y finalmente el comportamiento del viento a lo largo del año. Esta información es indispensable para establecer la energía que contiene el viento y poder estimar así la que es potencialmente aprovechable en un período determinado.



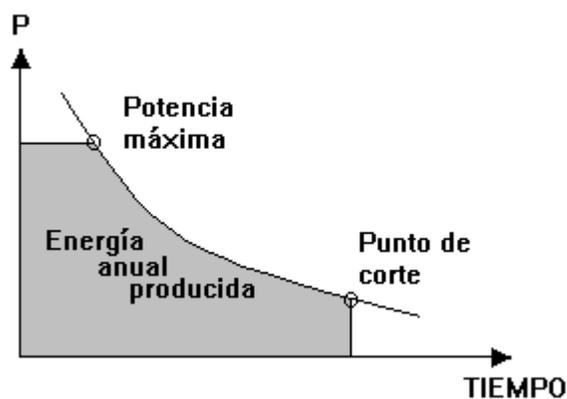
Curva de frecuencia de velocidades

FIGURA # 2.16.

2.16. CURVAS DE DURACIÓN DE POTENCIA

Si la curva de duración de velocidades puede ser convertida en una curva de duración de potencia al cubrir los valores de las ordenadas y aplicar el coeficiente de proporcionalidad K , de esta forma se hace patente la importancia energética de un sitio relativo a otro al comparar las áreas bajo la curva que son indicativas de la energía del viento.

El uso de procedimientos computacionales para procesar la información del viento a partir de registros anemométricos continuos, ha desplazado este método de evaluación energética de un sitio, pero no por ello puede decirse que sea obsoleto.



Curva de duración de potencia

FIGURA # 2.17.

2.17. ENERGÍA DEL VIENTO

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

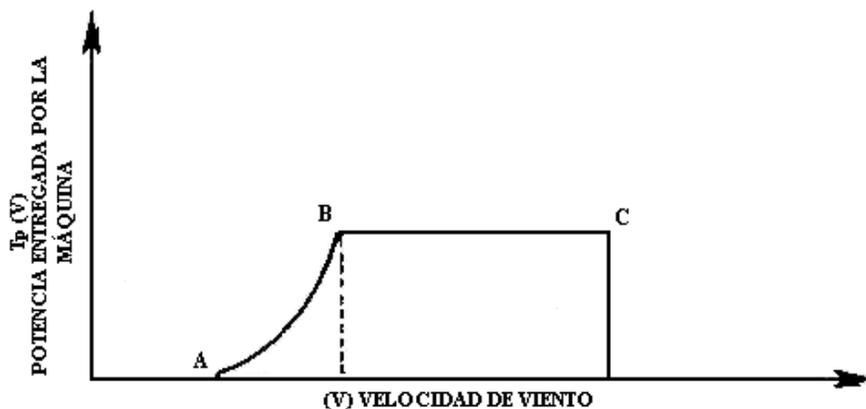
En el caso específico de la aerogeneración, se busca transformar esta energía en energía mecánica a través de un rotor, la cual a su vez terminará transformándose en energía eléctrica, por medio de un generador, para su almacenamiento o directamente para su consumo. Sin embargo, debido a las variaciones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

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 características de los vientos del lugar elegido.

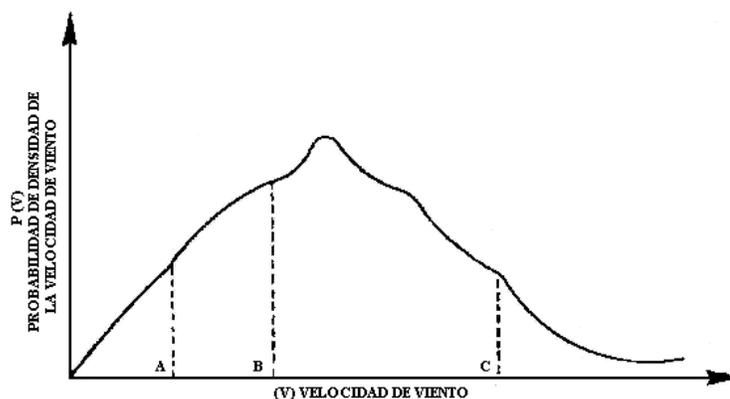
2.18. MÉTODO MATEMÁTICO PARA EL CÁLCULO DE LA POTENCIA

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

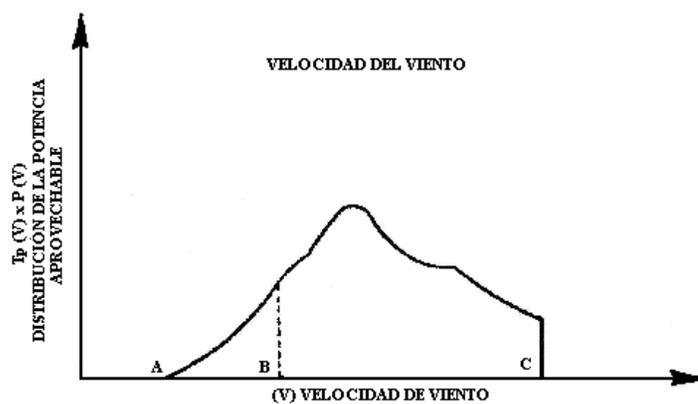


Potencia entregada por una máquina vs velocidad de viento [27]

FIGURA # 2.18.



Distribución de frecuencia de la velocidad del viento [27]

FIGURA # 2.19.

Distribución de frecuencia de la potencia del viento [27]

FIGURA # 2.20.

Características de operación de la máquina (velocidad de arranque, velocidad nominal, y velocidad de salida de operación) gráficamente se ilustran en las figuras #2.18, #2.19 y #2.20.

La expresión para estimar la potencia media es la siguiente ecuación:

$$\overline{T_p} = \int_0^{\infty} T_p(V)P(V)dV \quad \text{Ec. (2-7)}$$

donde:

\bar{T}_p : potencia promedio de la turbina

$T_p(V)$: 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 del viento

2.18.1. MODELO DE DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

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

$$P(V) = \left(\frac{K}{C}\right) \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^K} \quad \text{Ec. (2-8)}$$

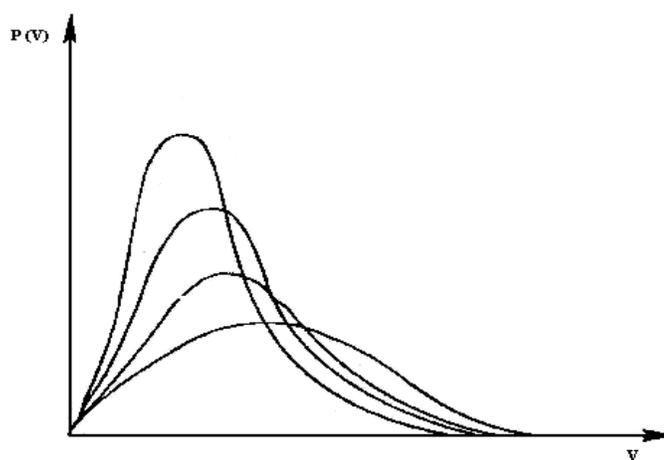
donde:

C : factor de escala en unidades de velocidad.

K : es un factor de forma adimensional.

La figura #2.21 ilustra una familia de curvas de este tipo.

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



Curvas de Distribución de Frecuencias de Velocidades [27]

FIGURA # 2.21.

2.18.2. MODELO DE DISTRIBUCIÓN RAYLEIGH

La ecuación de la distribución Rayleigh está dada por:

$$P(V) = \frac{V\bar{V}}{2\bar{V}^2} e^{-\frac{V^2}{2\bar{V}^2}} \quad \text{Ec. (2-9)}$$

donde:

$P(V)$: densidad de probabilidad

V : velocidad del viento

\bar{V} : velocidad promedio del viento

de igual modo, la curva de duración de velocidad asociada a la distribución de frecuencia Rayleigh está dada por [27]:

$$VDC = 8760 e^{-\frac{V^2}{2\bar{V}^2}} \quad \text{Ec. (2-10)}$$

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

$$\text{VARIANZA} \approx 0,273(\bar{V})^2 \quad \text{Ec. (2-11)}$$

2.18.3. TIEMPO DE LA MÁQUINA FUERA DE OPERACIÓN

El tiempo de la máquina fuera de operación es el porcentaje en el cual la velocidad del viento está por debajo de la velocidad de arranque, más el porcentaje de tiempo en el cual la velocidad es superior a la velocidad máxima de operación (CUT-OUT); la ecuación para el PDT (tiempo de la máquina fuera de operación) está dado por:

$$\text{PDT} = 1 - e^{\left(\frac{-V_a^2}{2\sigma^2}\right)} + e^{\left(\frac{-V_c^2}{2\sigma^2}\right)} \quad \text{Ec. (2-12)}$$

donde:

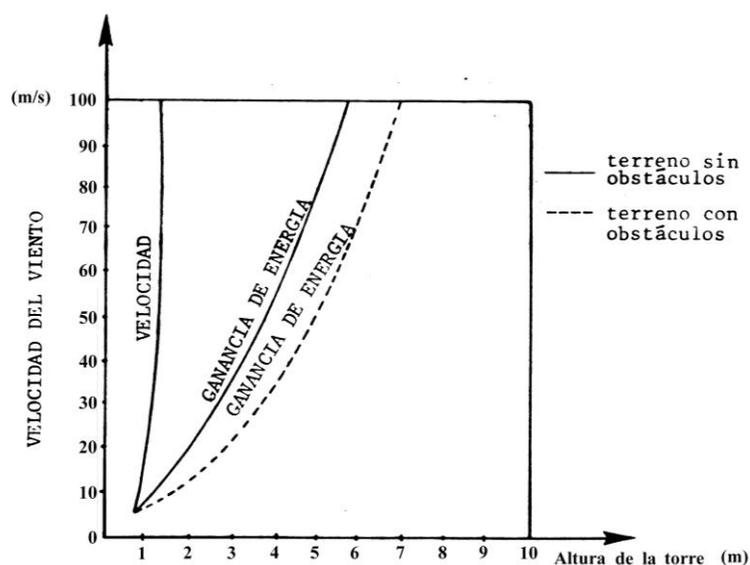
V_a : velocidad de arranque

V_c : velocidad máxima de operación

$$\sigma = 2\bar{V}^2/\Pi$$

2.19. VARIACIÓN DE LA POTENCIA CON LA ALTURA SOBRE EL SUELO

Influencia de la altura de la torre sobre la producción del aparato.



Incremento de la velocidad del viento con el incremento de la altura de la torre [27]

FIGURA # 2.22.

2.19.1. EVALUACIÓN DEL GRADIENTE VERTICAL DE VELOCIDAD

Siempre y cuando no se presente la inversión de velocidades por temperatura, existirá un incremento de la velocidad del viento al aumentar la altitud de las mediciones. En la práctica, la velocidad del viento y su dirección son medidas a la altura estándar, la cual es de 10 m sobre el nivel del terreno debido a que estos datos generalmente no son recolectados con objetivos energéticos. Como la velocidad del viento en superficie, depende de su distancia al terreno por estar inmersa en la capa límite planetaria, por lo cual es necesario evaluar las variaciones de velocidad del viento (la dirección del viento puede ser considerada constante para pequeñas variaciones con respecto a la capa límite planetaria) como una función de su altura sobre el nivel del terreno, tanto para pronosticar las diferentes

entregas de energía de las máquinas a distintas alturas como para comparar sitios de medición a diferentes alturas. Para ese propósito, existen relaciones basadas sobre consideraciones teóricas y del análisis de datos experimentales que usualmente se adoptan. En particular, la siguiente relación es normalmente aceptada: [7]

$$\bar{V} = \bar{V}_a \cdot \left(\frac{Z}{Z_a} \right)^\alpha \quad \text{Ec. (2-13)}$$

donde:

Z: altura sobre el nivel del terreno a la cual la velocidad del viento es medida

Za: altura a la cual el dato se desea extrapolar

V y Va: son las velocidades respectivas

El parámetro α depende de la longitud de rugosidad del terreno, velocidad del viento y de la estabilidad termodinámica del aire. Si se expresan las alturas en metros y las velocidades en segundos, α puede ser presentado mediante la Ec.(2-14).

$$\alpha = \frac{1}{\text{Ln}\left(\frac{Z_g}{Z_o}\right)} - \left[\frac{0.088}{\left(1 - 0.088 \cdot \text{Ln}\left(\frac{Z_a}{10}\right)\right)} \right] \cdot \text{Ln}\left(\frac{\bar{V}}{6}\right) \quad \text{Ec. (2-14)}$$

donde:

$$Z_g = (Z \cdot Z_a) \cdot 0.5 \quad \text{Ec. (2-15)}$$

Para los valores de la longitud de la rugosidad típicos se presenta una guía directriz representada en la tabla #2.2.

DESCRIPCION DEL TERRENO	Z_0 (cm)
LISO	0.001
ARENA	0.03
SOBRE PASTO CORTO	0.005
SOBRE PRADERA	0.1
NIEVE VIEJA	0.5-1.0
PASTO CORTO	1-4
PASTO LARGO	4-8
PINOS (hasta 10 m)	50-100
OCEANO (DEPENDIENDO DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO)	0.0001-0.5

Valores típicos de la longitud de la rugosidad

TABLA # 2.2.

2.20. PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA PRODUCCIÓN DE POTENCIA DE UNA TURBINA EÓLICA

La potencia de salida depende de la velocidad del viento. Esta relación se denomina "Curva de potencia".

La velocidad nominal del viento corresponde a la velocidad a la cual se genera la potencia nominal de la turbina, y para la cual se da la máxima eficiencia de la conversión.

A velocidades superiores a la nominal, el rotor se mantiene a nivel constante (ya sea eléctrica o mecánicamente), permitiendo un sistema de control más estable.

A velocidades menores a la nominal, la curva cae rápidamente, debido a la ley cúbica.

Usando la curva de potencia, es posible determinar aproximadamente cuánta energía será producida a la velocidad promedio en un determinado lugar.

2.21. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA VS PRODUCCIÓN DE POTENCIA

Las turbinas se clasifican por su potencia, pero el valor de una turbina en un sitio determinado se evalúa por su producción anual de energía.

El mejor indicador raso de las capacidades de producción de una turbina eólica es el diámetro de su rotor, que determina el área barrida, también llamada "Área capturada".

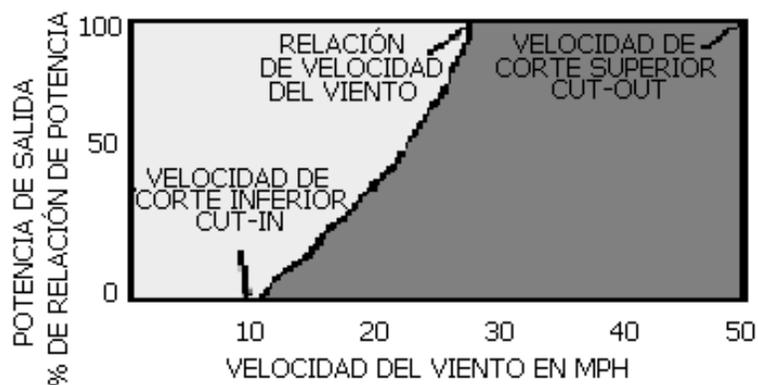
La energía estimada anual sólo puede calcularse con cierta exactitud al conocer el "Factor de capacidad" para una determinada "velocidad anual promedio" del viento.

El factor de capacidad es la verdadera energía producida en el año, dividido por la energía que produciría trabajando a su valor nominal durante el año entero. Varía de 0,25 hasta 0,40.

La energía producida depende también de muchas otras características de diseño, incluyendo la velocidad de corte inferior, potencia que produce a velocidades moderadas, velocidad de corte superior, características operativas, eficiencia del generador y de la caja de engranajes.

1. Velocidad de corte inferior (cut-in): a la cual comienza a producir energía.
2. Potencia que produce a velocidades moderadas: que depende de la forma y geometría de las aspas.

3. Velocidad de corte superior (cut-out): a la que debe ser detenida para su protección.
4. Características operativas: ciclos encendido-apagado de baja velocidad, comportamiento de detención y confiabilidad general.
5. Eficiencia del generador y de la caja de engranajes.



Curva de potencia ideal de una turbina de viento

FIGURA # 2.23.

2.22. EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS EÓLICOS

La evaluación del recurso es un elemento crítico para calcular el desempeño de la turbina en un lugar determinado.

Duplicando la velocidad del viento, la potencia se multiplica por 8 [55].

Además, el recurso en sí es raramente constante, ya que varía con la hora del día, la estación del año, la altura sobre el suelo y el tipo de terreno.

La ubicación adecuada en lugares de mucho viento, lejos de grandes obstrucciones, mejora el desempeño de las turbinas.

Son necesarios 5 m/s para aplicaciones interconectadas, 3 a 4 m/s para aplicaciones aisladas, para carga de baterías o extracción de agua. En muchas partes del mundo estas velocidades son superadas.

Densidad de potencia eólica: (W/m^2) indica cuánta energía está disponible para su conversión por una turbina eólica. La densidad de potencia se divide en clases:

Clases de densidad de potencia a 10 m y 50 m				
Clases de potencia del viento	10 m (33 ft)		50 m (164 ft)	
	Densidad de potencia del viento (W/m^2)	Velocidad* m/s (mph)	Densidad de potencia del viento (W/m^2)	Velocidad* m/s (mph)
1	<100	<4.4 (9.8)	<200	<5.6 (12.5)
2	100 – 150	4.4 (9.8)/5.1 (11.5)	200 - 300	5.6 (12.5)/6.4 (14.3)
3	150 – 200	5.1 (11.5)/5.6 (12.5)	300 - 400	6.4 (14.3)/7.0 (15.7)
4	200 – 250	5.6 (12.5)/6.0 (13.4)	400 - 500	7.0 (15.7)/7.5 (16.8)
5	250 – 300	6.0 (13.4)/6.4 (14.3)	500 - 600	7.5 (16.8)/8.0 (17.9)
6	300 – 400	6.4 (14.3)/7.0 (15.7)	600 - 800	8.0 (17.9)/8.8 (19.7)
7	>400	>7.0 (15.7)	>800	>8.8 (19.7)

*La velocidad del viento es para las condiciones del nivel del mar standard

Clases de densidad de potencia

TABLA # 2.3.

2.23. CENTRALES EÓLICAS

La energía eólica es la energía producida por el viento. Fue una de las primeras fuentes de energía utilizada por el hombre. Los barcos de vela y los molinos de viento son las primeras manifestaciones del aprovechamiento energético de la energía eólica.

Esta fuente de energía presenta las siguientes ventajas e inconvenientes: es inagotable, limpia, no

contaminante y, una vez hecha la instalación para su captación es gratuita, pero al mismo tiempo es dispersa, intermitente y se presenta de forma irregular en cuanto a su intensidad. Además, el viento presenta otros problemas específicos. A medida que aumenta la intensidad del mismo se incrementan los problemas en las instalaciones: corrosión, erosión, esfuerzo sobre la estructura y necesidad de que la parte móvil se oriente hacia el viento, factores que hay que tener muy en cuenta al realizar el diseño de las máquinas eólicas.

2.24. CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA

La obtención de energía del viento se efectúa a través de sistemas aerodinámicos conversores, conocidos como sistemas conversores de energía. Éste convierte la energía cinética del aire en energía mecánica de rotación. Esta energía puede a su vez ser convertida en otras formas de energía: eléctrica o térmica, o ser utilizada directamente como energía mecánica.

En todo cambio de una forma de energía a otra, se incurre en ciertas pérdidas. La relación de la energía disponible para su utilización y la energía primaria de donde se obtuvo, define la eficiencia del sistema de conversión.

En el caso de una turbina eólica, las pérdidas en el rotor pueden atribuirse a dos factores: al movimiento rotacional comunicado al aire por las aspas y a la fricción contra el aire.

2.24.1. DENSIDAD DEL AIRE Y COMPORTAMIENTO DEL VIENTO A TRAVÉS DEL ROTOR

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) actuando sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento.

2.24.1.1. DENSIDAD DEL AIRE

La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa (o peso). Así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen.

En otras palabras, cuanto "más pesado" sea el aire más energía recibirá la turbina.

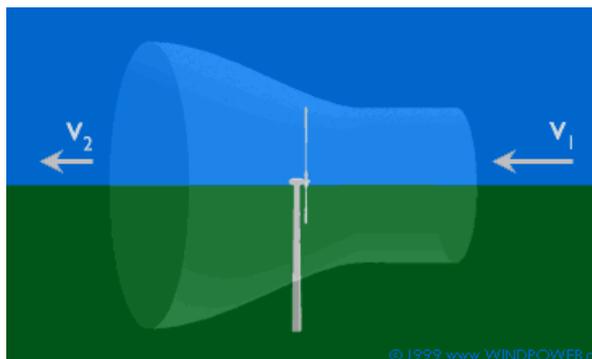
A presión atmosférica normal y a 15 °C el aire tiene una densidad de unos 1,225 kilogramos por metro cúbico, aunque la densidad disminuye ligeramente con el aumento de la humedad.

Además, el aire es más denso cuando hace frío que cuando hace calor. A grandes altitudes (en las montañas) la presión del aire es más baja y el aire es menos denso.

2.24.1.2. LOS AEROGENERADORES DESVÍAN EL VIENTO

La figura #2.24 está algo simplificada. En realidad, un aerogenerador desviará el viento antes incluso de que

el viento llegue al plano del rotor. Esto significa que nunca se es capaz de capturar toda la energía que hay en el viento utilizando un aerogenerador.



Desviación del viento debido al aerogenerador

FIGURA # 2.24.

En la figura #2.24 se tiene el viento que viene desde la derecha y usamos un mecanismo para capturar parte de la energía cinética que posee el viento.

2.24.1.3. EL TUBO DE CORRIENTE

El rotor de la turbina eólica debe obviamente frenar el viento cuando captura su energía cinética y la convierte en energía rotacional. Esto implica que el viento se moverá más lentamente en la parte izquierda del rotor que en la parte derecha.

Dado que la cantidad de aire que pasa a través del área barrida por el rotor desde la derecha (por segundo) debe ser igual a la que abandona el área del rotor por la izquierda, el aire ocupará una mayor sección transversal (diámetro) detrás del plano del rotor.

El viento no será frenado hasta su velocidad final inmediatamente detrás del plano del rotor. La ralentización se producirá gradualmente en la parte posterior del rotor hasta que la velocidad llegue a ser prácticamente constante.

2.24.1.4. DISTRIBUCIÓN DE LA PRESIÓN DEL AIRE EN LA PARTE DELANTERA Y TRASERA DEL ROTOR

La figura #2.25 muestra la presión del aire en el eje vertical, siendo el eje horizontal la distancia al plano del rotor. El viento llega por la derecha, estando situado el rotor en el centro de la figura #2.25.



Presión del aire en el eje vertical

FIGURA # 2.25.

La presión del aire aumenta gradualmente a medida que el viento se acerca al rotor desde la derecha, ya que el rotor actúa de barrera del viento. Observe que la presión del aire caerá inmediatamente detrás del plano del rotor (parte izquierda), para enseguida aumentar de forma gradual hasta el nivel de presión normal en el área.

Corriente abajo, la turbulencia del viento provocará que el viento lento detrás del rotor se mezcle con el viento más rápido del área circundante. Por lo tanto, el

abrigo del viento disminuirá gradualmente tras el rotor conforme se aleja de la turbina.

2.24.2. POTENCIA TEÓRICA MÁXIMA DE UNA TURBINA EÓLICA

Para terminar la eficiencia máxima de una turbina eólica hay que asumir las siguientes condiciones:

1. Las aspas trabajan sin arrastre por fricción con el aire.
2. Una envolvente bien definida separa el flujo que pasa a través del disco del rotor, del que lo hace por fuera del mismo.
3. Las presiones estáticas dentro y fuera de la envolvente y lejos, antes y después del rotor, son iguales a la presión estática de la corriente libre ($P_2=P_\infty$).
4. El empuje está aplicado sobre todo el disco del rotor.
5. El disco no imparte rotación alguna al flujo.

Si se define un buen volumen de control como se muestra en la figura #2.26 y se le aplica al teorema de cantidad de movimiento, suponiendo que los planos de corriente arriba y corriente abajo del volumen de control están infinitamente lejos del plano de la turbina, se tiene:

T = momento del flujo que entra – momento en el flujo que sale

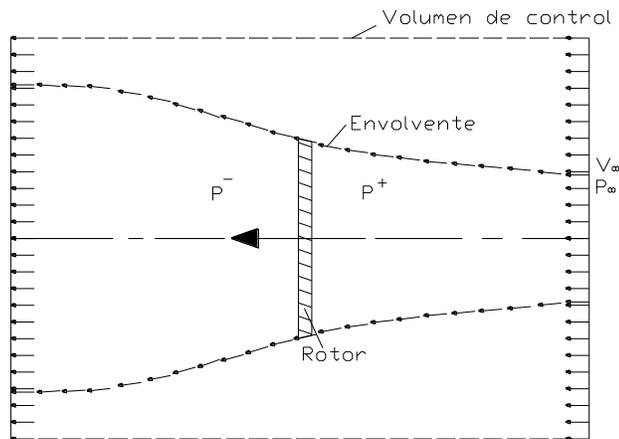
$$T = m(\mathbf{V}_\infty - \mathbf{V}_2) = \rho AU(\mathbf{V}_\infty - \mathbf{V}_2) \quad \text{Ec. (2-16)}$$

donde:

\dot{m} : flujo de masa por unidad de tiempo

T: cantidad de movimiento

U: velocidad a través de la turbina



Volumen de control de una turbina eólica

FIGURA # 2.26.

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

$$T = A(P^+ - P^-) \quad \text{Ec. (2-17)}$$

Ahora, aplicando la ecuación de Bernoulli al flujo corriente arriba de la turbina, se obtiene:

$$\frac{1}{2} \rho V_\infty^2 + P_\infty = \frac{1}{2} \rho U^2 + P^+ \quad \text{Ec. (2-18)}$$

y para corriente abajo:

$$\frac{1}{2} \rho V_2^2 + P_\infty = \frac{1}{2} \rho U^2 + P^- \quad \text{Ec. (2-19)}$$

si se resta la Ec.(2-18) y Ec.(2-19) se tiene:

$$A(P^+ - P^-) = \frac{1}{2}A\rho(V_\infty^2 - V_2^2) \quad \text{Ec. (2-20)}$$

Substituyendo la Ec.(2-20) en la Ec.(2-17) se tiene:

$$T = \frac{1}{2}A\rho(V_\infty^2 - V_2^2) \quad \text{Ec. (2-21)}$$

Ahora, igualando la Ec.(2-20) con la Ec.(2-16) tenemos:

$$\frac{1}{2}A\rho(V_\infty^2 - V_2^2) = \rho AU(V_\infty - V_2) \quad \text{Ec. (2-22)}$$

entonces:

$$U = \frac{V_\infty + V_2}{2} \quad \text{Ec. (2-23)}$$

Este resultado establece que la velocidad a través de la turbina es el promedio de las velocidades antes y después de la turbina.

Si ahora se define el factor de interferencia (a) como:

$$U = V_\infty(1-a) \quad \text{Ec. (2-24)}$$

Si se iguala la Ec.(2-23) con la Ec.(2-24) se tiene:

$$V_\infty(1-a) = \frac{V_\infty + V_2}{2} \quad \text{Ec. (2-25)}$$

Con lo que la velocidad de la estela de la turbina se expresa como:

$$V_2 = V_\infty(1 - 2a)$$

por lo tanto,

$$a = 1 - \left(\frac{V_\infty + V_2}{2V_\infty} \right) \quad \text{Ec. (2-26)}$$

Lo cual implica que si el rotor absorbe toda la energía, $V_2 = 0$, el factor de interferencia tendrá un valor máximo de $\frac{1}{2}$.

Dado que la potencia es expresada como el producto del flujo de masa por unidad de tiempo por el cambio de energía cinética, la potencia P , es: [28]

$$P_T = m\Delta EC + A\rho U \left(\left(\frac{V_\infty^2}{2} \right) - \left(\frac{V_2^2}{2} \right) \right) + \frac{1}{2} \rho A V_\infty^3 4a(1-a)^2 \quad \text{Ec. (2-27)}$$

o,

$$P_T = 2\rho A V_\infty^3 a(1-a)^2 \quad \text{Ec. (2-28)}$$

La máxima potencia se obtiene cuando:

$$\begin{aligned} \frac{dP_T}{da} &= 0 \\ \frac{dP_T}{da} &= 2\rho A V_\infty^3 (1 - 4a + 3a^2) = 0 \\ a &= 1 \quad \text{o,} \quad a = 1/3 \end{aligned} \quad \text{Ec. (2-29)}$$

$P_{T\text{máx}}$ se obtiene para:

$$a = 1/3$$

luego,

$$P_{T\text{máx.}} = \frac{16}{27} \left(\frac{1}{2} \rho A V_\infty^3 \right) \quad \text{Ec. (2-30)}$$

Nótese que sólo puede extraerse una parte de la potencia contenida en el viento. El factor 0.593 se conoce como **factor de Betz**.

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

$$P_T = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \quad \text{Ec. (2-31)}$$

en la cual C_p se denomina "constante de potencia", usándose por extensión para cualquier tipo de máquina convertidora de energía eólica.

2.25. 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 causará que la estela rote (viento abajo). En el caso de una turbina 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 ($C_{p_{\text{máx}}}$), sino que es una función de la razón de velocidad del extremo del álabe a la velocidad del viento no perturbado:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{V_{\infty}} \quad \text{Ec. (2-32)}$$

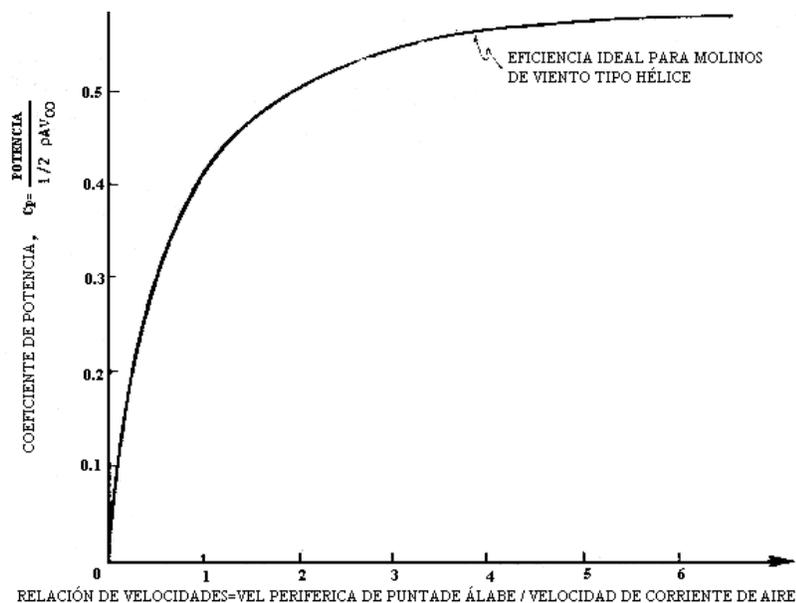
donde:

λ : razón de velocidad del extremo del álabes a la velocidad del viento no perturbado (razón de velocidad tangencial)

Ω : velocidad angular del rotor

R: longitud del álabes

Cada tipo de máquina tiene un rango característico de esta razón λ que depende de su solidez (razón de la superficie de los álabes a la superficie del disco barrido por ellas). El valor $C_{p_{\text{máx}}} = 0,593$ es un límite prácticamente alcanzable.



Curva ideal del coeficiente de potencia para una máquina ideal sin pérdidas

FIGURA # 2.27.

En la figura #2.27, se encuentra el máximo valor de $C_{p_{\text{máx}}}$ al que podría aspirarse en un rotor en función del valor λ , tratándose de máquinas ideales sin pérdidas.

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, pérdidas en el cubo central del rotor, y otras.

Dado que un aerogenerador produce energía a partir de la energía del viento, el viento que abandona la turbina debe tener un contenido energético menor que el que llega a la turbina. Esto se deduce directamente del hecho de que la energía ni se crea ni se destruye.

Un aerogenerador siempre va a crear un abrigo en la dirección a favor del viento.



Efecto de la estela en un aerogenerador
Fotografía 1997 Risø National Laboratory (Dinamarca)

FIGURA # 2.28.

De hecho, habrá una estela tras la turbina, es decir, una larga cola de viento bastante turbulenta y ralentizada, si se compara con el viento que llega a la turbina.

Realmente puede verse la estela tras un aerogenerador si se le añade humo al aire que va a pasar a través de la turbina, tal y como se muestra en la figura #2.28 (esta

turbina en particular fue diseñada para girar en sentido contrario al de las agujas del reloj, algo inusual en los aerogeneradores modernos).

En los parques eólicos, para evitar una turbulencia excesiva corriente abajo alrededor de las turbinas, cada una de ellas suele estar separada del resto una distancia mínima equivalente a tres diámetros del rotor. En las direcciones de viento dominante esta separación es incluso mayor.

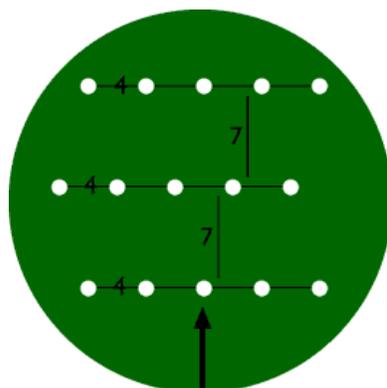
2.26. EL EFECTO DEL PARQUE

Cada aerogenerador ralentizará el viento tras de sí al obtener energía de él para convertirla en electricidad.

Por tanto, lo ideal sería poder separar las turbinas lo máximo posible en la dirección de viento dominante. Pero por otra parte, el costo del terreno y de la conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica aconseja instalar las turbinas más cerca unas de otras.

2.26.1. DISTRIBUCIÓN EN PLANTA DEL PARQUE

Como norma general, la separación entre aerogeneradores en un parque eólico es de 5 a 9 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes, y de 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular a los vientos dominantes.



Distribución de parque eólico

FIGURA # 2.29.

En la figura #2.29 se han situado 3 filas de cinco turbinas cada una siguiendo un modelo totalmente típico.

Las turbinas (los puntos blancos) están separadas 7 diámetros en la dirección de viento dominante y 4 diámetros en la dirección perpendicular a la de los vientos dominantes.

2.26.2. PÉRDIDA DE ENERGÍA DEBIDA AL EFECTO DEL PARQUE

Conociendo el rotor de la turbina eólica, la rosa de los vientos, la distribución de Weibull y la rugosidad en las diferentes direcciones, los fabricantes o proyectistas pueden calcular la pérdida de energía debida al apantallamiento entre aerogeneradores.

La pérdida de energía típica es de alrededor del 5%.

2.27. EFECTOS ACELERADORES

Los efectos aceleradores son el efecto túnel y el efecto de la colina.

2.27.1. EFECTO TÚNEL

Si se toma un camino entre dos edificios altos o en un paso estrecho entre montañas observará que se da un efecto: el aire se comprime en la parte de los edificios o de la montaña que está expuesta al viento, y su velocidad crece considerablemente entre los obstáculos del viento. Esto es lo que se conoce como "efecto túnel".

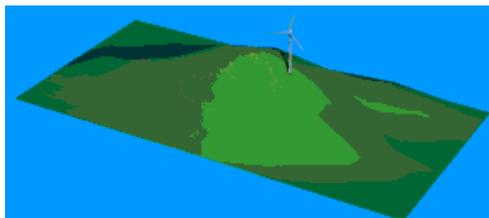
Situar un aerogenerador en un túnel de este tipo es una forma inteligente de obtener velocidades del viento superiores a las de las áreas colindantes.

Para obtener un buen efecto túnel, el túnel debe estar "suavemente" enclavado en el paisaje. En el caso de que las colinas sean muy accidentadas, puede haber muchas turbulencias en ese área, es decir, el viento soplará en muchas direcciones diferentes (y con cambios muy rápidos).

Si hay muchas turbulencias, la ventaja que supone la mayor velocidad del viento se verá completamente anulada, y los cambios en el viento pueden causar roturas y desgastes innecesarios en el aerogenerador.

2.27.2. EFECTO DE LA COLINA

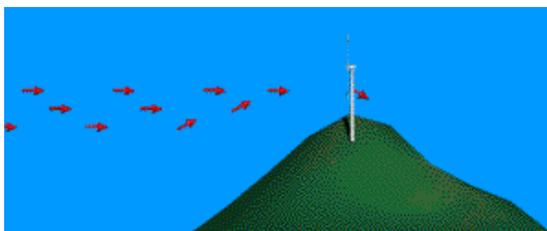
Una forma corriente de emplazar aerogeneradores es situándolos en colinas o estribaciones dominando el paisaje circundante. En particular, siempre supone una ventaja tener una vista lo más amplia posible en la dirección del viento dominante en el área.



Emplazamiento del Aerogenerador

FIGURA # 2.30.

En las colinas, siempre se aprecian velocidades de viento superiores a las de las áreas circundantes. Una vez más, esto es debido a que el viento es comprimido en la parte de la montaña que da al viento, y una vez el aire alcanza la cima de la colina puede volver a expandirse al descender hacia la zona de bajas presiones por la ladera a sotavento de la colina.



Inclinación del viento

FIGURA # 2.31.

Tal y como puede observar en la figura #2.31, el viento empieza a inclinarse algún tiempo antes de alcanzar la colina, debido a que en realidad la zona de altas presiones se extiende hasta una distancia considerable enfrente de la colina. El viento se hace muy irregular una vez pasa a través del rotor del aerogenerador.

Si la colina es escarpada o tiene una superficie accidentada, puede haber una cantidad de turbulencias significativa, que puede anular la ventaja que supone tener unas velocidades de viento mayores.

2.28. SISTEMAS CONVERSORES DE ENERGÍA EÓLICA

Existen diversos tipos de Sistemas Conversores de Energía Eólica (SCEE), operando sobre todos ellos la restricción teórica y práctica por supuesto, de la energía del viento que es posible recuperar.

La figura #2.32, ilustra el esquema general en diagrama de bloque de un aerogenerador, o SCEE para producción de electricidad.

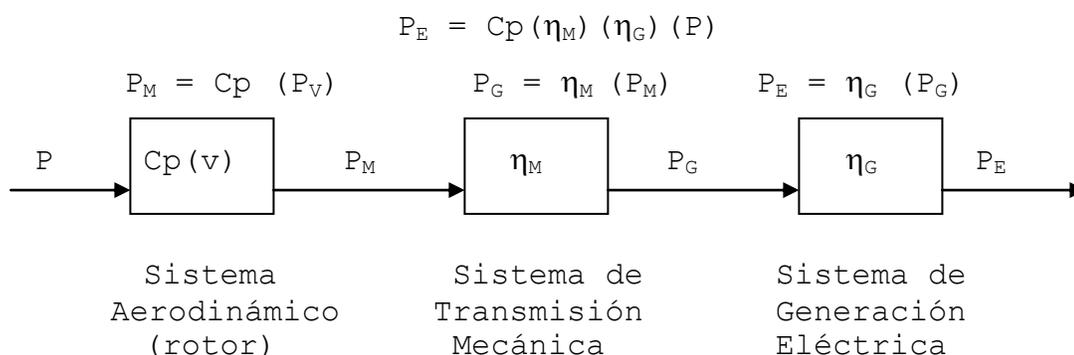


Diagrama de bloques para un SCEE

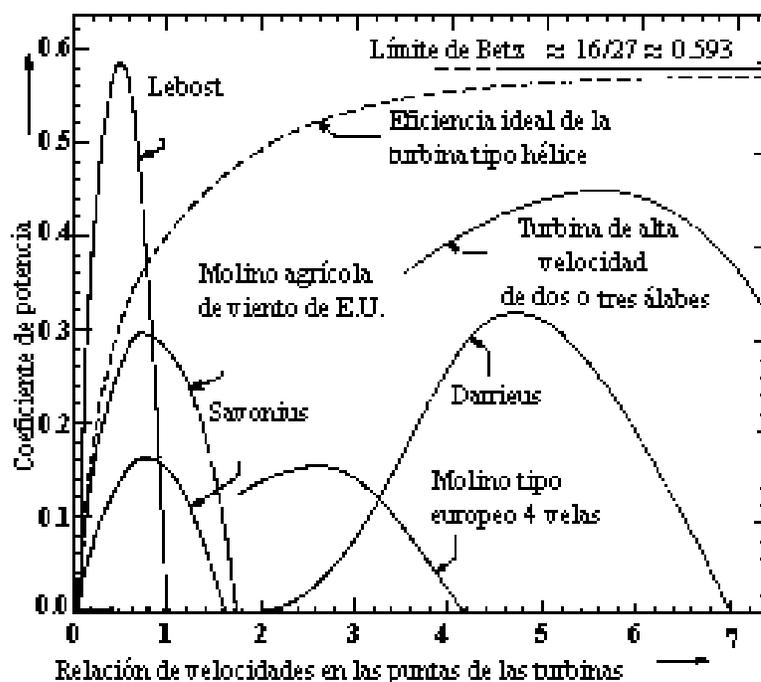
FIGURA # 2.32.

Básicamente, los dos primeros bloques son comunes a todo tipo de SCEE, siendo el último el específico del tipo de aplicación.

El primer bloque indica el rotor propiamente, que obtiene parte de la energía del viento de toda su

potencia, existe un límite teórico a 60% que nos refiere la que es posible aprovechar en condiciones óptimas de transferencia de energía para un sistema conversor. En realidad, un aeromotor de aspas aerodinámicas y alta eficiencia, se encuentra en el rango del 40 al 45% de eficiencia de conversión.

Como en toda conversión energética, la relación entre la energía disponible para su utilización y la energía primaria de donde se obtuvo, define la eficiencia del sistema. El coeficiente de potencia C_p representa la eficiencia aerodinámica del rotor, cuyas pérdidas pueden atribuirse principalmente al movimiento rotacional comunicado al aire por las aspas del rotor, y varía con la razón de velocidad tangencial (λ), la cual está definida como la relación instantánea entre la velocidad de la punta del aspa y la velocidad del viento. El valor máximo de C_p es alcanzado a un valor de λ característico de cada rotor. Si este valor es menor de 4, el rotor puede ser considerado como de baja velocidad, y su máxima eficiencia C_p será menor de 0,3. La solidez del rotor, definida como la relación entre la superficie de las aspas y el área barrida por el rotor, tiende a valores grandes para turbinas de este tipo. Si el valor de λ es del orden de 4 o superior para $C_{p_{\text{máx}}}$, se trata de un rotor de alta velocidad con una eficiencia máxima C_p del orden de 0,45. La solidez en este tipo de rotores tiende a valores pequeños.



Características de potencia para diferentes tipos de rotores

FIGURA # 2.33.

Si la velocidad nominal del rotor corresponde al valor máximo de C_p , un aumento o disminución de la velocidad del viento resultará en una disminución de C_p , si la velocidad de la flecha se mantiene constante. Por otro lado, si se permite que la velocidad del rotor varíe con la velocidad del viento (razón de velocidad tangencial (λ) constante), se puede lograr un máximo C_p para todo rango de velocidades de operación. Esto resulta de dos modos básicos de generación: sistemas de velocidad constante, en los cuales la velocidad del rotor se mantiene constante cambiando el ángulo de ataque de las aspas y/o las características de la carga; y sistemas de velocidad variable, en los cuales se permite que la velocidad del rotor varíe proporcionalmente a la

velocidad del viento, lo cual permite $C_{p_{\text{máx}}}$ para la mayor parte del rango de operación.

Existe un sinnúmero de configuraciones de SCEE, cada una con ciertas ventajas particulares, y adecuado a aplicaciones más o menos específicas. Básicamente, todas podrían agruparse en dos tipos: sistemas de eje vertical y sistemas de eje horizontal. Los sistemas incluidos en el primer grupo, no necesitan orientarse ya que aprovechan vientos de cualquier dirección. Los del segundo, aunque limitados por su velocidad de respuesta a cambios de dirección, se caracterizan por eficiencias más altas que los del primero.

2.29. CARACTERÍSTICAS DE CARGA DE UNA CENTRAL ENERGÉTICA

Las características de carga de una central eléctrica son la potencia instalada, el factor de carga, factor de demanda, factor de instalación, factor de utilización, factor de reserva y la utilización anual.

2.29.1. POTENCIA INSTALADA

Es la suma total de las potencias nominales de todos los receptores de energía conectados con la red que alimenta la central. Se llama también carga instalada.

2.29.2. FACTOR DE CARGA

Para tener una medida que indique la naturaleza de la carga instalada, se introduce el denominado factor de

carga, definido como la relación de la potencia media a la potencia máxima de punta, es decir:

$$FC = \frac{\text{potencia media en kVA}}{\text{potencia máxima en kVA}} \quad \text{Ec. (2-33)}$$

Para una central eléctrica resulta desfavorable que el factor de carga sea pequeño puesto que ello indica que, a pesar de tener que construirse la central para la potencia de punta P_{\max} , no suministra más que un pequeño porcentaje de este valor, de forma que la central desaprovecha durante casi todo el día sus posibilidades, ya que la potencia de punta solamente se precisa durante breves períodos de tiempo.

Como valores del factor de carga pueden tomarse los siguientes:

PARA	FC
Pequeñas instalaciones y pueblos	0.15 a 0.2
Pequeñas ciudades	0.2 a 0.3
Centrales agrícolas	0.3 a 0.35
Grandes ciudades	0.3 a 0.4
Una provincia	0.4 a 0.45
Una región (2 o 3 provincias)	0.45 a 0.5

Valores del factor de carga [13]

TABLA # 2.4.

2.29.3. FACTOR DE DEMANDA

Es la relación entre la demanda máxima de un sistema y la respectiva potencia instalada, o sea:

$$FD = \frac{\text{demanda máxima en kVA}}{\text{potencia instalada en kVA}} \quad \text{Ec. (2-34)}$$

Generalmente, esta relación oscila entre 0,2 para instalaciones de pequeña potencia y 0,5 para instalaciones de gran potencia.

2.29.4. FACTOR DE INSTALACIÓN

Está relacionado con el anterior, ya que una central eléctrica determinada, se proyecta para suministrar una demanda determinada. El factor de instalación es la relación entre la potencia total de la central y la potencia conectada a la red alimentada por dicha central, es decir:

$$FI = \frac{\text{potencia total de la central en kVA}}{\text{potencia instalada en kVA}} \quad \text{Ec. (2-35)}$$

En la práctica el factor de instalación adopta los siguientes valores:

PARA	FI
Pequeñas instalaciones(hasta 5000 habitantes)	0.2 a 0.3
Poblaciones hasta 20.000 habitantes	0.3 a 0.35
Centrales agrícolas	0.25 a 0.28
Grandes centrales	0.4 a 0.5

Valores del factor de instalación [13]

TABLA # 2.5.

Al factor de instalación se le conoce también con el nombre de factor de simultaneidad.

2.29.5. FACTOR DE UTILIZACIÓN

Es la relación entre la carga pico y la capacidad nominal continua.

$$FU = \frac{\text{Carga pico}}{\text{Capacidad nominal continua}} \quad \text{Ec. (2-36)}$$

En la práctica para la determinación de la energía suministrada por una central durante un año, podemos adoptar estos valores para el factor de utilización:

PARA SUMINISTROS A	FU
Pequeñas ciudades	0.15 a 0.25
Grandes ciudades	0.25 a 0.4
Grandes suministros (regionales)	0.4 a 0.55

Valores del factor de utilización [13]

TABLA # 2.6.

2.29.6. FACTOR DE RESERVA

No basta con construir una central para la máxima punta de potencia que aparezca durante el año. Un grupo de generadores puede quedar parado, por avería o por inspección. Por lo tanto, hay que disponer una reserva de máquinas que sustituya a las que han quedado fuera de servicio. Lo que quiere decir que la potencia total de la central, ha de ser mayor que la potencia máxima para la que ha sido proyectada.

El factor de reserva es la relación entre la potencia total de la central y la potencia máxima que ha de suministrar, o sea:

$$FR = \frac{\text{potencia total de la central en KVA}}{\text{potencia máxima de la central en KVA}} \quad \text{Ec. (2-37)}$$

El factor de reserva es siempre mayor que la unidad y, en la práctica, alcanza estos valores:

PARA	FR
Pequeñas instalaciones y pueblos	1.3 a 1.6
Poblaciones medias	1.6 a 1.75
Centrales agrícolas	1.6 a 1.7
Grandes ciudades	1.8 a 2

Valores del factor de reserva [13]

TABLA # 2.7.

2.30. ANÁLISIS ECONÓMICO

A continuación se estudiarán los parámetros para realizar un análisis económico.

2.30.1. ANÁLISIS DE COSTOS

Aquí se distinguen dos categorías de costos: costos de capital y costos variables, los costos de capital son todos aquellos que se incurren cuando el sistema es comprado e instalado. Los costos variables corresponden a la operación, el mantenimiento y la reparación durante la vida útil del equipo, incluyendo costos de combustible, piezas de repuesto, etc.

$$c.e.e.g. = \frac{\text{Costo equivalente anual} + \text{Costo variable}}{\text{Energía generada}} \quad \text{Ec.(2-38)}$$

2.30.2. MÉTODO DEL VALOR PRESENTE

El valor presente de los costos recurrentes futuros pueden ser calculados proyectándolos al presente con una tasa apropiada, llamada tasa de retorno. En caso de que no haya inflación, y el gobierno no establezca medidas de regulación, la tasa de interés puede usarse como tasa de descuento. Los cálculos del valor presente son más complicados cuando hay inflación, por que es necesario el ajuste de la tasa prevalente de interés, incorporando el efecto de la inflación para poder obtener una tasa real de descuento.

El valor presente de un costo "C", incurrido en el año "n" en el futuro, puede ser calculado por la Ec.(2-39).

$$PV = \frac{C}{(1+r)^n} \quad \text{Ec.(2-39)}$$

donde:

VP: valor presente del costo

C: valor futuro del costo

n: número de años

r: tasa de retorno

2.30.3. COSTO EQUIVALENTE ANUAL

El costo de capital se hace equivalente a una serie de cuotas anuales distribuidas sobre la vida útil del

sistema. La suma de los costos equivalentes dan como resultado un mayor costo que el inicial del capital del sistema, porque el interés debe ser incluido en cada asignación anual. El costo equivalente anual de una inversión de capital (C), sobre una vida esperada de (n) años puede ser calculado mediante la Ec.(2-40).

$$A = C \cdot \frac{r \cdot (1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad \text{Ec.(2-40)}$$

donde:

A: costo equivalente anual

C: costo inicial de capital

r: tasa de descuento

n: tiempo de vida esperado

El factor de recuperación dentro de la Ec.(2-40) es el término que multiplica el costo inicial de capital.

El costo total anual se obtiene sumando los costos anuales variables con el costo anual de capital, obteniéndose una cifra que se usa para comparar los diferentes tipos de generación de energía eléctrica. Este método es recomendado para efectuar cálculos comparativos de costos por las siguientes razones: los costos variables son difíciles de estimar correctamente, y puede ser necesario corregirlos a medida en que transcurre el tiempo. Otra ventaja es que el costo presente anual total dividido por 8760 da el costo del KWh/año, el cual, es

particularmente útil en la comparación de sistemas de generación.

Un factor importante a tratar es el relacionado con la tasa de descuento a ser utilizada, la cual varía de país en país. En general el Banco Mundial aplica tasas de descuento en el rango de 8 a 15% para países en desarrollo. Cuando no se tienen suficientes datos, es recomendable cálculos a varias tasas de descuento para así obtener una indicación de su efecto sobre los resultados del análisis comparativo de costos.

El costo anual equivalente puede ser calculado usando un factor de recuperación de capital apropiado, el cual representa la cantidad que debe ser recaudada anualmente por unidad de moneda invertida para recuperar completamente la inversión.

Si el análisis comparativo de costos se hace para apoyar la selección de sistemas de generación, es justificable basar el análisis de costos sobre precios o costos actuales para evitar cálculos complicados. Se puede utilizar los precios de mercado para materiales de construcción, salarios y la tasa de interés corriente.

Sin embargo, cuando se hacen análisis comparativos de costos para apoyar a las autoridades nacionales, deben ajustarse los precios de mercado o los costos observados para reflejar la disponibilidad real y el costo de los suministros. Un ejemplo puede ser el costo del personal entrenado, el cual debe ser ajustado con inflación.

Algunos costos recurrentes anuales tienen valores fijos, como son los salarios de los operarios, mientras que otros costos varían con el período durante el cual

funciona el equipo, consumo de combustible, repuestos necesarios y reparaciones.

Este análisis es de vital importancia, ya que los resultados del estudio económico son los que van a decidir la ejecución o no del proyecto.

Se debe tener en cuenta que los datos que aparecen son datos que pueden aproximar el costo de una instalación eléctrica y son válidos exclusivamente para obtener una primera aproximación del aspecto económico.

Otros aspectos que se deben tomar en cuenta con relación a los costos de inversión de capital en el caso de una central eólica son los contratos, algunos tipos de contratos pueden ser:

1. Contrato de ocupación de terrenos: la duración de este contrato esta sujeta como mínimo a la vida esperada de la central eólica, habitualmente no inferior a 20 años. Si se trata de una cesión o alquiler es particularmente importante la fijación de canon y sus revisiones periódicas. El canon anual puede ser considerado como suma de dos conceptos: el primero, proporcional a la superficie ocupada por las máquinas, y el segundo, relacionado con los ingresos obtenidos con la producción energética. La compra del terreno por la sociedad promotora de la central, o la inclusión del propietario en la propia sociedad, son otras alternativas que hay que considerar.
2. Contrato de suministro y ejecución de la central: en general, este contrato sigue las pautas en la

realización de plantas industriales convencionales con las peculiaridades propias de la definición de las máquinas eólicas. Es frecuente que el suministrador principal sea el responsable de la ejecución del proyecto, con la consiguiente subcontratación que se requiera.

3. Contrato de explotación y mantenimiento: El costo de este mantenimiento puede ser simplemente una cantidad fija, o lo que es más habitual, un porcentaje de la producción energética obtenida. La consideración de una combinación de ambos conceptos debe ser hecha antes de formalizar el contrato. El reacondicionamiento, que exige la reposición en caso de fallo de ciertos componentes de las máquinas, deberá también ser contemplado.

En algunos contratos, y siempre relacionado con la asunción por parte del contratista del potencial eólico y de la bondad de las máquinas e instalación, se incluye una garantía de producción de energía. Su objetivo es garantizar durante un cierto período de tiempo una producción mínima de energía. Como contrapartida, el contratista recibe una prima cuando se produce un exceso de producción sobre un valor prefijado.

Este tipo de instalaciones sufren una importante desviación de costo, referido este al transporte e instalación, ya que al tratarse normalmente de pequeñas inversiones el hecho de requerir un desplazamiento del suministrador o de fabricante fuera de su zona de

influencia repercute en un incremento notable de costo sobre el precio final del producto instalado.

En el diseño de una planta híbrida, se acostumbra que el sistema diesel satisfaga un 40% de la carga, las características de los aerogeneradores serán las mismas de uno conectado a la red. [55]

CAPÍTULO 3

REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS DE UN COMPLEJO TURÍSTICO EN LA PENÍNSULA DE PARAGUANÁ

3.1. GENERALIDADES

En el presente capítulo se expondrá el planteamiento del problema, y los requerimientos energéticos del complejo turístico hipotético mediante las curvas de demanda de un complejo ya instalado; además de sus características físicas.

3.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Península de Paraguaná en el Estado Falcón, cuenta con unas condiciones singulares para el desarrollo turístico por sus extensas costas y su agradable clima durante todo el año. Una de las limitaciones que han condicionado su desarrollo turístico y habitacional, especialmente al norte de la Península ha sido la escasa oferta de energía necesaria para propiciar cualquier desarrollo. En el pasado ha habido infructuosos intentos para fomentar centros turísticos, hoteleros y actividades conexas, pero la falta de energía eléctrica ha mermado el interés y la viabilidad para acometer cualquier desarrollo de esta naturaleza. Debido a esto C.A.D.A.F.E. (Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico) conjuntamente con la Universidad Central de Venezuela proponen el presente trabajo, el cual tiene como objeto determinar la factibilidad de utilizar el potencial eólico en la región para la generación de electricidad, que permita abastecer de energía a un desarrollo turístico hipotético, que tendrá desde luego una demanda de electricidad determinada.

La calidad del servicio eléctrico en el Estado Falcón presenta una situación de "Colapso" debido a la falta de inversiones oportunas, mantenimientos preventivos y correctivos adecuados.

La empresa de distribución Eleoccidente atiende 125.000 suscriptores en todo el Estado Falcón con 22 oficinas comerciales extendidas en casi todos los municipios, estando la mayor concentración poblacional en

el eje Los Taques-Punto Fijo-Coro-La Vela-Cumarebo con un 85% del total de 875.000 habitantes que tiene el Estado Falcón.

Esta zona Centro-Norte del Estado Falcón tiene como fuentes de energía eléctrica una línea de 230 Kilovoltios, Planta Centro-Coro; un Parque de Generación en Punto Fijo compuesto de siete (7) turbogeneradores con una capacidad efectiva de 90 Megavatios y un déficit de 30 Megavatios, cubiertos desde Planta Centro; otro centro de generación en Coro, con 4 turbogeneradores con una capacidad efectiva de 45 Megavatios solo para casos de emergencia al fallar la línea de 230 Kilovoltios de Planta Centro, debido al alto costo del gasoil.

Bajo esta configuración, el sistema eléctrico del Estado Falcón presenta un grado de vulnerabilidad extrema y baja confiabilidad del servicio, dado que al fallar una de las tres fuentes indicadas, la demanda no es cubierta por las restantes, provocando un fuerte racionamiento del servicio eléctrico del sesenta por ciento (60%) con las consecuencias negativas para la población y los factores, de producción del Estado.

Las estadísticas indican que, el 54,2% de las fallas se deben al sistema de distribución (Eleoccidente) y el 44,6% de las fallas se deben al sistema de generación y transmisión (C.A.D.A.F.E.) para un total de 2.800 a 2.900 interrupciones por año lo cual es demasiado alto comparando con otros estados del país.

Los turbogeneradores ubicados en Planta Punto Fijo tiene un gran porcentaje de horas trabajando muy por encima de las horas de uso establecidos por los

fabricantes. Es de hacer notar que el costo que conlleva efectuar los trabajos de recuperación y mantenimiento mayor es demasiado elevado.

La demanda de energía de Paraguaná, es de 116-120 Megavatios, en las horas picos. La línea 115 KV (Coro-Punto Fijo), tiene la capacidad de transmitir 26 MW a 32 MW. [1]

Esto representa una dependencia temporal de la línea Coro-Punto fijo, para poder garantizar los 120 MW de consumo que tiene Paraguaná.

El servicio de energía eléctrica en el Estado Falcón constituye un elemento básico y estratégico para su desarrollo económico y social, siendo evidente la situación de colapso que presenta actualmente, debido entre otras razones a las causas siguientes:

1. Baja confiabilidad del sistema eléctrico regional por el déficit en la capacidad instalada de generación tanto en Punto Fijo como en Coro y la vulnerabilidad que presenta la línea de 230 Kilovoltios de Planta Centro-Coro al dejar el 60% de la población sin energía al fallar.
2. Sobrecarga en la mayoría de las subestaciones y circuitos por la falta de inversiones en los últimos años.
3. Deficiente gestión administrativa por la alta tasa de pérdidas eléctricas (42%), morosidad de los entes públicos y privados, bajo nivel de cobranza, sistemas de información gerencial obsoletos, influencia sindical en la operatividad de la empresa, por concesiones pasadas con la firma de contratos

colectivos costosos y comprometedores de la gestión, burocratización excesiva.

4. Falta de autonomía en la gestión por parte de la Gerencia de Zona Falcón al depender de la Presidencia de Acarigua para la compra de materiales y equipos, la disposición de los recursos financieros generados y recaudados en el estado, aunado al entrabamiento administrativo por la falta de procesos ágiles y actualizados.

Por lo anteriormente expuesto se puede ver que el Estado Falcón presenta graves problemas con la generación y distribución de electricidad, factor indispensable para el desarrollo de la región, ya que hasta no solventar los problemas que actualmente se presentan, no parece viable la expansión de la Península, ni el aumento de demanda de energía eléctrica.

Actualmente esta en funcionamiento la Corporación para el Fomento de la Inversión Turística de la Península de Paraguaná (CORPOTULIPA), que es un organismo autónomo adscrito al Ministerio de Finanzas, encargado de velar por el cumplimiento de la Ley de zona libre y poner en marcha planes, programas y proyectos, dirigidos a impulsar el desarrollo de la Península, cuya misión es promover la inversión turística y comercial en Paraguaná. Esta corporación se ha encargado de promocionar diferentes zonas, entre ellas la denominada Bahía del Norte para la inversión extranjera, siendo un factor limitante el que el Estado, no se hace responsable por el suministro de ningún tipo de servicio a esta zona. Por tal motivo cualquier tipo de instalación y obra civil o

arquitectónica deberá ser "autoabastecida". Es aquí donde la instalación de una central eólica representa una alternativa interesante en el suministro de energía eléctrica, siendo el propósito de este trabajo el analizar la factibilidad económica de tal instalación, comparándola con los costos de las líneas de transmisión, distribución y otros métodos de generación de potencia.

Para incentivar las inversiones CORPOTULIPA ha creado varias exenciones fiscales, entre las que cabe destacar:

1. Las nuevas inversiones relacionadas a servicios turísticos estarán exentas del impuesto sobre la renta por espacio de 10 años.
2. Los bienes procedentes del exterior u otros territorios aduaneros necesarios para la prestación de servicios turísticos están exentos de impuestos aduanales.

Según la gaceta oficial de la República de Venezuela y bajo decreto N° 36517, el 14 de agosto de 1998 entra en vigencia la Ley de Zona Libre para el Fomento de la Inversión Turística en la Península de Paraguaná, como régimen territorial de carácter fiscal para prestación de servicios en la actividad turística y comercial conexas al turismo en los municipios de Carirubana, Los Taques y Falcón.

Dentro de los objetivos de CORPOTULIPA se presentan los siguientes:

1. Coordinar acciones con los entes nacionales, estatales y municipales que permitan alcanzar los fines determinados en la Ley de ZOLIPA.

2. Desarrollar planes y proyectos en coordinación con los entes responsables de la infraestructura de servicios, que garanticen la sustentabilidad y sostenibilidad de la actividad turística y comercial enmarcados en el Modelo de desarrollo de Paraguaná Zona Libre.
3. Promover la participación de los sectores económicos y social del Estado sembrando el compromiso de todos, fortaleciendo el desarrollo integral del Estado a través del establecimiento de una cultura orientada al turismo, preservando el ambiente, los valores y el patrimonio cultural.
4. Fomentar en la comunidad en general la conciencia de calidad y excelencia en los servicios, vinculando la formación de los recursos humanos a las exigencias que limitan la actividad turística y comercial.
5. Diseñar sistemas de información que faciliten el control de gestión de la Corporación y garanticen respuestas oportunas que satisfagan las necesidades de los clientes.
6. Desarrollar programas de promoción y difusión de las ventajas comparativas de la Península de Paraguaná, a través de convenios con organismos nacionales e internacionales que muestren a esta como una oferta importante en el Caribe captando la inversión turística y comercial.

En la tabla #3.1 se expone el estimado de habitaciones, inversión pública asociada y empleos generados por escenarios de desarrollo de la zona Bahía del norte según la planificación de CORPOTULIPA.

	INMEDIATO ACUMULADO AL AÑO 2	CORTO PLAZO ACUMULADO AL AÑO 5	MEDIANO PLAZO ACUMULADO AL AÑO 12	LARGO PLAZO ACUMULADO AL AÑO 20	LARGO PLAZO ACUMULADO AL AÑO 30
HABITACIONES HOTELERAS	-	878	1711	3167	5158
% DESARROLLO HAB HOTELERAS	0%	10%	19%	36%	59%
HAB EXTRAHOTELERAS	-	219	428	792	1290
% DESARROLLO HAB EXTRAHOTELERAS	0%	10%	19%	36%	59%
INVERSIÓN INFRAESTRUCTURA Y SERVICIOS BÁSICOS (USD)	4079000	28553000	4079000	-	-
% DESARROLLO INVERSIÓN DE SERVICIOS BÁSICOS	10%	70%	100%	-	-
INVERSIÓN FORMACIÓN RECURSOS HUMANOS (USD)	-	878920	1848683	3325934	5416968
INVERSIÓN PUBLICIDAD Y PROMOCIÓN	-	175.784	2377696	6603769	15386110
EMPLEOS DIRECTOS GENERADOS	-	878	1711	3167	5158
EMPLEOS INDIRECTOS GENERADOS	-	26347	5132	9500	15474
TOTAL DE EMPLEOS GENERADOS	-	3512	6843	12666	20632

Planificación estimada por CORPOTULIPA

TABLA # 3.1.

Las perspectivas de CORPOTULIPA, establecen que se espera un ingreso de 323 millones de dólares estadounidenses por la operación de establecimiento de alojamiento, lo cual se presenta como una cifra significativa para el desarrollo y la mejora de la calidad de vida de la Península de Paraguaná y sus habitantes.

3.3. DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

La demanda es la energía o potencia que consume o utiliza un consumidor, grupo de consumidores o un sistema en un momento determinado. A continuación se expondrán los criterios de selección de la demanda máxima que se tomará como valor preestablecido del complejo turístico hipotético y se explicará el método utilizado para estimar la proyección de demanda de un año consecutivo.

3.3.1. MÉTODO DE LOS COEFICIENTES CORRECTIVOS.

El método de los coeficientes correctivos tiene como objeto estimar la predicción de demanda de un año consecutivo, partiendo de una data de por lo menos 5 años de la demanda máxima mensual de un determinado grupo de consumidores.

Con los valores de las demandas máximas se puede realizar un gráfico de la demanda en función del tiempo (curva cronológica de demanda), esta curva permite determinar la tendencia de crecimiento o no a través de métodos de ajuste de curva, el utilizado por el método de los mínimos cuadrados. Dicho método podrá predecir la variable dependiente (demanda máxima) en función de una sola variable independiente (el tiempo, que en este caso serán meses).

Suponiendo que la regresión de y (variable dependiente) sobre x (variable independiente) es lineal, se procederá a determinar la ecuación de la recta que nos da el mejor ajuste.

La ecuación de la recta vendrá dada de la siguiente forma:

$$y = ax + b \quad \text{Ec.(3-1)}$$

Desarrollando el método de los mínimos cuadrados se pueden obtener los valores de a y b con las siguientes ecuaciones:

$$b \cdot n + a \cdot \sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n y_i \quad \text{Ec.(3-2)}$$

$$b \cdot \sum_{i=1}^n x_i + a \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2 = \sum_{i=1}^n x_i \cdot y_i \quad \text{Ec.(3-3)}$$

donde:

n : número de datos disponibles

a y b : incógnitas

Estas son un conjunto de dos ecuaciones lineales; su resolución simultánea nos da los valores de a y b de la recta que proporciona el mejor ajuste a los datos, de acuerdo con el criterio de mínimos cuadrados.

Teniendo la recta de los mínimos cuadrados e insertando en la ecuación obtenida los valores de los meses del año a calcular, se obtiene la predicción de demanda máxima promedio de cada mes.

Para hacer una mejor aproximación del año consecutivo se multiplicará, la demanda obtenida por el método de los mínimos cuadrados, por el coeficiente correctivo indicado para cada mes.

Para poder obtener el valor de los coeficientes correctivos se buscará primero el promedio de la demanda máxima de cada año. Al no tener información de determinado mes no se tomará en cuenta.

Entonces el valor del coeficiente correctivo de cada mes será:

$$\text{Coef. correctivo} = \frac{\text{Dem. máx. del mes}}{\text{Promedio de la Dem. Máx.}} \quad \text{Ec.(3-4)}$$

Se calculará el valor del coeficiente correctivo para cada mes.

Para la estimación del año consecutivo se toma el promedio entre los valores de los coeficientes correctivos de cada mes y éste sería el valor para ese mes del año a calcular. Así pues se obtiene una tabla con los coeficientes correctivos de cada mes del año a estimar.

Finalmente la demanda máxima del año a calcular vendrá dada por la siguiente ecuación:

$$\text{Dem. máx. del mes} = \text{Coef. correc.} \times \text{Dem. obtenida} \quad \text{Ec.(3-1)} \quad \text{Ec.(3-5)}$$

Los resultados obtenidos se deberán graficar para una mejor comprensión de la variación de la demanda durante los años analizados, en este gráfico se observará si la demanda para el año a calcular es creciente o decreciente.

Este método sirve básicamente para poder obtener el valor de la demanda máxima de determinado grupo de consumidores y así poder establecer el valor de la carga a instalar en una central energética que abastecerá dicho grupo.

Una de las grandes limitantes de este método es que solo se puede aplicar para la predicción de un año.

CAPÍTULO 4

DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS EN LA CENTRAL

4.1. GENERALIDADES

En el presente capítulo se clasificarán y describirán los principales equipos que conforman una central eólica. También se estudiará la aerodinámica de las turbinas de eje horizontal y de las de eje vertical.

Por otra parte se analizarán los diferentes esquemas de generación eléctrica a partir de un sistema conversor de energía eólica; así mismo, se describirán los diferentes tipos de generadores eléctricos utilizados en la industria eólica.

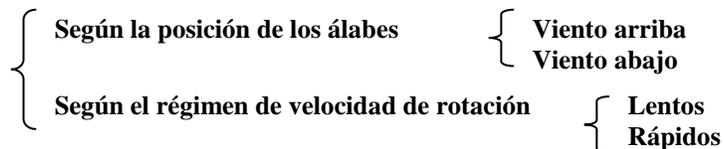
Para una mejor confiabilidad de la central se hablará de los sistemas auxiliares de generación y almacenamiento de energía. El sistema auxiliar detallado en este capítulo es el motor diesel.

4.2. CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS. TIPOS DE TURBINAS EÓLICAS

En la historia de la tecnología muchas clases de colectores de energía eólica han sido realizados. Se puede decir, sin embargo, que común a todos ellos, ha estado el principio en el cual casi cualquier configuración geométrica que permita producir una fuerza asimétrica sobre una superficie contra el viento, puede usarse para generar movimientos de rotación, traslación y oscilación. La energía de estos movimientos es la que se ha podido convertir en energía útil. La potencia que por tamaño, configuración y costo puede ser extraída ha sido el uso de configuraciones rotantes, para convertir este movimiento posteriormente en energía útil.

CLASIFICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES (Según la orientación de sus ejes)

Rotores de eje horizontal



Rotores de eje horizontal cruzado

Rotores de eje vertical



Rotores que utilizan el desplazamiento móvil

Sistemas estáticos de recuperación de energía eólica

Las máquinas que usan rotores como colectores de energía eólica pueden clasificarse en términos de la orientación de sus ejes de rotación relativa a la corriente de viento, de esta manera se tiene:

1. **Rotores de eje horizontal:** el eje de rotación es paralelo a la dirección de la corriente de viento.
2. **Rotores de eje horizontal de flujo cruzado:** el eje de rotación es tanto horizontal a la superficie del terreno como perpendicular a la dirección de la corriente de aire (parecido a una rueda hidráulica).
3. **Rotores de eje vertical:** el eje de rotación es perpendicular tanto a la superficie de terreno como a la corriente del viento.
4. **Rotores que utilizan el desplazamiento de un móvil.**
5. **Sistemas estáticos de recuperación de energía eólica.**

De los tipos anteriores, las configuraciones más usadas actualmente son los rotores horizontales y los rotores verticales. Esta clasificación a su vez puede sub-dividirse de acuerdo a otras características:

6. **Rotores horizontales:** según la posición de los álabes.
 - a. Viento arriba: el rotor se ubica viento arriba de la torre.
 - b. Viento abajo: el rotor se ubica viento abajo de la torre.
7. **Rotores horizontales:** según el régimen de velocidad de rotación.
 - a. Lentos: son rotores multiaspas de baja velocidad angular y alto torque.

- b. **Rápidos:** son rotores de 1 a 4 aspas de alta velocidad angular y bajo torque.
- 8. **Rotores verticales:** según la incidencia de la fuerza aerodinámica.
 - a. **Por arrastre:** en movimiento ejerce fuerzas de diferente intensidad sobre las partes huecas o asimétricas del cuerpo del álabe.
 - b. **Por sustentación:** el aire en movimiento ejerce una fuerza debido a un gradiente de presión que incrementa la velocidad al recorrer la superficie del álabe.

Para estos tipos de rotores verticales los álabes pueden ser respecto al viento, además del movimiento del rotor, tanto fijos como móviles.

4.3. COMPONENTES DE LOS AEROGENERADORES HORIZONTALES

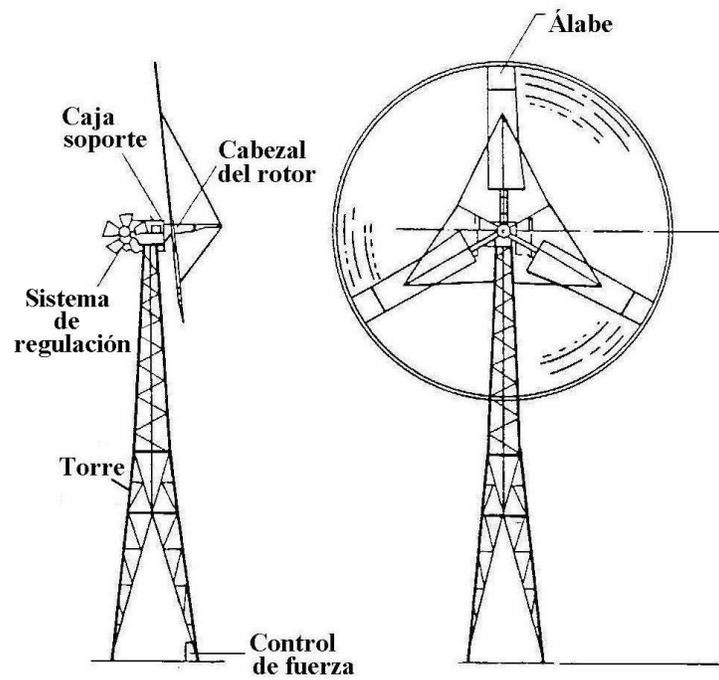
Los componentes de un aerogenerador son:

1. **La góndola o caja soporte:** contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. A la izquierda de la góndola (figura #4.2) se tiene el rotor del aerogenerador, es decir, las palas y el buje.
2. **Las palas del rotor o álabes:** capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje.
3. **El buje o cabezal del rotor:** el buje del rotor está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.
4. **Eje de baja velocidad del aerogenerador:** conecta el buje del rotor al multiplicador. El eje contiene

conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.

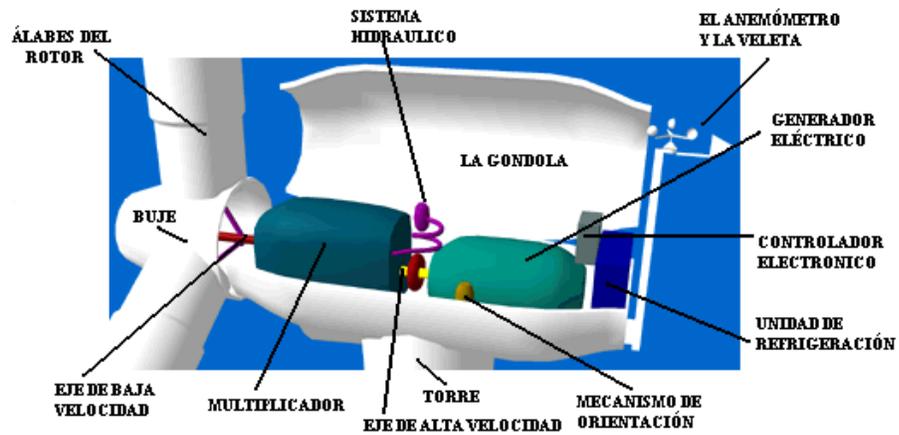
5. **El multiplicador:** tiene a su izquierda el eje de baja velocidad (figura #4.2). Permite que el eje de alta velocidad que está a su derecha gire 50 veces más rápido que el eje de baja velocidad.
6. **El eje de alta velocidad:** está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.
7. **El generador eléctrico:** suele llamarse generador asíncrono o de inducción. En un aerogenerador moderno la potencia máxima suele estar entre 500 y 2500 kilovatios (KW).
8. **El controlador electrónico:** tiene un computador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción (por ejemplo, un sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador), automáticamente para el aerogenerador.
9. **El sistema hidráulico:** es utilizado para restaurar los frenos aerodinámicos del aerogenerador.
10. **La unidad de refrigeración:** contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador. Además contiene una unidad de refrigeración del aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores enfriados por agua.

11. **La torre del aerogenerador:** soporta la góndola y el rotor. Generalmente es una ventaja disponer una torre alta, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del nivel del suelo.
Las torres pueden ser tubulares o torres de celosía. Las torres tubulares son más seguras para el personal de mantenimiento de las turbinas, ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina. La principal ventaja de las torres de celosía es que son más baratas.
12. **El mecanismo de orientación:** es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta. Normalmente, la turbina sólo se orientará unos pocos grados cada vez, cuando el viento cambia de dirección.
13. **El anemómetro y la veleta:** se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente 4 metros por segundo. El computador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 metros por segundo, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico para girar al aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.



Componentes de un aerogenerador

FIGURA # 4.1.



Componentes de un aerogenerador

FIGURA # 4.2.

4.4. CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS HORIZONTALES

Las turbinas de eje horizontal pueden clasificarse por el número de álabes, el número de hélices y con concentradores de flujo para aumentar su rendimiento.

4.4.1. NÚMERO DE ÁLABES

Según el número de álabes, las turbinas de eje horizontal se pueden clasificar en molinos de campos, rueda de bicicleta, sistema de cuatro álabes, sistema de tres álabes, sistema de dos álabes y sistemas de un álabes.

4.4.1.1. MOLINO DE CAMPO

Están destinados principalmente a bombear agua subterránea.

El rotor consta de aproximadamente 20 álabes hechas de chapa con la concavidad enfrentando al viento. Posee un timón para orientar la rueda y un mecanismo de bombeo sumamente simple.



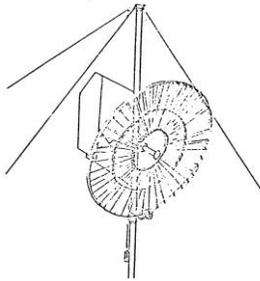
Molino de campo

FIGURA # 4.3.

El sistema tiene buena cupla de arranque y se caracteriza por funcionar aún con brisas muy suaves. La relación entre la energía disponible en el viento y la aprovechada, conocida como rendimiento, es baja.

4.4.1.2. RUEDA DE BICICLETA

Consiste en un rotor con rayos de alambre que soportan livianos álabes de aluminio.



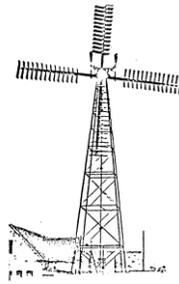
Rueda de bicicleta

FIGURA # 4.4.

Tiene un buen par de arranque y la llanta periférica ha sido acoplada al generador, obteniendo en esta forma transmisión del movimiento con un efecto multiplicador directo.

4.4.1.3. CUATRO ÁLABES

Es un descendiente de los típicos molinos holandeses. Tiene sobre cada álabe una serie de aletas que se abren o cierran según la velocidad del viento.



Sistema eólico de cuatro álabes

FIGURA # 4.5.

4.4.1.4. TRES ÁLABES

La turbina de tres álabes es de elevado rendimiento, ofrece buenas características aerodinámicas y tiene un funcionamiento suave con problemas de vibraciones menores que en los de los de dos palas.



Sistema eólico de tres álabes

FIGURA # 4.6.

4.4.1.5. DOS ÁLABES

Es considerada como la turbina de mejores performances, capaz de lograr un elevado valor de relación de velocidad periférica de la punta del álabes y la velocidad del viento (λ).



Sistema eólico de dos álabes

FIGURA # 4.7.

Este es el típico aerogenerador usado en el campo para cargar baterías.

4.4.1.6. UN ÁLABE

Este sistema es muy eficiente aerodinámicamente pero en su aspecto dinámico, presenta algunos problemas. Necesita un contrapeso para balancear la pala, el cual puede ser usado para colocar el generador. El sistema de control es complejo y si bien se han construido algunos prototipos, sus dificultades aún no han sido claramente resueltas.



Sistema eólico de un álabe

FIGURA # 4.8.

4.4.2. NÚMERO DE HÉLICES

En cuanto al número de hélices usadas, el tipo general es de una sola. Sin embargo, ha habido proyectos con 3 y hasta con 5 hélices colocadas sobre una misma torre.

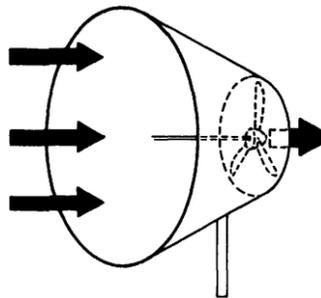


Aerogenerador de múltiples hélices

FIGURA # 4.9.

4.4.3. CONCENTRADORES

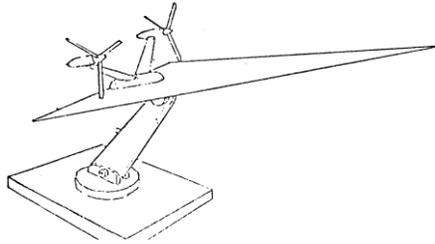
Los principales diseños que contienen concentradores de energía están basados en una estructura que permite acelerar el flujo. Como la potencia aumenta con el cubo de la velocidad, su incremento puede elevar considerablemente su rendimiento. Los más comunes son conductos convergentes o divergentes.



Concentrador

FIGURA # 4.10.

Existen también diseños de alas delta que generan vórtices sobre los que se colocan un par de hélices.



Diseño de Alas Delta

FIGURA # 4.11.

Estos sistemas en general logran incrementar la potencia al costo de una estructura adicional pesada, que debe orientarse con respecto al viento. Se requiere entonces un balance entre lo que se gana y lo que se debe gastar en estructuras adicionales.

4.5. PERFILES DE LAS TURBINAS DE EJE HORIZONTAL

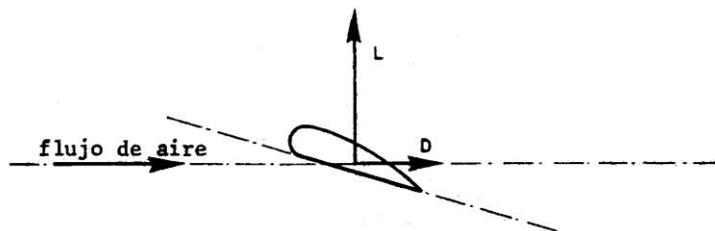
El rotor de una turbina está constituido por uno o más álabes unidos a un cubo. Las secciones transversales de los álabes pueden tener diversas formas. A las secciones transversales de una pala o álabe se las conoce con el nombre de perfiles.

4.5.1. CARACTERÍSTICAS DE SUSTENTACIÓN Y RESISTENCIA EN UN PERFIL AERODINÁMICO

El rotor, compuesto por los álabes y el buje, está situado corriente arriba de la torre y la góndola en la mayoría de aerogeneradores modernos. Esto se hace porque

la corriente de aire tras la torre es muy irregular (turbulenta).

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. El de sustentación se mide según la dirección perpendicular a la de la corriente, en cambio la de resistencia, según la dirección paralela. Figura #4.12.



Fuerza de sustentación y resistencia sobre un álabe aerodinámico

FIGURA # 4.12.

Para que las placas sustentadoras cumplan con su cometido, es necesario que el flujo de aire ataque a las mismas con un cierto ángulo. En la figura #4.13 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.



Cuerda del perfil y ángulo de ataque

FIGURA # 4.13.

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

$$L = \frac{1}{2}(\rho V^2 A_A C_L)$$

$$D = \frac{1}{2}(\rho V^2 A_A C_D)$$

Ec. (4-1)

donde:

L: Fuerza de sustentación

D: Fuerza de resistencia

ρ : Densidad del aire (kgm^{-3})

A_A : Área del álabe (m^2)

V: Velocidad de la corriente de aire (ms^{-1})

C_L : Coeficiente de sustentación

C_D : Coeficiente de resistencia

Los coeficientes de reacción de un perfil, 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.

$$C_L = \frac{L}{\frac{1}{2}(\rho V^2 A_A)}$$

$$C_D = \frac{D}{\frac{1}{2}(\rho V^2 A_A)}$$

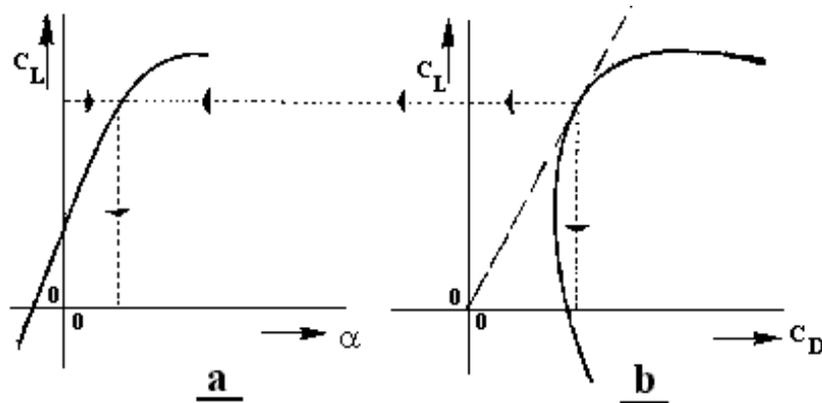
Ec. (4-2)

donde:

C_L , C_D : coeficientes de reacción de un perfil.

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 en función de α , o bien entre C_L y C_D .



Características de sustentación y resistencia de los álabes

FIGURA # 4.14.

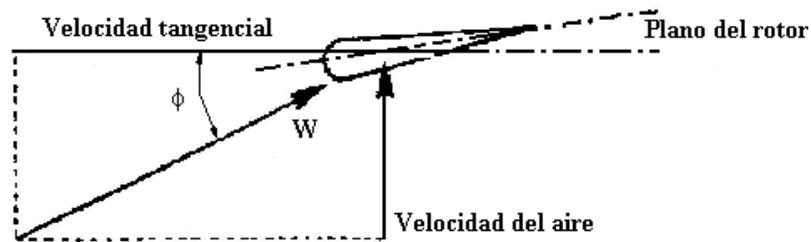
Para el diseño de los álabes de un rotor es importante conocer los valores C_L y α correspondientes a la mínima relación C_D/C_L . Para determinarlos, se utiliza la curva polar C_D/C_L . El punto de tangencia de la recta que pasa por el origen de coordenadas, define el par de valores de C_D/C_L mínimo. Con el valor de C_L hallado, se recurre a la curva C_L en función del ángulo de ataque y obtenemos el valor del ángulo α . A los valores de C_L y α así hallados se los denomina coeficiente de sustentación y ángulo de ataque de diseño.

4.5.2. VELOCIDAD RELATIVA DEL ÁLABE DE UN ROTOR

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 velocidad "W". Por lo tanto, cuando se habla de la velocidad del fluido se refiere a la velocidad relativa.

La velocidad relativa de la corriente de aire que afecta el álabe de un rotor, es la resultante de las velocidades tangencial y frontal.



Velocidad relativa en el álabe de un rotor

FIGURA # 4.15.

donde:

ϕ : ángulo que forma la velocidad relativa con el plano de giro del rotor.

4.5.3. COEFICIENTES ADIMENSIONALES

Para poder comparar la efectividad de los rotores se introduce el coeficiente C_p .

$$P_m = P \times C_p \quad \text{Ec. (4-3)}$$

donde:

C_p : coeficiente de potencia

P_m : potencia mecánica del rotor

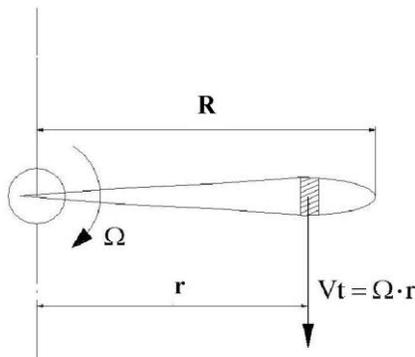
P : potencia del viento

C_p es la relación entre la potencia que se obtiene en el eje del rotor y la potencia de la corriente de aire.

Considerando $A = \pi R^2$ la sección por la cual cruza el flujo de aire en el rotor, tenemos que:

$$C_p = \frac{P_m}{\frac{1}{2}(\rho V^3 \pi R^2)} \quad \text{Ec. (4-4)}$$

Otra relación a considerar es la que se obtiene al dividir la velocidad tangencial V_t del álabe a la distancia r , por la velocidad de la corriente V (figura #4.16).



Definición la relación de velocidades

FIGURA # 4.16.

Al resultado de la relación (V_t/V) se la llama relación de velocidades local:

$$\lambda_r = \frac{V_t}{V} = \frac{\Omega r}{V} \quad \text{Ec. (4-5)}$$

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.

$$\lambda_0 = \frac{\Omega R}{V} \quad \text{Ec. (4-6)}$$

Más adelante se verá que una turbina 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 una turbina.

Existe una relación directa entre λ_0 y λ_r . De las relaciones Ec.(4-5) y Ec.(4-6) podemos obtener la siguiente expresión:

$$\lambda_r = \frac{r}{R} \lambda_0 \quad \text{Ec. (4-7)}$$

El par viene dado por:

$$Q = \frac{P_T}{\Omega} \quad \text{Ec. (4-8)}$$

donde:

Ω : velocidad angular del rotor

Q : par o momento

P_T : potencia de la turbina

Con esta relación se define el coeficiente de par adimensional.

$$\left. \begin{aligned} P_T &= C_p \frac{1}{2} \rho V^3 \Pi R^2 \\ \Omega &= \frac{\lambda_0 V}{R} \\ Q &= \frac{P}{\Omega} \end{aligned} \right\} \frac{C_p}{\lambda_0} = \frac{2Q}{\rho V^2 \Pi R^3} \quad \text{Ec. (4-9)}$$

Y también se define el coeficiente C_Q

$$C_Q = \frac{2Q}{\rho V^2 \pi R^3} \quad \text{Ec. (4-10)}$$

La potencia se expresa en forma adimensional por medio de los coeficientes

$$C_P = C_Q \lambda_0 \quad \text{Ec. (4-11)}$$

4.5.4. PAR Y POTENCIA CARACTERÍSTICOS

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

Entonces:

$$\Omega = 2\pi n \quad \text{Ec. (4-12)}$$

donde:

Ω : velocidad angular del rotor [rad seg⁻¹]

n : número de radianes de una circunferencia [rev seg⁻¹]

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

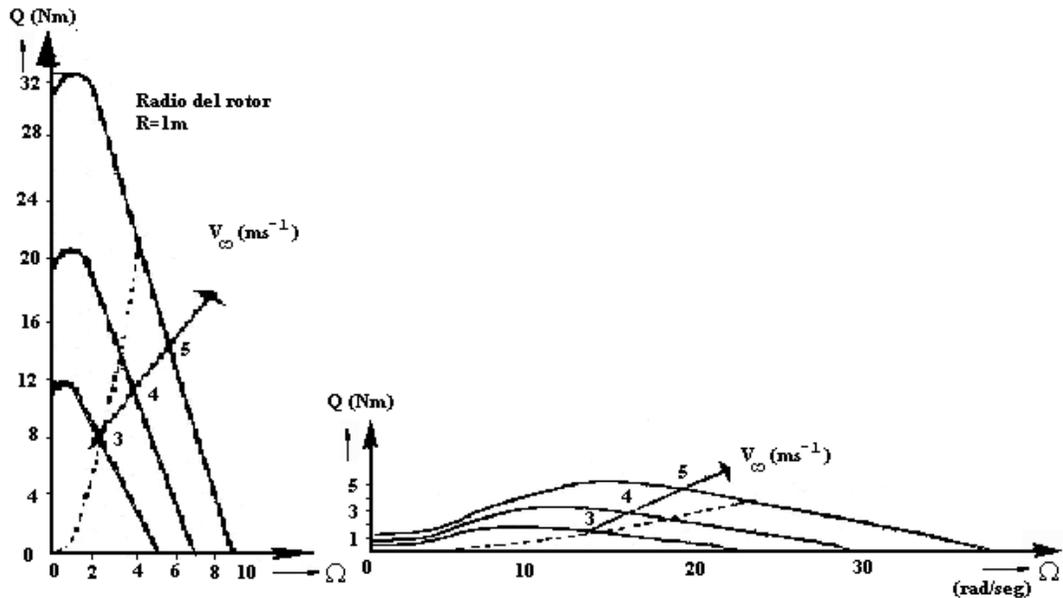
$$P_T = Q\Omega \quad \text{Ec. (4-13)}$$

donde:

P_T : potencia de la turbina

Q : par

La potencia que un rotor puede desarrollar depende de sus dimensiones. Para una dimensión determinada, se ve que la potencia según la Ec.(4-13) 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.



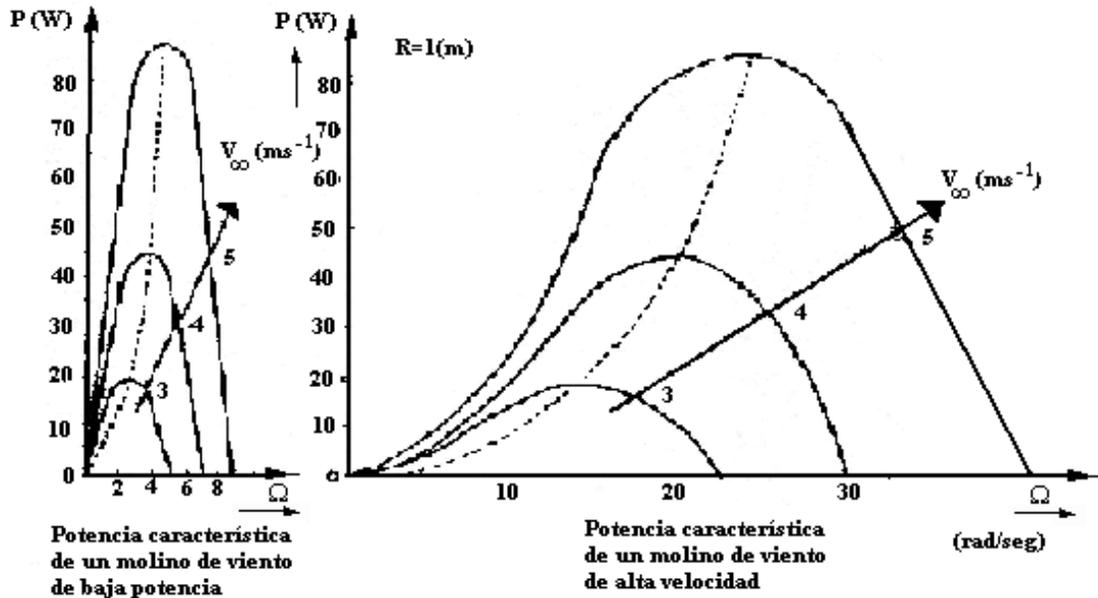
Torques característicos de rotores de eje horizontal

FIGURA # 4.17.

El par característico de un rotor es el par que se desarrolla en él, en función de sus velocidades

angulares. La figura #4.17 muestra los pares característicos de dos turbinas 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.

De la Ec.(4-13) se ve que es muy fácil obtener la potencia característica de un rotor. La figura #4.18 representa la potencia característica de los rotores analizados en la figura #4.17.



Potencias características de rotores de eje horizontal

FIGURA # 4.18.

entonces:

$$P_T = C_p \left(\frac{A_B V^3}{2} \right) \rho$$

$$Q = C_Q \left(\frac{R A_B V^2}{2} \right) \rho$$

Ec. (4-14)

donde:

A_B : área de barrido del rotor

P_T : potencia de la turbina

Q : momento o par

C_p : coeficiente de potencia

C_Q : coeficiente de momento

y considerando:

$$\lambda_0 = \left(\frac{\Omega R}{V} \right) \Rightarrow V = \left(\frac{\Omega R}{\lambda_0} \right) \quad \text{Ec. (4-15)}$$

donde:

λ_0 : relación de velocidades en el extremo del álabe

R : longitud del álabe

Reemplazando la Ec.(4-15) en las Ec.(4-14) se obtiene $P_T = f(\Omega)$ y $Q = g(\Omega)$.

$$P_T = C_p \left(\frac{AR^3}{2\lambda_0^3} \right) \rho \Omega^3 \quad \text{Ec. (4-16)}$$

$$Q = C_Q \left(\frac{R^3 A}{2\lambda_0^2} \right) \rho \Omega^2$$

En consecuencia:

1. Dos molinos de la misma potencia pueden diseñarse con distintas velocidades angulares Ω .
2. Se logra mayor potencia con una máquina de alta velocidad, que con una de elevado par.
3. Los máximos de las curvas de potencia varían con el cubo de la velocidad angular $P_{T\text{máx}} \approx \Omega^3$ mientras que

los correspondientes valores del par varían con el cuadrado de la velocidad angular Q (para $P_T = P_{Tm\acute{a}x}) \approx \Omega^2$.

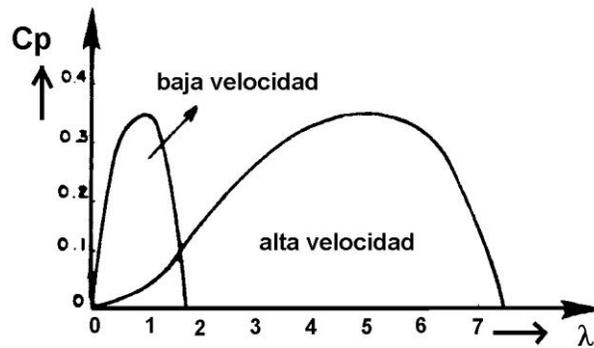
4. El par de arranque ($n = 0$) es considerablemente más bajo para los molinos de altas velocidad que para los de baja velocidad.

La elección de la velocidad del rotor surge al comparar los parámetros característicos de la carga y del rotor. Una buena elección es aquella con la máxima eficiencia. Un buen elemento de transmisión satisface este requerimiento, pero no se debe olvidar que en este proceso 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.

4.5.5. FORMAS BÁSICAS CARATERÍSTICAS DE UNA TURBINA

El coeficiente C_p de la Ec.(4-3) y Ec.(4-4) no es una eficiencia, pero puede interpretarse como una capacidad de la turbina para transformar la energía del viento en energía mecánica. Para una turbina específica, C_p varía con la relación de velocidades del extremo del álabe. Basándose en las Ec.(4-3), Ec.(4-4) y Ec.(4-6) se gráfica la relación entre C_p y λ .

En la figura #4.19 se observan las curvas que representan los C_p - λ característicos.



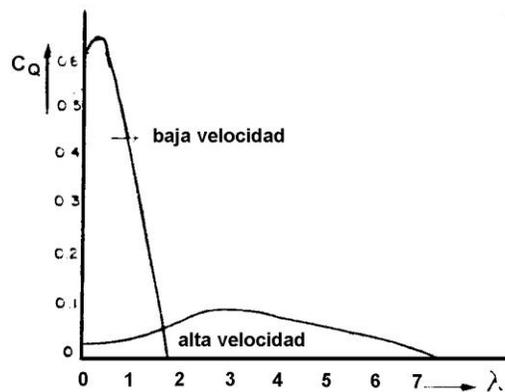
Cp-λ Características de turbinas de eje horizontal

FIGURA # 4.19.

Ahora, una curva representa todas las curvas para diferentes velocidades de la figura #4.18.

Las curvas características son independientes de la densidad del aire ρ , de la velocidad del viento V y del radio R . Utilizando la Ec.(4-11) se deriva de la figura #4.19 la curva C_Q - λ características de una turbina. La figura #4.20 muestra esa curva. Aquí también una curva representa todas las curvas de la figura #4.17.

Se nota que cuando la potencia vale 0 para $\lambda=0$, el par no vale cero. Ver la Ec.(4-11) y Ec.(4-13).



C_Q - λ Características de las turbinas de eje horizontal

FIGURA # 4.20.

Sin embargo, los perfiles gruesos de la parte más interior del álabe suelen estar específicamente diseñados para turbinas eólicas. La elección de los perfiles de los álabes del rotor conlleva una solución de compromiso entre unas características adecuadas de sustentación y pérdida de sustentación, y la habilidad del perfil para funcionar bien incluso si hay algo de suciedad en su superficie (lo cual puede ser un problema en áreas en las que llueve poco).

4.5.6. FACTORES QUE AFECTAN EL COEFICIENTE DE POTENCIA

El número de álabes B afecta al coeficiente de potencia. Las turbinas que tienen relaciones de velocidades muy bajas emplean un gran número de álabes. En este caso la influencia de B sobre C_p es muy grande.

La elección de un gran número de álabes " B " para una elevada 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 resistencia de éstos.

λ_0	B
1	6-2
2	4-12
3	3-6
4	2-4
5-8	2-3
8-15	1-2

Selección del número de álabes de una turbina de eje horizontal.

TABLA # 4.1.

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

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 álabes compensa la pérdida de potencia debido a la resistencia.

Para un rango de velocidades de diseño comprendidas entre $1 \leq \lambda_0 \leq 10$ el máximo coeficiente de potencia teóricamente obtenible se encuentra entre $0,35 \leq C_{p_{max}} \leq 0,5$.

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 carga rotatoria lenta que requiera un alto par de arranque, la velocidad de diseño del rotor será elegida baja. Si la carga es de rotación rápida, como es el caso de una 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 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 diseño, perfiles simples como las placas de acero pueden dar muy buenos resultados.

El diseño del rotor se puede hacer para una velocidad de viento V y demanda de potencia P_T , haciendo caso omiso de los problemas relacionados con el par de arranque y la frecuencia angular de la carga. Seleccionando un perfil en los términos de la mínima relación C_D/C_L esperada, se puede elegir una relación de velocidad λ_0 de diseño. Con la tabla #4.1 se elige el número de álabes, y se encuentra el máximo coeficiente de potencia $C_{p_{\max}}$ que puede ser esperado.

Con la Ec.(4-17) se puede calcular el radio deseado del rotor. Para un diseño conservativo se toma $C_p=0.8C_{p_{\max}}$.

$$R = \sqrt{\frac{2P_T}{\Pi\rho V^3 C_p}} \quad \text{Ec. (4-17)}$$

donde:

P_t : potencia de la turbina

V : velocidad del viento

C_p : coeficiente de potencia

4.5.7. DEPENDENCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS DE PERFIL EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE REYNOLDS

Las características del perfil, dependen del número de Reynolds (Re) y del flujo alrededor del perfil.

Para un perfil se define el número de Reynolds como:

$$Re = \frac{W C}{\nu} \quad \text{Ec. (4-18)}$$

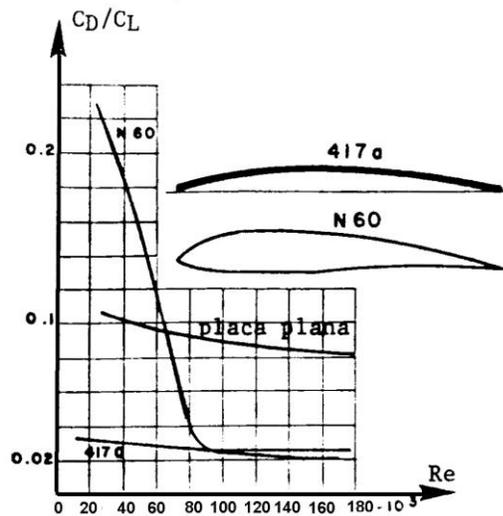
donde:

W: velocidad relativa al perfil.

C: cuerda

v: 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 C_L es inferior y el valor C_D es superior; sobre este Re crítico la reacción del álabe es considerablemente mejor. En la figura #4.21, se muestra el efecto de Re sobre $(C_D/C_L)_{\min}$.

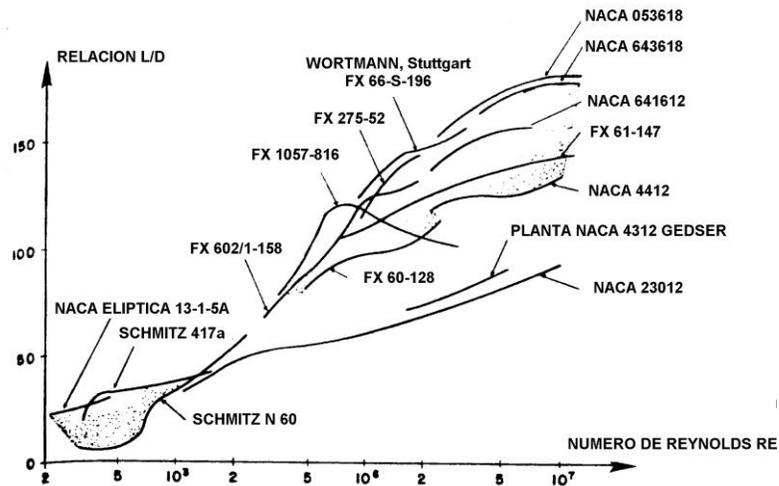


Efecto del Número de Reynolds sobre la relación $(C_D/C_L)_{\min}$ para tres perfiles diferentes.

FIGURA # 4.21.

En general el número Re crítico para perfiles con nariz afilada será 10^4 , mientras que para perfiles más convencionales, como NACA, el Re crítico es alrededor de 10^5 . [27]

La figura #4.22 muestra el valor inverso de la razón C_D/C_L de distintos perfiles como función del número Re.



Valor inverso de la mínima relación C_D/C_L en función del número de Reynolds para diversos perfiles

FIGURA # 4.22.

4.5.7.1. CÁLCULO DEL NÚMERO DE REYNOLDS PARA LOS ÁLABES DE UN ROTOR DE TURBINA.

Para la condición que el rotor trabaje con un λ óptimo, el número de Re del flujo alrededor del perfil se determina con el gráfico de la figura #4.23.

Entonces si:

B: número de álabes

r: radio, distancia del centro del rotor al elemento de álabes considerado

λ_r : razón de velocidades del elemento considerado

C_L : coeficiente de sustentación de diseño del elemento del álabes citado

V: velocidad del viento no perturbado

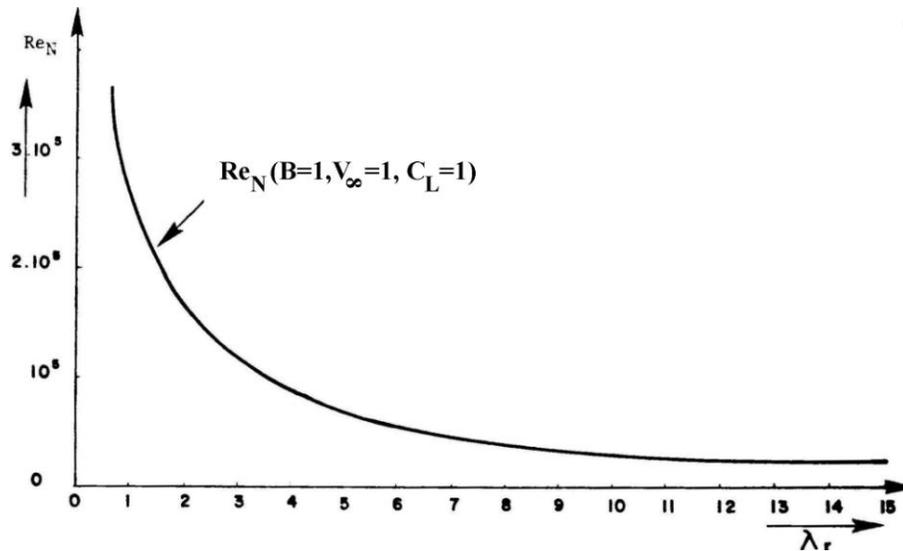
El número de Reynolds es:

$$Re = \frac{V_{Xr}}{B \times C_L} \times Re_N \quad \text{Ec. (4-19)}$$

Re_N se obtiene del gráfico de la figura #4.23. Válido para aire cuya viscosidad cinemática es:

$$v = 15 \times 10^{-6} \text{ [m}^2 \text{ seg}^{-1} \text{]} \quad \text{Ec. (4-20)}$$

$$Re_N(B=1, V_\infty=1, r=1, C_L=1) = \frac{8\pi \sqrt{\frac{4}{9} + \lambda_r^2}}{v} (1 - \cos\phi) \quad \text{Ec. (4-21)}$$

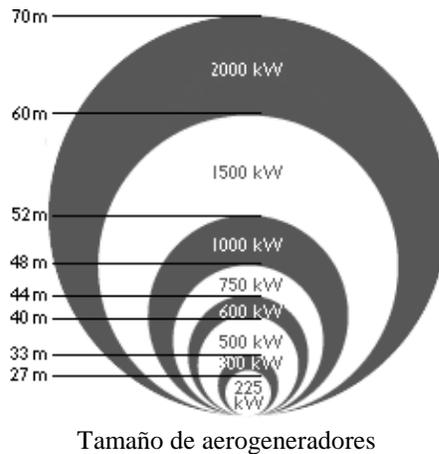


$Re = f(\lambda)$ para rotadores girando con λ óptimo

FIGURA # 4.23.

4.6. TAMAÑO DE AEROGENERADORES

El área del disco cubierto por el rotor (y , por supuesto, las velocidades del viento) determina cuanta energía se colecta en un año. La potencia producida aumenta con el área de barrido del rotor.

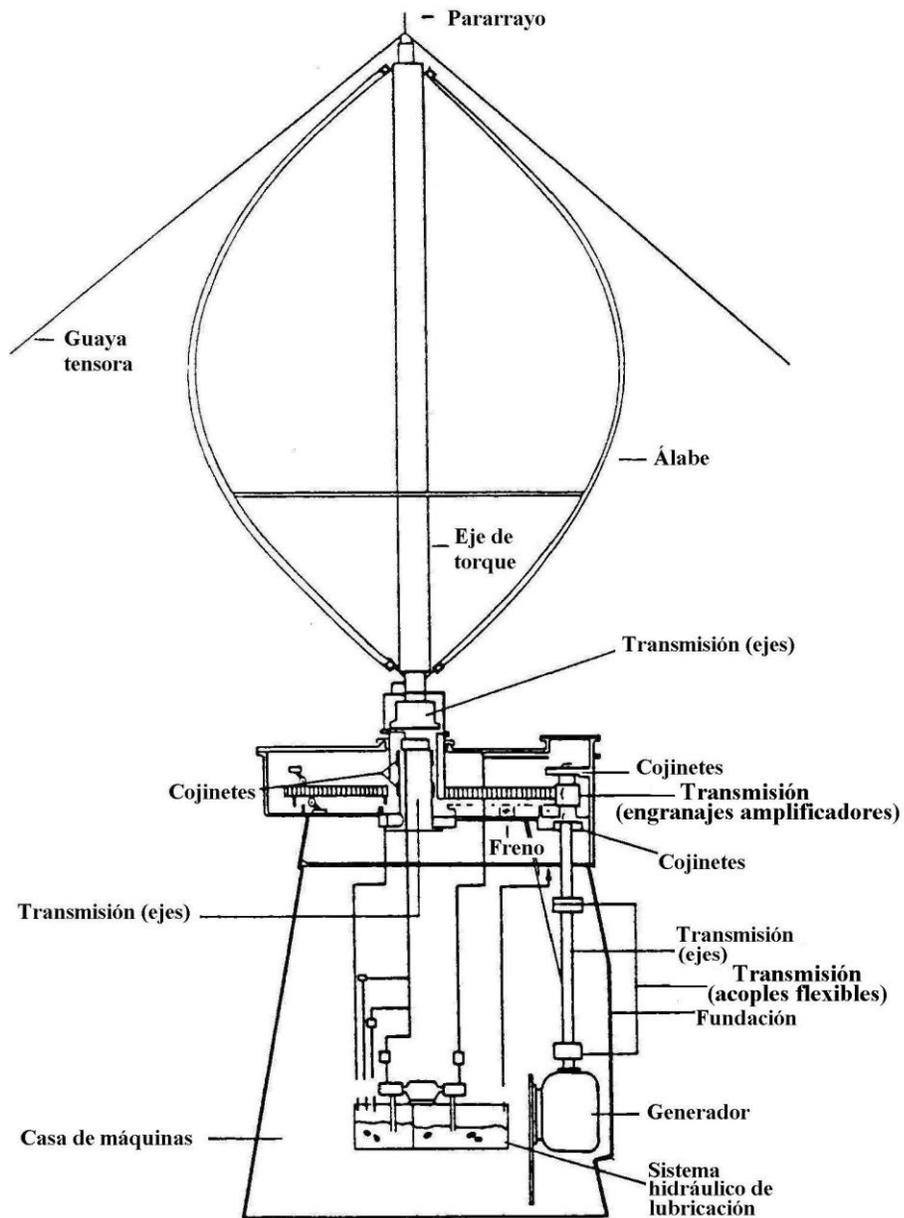
**FIGURA # 4.24.**

La figura #4.24 muestra los tamaños de rotor normales en aerogeneradores. Si dobla el diámetro del rotor, obtendrá un área cuatro veces mayor (dos al cuadrado). Esto significa que también obtendrá del rotor una potencia disponible cuatro veces mayor.

Los diámetros de rotor pueden variar algo respecto a las cifras dadas arriba, ya que muchos de los fabricantes optimizan sus máquinas ajustándolas a las condiciones de viento locales: por supuesto, un gran generador requiere más potencia (es decir, vientos fuertes) sólo para poder girar. Por lo tanto, si se instala un aerogenerador en un área de vientos suaves realmente maximizará la producción anual utilizando un generador bastante pequeño para un tamaño de rotor determinado (o un tamaño de rotor más grande para un generador dado). La razón por la que, en zonas de vientos suaves, se puede obtener una mayor producción de un generador relativamente más pequeño es que la turbina estará funcionando durante más horas a lo largo del año.

4.7. COMPONENTES DE LAS TURBINAS VERTICALES

El uso de las máquinas de eje vertical elimina la necesidad del ajuste a la dirección del viento, debido a una simetría vertical de rotación.



Componentes de una turbina eólica vertical

FIGURA # 4.25.

Estas requieren una construcción más simple para las torres de soporte y entrega la potencia mecánica a nivel del suelo, a un menor costo. 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, pero tiene menor eficiencia operacional.

Las principales partes que integran una turbina típica de eje vertical (Darrieus) están representadas en la figura #4.25.

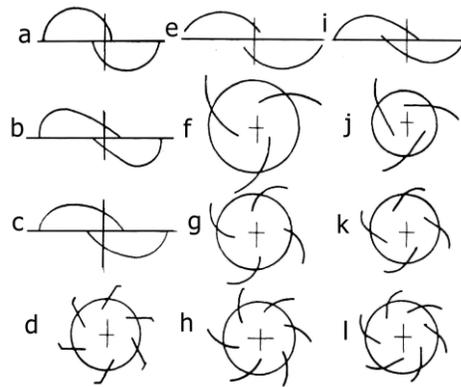
4.8. CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS VERTICALES

Las turbinas de eje vertical pueden clasificarse en:

1. De resistencia.
2. Tipo Darrieus.
3. Magnus
4. Convección.

4.8.1. TURBINAS DE RESISTENCIA

Cuando un perfil aerodinámico enfrenta al viento, se desarrollan dos fuerzas. Una en la dirección del viento denominada resistencia aerodinámica y otra perpendicular a la anterior, denominada sustentación. Las turbinas descritas anteriormente son todas movidas por la fuerza de sustentación y ahora se presentaran algunas en las cuales la fuerza motor está originada por la resistencia.



Perfiles seccionales de algunos rotores de eje vertical de tipo resistivo.

FIGURA # 4.26.

4.8.1.1. ROTOR SAVONIUS

El Rotor Savonius consiste en dos medios cilíndricos colocados como indica la figura #4.27. Son muy simples de construir pero su rendimiento es bajo. Su cupla de arranque es elevada por lo que funcionan bien aún con suaves brisas y con cualquier dirección del viento sin necesidad de orientación.

Su velocidad de rotación máxima con el aumento de la velocidad del viento se controla automáticamente por la relación diferencial de velocidad entre las paletas que giran a favor y en contra del viento.

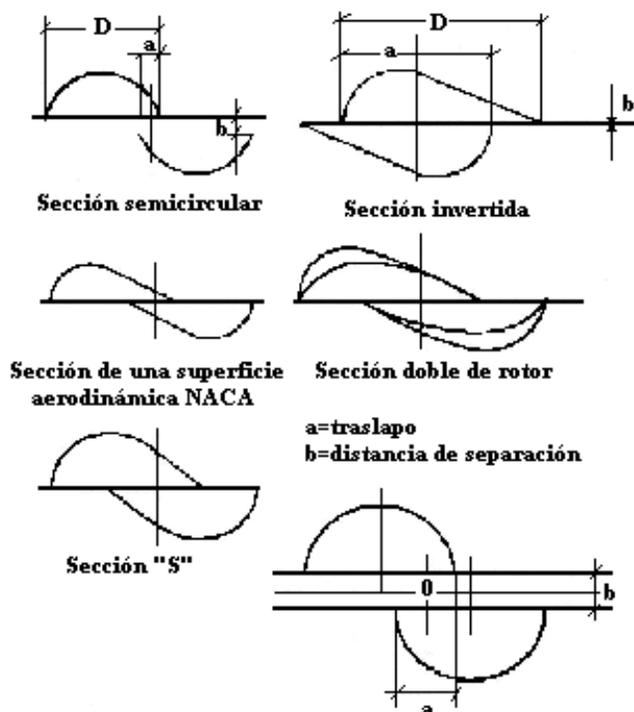


Rotor Savonius

FIGURA # 4.27.

El rotor Savonius es un rotor de baja velocidad, el cual tiene un alto torque, bajo tales condiciones. Si se supone que ésta máquina impulse un generador de energía eléctrica, se tiene que utilizar una caja de engranaje con una relación de velocidad múltiple, en la cual la eficiencia de la transmisión sería baja.

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



Diferentes clases principales de modelos para el Rotor Savonius

FIGURA # 4.28.

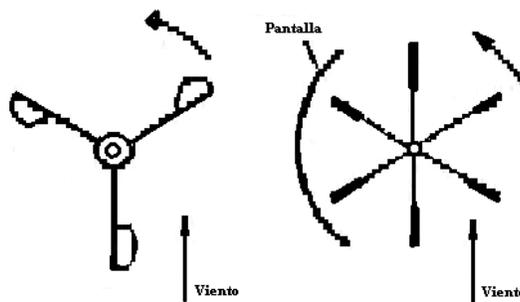
La turbina de viento Savonius es la más adecuada para el bombeo de agua, el riego y otras aplicaciones que requieren una velocidad baja y un torque alto, aunque la

generación eléctrica también podía 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 generación eléctrica. Esto es porque el aerogenerador Darrieus no es auto arrancable.

4.8.1.2. TURBINAS DE MÚLTIPLES ÁLABES

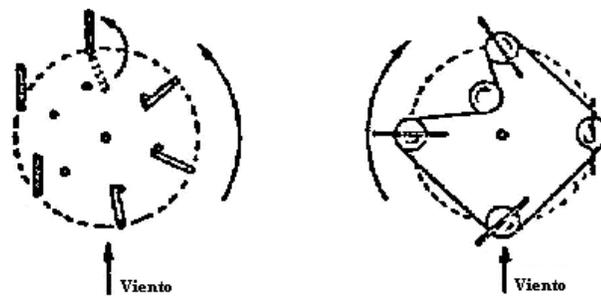
Puede ser con cubierta o sin ella. La versión con cubierta es muy similar a la primera turbina persa caracterizándose por su simplicidad y bajo rendimiento.



Turbina de múltiples álabes con cubierta

FIGURA # 4.29.

Entre los sin cubierta existe los tipos anemómetros con trazas semiesféricas, los de perfiles concavos-convexos y los panemones que tienen un mecanismo para mover las aletas y ofrecer máxima resistencia cuando giran a favor del viento y mínima cuando giran contra el viento.



Turbina de múltiples álabes sin cubierta

FIGURA # 4.30.

4.8.2. TIPO DARRIEUS

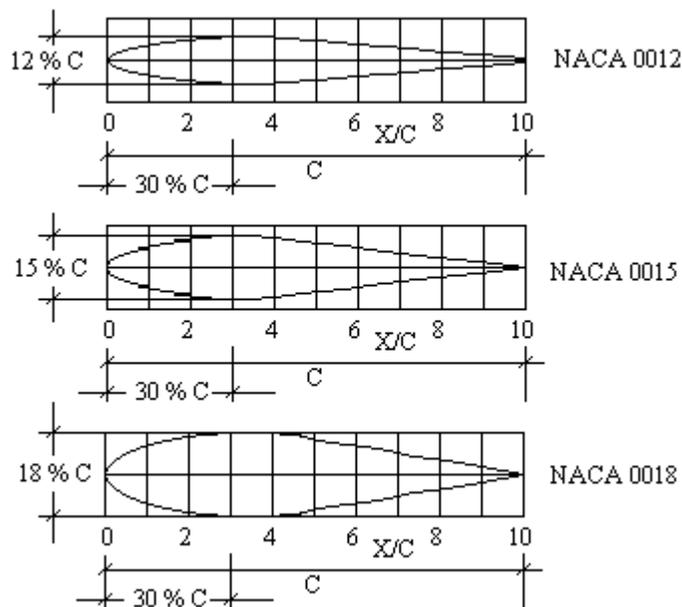
Este sistema patentado en Francia en 1931, consiste en varios perfiles aerodinámicos que giran alrededor de un eje. Al enfrentar el viento, éste se compone con la velocidad tangencial dada por la rotación. La velocidad resultante posee un ángulo de ataque generando una fuerza aerodinámica que produce la cupla de giro.

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

1. La simetría vertical permite la recepción del viento después de cualquier dirección y elimina la necesidad del mecanismo de compensación de la dirección del viento.
2. El árbol vertical permite que el equipo para la conversión 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.
3. El acoplamiento de los álabes en dos puntos reduce sus requerimientos estructurales.

4. Las propiedades inherentes para la pérdida de sustentación en las superficies aerodinámicas eliminan las necesidades 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 rotación.
5. La coincidencia del centro de la masa, el centro giratorio 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.



Perfiles aerodinámicos disponibles

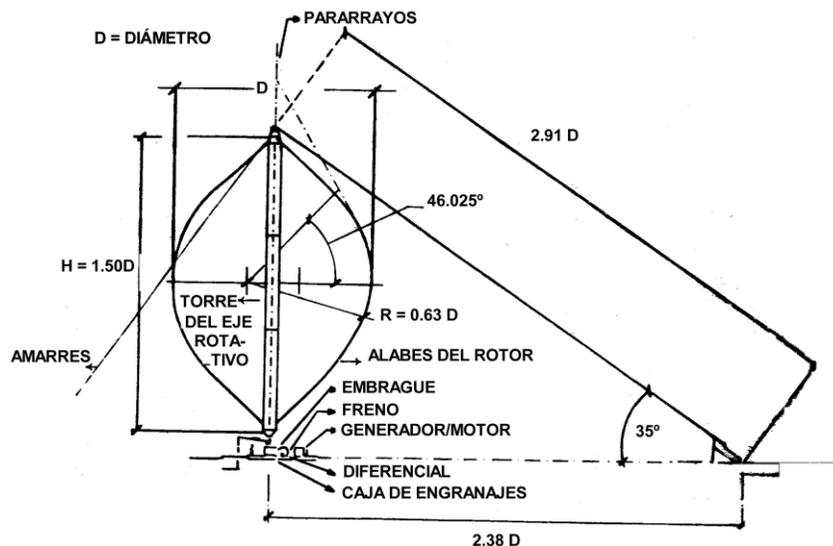
FIGURA # 4.31.

Por otro lado, se opera a menos r.p.m., no hay dificultad con su auto-arranque y tiene posiblemente

menor eficiencia aerodinámica y un control aerodinámico difícil.

Cada uno de los álabes es una superficie aerodinámica simétrica en corte seccional. Las formas comúnmente usadas se muestran en la figura #4.31. La línea (C) representa la mayor dimensión del perfil.

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.



Dimensiones de un rotor Darrieus (álabes de forma Troposkien)

FIGURA # 4.32.

Hay otros parámetros necesarios para la evaluación del rendimiento del rotor Darrieus. El coeficiente de

potencia y el coeficiente de torque; dado que A es el área barrida de la turbina y D el diámetro máximo 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 rendimiento de la turbina. La solidez se define como la relación entre la superficie proyectada por los álabes y la superficie descrita por las mismas en su movimiento de rotación.

$$\sigma = \frac{B \cdot C \cdot L}{A_B} \quad \text{Ec. (4-22)}$$

donde:

B: número de álabes

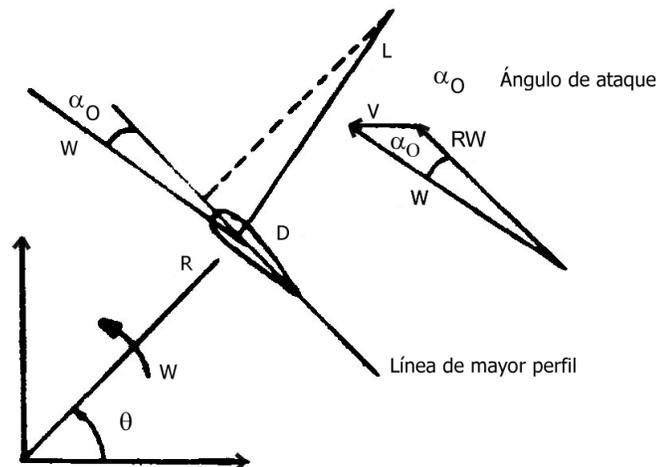
C: línea de mayor dimensión del álabe

L: longitud de los álabes

A_B : área barrida

El principio operacional de la turbina de eje vertical es análogo a la aerodinámica de un álabe (superficie aerodinámica) de una turbina horizontal.

Como la turbina 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).



Fuerzas aerodinámicas actuando en una superficie aerodinámica giratoria

FIGURA # 4.33.

Así que el ángulo de ataque es el ángulo entre la velocidad relativa del viento, indicado en la figura #4.33 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 λ_0 lo suficientemente grande, la superficie aerodinámica nunca se parará durante una porción apreciable de una revolución 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 siniestrológico, 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 extremo de los álabes suficientemente bajas (de 1 ó 2), el torque es negativo. 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.

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

El rendimiento del Rotor Darrieus esta inherentemente relacionado con la forma aerodinámica de los álabes. Un análisis de los costos y los beneficios, sin embargo, debe determinar el perfil óptimo para generación eléctrica económica.

El rango de operación para el rotor Darrieus, sin embargo, depende del valor del parámetro de la solidez. 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 grandes, para valores de λ comprendidos entre 5-6. Los problemas de arranque así vienen a ser más serios para los valores más bajos de solidez.

Pruebas hechas demuestran que el valor óptimo para el parámetro de la solidez debería estar en el rango de 0.20-0.25 para maximizar el coeficiente de potencia. [27]

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 horizontal, que son muy rendidoras. [27]

Desde el punto de vista del máximo coeficiente de potencia, la turbina Darrieus es comparable a la turbina de eje horizontal.

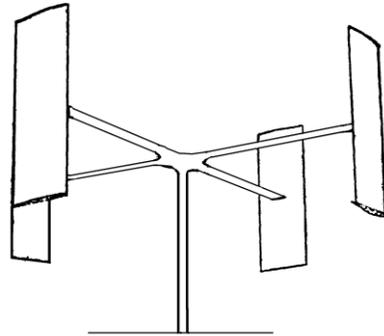
La máquina Darrieus se puede clasificar como un dispositivo de eje vertical que opera a una velocidad menor que la de su contraparte, la de eje horizontal y a mayor velocidad que la del rotor Savonius.

La turbina Darrieus es una máquina de eje vertical que se puede utilizar para la generación eléctrica en lugar de una máquina de eje horizontal, con un posible costo menor. Sin embargo, se puede proveer un mecanismo para iniciar la operación de la turbina y esto 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 m/s, la turbina continúa por sí sola.

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.

Existen tres tipos distintos de turbinas Darrieus:

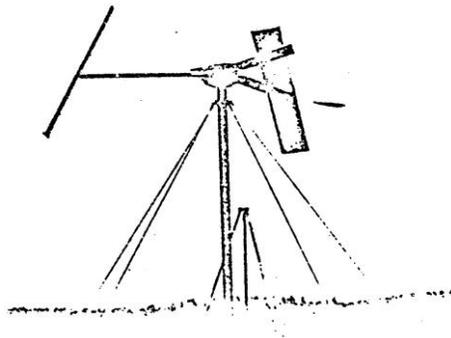
1. **La cicloturbina de álabes rectos.**



Cicloturbina de álabes rectos

FIGURA # 4.34.

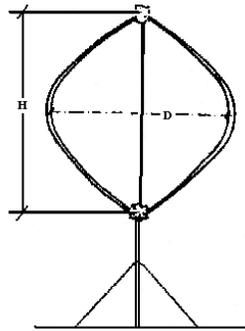
2. **La triangular** capaz de abrirse con la fuerza centrífuga, controlando de este modo la velocidad de rotación.



Cicloturbina de álabes triangulares

FIGURA # 4.35.

3. **La troposkian**, que significa rotación de la soga. Tiene esta forma por razones estructurales, originando al girar solamente tensión pura.



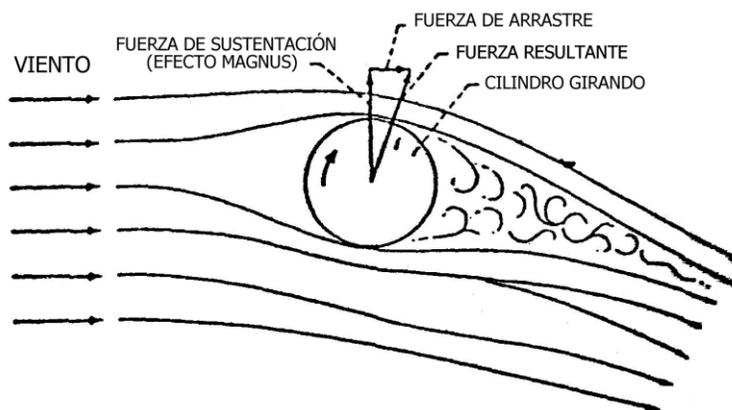
Forma Troposkien de álabes

FIGURA # 4.36.

Aerodinámicamente, es menos eficiente que la de álabes rectos pues sólo trabaja adecuadamente, la parte ecuatorial del álabes.

4.8.3. MAGNUS

El principio Magnus dice que un cilindro en rotación empujado por una corriente de aire, produce una fuerza perpendicular al eje del cilindro y al viento.



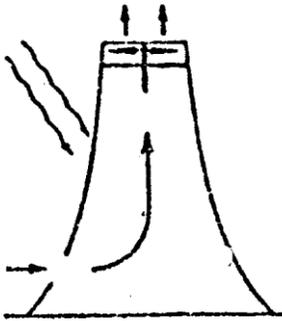
Principio Magnus

FIGURA # 4.37.

Este principio ha sido aplicado para propulsar barcos y vehículos.

4.8.4. CONVECCIÓN

Una torre transparente, expuesta a la radiación solar calienta el aire en su interior, el cual en su ascenso mueve una hélice.



Sistema convectivo solar

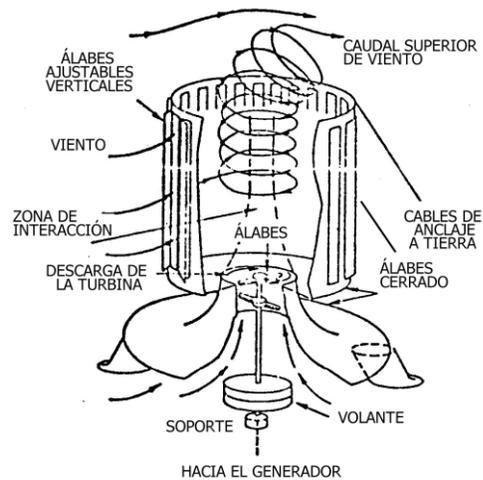
FIGURA # 4.38.

4.9. TORRE VORTICOSA

Este diseño tiene características especiales, por lo que para su clasificación se la considera independientemente.

Posee un cilindro con ventanas laterales que permite la entrada del viento, el cual se enrosca formando un vórtice en su interior.

El vórtice tiene un núcleo de muy baja presión que succiona y produce una corriente de aire ascendente que hace girar una hélice.

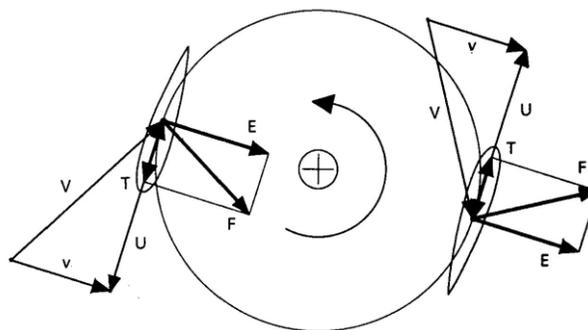


Torre vorticiosa

FIGURA # 4.39.

4.10. AERODINÁMICA DE LAS TURBINAS DE EJE VERTICAL

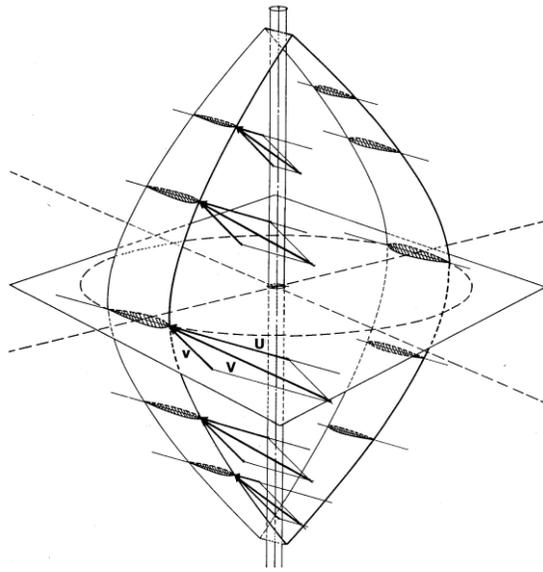
En el caso de estos rotores, la velocidad incidente no sólo varía en cada segmento del álabe, sino también a lo largo de la trayectoria de rotación, es decir, que el ángulo y la intensidad de la corriente dependen de la posición que tenga el álabe en ese momento.



- | | | |
|-------------------------|--------------------------|------------------------------|
| F: Fuerza aerodinámica. | T: Fuerza motriz | E: Empuje aerodinámico |
| v: Velocidad del viento | U: Velocidad de rotación | V: Velocidad de la corriente |

Composición de velocidades que inciden sobre un segmento de pala de un rotor Darrieus, y de las fuerzas aerodinámicas que se generan.

FIGURA # 4.40.



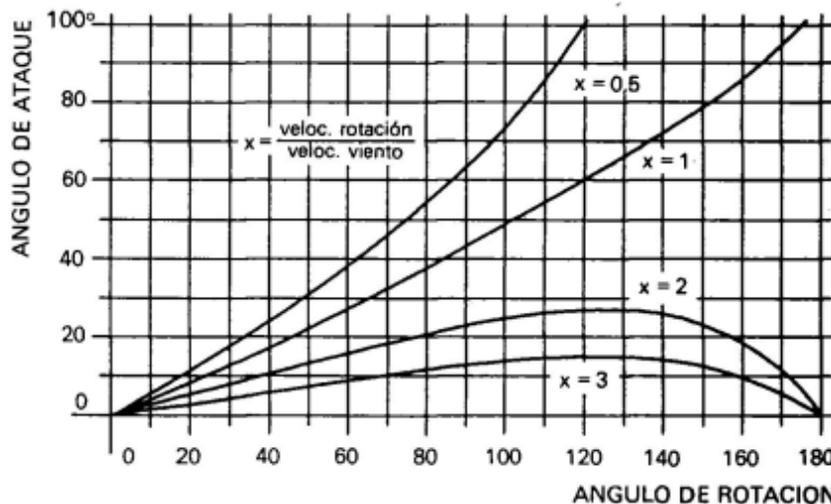
Composición de velocidades que inciden sobre las palas de un rotor Darrieus,
que gira sobre su eje vertical.

FIGURA # 4.41

Esta nueva complicación trae como consecuencia que las fuerzas aerodinámicas, además de ser diferentes en cada uno de los segmentos del álabo, varían ahora cíclicamente durante la rotación, generando un par motor irregular.

Este inconveniente se puede subsanar con un rotor de mayor número de álabes que compensen las variaciones cíclicas, o bien incrementando la velocidad de giro, de forma que la influencia de la velocidad del viento sea menor a la hora de componer el triángulo de velocidades para obtener la resultante incidente. De hecho, los rotores Darrieus funcionan mejor a elevadas velocidades de giro, no sólo debido a la regulación de su par motor, sino también a la mejora considerable de su rendimiento aerodinámico.

Se observa que para velocidades de rotación mayores, los márgenes de variación del ángulo de ataque en función de la posición del álabes, son cada vez menores, en consecuencia, las fuerzas aerodinámicas, y en especial el empuje, sufren una variación menor a lo largo de la rotación, y el régimen de funcionamiento se hace más regular.



Variación del ángulo de ataque de la velocidad que incide sobre un segmento de pala de un rotor Darrieus en función de la posición angular en que se encuentra en un instante dado, para diferentes velocidades típicas.

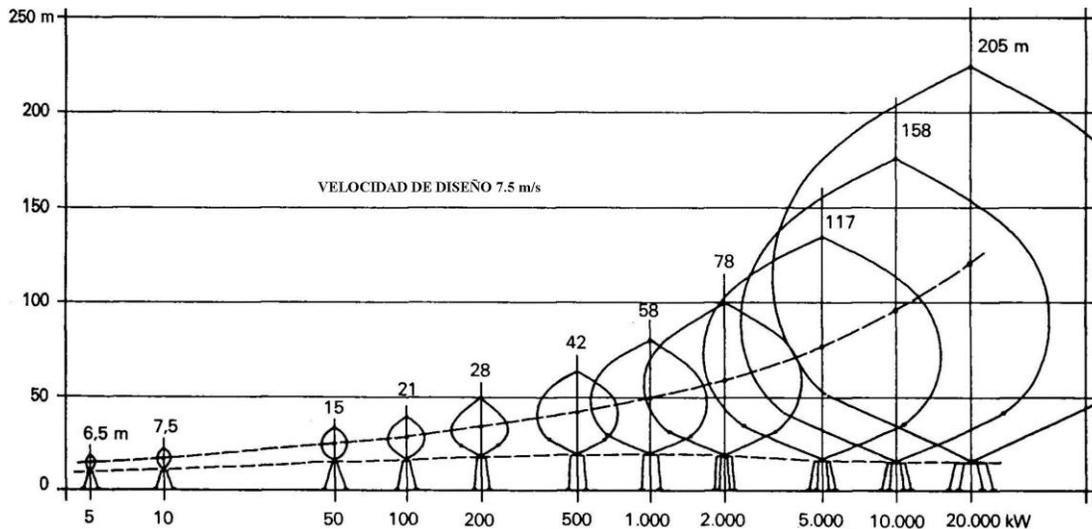
FIGURA # 4.42.

4.11. DIMENSIONES

El tamaño del rotor depende básicamente de la potencia de diseño de la máquina, y en su determinación hay que tener en cuenta dos factores:

1. **El contenido medio de energía del viento** en el lugar del emplazamiento, que habrá que estimar en función de la información meteorológica disponible.

2. **Los rendimientos de la turbina** son el rendimiento aerodinámico del rotor, el rendimiento mecánico de los engranajes y multiplicadoras, el rendimiento eléctrico del generador y circuitos de salida, y finalmente el rendimiento del sistema de almacenamiento.



Dimensiones típicas para rotores de eje vertical Darrieus en función de la potencia que desea obtener

FIGURA # 4.43.

4.12. MATERIALES DE LOS ÁLABES DEL ROTOR

La mayoría de los modernos álabes de rotor de grandes aerogeneradores están fabricados con plástico reforzado con fibra de vidrio ("GRP"), es decir, poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio.

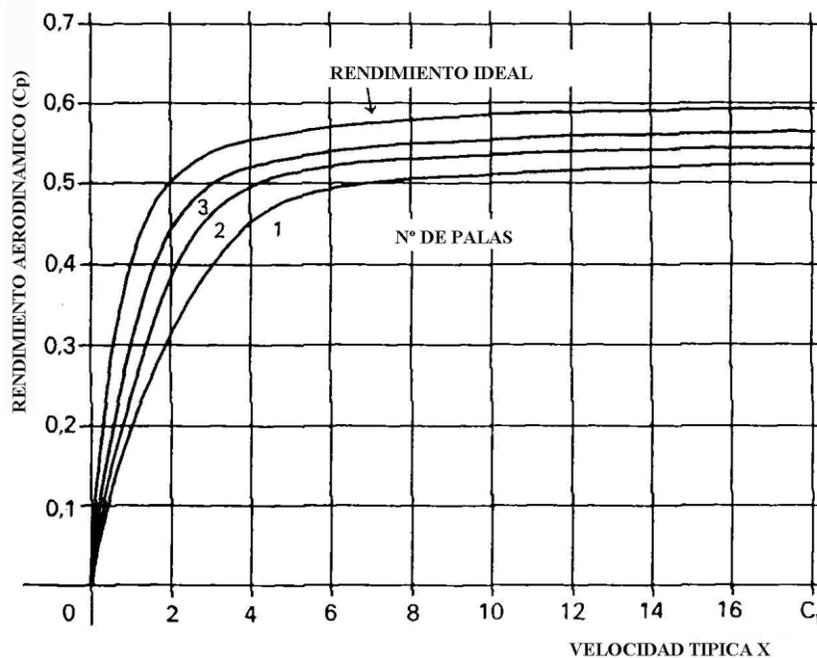
Utilizar fibra de carbono o aramidas (Kevlar) como material de refuerzo es otra posibilidad, pero normalmente estos álabes son antieconómicos para grandes aerogeneradores.

Los materiales compuestos madera, madera-epoxy, o madera-fibra-epoxy aún no han penetrado en el mercado de los álabes del rotor, aunque existe un desarrollo continuado en ese área. Las aleaciones de acero y de aluminio tienen problemas de peso y de fatiga del metal, respectivamente. Actualmente sólo son utilizados en aerogeneradores muy pequeños.

4.13. NÚMERO DE ÁLABES

La elección sobre el número de álabes más adecuado para un rotor eólico ha sido, a lo largo de la historia del molino de viento, un problema de difícil solución, y a ello se debe que se intentara todo tipo de posibilidades.

A partir de tres álabes el rendimiento varía poco, especialmente cuando se trata de rotores rápidos. En los grandes aerogeneradores actuales, en los que el rotor puede suponer cerca de 40% del costo total de la máquina, se suele adoptar la solución de dos álabes, puesto que el incremento de potencia que se obtiene con una tercera pala no compensa el costo adicional. En las turbinas pequeñas los tres álabes es la solución más generalizada, ya que el costo de las palas es menos importante y no sólo se mejora algo el rendimiento sino que se facilita el equilibrado del rotor, reduciendo los problemas de vibraciones, que suelen ser la causa de los fallos estructurales.



Evolución del rendimiento aerodinámico para diferentes rotors, en función del número de álabes

FIGURA # 4.44.

Estas conclusiones son válidas para los rotors Darrius e incluso para los Savonius, aunque en ellos los problemas de equilibrado son menos graves que en las hélices.

4.14. SISTEMAS MECÁNICOS

Los sistemas mecánicos actúan en una etapa intermedia entre los rotors, que transforman la energía eólica en mecánica, y los elementos de salida, que la adaptan de la forma más adecuada a los sistemas de utilización y almacenamiento posterior. Su misión es regular la potencia que se obtiene en el eje del rotor y transmitirla al generador de salida, adaptándola a sus condiciones de trabajo.

4.14.1. SISTEMAS DE REGULACIÓN

Los sistemas de regulación tienen la misión de controlar las revoluciones y el par motor en el eje del rotor, evitando las fluctuaciones producidas por las variaciones en la velocidad del viento.

Los sistemas de regulación más sencillos trabajan solamente en la etapa de exceso de potencia, evitando velocidades de giro demasiado elevadas que podrían poner en peligro la integridad de la turbina en condiciones de vientos fuertes.

Los sistemas más elaborados mantienen las fluctuaciones en la velocidad de rotación dentro de unos márgenes muy estrechos, y todavía existe un tercer nivel de regulación que permite al sistema adaptarse a cualquier condición de viento y de potencia, incluidas las correspondientes a las operaciones de puesta en marcha.

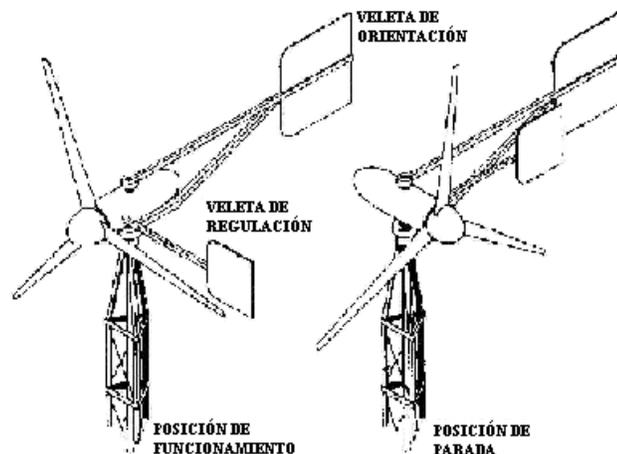
Los primeros se utilizan solamente en máquinas de pequeña potencia en los que son aceptables variaciones en la potencia de salida.

Los dos grandes grupos de sistemas de regulación vienen definidos por su forma de actuación. En unos, el control se realiza actuando **sobre el rotor**, aumentando o disminuyendo la potencia absorbida. En los otros, la regulación se lleva a cabo **sobre el eje motor**. Los primeros sólo son posibles en rotores de eje horizontal, mientras que los segundos se pueden adaptar a cualquier tipo de máquina eólica.

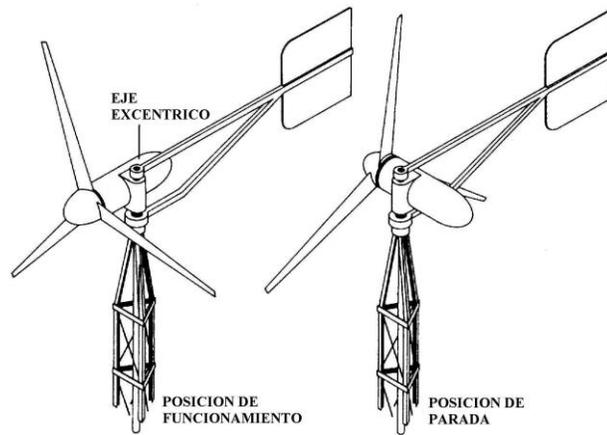
4.14.1.1. SISTEMAS DE REGULACIÓN POR ACCIÓN SOBRE EL ROTOR

Uno de los primeros sistemas de regulación que se utilizó era el de orientación del rotor. El rotor se podía orientar de cara al viento cuando debía funcionar a máxima potencia, o paralelo a él en situación de parada. Entre estas dos posiciones extremas podía regularse a voluntad, y siempre manualmente, el área de captación adecuada a la potencia deseada.

Este tipo de regulación se sigue utilizando actualmente, aunque sólo en máquinas de pequeña potencia. Los sistemas modernos de regulación por orientación de rotor funcionan automáticamente mediante una veleta, que hace girar la turbina cuando la velocidad del viento es demasiado elevada, o bien aprovechando la fuerza del empuje aerodinámico sobre una excéntrica. Ambos sistemas actúan contra un resorte que devuelve la máquina a su posición normal cuando la velocidad del viento disminuye.

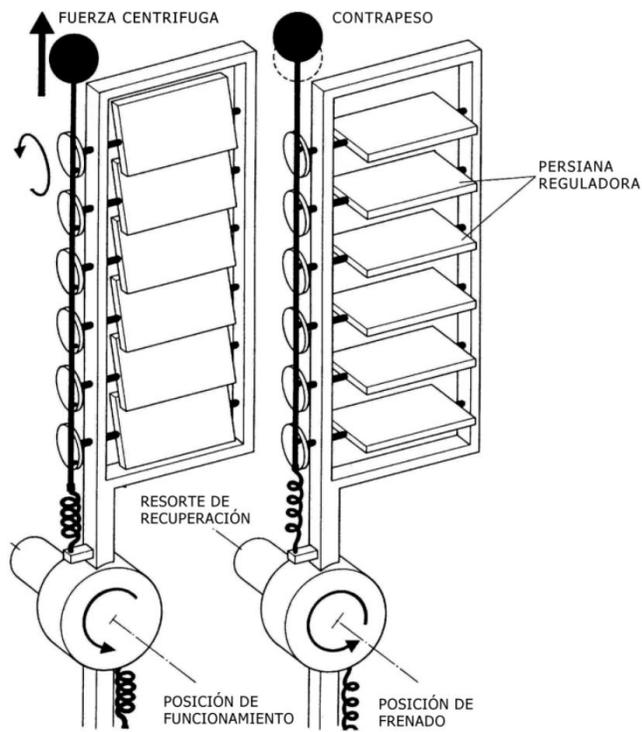


(a) Sistema de regulación por orientación del rotor, accionado por una veleta auxiliar



(b) Sistema de regulación por orientación del rotor, que aprovecha el empuje aerodinámico sobre una rótula excéntrica

FIGURA # 4.45.



Sistema de regulación tipo persiana, que actúa mecánicamente o por acción centrífuga, aumentando o disminuyendo la superficie efectiva del álabe

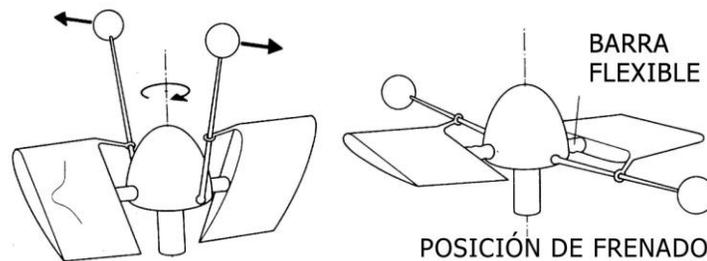
FIGURA # 4.46.

Los ingleses utilizaron otro sistema de regulación, que consiste en unas palas provistas de una especie de persiana, que permitía aumentar o disminuir el área efectiva de captación de viento. La persiana se abría o cerraba accionada por masas inerciales que se desplazaban bajo los efectos de la fuerza centrífuga en función de la velocidad de giro.

Posiblemente, la forma de regulación más eficaz y de utilización más extendida sea la de paso variable. Este sistema actúa variando el ángulo de ataque de los álabes, con lo que se aumenta o disminuye el rendimiento aerodinámico y en consecuencia la potencia absorbida.

Dentro de los diferentes tipos de regulación por paso variable, los más sencillos, que actúan sólo en la etapa de exceso de potencia, suelen ir provistos de algún mecanismo de acción centrífuga que mueve el ángulo de calaje de los álabes, cuando las revoluciones son demasiado elevadas, llegando a ponerlos en posición de bandera cuando la velocidad del viento alcanza la de desconexión de la turbina.

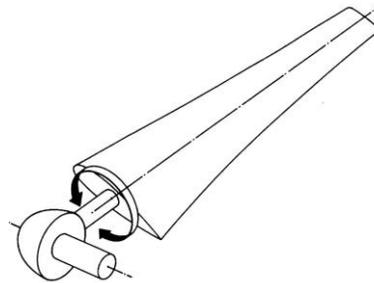
Otro sistema, desarrollado en el Centro de Investigaciones de East-Hartford (EE.UU.), consiste en un álabe cuyo eje presenta cierta elasticidad a la torsión. El ángulo del álabe cambia cuando la acción centrífuga de una masa inercial actúa sobre el eje flexible, evitándose la complicación de los mecanismos y muelles.



Sistema de regulación desarrollado en la Universidad East-Hartford (EE.UU.) basado en la flexibilidad o tensión del eje del álabe

FIGURA # 4.47.

En el caso de las turbinas de gran potencia, la fuerza necesaria para mover los álabes es demasiado grande. El problema se suele solucionar mediante un mecanismo que actúa a través del eje motor y del buje, mandado por algún sistema de control automático.



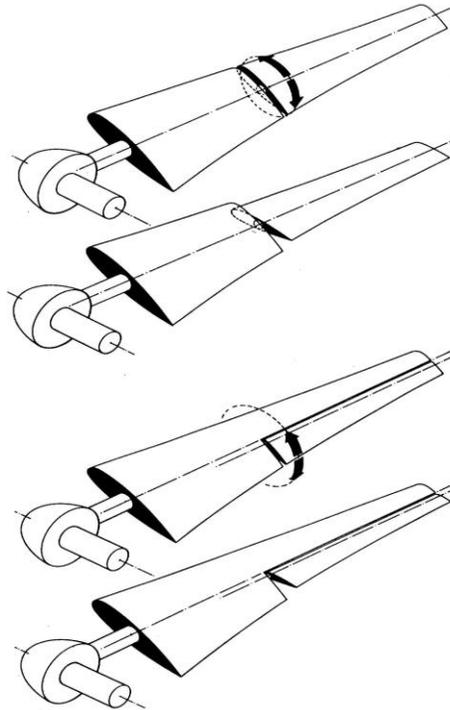
Mecanismo de regulación de paso variable accionando desde el interior, mediante un sistema de control

FIGURA # 4.48.

Este tipo de mecanismo de regulación es complejo, y mucho más costoso, pero permite adaptarse a cualquier condición de viento y de potencia de salida.

Una variante del anterior consiste en modificar las características aerodinámicas del álabe, actuando solamente sobre el ángulo de calaje de una parte de ella, dejando el resto de paso fijo. Otra posibilidad es

utilizar álabes con flap en el borde de salida, de forma que cambiando su posición se pueda actuar sobre el comportamiento aerodinámico de todo álabe.



Sistema de regulación de paso variable, en la que la variación del ángulo de calaje actúa sobre parte del álabe, o se ejerce mediante flaps.

FIGURA # 4.49.

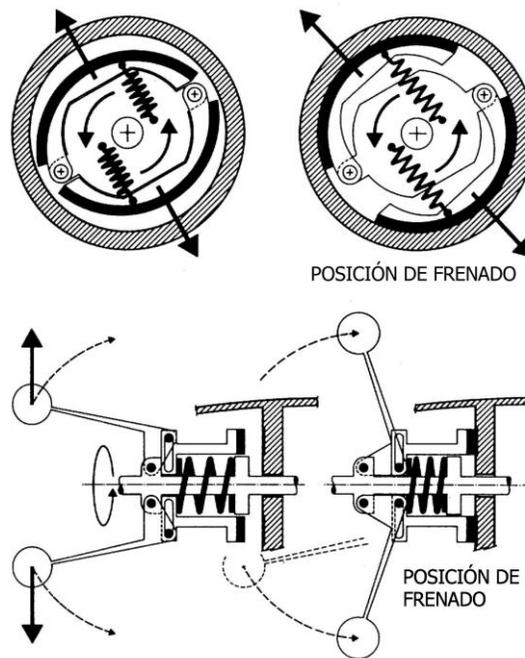
Ambos sistemas van provistos de mecanismos en el interior de la pala, del buje y del eje principal, que son controlados desde el interior de la máquina mediante un microprocesador e impulsados mediante motores eléctricos.

4.14.1.2. SISTEMA DE REGULACIÓN POR ACCIÓN SOBRE EL EJE

Este sistema de regulación es el que se utiliza en las turbinas Darrieus y en las hélices de paso fijo.

El control de la potencia se realiza mediante el frenado del eje cuando gira a un número excesivo de revoluciones por minuto.

El freno puede ser de zapatas, de disco o de tipo electromagnético, y actuar mandado por algún mecanismo centrífugo o mediante algún tipo de circuito de control.



Sistema de regulación por frenado sobre el eje de rotor

FIGURA # 4.50.

Este sistema de regulación por frenado tiene que realizar esfuerzos mayores que en el caso de los sistemas de regulación por acción sobre el rotor, lo que exige que los elementos de los mecanismos sean mucho más resistentes. Sin embargo, tienen la ventaja de que son sistemas más sencillos y que pueden encontrarse ya comercializados, hecho que disminuye considerablemente sus costos.

4.14.2. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

La energía mecánica obtenida en el rotor debe ser transmitida al generador mediante un sistema de acoplamiento, que generalmente consta de una multiplicadora, y en el caso de aerogeneradores de gran potencia de un embrague. Tanto los dinamos como los alternadores requieren un elevado número de revoluciones para funcionar eficazmente, por lo que la mayoría de los aerogeneradores deben ir provistos de una multiplicadora que eleve las vueltas del rotor.

Con un multiplicador se hace la conversión entre la potencia de alto par torsor, que obtiene del rotor de la turbina eólica girando lentamente, y la potencia de bajo par torsor, a alta velocidad, que utiliza en el generador.

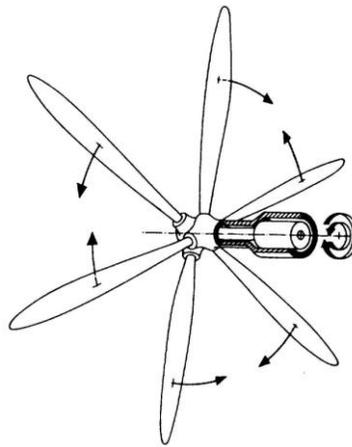
La caja multiplicadora de la turbina eólica no "cambia las velocidades". Normalmente, suele tener una única relación de multiplicación entre la rotación del rotor y el generador.

Para máquinas de baja potencia las poleas dentadas o incluso las trapezoidales, pueden ser una solución adecuada, de funcionamiento silencioso y capaces de absorber vibraciones. Las multiplicadoras de engranajes deben de ir provistas de cajas blindadas para protegerlos del medio ambiente y con sistemas de lubricación de bajo mantenimiento.

Se han desarrollado también cierto tipo de rotores especiales que evitan la necesidad de utilizar multiplicadora. La compañía francesa Morel diseñó un

sistema de acoplamiento directo que consiste en tomar el par motor en la periferia del rotor en vez de hacerlo en el eje.

Otro método, empleado por la compañía Suiza Noah, lleva un rotor de doble hélice en el que cada una de ellas gira en sentido contrario. El inducido del generador se acopla a una de ellas y la excitación a la otra.



Mecanismo multiplicador de revoluciones mediante un sistema de dos rotores que giran en sentidos opuestos

FIGURA # 4.51.

Los aerogeneradores de gran potencia suelen ir provistos de un embrague que conecte el generador cuando el rotor haya alcanzado la velocidad de régimen.

Otra función que cumplen los sistemas de transmisión, por regla general mediante algún tipo de acoplamiento hidráulico, es amortiguar las pequeñas fluctuaciones de potencia que se producen en el rotor debido a ráfagas, o al efecto sombra de la torre en caso de estar situados a sotavento.

4.14.3. SISTEMA DE ORIENTACIÓN

Los rotores de eje horizontal necesitan de algún sistema que los oriente en la dirección del viento, de forma que en condiciones de operación siempre se encuentren en un plano perpendicular a él.

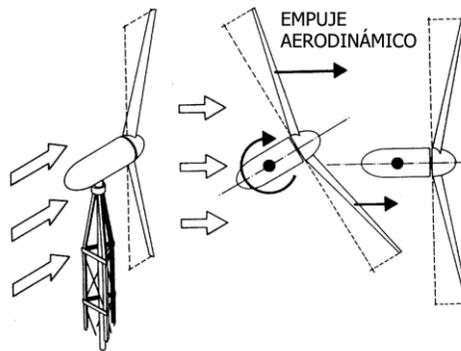
Casi todos los aerogeneradores de eje horizontal emplean orientación forzada, es decir, utilizan un mecanismo que mantiene la turbina orientada en contra del viento mediante motores eléctricos y multiplicadores.

En la actualidad, la orientación del rotor se resuelve básicamente mediante unos mecanismos de giro de bajo rozamiento (rodamientos, lubricación), apoyados por sistemas más o menos automatizados que mueven la turbina sin grandes dificultades. Sin embargo, en las máquinas de potencia mayor de 100 KW no deja de ser un problema a resolver y que, por tanto, ofrece ciertas ventajas comparativas a las turbinas de eje vertical que no presentan este inconveniente.

En los aerogeneradores de gran potencia la solución no es tan sencilla y, en general, requiere de motores auxiliares que funcionan automáticamente mediante servomecanismos, y que son los que se encargan de orientar la hélice en la dirección adecuada. En cualquier caso el movimiento de rotación que se produce puede afectar negativamente a las palas generando unas oscilaciones difíciles de solucionar.

Existe otro sistema de orientación que está siendo muy utilizado en las grandes máquinas eólicas. El sistema

está basado en el efecto de conicidad de las palas, que genera unas fuerzas aerodinámicas cuando el rotor no está orientado. Las palas de la hélice se sitúan a sotavento y se inclinan ligeramente hacia atrás, de forma que en su rotación describan un cono. Cuando la hélice no está orientada, las palas que se encuentran a favor del viento reciben un mayor empuje aerodinámico, que tiende a variar la orientación del rotor hasta conseguir la posición de equilibrio donde todas las palas sufren el mismo empuje.



Sistema de orientación por efecto de conicidad. Aprovecha las diferencias de empuje aerodinámico que se ejerce sobre los álabes cuando adoptan posiciones cónicas

FIGURA # 4.52.

Sin embargo, la disposición del rotor a sotavento, genera un problema adicional conocido por el efecto sombra. El empuje aerodinámico que actúa sobre los álabes se ve afectado cuando éstas pasan por detrás de la torre, ya que ésta perturba la corriente de aire que incide sobre el rotor. Dicha perturbación produce oscilaciones en la pala, además de ciertos fenómenos acústicos de baja frecuencia que pueden ser perjudiciales para determinado tipo de afecciones cardíacas y respiratorias.



Mecanismo de orientación

FIGURA # 4.53.

La figura #4.53 muestra el mecanismo de orientación de una máquina típica de 750 KW vista desde abajo, mirando hacia la góndola. En la parte más exterior podemos distinguir la corona de orientación, y en el interior las ruedas de los motores de orientación y los frenos del sistema de orientación. Casi todos los fabricantes de máquinas corriente arriba prefieren frenar el mecanismo de orientación cuando no está siendo utilizado. El mecanismo de orientación se activa por un controlador electrónico que vigila la posición de la veleta de la turbina varias veces por segundo, cuando la turbina está girando.

4.14.3.1. ERROR DE ORIENTACIÓN

Se dice que la turbina eólica tiene un error de orientación si el rotor no está perpendicular al viento. Un error de orientación implica que una menor proporción de la energía del viento pasará a través del área del rotor.

Si esto fuera lo único que ocurre, el mecanismo de orientación sería una excelente forma de controlar la potencia de entrada al rotor del aerogenerador. Sin embargo, la parte del rotor más próxima a la dirección de la fuente de viento estará sometida a un mayor esfuerzo (par flector) que el resto del rotor. De una parte, esto implica que el rotor tendrá una tendencia natural a orientarse en contra del viento, independientemente de si se trata de una turbina corriente abajo o corriente arriba. Por otro lado, esto significa que los álabes serán torsionados hacia ambos lados en la dirección de "flap" (dirección perpendicular al plano del rotor) a cada vuelta del rotor. Por tanto, las turbinas eólicas que estén funcionando con un error de orientación estarán sujetas a mayores cargas de fatiga que las orientadas en una dirección perpendicular al viento.

4.15. CONTADOR DE LA TORSIÓN DE LOS CABLES

Los cables llevan la corriente desde el generador de la turbina eólica hacia abajo a lo largo de la torre. Sin embargo, los cables estarán cada vez más torsionados si la turbina, por accidente, se sigue orientando en el mismo sentido durante un largo período de tiempo. Así pues, los aerogeneradores están equipados con un contador de la torsión en los cables que avisará al controlador de cuando es necesario destorsionar los cables.

Como en los otros equipos de seguridad en la turbina, el sistema es redundante. En este caso, la turbina está

equipada también con un interruptor de cordón que se activa cuando los cables se torsionan demasiado.

4.16. TORRES DE AEROGENERADORES

Desde el punto de vista estructural, los elementos más críticos en los sistemas de conversión eólica son la turbina y la torre de soporte. Las torres deben soportar principalmente dos tipos de fuerza. Una de levantamiento, producida al operar la turbina, que tiende a levantar la torre junto con la turbina, y otra que corresponde al peso de todo el sistema conversor de energía eólica.



Torres de aerogeneradores, Navarra. España

1999 Soren Krohn

FIGURA # 4.54.

La torre soporta al equipo captador de energía a una altura suficiente como para que la hélice pueda enfrentar el viento libre de las turbulencias producidas por obstáculos cercanos.

Además, como a medida que se aumenta la altura, aumenta la intensidad del viento, la torre permite por su

altura captar mayor energía. Las alturas mínima de las torres oscilan en los 10 m y las máximas en los 100 m.

Para el diseño de la torre deberá tenerse muy en cuenta los problemas dinámicos originados por la rotación de la hélice ya que las turbinas eólicas están sometidas a cargas cíclicas que excitan la estructura a vibraciones. Estas cargas son debidas principalmente a las siguientes causas:

1. **Existencia del perfil de velocidades en la capa límite terrestre:** figura #4.55, cuando la hélice gira, sus palas reciben una corriente de aire cuya velocidad aumenta al subir y disminuye al bajar. Cada pala está excitada una vez por revolución y por lo tanto su frecuencia angular de excitación ω_{1p} es:

$$\omega_{1p} = \frac{2\pi}{30} \quad \text{Ec. (4-23)}$$

donde:

n: número de revoluciones por minuto de la turbina

ω_{1p} : frecuencia angular de excitación de las palas

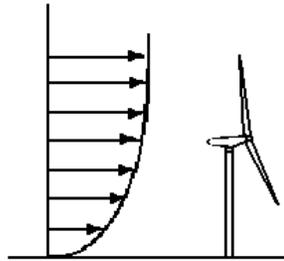
El eje de la hélice y toda la estructura soporte, incluida la torre, estarán excitadas a una frecuencia igual al número de revoluciones por el número de palas de la hélice.

$$\omega_{1e} = \frac{B n \pi}{30} \quad \text{Ec. (4-24)}$$

donde:

B: número de palas que tiene la hélice

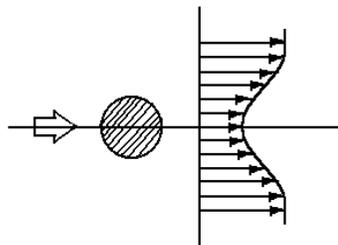
ω_{1e} : frecuencia angular de excitación de la estructura



Perfil de velocidades en la capa límite terrestre

FIGURA # 4.55.

2. **Sombra de la torre:** figura #5.56, cuando la hélice va colocada detrás de la torre, cada vez que una pala pasa por su posición vertical inferior cruza la estela de la torre recibiendo una perturbación por la variación de la velocidad del aire que atraviesa.



Sombra de la torre

FIGURA # 4.56.

La frecuencia de esta perturbación excita a la pala en:

$$\omega_{2p} = \frac{n\pi}{30} \quad \text{Ec. (4-25)}$$

y la estructura en:

$$\omega_{2e} = \frac{B n \pi}{30} \quad \text{Ec. (4-26)}$$

3. Fuerza de gravedad: actúa sobre cada pala una vez por revolución.

a. Ráfagas: producen excitaciones aleatorias de variadas frecuencia.

b. Cambio de la dirección del viento: produce un efecto similar al correspondiente a la capa límite, sólo que su efecto está decalado 90°.

c. Desigual peso de los álabes.

De todas estas excitaciones que debe soportar la turbina, sólo algunas de ellas son controlables. La más importante es la producida por el desigual peso de los álabes, por lo que se recomienda un balanceo de la hélice lo más perfecto posible. Normalmente un buen balanceo estático es suficiente.

Si no se toman los cuidados necesarios para el balanceo, las vibraciones que se originan pueden ser excesivas, provocar la rotura de alguna pieza y por consiguiente posibilidad de destrucción del equipo.

Al diseñar la torre soporte deberá primeramente calcularse sus modos naturales de vibración a flexión. Es deseable que el primer modo esté fuera del rango de excitaciones anteriormente descrito. Sin embargo, tal imposición conduce a torres más rígidas muy pesadas y por lo tanto más caras. Por esta razón se selecciona lo que se denomina una torre blanda en la que la flexión es aproximadamente igual a:

$$\omega_1 = \frac{n \pi}{30} \quad \text{Ec. (4-27)}$$

De esta manera, al ponerse en marcha, la turbina cruza por este valor de la excitación, vibra un poco pero luego, al tomar la velocidad de rotación nominal, estas vibraciones desaparecen.

La torre resultante mediante este cálculo es normalmente resistente a las cargas debido al empuje que produce la hélice en funcionamiento, a las ráfagas y a la carga de compresión. No obstante se recomienda su verificación así como también, el cálculo de los modos a torsión de la torre.

Las torres en uso son de materiales y características muy diversas.

Las torres suelen ser estructuras de concreto o metal. Existen básicamente dos tipos de amarre para las torres:

- a. Contraventadas: aseguradas por tirantes de acero
- b. Empotradas: se encuentran ancladas en bases de concreto. La altura apropiada para una torre es de por lo menos 15 m mayor que los obstáculos que puedan encontrarse a menos de 15 metros de ella. Las torres más usadas son de metal, normalmente de tubo o perfiles de acero.

4.16.1. CLASIFICACIÓN DE LAS TORRES

Las torres se clasifican en torres tubulares de acero o de hormigón, torres de celosía y torres de mástil tensadas con vientos.

4.16.1.1. TORRES TUBULARES DE ACERO O DE HORMIGÓN

La mayoría de los grandes aerogeneradores se entregan con torres tubulares de acero o de hormigón, fabricadas en secciones de 20-30 metros con bridas en cada uno de los extremos, y son unidas con pernos "in situ". Las torres son tronco-cónicas (es decir, con un diámetro creciente hacia la base), con el fin de aumentar su resistencia y al mismo tiempo ahorrar material.



Torres tubulares de acero o de hormigón

FIGURA # 4.57.

4.16.1.2. TORRES DE CELOSÍA

Las torres de celosía son fabricadas utilizando perfiles de acero soldados. La ventaja básica de las torres de celosía es su costo, puesto que una torre de celosía requiere sólo la mitad de material que una torre tubular sin sustentación adicional con la misma rigidez. En cualquier caso, por razones estéticas, las torres de celosía han desaparecido prácticamente en los grandes aerogeneradores modernos.



Torre de Celosía

FIGURA # 4.58.

4.16.1.3. TORRES DE MÁSTIL TENSADO CON VIENTOS

Muchos de los aerogeneradores pequeños están contruidos con delgadas torres de mástil sostenidas por cables tensores. La ventaja es el ahorro de peso y, por lo tanto, de costo. Las desventajas son el difícil acceso a las zonas alrededor de la torre, lo que las hace menos apropiadas para zonas agrícolas.



Torres de mástil tensado con viento

FIGURA # 4.59.

Las torres de celosía y las de mástil tensado con vientos tienen la ventaja de ofrecer menos abrigo que una torre maciza.

4.16.1.4. SOLUCIONES DE TORRES HÍBRIDAS

Algunas torres están hechas con diferentes combinaciones de las ya mencionadas. Un ejemplo es un híbrido entre una torre de celosía y una torre tensada con vientos.



Torre híbrida

FIGURA # 4.60.

4.16.2. CONSIDERACIONES DE DINÁMICA ESTRUCTURAL

Los álabes del rotor de turbinas con torres relativamente cortas estarán sometidas a velocidades de viento muy diferentes (y, por lo tanto, a diferente flexión) cuando la pala se encuentre en su posición más elevada y en su posición más baja, lo que provoca un aumento de las cargas de fatiga en la turbina.

4.17. ESQUEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE UN SISTEMA CONVERSOR DE ENERGÍA EÓLICA (SCEE)

Dado el comportamiento de los rotores, en cuanto a sus r.p.m. versus velocidad de viento, durante su operación, puede ser clasificada en dos grupos:

3. r.p.m. variables en función directa de la velocidad del viento (velocidad variable, VV).
4. r.p.m. constantes por efecto de la acción de un gobernador (velocidad constante, VC).

Debido a los diversos tipos de maquinas 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 genericamente 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:

		GENERADORES	
		FV	FC
ROTORES	VV	VV FV	VVFC
	VC		VCFC

Combinaciones de frecuencias y velocidades

TABLA # 4.2.

Las combinaciones lógicas son:

1. Velocidad variable, frecuencia variable (VVV).
2. Velocidad variable, frecuencia constante (VVFC).
3. 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:

1. Costo por kWh.
2. Costo por KW instalado.
3. Rango de KW nominales del SCEE.
4. Generación de CD o CA.
5. Utilización del SCEE en forma aislada o acoplada a otra fuente autónoma de energía eléctrica o la res de distribución eléctrica.
6. Utilización o no, de algún sistema de almacenamiento de energía.
7. Tipo de aplicación de la energía producida.

4.18. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS ESQUEMAS DE GENERACIÓN

Los esquemas de generación anteriores 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.

4.18.1. SISTEMAS DE VELOCIDAD VARIABLE Y FRECUENCIA VARIABLE

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

4.18.2. SISTEMAS DE VELOCIDAD VARIABLE Y FRECUENCIA CONSTANTE

Estos son sistemas de generación donde no existe control del ángulo de ataque de los álabes del rotor y este 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 (coeficientes C_p), es óptima a solamente un valor de la relación, velocidad angular del rotor/velocidad del viento; relación que se expresa normalmente como la velocidad de la punta del álabe/velocidad del viento, expresada por λ . 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 eléctrica para el generador de acuerdo a la velocidad del rotor. Esta llevaría a una solución óptima al problema de la eficiencia total de conversión de energía eólica a mecánica.

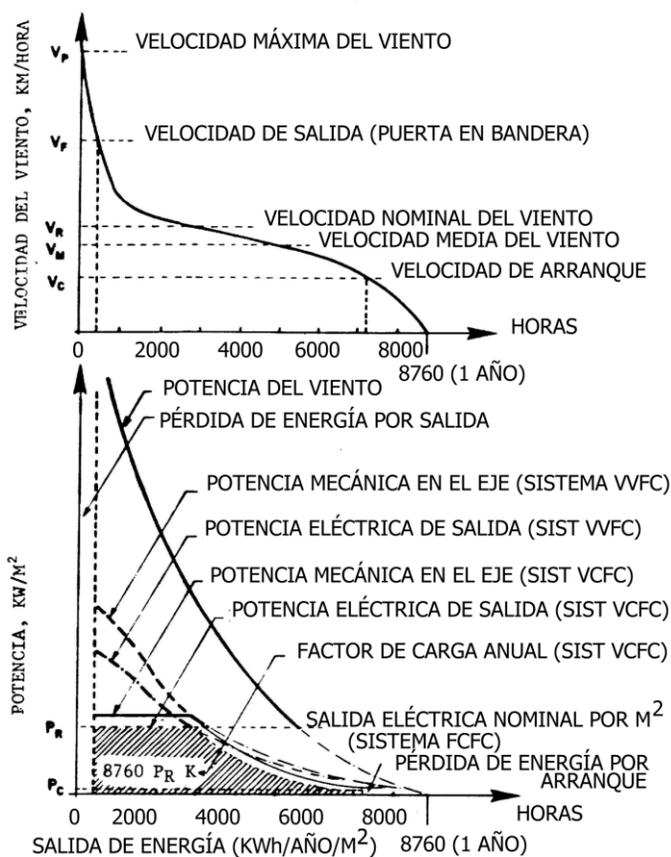
La energía eléctrica en frecuencia variable debe ser convertida a frecuencia constante, para su aprovechamiento en equipos y dispositivos eléctricos convencionales.

4.18.3. 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 mantiene constante el voltaje y la frecuencia.

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



Comparación de los esquemas de VVFC y VCFC

FIGURA # 4.61.

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.

4.19. GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los aerogeneradores son algo inusuales, si se les compara con los otros equipos generadores que suelen encontrarse conectados a la red eléctrica. Una de las razones es que el generador debe trabajar con una fuente de potencia (el rotor de la turbina eólica) que suministra una potencia mecánica muy variable (momento torsor).

La energía eléctrica, 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. Estas son conversores de energía electromecánica 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 embobinados y entregan energía mecánica en el eje, son motores.

4.19.1. 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 las figuras #4.62 se muestra el generador básico de CA, que consiste en una espira cuyos terminales están conectados 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).

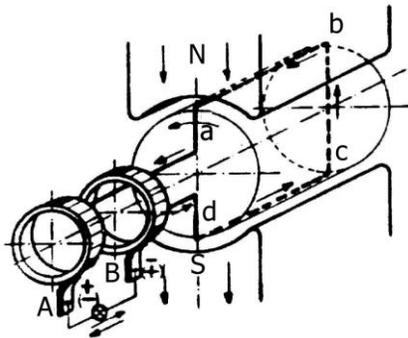


Diagrama de funcionamiento de máquina de CA

FIGURA # 4.62.

En la figura #4.63 se representa un generador básico de CD, en el cual los anillos se han reemplazado por un colector que hace posible la captación de la corriente en una sola dirección.

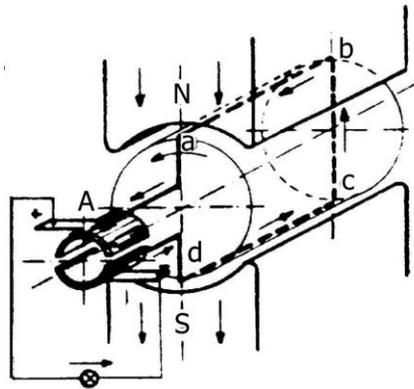


Diagrama de funcionamiento de máquina de CD

FIGURA # 4.63.

4.19.1.1. TIPOS DE GENERADORES DE CD

Las máquinas de CD pueden tener su campo (excitación) permanente e 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, tales máquinas pueden ser: máquinas de excitación independiente, máquinas autoexcitadas, paralelo (shunt), serie y compuesta (corta y larga).

4.19.2. GENERADORES DE CA

La generación de energía eléctrica en CA se realiza en términos generales mediante máquinas con devanados monofásicos o con devanados trifásicos, cuyo

funcionamiento se basa en los fenómenos electromagnéticos de sincronismo o asincronismo (inducción).

4.19.2.1. GENERADORES SINCRÓNICOS

Las turbinas eólicas que utilizan generadores síncronos suelen usar imanes en el rotor alimentados por corriente directa de la red eléctrica. Dado que la red suministra corriente alterna, hay que convertir la corriente alterna en corriente directa antes de enviarla a las bobinas arrolladas a los electroimanes del rotor.

Los electroimanes del rotor están conectados a la corriente mediante escobillas y anillos rozantes en el árbol (eje) del generador.

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 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.

El término "velocidad del generador síncrono" se refiere a la velocidad del generador cuando está girando de forma síncrona con la frecuencia de red. Esto es aplicable a todo tipo de generadores, sin embargo: en el caso de generadores síncronos (o de inducción) equivale a la velocidad en vacío del generador.

La velocidad de un generador síncrono viene dada por:

$$n = \frac{f \cdot 60}{N^{\text{a}} \text{PP}} \quad \text{Ec. (4-28)}$$

donde:

n: r.p.m.

f: frecuencia

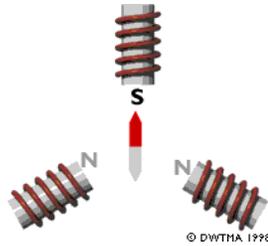
N°PP: número de par de polos

Si desconecta su generador de la red principal tendrá que accionarlo a una velocidad de giro constante para que produzca corriente alterna a una frecuencia constante. Por lo tanto, con este tipo de generador, normalmente querrá usar una conexión indirecta a red del generador.

Los generadores síncronos de imán permanente no son muy usados. Hay varias razones para que así sea. Una ellas es que los imanes permanentes tienden a desmagnetizarse al trabajar en los potentes campos magnéticos en el interior de un generador. Otra de las razones es que estos potentes imanes (fabricados a partir de tierras raras, como el neodimio) son bastante caros, a pesar de que los precios han disminuido ultimamente.

4.19.2.1.1. GENERADORES TRIFÁSICOS

Todos los generadores trifásicos utilizan un campo magnético giratorio. En la figura #4.64 están instalados tres electroimanes alrededor de un círculo.



Electroimanes de un generador trifásico

FIGURA # 4.64.

Cada uno de los tres imanes está conectado a su propia fase en la red eléctrica trifásica.

Cada electroimán produce alternativamente un polo norte y un polo sur hacia el centro. La fluctuación en el magnetismo corresponde exactamente a la fluctuación en la tensión de cada fase. Cuando una de las fases alcanza su máximo, la corriente de las otras dos está circulando en sentido opuesto y a la mitad de tensión. Dado que la duración de la corriente en cada imán es un tercio de la de un ciclo aislado, el campo magnético dará una vuelta completa por ciclo.

La señal de salida se compone de tres señales desfasadas denominadas corriente trifásica.

Cuando el rotor gira, se inducen las tensiones E_a , E_b , y E_c con una frecuencia, que producen un sistema de corriente desfasadas en un ángulo ψ con respecto a aquellas y determinado por la naturaleza de la carga.

Este sistema de corrientes produce un campo magnético cuya onda fundamental gira con respecto al inducido con una velocidad en sentido contrario al de rotación del inducido. El comportamiento de una máquina se puede conocer analizando sus curvas características.

La característica de vacío es una curva de la tensión inducida como una función de la corriente de excitación, con corriente de carga cero.

Cuando un generador sincrónico va a entregar 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:

1. Tensión en bornes de la máquina igual a la de la red.
2. Polaridad igual a la de la red.
3. Frecuencia de la señal igual a la de la red.
4. Secuencia de fase igual en los dos sistemas.

Esto se logra mediante mecanismos especiales denominados controles de sincronismo.

4.19.2.1.2. GENERADORES MONOFÁSICOS

El generador monofásico tiene solamente un devanado en el inducido, recorrido por una CA monofásica. La onda directa de la fuerza electromotriz gira sincronicamente 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.

4.19.2.2. GENERADORES ASÍNCRONOS (O DE INDUCCIÓN)

La figura #4.65 ilustra los principios básicos de un generador asíncrono.

La mayoría de turbinas eólicas del mundo utilizan un generador asíncrono trifásico (de jaula bobinada o de ardilla), también llamado generador de inducción, para generar corriente alterna.



Generador asíncrono

FIGURA # 4.65.

Otra de las razones para la elección de este tipo de generador es que es muy fiable, y comparativamente no suele resultar caro. Este generador también tiene propiedades mecánicas que lo hace especialmente útil en turbinas eólicas (el deslizamiento del generador, y una cierta capacidad de sobrecarga).

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 estator de la máquina de inducción es semejante al de la máquina sincrónica. El rotor de la máquina de inducción se construye cilíndrico y puede ser de barras cortocircuitadas (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 escobillas se unen a la resistencia de arranque.

4.19.2.2.1. DESLIZAMIENTO DEL GENERADOR

La velocidad de un generador asíncrono variará con la fuerza de giro (momento, o par torsor) que se le aplique. En la práctica, la diferencia entre la velocidad de rotación a potencia máxima y en vacío es muy pequeña, alrededor de un 1%. Esta diferencia en porcentaje de la velocidad síncrona es el llamado deslizamiento del generador.

El hecho de que el generador aumente o disminuya ligeramente su velocidad si el par torsor varía es una propiedad mecánica muy útil. Esto significa que habrá menor rotura y desgaste en la caja multiplicadora (menor par torsor máximo). Esta es una de las razones más importantes para la utilización de generadores asíncronos, en lugar de generadores síncronos, en aerogeneradores directamente conectados a la red eléctrica.

La ventaja del rotor de jaula es que él mismo adapta el número de polos del estator de forma automática. Así pues, un mismo rotor puede ser utilizado con una gran variedad de números de polos.

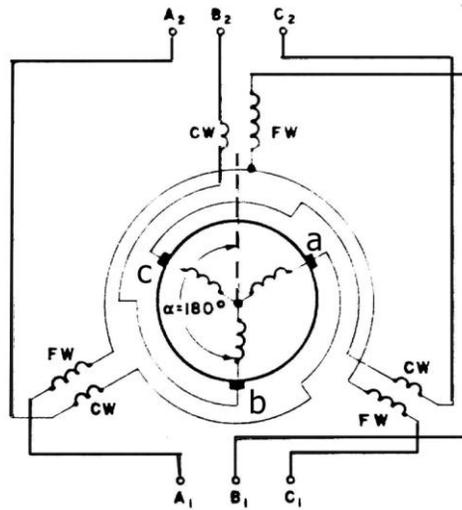
Un generador asíncrono precisa que el estator esté magnetizado por la red antes de funcionar. Sin embargo, se puede hacer funcionar un generador asíncrono de forma autónoma si se le provee de condensadores que le

suministren la corriente magnetizante necesaria. También es preciso que haya algo de remanencia en el hierro del rotor, es decir, algo de magnetismo restante, cuando se esté en marcha la turbina (en caso contrario, necesitará una batería y electrónica de potencia, o un pequeño generador diesel, para arrancar el sistema).

4.19.2.3. 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 tensión independiente de la frecuencia. En estas situaciones se usa la máquina con colector, que puede ser construida 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 embobinados de compensación en serie para mejorar la conmutación.

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 conmutación. 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 las de la máquina de CD.



Esquema del estator, con excitación trifásica, de un generador con colector

FIGURA # 4.66.

	SINCRÓNICA	INDUCCIÓN	CON COLECTOR
VENTAJAS	Bajo requerimientos de excitación. Fácil control de activos y reactivos. Logra el sincronismo con la red. Puede entregar reactivos a la red.	No presenta serios problemas de estabilidad. El sincronismo no es requerido para la conexión a la red. La frecuencia y la tensión son determinadas por la red.	Mantiene frecuencia constante con velocidad variable. Puede utilizar energía de la red para su excitación. Conveniente y sencillo control de carga.
DESVENTAJAS	En condiciones de velocidad variable, la estabilidad puede ser un problema serio. Puede causar inestabilidad a la red. El control de la velocidad aumenta el costo. Se requiere equipo de sincronismo. Prácticamente no es viable para velocidad baja.	Requiere sistema compensatorio de reactivos. Opera con factor de potencia más bajo que el de la carga. Es adecuado para alta velocidad. Prácticamente no es viable para velocidad baja.	El sistema de conmutación es problemático para potencias altas.

Comparación de las máquinas de CA [27]

TABLA # 4.3.

La utilización de la máquina de CA con colector es, quizás, la forma más simple de obtener una señal de frecuencia constante cuando la velocidad de la máquina motriz es variable. Si la máquina de CA entrega su energía a la 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 representa problemas de conexión y se puede interconectar directamente.

4.20. VOLTAJE GENERADO (TENSIÓN)

En aerogeneradores de alrededor de 100-150 KW, el voltaje (tensión) generado por la turbina suele ser de 690 V de corriente alterna trifásica (AC). Posteriormente, la corriente es enviada a través de un transformador anexo a la turbina (o dentro de la torre), para aumentar su voltaje entre 10.000 y 30.000 V, dependiendo del estándar de la red eléctrica local.

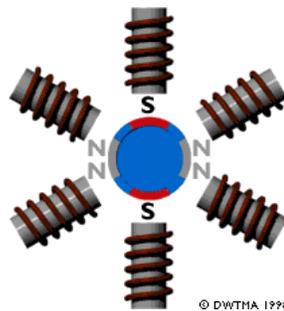
4.21. CAMBIO DE LA VELOCIDAD DE GIRO DEL GENERADOR

A continuación se explicará el funcionamiento de un generador tetrapolar, los cambios de número de polo del generador, y el generador de número de polos variables de dos velocidades

4.21.1. UN GENERADOR TETRAPOLAR

La velocidad de un generador que está directamente conectado a una red trifásica es constante y está impuesta por la frecuencia de la red.

Sin embargo, si dobla el número de imanes que hay en el estator, puede asegurar que el campo magnético girará a la mitad de la velocidad.



Generador tetrapolar

FIGURA # 4.67.

El campo magnético se mueve ahora en el sentido de las agujas del reloj durante media revolución antes de alcanzar de nuevo el mismo polo magnético. Simplemente se ha conectado los seis imanes a las tres fases en el sentido de las agujas del reloj.

Este generador tiene cuatro polos en todo momento, dos polos sur y dos polos norte. Dado que un generador sólo completará media revolución por ciclo.

Al doblar el número de polos en el estator de un generador síncrono, tendremos que doblar el número de imanes en el rotor, tal y como se ve en el dibujo. En caso contrario, los polos no irían parejos (podríamos utilizar dos imanes en forma de herradura en este caso).

4.21.2. CAMBIO DEL NÚMERO DE POLOS DEL GENERADOR

Los generadores están fabricados con un gran número de imanes estatóricos. La razón de esta disposición es que se desea minimizar el entrehierro entre el rotor y el estator. Al mismo tiempo es necesario refrigerar los imanes. El hierro del estator consta en realidad de un gran número de delgadas (0,5 mm) láminas de acero aisladas, que se apilan para formar el hierro del estator. Esta disposición en capas se realiza para evitar que las corrientes parásitas en el hierro del estator disminuyan la eficiencia del generador.

Así pues, el problema de proveer de más polos a un generador asíncrono de jaula bobinada se reduce a conectar de distinta forma los imanes vecinos: ya sea tomando un grupo de imanes a la misma vez, conectándolos a la misma fase conforme se mueve alrededor del estator, o bien se cambia a la siguiente fase cada vez que se tiene un nuevo imán.

4.21.3. GENERADOR DE NÚMERO DE POLOS VARIABLE Y DE DOS VELOCIDADES

Algunos fabricantes equipan sus turbinas con dos generadores, uno pequeño para períodos de vientos suaves, y otro grande para períodos de vientos fuertes.

Un diseño más común en las máquinas más nuevas es un generador de número de polos variables, es decir, generadores en los que (dependiendo de como están conectados los imanes del estator) puede funcionar con

diferente número de polos y, por tanto, a distinta velocidad de rotación.

Algunos generadores se fabrican para funcionar a dos velocidades diferentes. Si vale o no la pena de utilizar un generador doble o un mayor número de polos para los vientos suaves dependerá de la distribución de velocidades del viento local, y los costos de los polos adicionales comparado con el precio que se obtiene por la electricidad (deberá tener presente que el contenido energético de los vientos suaves es muy bajo).

Sin embargo, una buena razón para utilizar un sistema de generador doble es que puede hacer funcionar su turbina a más baja velocidad de rotación a bajas velocidades de viento. Esto supone a la vez una mayor eficiencia (aerodinamicamente), y un menor ruido de las palas del rotor (que sólo suele suponer un problema a bajas velocidades del viento).

4.22. GENERADORES DE BAJA O ALTA VELOCIDAD

La mayoría de turbinas eólicas usan generadores de 4 ó 6 polos. La razón por la que se utilizan estos generadores de velocidad relativamente alta es por ahorrar en tamaño y en costos.

La fuerza máxima (par torsor) que un generador puede manejar depende del volumen del rotor. Para una potencia de salida dada, podrá elegir entre un gran generador (y, por lo tanto, caro) de baja velocidad, o un generador más pequeño (más barato) de alta velocidad.

4.23. GENERADORES DE DESLIZAMIENTO VARIABLE PARA TURBINAS EÓLICAS

Durante muchos años, los fabricantes de generadores eléctricos se han enfrentado al problema de que sus motores sólo podían girar a velocidades casi fijas, determinadas por el número de polos del motor.

El deslizamiento del generador en una máquina asíncrona (de inducción) suele ser muy pequeño por cuestiones de eficiencia.

Sin embargo, el deslizamiento es función de la resistencia (medida en ohmios) de los devanados del rotor del generador. A mayor resistencia, mayor deslizamiento. Por lo que una de las formas de variar el deslizamiento es variar la resistencia del rotor. De esta forma puede aumentarse el deslizamiento del rotor hasta, por ejemplo, un 10 por ciento.

4.24. SISTEMA DE REFRIGERACIÓN

Los generadores necesitan refrigeración durante su funcionamiento. En la mayoría de turbinas la refrigeración se lleva a cabo mediante encapsulamiento del generador en un conducto, utilizando un gran ventilador para la refrigeración por aire, aunque algunos fabricantes usan generadores refrigerados por agua. Los generadores refrigerados por agua pueden ser construidos de forma más compacta, lo que también les proporciona algunas ventajas en cuanto a rendimiento eléctrico se refiere, aunque precisan de un radiador en la góndola

para eliminar el calor del sistema de refrigeración por líquido.

4.25. FUNCIONAMIENTO A VELOCIDAD VARIABLE DE UNA TURBINA DE REGULACIÓN POR CAMBIO DEL ÁNGULO DE PASO (PITCH CONTROLLED")

Hacer funcionar una turbina a velocidad variable supone muchas ventajas.

Una de las razones por las que se puede querer hacer funcionar la turbina a velocidad variable es que el control del ángulo de paso (control del par torsor para evitar sobrecargas en la caja multiplicadora y en el generador, variando el ángulo de paso de las palas) es un proceso mecánico. Lo cual significa que el tiempo de reacción del mecanismo de cambio del ángulo de paso viene a ser un factor crítico en el diseño de turbinas.

Sin embargo, si se tiene un generador de deslizamiento variable, se puede empezar a aumentar el deslizamiento una vez se esté cerca de la potencia nominal de la turbina. La estrategia de control aplicada en un diseño ampliamente utilizado en turbinas danesas es la de hacer funcionar el generador a la mitad de su deslizamiento máximo cuando la turbina está funcionando cerca de su potencia nominal. Cuando sopla una ráfaga de viento, las señales del mecanismo de control hacen que el deslizamiento aumente para permitir que el rotor gire un poco más rápidamente, hasta que el mecanismo de cambio del ángulo de paso puede hacer frente a la situación, girando los álabes más hacia afuera del viento. Una vez

que el mecanismo de cambio del paso ha hecho su trabajo, el deslizamiento disminuye de nuevo. En el caso de que el viento caiga de repente, el mecanismo aplicado es el inverso.

4.26. CONEXIÓN INDIRECTA A RED DE AEROGENERADORES

Este tipo de conexión se hacen cuando la velocidad del rotor no puede ser constante por ningún motivo, por ende el generador entrega corriente alterna con frecuencia variable. Después se transforma dicha corriente en corriente alterna de frecuencia constante.

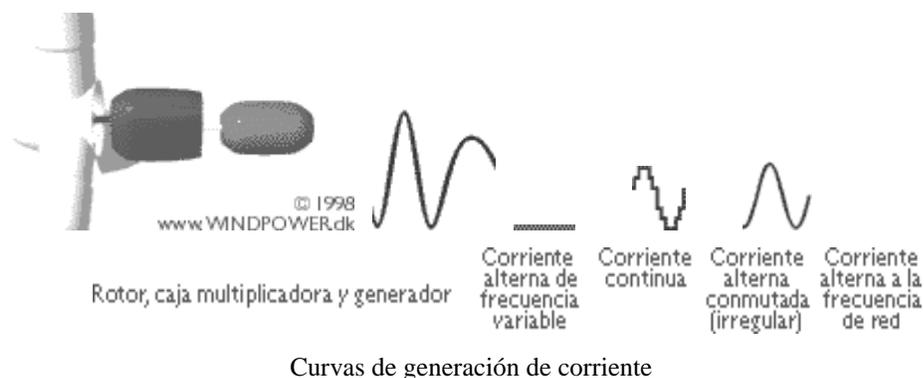


FIGURA # 4.68.

4.26.1. GENERACIÓN DE CORRIENTE ALTERNA (CA) A FRECUENCIA VARIABLE

La mayoría de aerogeneradores funcionan a una velocidad casi constante con conexión directa a red. Sin embargo, con conexión indirecta a red, el generador de la turbina eólica funciona en su propia mini-red separada de corriente alterna. Esta red está controlada

electrónicamente (utilizando un inversor), por lo que puede variarse la frecuencia de la corriente alterna en el estator del generador. De esta forma se puede hacer funcionar la turbina a una velocidad de giro variable. Así pues, la turbina generará corriente alterna exactamente a la frecuencia variable aplicada al estator.

El generador puede ser bien un generador síncrono o un generador asíncrono, y la turbina puede tener o no una caja multiplicadora si el generador tiene muchos polos.

4.26.2. CONVERSIÓN A CORRIENTE CONTÍNUA (CC)

La corriente alterna de frecuencia variable no puede ser tratada en la red eléctrica pública. Se debe, por lo tanto, rectificarla, es decir, convertirla en corriente continua (CC). La conversión de corriente alterna de frecuencia variable a corriente continua puede hacerse utilizando tiristores o grandes transistores de potencia.

4.26.3. CONVERSIÓN A CORRIENTE ALTERNA DE FRECUENCIA FIJA

Posteriormente se convertirá la corriente continua (fluctuante) a corriente alterna (utilizando un inversor) de exactamente la misma frecuencia que la de la red eléctrica pública. Esta conversión de corriente alterna en el inversor también puede hacerse utilizando tiristores o transistores.

Los tiristores o transistores de potencia son grandes interruptores de material semiconductor que funcionan sin partes mecánicas.

La clase de corriente alterna que se obtiene de un inversor tiene una serie de saltos bruscos en la tensión y en la corriente. Sin embargo, las formas de onda rectangulares pueden ser suavizadas utilizando las inductancias y condensadores apropiados, en lo que se da en llamar filtro. Sin embargo, la apariencia más o menos dentada de la tensión no desaparece completamente, tal y como se explica mas adelante.

4.26.4. VENTAJAS DE LA CONEXIÓN INDIRECTA A RED: VELOCIDAD VARIABLE

La ventaja de la conexión indirecta a red es que permite hacer funcionar la turbina eólica a velocidad variable.

La principal ventaja es que permite que el rotor gire más rápidamente durante ráfagas de viento, y almacenar así parte del exceso de energía en forma de energía rotacional hasta que la ráfaga haya terminado. Obviamente, esto requiere de una estrategia de control muy inteligente, pues se debe ser capaz de distinguir entre ráfaga y altas velocidades de viento en general. De esta forma es posible reducir el par torsor máximo (reduciendo así el deterioro del multiplicador y del generador), así como las cargas de fatiga en la torre y en las palas del rotor.

La ventaja secundaria es que con la electrónica de potencia se puede controlar la potencia reactiva (es decir, el desfase de la corriente respecto a la tensión en la red de corriente alterna), y así mejorar la calidad

de potencia de la red eléctrica. Esto puede ser particularmente útil en turbinas funcionando en un red eléctrica débil.

4.26.5. DESVENTAJAS DE LA CONEXIÓN INDIRECTA A RED

La desventaja básica de la conexión indirecta a red es el costo. La turbina necesitará un rectificador y dos inversores, uno para controlar la corriente del estator, y el otro para generar la corriente de salida. Actualmente, parece ser que el costo de la electrónica de potencia excede a los beneficios que reporta el hecho de construir turbinas más ligeras. Mirando las estadísticas de operación de aerogeneradores con electrónica de potencia (publicadas por el instituto alemán ISET), parece también que las tasas de disponibilidad de estas máquinas están por debajo de las de las máquinas convencionales, debido a fallos en la electrónica de potencia.

Otras desventajas son la pérdida de energía en el proceso de conversión CA-CC-CA, y el hecho de que la electrónica de potencia puede introducir distorsión armónica de la corriente alterna en la red eléctrica y, por tanto, reducir la calidad de potencia.

La distorsión armónica se produce porque el proceso de filtrado mencionado arriba no es perfecto, y puede dejar algunos "tonos agudos" (múltiplos de la frecuencia de la red) en la corriente de salida. [55]

4.27. EL CONTROLADOR ELECTRÓNICO DE LA TURBINA EÓLICA

El controlador de la turbina eólica consta de varios ordenadores que continuamente supervisan las condiciones de la turbina eólica, y recogen estadísticas de su funcionamiento. El controlador también controla un gran número de interruptores, bombas hidráulicas, válvulas y motores dentro de la turbina.

El controlador se comunica con el operador del aerogenerador mediante un enlace de comunicación, como por ejemplo, enviando alarmas o solicitudes de servicio a través del teléfono o de un enlace radiofónico. También es posible llamar a la turbina eólica para que recoja estadísticas, y revise su estado actual. En parques eólicos, normalmente una de las turbinas estará equipada con un PC, desde el que es posible controlar y recoger datos del resto de los aerogeneradores del parque. Este PC será llamado a través de una línea telefónica o un enlace radiofónico.

Normalmente, suele haber un controlador en la parte inferior de la torre y otro en la góndola. En los modelos recientes de aerogeneradores, la comunicación entre controladores suele hacerse utilizando fibra óptica.

4.28. MECANISMOS DE AUTOPROTECCIÓN Y REDUNDANCIA

Los ordenadores y sensores suelen estar por duplicado en todas las áreas de precisión, de seguridad o de servicio, de las máquinas grandes más nuevas. El controlador compara continuamente las lecturas de las

medidas en toda la turbina eólica, para asegurar que tanto los sensores como los propios ordenadores funcionan correctamente.

4.29. MONITORIZADO

Es posible monitorizar o fijar alrededor de entre 100 y 500 valores de parámetros en una turbina eólica moderna. El controlador puede contrastar la velocidad de rotación del rotor, el generador, su voltaje y corriente. Además, los rayos y su carga pueden ser registrados. También pueden realizarse medidas de la temperatura del aire exterior, la temperatura en los armarios electrónicos, la temperatura del aceite en el multiplicador, la temperatura de los devanados del generador, la temperatura de los cojinetes del multiplicador, la presión hidráulica, el ángulo de paso de cada álabe del rotor (en máquinas de regulación por cambio del ángulo de paso o de regulación activa por pérdida aerodinámica), el ángulo de orientación (contando el número de dientes en la corona de orientación), el número de vueltas en los cables de alimentación, la dirección del viento, la velocidad del viento del anemómetro, el tamaño y la frecuencia de las vibraciones en la góndola y en los álabes del rotor, el espesor de las zapatas del freno, si la puerta de la torre está abierta o cerrada (sistema de alarma).

4.30. COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA ("EMC")

En una turbina eólica, alrededor de los cables para transporte de energía y de los generadores, hay campos electromagnéticos muy potentes. Esto implica que la electrónica del sistema de control tiene que ser insensible a estos campos electromagnéticos.

Y a la inversa, la electrónica no debería emitir radiación electromagnética que pueda inhibir el funcionamiento de otros equipos electrónicos.

4.31. SEGURIDAD EN AEROGENERADORES

Los componentes de un aerogenerador están diseñados para durar 20 años. Esto significa que tendrán que resistir más de 120.000 horas de funcionamiento, a menudo bajo condiciones climáticas tormentosas.

Los grandes aerogeneradores están equipados de diversos dispositivos de seguridad que garantizan un funcionamiento seguro durante su vida útil.

4.31.1. SENSORES

Uno de los más clásicos y simples dispositivos de seguridad en un aerogenerador es el sensor de vibraciones. Consiste simplemente en un bola que reposa sobre un anillo. La bola está conectada a un interruptor a través de una cadena. Si la turbina empieza a vibrar, la bola se caerá del anillo sobre el que reposa y desconectará la turbina.

Hay muchos otros sensores en la góndola, como termómetros electrónicos que controlan la temperatura del aceite en el multiplicador y la temperatura del generador.

4.31.2. PROTECCIÓN CONTRA EL EMBALAMIENTO

Es fundamental que un aerogenerador se pare automáticamente en caso de un mal funcionamiento de alguno de los componentes críticos. Por ejemplo, si hay un sobrecalentamiento del generador o se desconecta de la red eléctrica el freno de la rotación del rotor dejaría de funcionar y, en cuestión de segundos, el rotor empezaría a acelerarse rápidamente.

En un caso así es esencial disponer de un sistema de protección contra el embalamiento, como mecanismos de frenos independientes a prueba de fallos para detener la turbina.

4.31.2.1. SISTEMA DE FRENO AERODINÁMICO: FRENOS EN PUNTA DE ÁLABES

El sistema de frenado primario de la mayoría de aerogeneradores modernos es el sistema de frenado aerodinámico, que básicamente consiste en girar las palas del rotor unos 90 grados alrededor del eje longitudinal (en el caso de turbinas de regulación por cambio en el ángulo de paso o de turbinas de regulación activa por pérdida aerodinámica), o en girar 90 grados la punta de

los álabes del rotor (en el caso de turbinas de regulación por pérdida aerodinámica).

Estos sistemas suelen estar accionados mediante resortes con el fin de que, incluso en caso de fallo de suministro eléctrico, sigan funcionando, y son automáticamente activados si el sistema hidráulico de la turbina pierde presión. Una vez que la situación de peligro ha pasado el sistema hidráulico de la turbina suele devolver los álabes, o la punta de las palas, a su posición original.

La experiencia demuestra que los sistemas de freno aerodinámico son extremadamente seguros.

Frenarán la turbina en cuestión de un par de vueltas como mucho. Además, ofrecen una forma muy suave de frenar la turbina, sin ningún esfuerzo, desgaste o rotura importante en la torre ni en la maquinaria.

4.31.2.2. SISTEMA DE FRENO MECÁNICO

El freno mecánico es utilizado como sistema de apoyo del sistema de freno aerodinámico, como freno de estacionamiento, una vez que la turbina ha sido parada, en el caso de una turbina de regulación por pérdida aerodinámica.

Las turbinas de regulación por cambio del ángulo de paso no suelen necesitar activar el freno mecánico (excepto en trabajos de mantenimiento), dado que el rotor apenas si puede moverse cuando las palas del rotor están giradas 90 grados.

4.32. SISTEMAS AUXILIARES Y DE ALMACENAMIENTO

A continuación se clasificará los sistemas que generalmente se utilizan para almacenar energía y se explicará el funcionamiento y características de un motor Diesel como sistema auxiliar de la central eólica.

4.32.1. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

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

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

4.32.1.1. ALMACENAMIENTO POR ACUMULADORES ELÉCTRICOS

El almacenamiento por acumuladores eléctricos ha sido el más utilizado; pero, a pesar de los grandes progresos que se han hecho, no parece que esta solución sea interesante, salvo para pequeños usos domésticos.

Baterías:

En el campo de la baja potencia, los problemas del almacenamiento son diferentes, el costo es menos importante, y la versatilidad del sistema desempeña un papel fundamental para adaptarse a la multiplicidad de usos que se requieren en los sistemas eólicos autónomos.

El sistema más utilizado ha sido siempre el de baterías, que presentan buenas características para aplicaciones de baja potencia, con rendimientos del orden del 80%. Las baterías más baratas y más comúnmente empleadas son las de plomo-ácido que se utilizan habitualmente en la industria del automóvil. Estas baterías están formadas por un electrodo positivo de dióxido de plomo, y el negativo de plomo esponjoso, sumergidos ambos en un electrolito de ácido sulfúrico diluido. El inconveniente de estas baterías es que no soportan bien los continuos ciclos de carga-descarga completa.

Las baterías alcalinas a base de níquel-hierro o níquel cadmio tienen mejores características en lo que se refiere a los ciclos de carga, y por el, aunque son más caras, son más adecuadas para el almacenamiento de la energía de origen eólico. La vida de estas baterías es de 10 años soportando ciclos completos de carga-descarga, mientras que en las de plomo-ácido es de 5 a 6 años.

La batería de níquel-hierro tiene el electrodo negativo de hierro y el positivo de óxido de níquel, mientras que la de níquel-cadmio utiliza un electrodo negativo de cadmio. Ambos se sumergen en un electrolito de hidróxido potásico. Su tamaño es mayor que las de plomo-ácido, aunque su peso es menor.

Existen otros tipos de batería que están en desarrollo. En general, suelen tener mayores densidades de acumulación que las de plomo-ácido o las alcalinas, pero también sus precios son muy superiores.

Las baterías de plata-zinc tienen una densidad de almacenamiento de tres a seis veces las alcalinas, aunque su vida media es menor y su precio 10 veces superior a las de plomo-ácido. La batería de sodio-azufre tiene una densidad de acumulación de 10 veces las baterías convencionales, pero tiene el grave inconveniente de que trabaja a temperaturas de 500°C.

En un conjunto, aunque el campo de las baterías está en plena evolución, actualmente sólo las de plomo y las alcalinas están en disposición de ser utilizadas en sistemas eólicos autónomos de baja potencia.

TIPO	DENSIDAD DE ENERGÍA (W/Kg)	COSTO	VIDA MEDIA (CICLOS)
Plomo-ácido	30-35	Bajo	500-1500
Níquel-cadmio	24-42	Medio	1000-2000
Níquel-zinc	80	Medio	200
Plata-cadmio	75	Alto	600
Azufre-sodio	220-340	Bajo	*
Gas	400-1000	Alto	*

Parámetros característica de diferentes tipos de baterías

TABLA # 4.4.

4.32.1.1.1. PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

La utilización del hidrógeno como fluido energético ha centrado el interés del mundo ecologista, debido a que su combustión no produce CO₂. Es un hecho conocido que la combustión de los hidrocarburos y demás combustibles está incrementando el nivel de CO₂ en la atmósfera, lo que puede causar a largo plazo profundas alteraciones en el equilibrio térmico del planeta.

El hidrógeno se obtiene con facilidad por procedimientos electrolíticos sobre agua, o por

descomposición térmica a alta temperatura sobre agua, ácido clorhídrico, ácido yodhídrico o ciertos hidruros metálicos. Su almacenamiento se puede hacer en forma gaseosa o de hidruros, utilizándose después mediante quemadores o baterías de gas.

Las baterías de gas queman combustible gaseoso. Su funcionamiento electrodinámico permite alcanzar rendimientos de hasta 80%, sin las limitaciones que impone el ciclo de Carnot a las máquinas de combustión interna.

4.32.1.2. ALMACENAMIENTO ELECTROQUÍMICO

El almacenamiento electroquímico se trata, en particular, de la descomposición del agua en oxígeno-hidrógeno con almacenamiento bajo presión y recombinación en una pila de combustible. Esta es una solución interesante, pero cara, y deben realizarse progresos en el futuro. Se trata de un almacenamiento económico y muy compacto: 1 litro de agua representa alrededor de 4 kWh.

4.32.1.3. ALMACENAMIENTO MECÁNICO

El Almacenamiento mecánico puede ser: bajo forma cinética y bajo forma potencial.

4.32.1.3.1. BAJO FORMA CINÉTICA

Bajo forma cinética esencialmente por almacenamiento en un volante. Esta solución es interesante; pero en

general, no permite contar con grandes cantidades (volantes convencionales).

Influencia de la inercia:

Un rotor que tiene una inercia muy grande necesita 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 poca 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 esta rueda libre y almacena energía; sí, al contrario. El viento disminuye, el rotor ya no actúa como ventilador, y el volante gira 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.

4.32.1.3.2. BAJO FORMA POTENCIAL POR ACUMULADOR DE TIPO HIDRÁULICO O BAJO FORMA DE GAS COMPRIMIDO

La acumulación de grandes cantidades de agua es esencialmente interesante si este sistema está unido a instalaciones hidráulicas existentes.

4.32.1.4. ALMACENAMIENTO TÉRMICO

El almacenamiento térmico se puede producir a partir de un freno tipo Froude y almacenarlo para aplicaciones especiales.

Se puede prever que las soluciones del futuro están en la descomposición del agua, el almacenamiento cinético y la acumulación hidráulica. [21]

Puede eludirse el problema de almacenamiento trabajando con una red de máquinas eólicas no sometidas al mismo régimen o con otras fuentes de energía alternativa. Por otra parte, ciertos tipos de consumo pueden adaptarse sin inconvenientes a las irregularidades de la producción.

4.32.2. EL MOTOR DE ENCENDIDO POR COMPRESIÓN O DIESEL.

En los motores de encendido por compresión (EC), la combustión se realiza a presión constante. Los combustibles empleados son hidrocarburos líquidos, menos volátiles y con un peso específico superior, por lo cual se llaman combustibles pesados. El tipo más notable usado para los motores de los automóviles es el gasoil. La alimentación del combustible se efectúa exclusivamente por inyección.

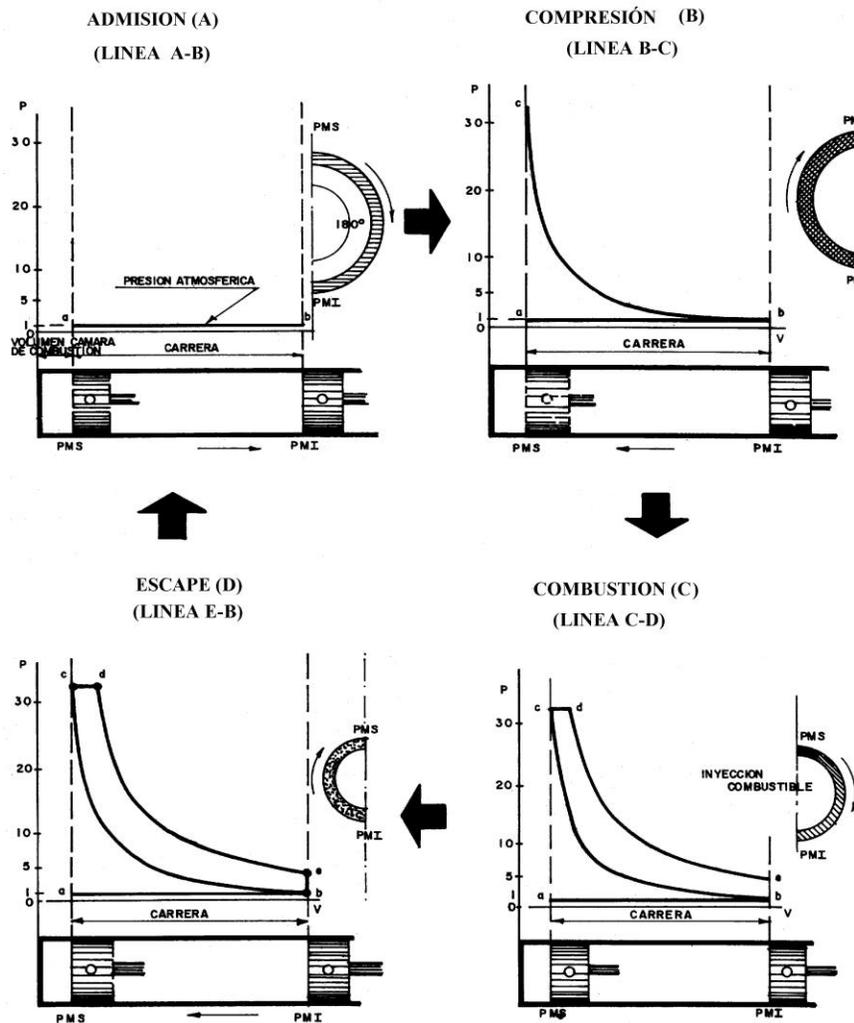
4.32.2.1. EL CICLO DEL MOTOR DIESEL

En el motor diesel de cuatro tiempos el ciclo se realiza de la siguiente manera:

1. **La aspiración:** La válvula de aspiración se abre completamente en el PMS (punto muerto superior), y el émbolo, mientras baja hasta el PMI, aspira aire a presión atmosférica. Cuando llega al PMI el cilindro está lleno de aire a la presión de una atmósfera y a la misma temperatura que existe en el exterior.
2. **Compresión:** en el PMI se cierra la válvula de admisión y al ascender el émbolo va comprimiendo el aire que hay en el interior del cilindro, hasta reducir su volumen como el de la cámara de compresión las representa la curva b-c (figura # 4.69). Es una adiabática, que quiere decir que durante este período no existe ni absorción ni desprendimiento de calorías.
3. **Combustión y expansión:** en el momento en que termina la compresión se inicia la introducción gradual del combustible. La atomización del combustible permite que se vaya quemando a medida que penetra en el seno del aire caliente de la cámara de compresión, cuya temperatura es superior a la de combustión del combustible.

La introducción del combustible está regulada de forma que dura desde el PMS hasta que el émbolo ha recorrido parte de su carrera descendiente. De esta forma no existe un aumento súbito de la presión, sino que la presión se mantiene constante en cierto espacio de la carrera de expansión. En el diagrama de la figura # 4.69, la combustión está representada por la línea a presión constante c-d. La presión de combustión (presión máxima) es la de final de

compresión. Esta combustión a presión constante es característica de los motores de inyección por aire. Terminada la inyección, es decir, finalizada la introducción de combustible, termina la combustión y en d se advierte cómo empieza a bajar la presión. Hasta la d se realiza a presión constante (mientras dura la combustión) y a partir de d es adiabática (curva d-e). En e es el PMI y se abre la válvula de escape.



Comparación entre los ciclos real y teórico de un motor diesel

FIGURA # 4.69.

4. **Escape:** abierta la válvula de escape, por la presión que conserva los gases que fluyen al exterior. Instantáneamente la presión se iguala a la atmosférica (figura # 4.69) líneas e-b. El émbolo sube hasta el PMS, expulsando los gases que quedan en el cilindro; la expulsión se realiza a la presión de una atmósfera, línea b, a. Así, pues, el escape se representa en el diagrama por las líneas e, b y b, a.

El rendimiento térmico ideal del ciclo Diesel teórico vale:

$$\eta_{\epsilon} = \frac{\text{calor suministrado} - \text{calor sustraído}}{\text{calor suministrado}} \quad \text{Ec. (4-29)}$$

Realizando las transformaciones correspondientes se tiene que la expresión del rendimiento térmico ideal del ciclo teórico Diesel:

$$\eta_{\epsilon} = 1 - \frac{1}{\rho^{k-1}} \left[\frac{\tau^k - 1}{k(\tau' - 1)} \right] \quad \text{Ec. (4-30)}$$

donde:

$$\rho = \frac{v_1}{v_2} \quad \text{y} \quad \tau' = \frac{v_3}{v_2} \quad \text{Ec. (4-31)}$$

donde:

ρ : Densidad de la mezcla.

K : Relación de calores específicos

v : Volúmenes específicos de la mezcla

Entre los ciclos real y teórico Diesel existen diferencias en la forma y en los valores de las presiones y temperaturas.

Otras difieren en parte y son originadas por la disociación y la pérdida por bombeo. Por último, una es peculiar del motor Diesel, a saber; la referente a la combustión, la cual no se verifica a presión constante en el caso del ciclo real.

4.32.2.2. RENDIMIENTOS

El rendimiento mecánico η_m es la relación entre el trabajo útil medido sobre el eje motor y el trabajo indicado. Tiene en cuenta el trabajo absorbido por los rozamientos de los órganos del manovelismo (pistón, aros, perno) y de los órganos auxiliares propios del motor, así como el trabajo absorbido por el bombeo (aspiración y escape). Entendemos por órganos auxiliares: el accionamiento de la distribución, la bomba de aceite para lubricación, la de agua para refrigeración, la de aire para barrido, etc. El rendimiento mecánico empeora no sólo al aumentar la velocidad media del pistón y, caso de ser ésta igual, cuando disminuye la carga, sino, además, al menguar la cilindrada unitaria de cada cilindro. El rendimiento mecánico está normalmente comprendido entre 0,80 y 0,90; como es natural, los valores más bajos se refieren a los motores veloces y de pequeña cilindrada.

El rendimiento total de un motor es la relación entre el trabajo útil en el eje motor y el equivalente a la

energía calorífica de combustible consumido; por tanto, es igual al producto del rendimiento termodinámico por el mecánico:

$$\eta_i = \eta_t \eta_m \quad \text{Ec. (4-32)}$$

donde:

η_i : Rendimiento total

η_t : Rendimiento termodinámico

η_m : Rendimiento mecánico

Se sabe que la potencia de un caballo de vapor (CV) es igual a 75 kpm/seg; luego, el caballo vapor-hora (CVh) equivale a 75 kpm/seg x 3600 seg = 270000 kpm. El trabajo equivalente al consumo de combustible por CVh es dado en kpm por:

$$C_s \frac{H_i}{1000} 427 \quad \text{Ec. (4-33)}$$

donde:

C_s : Consumo específico de combustible del motor (g/CVh)

H_i : Poder calorífico inferior del combustible (Ca/Kg)

y el rendimiento total resulta:

$$\eta = \frac{270.000 \times 1.000}{C_s H_i 427} = \frac{632.000}{C_s H_i} \quad \text{Ec. (4-34)}$$

4.32.2.3. EL CONSUMO ESPECÍFICO DE LOS MOTORES DE ENCENDIDO POR COMPRESIÓN

Los motores Diesel tienen consumos específicos más bajos que los motores de ciclo Otto sobre toda la gama de revoluciones y de cargas. En la práctica la relación de compresión del ciclo Diesel es por lo menos doble que la del ciclo Otto, el rendimiento es superior y, por tanto, el consumo resulta inferior.

Además, el sistema de alimentación por inyección permite una dosificación más precisa para cada cilindro al variar el régimen y, al no existir estrangulamiento del aire, las pérdidas por bombeo en los regímenes altos son inferiores a las de los motores de carburación.

Para obtener el máximo valor de la p.m.e. (potencia media efectiva) en correspondencia con un régimen cualquiera, se debe introducir en el cilindro la máxima cantidad de combustible compatible con una combustión suficientemente regular, es decir, con humo aceptable y con una temperatura no excesiva en los gases de escape.

En estas condiciones, como no varía el llenado del cilindro, ya que se opera siempre al mismo régimen, el exceso de aire no es suficiente para permitir quemar completamente todo el combustible introducido. El consumo específico correspondiente a la p.m.e. de plena carga resulta, por tanto, influido negativamente por la combustión incompleta del combustible introducido. Al disminuir la carga, el consumo específico, que también es influido por las pérdidas mecánicas (proporcionalmente más grandes), tiende a mejorar, puesto que mejora la

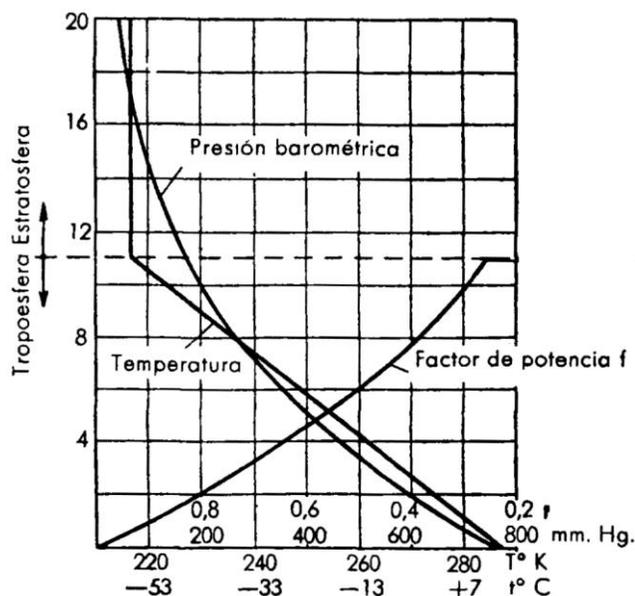
combustión como consecuencia del aumento en el exceso de aire respecto al combustible introducido. Al pasar la p.m.e. del valor máximo a los $3/4$ aproximadamente, el consumo específico se reduce de manera sensible hasta alcanzar el valor mínimo; si todavía disminuye la p.m.e., el aumento de exceso de aire no tiene prácticamente mayor efecto, mientras que aumenta de manera notable la importancia de las pérdidas mecánicas; de este modo, el consumo específico se eleva nuevamente manteniéndose, sin embargo, inferior al correspondiente a un motor de carburación.

Para cada motor, una vez fijado el valor de la fumosidad admisible, se determina la introducción máxima de combustible y la correspondiente p.m.e. para aquel particular valor de la fumosidad.

4.32.2.4. RELACIÓN ENTRE LA POTENCIA Y LAS CONDICIONES ATMOSFÉRICAS

Algunos factores que dependen de la cota de funcionamiento y de las condiciones atmosféricas, a saber: la presión, la temperatura y el grado de humedad del aire atmosférico, influyen notablemente sobre el trabajo del motor.

Se ha confirmado que la potencia es directamente proporcional a la presión barométrica e inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la temperatura absoluta.



Influencia de la cota sobre el factor de potencia

FIGURA # 4.70.

Al objeto de hacer comparables los datos de potencia obtenidos con motores en pruebas de diversas condiciones de temperatura y presión ambiente, se ha establecido referirlos a un aire tipo, esto es, a la presión de 760 mm de Hg y 15°C de temperatura. La fórmula adoptada es la siguiente:

$$N_o = N \frac{P_o}{P_{atm}} \sqrt{\frac{T_{amb}}{T_o}} \quad \text{Ec. (4-35)}$$

donde:

No: potencia en CV reducida al aire tipo;

N: potencia en CV obtenida al freno;

Patm: presión atmosférica ambiente en kg/cm²;

Po: presión normal de 760 mm en kg/cm²;

T: temperatura absoluta ambiente en °K

T₀: temperatura absoluta normal = (273 + 15)° K.

$$\frac{P_0}{P_{atm}} \sqrt{\frac{T_{amb}}{T_0}} \quad \text{Ec. (4-36)}$$

La Ec.(4-36) se llama factor de corrección o de potencia. Por lo que respecta a la humedad, la corrección puede efectuarse restando a la presión atmosférica la presión de vapor de agua verificada y usando el valor que resulta en lugar del valor p, en la fórmula de la corrección. La figura 96 muestra la marcha de la presión, de la temperatura y del factor de corrección al variar la cota.

COTA m	TEMPERATURA °C	PRESIONES		PESO ESPECIFICO kg/m ³
		mm Hg	Bar	
0	15	760	1	1,225
200	13,7	742	0,976	1,202
400	12,4	725	0,955	1,179
600	11,11	707	0,930	1,156
800	9,8	690	0,909	1,134
1000	8,5	674	0,887	1,112

Temperatura, presión y peso específico del aire al variar la cota

TABLA # 4.5.

4.32.2.5. NÚMERO DE REVOLUCIONES

Entre los valores que sirven para definir un motor, el número de revoluciones representa un índice del mayor o menor aprovechamiento de la cilindrada. Por ello se adoptan elevados números de revoluciones (compatibles con los límites de velocidad media del pistón y de regularidad en el funcionamiento de las válvulas) cuando se desea obtener altos valores de la relación

potencia/peso, o grandes potencias con pequeñas dimensiones.

A menudo, el número de revoluciones es consecuencia del trabajo a que se destina el motor. Si no se quiere hacer uso de reductores o bien emplear unos que sean poco voluminosos, el motor debe tener una limitada velocidad de rotación. El funcionamiento en un amplio campo de velocidad de rotación es una característica de los motores para instalaciones fijas.

El motor debe funcionar a un número de revoluciones tanto más bajo cuanto más grande sea su cilindrada unitaria, cuanto mayor deba ser su grado de seguridad y de duración y cuanto más silencioso resulte su funcionamiento.

4.32.2.6. ESTABILIDAD DE FUNCIONAMIENTO DEL MOTOR

Considerando que la potencia disponible en el eje del cigüeñal es absorbida por un par resistente constante. Si, por cualquier razón, el par resistente M_r , disminuye tomando el valor M_r' queda, de improviso, disponible en el eje un par $M_d = M_r - M_r'$; y como el sistema debe estar siempre en equilibrio, este par comunica una aceleración al conjunto motor-máquina, venciendo la inercia. A medida que el eje se acelera, el sistema se aproxima a un nuevo régimen definido, el cual será alcanzado cuando el producto del nuevo par resistente por la nueva velocidad de régimen iguale la nueva potencia del motor; se dice nueva potencia porque, no habiendo variado la regulación de alimentación del motor, la potencia habrá alcanzado

otro valor a consecuencia de la variación del número de revoluciones, según la forma de la curva característica correspondiente a ese grado de regulación.

No siempre puede alcanzarse el nuevo régimen de equilibrio: ello depende de la forma de la curva característica. En efecto, en el caso en que la curva tenga valores crecientes o constantes, al crecer el número de revoluciones se tiene que para un aumento de velocidad causado por una disminución del par resistente, no puede corresponder una nueva condición de equilibrio, porque con el incremento de la velocidad, aumenta o, por lo menos, no disminuye el momento equilibrante, y el número de revoluciones tiende siempre a crecer. El fenómeno es análogo cuando el par resistente aumenta y la velocidad de rotación disminuye. En estas condiciones se dice que el funcionamiento del motor es inestable.

Si, por el contrario, el par motor disminuye al aumentar el número de revoluciones, se crea necesariamente una nueva condición de equilibrio. En estas condiciones, el funcionamiento es estable y se dice que el motor es elástico.

Concluyendo: un motor es estable y, por tanto, autorregulable, cuando la curva de su par motor decrece al aumentar el número de revoluciones.

4.32.2.7. MOTORES PARA INSTALACIONES FIJAS

Hay que distinguir entre ellos, motores para servicio intermitente y motores para servicio continuo. Estos últimos funcionan en general a régimen constante y

se requiere de los mismos la máxima economía de funcionamiento (deben por tanto, presentar consumos y mínima necesidad en el mantenimiento), así como notables dotes de duración, robustez, simplicidad y facilidad en el manejo. Es importante tener en estos motores un buen sistema de regulación que permita mantener constante el número de revoluciones a pesar de grandes variaciones en la carga.

Los motores alternativos para instalaciones fijas son en su mayoría de encendido por compresión. Los motores de encendido por chispa se usan por lo general sólo en los pequeños grupos transportables para los cuales los factores peso y volumen son muy importantes (sin embargo, últimamente también para algunos grupos de pequeña potencia se han adoptado con éxito los motores Diesel rápidos).

4.32.2.8. EQUIPOS ASOCIADOS A UNA PLANTA DIESEL

Dentro de los equipos asociados a una planta diesel se encuentran el transformador, el seccionador, los equipos de protección y los sensores.

1. **Transformador:** es un aparato estático que permite cambiar el nivel de voltaje o corriente de que se dispone a otro deseado. El transformador puede ser monofásico o trifásico, de tensión o de corriente.
2. **Seccionador:** es un equipo de maniobra diseñado para abrir o cerrar un circuito eléctrico en condiciones energizadas o no, sin circulación de corriente de carga o cortocircuito.

3. **Equipos de protección:** son elementos asociados que permite un mecanismo de alarmas, disparo o señalización, proteger los equipos y sistemas de planta.
4. **Sensores:** son instrumentos que sirven para medir parámetros operacionales de los equipos y sistemas de planta.

4.32.2.9. EQUIPOS, SISTEMAS Y COMPONENTES DE LA PLANTA DIESEL

Dentro de los sistemas de la planta diesel se encuentra el de arranque, lubricación, enfriamiento, aire, combustible, encendido, control de velocidad, entre otros. El generador con sus protecciones, el regulador de voltaje, el transformador, rectificador, y otros forman parte de los componentes de la planta diesel.

1. Sistema de arranque del motor diesel

Es el conjunto de elementos que producen un impulso de movimiento para vencer la inercia del motor. Generalmente se utilizan dos tipos de arranque: el eléctrico y el neumático.

2. Sistema de lubricación

Es aquél que permite proveer el aceite necesario para la lubricación de las partes y piezas metálicas que están en contacto y en movimiento, a fin de garantizar el adecuado funcionamiento del motor y evitar daños en las mismas.

La importancia que tiene este sistema es que reduce la fricción entre superficies en contacto y de apoyo, actúa como refrigerante de partes fijas y móviles, ayuda al sellado de los anillos en los pistones y paredes de los cilindros, actúa como detergente, ya que recoge partículas de carbón e impurezas, para luego pasarlos por los filtros.

3. Sistema de enfriamiento

Es aquél que provee y mantiene el flujo de agua a través del motor para refrigerar y está constituido por un circuito cerrado de agua cuya función es absorber el calor de las partes del motor.

Los sistemas de refrigeración varían de acuerdo a las normas del fabricante, condiciones del equipo, ambiente físico donde se va a utilizar, régimen de operación. Existen dos tipos: refrigeración directa o por aire y refrigeración indirecta o por agua.

Específicamente este sistema permite mantener las partes y piezas principales del motor a temperatura adecuada para su óptimo funcionamiento y evita que el aceite lubricante alcance temperaturas extremas.

4. Sistema de aire para la combustión

Es aquél que permite proveer la cantidad de aire necesario para quemar el combustible del motor.

La admisión del aire al motor se realiza de dos formas:

- **De aspiración natural:** se realiza mediante lumbreras o válvulas que aspiran el aire.
- **De aspiración sobrealimentada:** se realiza disponiendo de un turbocargador el cual es un compresor accionado

por una turbina, que aprovecha los gases de escape del motor.

5. Sistema de combustible

Es aquél que se encarga de suministrar el combustible al motor, en forma dosificada y a una presión adecuada.

6. Sistema de encendido

Es el proceso que se realiza al momento de entrar en contacto el combustible pulverizado, con el aire comprimido dentro de la cámara de combustión.

Los procesos para producir el encendido son:

- **Inyección:** es la pulverización del combustible para lograr lo que éste quemará totalmente y así obtener un alto rendimiento del motor.
- **Combustión:** es el fenómeno que ocurre al producir la explosión del combustible en el interior del cilindro, o sea es el encendido de la mezcla de aire y combustible. La combustión se produce cuando se inicia el tercer ciclo del motor llamado también de expansión. Esta combustión puede alterar su proceso debido a otros agentes que entorpecen su desarrollo.

Los factores que determinan la combustión son: la temperatura, presión de la mezcla, grado de turbulencia, forma de la cámara y poder calorífico del combustible.

7. Sistema de control de velocidad

Es aquél que controla la velocidad del motor diesel a través del regulador de velocidad, el cual actúa sobre el sistema de combustible.

Entre sus componentes se puede encontrar: Regulador de velocidad o gobernador, el cual puede ser centrífugo o

neumático, la varilla de control de la bomba de inyección, y otros.

Cuando la frecuencia o las revoluciones por minuto (r.p.m.) de un motor son mantenidas constantes, la potencia del mismo depende exclusivamente de la variación del combustible.

8. Sistema de protección

Es el conjunto de elementos asociados que permiten detectar cualquier anomalía que hace peligrar el motor y el sistema de generación asociado al mismo.

La detección se realiza mediante un mecanismo de alarma, disparo y señalización diseñado acorde con las especificaciones técnicas del motor.

9. El generador

Es una máquina rotativa que convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

Al llegar la máquina motriz a su velocidad de régimen, se debe aplicar tensión de excitación a las bobinas de excitación del inducido, iniciándose en ese momento el proceso de generación.

10. Protecciones del generador

Entre las protecciones más comunes utilizadas en las plantas Diesel se encuentra:

- a. Relé de potencia inversa: actúa cuando la máquina trata de tomar potencia del sistema, evitando que la misma se motorice.
- b. Relé de sobre corriente: actúa cuando los niveles de corriente de la carga conectada están por encima de los valores establecidos evitando así, calentamiento y por ende, pérdida de aislamiento.

- c. Relé de pérdida de excitación: actúa cuando hay pérdidas de excitación en el generador, sacando de inmediato la unidad de servicio.
- d. Relé diferencial: actúa cuando se produce un desequilibrio en las fases del generador, evitando sobrecargas en las mismas.
- e. Relé de sobre voltaje: actúa cuando los niveles de voltaje de la carga conectada están fuera de los valores establecidos.

11. La regulación de voltaje

Es la acción de mantener el valor del voltaje establecido por el alternador dentro de los rangos de operación de las máquinas, bien sea 13800 V, 2400 V, 440 V.

Esta acción se realiza a través de un equipo denominado Regulador de Voltaje, conectado al generador y el cual puede ser de tipo manual o automático.

La regulación de voltaje permite:

- a. Preservar la vida útil del generador y prestar un mejor servicio al usuario.
- b. Mantener los niveles de tensión dentro de los parámetros de operación establecidos para evitar la sobreexcitación o la sub-excitación de la máquina. La sobreexcitación trae como consecuencia aumento de la temperatura en los polos del excitador, con el consiguiente deterioro del aislamiento. La sub-excitación ocasiona pérdida en el voltaje de régimen entregándose una potencia reactiva de baja calidad.

12. Sistema de potencia

Es el enlace que existe entre los elementos y equipos del sistema a fin de producir, transmitir y distribuir la energía eléctrica.

Los componentes que integran el sistema son:

- a. **Generador:** máquina que transforma la energía mecánica en energía eléctrica.
- b. **Interruptor:** es el equipo encargado de conectar y desconectar el generador a la barra de generación, actuando como sincronizador, en caso de tener otros generadores conectados a la barra. Sus componentes son: Bushing, cámara de extinciones de arco, contactos principales, contactos auxiliares, bobina de apertura, bobina de cierre, resortes.
- c. **Cable de potencia:** son los conductores encargados de enlazar el generador con el interruptor de potencia, transformador de potencia, barras u otro elemento del sistema, con el fin de transmitir la energía eléctrica desde el generador hasta el centro de carga.
- d. **Barra de generación:** son aquellas a las cuales llega la energía producida por el generador. Estas barras son de aluminio ardival y en algunos casos de cobre. La capacidad de corriente de las barras, de pende de la capacidad de generación de las unidades que alimentan estas barras.
- e. **Transformador de potencia:** es el equipo encargado de elevar o reducir el voltaje suministrado por el generador. Los componentes son núcleo, arrollados (primario y secundario), tanque principal de aceite

(sistema enfriamiento), Sistema de regulación, conexiones externas. Los accesorios son: indicadores de niveles y de temperatura, válvulas de llenado y drenaje.

- f. **Transformador de medición y protección:** es el equipo que se encarga de reducir a valores normalizados y no peligrosos, las tensiones y corrientes de una red eléctrica, con el objeto de alimentar instrumentos de medición, protección y otros aparatos similares. Existen dos tipos: Transformador de Corriente y Transformador de Potencial.
- g. **Seccionador:** es un equipo de maniobra diseñado sólo para abrir o cerrar un circuito eléctrico en condiciones energizadas o no, pero sin circulación de corriente. Según las condiciones de operación puede ser: de línea, el cual se usa para unir o aislar una línea de distribución con el generador o la barra, barra, que se usa para conectar o desconectar las barras a los generadores o líneas de transmisión o distribución, puesta a tierra, es aquél que se utiliza para enterrar líneas de transmisión, rompe-arco.
- h. **Fusible:** Este permite proteger los componentes de un circuito contra sobrecargas de corriente producidas por un corto circuito.
- i. **Pararrayo:** Es el elemento que protege a las líneas de transmisión, distribución y equipos eléctricos de las descargas atmosféricas y sobretensiones.

- j. **Aterramiento:** Es el sistema diseñado para garantizar las máximas condiciones de seguridad del personal de la Planta y de los equipos instalados en la misma.
- k. **Barras de distribución:** Son aquéllas a las cuales se conectan los diferentes circuitos que transportan o distribuyen a los centros de consumo la energía eléctrica. Cuando se genera y distribuye al mínimo nivel de voltaje, estas barras son las mismas de generación.

En las Plantas Diesel, la distribución de energía se realiza a 2.400 V. y 13.800 V.

Existen dos (2) tipos de Barra de Distribución:

- **Barra Simple:** formada por una Barra trifásica.
 - **Barra Doble:** formada por dos (2) Barras, una principal y otra de transferencia y la cual garantiza mayor confiabilidad en la distribución de la energía.
- l. **El Tablero:** Es una estructura constituida por láminas metálicas en la cual se disponen equipos de baja tensión para el control, la medición y protección de la Unidad Diesel. Dependiendo del tipo de Unidad instalada en la Planta existen:
- Tableros centralizados
 - Tableros individuales para cada unidad
- m. **Instrumentación:** Es el conjunto de instrumentos de medición que indican los valores de los parámetros que se desean medir.
- Estos instrumentos se dividen en:
- **Indicadores:** Su función es "indicar" en cualquier momento el valor medido. Estos son: voltímetro AC,

amperímetro AC, vatímetro, termómetro, frecuencímetro, tacómetro, sincronoscopio, kilovoltímetro AC, kiloamperímetro AC.

- **Registradores:** Su función es "registrar" sucesivamente el valor del parámetro que se esté midiendo. Estos son: Voltímetro, frecuencímetro, vatímetro, contador de energía, varímetro y contador de combustible

En la base del motor y en otros sitios de la Unidad Generadora, se ubican instrumentos que permiten regular y controlar la presión, temperatura y niveles, los cuales son: switch de presión, switch de temperatura y flotador.

n. **Servicios auxiliares.**

Es el conjunto de equipos y componentes que permiten suministrar la energía requerida para el control, mando señalización, protección y medición de los equipos de potencia, tanto en condiciones normales como de emergencia.

Los componentes de corriente alterna son: Transformador de servicios auxiliares, tablero, motor AC y el circuito de corriente alterna.

Los de corriente continua son: Rectificador, baterías, motor DC y el circuito de corriente continua.

También se encuentran los sistemas de aire comprimido y el de iluminación.

o. **Transformador de servicios auxiliares**

Este es el equipo que suministra los niveles de voltaje y corriente requeridos por los servicios auxiliares de la Planta.

Su capacidad depende de las necesidades de la Planta, pudiendo tener valores de 25 KVA, 75 KVA y 100 KVA.

Los niveles de VOLTAJE del transformador pueden ser:

- VOLTAJE Primario: 480 V, 2.400 V, 13.800 V
- VOLTAJE Secundario: 440 V, 240 V, 120 V

p. Motor de corriente alterna

Es un dispositivo o aparato que transforma energía eléctrica en energía mecánica.

Los motores se clasifican de acuerdo con la Potencia que producen, de lo cual se deduce que en los motores su potencia se expresa en caballos de fuerza (HP), 1 HP es igual a 746 vatios.

La alimentación de los motores eléctricos puede ser de: 440 V, 220 V y 120 V AC.

q. Circuito de corriente alterna

Es el conjunto integrado por contactores, breakers, fusibles, pulsadores que permite el funcionamiento adecuado de los siguientes equipos: Motor, el rectificador, relé de protección, dispositivo de control, el sistema de iluminación y tomacorriente.

Los circuitos de corriente alterna están ubicados en los tableros de distribución de energía, los cuales son alimentador por los niveles de voltajes secundarios del Transformador de Servicios Auxiliares.

r. Rectificador

Es el equipo que permite rectificar la corriente alterna en corriente continua y es alimentado según el diseño por niveles de voltaje de 440 V, 220 V y 120.

El voltaje continuo suministrado por el rectificador, es utilizado para mantener los niveles de carga de las

baterías en condiciones ideales y en algunos casos, alimentar los tableros de distribución de los circuitos de corriente continua.

s. **Batería**

Es la fuente de acumulación de energía eléctrica, que tiene por función suministrar los niveles de voltaje y corriente a los diferentes circuitos de corriente continua.

t. **Circuito de corriente continua**

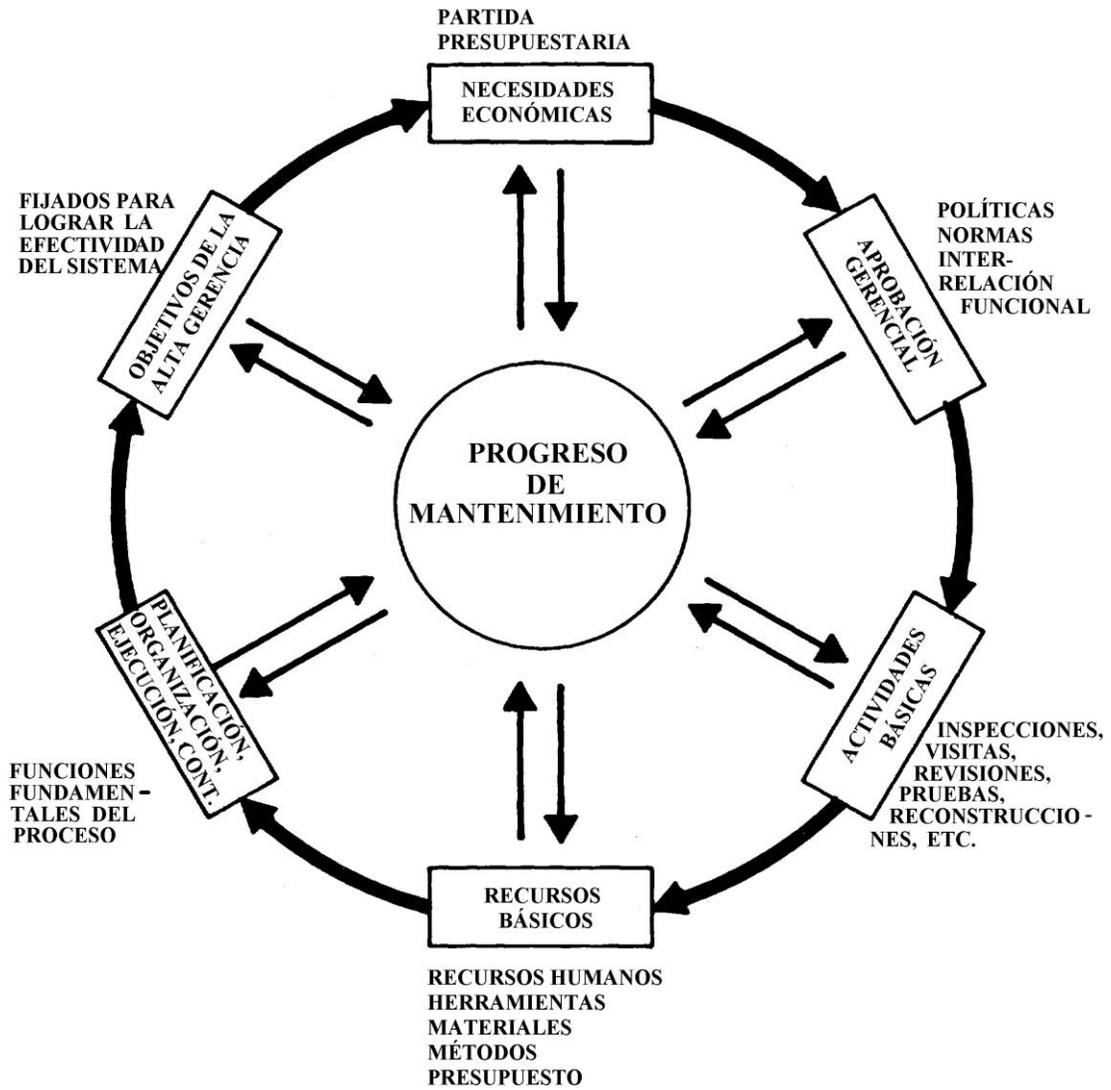
Al igual que el circuito de corriente alterna, está integrado por Breakers, Contactores, fusibles, pulsadores que permiten el adecuado funcionamiento de los motores, indicadores, el relé de protecciones, las señalizaciones, la iluminación y las bombas.

Los niveles del voltaje dependen del diseño de los equipos siendo los más utilizados los de 24, 48, 125 VDC.

4.32.2.10. MANTENIMIENTO DE LAS PLANTAS DIESEL

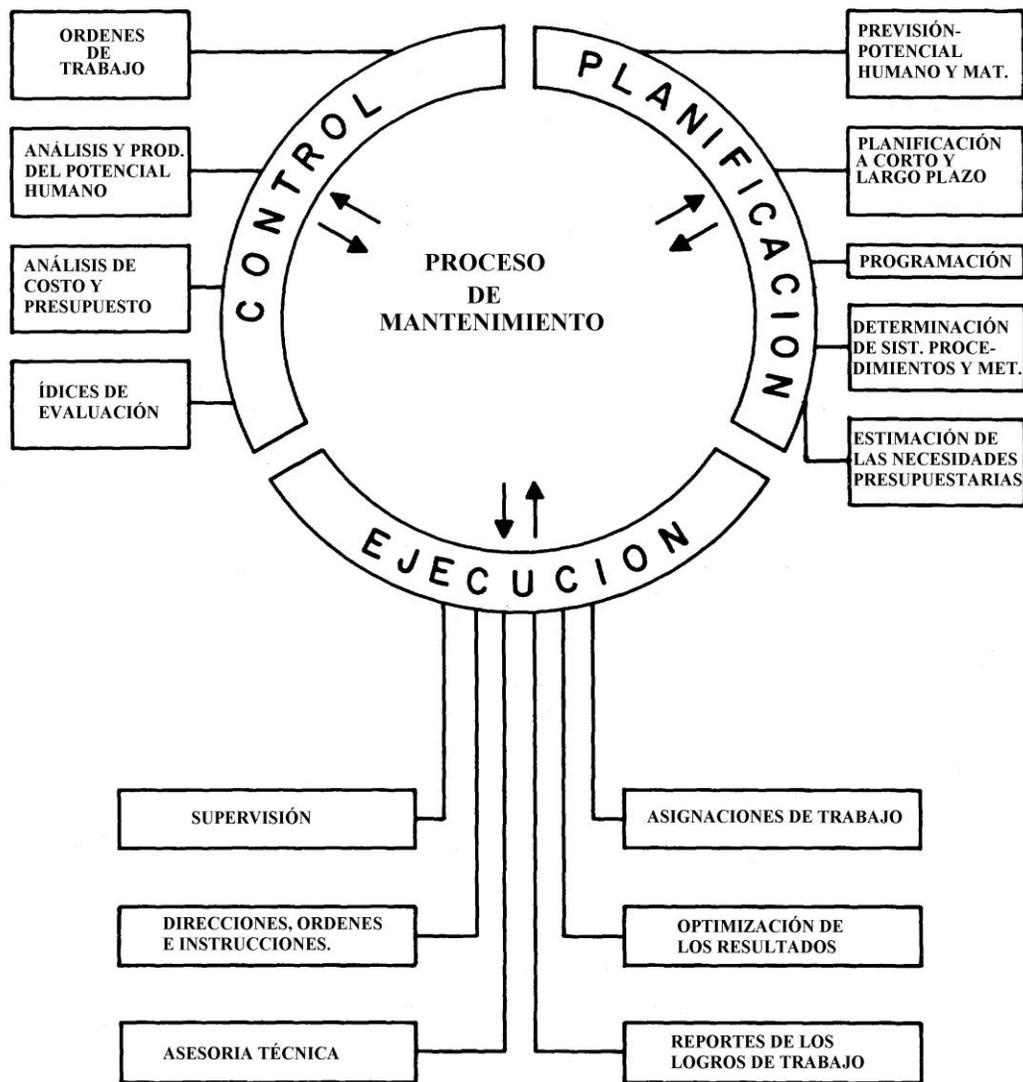
Como esquema del proceso de mantenimiento aplicado en CADAFE, se tiene la figura #4.71.

Para llevar a cabo el proceso de mantenimiento se requiere del sistema de mantenimiento, el cual permite la planificación, ejecución y control de los recursos y actividades necesarias para realizar el proceso a un costo controlado y óptimo. (figura #4.72.)



Proceso de mantenimiento

FIGURA # 4.71.



Sistema de mantenimiento

FIGURA # 4.72.

4.32.2.10.1. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

Este es una secuencia lógica de acciones a realizar, las cuales deben cumplirse en su totalidad, a fin de

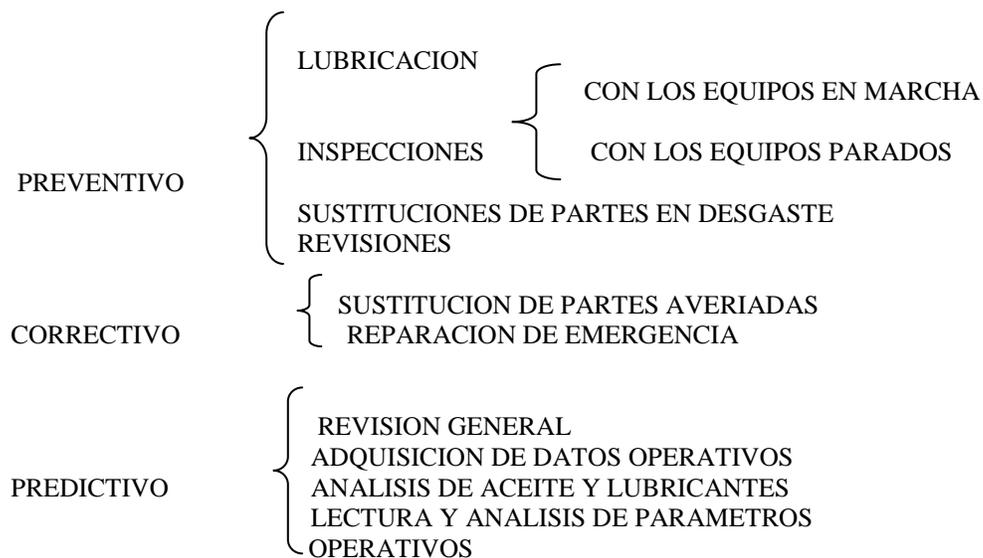
garantizar las condiciones especificadas de mantenimiento.

Los tipos de mantenimiento en CADAFE son: preventivo, correctivo y predictivo.

El mantenimiento predictivo permite:

1. Realizar mantenimiento sólo cuando es necesario.
2. Intervenir antes que ocurra la falla o avería.
3. Reducir al mínimo el número de fallas.
4. Reducir los costos de mantenimiento.
5. Reducir los costos debidos a pérdidas de producción, optimizando la productividad.

4.32.2.11. TIPOS DE MANTENIMIENTO EN CADAFE :



De los objetivos y funciones del mantenimiento se concluye que su aplicación sistemática constituye un medio importante para el aprovechamiento y funcionamiento óptimo de los equipos, instalaciones y medios de trabajo,

para preservar los mismos y para garantizar la seguridad de todo el personal.

Por lo tanto, el mantenimiento asegura la disponibilidad de las máquinas, de los equipos y de los servicios generales, necesarios para la producción de la energía eléctrica al menor costo y al máximo rendimiento cualitativo y cuantitativo de las instalaciones.

En conclusión, el mantenimiento permite:

1. Reducir los costos
2. Reducir los inventarios
3. Incrementar la calidad del trabajo
4. Incrementar el rendimiento de las instalaciones
5. Incrementar la productividad
6. Incrementar la calidad del servicio eléctrico

4.32.2.12. FUNCIONES BASICAS DEL MANTENIMIENTO DE PLANTAS DIESEL

El cumplimiento de los objetivos del mantenimiento general de la Planta Diesel, se logra a través de la realización de un conjunto de funciones específicas.

El éxito de estas funciones depende fundamentalmente de dos acciones previas:

En primer lugar es necesario establecer clara y detalladamente las tareas y responsabilidades asignadas a cada uno de los trabajadores de la Planta y en particular, al personal de mantenimiento.

Y en segundo lugar, se debe dar a conocer específicamente las características del trabajo de mantenimiento a realizar.

A continuación se presentan varias de las funciones básicas que debe realizar el personal de la Planta, para lograr con éxito los objetivos del mantenimiento general de la misma:

1. Establecer y desarrollar de acuerdo a las necesidades de la Planta, la planificación y programación de los trabajos de mantenimiento.
2. Seleccionar y adiestrar al personal para asumir las tareas y responsabilidades del mantenimiento de la Planta, así como sobre el cumplimiento de las normas y medidas de Seguridad Industrial, alertándolos sobre los riesgos y peligros propios de las tareas que realizan.
3. Verificar y controlar la existencia de máquinas, herramientas y equipos necesarios para realizar las actividades de mantenimiento, garantizando la calidad y cantidad de los mismos, de acuerdo a las necesidades de la Planta.
4. Organizar y supervisar el almacén de los repuestos, materiales y lubricantes, estableciendo y controlando los niveles óptimos de existencia.
5. Preparar y revisar las listas de repuestos, materiales y lubricantes necesarios para los equipos e instalaciones de la Planta.
6. Establecer los arreglos, acuerdos y comunicaciones necesarios para retirar de la Producción los equipos e instalaciones que así lo justifiquen, de acuerdo al mantenimiento programado para ellos.

7. Reubicar, instalar y desmontar equipos e instalaciones, de acuerdo a las necesidades y requisitos de la Planta.
8. Conservar, reparar y reacondicionar los equipos de la Planta, mobiliario y las instalaciones tales como edificios y terrenos, manteniéndolos en condiciones eficientes de operación y uso.
9. Mantener y disponer los dispositivos de seguridad en condiciones óptimas de funcionamiento.
10. Establecer y mantener los servicios de limpieza, orden y arreglo en los edificios y terrenos de la Planta.
11. Recoger, separar, ordenar y disponer los desperdicios de lubricantes, virutas de metal y material recuperable.
12. Sugerir y promover nuevos y mejores procedimientos y normas de mantenimiento.

En una revisión anual se debe: Revisar los interruptores principales, limpiar los contactos auxiliares, reemplazar los dañados.

Calibrar los instrumentos de protección de los tableros. Coordinar con la División de Mediciones y Protecciones. Limpiar los compartimentos de control de cada unidad, relays, alarmas, etc.

Revisar equipos de subestación (División de Transmisión) e inspeccionar regulador de voltaje.

CAPÍTULO 5

MÉTODOS PROPUESTOS PARA LA CAPTACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA Y ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

5.1. GENERALIDADES

En el presente capítulo se exponen los métodos propuestos para la captación de energía eólica, la cual, se puede realizar por captación directa e indirecta dependiendo de si la energía se extrae por medios de superficies directamente en contacto con el viento o si interviene un elemento intermedio para la captación desarrollando la clasificación de ambos casos.

Así mismo, se estudiarán los aspectos medioambientales del empleo de este tipo de centrales,

considerando las posibles alteraciones del medio físico como los impactos sobre las aves, impacto visual, impacto del ruido e impacto por erosión, además de las alteraciones del medio socioeconómico y otras.

5.2. MÉTODOS PROPUESTOS PARA LA CAPTACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA

La captación de energía eólica cinética de aire, puede realizarse de dos maneras: por captación directa o indirecta.

5.2.1. 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 llamado máquina de viento o aerogenerador y es el responsable por la transformación de la energía cinética del aire en energía mecánica, clasificándose en aerogeneradores de eje vertical y de eje horizontal.

5.2.1.1. AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL

Las máquinas de eje vertical se caracterizan por el hecho que la velocidad de desplazamiento del extremo del álabe V_t es menor que la velocidad del viento V (esto no es válido para la máquina Darrieus y para algunos Savonius).

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

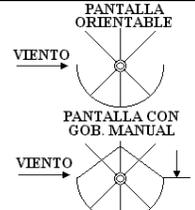
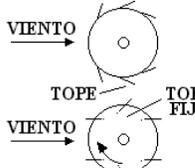
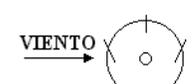
El eje de la zona motriz es normal a la dirección del viento y solamente una parte del conjunto de álabes motriz; la otra parte debe estar provista de un dispositivo que anule o disminuya el efecto del viento. Por lo tanto es este dispositivo protector lo que diferencia a los sistemas, siendo estos de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

5.2.1.1.1. 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 sustraídas a la acción de él, se pueden considerar tres modelos.

1. 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 viento sobre los álabes que se mueven a contracorriente.
2. 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.

3. 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.

TIPO DE MÁQUINA		Vt/V	NECESIDAD DE ORIENTACIÓN	CALIDAD E INTERÉS	
MÁQUINAS DE ARRASTRE SIMPLE	Máquina de pantalla		0.2 a 0.6	Si	Simple
	Máquina con álabes batientes		0.2 a 0.6	No	Muy poco fiable ruido
	Máquina con variac. cíclica de orientación de los álabes		0.2 a 0.6	Si	Mecanismo complicado

Máquinas de arrastre simple

TABLA # 5.1.

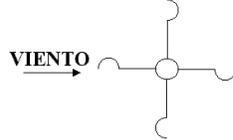
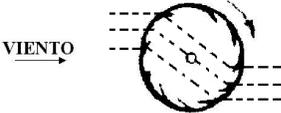
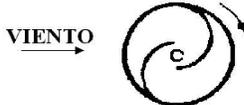
5.2.1.1.2. MÁQUINAS DE ARRASTRE DIFERENCIAL

En las máquinas de arrastre diferencia, los álabes son de geometría tal que su forma de resistencia es más débil contra el viento que en su sentido. Existen tres modelos básicos de este tipo de máquinas: molinete, máquinas de flujo transversal y rotor Savonius.

1. Molinete: este dispositivo de medición de viento, aprovecha la diferencia de resistencia de forma que

existe entre las dos caras de una semiesfera hueca (anemómetro de copelas o cazoletas).

2. Máquinas de flujo transversal: éstas constituyen ya una transición entre las máquinas con álabes que se desplazan según la dirección del viento y las Savonius. 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, presentado un esquema análogo a ciertas turbinas hidráulicas.
3. 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.

TIPO DE MÁQUINA		Vt/V	NECESIDAD DE ORIENTACIÓN	CALIDAD E INTERÉS	
MÁQUINA DE ARRASTRE DIFERENCIAL	Molinete		0.3 a 0.6	No	Simple
	Máquina a flujo transversal		0.2 a 0.4	No	Simple
	Rotor Savonius		0.5 a 1.5	No	Simple

Máquinas de arrastre diferencial

TABLA # 5.2.

Se puede decir que las máquinas tipo molinete son movidas por la presión del viento; sin embargo, debe notarse que eso es válido sólo parcialmente para el rotor de Savonius y las máquinas de flujo transversal. Por lo tanto, para obtener una gran potencia, se requiere una sección de toma muy importante. En la tabla #5.2 se indican las necesidades de orientar y la calidad e interés de las máquinas de arrastre diferencial según el tipo de máquina.

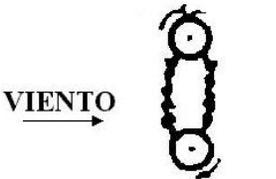
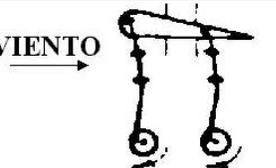
5.2.1.2. AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL

Sus álabes motrices se desplazan perpendicularmente a la dirección del viento. En estas máquinas, la velocidad de extremo del álabe (V_t), 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 conjunto de álabes motores y por las combinaciones mecánicas que este desplazamiento necesita. Se pueden clasificar en máquinas de traslación, máquinas de variación cíclicas de la incidencia de eje vertical y máquinas de eje paralelo al viento.

5.2.1.2.1. MÁQUINAS DE TRASLACIÓN

Son aquellas máquinas en las cuales la potencia motriz se obtiene en forma general por la combinación de la incidencia de la corriente relativa y de la forma del perfil. Estas se subdividen en dos tipos: máquinas a tapiz rodante y máquinas a perfil oscilante.

1. Máquinas a "tapiz rodante": en las cuales un conjunto de álabes, montados en un sistema de correas que pasan por dos poleas, se desplazan perpendicularmente al viento. Un mecanismo de inversión de los álabes permite obtener potencia motriz en las dos ramas. El viento atraviesa, por lo tanto, dos veces el dispositivo.
2. 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 oscilante, produciéndose empuje en ambos sentidos.

TIPO DE MÁQUINA		Vt/V	NECESIDAD DE ORIENTACIÓN	CALIDAD E INTERÉS	
MÁQUINAS A TRASLACIÓN	Tapiz rodante		2 a 3	Si	Complicado poco fiable
	Perfil oscilante		0.5	Si	Complicado poco fiable

Máquinas de traslación

TABLA # 5.3.

En la tabla #5.3 se muestran las necesidades de orientación y calidad e interés de las diferentes máquinas de traslación.

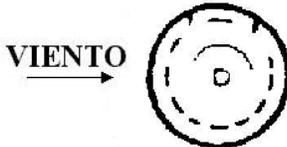
5.2.1.2.2. MÁQUINAS DE “VARIACIÓN CÍCLICAS DE LA INCIDENCIA”, DE EJE VERTICAL

Son aquellas máquinas en las cuales la potencia motriz se obtiene en forma general por la combinación de la incidencia de la corriente relativa y de la forma del perfil. Estas se subdividen en dos tipos: máquinas de álabes fijos y con álabes de orientación cíclica.

1. Máquinas de álabes fijos: éstas son realizables para una velocidad (V_t) 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 arranque, o bien prever 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 generatrices de un cono, asegurar la partida, utilizando la diferencia de resistencia de forma de los perfiles.

2. Máquinas con álabes de orientación cíclica: la variación de incidencia sobre los perfiles se obtiene por una rotación conveniente de los álabes.

TIPO DE MÁQUINA		Vt/V	NECESIDAD DE ORIENTACIÓN	CALIDAD E INTERÉS	
MÁQUINAS CON VARIACIÓN CÍCLICA DE LA INCIDENCIA DE LA INCIDENCIA (DE EJE VERTICAL)	Álabes fijos		3 a 6	No	Simple pero el torque de partida es muy débil
	Máquina con álabes de orientac. cíclica		2 a 3	Si	Complicado poco fiable

Máquinas con variación cíclica de la incidencia

TABLA # 5.4.

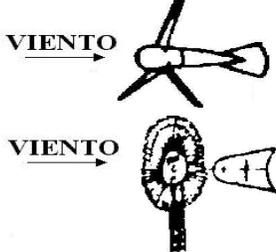
5.2.1.2.3. MÁQUINAS DE EJE PARALELO AL VIENTO

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.

De una manera general, se puede decir que mientras mayor sea el número de álabes, menor es la velocidad angular, pero se obtiene un torque de partida mayor.

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.

TIPO DE MÁQUINA	V_t/V	NECESIDAD DE ORIENTACIÓN	CALIDAD E INTERÉS
MÁQUINAS CON EJE PARALELO AL VIENTO		1 a 10	Si Relativamente simple

Máquinas con eje paralelo al viento

TABLA # 5.5.

5.2.2. CAPTACIÓN INDIRECTA

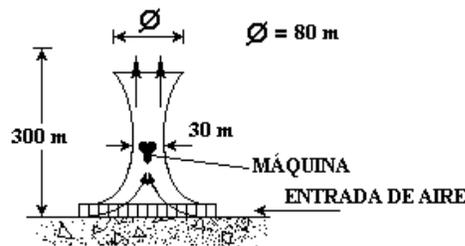
Interviene en este caso un elemento intermedio para la captación de la energía del viento, como por ejemplo, la superficie del mar.

La captación indirecta utiliza ya sea máquinas del tipo precedente asociadas a órganos estáticos y máquinas dinámicas, órganos enteramente estáticos, o bien un fluido intermediario.

5.2.2.1. ORGANOS ESTÁTICOS Y MÁQUINAS DINÁMICAS

El principio se basa en la utilización de un tubo venturi: esta disposición permite para una hélice dada 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 álabe. 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 tubos 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 cálidos.



Ciclones artificiales por medio de un enorme Venturi vertical

FIGURA # 5.1.

Se trata de sistemas que "fabrican el viento" basándose principalmente en las diferencias de temperatura que existían 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 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 principio de Bernoulli, el cual indica que la presión del fluido a lo largo de una línea de corriente varía inversamente con la velocidad del fluido. Así, por la forma de los anillos, la velocidad del fluido se eleva produciéndose entonces 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, pero servirían en los casos ya indicados. Este tipo de aeromotor es omnidireccional; otros, mejorados con perfil alar, no son totalmente omnidireccionales. [25]

5.2.2.2. ORGANOS ENTERAMENTE ESTÁTICOS

Los órganos enteramente estáticos emplean principalmente tubos Venturi que modifican la repartición de la presión dinámica y estática, similar al principio utilizado en los órganos estáticos y máquinas dinámicas. Se han propuesto sistemas que permiten elevar agua agrupando en serie una cierta cantidad de tubos Venturi, los que parecían ser promisorios.

5.2.2.3. 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 fluido. Algunos cálculos sugieren que se

podría recuperar del orden de 20.000 KWh/año por metro de costa.[25]

5.3. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

La energía eólica es una de las opciones más importantes para la eliminación de contaminantes y emisores que afectan la atmósfera y producen el calentamiento global. Una de las peores amenazas al medio ambiente global es el incremento de la concentración de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera, lo que produce un progresivo calentamiento del planeta, lo que ocasionará una profunda distorsión de los regímenes climáticos regionales entre otras consecuencias. El principal responsable de esta concentración de (CO₂) es la quema de combustibles fósiles. La comunidad internacional ha adoptado el compromiso de eliminar progresivamente estas emisiones, esto implica entre otras medidas, el reemplazo de los hidrocarburos, desalentando su utilización y alentando el uso de opciones limpias y renovables.

El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (PICC) ha concluido que se debe reducir las actuales emisiones de gases de invernadero al menos entre un 60%-80% para estabilizar el clima mundial. En 1990, el CO₂ originado fundamentalmente por la quema de carbón, petróleo y gas, fue el responsable del 60% del calentamiento global. Cifra que probablemente se incremente.

Desde el punto de vista medioambiental, la incidencia del empleo de equipos para el uso racional del viento en la generación eléctrica, se debe entender en dos sentidos. El primero es considerar la generación de energía eólica como un beneficio, en tanto supone la evitación de emisiones contaminantes. El segundo es considerar la afectación, de una implantación de generación eléctrica de origen eólico, en el medio ambiente.

El efecto positivo que supone la generación eléctrica con energía eólica queda reflejada en primer término en los niveles nulos de emisiones gaseosas emitidas, en comparación con las producidas en centrales térmicas. Esto afecta tanto a elementos contaminantes, como dióxido de azufre, partículas, y otros, como a la emisión de CO₂, que en este caso es inexistente.

De forma muy resumida se puede indicar que comparativamente con otras fuentes de energía, la energía eólica resulta claramente ventajosa en aspectos tales como:

1. Dispersión de sustancias tóxicas
2. Residuos sólidos
3. Calentamiento global
4. Lluvia ácida
5. Agotamiento de recursos
6. Ruido

5.3.1. POSIBLES IMPACTOS

Los impactos medioambientales que puede producir una instalación eólica van a depender fundamentalmente del emplazamiento elegido para su instalación, del tamaño de la propia instalación y de la distancia de ésta a las zonas de concentración de población.

Una instalación eólica de gran tamaño produce alteraciones del medio físico y alteraciones del medio socioeconómico. Las alteraciones del medio físico sólo afectan a la superficie ocupada y zonas adyacentes, mientras que las alteraciones del medio socioeconómico suelen afectar a nivel local, regional e incluso nacional.

Conviene señalar que, en general, existen elementos diferenciales suficientes para una misma dimensión de instalación eólica como para que sea preciso realizar un estudio de impacto medioambiental según la zona en la que se implante. Sin embargo existen planteamientos comunes que afectan a todas las instalaciones, para los que pueden realizarse consideraciones por las alteraciones del medio físico, alteraciones del medio socio económico, y otras.

5.3.1.1. ALTERACIONES DEL MEDIO FÍSICO

Las principales alteraciones son: impacto sobre las aves, impacto visual, ruido, erosión.

5.3.1.1.1. IMPACTO SOBRE LAS AVES

Este impacto es muy pequeño frente al producido por causas naturales. En este sentido debe resaltarse que la mortalidad de las aves se produce por colisión y por electrocución, siendo estas últimas causa la más importante.

La colisión no suele producirse contra los aerogeneradores, ya que las aves se acostumbran rápidamente a ellos y a su movimiento, incluso las aves migratorias desvían su trayectoria cuando el parque eólico se encuentra en dirección de su vuelo. Este impacto se aprecia con mayor intensidad cuando la colisión se produce contra las líneas aéreas, debiendo minimizarse o anularse mediante la instalación de elementos de fácil visibilidad, situados alrededor del cable (cintas, balones, espirales, etc.)

Normalmente las líneas aéreas situadas en paralelo con los aerogeneradores no precisan de estos aditamentos, ya que, las aves salvan el obstáculo de los aerogeneradores.

La colisión contra las torres soportes de cables puede minimizar mediante añadidos suficientemente visibles o realizando el trazado subterráneo cuando fuese absolutamente necesario.

La electrocución es la causa principal de impacto sobre la avifauna, dependiendo de factores biológicos (tamaño de las aves, distribución geográfica y comportamiento) y de factores técnicos. Se puede producir normalmente por contacto simultáneo del ave a dos

conductores, siendo más frecuente el contacto a un conductor y derivación a tierra. Las líneas en las que se da este impacto con mayor frecuencia son las de menos de 45 KV, por la menor separación entre conductores.

5.3.1.1.2. IMPACTO VISUAL

El impacto visual de estas instalaciones depende de criterios fundamentalmente subjetivos: un parque de unos pocos aerogeneradores pueden llegar a ser incluso atractivo, pero una gran concentración de máquinas obliga a considerar el impacto visual y la forma de disminuirlo.

Con objeto de evitar en la medida de lo posible, el efecto visual negativo suele emplearse colores adecuados, torres de celosía, posición apropiada de las instalaciones en la orografía del lugar y a cuidar la distribución de aerogeneradores atendiendo la perspectiva desde las carreteras más cercanas.

Los grandes aerogeneradores permiten una producción igual de energía con un menor número de aerogeneradores. Esto puede suponer ciertas ventajas económicas, como menores costos de mantenimiento.

Desde un punto de vista estético, los grandes aerogeneradores también suponen una ventaja, porque generalmente tienen una velocidad de rotación menor que las turbinas más pequeñas. Así pues, en general las grandes turbinas no llaman la atención de la misma forma que lo hacen los objetos que se mueven rápidamente.

Numerosos estudios en Dinamarca, Reino Unido, Alemania y los Países Bajos han revelado que la gente que

vive cerca de aerogeneradores están generalmente más a favor de ellos que los habitantes de las ciudades.

Los elementos característicos de una instalación eólica que produce este tipo de impacto son: aerogeneradores, caseta, líneas eléctricas y los accesos a las instalaciones.

Los aerogeneradores suelen minimizar su impacto mediante colores y formas atractivas.

La edificación suele posicionarse en una zona no muy visible a cierta distancia sirviéndose de la orografía existente y empleando el cromatismo más adecuado para semejarse a las construcciones de la zona de implantación en cuanto al color y las formas.

Las líneas aéreas, al tener su trazado una altura menor al de los aerogeneradores, disminuyendo su impacto cuando son trazadas en paralelo con la alineación de estos, debiendo enterarse algunos tramos cuando se separa de ellos.

En general, para este tipo de impacto puede indicarse que:

1. La orografía de los terrenos juega un papel importante.
2. La orientación respecto al observador supone criterios de tipo subjetivo.

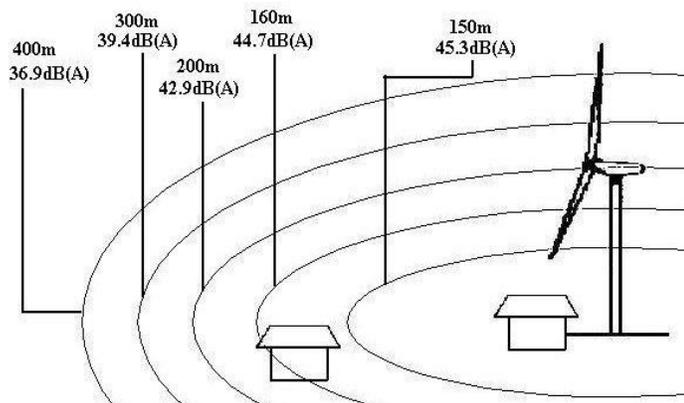
Los ángulos de visualización y el impacto pueden establecerse en tres niveles:

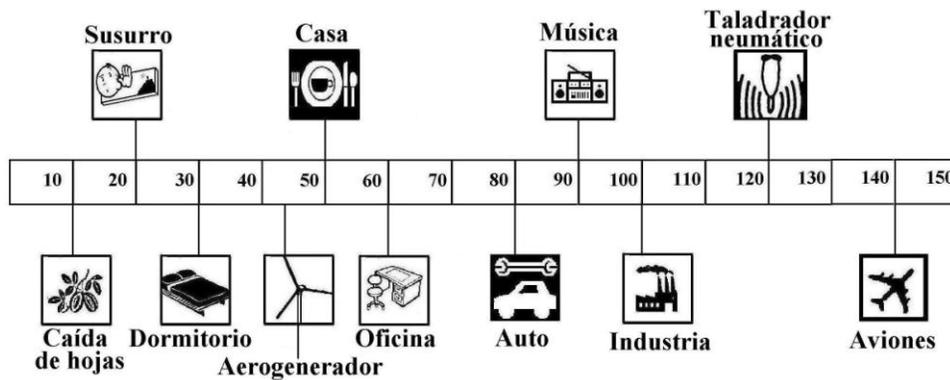
1. Primer nivel, dentro de la instalación o adyacente con esta, con un gran impacto.

2. Segundo nivel o intermedio, en el que la topografía suele minimizar el impacto hasta hacerlo incluso nulo.
3. Tercer nivel, a partir de un kilómetro de la instalación, en el que el impacto depende muy directamente de la dirección de visualización del observador.

5.3.1.1.3. IMPACTO DEL RUIDO

El origen del ruido en los aerogeneradores se debe a factores de tipo mecánico producidos por el tipo de multiplicador y generador, el ventilador del generador y los tratamientos superficiales, la calidad de los mecanizados, y factores de tipo aerodinámicos producidos por la velocidad de giro del rotor, el material del que están fabricadas los álabes, el espacio existente entre el larguero de los álabes y su superficie aerodinámica, la velocidad del viento y la turbulencia del mismo.





Ruidos producido por un aerogenerador y comparación de los niveles relativos de ruido

FIGURA # 5.2.

Un aerogenerador produce un ruido similar al de cualquier otro equipamiento industrial de la misma potencia. El efecto nocivo se debe a que mientras los equipos convencionales se encuentran normalmente encerrados en edificios o compartimentos especialmente pensados para minimizar su nivel sonoro, los aerogeneradores deben trabajar al aire libre y cuentan con el elemento transmisor que es el propio viento.

La frecuencia suele encontrarse entre 200 Hz hasta 2 KHz con una intensidad baja y continua.

Una comparación relativa entre los niveles característicos del ruido en los aerogeneradores y otros equipos se ofrece en la figura #5.2, en el que también puede observarse la disminución producida en función de la distancia.

La experiencia conseguida en España, respecto a las instalaciones existentes, permite señalar lo siguiente:

1. En las poblaciones más cercanas a las instalaciones no se detecta ningún incremento de ruido, siendo más importante el producido por el propio viento.

2. En el interior de las instalaciones el nivel de ruido es igual o menor al existente en cualquier instalación industrial de igual potencia.
3. Se han detectado acciones de sorpresa en algunos animales silvestre e incluso en animales domésticos al iniciarse tanto el movimiento de los rotores de las máquinas como por el ruido producido. Sin embargo, estas reacciones han desaparecido en muy pocas horas, acostumbrándose los animales muy pronto a la nueva situación.

a. RUIDO DE FONDO: EL RUIDO ENMASCARADOR AHOGA EL RUIDO DE LA TURBINA

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

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

b. LA PERCEPCIÓN HUMANA DEL SONIDO Y DEL RUIDO

La mayoría de la gente encuentra agradable oír el sonido de las olas en la orilla del mar, y a otros les molesta el sonido de la radio del vecino, aunque el nivel real de sonido pueda ser bastante menor.

Aparte del gusto musical de su vecino, obviamente existe una diferencia en términos de contenido de información. Las olas del mar emiten un ruido "blanco" aleatorio, mientras que la radio de su vecino tiene algún contenido sistemático que su cerebro no puede evitar discernir y analizar. A falta de una definición mejor para "ruido", los expertos lo definen como "sonido no deseado".

Dado que la distinción entre ruido y sonido es un fenómeno con un alto factor psicológico, no es fácil elaborar un modelo sencillo y universalmente satisfactorio del fenómeno del sonido. De hecho, un estudio llevado a cabo por el instituto de investigación danés "DK Teknik" parece indicar que la percepción del sonido de los aerogeneradores por parte de las personas está más gobernada por su actitud hacia la fuente de sonido que por el sonido real en sí mismo.

c. PROPAGACIÓN DEL SONIDO Y DISTANCIA: LEY DEL INVERSO DE CUADRADO DE LA DISTANCIA

La energía de las ondas sonoras (y por tanto la intensidad del sonido) caerán con el cuadrado de la distancia a la fuente sonora. En otras palabras, si se

aleja 200 metros de un aerogenerador, el nivel de sonido será un cuarto del que se tenía a 100 metros. Y así, si se multiplica por dos su distancia hará que el nivel de dB(A) se divida por 6.

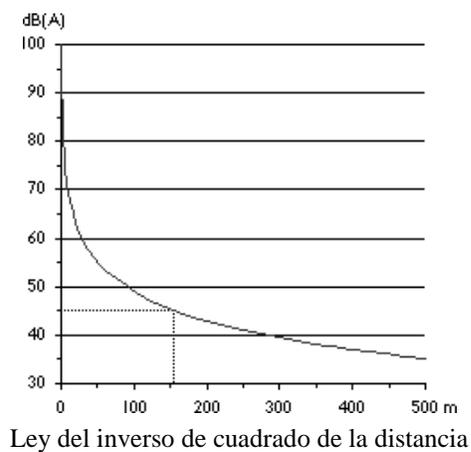


FIGURA # 5.3.

Distancia	Emitiendo	Sonido dB (A)	Similar al sonido de
A 1 m del rotor de la base de un aerogenerador	100 dB(A)	55-60	Secadora de ropa europea
A 4 diámetros de rotor más allá	-	44 dB(A)	Una tranquila sala de estar
A 6 m del rotor (260 m)	-	40dB(A)	-

Comparación de sonidos

TABLA # 5.6.

En la práctica, la absorción y la reflexión del sonido (por superficies blandas y duras) puede jugar un papel en un emplazamiento particular y modificar los resultados mostrados aquí.

5.3.1.1.4. IMPACTO POR EROSIÓN

Los impactos de erosión son producidos principalmente por el movimiento de tierras en la preparación de los accesos al parque eólico.

Otras causas de impacto suelen ser, aunque con menor intensidad, la realización de cimentaciones y la construcción de la edificación de la instalación.

Para minimizar estos riesgos deben realizarse al menos los estudios siguientes:

1. Hidrología y pluviometría.
2. Trazado y perfiles transversales del camino.
3. Impacto sobre la vegetación de las vaguadas y cursos de agua.

5.3.1.2. ALTERACIONES DEL MEDIO SOCIO-ECONÓMICO

Las alteraciones que las instalaciones eólicas producen en el medio socioeconómico son muy positivas, tanto a nivel local, como regional e incluso nacional. Las razones fundamentales se deben a que se generan puestos de trabajo (directos e indirectos) con alto nivel de cualificación profesional, además de no producir por su carácter limpio la emisión de contaminantes en la producción energética.

Por otra parte, los terrenos más azotados por el viento no suelen ser de un aprovechamiento agropecuario intensivo, o bien son cultivos pobres, o bien son utilizados para cría de ganados, y las instalaciones actualmente en funcionamiento permiten mantener una buena

convivencia entre ambos aprovechamientos, agropecuario y eólico, no afectando al primero salvo parcialmente durante las obras de instalación, que por otro lado son de poca duración. Durante la vida de las instalaciones el único factor que puede afectar esta convivencia es el ruido, efecto ya analizado.

5.3.1.3. OTRAS POSIBLES ALTERACIONES

Conviene hacer mención de ciertas recomendaciones sobre otras alteraciones, que generan riesgos directos o indirectos, y que pueden producir afecciones en las distintas fases del proyecto, tales como:

1. Emplear aceites lubricantes del grupo poliglicoles por ser su vida útil mucho mayor que la de los aceites minerales.
2. No deben usarse pinturas que contiene plomo.
3. Las pastillas de los frenos deben estar exentas de asbestos.

Entre los riesgos debidos al funcionamiento, los más importantes son los siguientes:

1. Rotura de palas
2. Rotura de torre
3. Caída del personal de mantenimiento.

Normalmente estos riesgos afectan solamente a las zonas próximas a los aerogeneradores.

5.3.2. CARACTERÍSTICAS DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Estos estudios pretenden analizar y corregir la incidencia de un proyecto eólico determinado sobre el entorno afectado.

La evaluación del impacto ambiental exige comparar la situación preoperacional del entorno con la situación en cada una de las fases del proyecto: construcción, explotación y abandono. La evaluación, en definitiva, se refiere a los impactos de un proyecto sobre el medio afectado, para los que se establecerán las medidas correctoras sobre el entorno o sobre el mismo proyecto.

Es útil distinguir los cuatro estados cualitativos o fases de la instalación:

1. Estado operacional, o punto cero, con dos momentos diferentes sobre todo en el medio social:
 - a. Sin la existencia (o conocimiento por parte del entorno) del proyecto.
 - b. Con la existencia del proyecto (en una fase de borrador y diseño) y conocimiento de esta existencia por parte del entorno (las autoridades administrativas, organizaciones sociales, opinión pública...).
2. Estado o fase de construcción que supone conocer las modificaciones que va a sufrir el entorno con motivo de las obras. En muchas ocasiones es en esta fase cuando se producen las mayores alteraciones.
3. Fase de explotación, que supone captar la incidencia en el entorno durante la vida de la instalación, como consecuencia de su funcionamiento y explotación. Hay

que considerar que la instalación no permanece inalterable en el curso del tiempo, por lo que los vectores incidentes y la previsión y clases de alteraciones pueden ser diferentes.

4. Estado del entorno una vez agotada la vida útil de la instalación.

Para una mejor exposición y desarrollo del estudio de impacto ambiental, es útil clasificar y analizar los tipos de impacto de una instalación eólica en la forma que se indica:

1. Según la naturaleza del impacto, y según se ha mencionado anteriormente, en:
 - a. Impacto sobre avifauna
 - b. Impacto visual
 - c. Impacto del ruido
 - d. Impacto erosivo
 - e. Impacto socioeconómico
2. Según la superficie afectada en:
 - a. Impacto local
 - b. Impacto regional
 - c. Impacto nacional
3. Según el tipo de afectación producida, en:
 - a. Positiva
 - b. Negativa
4. Según el modo de incidencia, en:
 - a. Directos
 - b. Indirectos
5. Según la duración, en:
 - a. Temporales
 - b. Permanentes

6. Según la reversibilidad, en:

- a. Reversible
- b. Irreversible

7. Según la magnitud, en:

- a. Compatibles
- b. Moderados
- c. Severos
- d. Críticos

5.3.2.1. MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTORAS

Realizada la previsión de alteraciones, y a la hora de establecer acciones de seguimiento y control, es necesario considerar las medidas correctoras precisas para minimizar el impacto correspondiente. Tres aspectos son especialmente destacables:

- 1. Siempre que se pueda es preferible incidir en el diseño del proyecto de tal manera que no se produzca la alteración.
- 2. En el caso de que ésta se produzca puede tener o no medidas correctoras.
- 3. Existen ciertas medidas correctoras que deben ser articuladas según los resultados del plan de vigilancia, puesto que en el estudio de impacto ambiental es difícil prever la magnitud de la alteración.
- 4. Otro aspecto importante dentro de las medidas correctoras es que los efectos sobre el medio pueden reducirse considerablemente si durante la fase de construcción se tiene una cierta sensibilidad

medioambiental, de modo que se eviten, en lo posible, destrucciones de vegetación innecesarias, así como vertidos accidentales cuya probabilidad puede verse reducida en gran parte mediante un manejo cuidadoso.

FASE DE CONSTRUCCIÓN	
ALTERACIONES	MEDIDAS CORRECTORAS
Pérdida de suelo por erosión	Regeneración de taludes, terraplenes y superficies desnudas
Destrucción de la vegetación y del hábitat de ciertas especies animales	Cuidado durante la fase de la obra
Alteraciones paisajísticas debidas a: - Movimientos de tierra - Construcción del edificio - Pista de acceso	-Revegetación y remodelación de las pendientes -Respetar la tipología constructiva de la zona -Reposición de la vegetación
FASE DE EXPLOTACIÓN	
ALTERACIONES	MEDIDAS CORRECTORAS
Erosión hídrica por el cruce de caminos	Establecer un canal de descarga
Destrucción de lugares de reposo y/o reproducción de la fauna terrestre	Creación de zonas alternativas
Electrocución de aves por el tendido eléctrico	Diseño de los apoyos e instalar salva-pájaros
Efectos en el paisaje por posicionamiento de aerogeneradores	Creación de barreras vegetales desde los puntos de observación
Cambios en los usos recreativos	Reposición de zonas alternativas
Pérdidas de zonas de interés naturalístico, paisajístico y arqueológico	Respetar en el diseño y obras estos enclaves
Aumento de los niveles sonoros	Cuidar los niveles asegurados por los suministradores
Cambios en la vía de acceso	Reposición de las vías

Alteraciones y medidas correctivas para las fases de construcción y explotación

TABLA # 5.7.

Finalmente hay que resaltar que para que la mayoría de estas medidas sean efectivas deben realizarse en muchas ocasiones durante la obra o en el momento de finalizarse, por lo que deben exponerse concretamente dentro de estudios de impacto ambiental.

Una vez aplicadas las medidas correctoras oportunas a todas aquellas alteraciones previstas que lo permitan, quedan todavía una serie de impactos que resultan

imposible de evitar. Estos impactos residuales deberán valorarse convenientemente y se estimará su incidencia sobre el medio.

En el caso de una instalación eólica, los principales impactos residuales, debidos a la construcción y al funcionamiento de la instalación, podrían ser los siguientes:

1. Pérdidas de cobertura vegetal y fauna terrestre por erosión y ruido principalmente.
2. Impactos sobre el paisaje, debidos a una integración inadecuada de las estructuras de obra.

El Plan de Vigilancia Ambiental representa un programa de seguimiento de los impactos residuales y constituyen un sistema de control de la aplicación de las medidas correctoras y una comprobación de su eficacia.

Un aspecto importante a seguir en el Plan de Vigilancia es la evolución de la vegetación en los lugares que hayan sido repoblados, bien para proteger zonas inestables (taludes, márgenes erosionables) o bien para camuflar las estructuras de la obra que pueden producir alteraciones paisajísticas desde los puntos de posible observación.

La frecuencia temporal de las labores que definen el plan de vigilancia puede variar enormemente dependiendo del tipo de proyecto y otros condicionantes del medio en el que se desarrolla el proyecto. Por consiguiente, este plan deberá establecerse, en cada caso concreto, en función de las condiciones particulares.

En cualquier caso, es conveniente que un plan de vigilancia empiece a actuar desde la elaboración del

proyecto, incidiendo en aquellos aspectos que deben respetar ciertas normas vigentes en el territorio nacional o en distintas comunidades Autónomas.

Durante la fase de construcción de la instalación eólica y hasta la finalización de la misma, el plan de vigilancia deberá seguir y controlar la integración en las obras de aquellas medidas correctoras que se decidan adoptar en el estudio del impacto ambiental.

Al entrar en funcionamiento la instalación empezará a actuar un programa de seguimiento de la eficacia de las medidas correctoras adoptadas y de los impactos residuales.

Para dicho programa habrá de establecerse un calendario adecuado, en el que se especifique la frecuencia de los muestreos, análisis y otras labores que sean necesarias.

En el caso de que existan aves migratorias, será necesario comprobar la eficacia del funcionamiento de los dispositivos instalados para evitar impactos y electrocuciones. Las medidas de revegetación deberán vigilarse hasta que se haya logrado el establecimiento de las plantas y se hayan cumplido los objetivos que determinaron la adopción de dichas medidas (estabilización de taludes y márgenes, y otros).

En cuanto a la seguridad dentro de las instalaciones se deberán respetar las instrucciones del Manual de Mantenimiento, cuidando especialmente los componentes críticos del aerogenerador: álabes, buje, eje principal, soportes del eje, corona de orientación, torre, cimentaciones.

CAPÍTULO 6

METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO DE LA CENTRAL EÓLICA

6.1. GENERALIDADES

En el presente capítulo se presentará la metodología para seleccionar el lugar donde instalar un aerogenerador mediante datos meteorológicos de la zona, características topográficas, mapas climatológicos y la evidencia ecológica.

Otro punto importante para la selección del emplazamiento son las características de la zona, tales como: futuros desarrollos, vías de comunicación, recursos naturales, y otros.

6.2. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE UN SITIO DE APROVECHAMIENTO

En la determinación del lugar donde instalar máquinas juega papel importante el carácter que toman las corrientes de viento, al convertirse en un flujo cortante y de compresión cuando pasan sobre los contornos de una topografía dada, sumados a los efectos del tipo de rugosidad de la superficie del terreno.

Estos efectos cortantes producen la disminución en el apantallamiento, aceleración o deflexión del viento. Se tiene entonces, que los obstáculos como cumbres, colinas y lomas afectan fuertemente el perfil de velocidad. Sin embargo, algunos paisajes pueden ser favorables para producir energía eólica, mientras otros deben ser evitados ya que pueden crear una turbulencia considerable o apantallamiento.

Las cumbres pueden definirse como colinas alzadas entre 100 y 600 m alrededor de los terrenos a usar para una instalación que puedan tener una pequeña o ninguna área plana en sus topes. Las cumbres de colinas paralelas a una línea costera con progresivas y moderadas pendientes son muy favorables para la producción de energía eólica, especialmente cuando son perpendiculares a la dirección prevaleciente del viento, y cuando están despejados de vegetación. Sobre el tope y en los alrededores, el viento es acelerado en una pequeña altura y en forma regular. El aumento relativo en velocidad en el tope puede alcanzar entre 40 y 60% para altas cumbres

con pendientes progresivas. El rango de pendientes más usables varía entre 10 y 22°.

Hay que notar que los extremos de las partes posteriores de las cumbres pueden ser buenos lugares, pero debe evitarse la parte opuesta por las posibles formaciones de turbulencia. Las cumbres que merecen especial consideración son aquellas con características de pasos o cañones, aberturas o encajonamiento topográficos.

Fenómenos similares ocurren sobre colinas redondeadas o cambios abruptos del terreno, pero el incremento de velocidad de viento es menor, alcanzando solo un incremento entre 20 y 40% dependiendo de la pendiente de la colina. Sin embargo, las colinas redondeadas de pendientes moderadas pueden ser mejores sitios que las cumbres de las colinas, si la dirección prevaleciente del viento cambia mucho estacionalmente.

Debe notarse que el viento es acelerado a los lados de las colinas circulares, tangentes a la dirección del viento. Tales lugares deben considerarse como buenos sitios de aprovechamiento si la dirección prevaleciente del viento se mantiene más o menos constante durante el año, pero, de no ser éste el caso, el tope de la cumbre es mejor lugar para elegir una instalación eólica.

6.3. PROSPECCIÓN DE ZONAS Y SITIOS DE INTERÉS

Para encontrar las zonas con buen potencial eólico, es necesario el desarrollo de una metodología de análisis sobre cartas climatológicas, datos de velocidad,

topografía, y otros, que permitan localizar zonas con vientos, determinando la correlación adecuada entre factores topográficos y climatológicos asociados a una zona de vientos predominantes relativamente constantes o de periodicidad bien definida.

A nivel de sitios específicos, la evidencia ecológica, la inspección visual de la topografía y la localización de anemómetros en diferentes sitios para mediciones simultáneas, son la vía para analizar un posible lugar de explotación eólica.

La determinación del sitio adecuado, es relativa a la aplicación que se pretenda hacer de la energía eólica, dada su magnitud y los requerimientos a satisfacer. No es lo mismo localizar una aerobomba para un pozo artesiano, donde es el pozo lo que determina el punto de aplicación, a la localización de un aerogenerador de 1 MW de capacidad instalada interconectado a una línea de subtransmisión o de distribución eléctrica. De esta manera, dependiendo de los requerimientos y la escala en potencia de los mismos, habrá necesidad de intensificar la calidad de la prospección del sitio.

La exploración del viento puede establecerse a tres niveles de resolución: la regionalización del viento, la prospección de zonas con buen potencial eólico y la localización de sitios para un aprovechamiento óptimo.

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

Por otra parte, es necesario desarrollar una metodología de análisis sobre cartas, que permita

localizar zonas con vientos, determinando la correlación adecuada entre factores topográficos y climatológicos, asociados a una zona de vientos predominantes relativamente constantes o de periodicidad bien definida.

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

- ¿En que lugares existe viento con la suficiente intensidad como para ser económicamente útil?
- ¿Cuáles son las cantidades anuales de energía del viento que pueden ser esperadas en un determinado sitio?
- ¿Cómo se distribuye el viento en el tiempo, durante el día, el mes o el año y aún en períodos más largos?
- ¿Cuáles son las duraciones probables de vientos de alta velocidad o de períodos de calma y uso frecuencias durante un determinado tiempo?

Localizar un buen lugar para aprovechar la energía del viento es equivalente a localizar la veta de algún mineral. Lugares con elevado potencial eólico, al igual que un yacimiento mineral, corresponden a características muy específicas del sitio.

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

Por cuanto a su dirección, el que los vientos dominantes prevalezcan un gran porcentaje de tiempo, indica la uniformidad de los gradientes de presión que los origina; cambios constantes de dirección alrededor de la dominante, son indicativos de turbulencia local que lo

demerita. Por lo que a la velocidad respecta, es necesario conocer la distribución estadística de velocidades en períodos diarios, mensuales y anuales. El dato de la velocidad media anual es indicativo de lo que puede esperarse.

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

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

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

Además de estas mediciones, es necesario conocer las velocidades instantáneas de rachas de viento, que si bien no contribuyen en nada a la energía que se obtiene del viento, dada la inercia de los equipos conversores, es importante conocerlas para considerar los esfuerzos

instantáneos a que se sujetan tales equipos. Ya que estos pueden estar localizados a una altura diferente de 10 metros sobre el suelo, o las mediciones se hacen a la altura deseada o se establece el patrón vertical de distribución de velocidades para ese punto.

Por lo mencionado en la parte anterior, se infiere la necesidad de una metodología de prospección de este recurso.

Para la generación de electricidad con aerogeneradores de mediana y gran capacidad (> 100 KW.) en instalaciones unitarias o en conjuntos, la metodología de la prospección y evaluación de sitios, cubre las siguientes seis etapas:

Etapas 1. Obtención y Análisis de Datos

1. Datos meteorológicos existentes (mensuales, estacionales y anuales)
 - a. Temperaturas
 - b. Precipitación
 - c. Viento en superficie
 - d. Viento en la atmósfera libre
 - e. Registros horarios de viento
 - Intensidad
 - Persistencia
2. Mapas topográficos de la zona

Etapas 2. Investigación de Campo

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

1. Uso potencial del suelo
2. Modalidades de propiedad de la tierra
3. Vías de comunicación
4. Recursos naturales
5. Distribución de la población
6. Otros aspectos de interés

Etapa 3. Prospección del Recurso Eólico en un Área Definida

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

Etapa 4. Verificación de Área

Habiendo localizado los lugares de interés, se procederá a caracterizar el viento en esos lugares. Esto se hará utilizando equipo de mayor calidad y costo si las primeras tres etapas se orientaron a determinar intensidad, duración y variación estacional del viento para detectar aquellos lugares de mayor interés energético, en esta etapa se recaba información de interés en relación con el SCEE, al caracterizar el viento en el área.

Etapa 5. Estudios Específicos en los Sitios de Instalación de Aerogeneradores.

Este análisis meteorológico en el sitio específico en, que se pretende instalar grandes aerogeneradores, requiere de torres de medición con sensores de velocidad, temperatura y presión a varios niveles, que permitan caracterizar el comportamiento de la capa inferior de la atmósfera, por cuanto a condiciones de perfil vertical de velocidades, turbulencia, y otros, serie de parámetros sobre el comportamiento del viento que tienen incidencia en el funcionamiento, el costo, vida útil, y otros, de un gran aerogenerador.

Etapa 6. Investigación sobre el Comportamiento y Eficiencia del Aerogenerador.

Esta última etapa, está destinada a simular el comportamiento del aerogenerador, y la cantidad energía eléctrica producida, en forma mensual, estacional y anual. De esto no solo se determina el costo total por unidad de energía producida a partir de un aerogenerador, sino que considerando su condición integrada a un sistema eléctrico, se evalúa también el ahorro de combustible en una termoeléctrica o agua en una planta hidroeléctrica. Este análisis será el que finalmente determine la viabilidad técnico-económica de aprovechar la energía eólica en ese sitio.

Habiendo mencionado a grandes rasgos la metodología para la localización de sitios de interés para generación de electricidad, para ser suministrada a un sistema eléctrico, es conveniente insistir en que dependiendo de

la magnitud de la aplicación será la calidad del proceso de selección de sitios.

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

Prospección indirecta:

1. Información histórica de parámetros climatológicos, proporcionados por los servicios meteorológicos nacionales
2. Mapas climatológicos.
3. Topónimos y referencia oral.
4. Modelación matemática.

Prospección directa:

1. Encuesta.
2. Evidencia ecológica.
3. Mediciones in situ.

6.4. PROSPECCION INDIRECTA

A continuación se expondrán la metodología que se aplica para el análisis de los datos provenientes de estaciones meteorológicas, mapas climatológicos, topónimos y referencia oral, y modelación matemática como técnicas de prospección indirecta.

6.4.1. DATOS PROVENIENTES DE ESTACIONES METEOROLÓGICAS

La información histórica de los parámetros climatológicos que los servicios meteorológicos de cada país se han compilado durante muchos años, es indudablemente el punto de partida para una evaluación de este recurso en cada región de un país; sin embargo, la experiencia ha mostrado que se debe ser cuidadoso al manejar esta información, asegurándose primero de su consistencia y confiabilidad antes de proceder a su análisis.

Uno de los aspectos que afectan la confiabilidad es que muchas veces estas son mediciones en sitios no estimables para el aprovechamiento eólico (como aeropuertos) o la altura a la cual están hechas las mediciones (muchas de ellas a la altura de los evaporadores que regularmente es menor a 1 m).

En ausencia de mediciones en el sitio, es necesario recurrir a los datos de la estación meteorológica más cercana, teniendo en cuenta las características topográficas y de superficie que permitan poder predecir el potencial de un sitio.

6.4.2. MAPAS CLIMATOLÓGICOS

El análisis de mapas climatológicos, es un paso preliminar a la prospección directa, por el cual es posible delimitar zonas con probabilidad de vientos aprovechables.

Esto se basa en que las zonas de transición de un clima a otro, en razón de topografía, orografía, precipitación, humedad, y otros, que determinen una respuesta termodinámica diferente al ciclo diario de insolación, lo que dará lugar a vientos locales de carácter advectivo, similares a brisas mar/tierra en función de la diferencia de temperatura en las capas inferiores de la atmósfera durante el día.

6.4.3. TOPÓNIMOS Y REFERENCIA ORAL

Una investigación de topónimos (nombres de sitios) puede significar una buena referencia de áreas con vientos fuertes, cuando al ser significativo este fenómeno, de alguna manera se asocia al nombre del lugar.

En Venezuela, Falcón constituye una región con magnífica vocación eólica, su ciudad capital lleva el nombre de Coro, que en el idioma aborígen significa "lugar de vientos".

6.4.4. MODELACIÓN MATEMÁTICA

Como se sabe el aire es movido por los gradientes de presión, la fuerza de Coriolis y la radiación solar neta. La capa límite planetaria está caracterizada por una transferencia turbulenta de calor y momentum sobre una frontera poco precisa. De esta manera, las ecuaciones del movimiento que describen la capa límite planetaria son complejas y requieren asumir simplificaciones para resolverlas. Esto conduce a tres clases generales de

modelos numéricos que pueden ser usados para estimar la velocidad del viento.

- a. Modelo de ecuaciones primarias: ecuaciones fundamentales que explican el movimiento atmosférico.
- b. Modelos físicos: uso de modelos a escalas en túneles de viento.
- c. Modelos de análisis objetivos: ecuaciones simplificadas del movimiento, las cuales preservan los principios físicos básicos y se aplican en parámetros de mesoescala (latitud, rugosidad, distancia a la costa, y otros) mediante coeficientes de regresión.

6.5. PROSPECCIÓN DIRECTA

A continuación se expondrán la metodología que se aplica para el análisis de técnicas de prospección directa como encuesta, evidencia ecológica y mediciones in situ, las cuales dan una idea más aproximada de la ubicación del sitio con un alto potencial eólico.

6.5.1. ENCUESTA

La encuesta consiste en la búsqueda sistemática y en la región bajo estudio, de la referencia oral acerca de lugares o zonas donde el viento puede ser interesante desde el punto de vista energético.

6.5.2. EVIDENCIA ECOLÓGICA

La evidencia ecológica es básicamente el conjunto de efectos ocasionados por el viento sobre el terreno y la vegetación en un determinado lugar.

Dentro de la investigación para la selección de sitios considerados como probables para el aprovechamiento de la energía eólica, la observación de la evidencia ecológica resulta útil para la obtención de información acerca del comportamiento del viento.

El principal objetivo de la inspección ecológica es la obtención del rango de velocidades y dirección del viento dominante, dado el ahorro de tiempo de investigación que esto puede significar ya que no es empleado ninguna clase de instrumento. Este tipo de análisis involucra una serie de observaciones acerca del terreno y vegetación bajo el efecto de vientos de determinado rango de velocidades, contando que dichos efectos pueden variar según el lugar y que esta inspección es sólo un paso preliminar de estudios más precisos sobre el mismo.

6.5.2.1. CLASIFICACIÓN DE LA EVIDENCIA ECOLÓGICA

La evidencia ecológica se puede clasificar como:

1. Efectos sobre el terreno
2. Efectos sobre la vegetación

Dentro de los efectos ocasionados sobre el terreno debido a su exposición al viento, podemos contar la erosión y la formación de dunas sobre un medio desértico.

La erosión consiste en el desgaste por rozamiento del viento sobre el terreno, aunque esto no puede ser el único agente físico que la ocasione.

La formación de dunas es la acumulación de arena en montecillos por efecto del viento en zonas desérticas, las que se distribuyen como grandes surcos en forma perpendicular a la dirección del viento dominante ver figura #6.1.

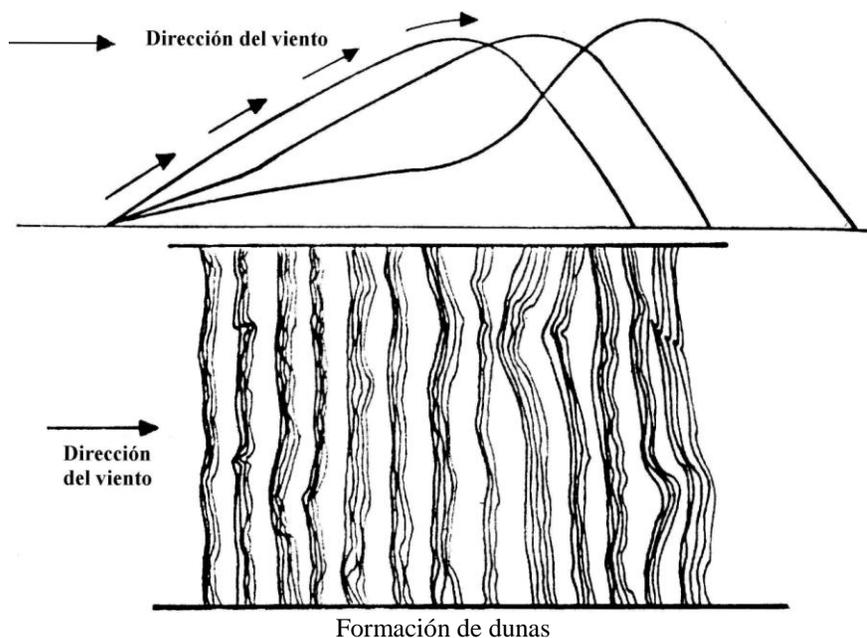


FIGURA # 6.1.

Los efectos en la vegetación causados por exposición al viento son los siguientes:

1. Cepillado
2. Deformado
3. Tendido

El primer efecto consiste, en el simple roce del viento con la vegetación, vientos con velocidad media anual entre 2,7 y 4,5 m/s. El segundo consiste, en la deformación con tendencia al viento dominante entre 3,6 y 8,5 m/s, y por último el tendido que es básicamente una deformación extrema a solo una escasa distancia del suelo con 9,83 m/s.

Un caso que puede citarse como ejemplo, es el bajo crecimiento de la vegetación en colinas donde la velocidad media anual es mayor de 10,3 m/s en Gran Bretaña.

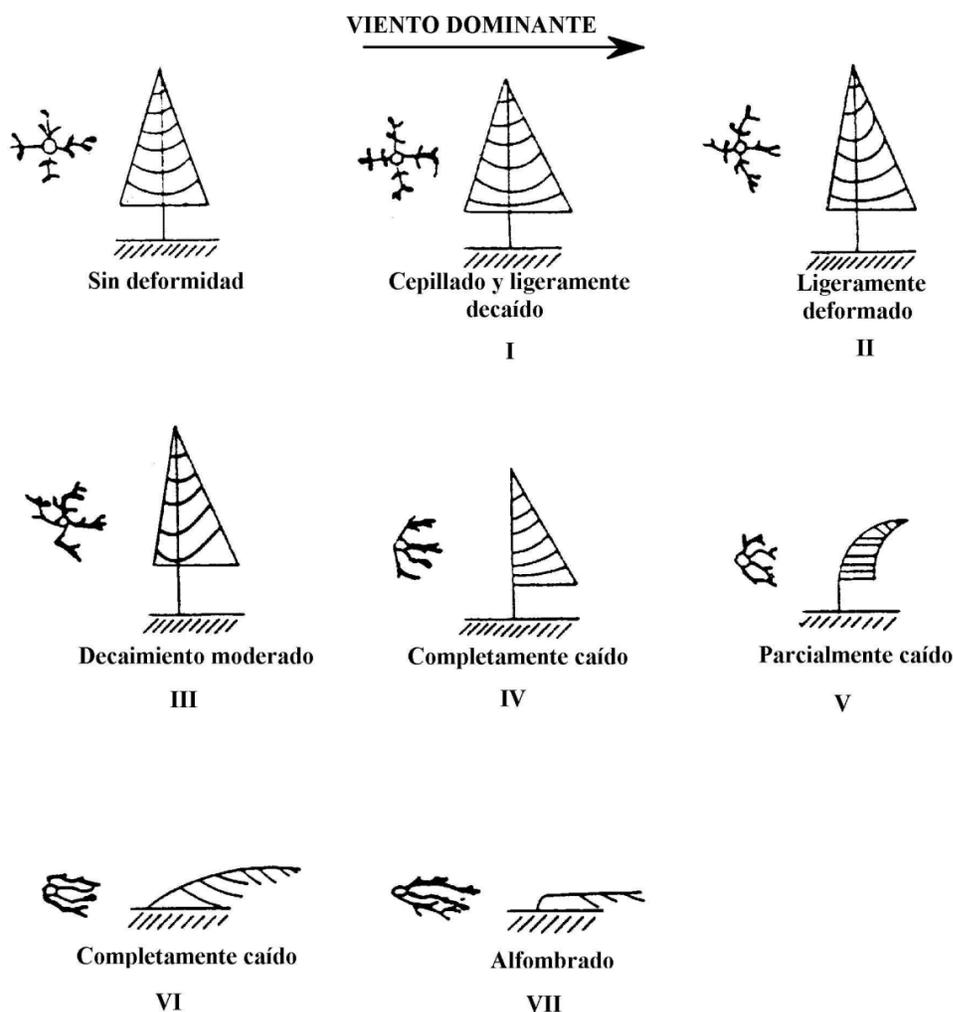
Una metodología interesante de inspección de evidencia ecológica, consiste en la medición de las proporciones de la excentricidad de los anillos de un corte transversal de un tronco, así como de su deformación de circular a elipsoidal. Esta metodología se puede aplicar sin necesidad de cortar el tronco, tomando dimensiones externas en dos ejes ortogonales y haciendo un taladro de muestreo, para localizar el corazón y medir excentricidad.

Por último, es necesario aclarar que estas técnicas, tienen valor cualitativo generalizado, pero no así cuantitativo, ya que la adaptación a cada hábitat específico, puede significar propiedades mecánicas distintas para la madera de una misma variedad de árboles.

6.5.2.2. MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE VELOCIDAD A PARTIR DE EFECTOS EN LA VEGETACIÓN

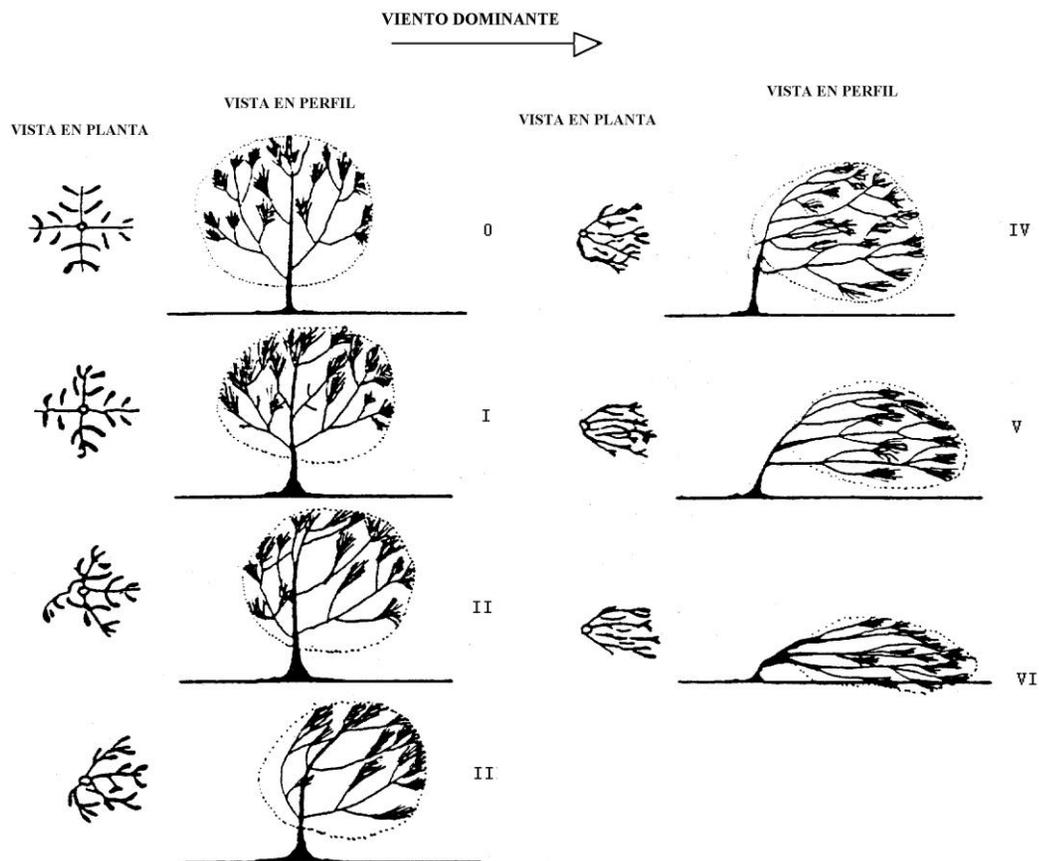
Existen métodos para llevar a cabo la evaluación de la velocidad en un determinado lugar a partir de los efectos en la vegetación tales como:

1. Observación de la deformación del árbol.
2. Cálculo de la relación de deformación.



Índice de GRIGGS-PUTNAM para árboles de hojas finas.

FIGURA # 6.2.



Índice de BARSH para árboles de hojas anchas

FIGURA # 6.3.

El primer método, que se conoce con el nombre de Índice de Griggs-Putnam, es simplemente la observación de la forma del árbol y su comparación con los esquemas que aparecen en la figura #6.2, de ahí se obtiene el rango de velocidad media anual especificados en la tabla #6.1. La figura #6.3 representa el índice de Barsh.

La otra manera es calculando la relación de deformación a partir de una fotografía del árbol tomado en forma perpendicular a la dirección del viento

dominante. Se obtiene un valor D llamado relación de deformación.

Los árboles empleados para este tipo de análisis, deben ser árboles de hojas perennes, las de variedades caducifolias no sirven para este tipo de análisis, por introducir mayor incertidumbre al evaluar el viento. Por otro lado la ausencia de deformaciones de un árbol no indica necesariamente que en ese lugar prevalezcan vientos débiles, ya que dichos árboles no pueden ser susceptibles a deformación o pudieran estar expuestos a vientos fuertes en toda dirección.

Índice Griggs-Putnam y Barsh basado en las figuras 6.2 y 6.3	I	II	III	IV	V	VI
Rango de velocidad media anual probable, (m/s)	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	7-9

Velocidad media anual según la deformación de los árboles

TABLA # 6.1.

Este índice de deformación parecido al de Griggs-Putnam indica la magnitud de la simetría de la corona y la deflexión del tronco por el viento. La ecuación usada para calcular la relación de deformación "D" es:

$$D = \frac{A}{B} + \frac{C}{45^\circ}$$

Ec.(6-1)

$$\left\{ 1 \leq \frac{A}{B} \leq 5 \right\}$$

donde:

D: Relación de deformación

A: Ángulo de ramaje a sotavento

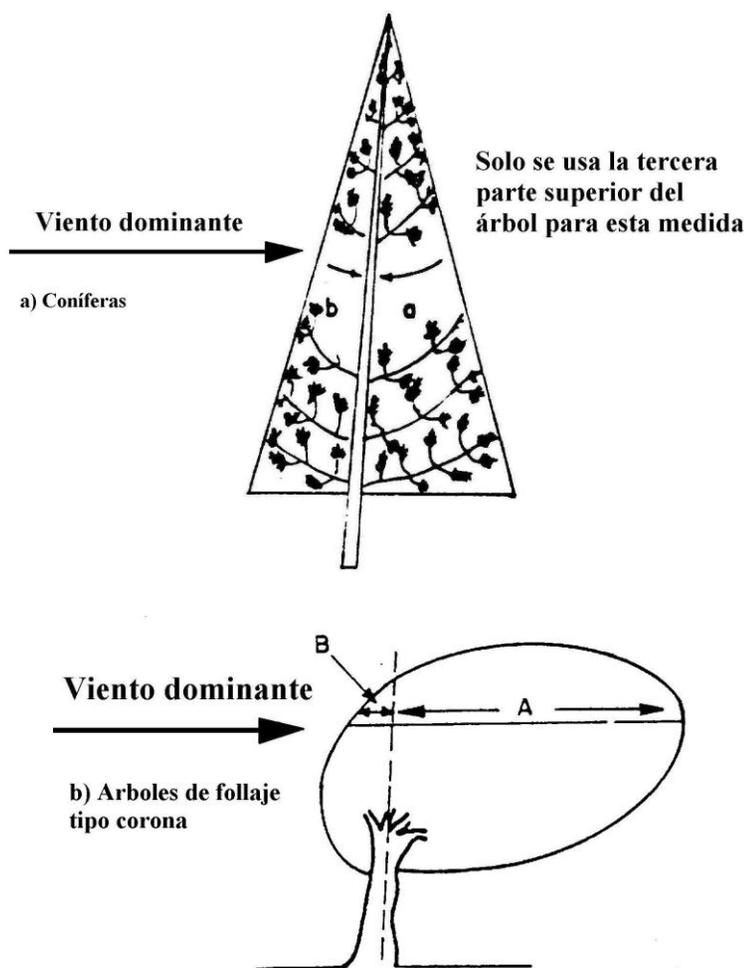
B: Ángulo de ramaje a barlovento

C: Ángulo promedio de flexión del tronco

En la figura #6.4 se representan estos valores para plantas coníferas y árboles de follaje tipo corona.

El valor mínimo de D es 1, el que corresponde a una corona simétrica. Dado que el valor máximo de C es 90° para un árbol que crece pegado al suelo, el máximo valor para el coeficiente de deformación es 7.

En la tabla #6.2 se da los valores de las velocidades de viento promedio anual según la relación de deformación.



Esquemas de la deformación de árboles para determinar la velocidad promedio anual de un lugar.

FIGURA # 6.4.

Relación de deformación (D) basado en la figura # 6.4	I	II	III	IV	V	VI
Rango de velocidad media anual probable, (m/s).	2-4	3-5	4-6	5-7	6-8	7-9

Velocidad media anual según la relación de deformación

TABLA # 6.2.

Una precaución que debe tomarse al emplear este tipo de indicadores es que la ausencia de deformación en un árbol no indica necesariamente que en ese lugar prevalecen vientos débiles, ya que dichos árboles no pueden ser susceptibles a deformación o posiblemente estén expuestos a vientos fuertes en toda dirección. Los árboles empleados para este tipo de análisis, deben ser árboles de hojas perennes los de variedades caducifolias no sirven para este tipo de análisis, ya que introducen mayor grado de incertidumbre al evaluar el viento.

6.5.3. MEDICIONES IN SITU

Son las mediciones que se realizan en diferentes lugares para poder realizar la selección del mejor sitio de aprovechamiento eólico.

6.5.3.1. SELECCIÓN DE SITIOS

Antes de empezar a medir la velocidad del viento, es necesario seleccionar el mejor sitio posible para instalar el anemómetro. Para este fin será útil reiterar algunos conceptos básicos.

Los vientos que son significativos para su aprovechamiento energético, pueden ser divididos en dos

categorías: los vientos planetarios y los vientos locales.

Los sistemas de vientos planetarios, conocidos normalmente como vientos prevalecientes, son aquellos grandes movimientos que dominan áreas enteras y muestran características direccionales constantes, variando solamente con el movimiento de sistemas de alta y baja presión y con las estaciones del año. En muchos lugares, ellos son los vientos dominantes, y los buenos lugares para un aprovechamiento energético, son aquellos que toman máxima ventaja de los vientos prevalecientes. Las lomas expuestas al viento, líneas costeras expuestas a vientos prevalecientes, una planicie abierta o una meseta, un valle abierto que corre paralelo a vientos prevalecientes, o el lado expuesto al de una colina de flancos con suave pendiente.

Los vientos locales, por el contrario son causados por diferencias de temperatura creadas por condiciones topográficas locales.

Seleccionar el mejor sitio en áreas donde los vientos locales son dominantes, o son al menos suficientemente fuertes para modificar el efecto de los prevalecientes, es claramente más difícil; además antes de hacer una selección final del sitio, podrán ser requeridas pruebas frecuentes en varios puntos apropiados.

Independientemente de los vientos que sean dominantes, deberá tenerse cuidado para seleccionar un sitio que tenga la mínima cantidad de obstrucciones para el libre flujo del viento. Grandes obstrucciones como cerros, son propicias para crear "sombras de viento",

reduciendo la disponibilidad total de viento. Las obstrucciones pequeñas tales como casas, árboles, lomas pequeñas, o lomas con abrupta elevación detrás del sitio de interés, pueden causar interferencia o turbulencia, inutilizando el flujo de viento aprovechable.

Para la instalación del anemómetro, es necesario fijar las condiciones de emplazamiento despejado, a fin de obtener medidas representativas de la zona, es decir que todo obstáculo (árboles, casas, y otros) debe estar a cierta distancia de la base del instrumento superior a diez veces la altura del obstáculo.

6.5.3.2. ALTURA DE MEDICIÓN

Habiendo localizado el sitio de medición, será necesario establecer la altura mínima para la medición. Convencionalmente esta altura será de 10 metros aunque si la localización de sitios de interés es para fines de aerogeneración eléctrica, y la presencia de árboles y otros obstáculos pequeños condicionarían una altura del aerogenerador superior a 10 metros, entonces la medición se hará a mayor altura. La turbulencia producida por los obstáculos pequeños no solo reducen la disponibilidad de energía eólica, sino que es nociva para los sistemas convertidores de energía eólica al propiciar diferencias de presión y esfuerzos no uniformemente distribuidos en las aspas del rotor.

Un método simple de detectar turbulencia en el sitio de interés, es fijar primero en la punta del mástil del anemómetro uno o dos listones de 1,5 metros. Durante una

buena brisa, si los listones flotan rectos y estables, el flujo del viento es uniforme. Pero si bambolean mucho, existe turbulencia y la medición tendrá que hacerse en otro sitio o a mayor altura.

6.5.3.3. MEDICIONES

El registro continuo de la velocidad del viento para obtener gráficas de distribución de velocidad, el uso de compiladores electrónicos para obtener el histograma de velocidades y el de rumbos o energía durante el período, o el uso de anemómetros totalizadores (anemómetros-odómetro) de los que se obtiene velocidad media durante el período, sirven para realizar las primeras evaluaciones energéticas.

Teniendo el anemómetro en funcionamiento, es conveniente cotejar esta información con la del observatorio meteorológico más cercano y establecer alguna forma de comparación para verificar si existe alguna correlación. Si es posible establecer este factor de correlación mes a mes, es posible llegar rápidamente a establecer el comportamiento anual. De no ser así, es necesario prolongar las observaciones por un período largo que permita evaluar variaciones estacionales.

CAPÍTULO 7

CÁLCULOS

7.1. GENERALIDADES

En el presente capítulo se realizarán los cálculos para determinar la potencia que se puede obtener del viento; además de un análisis comparativo para seleccionar el aerogenerador, y el número de unidades a instalar. Así mismo se realizarán los cálculos para hallar las características de carga de la central energética.

7.2. DEMANDA MÁXIMA

Para estimar la demanda energética del complejo turístico hipotético al cual se va a proveer de electricidad, se ha analizado la data de tres complejos existentes, de diferentes demandas y en diferentes zonas del país, denominados con las letras A,B y C.

El complejo A, está ubicado en Caracas, Estado Miranda, con una demanda máxima de 515,1 KW. El complejo B está ubicado en La Guaira, Estado Vargas, con una demanda máxima de aproximadamente 1490 KW, y por último el complejo C, ubicado en Punto fijo, Estado Falcón, con una demanda máxima de 450 KW aproximadamente.

Analizando el comportamiento de las curvas de demanda construidas con la data de cada complejo, y haciendo una estimación de la demanda desde julio del año 2000 a Julio del año 2001, por medio del método de los coeficientes correctivos, C.A.D.A.F.E. ha seleccionado las características de demanda del complejo C, según los requerimientos exigidos, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

1. Ubicación
2. Crecimiento de la demanda
3. Características físicas del complejo
4. Demanda máxima obtenida de la proyección

Los valores mensuales de demanda del complejo C desde julio de 1993 hasta julio de 2000 están indicados en la tabla #7.1.

AÑOS	1	2	3	4	5	6	7
MESES	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00
JUL	294	263	337	274	327	446	339
AGO	264	243	306	279	333	444	405
SEP	281	294	301	296	324	382	420
OCT	265	216	308	291	407	365	416
NOV	245	232	323	280	398	410	436
DIC	249	216	305	209	341	360	305
ENE	264	217	278	267	385	347	318
FEB	242	237	291	245	419	334	274
MAR	284	217	281	280	368	410	316
ABR	218	226	265	277	434	330	339
MAY	264	222	274	275	389	350	421
JUN	258	316	277	237	453	289	351

Demandas máximas mensuales en KW

TABLA # 7.1.

Utilizando el método de los coeficientes correctivos, para determinar la proyección de demanda del octavo año, se tiene que: (cálculo tipo aplicado al mes de Julio, primer año)

$$\text{Promedio de la Dem. Máx.} = \frac{294 + 264 + 281 + 265 + 245 + 249 + 264 + 242 + 284 + 218 + 264 + 258}{12}$$

$$\text{Promedio de la Dem. Máx.} = 260,6667 \text{ KW}$$

Con el promedio de la demanda máxima de cada año y la demanda máxima de los meses de julio, se puede obtener el coeficiente correctivo de la Ec.(3-4) para cada mes de cada año.

$$\text{Coef. Correctivo} = \frac{\text{Dem. máx. Julio}}{\text{Promedio de la Dem. Máx.}} = \frac{294}{260,6667} = 1,12787$$

Con los valores del coeficiente correctivo del mes de julio para cada año, se obtiene el promedio para el año a estimar.

$$\text{Coef. Correctivo mes de Julio} = \frac{(\sum \text{Coef. Correctivos de los meses de Julio})}{7} = 1,12787$$

Para hallar la demanda máxima del año a estimar, se tiene que calcular primero el valor dado por la curva de mejor ajuste, la cual viene dada por la Ec.(3-1).

Las incógnitas a y b de dicha ecuación se obtienen resolviendo el sistema de dos ecuaciones (Ec.(3-2) y Ec.(3-3)), dando como resultado:

$$a = \frac{\sum_{i=1}^{n=84} x_i \cdot \sum_{i=1}^{n=84} y_i - 84 \sum_{i=1}^{n=84} x_i \cdot y_i}{\left(\sum_{i=1}^{n=84} x_i\right)^2 - 84 \cdot \sum_{i=1}^{n=84} x_i^2} = \frac{3570 \times 26168 - 84 \times 1203499}{(3570)^2 - 84 \times 201110} = 1,849934190$$

$$b = \frac{\sum_{i=1}^{n=84} x_i \cdot y_i - a \cdot \sum_{i=1}^{n=84} x_i^2}{\sum_{i=1}^{n=84} x_i} = \frac{1203499 - (1,849934190 \times 201110)}{3570} = 232,901606425$$

Habiendo calculado el valor de las incógnitas, se puede construir la Ec.(3-1).

$$y = 1,849934190 \cdot X + 232,901160425$$

Con la Ec.(3-1) ya definida, se introduce el número de mes en la variable X y se obtiene la aproximación de

la curva de mejor ajuste (mínimos cuadrados), dicho valor es 390,1460126.

Con este valor y el coeficiente correctivo de dicho mes se obtiene la demanda máxima del mes a estimar, lo cual viene dado por la Ec.(3-5).

$$\text{Dem. Máx. mes de Julio} = 1,12787 \times 390,1460126 = 410,9829913 \text{ KW}$$

A continuación se presenta la tabla #7.2 de los coeficientes correctivos de cada mes, de los años analizados, junto con el promedio de los mismos meses de los 7 años.

COEFICIENTES CORRECTIVOS MENSUALES							
1	2	3	4	5	6	7	PPROMEDIO
1,12787	1,088651	1,140439	1,024299	0,857142	1,198119	0,937327	1,053408
1,01278	1,005864	1,035532	1,042990	0,872870	1,192746	1,119815	1,040372
1,07800	1,216971	1,018612	1,106542	0,849279	1,026192	1,161290	1,065270
1,01662	0,894101	1,042301	1,087850	1,066841	0,980523	1,150230	1,034067
0,93989	0,960331	1,093062	1,046728	1,043250	1,101410	1,205529	1,055744
0,95524	0,894101	1,03214	0,781308	0,893841	0,967092	0,843317	0,909578
1,01278	0,898240	0,940778	0,998130	1,009174	0,932169	0,879262	0,952934
0,92838	0,981027	0,984771	0,915887	1,09829	0,897246	0,757603	0,937603
1,08951	0,898240	0,950930	1,046728	0,964613	1,101410	0,873732	0,989310
0,83631	0,93549	0,896785	1,035514	1,137614	0,886501	0,937327	0,952222
1,01278	0,918937	0,927241	1,028037	1,019659	0,940228	1,16405	1,001563
0,98976	1,308037	0,937394	0,885981	1,187418	0,776359	0,970506	1,007923

Coeficientes correctivos mensuales por año

TABLA # 7.2.

En la tabla #7.3 se presentan los resultados obtenidos de las estimaciones del año 8.

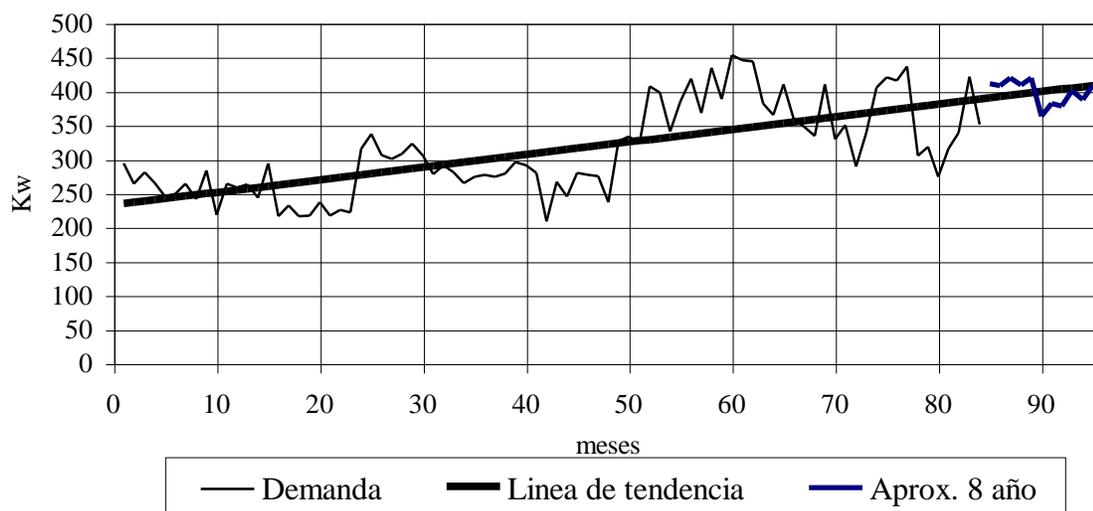
AÑO 8	
MESES	DEMANDA
85	410,9829913
86	407,8218419
87	419,5523491
88	409,1761981
89	419,7067128
90	363,2818567
91	382,36093
92	377,9436835
93	400,616669
94	387,3595567
95	409,2844475
96	413,7480301

Predicción de demanda del año 8

TABLA # 7.3.

A continuación se presenta la gráfica del comportamiento de demanda del complejo C (seleccionado), construida bajo ambiente WINDOWS (EXCEL), utilizando la data de las tablas #7.1 y #7.3:

CURVA DE DEMANDA



Curva de demanda del complejo C

GRÁFICO # 7.1.

Con la gráfica anterior se puede constatar que la demanda máxima es de **453 KW**, siendo este valor el que representa la demanda máxima del complejo turístico al cual se quiere satisfacer; y para el año estimado con el método de los coeficientes correctivos, la máxima demanda es de **419,70 KW**.

7.3. CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DEL COMPLEJO TURÍSTICO HIPOTÉTICO

El complejo seleccionado (complejo C), presenta las siguientes características:

1. 200 habitaciones, distribuidas de la siguiente manera: 4 suites presidenciales, 6 suites familiares y el resto en habitaciones individuales y matrimoniales.
2. Cada habitación está equipada con un televisor y una pequeña nevera, además de su respectiva iluminación.
3. El complejo posee varias unidades de chillers con una capacidad total de aproximadamente 200 toneladas para aire acondicionado.
4. Una piscina
5. Salón de juegos
6. Restaurant
7. Caney
8. Tienda
9. Sala de Conferencias
10. Salón de fiesta
11. Estacionamiento privado

7.4. ESTIMACIONES DE RESERVA

De la tabla #2.8, se supone un valor de 1,5 para el factor de reserva, el cual se encuentra en un rango de 1,3 a 1,6 para pequeñas instalaciones y pueblos. Dicho valor se obtiene según lo recomendado por el personal de C.A.D.A.F.E.

7.5. DEMANDA MÁXIMA A SATISFACER

Según lo analizado por el método de los coeficientes correctivos, se toma como la demanda máxima 453 KW, ya que según las predicciones del octavo año, dicha demanda no va a incrementarse.

7.6. ENERGÍA TOTAL A SATISFACER

De los años analizados, se evidencia que en el año de 1998 hubo la mayor demanda del consumo de energía del complejo turístico, por lo tanto se calculará la energía consumida en ese año.

Como primer paso se hará una aproximación a la curva de demanda del año 1998 mediante una hoja de cálculo (EXCEL), dicha aproximación es:

$$y = 414,12 \cdot e^{\left(-7 \times 10^{-6}\right) \cdot x}$$

El área bajo esta curva indica la energía consumida en ese año. Para calcular dicha área se procederá a integrar la ecuación de la aproximación, teniendo como

límite inferior 0 y como límite inferior las 8760 horas del año.

$$\int_0^{8760} (414,12 \cdot e^{(-7 \times 10^{-6}) \cdot X}) = 3.518.705,20 \text{ KWh}$$

Obtenida la energía consumida, se puede calcular la carga promedio que va a tener la central, dicha carga va a ser igual a 401,68 KW.

7.7. CÁLCULO DE LA ENERGÍA OBTENIDA DEL VIENTO

Inicialmente, se tomaron los valores de velocidad del viento de la estación meteorológica de Punto Fijo ubicada en Latitud 11°39'Norte, Longitud 70°3'Oeste y una altitud de 22 metros sobre el nivel del mar. El instrumento de medición (anemómetro) se encuentra a 10 metros de altura sobre el nivel de la superficie terrestre. Dicha estación fue la elegida debido a la ausencia de estaciones meteorológicas en el norte de la Península, siendo ésta la más cercana. Es de hacer notar, que tales valores pueden ser una aproximación real, ya que el tipo de vegetación existente entre el norte de la Península y la estación mencionada tiende a presentar una baja rugosidad del suelo, por lo cual para efectos de cálculos se puede despreciar, hecho que se evidencia en la poca influencia que presenta la topografía del terreno sobre los vientos prevalecientes de la zona.

La data recopilada suministrada por el Observatorio Cajigal se obtuvo en forma horaria del año 1999

presentando 8411 mediciones en total. Con esta data se construyeron las tablas de velocidades mensuales en una hoja de cálculo, para luego procesarlos y obtener los valores promedio mensuales, frecuencia de ocurrencia de velocidades, potencia teóricamente asequible, energía promedio anual y horas de calma.

La energía promedio anual será calculada teóricamente a partir de la curva de duración de potencia, la cual es indicativa del potencial eólico del lugar.

7.7.1. FRECUENCIA DE OCURRENCIA DE LAS VELOCIDADES

Con los valores de velocidad se determinaron las frecuencias de ocurrencia de los mismos, dividiéndose en 40 clases a saber, en un rango de 0,5 en 0,5 desde 0 m/s a 20 m/s. Este rango fue tomado ya que proporciona información más exacta del comportamiento de las ocurrencias de las velocidades de los vientos. Estos valores de ocurrencia se muestran en la tabla #7.2. [40]

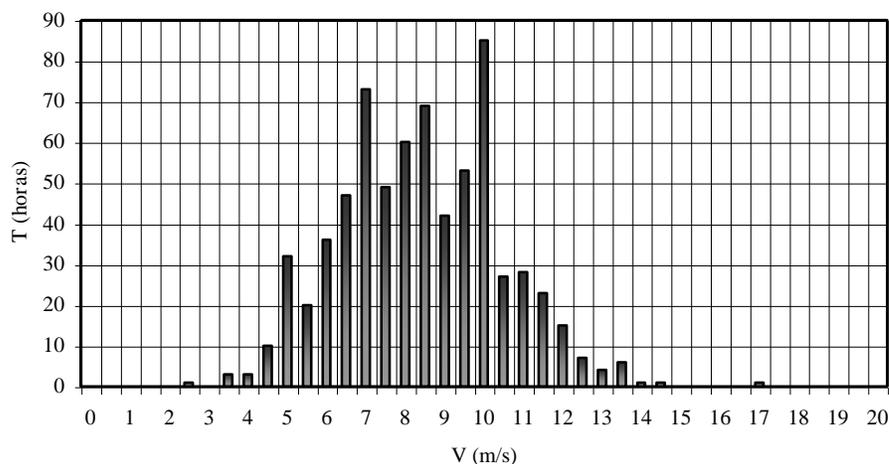
FRECUENCIA DE OCURRENCIA DE LAS VELOCIDADES (1999)													
Meses	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	TOTAL
Horas	744	672	744	576	696	696	744	719	649	720	719	732	8411
Clase (C)	Frecuencia												
0	59	0	0	0	2	0	0	5	39	57	59	8	229
0<C<0,5	18	0	0	0	0	0	0	0	0	17	25	5	65
0,5<C<1	87	1	0	0	0	0	0	0	21	1	3	8	121
1<C<1,5	36	1	0	0	0	0	2	0	43	2	2	32	118
1,5<C<2	18	6	2	1	5	0	0	22	58	11	18	65	206
2<C<2,5	30	13	8	13	6	1	3	17	43	22	18	56	230
2,5<C<3	86	3	4	3	7	0	5	18	63	19	55	49	312
3<C<3,5	54	47	29	22	15	3	5	61	70	27	42	110	485

FRECUENCIA DE OCURRENCIA DE LAS VELOCIDADES (1999)													
Meses	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	TOTAL
Horas	744	672	744	576	696	696	744	719	649	720	719	732	8411
Clase (C)	Frecuencia												
3,5<C<4	98	3	2	1	10	3	13	13	64	33	66	54	360
4<C<4,5	67	47	20	13	21	10	10	72	38	28	35	49	410
4,5<C<5	82	95	79	61	43	32	34	91	33	42	76	42	710
5<C<5,5	15	2	5	2	19	20	29	14	30	36	64	57	293
5,5<C<6	29	46	32	32	32	36	37	69	33	90	91	36	563
6<C<6,5	7	2	1	10	28	47	58	26	21	42	27	43	312
6,5<C<7	22	127	151	96	91	73	67	92	31	86	48	38	922
7<C<7,5	10	39	43	43	60	49	72	48	18	45	15	23	465
7,5<C<8	17	2	1	8	53	60	69	18	19	62	25	19	353
8<C<8,5	5	114	191	134	82	69	77	58	8	13	3	18	772
8,5<C<9	4	0	0	8	33	42	69	11	4	20	17	7	215
9<C<9,5	0	16	24	21	35	53	56	22	1	7	11	5	251
9,5<C<10	0	64	100	59	57	85	63	30	9	25	15	2	509
10<C<10,5	0	0	0	3	16	27	22	3	2	7	2	3	85
10,5<C<11	0	5	14	10	27	29	18	15	1	8	2	1	130
11<C<11,5	0	0	0	0	16	23	12	4	0	7	0	0	62
11,5<C<12	0	31	31	27	19	14	15	7	0	8	0	0	152
12<C<12,5	0	0	0	2	6	7	5	1	0	2	0	0	23
12,5<C<13	0	0	0	0	6	4	2	0	0	2	0	0	14
13<C<13,5	0	8	6	5	5	6	1	2	0	1	0	1	35
13,5<C<14	0	0	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	4
14<C<14,5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
14,5<C<15	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2
15<C<15,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15,5<C<16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16<C<16,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16,5<C<17	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
17<C<17,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17,5<C<18	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
18<C<18,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18,5<C<19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19<C<19,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19,5<C<20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C>20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Frecuencia de ocurrencia

TABLA # 7.4.

DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA (JUNIO)



Distribución de frecuencia del mes de Junio

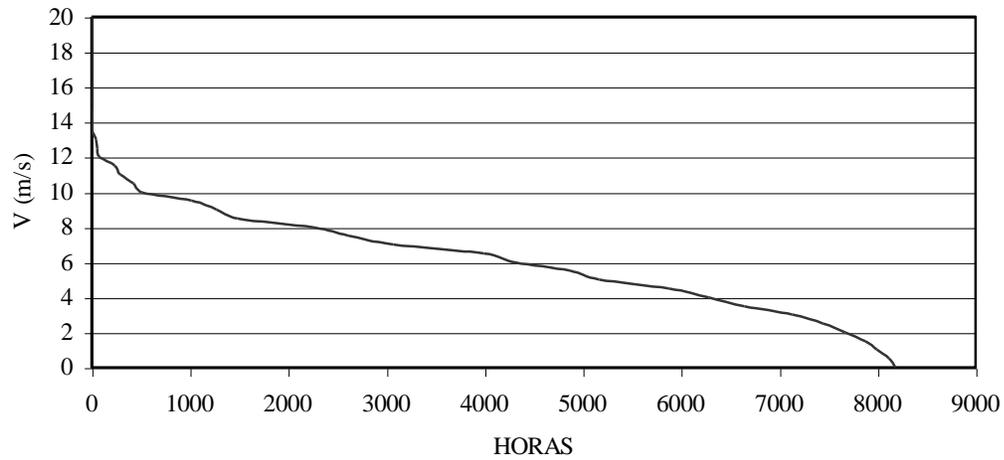
GRÁFICO # 7.2.

En el anexo A se presentan las gráficas de distribución de frecuencia de todos los meses del año analizado. De dichos gráficos se puede observar que la velocidad más frecuente es de 7 m/s.

7.7.2. CURVAS DE DURACIÓN DE LAS VELOCIDADES Y DE POTENCIA

Con los valores de frecuencia obtenida anteriormente se construyen las curvas que presentan la frecuencia acumulada para cada valor de velocidad y que se conocen como curvas de duración de la velocidad, las cuales son presentadas en el gráfico #7.3.

DURACION DE VELOCIDADES ANUAL



Curva de duración de velocidad del año 1999

GRÁFICO # 7.3.

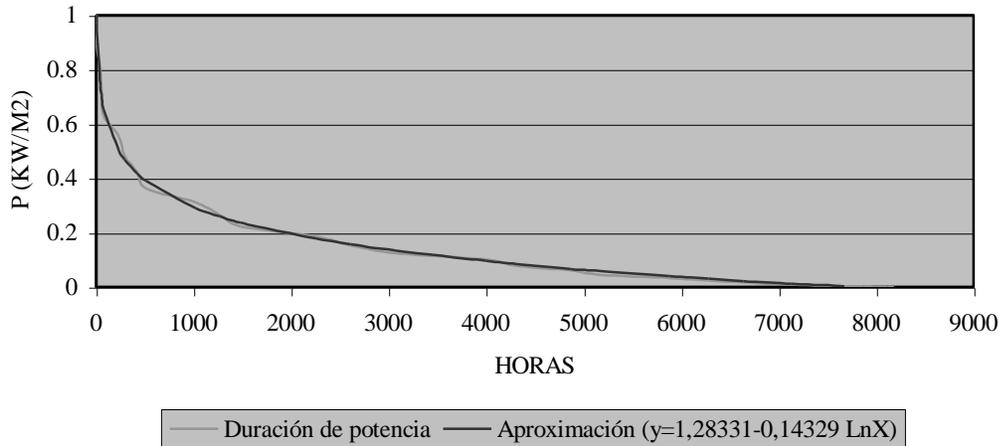
Aplicando la Ec.(2-30) teórica de la potencia se puede graficar la curva de duración de potencia en el período registrado. El área y el coeficiente de potencia C_p , van a depender del tipo de rotor eólico. Teóricamente, sólo la fracción $16/27=0.5926$ (límite de Betz) de la potencia es recuperable con máquinas de eje horizontal. En la práctica, es razonable recuperar 70% (eficiencia aerodinámica) de éste máximo teórico. Por lo tanto, la eficiencia total de conversión de energía total disponible del viento a la energía mecánica disponible en el eje giratorio, está limitada alrededor del 40%. Los valores prácticos oscilan entre 20 y 40%, dependiendo de la aerodinámica de la turbina. El valor de densidad tomado fue de $1,225 \text{ Kg/m}^3$, tal como se expresó en el capítulo 2, y la potencia fue calculada por metro

cuadrado. Como no se posee las características técnicas de la máquina a instalar, ya que no se ha realizado la selección, se puede calcular la potencia asequible considerando el C_p igual al límite de Betz, para así obtener la máxima potencia que teóricamente puede obtenerse de un aerogenerador. La gráfica #7.4 representa la curva de duración de potencia a 10 m de altura, en ella se muestra en la ordenada la potencia por metro cuadrado y en la abscisa el número de horas del lapso de medición. El área encerrada bajo la curva representa la energía por metro cuadrado promedio, en el período bajo observación (anual), cabe señalar que no toda esta energía es aprovechable, ya que solo se generara a partir de 4 m/seg (punto de corte) hasta 15 m/seg (potencia máxima), esto se ve mejor representado en la figura #2.5. El punto de corte determina el límite a partir del cual comienza la generación de potencia en una máquina (para este caso 4 m/s).

Para hallar el área que representa la energía asequible, se calculó primero el área que indica el período de operación de los aerogeneradores a una velocidad de 15 m/seg o más, para luego sumarle el resultado del cálculo del área bajo la curva comprendida entre 2 y 5875 horas, las cuales representan los períodos de duración de la velocidad mínima de generación de potencia y la velocidad nominal de la turbina respectivamente; ver figura #7.4, el cálculo se realiza mediante la integración de la aproximación logarítmica de la curva de duración de potencia. Naturalmente en un

sistema real, este valor de energía va afectado por la eficiencia global del sistema.

APROXIMACIÓN LOGARÍTMICA DE LA CURVA DE DURACIÓN DE POTENCIA POR M2 (H=10m)



Aproximación logarítmica de la curva de duración de potencia para 10 m del año 1999

GRÁFICO # 7.4.

Utilizando la Ec.(2-4) se tiene que la densidad de potencia es:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho \cdot V^3 C_{p_{Betz}} = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \cdot \left(6 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^3 \cdot \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{1000} = 0,0784 \frac{\text{KW}}{\text{m}^2}$$

Calculando el área bajo la curva mediante una integración, tomando como límite superior 5875 y límite inferior 2, obtenemos que la energía generada por metro cuadrado para 10 m.

$$y = 1,28331 - 0,14329 \cdot \text{Ln } X$$

$$\frac{E}{m^2} = 2 \times 1,18398 + \int_2^{5875} 1,28331 - 0,14329 \cdot \ln X = [1,28331 \cdot X - 0,14329(X \cdot \ln X - X)]_2^{5875}$$

$$\frac{E}{m^2} = 1075,21 \frac{Kw-h}{m^2}$$

La energía generada por metro cuadrado, para 10 m es de 1075,21 Kw-h/m².

Con el fin de obtener otros resultados representativos del potencial eólico de este sitio, se determinaron los valores de las velocidades promedio máxima y así como las horas de calma en cada mes. Se entiende como horas de calma aquellas en que la velocidad promedio es menor de 4 m/seg.

Los resultados se resumen en la tabla #7.5.

La velocidad promedio anual es de 6,08 m/s, el número máximo de horas de calma es de 2126 horas.

Meses	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Velocidad Promedio (m/s)	3,27	6,85	7,52	7,49	7,69	8,24	7,78	6,03	3,81	5,64	4,59	4,29
Velocidad máxima (m/s)	8,8	13,2	14,9	18,0	14,0	17,0	13,2	13,2	10,7	13,5	11,0	14,7
Número máximo de horas de calma	486	74	45	40	45	7	28	136	401	189	288	387

Resumen de datos de la velocidad del viento

TABLA # 7.5.

7.7.3. EVALUACIÓN DEL GRADIENTE VERTICAL DE VELOCIDADES

En los cálculos anteriores se tomó la data suministrada a 10 metros de altura sobre el nivel del suelo, lo cual indica que se debe hacer una corrección

por la altura, ya que los aerogeneradores existentes en el mercado que satisfacen la potencia que se piensa instalar se encuentran en un rango entre 40 m a 60 m de altura aproximadamente. Se seleccionó la altura de 45 m por ser el valor común entre las torres de las turbinas a seleccionar, como se verá en el capítulo 9.

Evaluando el gradiente vertical de velocidad utilizando el método expuesto en el capítulo 2 (Ec.(2-13), Ec.(2-14) y Ec.(2-15)) para calcular las diferentes velocidades a esta altura, y elaborando una nueva gráfica de duración de potencia, se obtuvo una aproximación logarítmica de la curva para el año 1999 a una altura de 45 m. La velocidad media para esta altura es de 7,10 m/s.

El valor de la rugosidad que se estima para la zona es de 0,03 m. [52]

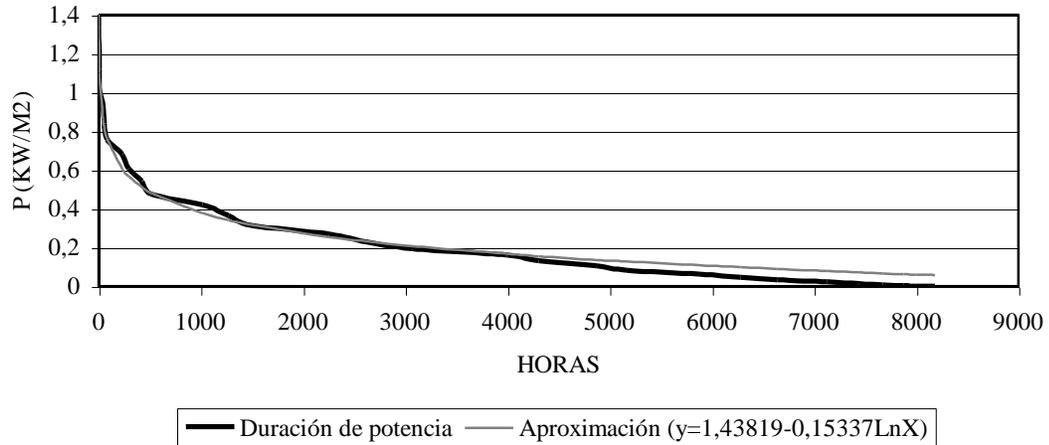
Evaluando el gradiente de velocidad se tiene:

$$Zg = (Z \cdot Z_a) \cdot 0,5 = (10 \cdot 45) \cdot 0,5 = 225$$

$$\bar{V}_a = \frac{\bar{V}}{\left(\frac{Z}{Z_a}\right) \left(\frac{1}{\ln\left(\frac{Zg}{Z_o}\right)} \left[\frac{0,088}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{Z_a}{10}\right)} \right] \cdot \ln\left(\frac{\bar{V}}{6}\right) \right)}$$

$$\bar{V}_a = \frac{6,08 \text{ m/s}}{\left(\frac{10}{45}\right) \left(\frac{1}{\ln\left(\frac{225}{0,03}\right)} \left[\frac{0,088}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{45}{10}\right)} \right] \cdot \ln\left(\frac{6,08}{6}\right) \right)} = 7,10 \text{ m/s}$$

APROXIMACION LOGARITMICA DE LA CURVA DE DURACION DE
POTENCIA (H =45 m)



Aproximación logarítmica de la curva de duración de potencia para 45 m del año 1999

GRÁFICO # 7.5.

Análogo al procedimiento de cálculo de la energía generada a 10 m, se calcula el área bajo la curva, para una altura de 45 m, gráfico #7.5, y así se obtiene que la energía generada para 45 m es de 1530,40 Kw-h/m².

7.8. SELECCIÓN DEL NÚMERO DE AEROGENERADORES

Para seleccionar el número de aerogeneradores que se van a instalar, primero se realizará una tabla comparativa entre las características de los aerogeneradores que fueron preseleccionados, para de esta manera considerar la mejor alternativa.

Inicialmente, se considerará un arreglo eólico-diesel, para aumentar la confiabilidad del sistema, y disminuir los costos.

Nº	1	2	3	4	5
FABRICANTE	NORDEX		VESTAS		BONUS
ROTOR					
Tipo	3 álabes, eje horizontal	3 álabes, eje horizontal	3 álabes, eje horizontal	3-álabe, eje horizontal	3 álabes, eje horizontal
Diámetro del rotor (m)	43	50	47	52	54,2
Área de barrido (m ²)	1452	1964	1735	2124	2300
RPM	17,9/26,9	23,7/15,3	28.5	26	
Cut-in del viento (m/s)	3-4	3-4	4	4	3
Cut-out del viento (m/s)	25	25	25	25	25
Velocidad nominal de Salida (m/s)	13	15	15	16	15
Vida útil (años)	20	20	20	20	20-30
GENERADOR					
Potencia nominal (KW)	600	800	660	850	1000
Tipo	Asincrónico, doble devanado	Asincrónico enfriado por agua	Asincrónico con optislip	Asincrónico con optispeed	Asincrónico
Velocidad sincrónica (RPM)	1500/1000	1500/1000	1818/1980	-	1500/1000
TORRES					
Tipo	Tubular o lattice	Tubular	Tubular	Tubular	Tubular

Características físicas de los aerogeneradores

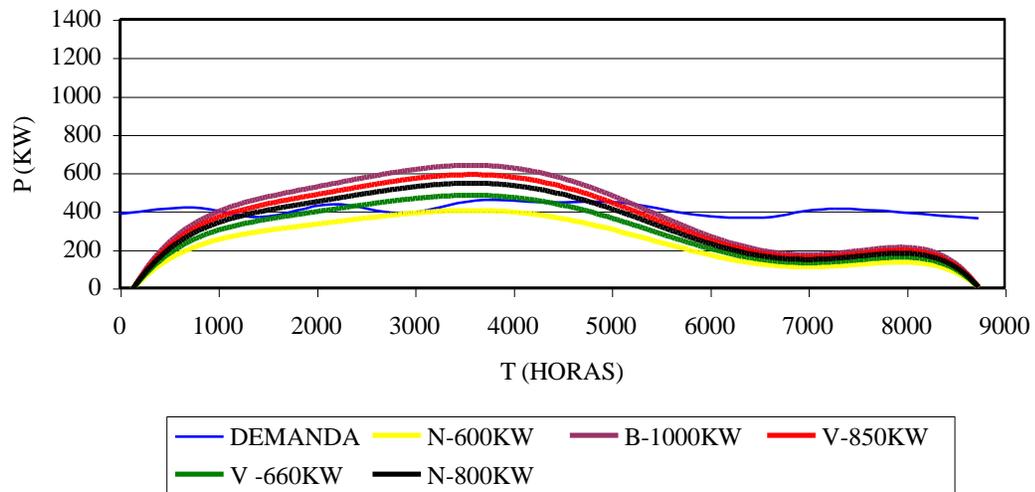
TABLA # 7.6.

En la tabla #7.6 se presentan las características de algunos aerogeneradores de fabricantes daneses.

La selección de la turbina se realizó analizando los siguientes aspectos:

1. Coeficiente de potencia.
2. Frecuencia de salida.
3. Experiencia de operación de sistemas análogos en sitios costeros sometidos a corrosión.
4. Agentes representantes en el país.
5. Materiales del aerogenerador.
6. Tipo de generador.
7. Rendimiento de la máquina.
8. Costos.

GRÁFICA COMPARATIVA



Gráfica comparativa potencia vs tiempo de las turbinas analizadas

GRÁFICO # 7.6.

Paralelamente, se construye una gráfica comparativa #7.6 de potencia vs tiempo (a los 45 metros de altura), de los aerogeneradores, comparándola con la demanda a satisfacer, y seleccionar cual será el arreglo eólico-diesel a considerar.

Para seleccionar el aerogenerador, se tiene que para condiciones reales el C_p , ya no será considerado como el límite de Betz, entonces se calculará el nuevo valor de C_p para la velocidad media del viento a una altura de 45 m sobre la superficie, y con las r.p.m. del rotor que se encuentra en el catálogo suministrado por cada fabricante (Anexo G).

Nº	1	2	3	4	5
Potencia (KW)	600	800	660	850	1000
r.p.m. del rotor	26,9	23,7	28,5	26	22
Rad/seg.	1,4084	1,2409	1,4922	1,3613	1,1519
Diámetro (m)	43	50	47	52	54,2
Vt (m/s)	30,2806	31,0225	35,0667	35,3938	31,2164
λ	4,2648	4,3693	4,9389	4,9850	4,3966
Cp	0,39	0,39	0,43	0,43	0,39

Características de los aerogeneradores

TABLA # 7.7.

Con los valores de r.p.m. del aerogenerador V-660KW y su radio introducidos en la Ec.(2-32) se tiene que:

$$28,5 \text{ r.p.m.} = 89,4353 \text{ rad/seg}$$

$$\lambda = \frac{\Omega \cdot R}{V_{\infty}} = \frac{89,4353 \text{ } \frac{1}{\text{seg}} \cdot (47/2)_{\text{m}}}{7,10 \text{ } \frac{\text{m}}{\text{seg}}} = 4,93$$

Y con este valor se va a la gráfica #2.33 para obtener el Cp del aerogenerador, el cual es 0,43. Los demás valores de Cp están indicados en la tabla #7.7.

De la gráfica #7.6 y tomando en consideración los parámetros anteriormente expuestos, se puede concluir que el mejor arreglo eólico-diesel lo proporciona el aerogenerador Vestas V47-660 KW, ya que su Cp es el mayor de los analizados y el número de unidades que cubre un mayor porcentaje de la demanda es dos (2), considerando la menor posibilidad de no sobredimensionar el sistema.

7.9. CÁLCULO DE ENERGÍA GENERADA POR EL SISTEMA EÓLICO

De la Ec.(4-4) se despeja la potencia mecánica de cada aerogenerador, obteniendo:

$$P_m = C_p \cdot \frac{1}{2} \rho A V^3 = 0,43 \cdot \frac{1}{2} \cdot 1,225 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \cdot 1735 \text{ m}^2 \cdot (7,10 \frac{\text{m}}{\text{seg}})^2$$

$$P_m = 163,544 \text{ KW}$$

De la curva de potencia del fabricante se tiene que para 7,10 m/s se obtiene una potencia eléctrica de 150 KW

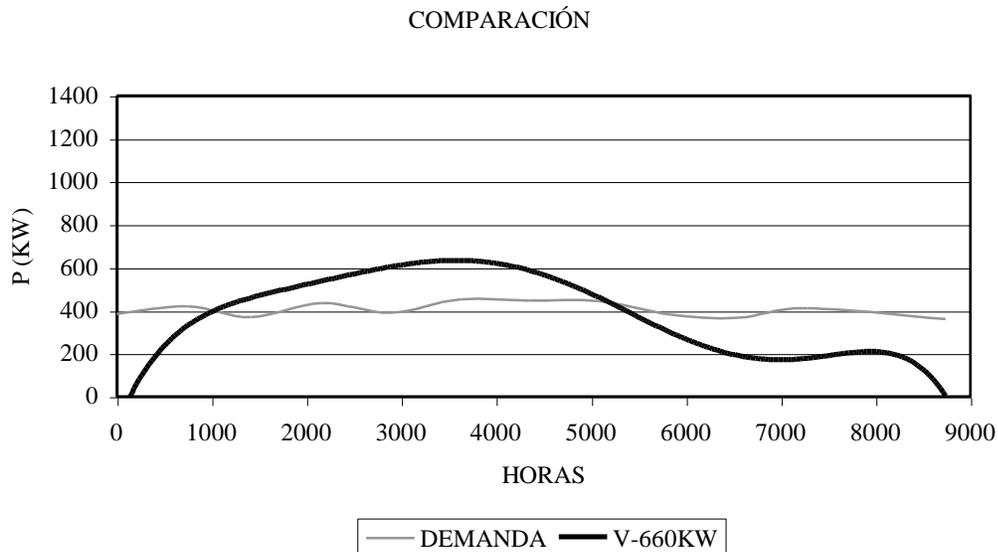
Entonces:

$$\eta_{\text{Eléctrico}} \cdot \eta_{\text{Mecánico}} = \frac{P_{\text{Eléctrica}}}{P_{\text{Mecánica}}} = \frac{150 \text{ KW}}{163,544 \text{ KW}} = 0,91$$

$$P_{\text{Eléctrica}} = P_{\text{viento}} \cdot C_p \cdot 0,91 = P_{\text{viento}} \cdot 0,39$$

Con el nuevo valor de C_p x 0,91, se calcula la potencia eléctrica generada para cada velocidad, y la energía asequible de los aerogeneradores, la cual está representada por el área bajo la curva de la figura #7.7 (2 aerogeneradores V-660KW), se puede calcular con la Ec.(2-6), la cual indica la energía que se puede aprovechar anualmente debido a la variabilidad del viento.

Del gráfico #7.7, se tiene que la energía eólica aprovechable es de 2772303 KW-h/año, entonces la potencia máxima que se puede aprovechar es de 640 KW.



Comportamiento del sistema

GRÁFICO # 7.7.

En el gráfico #7.7, se presenta la curva de demanda del complejo hipotético, y la potencia real que puede generar dos turbinas Vestas 660 KW, también se puede observar el período en el cual la energía eólica no puede satisfacer la demanda, por lo tanto el área encerrada entre ambas curvas (cuando la curva de demanda excede la curva de potencia de las turbinas eólicas) representa la energía que deberá satisfacerse con la operación de un motor diesel.

Como el motor diesel, funcionará también como un sistema auxiliar, se estimará que deberá ser de 680 KW, para satisfacer la demanda pico del complejo turístico, debido a que la naturaleza del consumidor exige continuo suministro energético. (ver anexo F)

Del gráfico #7.7 se puede decir que el motor diesel estará operando aproximadamente 4734 horas anuales, generando diferentes potencias. La energía anual que entregará el motor diesel se calculó hallando el área comprendida entre las dos curvas del gráfico #7.6, cuando la curva de demanda excede la curva de potencia de las turbinas eólicas, sumándole los períodos en los cuales la energía eólica no puede satisfacer la demanda debido a las bajas velocidades de viento.

El área total entre la curva de demanda y la curva de potencia de los aerogeneradores se puede dividir en dos partes, una que corresponde a los primeros meses del año y otra a los meses finales del año. Para calcular la primera área se procedió inicialmente aproximando la curva de potencia de los dos aerogeneradores, obteniendo como resultado:

$$y = -831,453 + 177,295 \cdot \ln X$$

Con la curva de aproximación de la demanda, obtenida anteriormente, se busca el punto de intersección con la curva de potencia, para indicar el límite de funcionamiento del motor diesel. Dicho punto ocurre a las 1110 horas, entonces la primera área será calculada por la integral de la resta de las dos curvas, con límite de integración inferior igual a 146 horas, ya que este es el punto de la curva de potencia que indica el mínimo de potencia que los aerogeneradores pueden aportar al sistema (53 KW para los dos aerogeneradores con velocidad de viento igual 4 m/s), mas el área de 0 a 146 horas que el motor diesel trabajará solo.

$$\text{Área 1} = \int_{146}^{1110} \left[414,12 \cdot e^{(-7 \times 10^{-6})x} - (-831,453 + 177,295 \cdot \ln X) \right]$$

$$\text{Área 1} = 118929,02 \text{ KWh}$$

De 0 a las 146 primeras horas, el motor diesel trabajará para satisfacer toda la energía requerida, la cual será definida por el área bajo la curva de demanda entre 0 y 146 horas. Esta viene dada por:

$$A2 = \int_0^{146} 424,12 \cdot e^{(-7 \times 10^{-6} \cdot x)} = 60430,63 \text{ KWh}$$

Sumando A1 con A2 se tiene que la energía que debe generar el motor diesel en la primera parte del año.

Para calcular el área de la segunda parte del año se procedió de forma análoga al procedimiento anterior.

Entonces, la energía generada por el motor diesel durante todo el año será de 771847.558 KWh/año.

Para obtener la distancia a las que se deberán colocar las turbinas, se debe multiplicar 5 veces el diámetro del rotor medidos en la dirección perpendicular a los viento dominantes.

$$D = 5(47 \text{ m}) = 235 \text{ m}$$

7.10. CÁLCULO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CARGA DE UNA CENTRAL ENERGÉTICA

A continuación se calculará el factor de carga, factor de demanda, factor de instalación, utilización anual, factor de utilización.

7.10.1. FACTOR DE CARGA

Utilizando la Ec. (2-33) se tiene:

$$FC = \frac{\text{potencia media}}{\text{potencia máxima}} = \frac{401,8 \text{ KW}}{640 \text{ KW}} = 0,627$$

7.10.2. FACTOR DE DEMANDA

Utilizando la Ec. (2-34) se tiene:

$$FD = \frac{\text{demanda máxima}}{\text{potencia instalada}} = \frac{453 \text{ KW}}{2000 \text{ KW}} = 0,226$$

7.10.3. FACTOR DE INSTALACIÓN

Utilizando la Ec. (2-35) se tiene:

$$FI = \frac{\text{potencia total de la central}}{\text{potencia instalada}} = \frac{640 \text{ KW} + 680 \text{ KW}}{2000 \text{ KW}} = 0,725$$

7.10.4. FACTOR DE UTILIZACIÓN

Utilizando la Ec. (2-36) se tiene:

$$FU = \frac{\text{Carga pico}}{\text{Capacidad nominal continua}} = \frac{640 \text{ KW}}{2000 \text{ KW}} = 0,32$$

CAPÍTULO 8

SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO DE LA CENTRAL EÓLICA

8.1. GENERALIDADES

En el presente capítulo se presentará la selección del lugar donde instalar un aerogenerador mediante datos meteorológicos de la zona, características topográficas, mapas climatológicos y la evidencia ecológica.

Otro punto no menos importante para la selección del emplazamiento son las características de la zona, tales como: futuros desarrollos, vías de comunicación, recursos naturales, y otros.

8.2. SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Paraguaná es una notable formación peninsular con una superficie de 3.405 km² en el Estado Falcón de Venezuela, unida al continente por el Istmo de Médanos de 28 km de longitud. Dominan las formaciones planas de terrazas marinas erosionadas, de sedimentos arenosos y arcillosos, cuyos niveles mayores bordean los 70 m, sobresaliendo en el centro el Cerro Santa Ana (830 m). La aridez ambiental favorece las formaciones vegetacionales de cujíes y cardonales.

El modelo de desarrollo presentado por la Fundación para el Desarrollo de la Región Centro-Occidental (F.U.D.E.C.O.) consiste en una propuesta turística integral para la Península de Paraguaná, considerando su potencial. De allí se generan ocho (8) productos turísticos:

1. Playas del Oeste
2. Playas del Este
3. Bahías del Norte
4. Media Luna de Hatos Y Pueblos
5. Ecocircuito
6. Balcón del Caribe
7. Punto Fijo de Negocios
8. Guaranao de Cruceros

Cada uno de estos productos ha sido concebido en respuesta a las potencialidades generales de desarrollo del área, las condiciones de los atractivos y la calidad de los accesos a los mismos en la actualidad. En tal sentido el modelo expresa:

A pleno desarrollo, del total del territorio ordenado, cuya área asciende a 258.803,98 Ha, sólo el 1% corresponde a terrenos susceptibles para nuevas edificaciones de alojamiento e instalaciones turísticas de apoyo, correspondientes a Playas del Oeste, Playas del Este, Bahías del Norte y Punto Fijo de Negocios.

Del área bruta ordenada por el modelo, casi el 40% son áreas con protección ambiental (esto incluye las zonas ya protegidas y las que han sido designadas a proteger). El 50% son áreas propuestas para desarrollos turísticos y el resto corresponde a intervenciones o rescate de zonas urbanas con interés a visitar.

Del total del territorio susceptible a inversiones en alojamiento turístico, el 83% del área corresponde a los productos Playas del Este y Playas del Oeste, por lo que las grandes y nuevas inversiones se estiman estén concentradas fundamentalmente en áreas reconocidas como balnearios de media-alta calidad de uso actual no controlado. El 2% del área corresponde a Punto fijo de negocios y el 34% al área Bahía del norte.

En el trabajo realizado por F.U.D.E.C.O. se modelo las inversiones en infraestructura de servicios requeridas en las instalaciones turísticas potenciales a pleno desarrollo para cada sector, sobre la base del tipo de zonificación propuesta en el Plan de Ordenamiento del Territorio de la Península de Paraguaná. Las mismas señalan que la viabilidad es clave en el desarrollo y que el objeto en el diseño es lograr el menor impacto con la mayor rentabilidad.[19]

8.3. OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS (PROSPECCIÓN INDIRECTA)

En el Anexo E se presenta un Mapa climatológico de Venezuela, del cual se puede observar que la dirección prevaleciente de los vientos proviene del Noreste, debido a la diferencia de temperatura en las capas inferiores de la atmósfera entre la Península de Paraguaná (clima semiárido) y la costa ubicada desde Coro hacia el oeste (clima desértico), efecto similar al de las brisas de tierra y mar expuesto en el capítulo 2 (el aire va tender a desplazarse a la zona de mayor temperatura debido a que la presión es menor).

Por otra parte se tiene que de la Estación Meteorológica de Punto Fijo, la dirección prevaleciente del viento va a ser Este-Noreste, dicha información se presenta en la tabla #8.1.

Meses	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
DPV	E	ENE	E	E	ESE	ENE	ENE	ENE	NNE	ENE- NNE	NE	N	ENE

Dirección prevaleciente del viento (DPV)

TABLA # 8.1.

Con la información obtenida anteriormente se puede decir que la topografía de la Península de Paraguaná no influye en la dirección de los vientos dominantes (alisios del noreste), lo cual presenta una ventaja a la hora de orientar los aerogeneradores.

En el anexo A se presenta la información de las velocidades de los vientos horaria de un período de un año (1999), suministrada por el "Observatorio Cajigal".

En la tabla #8.2, se presentan los datos meteorológicos promedios mensuales recolectados en un período de 10 años, suministrada por el Sargento Segundo Eddie Galicia Céspedes (Jefe de la Estación Meteorológica de la Base Naval "Mariscal Juan Crisóstomo Falcón"); en la cual se presentan la temperatura, precipitación y humedad relativa.

	meses	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
Temperatura (°C)	media	25,5	26,2	26,4	26,9	27,7	27,8	27,7	28,0	28,2	27,6	27,1	25,9	27,1
Precipitación (mm)	total	8,2	9,4	5,3	14,0	14,5	9,5	8,8	14,3	18,4	52,9	46,0	32,3	231,0
Humedad relativa (%)	media	76	76	75	76	78	77	75	75	76	77	77	77	76

Datos meteorológicos

TABLA # 8.2.

Para los vientos en la atmósfera libre, se tomó como referencia el trabajo de maestría titulado: "EXPLOTACIÓN DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS: UNA APROXIMACIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA" [4]; el cual investiga la posibilidad de explotar la energía eólica en el ámbito de las zonas costeras venezolanas.

Así pues, dicho trabajo describe la primera fase de un estudio sobre las zonas costeras venezolanas.

Existen experiencias previas en otros países basadas, habitualmente, en el desarrollo de mapas eólicos sobre la región en estudio mediante modelos numéricos del comportamiento del viento. En dicho trabajo, y como primera fase del proyecto, se realizó el modelado de un volumen de control adecuado que incluye la Isla de Margarita y la Península de Paraguaná, mediante elementos

finitos 3-D. Estos modelos se han denominado macrozonales.

Para ello se han aplicado las formulaciones usuales del método de los Elementos Finitos para el caso de fluido incompresible viscoso, regido por las ecuaciones de Navier-Stokes, desarrollándose códigos de computador adecuados para efectuar el análisis numérico. Previamente a la obtención de la distribución del campo de velocidades con el modelo macrozonal, se estimaron las direcciones prevalecientes y la velocidad media del viento, al realizar el análisis microzonal con programas existentes y apropiados para tal fin, los cuales proporcionan incluso el potencial energético, fundamentándose en el tratamiento estadístico y probabilístico de las observaciones hechas en la estación meteorológica de Coro, a fin de poder establecer unas condiciones de contorno apropiadas para el modelo macrozonal.

El resultado final de dicho trabajo es la obtención de los mapas globales de distribución de vientos y las características particulares del viento en las zonas que los modelos macrozonales hayan indicado como más rentables energéticamente. A través de los modelos microzonales se han obtenido mapas de energía eólica, pudiendo ser así seleccionados los emplazamientos idóneos para la instalación de aerogeneradores.

En este trabajo se estudió el atlas de viento de la Península de Paraguaná, para dirección matemática de 30° y una velocidad de aproximación de 6 m/s (Ver atlas de viento, Anexo C), el cual señala que las zonas de mayor

potencial eólico son "Punta Macolla" y el "Cabo San Román", ambas con una velocidad de aproximación de 7,02 m/s.

Si se observa dicho atlas, la velocidad del viento de Punto Fijo, es ligeramente menor que la velocidad de las dos zonas antes mencionadas, ambas localizadas en el Norte de la Península.

8.4. INVESTIGACIÓN DE CAMPO (PROSPECCIÓN DIRECTA)

De los ocho productos expuestos anteriormente, se seleccionará la zona Bahía del Norte, como primera aproximación a la selección de la zona de emplazamiento. A continuación se desarrollará la metodología para la prospección de zona, etapa 2 señalada teóricamente en el capítulo 6.

8.4.1. CARACTERIZACIÓN

El producto Bahías del Norte posee una superficie total de alrededor de 7.298,89 hectáreas y abarca 33 Km de playas ubicadas al norte de Paraguaná; se extiende por el norte desde la quebrada de Las Tres Marías en la costa oeste de la Península, hasta Puerto Escondido en la costa este. Le corresponde las franjas de playa más vírgenes, de alta calidad escénica y exóticas de todo el territorio. Es el sector más septentrional de América del Sur.

Es una zona arenosa de difícil acceso ubicada en una área declarada por F.U.D.E.C.O. zona Turística 2 (ZT2)

con accesos precarios, sólo a través de escasas trillas poco consolidadas. La participación del Estado como generador de incentivos en infraestructura es parcial y sólo se refleja en el acceso vial y la provisión de electricidad. El resto debe ser asumido por el inversionista privado.

Según recomendaciones de F.U.D.E.C.O. los desarrollos turísticos ubicados en el Norte de la Península de Paraguaná deberán garantizar sus propios servicios.

Se proponen desarrollos de unidades de alojamiento a las cuales se accede desde la vía Pueblo Nuevo, Los Taques hacia el norte, consolidando dos (2) accesos existentes. No se propicia la vialidad que permita su acceso directo en orientación Este-Oeste a través de la franja costera, por el alto impacto que producirían los visitantes y vehículos ocasionales.

Estas unidades deberán ubicarse retiradas de la orilla hasta 300 metros, aprovechando las cualidades escénicas del lugar sin depreciar su valor, con posibilidad de acceder a las ensenadas y bahías más representativas como uso de playas públicas.

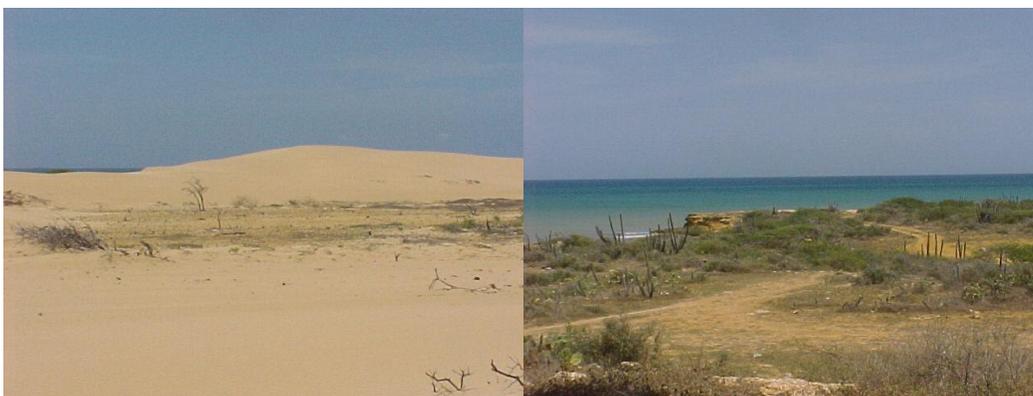
Se propone crear muelles para atender embarcaciones de paso por el norte de la península.

8.4.2. CALIDAD AMBIENTAL

La franja de costa y el área en general de este producto posee un paisaje de gran atractivo y singularidad, con playas vírgenes en bahías, de fondo rocoso y dunas en el interior; algunos sectores de costa

profunda son niveles sucesivos de terrazas de formaciones coralinas. No existen asentamientos de población en el sector.

En algunas áreas se encuentran relictos de bosque xerófilos (Morro El Chaure), y zonas de salinas y dunas de alta fragilidad. Es una zona de pesca de especies de alto valor comercial. En este producto se propone una figura de protección para el Cabo de San Román.



Bahía de Norte, dunas, bosques xerofilos.

FIGURA # 8.1.

El área está regulada por:

1. Plan de Ordenación del Territorio del Estado Falcón (Año 1984)
2. Normas para la Ordenación del Territorio de la Península de Paraguaná (Decreto N° 627 del 25-01-1990).
3. Autorización para realizar actividades de exploración y explotación petrolera (Ministerio de Energía y Minas resolución 202 del 01-08-86).
4. Decreto 623 del 25 de enero de 1990 (protección de borde 80 m de playa).

5. Declaratoria de utilidad pública y de interés turístico-recreacional para la Península de Paraguaná (Decreto No. 456, Gaceta Oficial No. 228996 oct. 1979).

Con respecto al impacto del desarrollo en el área, el mismo se prevé en los siguientes medios:

1. En el medio físico:
 - a. Agua: afectación mínima.
 - b. Suelo: movimiento de tierra para la construcción.
2. En el medio biológico:
 - a. Fauna: cambios de hábitos en especies migratorias y locales. Aparición y desaparición de especies.
 - b. Flora: incorporación de nuevas especies en sectores localizados.
3. En el medio socio económico:
 - a. Transporte: no se estima impacto en el transporte público. Consolidación mínima de la vialidad.
 - b. Abastecimiento: las que derivan del funcionamiento de plantas desalinizadoras de agua.
 - c. Otros servicios: las que derivan del funcionamiento de plantas de tratamiento.
 - d. Población: movilidad de población por empleo (pendular). Cambios de actividad de la población cercana.

8.4.3. SERVICIOS DE INFRAESTRUCTURA

En la actualidad, esta área solamente posee el trazado de ciertas vías de comunicación terrestre tipo trillas o caminos de tierra, careciendo de los servicios

básicos de infraestructura: agua potable, agua servida y electricidad. No existen previsiones presupuestarias para su desarrollo en los planes quinquenales de los organismos encargados de los mismos, por la baja ocupación del territorio en esa zona.



Trillas de Bahía de Norte

FIGURA # 8.2.

Según el Plan de Ordenamiento del Territorio de la Península de Paraguaná, este sector está zonificado como Zona Turística II (ZT-II) en una franja de 2 Km paralela a la línea de costa; la zonificación prevé la dotación pública de la vialidad principal y la electricidad, siendo los demás servicios (agua potable, agua servida y desechos sólidos) procurados por el sector privado.

8.4.3.1. AGUA POTABLE Y AGUAS SERVIDAS

Los requerimientos de agua potable, de desarrollarse está propuesta en su totalidad, son de 162,94 l/seg. Las

tuberías principales deberán ser colocadas paralelas a las dos (2) vías principales de acceso Sur-Norte propuestas, teniendo un desarrollo aproximado de 59,40 Km. Otra opción es que los operadores turísticos obtengan el agua potable a través de sistemas alternativos.

El servicio en este sector es en general para edificaciones de alojamiento; por tal motivo, su contenido es mayormente doméstico. Se propone un tratamiento final sencillo de laguna de oxidación o planta de tratamiento para las aguas servidas.

8.4.3.2. VIALIDAD

En la investigación bibliográfica realizada se encontro que para este escenario, F.U.D.E.C.O. determinó el uso de una sección transversal definida como Perimetral para las vías de acceso principales, utilizando pavimento de asfalto en caliente, con ancho de calzada de 10,1 metros cada una, separadas con isla en concreto y alumbrado público de 1 metro.

La propuesta de vías en este sector corresponde a dos tramos existentes desprendidas de la vía local 4 entre Pueblo Nuevo y San Vicente; la primera recorre de sur a norte pasando por Santa Lucía y San Lorenzo; la segunda es la vía subramal S-02, que posee una dirección sur-noroeste partiendo de San Vicente, pasa por San José, bifurcándose hacia Punta Macolla y Punta Macama.

8.5. CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Entre los criterios para la selección de la zona de emplazamiento se utilizó la clasificación de la evidencia ecológica tal y como se presentó en el capítulo 6.



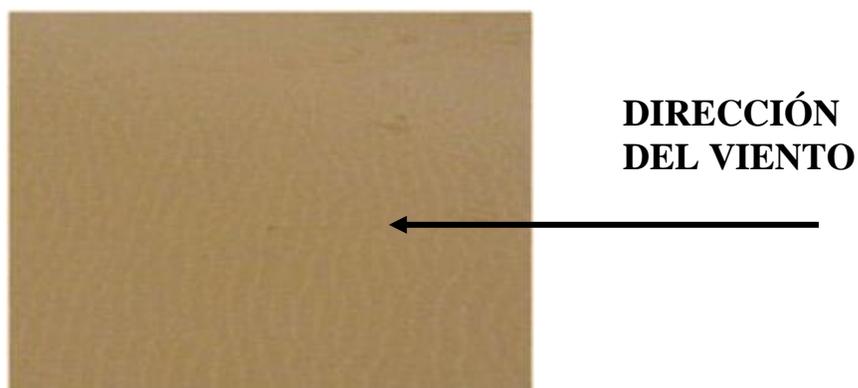
Efectos en la vegetación causados por exposición al viento

FIGURA # 8.3.

Dentro de los efectos sobre el terreno ocasionados por el viento, se encuentra la formación de las dunas sobre un medio desértico, tal y como se muestra en la figura #8.3 en la imagen inferior izquierda. En las figura #8.4 se presenta un ampliación de la formación de las mismas, indicando la dirección del viento, tal hecho

se evidencia por las líneas irregulares que se forman por el paso del viento.

Los efectos del viento sobre la vegetación son evidenciados en las figuras #8.3, donde se puede observar la deformación que experimenta la vegetación producto de los fuertes vientos característicos de esta zona y el escaso crecimiento de la misma, que representan el potencial eólico que puede ser aprovechable.



Formación de las dunas

FIGURA # 8.4.

8.6. EVALUACIÓN DE VELOCIDAD A PARTIR DE EFECTOS DE VEGETACIÓN. SELECCIÓN FINAL.

Se realizará una primera evaluación de la velocidad por medio de la inspección de los efectos en la vegetación, esto se aplicará a continuación para luego ser comparados con la velocidad obtenida analíticamente.

Observación de la deformación del árbol:

La metodología utilizada se presenta en el capítulo 6, donde se encuentran las tablas y figuras utilizadas para el desarrollo de este apartado.

Entonces, según la inspección realizada en el área Norte de la Península, se tiene que el Índice de Griggs-Putman (Figura #6.2), para la deformación de los árboles es similar a la figura V, la cual da según la tabla #6.1 un rango de velocidad media anual probable de 7 a 8 m/s. Ahora, basado en la inspección y comparando la deformación de los árboles presentados en la figura #6.3, Índice de Barsh, se estima el parecido con la figura V, el cual tiene un rango de velocidad media anual probable de 6-8 m/s (tabla #6.2).

Con los resultados obtenidos anteriormente se puede realizar una aproximación conservadora entre los valores de la velocidad del viento de Punto Fijo y el Norte de la Península, ya que por las características topográficas de la zona, la variación entre estos valores no va a ser significativa (ver anexo F).

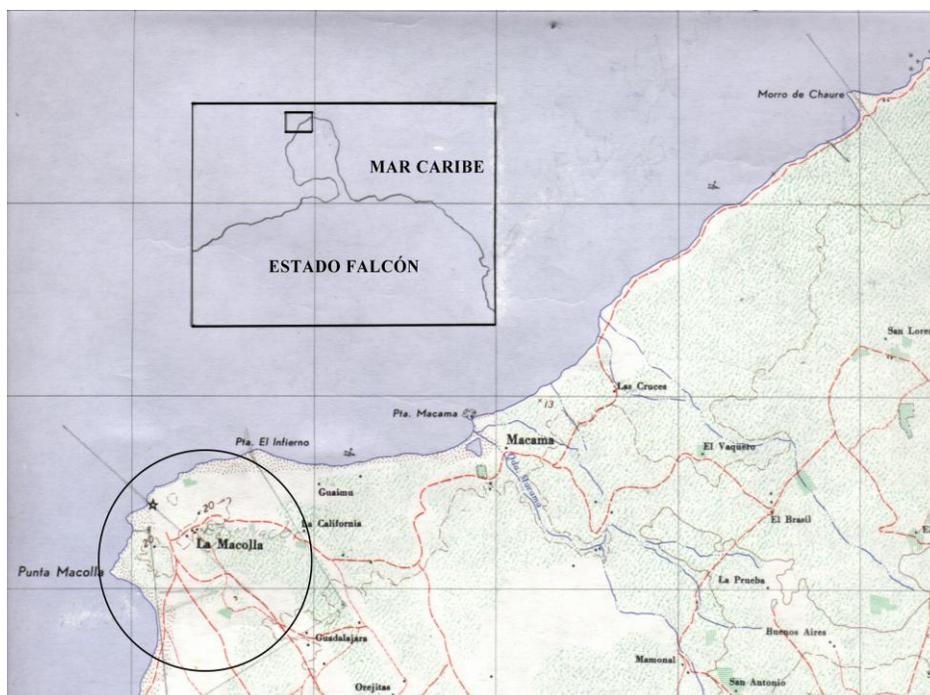
Esto se puede verificar mediante la comparación de la velocidad media de Punto Fijo ($V_m = 6,08$ m/s) y Coro ($V_m = 6,5$ m/s). [14]

Estudiando las características entre las posibles zonas a seleccionar, tomando en cuenta aspectos como: deformación y tamaño de los árboles, características topográficas y climatológicas, además de la verificación de la selección con el atlas eólico[4] que se encuentra como anexo C, se seleccionó la mejor zona de instalación de la central y el complejo turístico hipotético

denominada "La Macolla", la cual se encuentra ubicada a 1337741 N,19368472 E en cordenas UTM.

8.6.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA ZONA SELECCIONADA

En la figura #8.5, se muestra encerrada en un círculo la zona denominada La Macolla, lugar seleccionado para la instalación de la central eólica.



Ubicación de La Macolla

FIGURA # 8.5.



La Macolla

FIGURA # 8.6.

8.7. PROSPECCIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN UN ÁREA DEFINIDA (PROSPECCIÓN DIRECTA)

Para la selección de La Macolla, se utilizaron los métodos de prospección de la zona, mencionados en el capítulo 6, y se verificó los resultados con el Atlas Eólico (anexo C), ya que no se contaba con los recursos necesarios para la instalación de una red de anemómetros.

CAPÍTULO 9

ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA PLANTA

9.1. GENERALIDADES

Este capítulo presenta el análisis técnico y económico para expresar la factibilidad de instalar la central eólica, y para ello se realizarán los cálculos necesarios para estimar el costo del KWh generado por medio del método del valor presente y la tasa interna de retorno.

Así mismo, se realizará la comparación económica entre la generación eólica y líneas de distribución, además de presentar las características de los equipos a utilizar.

9.2. ANÁLISIS TÉCNICO

A continuación se analizarán las características de los aerogeneradores y del motor diesel seleccionado.

9.2.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS AEROGENERADORES

Para seleccionar los aerogeneradores, se calculó el factor de potencia (C_p) de cada una de las opciones presentadas en el capítulo 7 tabla #7.6, considerando las alternativas de mayor C_p , y verificando aspectos como la frecuencia de salida del generador, experiencia de operación de sistemas análogos en sitios costeros sometidos a corrosión, agentes representantes de los fabricantes en el país, materiales del aerogenerador, tipo de generador, rendimiento de las máquinas y costos.

De las opciones presentadas, se puede ver que los aerogeneradores con mayor factor de potencia son los Marca Vestas (tabla #7.7), fabricante que tiene representante de sus productos en Caracas-Venezuela. Así mismo se puede decir según la información suministrada por los fabricantes, que el único modelo que presenta una frecuencia de salida de 60 Hz (normalizada en Venezuela) es el modelo Vestas V47-660kW.

Entonces el modelo que se seleccionó es el Vestas V47-660kW, el cual consta de tres álabes fabricados de fibra de vidrio reforzada con poliéster, cuyo diámetro es de 47 m. Dicho material presenta la ventaja de ser

resistente a la corrosión. La selección de la turbina se realizó analizando los siguientes aspectos:

Las aspas tienen inclinación regulable u OPTITIP ®, es decir, que el ángulo de ataque que presenta al viento varía con la velocidad de éste, resultando un funcionamiento con bajo ruido y óptimo rendimiento, además posee la característica exclusiva de OPTISLIP ® el cual le permite que aunque varíe la velocidad del viento hasta un 10 %, la potencia de salida se mantenga constante. Esto además reduce el desgaste de la turbina.

La turbina Vestas V47/660KW arranca con un viento de 4 m/s y su velocidad óptima de operación se logra con un viento de 15 m/s. El generador trabaja entre 1818 y 1980 r.p.m. a 60 Hz.

Como sistema de control de calidad, Vestas siempre mide y ejecuta pruebas al detalle en todos sus productos antes de que salgan a la venta.

La V47-660 KW está protegida contra rayos, desde las puntas de sus álabes, hasta la base de la torre, por el Vestas Total Lightning Protección.

9.2.2. CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR DIESEL

Para la selección del motor diesel, se utilizaron los criterios utilizados por C.A.D.A.F.E. (anexo F), resultando seleccionado el motor diesel marca CATERPILLAR, Modelo 3412, con una potencia nominal 680 KW, una velocidad de 1800 r.p.m. a una frecuencia de 60 Hz, y un factor de potencia de 0,8. Voltaje 480-240V,

conexión en estrella, tres fases. Gobernador electrónico marca CAT ® ELECTRONIC.

9.3. COSTOS DE UN AEROGENERADOR

La figura #9.1 da una idea del rango de precios por KW instalado de los aerogeneradores daneses modernos conectados a red, en febrero de 1998. Como se puede observar, los precios varían para cada tamaño de aerogenerador. Los motivos son, las diferentes alturas de las torres y los diferentes diámetros de rotor. Un metro extra de torre cuesta aproximadamente 1.500 dólares americanos. Una máquina especial para vientos suaves con un diámetro de rotor relativamente grande será más cara que una máquina para vientos fuertes con un diámetro de rotor pequeño. [52]

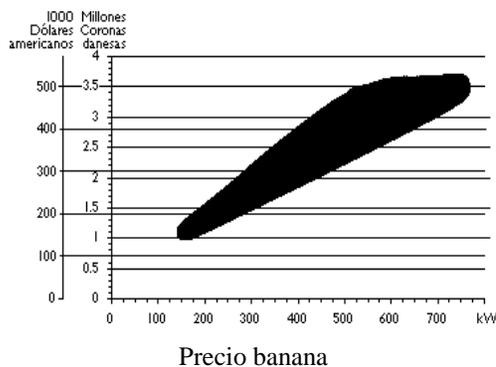


FIGURA # 9.1.

En los aerogeneradores la cantidad de mano de obra que participa en la construcción de una turbina de 150 KW, no es muy diferente de la que hace falta para construir una turbina de 600 KW. Las características de seguridad, la cantidad de electrónica necesaria para

hacer funcionar una máquina pequeña o una grande es aproximadamente la misma.

El precio medio para los grandes parques eólicos modernos está alrededor de 1.000 dólares americanos por kilovatio de potencia eléctrica instalada.

Para turbinas individuales o pequeños grupos de turbinas, los costos estarán normalmente algo por encima.

9.3.1. COSTOS DE INSTALACIÓN DE AEROGENERADORES

Los costos de instalación incluyen:

1. Las cimentaciones, normalmente hechas de hormigón armado.
2. La construcción de carreteras (necesarias para transportar la turbina y las secciones de la torre hasta el lugar de la construcción).
3. Un transformador (necesario para convertir la corriente a baja tensión (690 V) de la turbina a una corriente a 13,8 KV para la red eléctrica local), conexión telefónica para el control remoto y vigilancia de la turbina.
4. Los costos de cableado, es decir, el cable que va desde la turbina hasta el transformador de voltaje.



Parque eólico de Novar (Escocia), en construcción en un páramo, julio 1997.

FIGURA # 9.2.

Obviamente, los costos de las carreteras y de las cimentaciones dependen de las condiciones del suelo, es decir, de lo barato y fácil que sea construir una carretera capaz de soportar camiones de 30 toneladas. Otro factor variable es la distancia a la carretera ordinaria más cercana, los costos de llevar una grúa móvil hasta el sitio y la conexión telefónica y el control remoto no es una necesidad, pero a menudo es bastante barato, por lo que resulta económico incluirlo en la instalación de una turbina.

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

9.3.2. COSTOS DE OPERACIÓN Y DE MANTENIMIENTO EN AEROGENERADORES

Los modernos aerogeneradores están diseñados para trabajar alrededor de 120.000 horas de operación a lo largo de su tiempo de vida de diseño de 20 años.

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

Los aerogeneradores daneses más antiguos (25-150 KW) tienen costos de reparación y mantenimiento de una media de alrededor del 3% de inversión inicial de la turbina. Las turbinas más nuevas son en promedio sustancialmente

más grandes, lo que tendería a disminuir los costos de mantenimiento por KW de potencia instalada. Para las máquinas más nuevas los rangos estimados son del 1,5 al 2 % al año de la inversión inicial de la turbina.

La mayoría de costos de mantenimiento son una cantidad anual fija para el mantenimiento regular de las turbinas, aunque algunos prefieren utilizar en sus cálculos una cantidad fija por KWh producido, normalmente alrededor de 0,01 dólares americanos/KWh. El razonamiento sobre el que se apoya este método es que el desgaste y la rotura en la turbina generalmente aumentan con el aumento de la producción. [52]

9.3.3. REINVERSIÓN EN LA TURBINA (REACONDICIONAMIENTO, REVISIÓN GENERAL)

Algunos componentes del aerogenerador están más sujetos que otros al desgaste y a la rotura. Esto es particularmente cierto para los álabes y para el multiplicador.

Llegando al final de la vida útil del aerogenerador, se puede encontrar ventajoso alargar las horas de uso haciendo una revisión general de la turbina, por ejemplo: reemplazando los álabes del rotor.

El precio de un juego nuevo de álabes, un multiplicador o un generador suele ser del orden de magnitud del 15-20 % del precio de la turbina. [52]

9.3.4. TIEMPO DE VIDA DEL PROYECTO, VIDA DE DISEÑO

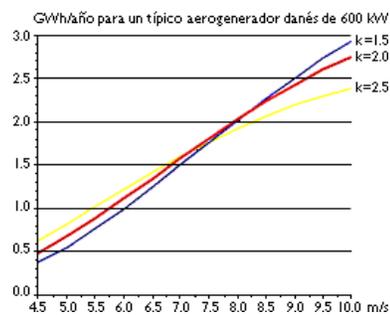
Los componentes de los aerogeneradores están diseñados generalmente para durar 20 años.

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

La vida real de un aerogenerador depende tanto de la calidad de la turbina como de las condiciones climáticas locales, es decir, de la cantidad de turbulencias del emplazamiento.

9.3.5. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN UN AEROGENERADOR

La figura #9.3 muestra como la producción de energía anual (en millones de KWh) varía con la intensidad del viento de la localización. Con una velocidad de viento media de 6,75 m/s a la altura del buje, obtendrá alrededor de 1,5 millones de KWh de energía anuales.



Producción de la energía

FIGURA # 9.3.

9.3.6. FACTOR DE DISPONIBILIDAD

Las cifras de producción de energía anual consideran que los aerogeneradores están en condiciones de servicio y preparados para girar todo el tiempo. Sin embargo, en la práctica, los aerogeneradores necesitan reparación e inspección una vez cada seis meses para asegurar que siguen siendo seguros. Además, las averías de componentes y los accidentes (fallos de suministro eléctrico) pueden inutilizar los aerogeneradores.

Estadísticas muy extensas muestran que los fabricantes alcanzan, en consecuencia, factores de disponibilidad de alrededor del 98%, es decir, las máquinas están preparadas para funcionar más del 98% del tiempo. La producción de energía total se ve generalmente afectada en menos de un 2 por ciento, dado que los aerogeneradores nunca están en funcionamiento durante los vientos fuertes.

Un grado tan alto de fiabilidad es extraordinario, comparado con otros tipos de maquinaria, incluyendo otras tecnologías de generación de electricidad. Así pues, el factor de disponibilidad suele ignorarse en los cálculos económicos, dado que hay otras incertidumbres (por ejemplo: la variabilidad del viento) que son mucho mayores. [52]

9.3.7. ECONOMÍA EN ENERGÍA EÓLICA

En este tipo de instalaciones es de suma importancia calcular el valor presente neto.

Así pues, para indicar la diferencia de la inversión en la actualidad y de mañana se recomienda utilizar el método del costo equivalente anual (valor presente neto). La inversión de hoy variará según la Ec.(2-38), al transcurrir un determinado tiempo y con una tasa de interés dada.

Para tratar con la inflación simplemente se trabaja con dólares que tienen aproximadamente el mismo poder adquisitivo al transcurrir del tiempo. Los economistas lo llaman trabajar con valores reales, en lugar de con los nominales.

Trabajando con valores reales, una inversión en un aerogenerador le proporciona una rentabilidad real, es decir, electricidad, y no sólo una rentabilidad financiera (dinero efectivo). Esto es importante, porque si se espera alguna inflación general en los precios durante los próximos 20 años, puede esperar que los precios de la electricidad sigan la misma tendencia. Así pues, se espera que los costos de operación y mantenimiento sigan aproximadamente la misma tendencia de precio que la electricidad. Si se espera que todos los precios se muevan paralelamente (con las mismas tasas de crecimiento) en los próximos 20 años, se puede hacer los cálculos de forma bastante sencilla: no se necesita ajustar los cálculos a la inflación, simplemente se hacen los cálculos al nivel de precios del año base, es decir, del año de inversión.

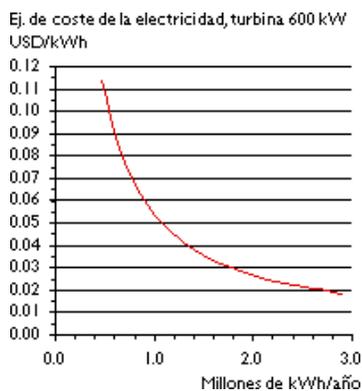
En otras palabras, cuando se trabaja con valores reales, se trabaja con dinero que representa una cantidad fija de poder adquisitivo.

Al estudiar la tasa de rentabilidad real de la energía eólica se tiene que utilizar la tasa de interés real, esto es, la tasa de interés menos la tasa de inflación esperada.

Las tasas de interés real para fines de cálculo están cerca del doce por ciento anual, según la Gerencia de Coordinación de Planificación de C.A.D.A.F.E.

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

El gráfico #9.4 muestra cómo varía el costo de la electricidad producida por un aerogenerador típico danés de 600 KW con la producción anual.

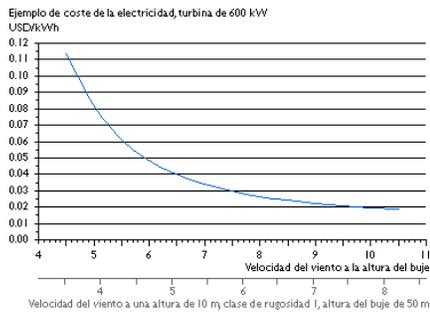


Variación del costo de la electricidad producida

GRÁFICO # 9.4.

La relación es en realidad muy simple: si produce el doble de electricidad por año, paga la mitad de costo por kilovatio hora.

La figura #9.5 expresa la relación entre las velocidades del viento y los costos por kWh.



Relación entre las velocidades del viento y los costos por kWh.

GRÁFICO # 9.5.

9.4. CÁLCULO DE LOS COSTOS DEL SISTEMA DIESEL EÓLICO

En el capítulo 7 se seleccionó el aerogenerador Vestas V47-660Kw porque adapta mejor a las exigencias de demanda. Para complementar el sistema eólico-diesel, se seleccionó la planta eléctrica CATERPILLAR 3412, con una velocidad de giro de 1800 r.p.m.

9.4.1. COSTOS DEL SISTEMA EÓLICO

Los costos de capital de este sistema, conforman gran parte de la inversión inicial de la planta, pero en cambio los costos variables son reducidos ya que la fuente de energía es gratuita.

9.4.1.1. CÁLCULO DE COSTO DE CAPITAL

Los costos de capital incluyen:

1. Costos de ingeniería básica y conceptual
2. Costos de obras civiles
3. Costos de Arranque y pruebas
4. Intereses y costos por Seguros

5. Adquisición de equipos

6. Transporte (flete)

En el costo de la instalación de los aerogeneradores se incluye los materiales a utilizar, mano de obra y la grúa utilizada en la erección de la torre y la góndola, así como también las fundaciones. Este costo es de aproximadamente de 139.558,00 Bs. por KW (\$ 202,30). [26]

El precio suministrado por el representante de la empresa, incluye el costo de la mercancía puesta sobre el muelle de desembarque (La Guaira) incluyendo la prima a pagar para asegurar la mercancía durante el transporte (C.I.F.).

CANTIDAD	DESCRIPCION	COSTOS
2	AEROGENERADOR VESTAS V-47-660 KW unidad de control Vestas, multiprocesador, torre de 45 m tipo tubular, generador asincrónico con Optislip, 1818/1980 r.p.m., 60 Hz.	Bs. 966.000.000,00 (\$ 1.400.000,00)
	Instalación de 2 Aerogeneradores VESTAS V-47 660 KW con torres tubulares de 45 m de altura.	Bs. 184.254.840,00 (\$ 267.036,00)
	Total, planta eólica instalada	\$ 1.667.036,00

Costos fijos sistema eólico

TABLA # 9.1.

Para calcular el costo equivalente anual de la planta eólica se aplica la Ec.(2-39)

$$C = \$ 1.667.036,00$$

$$n = 20 \text{ años}$$

$$r = 12\%$$

$$CEA1 = C \cdot \frac{r \cdot (1+r)^n}{(1+r)^n - 1} = 1.667.036,00 \cdot \frac{0,12(1+0,12)^{20}}{(1+0,12)^{20} - 1} = \$ 223.180,00$$

9.4.1.2. CÁLCULO DE COSTOS VARIABLES

Los costos variables incluyen:

1. Costos de combustible
2. Costos de operación
 - a. Costos de personal
 - b. Costos de materiales de operación
3. Costos de mantenimiento

Según el representante del fabricante en el país, se ha considerado para la instalación de los aerogeneradores con torres tipo tubular un 1.5% del costo del equipo para contratos de mantenimiento, inspecciones y en el caso de reparaciones, siguiendo las estimaciones hechas por el fabricante de acuerdo a las necesidades de generación de la planta y configuración del área de generación y la disponibilidad parcial de refacciones en el país. Los costos de mantenimiento, operación, inspección y reparación son detallados en la tabla #9.2.

Relacionado con los costos de lubricación, los aerogeneradores presentan una ventaja ya que no están sometidos a altas temperaturas ni a los contaminantes habituales de un motor de explosión, sino sólo a la acción mecánica de las partes móviles y a contaminantes

ambientales, el consumo es mínimo. Se consideran estos costos despreciables.

SERVICIO	PORCENTAJE	COSTOS
MANTENIMIENTO, INSPECCIONES Y REPARACIÓN.	1,5%	Bs. 14.490.000,00 (\$ 21.000,00)

Costos variables sistema eólico

TABLA # 9.2.

9.4.2. COSTOS DEL MOTOR DIESEL

Los proveedores de plantas diesel para generación de electricidad ofrecen paquetes generalmente compuestos del grupo motor-generador, sistema de enfriamiento, tanque para el almacenamiento de combustible y suministro de todos los componentes auxiliares.

Para las plantas diesel que se encuentran en un rango de potencia de 0 a 1 MW es recomendable [7] que su velocidad sea de 1800 r.p.m.

El costo del motor diesel seleccionado fue referenciado con los precios de la empresa EQUIPOS OLYMPIAN, ubicada en Valencia.

El Sistema Diesel (Ver Apéndice H) incluye el tanque de combustible, el braker principal, soporte anti-vibración, panel de instrumentación, sistema auto-start, baterías y sistema de escape.

9.4.2.1. COSTOS DE CAPITAL

La inversión inicial total del motor diesel seleccionado se presenta en la tabla #9.3.

CANTIDAD	DESCRIPCION	COSTOS
1	Planta Eléctrica CATERPILLAR Diesel, modelo 3412 para aplicación en continuo, 680 KW, 1800 r.p.m., en estrella tres fases, fp=0,8.	Bs.81.603.540, 00 (\$ 118.266,00)

Costos fijos del diesel

TABLA # 9.3.

Trabajando tiempo completo, el motor diesel tiene 5 años de vida útil, pero al trabajar como sistema auxiliar (menos horas de trabajo al año) e incluyendo un correcto mantenimiento, su vida útil se puede alargar a 20 años.

Para calcular el costo equivalente anual de la planta diesel se aplica la Ec. (2-39)

$$C = \$ 118.266,00$$

$$n = 10 \text{ años}$$

$$r = 12\%$$

$$CEA2 = C \cdot \frac{r \cdot (1+r)^n}{(1+r)^n - 1} = 118.266,00 \cdot \frac{0,12(1+0,12)^{20}}{(1+0,12)^{20} - 1} = \$ 15.833,30$$

9.4.2.2. COSTOS VARIABLES

El costo de mantenimiento depende de la frecuencia de las operaciones de mantenimiento preventivo recomendadas por el fabricante en los manuales de operación, este costo es de 421.070,00 Bs. (\$ 610,00) el cual forma parte de los costos variables, más una reserva por concepto de reparaciones y costos de refacciones, de 2.181.868,00 Bs. (\$ 3.162,13). [26]

DESCRIPCIÓN	COSTO Bs.
Costo asignado a reparaciones y cambios de repuestos	99.864,00 (\$ 145,00)
Costo asignado a mantenimiento de grupos generadores	264.069,00 (\$ 383,00)
Costo asignado a mantenimiento de área de generación	57.136,00 (\$ 82,00)
TOTAL	421.070,00 (\$ 610)
Reserva	2.181.868,00 (\$ 3.162,13)

Costos variables del diesel

TABLA # 9.4.

El consumo de lubricantes y filtros es estimado mediante los datos de rendimiento reunidos por el fabricante a través de los manuales de operación del equipo 1.663.000,00 Bs. (\$ 2.410,00).

Del capítulo 7 se tiene que la planta diesel va a satisfacer 771.847 KWh en el transcurso del año. Para poder estimar el consumo de combustible se obtuvo de la coordinación de generación de C.A.D.A.F.E. el consumo específico de combustible de la planta de Atabapo, la cual tiene instalados motores Caterpillar 3412. El consumo específico de GAS-OIL promedio es: 0,34 lts./KWh.

Con los datos anteriormente señalados, se tiene que:

$$\text{Consumo Comb.} = \text{Consumo específico de comb.} \times \text{Kwh}_{\text{generado}}$$

$$\text{Consumo Comb.} = 0,34 \frac{\text{lts}}{\text{Kwh}} \times 771.848 \text{ Kwh} = 262.428 \text{ lts}$$

De la misma fuente se obtuvo que el precio del GAS-OIL se encuentra por el orden de 47,8 Bs./lt.

El costo del consumo de combustible será de:

$$\text{C.Comb}_{\text{anual}} = 47,8 \frac{\text{Bs.}}{\text{lt}} \times 262.428 \text{ lts} = \text{Bs.} 12.544.058,00$$

Llevando este costo a dólares, se tiene que el precio de combustible en el año es de 18.180,00 \$.

Entonces los costos variables totales suman en total 24.362,13 \$.

9.4.3. COSTOS TOTALES DE LA PLANTA EÓLICO-DIESEL

Para la planta eólico-diesel se necesita de un controlador de frecuencia y voltaje. También es necesario un sincronizador, un sensor de carga y voltaje para las turbinas eólicas, para controlar la potencia que entrega, e indicarle al motor diesel cuando es necesario arrancar. El costo de estos equipos no debe sobrepasar los 12.000\$.

Para calcular el costo equivalente anual del sistema inteligente se aplica la Ec. (2-39)

$$C = \$ 12.000,00$$

$$n = 20 \text{ años}$$

$$r = 12\%$$

$$CEA3 = C \cdot \frac{r \cdot (1+r)^n}{(1+r)^n - 1} = 12.000,00 \cdot \frac{0,12(1+0,12)^{20}}{(1+0,12)^{20} - 1} = \$ 1.606,54$$

Los costos variables del sistema inteligente están incluidos en los costos variables de los aerogeneradores.

Los costos de capital anual y costos variables para la instalación de una central eólica que comprenden 2 aerogeneradores y un motor diesel se presenta en la tabla #9.5.

	TURBINAS EÓLICAS	MOTOR DIESEL	SISTEMA INTELIGENTE	TOTAL
COSTOS DE CAPITAL A 20 AÑOS	\$ 1.667.036,00	\$ 118.266,00	\$ 12.000,00	\$ 2.152.100,00
COSTOS DE CAPITAL ANUAL	\$ 223.180,00	\$ 15.833,30	\$ 1.606,54	\$ 240.619,84
COSTO VARIABLE	\$ 21.000	\$ 24.362,13	-	\$ 45.362,13

Costos de capital a 20 años, anual y costos variables del sistema

TABLA # 9.5.

La energía que va a generar la planta eólica con el motor diesel, va a ser la que demanda el consumidor, la cual se cálculo en el capítulo 7 (3.518.705,20 KWh).

Ahora con los datos de la tabla #9.5 se sustituye la ecuación #2.40 para poder obtener así el costo del KWh generado por la planta eólica con sistema de respaldo diesel.

$$\text{c.e.e.g.} = \frac{\text{Costo equivalente anual} + \text{Costo Variable}}{\text{Energía generada}} = \frac{(\$ 240.619,84 + \$ 45.362,13)}{3.518.705,20 \text{ KW - h}}$$

$$\text{c.e.e.g.} = 0,081 \frac{\$}{\text{KWh}}$$

9.5. CÁLCULO DE LOS COSTOS DEL TENDIDO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

El tendido de las líneas de distribución de electricidad es casi siempre la alternativa básica de comparación cuando se trata de dar solución a la carencia de electricidad a una comunidad. En el presente estudio

se analizarán las opciones de tensiones normalizadas de 13,8 y 34,5 KV. La distancia que tendrá el tendido a considerar es de aproximadamente 58 Km. de longitud que va desde la sub-estación ubicada en Pueblo Nuevo hasta La Macolla, la cual deberá suministrar energía eléctrica al complejo turístico, en corriente alterna de 220 voltios y 60 ciclos. (anexos F y H)

9.5.1. COSTOS DE INSTALACIÓN

Los costos de instalación para el tendido de la red de electricidad, son tan bajos que serán incluidos en los costos de la red.

9.5.2. COSTOS DE MANTENIMIENTO

Los costos de mantenimiento del tendido de la red de electricidad son muy reducidos en comparación con el costo de la red, estos se pueden estimar en el orden del 5% del costo de la red por cada kilómetro, según las normas para estudios de factibilidad de C.A.D.A.F.E.

9.5.3. SELECCIÓN DE LA TENSIÓN DE DISTRIBUCIÓN

La selección del tipo de línea se basó en el cálculo de la caída de tensión (Anexo I), la cual tiene que ser menor del 5% para alimentadores aéreos, dicha caída se calcula en función de la potencia a transmitir, longitud del alimentador y las propiedades del conductor. Para una línea de 13,8 KV la caída de tensión, para 58 km, es de

17.7% por ende no es aconsejable utilizarla, en cambio una línea de 34,5 KV tiene una caída de tensión, para 58 Km, de 2.83%.

	Descripción	Monto (US)	Total (US)
COSTOS DE CAPITAL	Instalación de la línea	1.302.496,93	1.319.896,93
	Transformadores Monofásicos 3x333KVA	17.400	
COSTOS VARIABLES	Descripción	Monto (US/AÑO)	Total (US/AÑO)
	Mantenimiento	65.124,84	206.750,17
	Costo de la energía consumida.	141.625,33	

Costo de capital y costos variables correspondientes a la instalación y operación de un tendido eléctrico de 58 Km de longitud, (34.5 KV).

TABLA # 9.6.

En la tabla #9.6, se muestra el presupuesto correspondiente para la electrificación de un complejo turístico ubicado en Punta Macolla, donde se describen las unidades, cantidades, precios unitarios y los costos de capital y costos variables.

Los costos de capital reflejan la inversión inicial requerida para instalar postes, cableado, aislantes, soportes fusibles, bancos de transformación, distribución control, y la ejecución de obras conexas (limpieza y conformación del terreno, construcción de accesos, y otros).

Para obtener la inversión inicial a 20 años, se tiene que multiplicar por dos los costos iniciales del tendido eléctrico, ya que este tiene una vida útil de solo 10 años, dando como resultado 2.639.793,86 \$.

Los costos variables están conformados por el mantenimiento que se debe realizar en forma constante al

tendido eléctrico por estar ubicado gran parte del mismo en zona costera y la facturación por el consumo que se debe pagar a la empresa Eleoccidente que genera y distribuye la energía eléctrica en esta parte de la geografía nacional; el consumo más alto de entre los 7 años de medición del complejo turístico analizado, resulto ser el del año 1998 con 3.518.705,20 KW-hr/año de energía consumida.

El costo de la energía consumida a través del tendido eléctrico, está dado por las tarifas vigentes de ELEOCCIDENTE (Anexo H). El complejo en estudio se encuentra en la categoría de servicio general 5, donde el costo del KWh es de: Bs. 27,772.

Entonces el costo de la energía consumida por el complejo durante un año es de:

$$\text{Costo energía cons.} = 3518705,2 \text{ KWh} \times 27,772 \frac{\text{Bs.}}{\text{KWh}} = \text{Bs. } 97721480 = \$ 141625,33$$

Para calcular el costo equivalente anual se aplica la Ec. (2-39)

$$C = \$ 1.319.896,93$$

$$n = 10 \text{ años}$$

$$r = 12\%$$

$$\text{CEA} = C \cdot \frac{r \cdot (1+r)^n}{(1+r)^n - 1} = 1.319.896,93 \cdot \frac{0,12(1+0,12)^{10}}{(1+0,12)^{10} - 1} = \$ 233.621,75$$

Entonces el costo del KWh generado, proveniente de la línea de transmisión viene dado por:

$$\text{c.e.e.g.} = \frac{\text{Costo equivalente anual} + \text{Costo Variable}}{\text{Energía generada}} = \frac{\$233.621,00 + \$206.750,13}{3.518.705,20 \text{ KW - h}}$$

$$\text{c.e.e.g.} = 0,1251 \frac{\$}{\text{KWh}}$$

9.6. COSTOS DE GENERACIÓN DE UNA PLANTA DIESEL

Para este cálculo se utilizaran dos motores (según criterio de C.A.D.A.F.E.) con las mismas características que el utilizado en la planta eólico-diesel.

El costo del motor diesel seleccionado fue referenciado con los precios de la empresa EQUIPOS OLYMPIAN, ubicada en Valencia.

El Sistema Diesel (Ver Apéndice H) incluye el tanque de combustible, el braker principal, soporte anti-vibración, panel de instrumentación, sistema auto-start, baterías y sistema de escape.

9.6.1. COSTOS DE CAPITAL

La inversión inicial total de los motores diesel seleccionados se presentan en la tabla #9.7.

CANTIDAD	DESCRIPCION	COSTOS
2	Planta Eléctrica CATERPILLAR Diesel, modelo 3412 para aplicación en continuo, 680 KW, 1800 r.p.m., en estrella tres fases, fp=0,8.	Bs.163.207.080, 00 (\$ 236.532,00)

Costos fijos del diesel

TABLA # 9.7.

Para calcular el costo equivalente anual de la planta diesel se aplica la Ec. (2-39).

$$C = \$ 236.532,00$$

$$n = 5 \text{ años}$$

$$r = 12\%$$

$$CEA = C \cdot \frac{r \cdot (1+r)^n}{(1+r)^n - 1} = 236.532,00 \cdot \frac{0,12(1+0,12)^5}{(1+0,12)^5 - 1} = \$ 65.616,27$$

9.6.2. COSTOS VARIABLES

El costo de mantenimiento depende de la frecuencia de las operaciones de mantenimiento preventivo recomendadas por el fabricante en los manuales de operación, este costo es de 421.070,00 Bs. (\$ 610,00) para cada motor, el cual forma parte de los costos variables, más una reserva por concepto de reparaciones y costos de refacciones, de 2.181.868,00 Bs. (\$ 3.162,13). [26]

Para la descripción de estos costos se toma la tabla # 9.4.

El consumo de lubricantes y filtros es estimado mediante los datos de rendimiento reunidos por el fabricante a través de los manuales de operación del equipo, dicho costos es de 3.326.000,00 Bs. para los dos motores diesel (\$ 4.820,30).

El total del costo de mantenimiento, lubricación, y demás, para la planta asciende a un monto de 12.364,26 \$, este monto será duplicado ya que los dos motores funcionaran alternamente para no sobrecargarlos (según criterio de CADAFFE), por ende el costo de total por concepto de mantenimiento y otros es de 24.728,52 \$.

Del capítulo 7 tenemos que la planta diesel tiene que satisfacer 3.518.705,20 KWh en el transcurso del año. Para poder estimar el consumo de combustible, se tomo los

mismos valores de consumo específico de combustible del motor de la planta eólica, el cual es de 0,34 lts./KWh.

Con los datos anteriormente señalados, se tiene que:

$$\text{Consumo Comb.} = \text{Consumo específico de comb.} \times \text{KWh}_{\text{generado}}$$

$$\text{Consumo Comb.} = 0,34 \frac{\text{lts}}{\text{KWh}} \times 3.518.705,20 \text{ KWh} = 1.196.359 \text{ lts}$$

De la misma fuente se obtuvo que el precio del GAS-OIL se encuentra por el orden de 47,8 Bs./lt.

El costo del consumo de combustible será de:

$$\text{C. Comb}_{\text{anual}} = 47,8 \frac{\text{Bs.}}{\text{L}} \times 1.196.359 \text{ lts} = \text{Bs. } 57.185.996,00$$

Llevando este costo a dólares, se tiene que el precio de combustible en el año es de 82.878,25 \$.

Entonces los costos variables totales suman en total \$ 107.606,77.

Con la Ec. 2-38 tenemos que el costo de la energía generada es de:

$$\text{c.e.e.g.} = \frac{\text{Costo de capital anual} + \text{Costo variable}}{\text{Energía generada}} = \frac{\$ 65.616,27 + \$ 107.606,77}{3.518.705,20 \text{ KW-h}}$$

$$\text{c.e.e.g.} = 0.049 \frac{\$}{\text{KWh}}$$

9.7. COSTO DEL KW GENERADO POR ALTERNATIVA

ALTERNATIVA	COSTO EQUIVALENTE AÑO 1 (\$/AÑO)	COSTO DEL KWh (\$/KWh)
TENDIDO ELÉCTRICO 58 Km	\$ 233.621,75	0,125
CENTRAL DIESEL	\$ 65.616,27	0,049
CENTRAL EÓLICO-DIESEL	\$ 240.619,84	0,081

Tabla comparativa

TABLA # 9.8.

CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos se puede indicar lo siguiente:

1. Según la información recopilada, los vientos en la Península de Paraguaná presentan una dirección prevaleciente este-noreste.
2. Del promedio de las velocidades obtenidas de la data de Punto fijo, suministrada por el Observatorio Cajigal, y aplicando la ecuación del gradiente vertical de velocidades, se obtiene que la velocidad media en Punto Fijo es de 7,10 m/s a 45 metros de altura con respecto al nivel de la superficie.
3. Los meses de mayor aprovechamiento de energía eólica son los de Mayo, Junio y Julio, y los meses donde son mayores los períodos de calma son enero y diciembre. Las horas totales anuales de calma son 2126.
4. La energía que se puede aprovechar del viento a 10 m de altura, aumenta en un 42% para 45 m de altura, siendo esta energía de 1530,40 KWh/m².
5. Según métodos de prospección utilizados, mapas eólicos y recolectando evidencias ecológicas, el sitio seleccionado para la instalación de la Central Eólica es el denominado "La Macolla".

-
6. En base a las características presentadas por los fabricantes y tomando en consideración los criterios aplicados por C.A.D.A.F.E., se seleccionaron dos aerogeneradores y un sistema diesel que conforman la central eólica, modelos VESTAS V47-660 KW y CATERPILLAR 3412 de 680 KW, respectivamente,.
 7. Según los cálculos realizados con las características de carga instalada, potencia media, potencia máxima y demanda máxima de la central se tiene que el factor de carga es de 0,627, el factor de demanda de 0,226, el factor de instalación de 0,725 y el factor de utilización de 0,32.
 8. Los costos del KWh generado para la Planta Eólica es de 0,081 \$, del tendido eléctrico es de 0,125 \$, y el de la Planta Diesel es de 0,049 \$, con lo cual se evidencia que el costo del KWh generado para una planta eólica es competitivo, pero la factibilidad de instalación según el análisis económico la presenta una planta Diesel.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda instalar una red de anemómetros de buena calidad en "La Macolla", para poder determinar la distribución espacial del viento y así compararlo con el resultado obtenido (media de la velocidad del viento a la altura de instalación de los anemómetros y dirección del viento).
2. Se recomienda hacerle mantenimiento al motor diesel en los meses de mayor aprovechamiento eólico, mientras que para los aerogeneradores se recomienda utilizar como período para mantenimiento aquellos en que las calmas de los vientos sean más frecuentes.
3. Es recomendable utilizar una altura de 45 m para los aerogeneradores, ya que el aumento de energía de 10 m a 45 m es considerable (42%).
4. Para la instalación de grandes aerogeneradores, después de haber obtenido la distribución y la caracterización del viento en ese lugar hay que instalar torres de medición con sensores de velocidad, temperatura y presión a varios niveles, permitiendo así caracterizar el viento en una capa inferior de la atmósfera.
5. Es recomendable el uso de los generadores modelos Vestas V47-660 KW, ya que poseen un coeficiente de

potencia mayor que todos los considerados, además de poseer álabes con inclinación regulable. Es recomendable que el motor Diesel sea de una capacidad igual o mayor de 680 KW nominales.

6. Es recomendable instalar la Planta Eólica con el motor Diesel como sistema auxiliar ya que sus factores característicos son aceptables.

7. A pesar de los resultados obtenidos se recomienda hacer un estudio más minuciosos y específico para el lugar de emplazamiento seleccionado, ya que la alternativa eólica presenta ventajas que no se ven reflejados en los costos obtenidos, como por ejemplo el impacto ambiental y las ventajas que presenta el menor mantenimiento.

CAPÍTULO 10

ANÁLISIS DE RESULTADOS

10.1. GENERALIDADES

Para el análisis de los resultados obtenidos se tendrá en cuenta los aspectos técnicos del aerogenerador seleccionado, junto con las características de la central y del emplazamiento más idóneo para su instalación.

La comparación de los costos obtenidos del KWh para cada sistema de generación eléctrica, es factor importante para éste análisis.

10.2. INVESTIGACIÓN BIBLIOGRÁFICA

En el capítulo 2 se puede observar las características de los vientos producto de la investigación realizada, concluyendo que los vientos que predominan en la Península de Paraguaná son los Alisios del Noreste.

Según la información recopilada de la estación meteorológica de Punto Fijo y el análisis del mapa climatológico de Venezuela los vientos de superficie tienen una dirección prevalecte este-noreste.

Así mismo, en el capítulo 4 se encuentra el estado del arte, presentado las clasificaciones y los componentes de los distintos aerogeneradores, de donde se obtiene que las turbinas de eje vertical solo pueden generar un porcentaje de la potencia que genera la turbina de eje horizontal, además de que no se recomienda el uso de turbinas de eje vertical para generación eléctrica ya que estas poseen un alto torque y baja velocidad.

Es de vital importancia resaltar que los cálculos y análisis expuestos en el presente trabajo se fundamentan en la investigación y recopilación de información.

10.3. POTENCIAL EÓLICO

Se puede observar en las gráficas de distribución de frecuencias (anexo B), que en los meses de Mayo, Junio y Julio se encuentran las velocidades promedio más altas de

todo el año, siendo estos los meses de mayor aprovechamiento eólico.

En la tabla #7.5, se puede observar que las horas de calma en los meses de Enero y Diciembre, son las más altas trayendo como consecuencia la baja obtención de energía por parte del sistema eólico, lo que implica que en este período es cuando el sistema diesel operará continuamente en un lapso de tiempo mayor.

Si se observan los resultados de la energía obtenida del viento, capítulo 7, se puede ver que ésta aumenta en un 42% aproximadamente (455,19 KWh/m²) para una altura de 45 m, tomando como referencia la altura de 10 m, justificando la necesidad de invertir en una torre de 45 m.

Las curvas de duración de potencia indican el número de horas en que una potencia puede ser aprovechable. Si se comparan las curvas de duración de potencia de 10 m y 45 m se puede observar que para un mismo período de tiempo se puede obtener una mayor potencia.

10.4. COMPORTAMIENTO DE LA CENTRAL EÓLICA

Para seleccionar la demanda que debía satisfacer la central eólica se recopilaron las datas de 3 complejos turísticos, la cual se seleccionó según los criterios de C.A.D.A.F.E., resultando la demanda máxima la que presentaba el complejo C, la cual es de 453 KW, ya que aplicando el método de los coeficientes correctivos, no se logró predecir una demanda mayor en la proyección de un año consecutivo.

Analizando la gráfica #7.6 y las características de cada uno de los aerogeneradores se puede decir que el modelo seleccionado Vestas V47-660KW es el más aceptable para su uso en la central ya que:

1. El coeficiente de potencia para la velocidad media obtenida, es el mayor entre los aerogeneradores analizados.
2. Representa una opción más económica con respecto al generador que presenta un coeficiente de potencia igual, debido a que su potencia nominal es de 850 KW, lo que implica un aumento en el costo inicial.
3. La frecuencia de salida es de 60 Hz a diferencia de los otros aerogeneradores.
4. Vestas es una compañía con experiencia en instalaciones de aerogeneradores cerca y dentro del mar, resultando ventajoso, debido a la ubicación del sitio de emplazamiento.
5. Vestas cuenta con agentes representantes en el país. (Telecomunicaciones Linkline S.A.)
6. Presenta materiales de construcción resistentes a la corrosión, y esto presenta gran importancia ya que la zona seleccionada se encuentra cerca del mar.
7. Presenta un rendimiento eléctrico-mecánico de 0,91.
8. Los costos son competitivos.

En los capítulos 7 y 9, se analizaron las características de la central eólica, resultando seleccionados dos aerogeneradores y un motor diesel para asegurar el suministro continuo de energía eléctrica al complejo turístico hipotético considerado.

Entre los cálculos que se realizaron se encuentran los que definen la energía que debe entregar la turbina eólica la cual es de 2.772.303 KWh/año y la que debe entregar el motor diesel, 771.847,558 KWh/año, para satisfacer los requerimientos de demanda.

10.5. CARACTERÍSTICAS DE CARGA DE LA CENTRAL EÓLICO-DIESEL

De las características de carga de la central se puede decir que el valor obtenido del factor de carga representa un aprovechamiento de 62,7% la carga instalada.

El valor del factor de instalación obtenido es aceptable, ya que indica que la central tiene un 72,5% de la capacidad disponible de la carga instalada.

El factor de utilización indica que para esta planta se utiliza un 32% de la capacidad nominal continua.

También se ve que el valor de factor de demanda, el cual representa la relación entre la demanda máxima y potencia instalada, resultó con un valor de 22,6%, lo que indica una alta disposición de carga para la demanda requerida.

Por lo anteriormente expuesto se puede señalar que la central eólico-diesel presenta aceptables características de carga. Además que es necesario la instalación del motor diesel para el período de tiempo en que las velocidades de los vientos son menores a las requeridas por los aerogeneradores, ya que al considerar el almacenamiento de la energía en las baterías (capítulo 2), no presenta ser una opción viable debido a su

incapacidad de proveer energía por largos períodos de tiempo, además de su reducida vida útil, la cual se estima alrededor de 5 a 10 años dependiendo de su costo.

10.6. EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO

Luego de estudiar las características que debe presentar el emplazamiento a seleccionar (capítulo 8), como clima, topografía, evidencia ecológica y vegetación, velocidades de los vientos, y otros, resultó seleccionada "La Macolla" por sus características como el sitio idóneo para la instalación de la central, además de que es una de las zonas con mejor potencial eólico del norte de la Península de Paraguaná, según el atlas eólico consultado [4].

10.7. ANÁLISIS ECONÓMICO

Observando los resultados presentados en la tabla #9.7, es evidente que el costo del KWh generado de la central eólica tiene un costo menor que el del tendido eléctrico. Así mismo se puede observar que los costos variables de la conexión a red son elevados comparandolo con las otras alternativas analizadas, ya que incluyen los costos de generación del sistema interconectado, mientras que los costos variables del sistema eólico son bajos debido al ahorro de combustible.

Observando el costo equivalente anual de cada alternativa (tabla #9.8), se tiene que la central diesel presenta el menor costo con un valor de 65.616,27 \$.

El costo equivalente anual del tendido eléctrico presenta el segundo lugar, pero lo demerita los altos costos variables que se elevan a 2.639.793,86 \$, y la problemática energética que presenta actualmente la Península de Paraguaná.

Comparando los costos de KWh generado los cuales se presentan en la tabla #9.8, el que tiene un mayor valor es el tendido eléctrico con un costo de 0,125 \$/KWh, luego la central eólico-diesel con 0,081 \$/KWh, resultando la opción más económica los costos de KWh generado por la planta Diesel de 0,049 \$/KWh.

A pesar de los resultados obtenidos es de resaltar que este es un análisis netamente económico donde no intervienen factores que a la hora de tomar una decisión podrían ser considerados de importancia, los cuales se mencionan a continuación:

1. La fuente de energía de la central eólica es gratuita e inagotable por ser un recurso renovable, mientras para una planta Diesel, se necesita combustible fósil, el cual tiene un costo muy bajo por la condición de Venezuela como productor. El aumento del precio del combustible coloca en un nivel competitivo el costo del KWh generado por la turbina eólica.
2. Las plantas eólicas no arrojan ningún tipo de emisiones ni desechos, por lo que no contaminan, a diferencia de los motores Diesel.
3. Los aerogeneradores ocupan una mínima parte del terreno, conservándose el uso original del suelo sin perturbar las actividades propias del lugar.

4. Los costos de mantenimiento de una central eólica están muy por debajo de los costos de mantenimiento que presentan los motores Diesel y el tendido eléctrico, lo cual representa una ventaja para la generación eólica, ya que según la experiencia adquirida por C.A.D.A.F.E., a través de los años, en Venezuela generalmente no se respetan los períodos de mantenimientos preventivos establecidos por los fabricantes para la planta diesel, agravando la situación el hecho que presenta la instalación de esta planta en un ambiente corrosivo, lo que implica una mayor frecuencia en el mantenimiento.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] **AULAR I., Jesús**, "Estudio de Factibilidad de la Zona Libre para el Fomento de las Inversiones Turísticas de la Península de Paraguaná, Estado Falcón", Barquisimeto, 1998, 105 pág.
- [2] **AVALLONE, Eugene A**, y **BAUMEISTER , Theodore III**, "MARKS. Manual de Ingeniero Mecánico", 9ª Edición, Mc Graw-Hill, México, 1997, 2200 pág.
- [3] **BASTIANOS, Ricardo A.**, "Energía del Viento y Turbinas Eólicas. XVII Curso Latinoamericano de Economía y Planificación Energética", 1987, 87 pág.
- [4] **BERRIOS, Rodolfo**, "Evaluación Numérica del Potencial Eólico en Zonas Costeras Venezolanas", Caracas, 1995, 165 pág.
- [5] **BLANK, Leland**, "Ingeniería Económica", 3ª Edición, Mc Graw-Hill, Colombia, 1992, 546 pág.
- [6] **CABRERA D, Juana**, "Determinación del Potencial Eólico de Venezuela, una propuesta para el uso de Energía Alternativa", Caracas, 1990.
- [7] **CADAFE**, "Elaboración de Normas y Especificaciones para Estudios de Factibilidad de Localización de Fuentes Alternas de Energía. Volumen Divulgativo

-
- III, Energía Eólica Potencial. Volumen Divulgativo VII, Costos de los Equipos. PCH, Eólicos, Solares", Caracas, 1985. 220 pág.
- [8] **CADAFE**, "Manual de inducción de CADAFE", Caracas, 1990. 23 pág.
- [9] **CADAFE**, "Operación, Mntenimiento y Administración de Plantas Diesel", Caracas, 1988. 50 pág.
- [10] **CADIZ D., Juan C.**, "La Energía Eólica. Tecnología e Historia", Editorial Hermann Blume, España, 1984, 220 pág.
- [11] **CALDERA, E., y SALDAÑA, R.**, "Estimación de la Velocidad Promedio Anual del Viento en un Sitio de Posible Aprovechamiento", México, 30 pág.
- [12] **CALDERA, E., y SALDAÑA, R.**, "Evaluación Preliminar del Potencial de Generación Eléctrica en la Zona de la Ventosa, Oaxaca", México, 1986, 27 pág.
- [13] **CEAC**, "Enciclopedia de Electricidad. Centrales Eléctricas", Ediciones CEAC, España, 1980, 772 pág.
- [14] **CENTRO DE INGENIERÍA MECANICA**, "Análisis, Diseño, Construcción e Instalación de un Aerogenerador de Mediana Potencia", 1985.

-
- [15] **CHITTY E., Alejandro**, "Información Eólica detallada para la Región Occidental de Venezuela", Caracas, 1981, 54 pág.
- [16] **CONTI R., Roberto J.**, "Análisis del Impacto Económico de la Cartera de Inversión del Sector Eléctrico para el Desarrollo del Proyecto de la Ley de Inversión Turística y de Zona Libre de la Península de Paraguaná, Estado Falcón", Coro, 1999, 67 pág.
- [17] **DURAN, Vicente**, "Electrificación mediante Energía Solar. Caserío Cuajaracume. Municipio Urumaco Estado Falcón", Coro, 1998, 32 pág.
- [18] **EUROPEAN WIND ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION**, "Summary Papers", 1984.
- [19] **FUNDECO**, "Modelo de desarrollo turístico Península de Paraguaná, Estado Falcón", Coro, 1998. 25 pág. 110 pág.
- [20] **GOMEZ FERNÁNDEZ, Arsenio**, "La Energía Eólica", Caracas, 1985, 182 pág.
- [21] **GUY, Cuntty**, "Aeromotores y Aerogeneradores. Guía de la Energía Eólica". Ediciones Marzo 80. Barcelona, 1981, 165 pág.

-
- [22] **HOFKES, E.**, "Fuentes Renovables de Energía para Sistema de Abastecimiento de Agua", Colombia, 1990, 110 pág.
- [23] **LIMONGI E., Enrique**, "Estudio y Aprovechamiento de la Energía Solar y Eólica para su Utilidad en los Asentamientos Rurales y Costeros de Venezuela", Caracas 1985, 358 pág.
- [24] **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**, "Guía Práctica. Cálculo de Aerogeneradores", Caracas, 1985, 39 pág.
- [25] **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**, "Potencial, Situación Actual y Perspectivas de la Energía Eólica en Venezuela", Caracas, 1988, 62 pág.
- [26] **MORENO, René**, "Guidelines for Assessing Wind Energy Potential", energy series paper N°45, 1991.
- [27] **OLADE**, "Aerogeneración de Energía", Quito, 1981. 236 pág.
- [28] **OLADE**, "Prospección, Evaluación y Caracterización de la Energía Eólica", Quito, 1980, 204 pág.
- [29] **PESTANA, Joel**, "Estudio Comparativo de los Costos de Generación de Electricidad (Diesel-Eólica-Híbrida) en forma independiente de la Empresa Avencasa, con los Costos de Consumo Facturados por Eleoccidente", Punto Fijo, 1999, 200 pág.

-
- [30] **RITTENHOUSE, David**, "La Energía Eólica" Editorial Fraterna, Argentina, 1978. 280 pág.
- [31] **SECRETARIA GENERAL DE LA ENERGÍA Y RECURSOS MINERALES**, "Energía Eólica. Manuales de Energía Renovables/4", Madrid, 1992. 213 pág.
- [32] **SULBARÁN, Juan Carlos**, "Energía Eólica", Caracas, 1983. 158 pág.
- [33] **TECNISOL INTERNACIONAL**, "Evaluación del Potencial Eólico en Playa Cocuy, Falcón", Coro, 1983, 322 pág.
- [34] **TRUGLIO L, Leonardo**, "Estudio, Diseño y Construcción de un Sistema Eólico de Generación de Energía Eléctrica", Caracas, 1984, 256 pág.
- [35] **VAN H., James**, "Fundamentos de Administración Financiera", Pentice Hall Hispanoamericana, México, 1979, 610 pág.
- [36] **WARNER, D.F.**, "Wind Power Equipment", E and F.N. Spon Ltd., 1983, 94 pág.
- [37] **WESTON, F. J.**, "Fundamentos de Administración Financiera", 7^a Edición, Interamericana, México, D.F., 1987. 813 pág.

WEB SITE VISITADOS:

- [38] <http://www.bonus.dk>
- [39] <http://www.cat.com>
- [40] <http://www.danvest.com>
- [41] <http://www.diesel.com>
- [42] <http://www.elecnor.com/acti01.htm>
- [43] <http://www.enercom.co.uk>
- [44] <http://www.espace-eolien.fr>
- [45] <http://www.foronuclear.org/faq1.htm>
- [46] <http://www.geocities.com/mercedarias/centrales/eolicas/index.html>
- [47] <http://www.homepower.com>
- [48] <http://www.nodo50.ix.apc.org/coda/eolica.htm>
- [49] <http://www.nordex.dk>
- [50] <http://www.northenergy.co.uk>
- [51] <http://www.solarsaver.co.uk>
- [52] <http://www.venequip.com>
- [53] <http://www.vestas.dk>
- [54] <http://www.vortecenergy.com>
- [55] <http://www.windpower.dk/es>
- [56] [http://www.wisconsinelectric.com/pages/wind equipsp ecs.html](http://www.wisconsinelectric.com/pages/wind_equipsp ecs.html)

ANEXOS

ANEXO A

Tablas de velocidades de los vientos

ANEXO B

Gráficas de distribución de frecuencia

ANEXO C

Atlas de viento de la Península de Paraguaná

ANEXO D

Atlas eléctrico del Estado Falcón

ANEXO E

Mapa climatológico de Venezuela

ANEXO F

Constancias

ANEXO G

Catálogos de fabricantes

ANEXO H

Presupuestos

ANEXO I

Cálculo de la caída de tensión

CÁLCULO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN.

La ecuación a utilizar para el cálculo de la caída de tensión es la siguiente:

$$\% V = KVA \cdot L \cdot K \quad \text{Ec. (I-1)}$$

donde:

L: Longitud del circuito en Km.

K: Constante de distribución del conductor.

Dicha constante viene dada por:

$$K = \frac{R \cdot \text{Cos } \phi + X \cdot \text{Sen } \phi}{10 K V^2} \quad \text{Ec.(I-2)}$$

donde:

R: resistencia del conductor

X: reactancia inductiva

Cos ϕ : factor de potencia (0.85)

Tipo de conductor	Peso Kg/Km	R Ω /Km	X Ω /Km	Capacidad de corriente (Amp)
ARVIDAL # 1/0 AWG	172	0,5762	0,3740	200

Características del conductor Ardival # 1/0 AWG.

FIGURA # I.1.

1. Cálculo para una línea de 13,8 KV.

Sustituyendo R, X, V y el Cos ϕ en la Ec.(I-1), se tiene que:

$$K = \frac{(0,5762 \times 0,85) + (0,3740 \times 0,527)}{10 \times (13,8)^2} = 0,0003606$$

Entonces:

$$\% V = \left(\frac{720 \text{ KW}}{0,85} \right) \times 58 \text{ Km} \times 0,0003606 = 17,7 \%$$

2. Cálculo para una línea de 34,5 KV.

De forma análoga al procedimiento anterior se tiene:

$$K = 0,00000577$$

$$\% V = 2,83\%$$

Según los estándares de la industria eléctrica nacional, se exige que la caída de tensión en una línea determinada, tiene que ser menor al 5%.

VELOCIDADES DE VIENTO

MES DE ENERO

MES DE ENERO																															
Días																															
Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	1,5	0,5	0,4	3,3	4,1	3,4	3,9	3	3,5	4,7	0,7	1,3	0,9	1,1	4	4,8	3,8	2,2	1	0,7	1,3	1,4	0	1,1	1,6	0	0,7	0,7	3,5	0,7	1,2
2	0,8	0	0,6	3,8	4,3	3	4	2,6	4	4,9	2,9	1,1	1	1,2	4,9	4	2,1	1	0,5	1,2	0,7	0,7	0	3,8	1,9	0	0,5	1,4	3	0,7	0,8
3	1,9	0	3,6	3,9	3,3	4	4	3,5	3,1	4,1	3	1	1,3	0,8	4,7	3,9	1	0,7	1	0,7	0,8	0,6	0	0,7	1,5	0	0,5	2,6	3,1	0,7	1
4	1,2	0	3,4	4	4,3	3,1	3,2	1,5	4	3,3	1,2	1	1	1,2	4,8	3,2	0,9	0	0,3	0,8	0,4	0	0	5,1	0,6	0	0	4	3,1	0,7	1
5	0,7	0,6	1,5	3,1	3,1	1,2	3	3	4,5	2,6	2	0,6	0	1	4,8	3,9	2,9	0	0,8	1,6	0,9	0	0	3,9	3	0	0	3,7	3	1,1	3,3
6	0,8	0	1	2,5	3,2	3,5	3	3,9	3,8	3,5	0,7	0	0	1,1	4	4,8	1,5	0	0,7	0,7	0,3	0	0	3	2,5	0	0,4	3,9	3,1	0,6	1
7	0,7	0	2	3	3,6	3	3,5	3,8	4	3,8	2	0	0	0,7	3,4	4	3	0	0,6	0,8	0	0	0	2,9	2,2	0	0	3,9	2,4	1,1	3
8	0,4	0	3	3	4	2,1	3,5	3,6	3,8	2,5	2,4	0	0	1,2	4	3	3	0	0,7	2,1	0	0	0	2,4	0,8	0	0	4	2,4	2,9	3,5
9	2,6	0	3,3	4,4	3,9	2,7	4,2	3,8	4,1	2,4	2	0,5	1,4	4	4	4,6	4,1	0	0,7	3	0,6	0	0	3,1	2,6	0	0,4	4,6	3,4	3	4,8
10	3	0	3,8	4,3	4,5	3,9	4,8	5	4,2	4,7	3,2	0,8	2,5	4,9	5	4,7	4	3,1	2,6	4,6	1,6	0	0	4,1	3,4	1,9	1	5	4	4,8	3,9
11	3,8	1,4	4	5,7	4,5	3,1	5,1	5,5	4,5	4,1	4,1	1,6	2,7	4,7	5,1	4,1	4,8	3	3,5	2,8	3	0,6	1	4	4,1	2,3	2,8	5,9	4,8	3,9	3,9
12	2,9	0,7	4,6	4,9	4,8	3,9	4,5	4,6	4,2	5	4,1	0,7	3,9	4,1	5	3,9	4,7	1,3	4,5	3,6	3,2	1,1	2,5	4	2,2	0,6	3,9	4,5	4,1	4	4,8
13	5	3	4,8	4,8	4,9	5	4,5	5	5,1	5,1	4	4,1	5,5	4	4,7	5,8	4	5,9	5,8	1,6	6	1,6	2,9	4	1	4,6	4,3	4,4	4,7	6,7	3,9
14	5,5	4	6,1	4,9	4,5	4,6	4,4	4,1	5	8,8	5,9	5,7	6,5	6	4,9	4,5	7	6,4	8,3	4,9	6,5	2,5	4,1	3,9	2,8	5,9	5,9	6,7	6,9	7,9	4,9
15	6	4	4,8	5,8	7,8	4,2	4,5	5	4	7,7	7,6	7,4	7	7,5	4,1	7	6,9	6,9	7,5	2,7	4,5	2,7	3,5	6,8	3	7	7,4	8,8	7	8,6	7,9
16	6,8	5	4,9	7,3	8,5	4,7	4,3	4	5	7,1	8,4	7,3	6,8	7	6,1	7	6,8	6,8	7,8	3,9	0,3	1,9	4	3,5	4,1	8,6	7,8	7	8	8,3	7,6
17	5	5,9	4,9	7,9	8,4	3,9	5,9	4,7	5,9	8	7	6,7	5,5	5,5	7,9	7	6	6,1	5,7	2,6	2,4	2,1	3,8	4,9	4,3	7,3	7,9	7,7	7,8	4,4	7,4
18	4,8	4	4,8	5,5	7,1	5,7	5,9	4,9	5,1	6,9	6	5,2	4,6	5	5,6	5,9	4,8	4,8	5,9	3,5	0,7	2,4	3,1	4,8	4,9	6,8	5,3	6,2	6,7	4,6	6
19	4	2,6	3,8	4,5	5,5	3,2	4,5	5,2	4,8	4,7	5	4,2	3,5	4,5	5,7	4	4	4	4	3,9	2,9	1,3	2,9	3	3,9	5	4,6	4,8	5,8	3,7	4,4
20	0,7	1,6	3,9	4,3	4,2	3,6	4,1	4,5	4	4,1	4,7	2,1	3	3,8	5,8	3,9	4,8	3	3,2	3	0,8	0,7	2,5	2,6	3	4	4	4,9	4	4,3	5
21	0,6	0	3,5	2,6	3,5	2,9	5,9	3	4,7	3,4	4	2,8	3,1	3,2	4,2	4,5	3,1	1,3	4,1	3,1	0	0,7	1,1	3	1,6	3	4,3	4,7	2,9	4,1	3,9
22	0,7	0	2,9	4,4	4,1	2,8	4,7	4,4	4,9	2,5	3	1,9	2,9	3,9	4	2,6	2,6	0,7	2,6	2,6	0,7	0,5	0,7	3,1	0,8	1	3,2	3,1	2,7	1,3	4,5
23	0	0,5	3,2	3,1	4,1	3	3	4,2	4	2,1	1	1,3	2,9	3	4,5	2,6	2,1	0,5	2,2	2,8	1	0,5	0,6	2,1	0,8	0,7	1,4	2,9	3	1,2	4
24	0	0,6	2,9	3	3,9	2,6	2,9	3,8	5	1,3	2,5	0,7	1	3,9	4,5	3	2,4	0,7	1	2,9	0,8	0,7	1,6	3,1	0	0,6	1,6	3,9	2,2	0,8	5

VELOCIDADES DE VIENTO

MES DE FEBRERO

Días																															
Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	6,7	3,3	5	2	2	5,8	5,8	6,7	8,3	10	10	6,7	10	6,7	6,7	4,2	7,5	4,2	5	6,7	3,3	5,8	5,8	5,8	5	4,2	5	2,5			
2	3,3	2,5	5,8	5	5,3	3,3	5	6,7	8,3	6,7	8,3	5	6,7	7,5	5,8	4,2	4,2	2,5	5	5,8	5	5,8	3,3	5	2,5	5	3,3	3,3			
3	3,7	3,3	4,2	6,7	4,2	3,3	4,2	6,7	10	8,3	8,3	8,3	6,7	7,5	6,7	3,3	4,2	4,2	3,3	5,8	5,8	3,3	4,2	5	4,2	3,3	1,7	2,5			
4	3,3	4,2	4,2	5	2	5	4,2	5,8	8,3	6,7	8,3	6,7	5,8	5	4,2	2,5	3,3	3,3	5	3,3	5,8	3,3	5	5	3,3	4,2	2,5	2,5			
5	3,7	5	5	5	3,3	5	4,2	5,8	10	6,7	8,3	7,5	6,7	6,7	5	3,3	3,3	5,8	4,2	5	6,7	3,7	3,3	6,7	3,3	2	3	2			
6	3,3	4,2	7,5	4,2	2,5	5	4,2	6,7	8,3	7,5	6,7	5,8	6,7	10	4,2	3,3	5	4,5	3,3	5	6,7	5	5	5	4,2	4,2	1,2	3,3			
7	2,3	5	8,3	5	2,5	5	4,2	5	8,3	6,7	6,7	6,7	7,5	5	4,2	2,5	4,2	5	3,3	3,3	5,8	4,2	3,3	5	4,2	1,7	2	3			
8	8,3	5	4,7	6,7	3,3	4,2	4,2	5	8,3	8,3	8,3	3,3	8,3	6,7	2,5	3,3	3,3	3,3	3,3	5,8	5	5	3,3	3,3	5	2,8	3,3	8,3			
9	8,3	5	6,7	5	5	6,7	5	6,7	8,3	12	10	8,3	8,3	6,7	4,2	5	6,7	5	5	6,7	6,7	7,5	6,7	6,7	5	5	4,2	5,8			
10	8,3	8,3	12	8,3	10	6,7	8,3	8,3	10	13	8,3	8,3	10	8,3	5	5,8	6,7	5,8	6,7	6,7	7,5	7,5	6,7	8,3	5	3,3	6,7	10			
11	8,3	10	12	10	6,7	6,7	6,7	10	13	13	12	10	12	10	6,7	6,7	6,7	7,5	6,7	10	10	5,8	7,5	7,5	6,7	8	6,7	8,3			
12	10	8,3	10	13	8,3	6,7	10	12	12	12	8,3	10	12	8,3	6,7	5,2	5	6,7	6,7	7,5	6,7	6,7	6,7	8,3	7,5	8,3	6,7	10			
13	8,3	6,7	10	13	8,3	6,7	8,3	10	10	12	10	12	13	8,3	6,7	6,7	7,5	6,7	8,3	5	6,7	5	6,7	8,3	5,8	5	6,7	9,2			
14	6,7	8,3	10	10	8,3	7,5	9,2	10	12	12	10	10	8,3	9,2	7,5	5,8	8,3	6,7	5,8	7,5	7,5	4,2	8,3	8,3	6,7	6,7	6,7	9,2			
15	6,7	8,3	9,2	10	10	8,3	1	12	9,2	12	9,2	12	10	8,3	9,2	7,5	6,7	9,2	6,7	6,7	5,8	4,7	6,7	10	5,8	6,7	5,8	12			
16	6,7	8,3	12	10	10	8,3	11	12	12	12	10	10	10	6,7	8,3	6,7	7,5	8,3	6,7	6,7	8,3	5	8,3	6,7	8,3	8	5,8	12			
17	8,3	6,7	10	8,3	8,3	10	9,2	12	8,3	11	10	10	12	10	5,8	7,5	6,7	7,5	6,7	7,5	8,3	5,8	7,5	8,3	8,3	6,7	6,7	11			
18	5	8,3	10	8,3	8,3	8,3	9,2	10	12	13	10	11	10	8,3	8,3	8,3	8,3	10	8,3	10	8,3	5	10	8,3	8,3	8,3	5,8	10			
19	5	8,3	6,7	8,3	6,7	7,5	8,3	8,3	13	12	11	12	10	10	5,8	9,2	5	7,5	8,3	9,2	7,5	5	6,7	6,7	8,3	6,7	6,3	8,3			
20	5	7,5	6,7	7,5	8,3	8,3	8,3	8,3	10	12	10	8,3	6,7	6,7	5,8	5	5	8,3	6,7	6,7	6,7	5	6,7	7,5	7,5	8,3	6,2	10			
21	3,3	5	8,3	8,3	6,7	8,3	8,3	12	8,3	8,3	12	10	3,2	8,3	5,8	5	5	5	5	5	5,8	5,8	7,5	5	5	6,7	5,8	8,3			
22	6,7	5,8	6,7	6,7	7,5	8,3	6,7	8,3	9,2	10	8,3	8,3	8,5	6,7	4,2	5	3,3	6,7	5,8	6,7	5	5,8	5	6,7	5	5,8	4,2	8,3			
23	5	6,7	6,7	5	5,8	5	6,7	9,2	10	10	6,7	8,3	8,3	6,7	5	6,7	3,3	7,5	7,5	8,3	5,8	4,2	5	5	4,2	5,8	5	10			
24	5	6,7	6,7	5	6,7	5	6,7	12	9,2	6,7	8,3	8,3	8,3	5	4,2	6,7	4,2	8,3	6,7	3,3	7,5	4,2	4,2	6,7	4,2	4,2	4,2	7,5			

VELOCIDADES DE VIENTO

MES DE MARZO

Días																															
Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	7,5	6,7	8,3	6,7	5,8	9,2	6,7	6,7	5	5	6,7	6,7	8,3	6,7	10	8,3	3,3	8,3	8,3	7,5	5,8	5	5	5	4,2	3,3	5	5	5	6,7	6,7
2	6,7	8,3	8,3	7,5	6,7	7,5	6,7	6,7	3,3	5,2	5	8	6,7	5	8,3	10	3,3	8,3	3,3	6,7	6,7	4,8	5,8	4,3	2,5	4,2	3	3,3	8,3	6,7	5,8
3	6,7	5	6,7	6,7	5,8	5,8	8,3	4,2	2,2	5,8	5,8	10	6,7	6,7	5,2	9,2	3,3	8,3	7,5	4,8	7,5	4,2	4,2	3,3	3,3	3,3	4,2	5	6,7	8,3	8,3
4	6,7	8,3	7,5	7,5	6,7	1	6,7	3,7	2,8	3,3	5	6,7	4,7	8,3	8,3	10	3,3	10	6,7	5	6,7	5,8	3	4,3	2,7	3,3	3,7	5	5	5	7,5
5	6,7	8,3	9,2	6,7	8,3	6,7	5,8	5	3,3	5	5	7,5	6,7	6,7	8,3	10	4,2	8,3	6,7	4,2	5	5	5	6,7	2,5	4,2	3,3	3,3	5	6,7	6,7
6	5	6,7	9,2	6,7	7,3	8,3	5,8	5	4,2	5,8	3,3	8,3	1	5,8	8,3	8,3	5	9,2	4,2	5	5	5	5	3,3	2,5	4,3	2,5	3,3	5	6,7	8,3
7	6,7	5	7,5	6,7	10	5	5,8	4,2	3,3	5,8	6,7	8,3	8,3	6,7	8,3	12	8,3	7,5	5,8	6,7	5	5,8	5,8	2,5	3,3	3,3	3,3	3,3	5	5	8,3
8	8,3	7,5	5	10	7,5	6,7	5	6,7	2	6,7	8,3	6,7	6,7	8,3	6,7	6,7	5,8	10	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	5	2	5	4,2	3,3	5	6,7	7,5
9	10	12	7,5	6,7	5,8	10	8,3	5	4,2	7,5	8,3	8,3	6,7	13	5	10	5	6,7	6,7	7,5	5,8	5	6,7	6,7	5,8	5	5	8,3	8,3	10	8,3
10	8,3	8,3	6,7	7,3	10	12	8,3	6,7	5	8,3	8,3	10	10	10	12	6,7	12	8,3	10	8,3	5	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	8,3	8,3	10	5,3
11	10	11	10	6,7	12	10	12	8,3	6,7	10	8,3	10	10	8,3	10	7,5	12	8,3	8,3	8,3	6,7	8,3	8,3	6,7	6,7	6,7	10	8,3	9,2	10	8,3
12	10	8,3	5,8	6,7	15	11	8,3	8,3	6,7	3,3	8,3	10	10	12	12	8,3	13	6,7	10	8,3	5	6,7	8,3	6,7	6,7	8,3	6,7	10	6,7	10	8,3
13	12	10	5	6,7	12	10	10	8,3	8,3	9,2	9,5	8,3	12	10	12	8,3	12	6,7	8,3	11	8,3	8,3	8,3	8,3	5	6,7	10	6,7	8,3	10	8,3
14	12	8,3	5	5,8	12	9,2	10	8,3	7,5	8,2	8,3	8,3	10	8,3	13	5	10	10	8,3	8,3	8,3	6,7	7,5	6,7	6,7	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
15	13	10	5,8	11	13	10	8,3	8,3	6,7	7,5	9,2	8,3	10	6,7	10	8,3	10	12	6,7	10	5	12	6,7	5	6,7	8,3	6,7	10	10	8,3	11
16	12	10	6,7	7,5	10	8,3	9,2	7,5	5,8	10	6,7	8,3	11	11	12	6,7	11	10	8,3	10	8,3	7,5	10	8,3	8,3	6,7	6,7	7,5	10	10	8,3
17	10	12	8,3	8,3	10	8,3	11	10	9,2	8,3	8,3	10	12	12	10	3,3	10	9,2	7,5	9,2	6,7	8,3	8,3	8,3	8,3	6,7	6,7	6,7	8,3	10	10
18	10	13	8,3	7,5	8,3	11	10	8,3	8,3	8,3	10	6,7	8,3	9,2	11	6,7	8,3	10	8,3	6,7	8,3	10	8,3	6,7	5	8,3	8,3	10	8,3	10	8,3
19	9,2	10	7,5	8,3	9,2	8,3	10	10	7,2	10	8,3	12	8,3	8,3	11	5	8,3	10	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	6,7	6,7	8,3	10	9,2	10	6,7	5,2
20	6,7	8,3	8,3	6,7	8,3	7,5	7,5	8,3	10	8,3	8,3	10	12	10	12	3,3	11	5	8,3	6,7	10	10	8,3	4,2	5	6,7	8,3	8,3	6,7	9,2	9,2
21	8,3	12	8,3	12	7,5	10	10	9,2	6,7	8,3	6,7	6,7	8,3	8,3	10	5,3	11	8,3	6,7	8,3	7,5	2,5	5	5	5	6,7	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
22	6,7	7,5	8,3	8,3	8,3	6,2	8,3	2,5	5	8,3	8,3	10	10	8,3	10	6,7	12	10	8,3	8,3	8,3	8,3	6,7	5	6,7	5	6,7	8,3	8,3	6,7	6,7
23	5,8	9,2	8,3	5,8	6,7	6,7	5	5	8,3	6,7	7,5	7,5	9,2	10	8,3	6,7	10	7,5	12	7,5	5	6,7	8,3	3,3	5	4,2	5	6,7	8,3	6,7	5,8
24	7,5	10	8,3	6,7	6,7	8,3	6,7	5	5,8	6,7	8,3	10	8,3	9,2	8,3	6,7	8,3	7,5	8,3	6,7	5,8	6,7	5,8	4,2	5	5	5	6,7	6,7	8,3	6,7

VELOCIDADES DE VIENTO

MES DE ABRIL

Días																															
Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	10	11	8,3	8,3	8,3	8,3	6,7	8,3	8,3	6,7	5	6,7	5	5	3,3	5	5,8	3,3	4,2	2,5	8,3							7,5	8,5	6,2	
2	8,3	8,3	8,3	10	5,8	8,3	10	5,8	8,3	5,8	5	5,8	4,2	5	6,7	6,7	4,2	2,5	8,3	4,7	2,5						5	8,3	6,8		
3	9,3	9,2	10	6,7	6,7	10	7,5	6,7	8,3	4,2	5	5	5	3,3	1,7	5	3,3	2,5	2,5	8,3	6,7						5	6,2	7		
4	10	7,5	6,7	6,7	8,3	7,5	6,7	7,5	6,7	8,3	4,2	5	5,8	3	2,5	5	3,3	2,5	5	8,3	8,3						5	6,8	8,2		
5	9,2	7,5	10	8,3	8,3	10	8,3	7,5	5,8	5	3,3	5,8	5	5,2	3,3	5,8	2,5	2,5	5	6,2	7,5						11	7,8	6,2		
6	9,2	7,5	10	8,3	8,3	10	8,3	7,5	5,8	5	3,3	5,8	5	5	3,3	5,8	2,5	2,5	5	6,2	7,5						6,7	7,2	6,2		
7	6,7	8,3	6,7	6,7	8,3	7,5	7,5	6,7	6,7	5	5,8	7,2	4,8	3	3,3	5	3,3	3,3	4,2	6,7	8,3						8,3	7,3	7,7		
8	7,5	10	7,5	7,5	6,7	6,7	5,8	6,7	6,7	5	9,2	5	3,3	4,2	3	3,8	2,5	3,3	5	8,3	6,7						8,3	9	7,3		
9	10	10	5	8,3	8,3	8,3	10	6,7	6,7	8,3	6,7	6,7	5,8	6,7	3,3	5	3,3	2,5	5,8	6,7	8,3						6,7	8,3	7,8		
10	12	13	12	10	8,3	11	6,7	6,7	6,7	7,5	5	8,3	5	6,7	6,7	3,3	7,5	8,3	8,3	8,3							8,3	8,7	11	8,7	
11	12	12	12	10	10	10	8,3	11	8,3	8,3	5	6,7	5,8	8,3	8,3	6,7	6,7	8,3	10	8,3							7	8,7	9,5	6,7	
12	11	13	13	10	12	10	8,3	9,2	12	8,3	10	5	6,7	4,2	6,7	5,8	8,3	10	8,3	8,3							5,2	11	8,7	8,5	
13	10	9,2	12	11	8,3	10	10	12	12	8,3	5,8	6,7	8,3	5	6,7	8,3	9,2	8,3	6,7	8,3							9,2	12	8,3	7	
14	10	10	8,3	9,2	6,7	8,3	8,3	10	8,3	6,7	8,3	8,3	6,7	6,7	5,8	6,7	7,5	6,7	6,7	8,5							8,3	7,7	7	7,3	
15	12	10	8,3	8,3	8,3	10	8,3	8,3	5	8,3	8,3	7,5	6,7	5	10	6,7	5,8	3,3	8,3	10							6,7	8,3	11	8,3	
16	10	12	11	10	8,3	10	8,3	9,2	6,7	8,3	10	10	6,7	5	6,7	8,3	5,8	5,8	8,3	8,3							6,7	9,3	13	6,2	
17	10	13	12	11	10	9,2	10	10	8,3	8,3	7,5	6,7	8,3	8,3	7,5	8,3	6,7	5	6,7	8,8							10	9,2	12	6,3	
18	12	12	12	10	10	9,2	8,3	8,3	8,3	8,3	9,2	6,7	5,8	5	7,5	8,3	6,7	4,3	8,8	4,7							18	14	9	6,5	
19	10	12	8,3	7,2	10	12	8,3	10	9,2	8,3	6,7	7,5	7,5	6,7	6,7	5,8	5	7,5	8,3	7,5							7,5	12	9,7	7,2	
20	8,3	12	8,3	6,7	8,3	10	7,5	8,3	8,3	6,7	6,7	8,3	6,7	3,3	5	5	5	5	8,3	6,7							12	7,7	8,5	7,7	
21	12	10	11	8,3	8,3	9,2	7,5	8,3	6,7	6,7	6,7	7,5	7,5	3,3	5	5	5	5	8,3	10							7,5	8	9,7	7	
22	8,3	9,2	7,2	5,8	12	12	10	10	5	8,3	8,3	6,7	8,3	3,3	5	5	5	5,8	8,3	8,3							8,3	9,8	12	6,7	
23	6,7	9,2	10	6,7	8,3	12	7,5	8,3	6,7	8,3	6,7	5,8	6,7	3,3	5	5	4,2	5	6,7	8,3							8,3	8,3	5,7	8	
24	8,3	12	8,3	6,7	10	8,3	8,3	6,7	7,5	5	5,8	4,2	5,8	5,8	4,2	5	4,2	6,7	8,3	6,7							6,7	11	10	6,3	

VELOCIDADES DE VIENTO

MES DE MAYO

Días																															
Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	6,3	7,5	7,3	7,5	7	5,3	6,2	6	1,7	5	6,3	7,5	6,3	3,3	8,3	8,3	8,3	7,5	8,3	7,7	9,2	5,5	6,7	5	7,7	7,5	6,7	6,7	7,5		
2	6,3	6,3	7	7,2	7,2	8,3	6,7	4,8	2,5	5	5,3	6,7	8,3	9,2	8,3	5,5	5,8	6,7	7	6,7	6,7	5,8	3,3	6,7	8	9,2	5,8	8,3	10		
3	5,5	6,7	9,2	4,5	7	7,5	5	5,8	4	5	6,7	7,8	7,5	8	7,3	6,2	7	7	8,3	8,3	8,3	6,7	5	5	6	8,3	4,2	8,3	8,3		
4	7	9,5	7	5	8	5,7	7,5	5,8	2,5	5,8	7,7	7,2	6,7	5	9,7	4,2	8,3	8,3	4,5	6,3	6,7	5,2	2,5	6,7	11	8,3	4	6,3	11		
5	8	7,5	4,3	4,8	5,3	7,7	7,5	4,2	1,7	5,2	6,8	6,5	7,5	4,7	8,3	8,3	6,7	9,2	4,4	6,7	10	4,2	5	7,5	6,7	7,5	3,7	7	8,8		
6	6,3	5,8	7	5	4,8	6,7	6,7	5	3	5	6,7	6,3	6,7	6,3	9,2	6,7	5,2	4,7	10	7,5	6,7	3,5	4,2	5,8	7,8	9,2	3,7	10	10		
7	7	7,5	6	6,3	5,7	6,5	6	4,2	3,8	6	6,7	8,2	6,8	6,7	7	5	7,7	8,2	6,7	6,7	10	4,3	6,7	8,3	9,3	6,3	3,3	6,3	6,3		
8	7,8	8,3	10	5,8	6,7	7,3	6,3	3,8	4,7	5,3	4,8	8,2	6,7	6,2	9,3	5,3	9,5	8,7	12	10	8,7	5,8	10	0	8	8	2,8	7,5	8,2		
9	7,3	7	9,7	8,3	7	9	8	8	5,3	8,2	10	6,7	8	11	10	13	8,3	8	12	10	12	7,5	5	8	8,3	5,3	8,7	8,7	8,7		
10	7,5	11	12	11	11	10	8,8	7	6,3	8,5	7,8	11	6,3	13	11	11	13	11	10	10	12	2,5	6,7	13	7	5,8	11	9,2	12		
11	10	8,3	7,3	11	9,3	7,8	7,5	5	5	8,2	10	7,7	3,8	11	12	12	12	11	12	7,5	8,3	5	9,2	7,8	10	7	12	10	8,7		
12	7	10	8,3	6,8	8,3	9,7	9,5	17	4,2	6,2	5	10	6,3	8,7	12	9,2	12	13	8,3	11	8	3,3	5,8	7,5	7	6,7	7,5	11	7		
13	8,7	7,5	11	11	8,3	7,7	8,8	5,3	5	4,2	4,7	5,3	8	8	10	10	13	11	9,2	8,7	11	9,2	7,8	9,7	8,3	7,5	11	12	13		
14	6,7	8,7	8,7	7,5	8,3	11	8	3,3	4,5	5,8	4,7	6,7	4,8	11	8,5	9,2	12	7	10	8,3	11	6,7	3,3	10	10	9,7	9	9,7	11		
15	9,8	8,3	8	10	8,7	8,3	9,7	3,3	5,3	6,3	4,5	9	3,3	7,5	8,3	8,3	12	9,7	8,3	12	7,7	9,2	5	7,3	10	8,2	8,7	10	8,3		
16	6,8	11	12	8,8	9,2	8,3	7,7	5	3	6,7	3,5	11	9,3	1,7	9,2	10	2,6	10	8,7	13	8,3	4,2	3,3	11	10	8,3	10	10	10		
17	10	8,3	8,2	9,8	8,7	7,2	11	4,7	3,3	7	3,5	8,2	7,7	9,2	10	11	12	10	10	14	10	5,8	8,3	11	11	7,5	11	13	10		
18	8	8	11	7	9,2	8,3	7,7	3,3	3	5	5	9	5,8	8,7	5,8	8,3	8,7	10	8,3	13	9	6,7	5	11	8,3	11	11	14	10		
19	7,5	8,7	8	9,8	8,3	9,3	9,7	1,7	8,3	5,8	4,5	12	8,3	9,2	9,2	8,7	8,7	8,3	9,7	12	6,7	7	7	8,3	7,5	6,7	13	12	10		
20	7,8	8,3	8,3	7,7	8,3	5	8,2	0	5,8	7,2	6,5	6,8	6	8,3	9,2	7,5	8,8	8,3	8	8	6	5	9,5	9,2	11	6,3	11	13	11		
21	9,2	7,5	5,3	11	7	7,5	7,3	0	4,2	6,8	3,7	6,8	3,3	11	12	11	13	11	10	10	7,3	6,7	7	6,7	8,3	5,8	7,5	12	12		
22	7,3	8,3	8,8	8,3	8	8	7,5	2,2	5	6,7	3,7	8,3	10	12	8,3	6,7	12	8,3	7,2	8,3	7,5	5	4,2	11	9,2	6,7	10	11	6,7		
23	8	7,5	6,7	9	8	7	7,3	2,2	5,3	7,2	5,8	6,3	7,7	7,7	9,2	10	8	8	6	10	5	6,7	3,7	7,7	10	7,5	8,3	7,7	5,8		
24	7,5	8,2	8,7	6,7	6,8	9,7	4,2	2,7	5	5,3	8	8,3	7,5	10	2,8	7,5	8	6,7	7,3	7,5	7	5	4,5	11	6,7	6,7	8	9,2	6		

VELOCIDADES DE VIENTO

MES DE JUNIO

Días																															
Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	6,5	5,8	8,3	7,8	9,2	7,5	5,3	8,7	6,3	6,3	8,3	9,2	5,3	5	8	7,7	4,7	6,7	17		9,2	7	5,8	6,7	5,3	7,5	7,3	7,8	6	7,5	
2	10	7	8	8,3	5,8	8	6,5	8,8	8	6,7	8	6,5	4,2	5,8	11	6,7	6,5	6,7	6,3		8,2	10	6,3	6,7	5	6,3	5,3	8,2	5	9,2	
3	5,5	8,3	6,7	5,8	6,3	7,7	5	8	8,7	6,7	6,5	10	4,2	5	8	6,3	9	7,5	5,8		7,7	7	6	5	4	6,3	8	5,3	4,2	6,3	
4	6,7	5,8	10	8	6	7,7	5,7	9,8	7,5	6,3	8	6,5	6	7	6,7	5,8	8	7,2	7,2		5,8	7,5	5,3	8,8	6,7	9,7	7,2	5,8	3,2	4,7	
5	8,2	6,7	6,3	5,3	6,3	6	4,3	5,8	9,7	6,5	6,3	8,3	5,5	5	7	8,7	6	6,7	7,7		5,3	6,7	5,8	6,7	5,3	7,5	8,3	5,3	4	6,7	
6	6,3	9,2	8	6,7	4,8	6,7	4,8	6,5	6,5	6,7	9,2	6,7	4,2	4,2	6,7	6,7	8,2	8,7	7		4,8	7,3	5,3	5	5	5,8	7	6,7	3,2	7,5	
7	7,5	6,7	9,8	8	5	9,2	4,2	6,3	6,5	9	6,7	5,3	5	4,8	9,7	6,3	8	8	6,7		6	8	5,3	5	5,3	4,8	6,8	8	3,3	6,7	
8	11	8,3	7,5	8,2	5,8	6,7	6	12	8,2	6,3	8,3	6,7	6,7	5,3	7,7	5,8	5	9,5	5		7,5	7,7	5,8	8,3	5	6,7	6,7	8,3	2,5	5,8	
9	9,2	10	8	8,7	8,3	11	5,7	8	9,7	8	9,7	11	8,3	7,2	10	8,8	9,7	11		9,3	9,2	11	7,2	8,3	9,7	9,2	7,2	11	5,3	11	
10	8,3	10	8,3	7	7,5	8	4,8	8	7,5	8,8	9,7	10	14	10	9,7	11	8	11		11	8,3	11	7	11	9,2	11	11	8,3	7,5	8,7	
11	8,3	9,3	10	11	6	11	4,7	9,7	11	9,8	9,2	5,7	8,3	9,8	8,8	10	7,5	9,2		10	11	11	10	9,2	11	6,7	8,3	8	7	9,2	
12	8,5	11	9,2	11	7,5	6,5	6,5	7,7	6	7,7	7,7	12	8	8,3	8,7	9,7	10	7		8,7	8,3	10	11	8,3	6,7	9,2	7,2	9,7	7,5	8,2	
13	7,3	8	8	7	9,7	7,2	6,5	7,5	6,3	6,7	7,5	7,2	11	11	9	10	12	12		12	7	8,3	10	9,2	6,7	9,2	7,5	10	7,5	12	
14	8,7	9,7	6,7	8	5,8	8	5	10	4,2	9,8	7	8,7	9,2	10	8,3	7	12	12		10	10	9,2	8,7	9,2	10	9,5	5,3	10	7,7	9,2	
15	11	8,2	9,7	8,2	6,3	8	8,2	8	4,2	6,7	12	11	9,5	9,8	12	8,8	12	13		10	9,7	12	9,8	12	7	13	11	9,2	8,3	8,2	
16	8,3	9,7	8	8	8,7	6,3	12	8,3	6,3	11	6,7	9,8	12	8,8	13	10	10	14		9,2	8,3	11	11	10	11	10	12	9,7	5,7	9,2	
17	9,5	7,5	6,7	10	8,7	7,2	8,7	9,7	7,7	8,2	8,8	9,7	12	11	11	8,7	10	14		9,8	9,7	11	9,7	10	11	8	11	10	8	9,2	
18	13	11	9,7	6,3	6,3	7,5	9,7	13	9,7	9,2	10	9,8	8,3	3,7	7	10	9,2	12		10	10	12	12	8,3	9,8	11	8,7	9,7	9	9,2	
19	9,5	9	8	9,7	11	6,3	8,2	15	8,2	9,8	12	8,5	7,5	4,6	8,7	9,2	11	12		12	10	11	10	10	9,2	10	8,3	9,2	9,8	5,8	
20	8	8,7	7	8,3	8	6,5	9,2	11	12	8,2	8,2	11	9,2	11	9,2	7,5	7,7	12		11	11	8	7,5	11	10	9,7	9,5	9,2	8,3	8,3	
21	10	10	6,5	4,7	11	5,8	6,7	10	8	9,8	8,7	13	8,8	9,2	8,3	10	7	8,3		9,7	10	8,8	10	6,7	7,5	9,8	8,3	8,3	13	6,7	
22	7,3	8,7	6,3	11	6,7	6,5	7,5	8,3	9,8	11	8,7	8,8	8	9,2	6	6,7	11	8		9,3	8,2	8,7	7	7,5	5	9	11	7,5	7,5	6,7	
23	8	9,7	8,3	6,3	12	4,2	9	9,2	9,2	13	12	5	7	10	5,3	9,7	8,3	6,5		12	8,7	9,2	6,7	8	9,2	7	6,7	8,3	7,5	7,5	
24	11	9,7	8,3	8,3	6,5	4,7	7	10	9,2	9	8,3	8,3	6,5	9,7	8,3	4,7	10	7,7		10	8,3	6,3	7,5	6,7	8,3	7,2	5,8	6,3	10	5	

VELOCIDADES DE VIENTO

MES DE JULIO

Días																															
Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	6,3	6,7	7,2	8,2	5,3	4,8	8	6,7	7,3	9	9,5	6,3	7	8	6,7	7,8	8,5	4,7	9,5	7,7	4,7	7,2	6,7	8,2	6	6,8	9,2	8	5,3	9,7	5,3
2	4,2	5,5	6,5	8,3	6,3	5,2	7,5	5,2	8	7,8	7,3	6,7	6,3	5,7	5	9,2	6,3	5	10	6,3	5	5	6,8	6,7	5,7	7,2	8,2	6,3	6,2	8	6
3	5,3	5	8,5	7,3	5	5,5	6,2	5,5	7,7	8,3	6,2	5,5	6,7	5,7	5	7,8	6	5,7	8,8	7,3	5,8	6,2	6,3	7,5	7,8	6,7	6,2	7,7	6,5	9	6,2
4	5	4,7	7,7	8,5	9,5	4,7	7,8	3,8	6,8	5,8	7,8	7,3	5,7	6,2	5	6,3	4,3	8	7,8	7,5	5,7	4,8	7	11	6,3	5,3	6,7	7,8	6	7,3	5,5
5	6,7	4,5	5,5	6,3	8,2	4,2	6,5	3,8	8,5	8,7	6,3	5,3	5,8	7,7	6,3	6,7	7,5	7	9,5	5	5,2	5	6,3	9,3	6	4,5	7	8,7	4,7	9,7	6
6	6,7	3,7	7,7	6,2	6,7	4,7	6,2	5,3	7,2	7,2	6,5	8	7,7	6,2	6,3	7,3	6,7	5,7	7,7	6,7	5,3	4,7	6	7,7	6,5	4,5	6,7	7	5,2	7,3	5,3
7	4,7	3,8	7,7	10	6,8	5,7	8,2	5,3	10	6,7	7	6,2	7	6	5	6,2	7	5,8	10	5,5	7,2	5,7	6,2	6,8	6,3	4	7	8,2	5,5	6,3	4,7
8	5	4	7,5	6,3	5,3	4,3	7,8	6,7	7	7,3	9,2	6,8	5	5,7	4,8	7,5	6,5	5,7	6,3	3,8	6,2	6,2	8,3	6,8	8,3	3,3	8,3	8	6,5	7,5	4,5
9	6,3	7	10	8,7	5,7	6	9,5	6	6	8,3	9,8	8	7,3	7,3	6,7	8,3	8,3	8,7	11	12	7,2	6,7	8	8	7,3	3,3	8,2	8,8	6,7	12	7,8
10	8,3	8,5	8	9,7	6,7	5,3	11	8,8	9,3	9,7	8,3	11	12	9	9,3	8,7	9,2	8,8	10	9,7	8,3	8,7	8,7	11	7	2,2	8,8	8,2	8,7	13	11
11	8,7	7,8	9,8	9,8	5,8	4,8	11	8,7	7,2	10	10	10	8	12	8	11	7,3	10	10	9,3	8,3	8,3	11	8,3	7,2	1,2	8,2	9,7	9,3	9,3	9,7
12	8,3	4,7	8,2	8,8	5,5	3,2	11	9,7	9,5	9,7	11	8,8	9	10	11	9,5	10	10	8,3	7,8	12	7,3	8,8	9,2	7,2	2,7	8,5	8,2	9	8,7	8,3
13	6,7	6,5	7,3	7,7	7,7	3,8	13	7,3	12	8,2	8,3	8,7	7,8	9,2	9	8,3	9	8	8,2	10	8,7	7,3	7,3	9,5	6,7	3,7	8,8	8,3	7,7	10	9,2
14	9,3	4,7	8,2	8,3	9,7	3,7	12	10	11	10	9,7	10	8,3	9,7	8,7	8,5	9,5	10	9,2	12	9	6,7	5,7	8,3	5,3	3,8	8	8,2	7,8	9,7	10
15	8	4,8	11	9,3	7,5	4,5	12	7,2	11	11	9,8	12	8	9,7	7,5	8	12	8,8	5,7	11	7,2	10	7,3	9,7	3,7	3,7	11	12	8	9,5	8,3
16	10	5,3	12	7,3	6,5	5,7	9,3	8,3	11	9,8	9,7	12	9,5	10	7	9,3	8,7	10	11	10	8,2	9,7	7,8	8,5	3	4,2	9,2	13	9,3	8,7	8,7
17	8,7	6,3	11	9,5	7,3	6,3	8,3	8,8	8,8	10	9,8	9,7	11	9,2	8,3	9,7	9,3	10	10	8,8	8,7	8,8	8,3	7,3	2,8	2,2	7,5	11	7,5	11	8,6
18	7,2	7,2	7,7	7	6,3	9	10	8,3	8,3	11	9,5	10	13	10	8,8	8,7	10	10	9,7	9,7	9,5	8,5	8,2	8,5	1,3	3,2	8,7	11	9,5	12	7,5
19	7,3	8	8,5	5,3	7,5	8,8	12	8,8	9	10	8,3	9,7	12	11	10	9,7	7,8	12	9,2	8,8	12	9,2	8	8,3	3	2,3	8,2	9	9	10	7
20	7,7	9	9,2	6,7	4,8	9,8	12	8,7	11	9,7	10	10	7,5	7,8	11	8,7	11	9,3	9,7	8,7	7,7	7	8,2	9	3,3	4,8	11	8,5	9,5	9,2	7
21	6,2	7	7	8,5	7	7,3	8,3	9,8	12	11	11	12	7,5	8,7	8,3	9,5	9,3	9,5	9,3	9,7	9	8	8,7	6,5	3	5	9,3	11	9,5	8,8	6,5
22	5,7	9,3	8,3	7,2	8,2	7,3	8,3	9,3	7,5	7,3	8	7,3	9,2	8,3	8,3	7	9,3	9,2	9	8,7	7	7,2	9,5	7	4,8	8,2	7,5	7,7	7,3	6	6,2
23	5,8	7	7,2	8	6,3	7,8	6,5	7,3	8,3	7,3	10	8	11	8	7,7	5,8	7	10	8,2	7,7	8,3	6,7	9,5	8,5	5,7	7,2	7	8,3	10	6,3	7
24	7,8	8,8	8,7	6,8	5,5	8,7	7,2	9	7,7	7,2	7,2	7,7	7	7,2	8,7	7,3	7,5	9,8	6,2	5,7	6,5	8,7	7,7	6,5	6,7	7	8	7	7,3	7	6,3

VELOCIDADES DE VIENTO

MES DE AGOSTO

Días																															
Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	6,2	8,3	6,8	9,8	3,5	1,7	4,2	4,5	5	3,3	5	3,3	6,7	6,2	5	6,7	5,8		7,5	8,7	5	11	7	6,7	6,7	5	5,8	5	3,3	4,2	3,3
2	7,3	10	7,5	7	4,5	3,8	4	3,3	4,3	4,8	5	3	6,7	5,7	5,7	7,5	5		7,5	7,5	5	8,3	7,5	5,8	5,8	5	5,3	4,2	4,2	5	1,7
3	4,8	7,3	6,5	7,2	5,2	3,2	4,8	3	4,2	1,8	4,8	2	5,8	4,3	5,8	7,8	4,2		6,2	6,7	5,8	7,8	6,7	6,7	5,8	5,8	5	5,8	1,8	5,8	3
4	4,7	7,7	7,5	8,3	6,7	3,2	4,2	3,3	2,5	2	4	2,3	5,7	5	8	6,3	5		6,7	5	5	6,2	5,8	4,7	5,8	4,2	5,8	5	3	5,8	1,7
5	4	7,7	6,7	6,7	8,2	3,2	5,3	3,2	2,5	3,3	3,3	1,8	3,3	5	6,7	5,3	4,2		7,5	6,2	5	5,8	5	4,2	4,2	4,2	5	4,2	3,3	2,5	1,7
6	3,2	5,5	6,8	10	5	3,3	4,2	3,2	5	2,8	3,3	3,3	5	5,8	8,7	5,8	5,8		8,3	5,8	5,8	4,7	5	5	4,7	4,2	5	3,3	2,5	6,7	3,3
7	4,7	5	7,8	5,8	5,8	2,3	4	3	4,2	2,8	3,3	4,5	4	4,2	7	5,3	5,8		6,2	6,7	8,3	7	5,8	4,2	5	3,3	5	4,5	3,3	5,8	3,2
8	4,3	7	8,7	8,3	5	0	3,5	1,8	4,3	2,5	5,8	3,3	5	5	9,7	8,3	4,2		9,2	5,8	4,2	5,8	11	5	6,7	5,8	5,8	4,7	4,2	4,3	4,2
9	9,8	10	8	5	3,3	5,3	5	3,7	4,8	10	4,2	4,2	8,3	5,8	3	6,7		8,7	6,7	11	7,5	8,3	7,5	10	6,7	5,8	7,5	5,8	5	5,8	6,7
10	8,7	12	7,3	3,3	3	5	6,7	4,2	4,7	7,5	5	4,2	7	5,8	1,7	6,5		12	10	8,3	9,2	6,7	10	6,7	7,5	8,3	10	4,2	4,2	5	6,7
11	6,7	12	8,3	3,3	3,3	6,7	6,7	4,2	3,3	5,8	4,2	5,5	4,7	5,3	3	5		10	8,3	10	7,5	12	8,3	8,3	6,7	8	8,3	4,2	5,8	5	6,3
12	11	9,2	6,7	4,7	3,3	7,8	9,2	5,8	3,2	6,3	3,7	4,2	3,7	8	3,2	2,5		8,3	6,7	7,5	6,7	7,5	10	8,3	10	7,8	10	5	3,3	4,2	8
13	6,3	8,7	7,8	1,7	4,7	8,2	7,5	4,7	3,3	9,2	5	5	3,3	6,7	3,2	4,2		9,2	7,5	10	9,2	9,2	6,7	5,8	7,5	9,2	6,7	0	1,7	4,8	5,8
14	6,5	10	7	3,3	6,2	5,8	4,2	5,8	5,8	5,8	6,7	6,7	4,2	8,3	3,7	6,2		8,3	8,3	7,5	6,7	7,5	6,7	8,3	6,7	5,8	5,8	3,3	4,2	4	6,3
15	8,5	9,7	7	4,2	7	4,2	2,5	4,7	5,8	5,7	4,7	6,3	3,3	6,7	3,3	8,3		10	9,2	11	7,5	7,5	8,3	6,7	8,3	5,3	8,3	6,7	4,2	4,8	5
16	7,5	9,2	10	4,2	7,5	6,7	4,2	6,7	5,7	4,8	5	3,3	2,5	6,7	3,3	11		8,3	8,3	8,3	10	8,3	7,5	7,5	9,2	5,2	6,7	4,2	3,3	5	6,3
17	11	10	8,7	3,3	5	2,5	5	5	5	6,7	3,3	5,5	3	6,5	2,5	13		10	12	9,2	6,7	11	5,8	8,3	8,3	9,5	6,7	4,7	2,8	5	5,8
18	7	12	11	5	4,2	4,7	2,5	5	3,2	5,8	4,2	6,7	1,8	7,3	4,3	12		8,3	8,3	12	6,7	11	6,7	8,3	12	8,7	10	2,5	4,2	4,2	6,7
19	9	11	12	3,3	4,2	6,7	3,3	5	3	5,8	3,3	7	5,8	6,7	5,3	8,3		9,2	10	7,5	8,3	8,3	9,2	11	8,3	9,7	7,5	5	5	5,8	8,3
20	8,7	8	6,8	1,7	3	7,5	4,8	3	3,7	5,7	1,7	9,2	6,7	5,8	7,5	10		11	8,3	10	7	13	7,5	7,5	10	6,3	6,7	4,2	4,2	3,3	9,2
21	8,5	11	9,5	1,7	3,3	5	4,2	4,8	4,2	5	0	6,7	7,5	6,5	4,7	11		7,3	8	7,5	6,7	10	7,5	6,7	8,3	5,3	9,2	4,2	3,3	2,5	6,7
22	7,7	8,7	8,5	0	4,2	6,7	6,7	2,8	3,3	5	2	6,3	6,7	4,7	6,5	9,2		11	7	8,2	7,5	7,5	6,7	5,8	6,7	8,3	8,3	2	5,8	3,3	5,8
23	8	8,5	11	0	2	6,5	5,8	2,5	3,3	4,2	1,7	7	8,3	8,3	7	8,3		6,7	6,7	10	6,7	11	7,5	6,7	7,5	9,2	5,8	1,7	4,2	2,8	4,2
24	7,5	6,7	8,3	3,7	3,3	4,2	4,7	3,3	4,8	4,2	3	8,3	6,7	6,5	8	8,3		6,7	7	5,8	8,3	7,5	6,3	5,8	4,2	5,8	5	2,5	4,2	3,3	4,2

VELOCIDADES DE VIENTO

MES DE SEPTIEMBRE

Días																															
Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	5	7,3	3	4,7	0	3,5	5,3	0	3,3	3,7	3,5	1,8	2	0,8		2	2,7	3,5	6	4,7	1,3			1,8	3,5	4,5	6,8	7,8	3,8	2,7	
2	4,2	8	3	3,7	0	4	2	10	4,5	3	3	3,7	3	1,8		0,8	2	2,2	8	3,3	1			1,3	1,8	4,5	8,2	7	2,3	3,7	
3	3,3	5,8	2,3	4,2	0	2	1,8	0	3,7	4,2	5,3	2,2	2,7	1,5		1,5	1,8	1,7	6	4	0			0,8	2,8	3,3	5,7	7,2	2	3,8	
4	4,2	5	2,5	5,3	0	1,8	4,2	10	3,5	2,8	3,7	2,2	0	2,7		3,2	1,8	1,5	7	4,2	1			0	1,8	4	4,3	8,2	3,2	1,5	
5	3,3	4,3	2,3	6,3	0,8	3	2,7	0	5,3	3,8	3,5	1,3	0	1,7		1,2	2,2	0	6	2				0	0	4,2	4,3	5,8	1,5	2,7	
6	6,3	5,3	2,8	3,8	0	1,7	3,3	0	6,5	5,3	3,7	0	1,2	1,5		1,8	1,8	0,8	5,3	3,5				0	0,8	6	4,8	5,3	1,5	3,5	
7	5	5,8	1,7	5,3	0	1,3	2,5	0	3,7	3	3,3	0,8	1,3	1,2		1,8	1,7	0,8	6,5	3,5				0,7	1,2	3	3,2	6,8	0	3,7	
8	5,8	4,7	2,7	5,2	0	3,7	2,5	0	4,5	3,2	4	3	0	1,8		2	3	0,8	3,9	3,3				3	0	4,7	0	6,5	2,2	3,5	
9	7,3	8,5	10	5	5,8	2	7,2	4,7	4	0	1,2	2,3	2,2		2,7	4,8	6,3	7,7	0	3,8			2,2	3,8	5,2	11	7,7	4,5	1,8	4,8	
10	6,7	4,2	0,8	5,8	5,7	2	7	6,7	3,7	0	1,3	4,5	1,2		2,3	6,7	7	4	3,6	7			1,8	3	3,5	8,5	3,7	4	2,5	4,7	
11	7,8	7,5	3	5,8	6,3	2,8	7,2	5,8	2,7	1,7	3,3	4,8	2,5		3,7	6,2	2,7	2,3	3,6	5,2			3,7	4,8	1,8	6,8	8,8	2,3	1,5	7,2	
12	5,7	9,8	3,3	5,7	6,2	2,3	5,3	2,7	4,7	2,8	1,3	3,2	3		3	6	4,5	2	2,5	3,5			4,2	3,8	2,7	8,8	8	3,5	1,8	6	
13	7	6,7	2,8	4,7	3	2,7	3,8	5	3	3,3	1,8	3	4,7		7,2	4,7	3,2	4,2	2,5	4			5,2	1,7	2,5	7	9,7	2,7	1,5	7	
14	7,8	7	4	4	1,5	3,8	5,5	3,3	3,3	2,5	1,7	6,3	6,3		8	3,3	3	6,3	3,5	3,5			4	3,5	3,2	7	7,7	3,5	3,5	5,2	
15	11	6,7	3,7	3	5,5	6,7	4,2	5,7	3,3	4,5	1,3	4,2	6,8		6,3	7,2	4,7	5,2	1,8	4,3			1,5	4	1,5	6,8	9,8	3,2	4,5	2,7	
16	7,2	7,3	4,8	5,2	8,2	7,3	1,7	5,3	5	3,7	1,7	5	7,3		8	3,6	5	5	4,8	4,2			2,2	4,5	4,3	7,8	6,8	3,5	2,7	4	
17	9	9,2	5,2	3,7	5,3	4,2	3	2,7	6,7	3	3,7	7	6,2		7	5,8	3,7	4,5	7,2	2			1,3	2,3	3,7	6,5	8,5	4,7	3,5	3,7	
18	6,8	6,7	7	1,7	2	4,2	3,7	1	4	2,2	3,3	2,2	6,3		5,2	4,5	3,2	2	3,7	2,2			1,8	1,2	1,2	8,5	6,7	1	4,3	3	
19	7,2	7,2	6	2,2	3,5	5,3	3,5	3,2	0	0	2	1,3	3		5,2	3,5	0,8	4,3	3,8	3			2,8	4	3,5	7,7	7,7	1,5	2,8	2,3	
20	10	5,7	9,7	0,8	3	5,7	3,3	3,2	3,3	4,7	0	2	2,7		3,2	4,8	1,3	3,8	1,2	7,5			1,8	1,2	2,7	11	8,5	3,2	2	4	
21	7,7	7	7	2,2	3,3	4	2,5	3,5	3,8	3,3	1,3	3,3	2,2		5,8	3,3	2	5,7	1,5	2			2,3	3,5	4,8	5,2	6,5	2,7	5,3	5,8	
22	9,7	4	9	1,2	2,3	4,5	1,5	5,7	2,7	3,7	1	2,5	3		4	3,2	3,7	8	2	1,8			1,8	4,2	3,5	7,5	5,7	2,8	4,3	5,7	
23	7,7	3,5	6	1,3	5,2	3,5	1	5,7	3,7	1,3	1,8	1,7	3		1,7	2,7	5,2	7,7	3,2	0			2,5	6,5	3	7,7	4,7	2,3	2,2	6,2	
24	6,3	3,3	4,8	1,5	3,2	2,8	1	1	1,5	3,7	2,3	3	1,2		3,2	1,8	2,2	5,7	2,2	0			2,7	4,3	4	6,5	5,5	3,7	3,2	5,7	

VELOCIDADES DE VIENTO

MES DE OCTUBRE

Días																															
Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	8	8	7,8	7,9	6,9	6,8	6,1	7,2	7,1	7	4,5	3,5	3,8	4	3,4	0	2,2	5,1	4,7	2,5	2,9	5,5	5,3	0,3	3	6	6	6	0	0	
2	7,8	8,1	7,1	6,1	6,9	5,8	7,1	6	7,2	5,4	5,1	3	3,5	3,5	2,5	0	0	5,1	4,5	0	4,8	5,7	5,2	2	2	5,8	5,9	5,3	0,5	3,8	
3	7,5	8	7,2	5	6,1	5,6	7,2	7	7,9	5	4,4	3,1	3,1	4	0,4	0	0	5	5	0	4,5	6	5	0	0	6	7,3	5,3	0	4,2	
4	6	7,8	9,7	6,3	6	7	7,1	7,8	7,1	6,9	4,5	3	3,4	5	0	0	0	4,5	3	0	3	3,5	4,2	2	2	6	5,9	5,8	0	2,5	
5	7,1	8	6	6	4,6	7	6,6	7,1	7,8	5,5	3,9	3,5	3,6	5	2,1	3,9	0	2,2	2,1	0	4,1	4,9	3,8	4,9	4,9	6	6	6,1	0	2,5	
6	6,9	6,2	7,1	6,3	4,5	5,7	6,1	6,9	6,6	5,4	2,5	4,2	3,1	3,5	0	3,8	0	0	0	0	3,9	4,1	5,8	3,9	3,9	6,4	6,7	5	0	4	
7	6,2	7	5,8	6	7	7	6,2	5,3	6	6,9	3,5	4,4	3,5	3,7	0	2,8	0	0	2	0	6	5,1	5,4	4	4	5,7	5,8	6,2	0	4,9	
8	6,9	6,2	6,3	5,6	7	6,9	7,1	7	6,9	7,1	3,5	4	5,6	4,1	0	0,3	0	0,4	2,9	0	4,3	6,1	4,9	4,4	4,4	6,9	6,6	4,9	0	6,1	
9	7,4	6,9	7	6	8	7,2	8	7,7	7,9	7	4,6	6,8	5,1	4,7	0	2,1	2,1	4,2	2,3	0	5,1	6	4,9	6	6	6,7	6,9	5,9	0,4	5,8	
10	9,1	6,1	7,1	7,5	9,8	7,6	8	7,6	7	7,1	4,7	6,9	6	3,2	0	1,2	4,5	5,8	2,3	5,1	7,5	6,8	5,2	6	6	6,9	5	4,1	0,4	6	
11	8	7,8	6,9	7,5	8,1	8	8	7,7	7	9	5,7	6	5,1	3,5	0	2,6	5,2	6	3,7	4,9	5,9	7,9	4,9	5,9	5,9	7,7	6,9	3,1	2	5,9	
12	8	7,1	7	7,9	8	6,9	8,7	5,8	6,4	8,9	8,9	6,1	5	7,9	5,3	3	8,1	6	4,9	7	6,9	6,9	3,9	7,1	7,1	7,9	6,5	1,5	5,2	5,9	
13	7	7,8	10	7,8	7,8	6,9	7,9	5,2	7,9	12	10	8,7	9,1	8,9	5,6	2,7	10	6	4,5	10	5,1	6,9	2,3	6,9	6,9	6	5,5	3,2	7	5,9	
14	11	6,1	12	2,8	7,9	10	7,5	11	7	11	3,5	9	8,8	9	6	3	11	11	3,3	9,8	10	6,1	1,6	6	6	5,8	8	4	9,2	5,9	
15	12	10	12	1,8	10	13	11	9	7,1	12	5,8	7	9,8	8	7	3,2	10	11	7	7,6	11	6,8	8	10	10	8	11	3	8,9	4,9	
16	14	11	12	1,8	10	12	12	11	10	10	8	6,9	8,1	8,2	6	2,1	9,8	10	7	7,3	12	8	3	9,8	9,8	9,9	7,1	3,8	8,5	7,9	
17	13	9,8	10	1	12	12	11	12	10	8,9	4	8,8	6,8	8,7	7	0,5	9,2	11	3,3	4	8	6,9	2,6	8,5	8,5	9,1	6,8	2,5	7,2	7,8	
18	11	8,1	8	9,7	9	10	10	9,5	8,9	7	3,5	6,2	6,5	5,2	5,8	0	7,8	9,7	2,1	0	6,9	5,5	0	6,1	6,1	8	6,6	0	6,8	6,2	
19	9,9	6,1	7,3	8,9	7	9	7,9	7,9	8,1	5,2	3,9	6,1	6	6,2	3,8	0	6	7,2	0,4	0	6,7	5,2	0,4	5,9	5,9	7	6,9	0	4,9	5,6	
20	8,5	6,9	6,9	8,9	7,2	7,1	7	7,8	8,1	6,9	3,5	6,1	5,2	6	0,4	0	6	6	2,9	0	5	5	0	6,9	6,9	6,9	7,6	0	5	6,1	
21	6,5	7,8	7,9	9,2	8,1	7	8	7,1	7	6	3,1	5,8	5	5	0,4	0,4	5,2	6	4,6	2	4,2	5,8	0,4	6,1	6,1	6,8	6,5	0	5,9	5,8	
22	7,1	7	7,1	7,3	7,2	7,6	8	7,9	6,9	5,9	3,9	4,5	4,8	4,7	0,5	2,1	6	5	3,4	3,7	4,8	6	2	5,9	5,9	6,9	6	0,5	5,7	4,8	
23	7,5	7	7,3	6,9	6,9	5,6	7,9	7,6	5,5	5,7	4,1	3,9	4	2,9	0	2,5	6,1	5,4	3	5	4,5	2,5	0	5,1	5,1	6,1	5,9	0	3,9	4,5	
24	8,7	7	7,3	7,1	5,6	5,7	6,9	7,7	6,2	4,5	4	3,2	4,1	2,3	0	2,5	5,2	4	0,4	4,3	5,9	5	0	6,1	6,1	6,1	6,9	0	3,8	4,8	

VELOCIDADES DE VIENTO

MES DE NOVIEMBRE

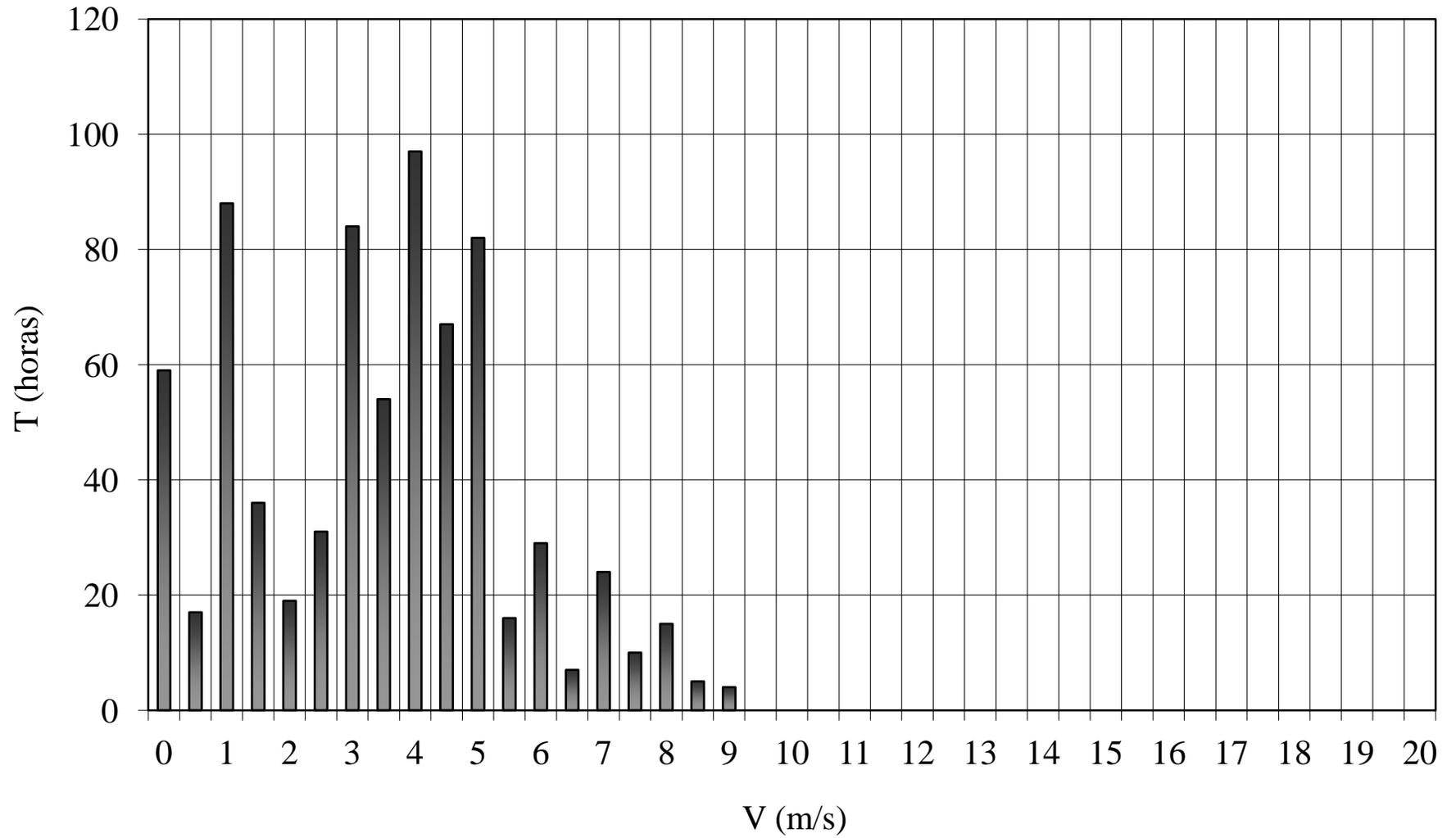
Días																															
Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	0	0,3	0	3,5	4,1	6,2	4,9	6,9	3,3	2,5	0,3	0,4	0,3	3,4	3,8	4,2	4,2	3,9	3,3	4,9	2,8	2,5	4,9	5	4,6	3	3,9	4	1,5	0	
2	0	3	0	4	4	5	5,6	4,1	3	2	0	0	0	2	3,9	5,2	5,8	3,6	4	5	3,1	3,7	3	4,2	5	2,8	3	3	0,5	2,8	
3	0	2	0	4,5	3,7	6	3	5	2,6	2,3	0	0,5	0	2	4,9	5,1	4	3	3,1	3,5	3,5	4	3,6	4,2	4,7	3,5	3	3,6	0,5	2,5	
4	0	0,4	0	5,3	3,6	5,3	0,5	5,8	3	0	0	0,5	0	2,6	5	4,8	3,5	2,5	2,9	3,1	3,6	3	4,9	5,1	5,8	3,5	2,5	3,5	2,4	3	
5	0	2,7	0	4,2	3,6	4	0	5,5	2,5	0	0,6	2,6	0	3	3,7	5,3	4,6	2,8	3,8	4,2	4	2,6	3	3,6	4,3	2,9	3,5	4,1	0	0,5	
6	0	2	2	5,2	4,9	3,6	0	4,7	3,3	0	0	2,5	0,4	2	4	4,5	4	2,9	3,6	4,9	3,5	2,9	5	4,8	4	4	3,9	3,5	3,4	0,6	
7	0	2,1	0,3	4,5	4,9	0	0	3,6	3	2	0,3	0,5	0	1,8	3,6	4,9	3,9	3,4	3,4	3,5	4,2	2	4,1	3,3	3	3,7	4	2,8	0,2	0,5	
8	0	2,2	0	4,2	5,9	0	0	4	3,3	0	0	0,3	0	3,9	3,9	5,4	5	4,2	4,2	4	3	3,5	5,2	5,2	5,1	6,7	6	4,5	2,8	2,8	
9	3,1	0	0	5,9	6,5	0	0	5,9	5,1	2,1	0	0,4	3	4,9	4	5	6	5,6	5,9	5	4	2,9	5	6,9	5,1	7	5,8	6,2	3,9	4,9	
10	4	4,3	0	5,1	6,2	0	3,4	6	4,7	3,4	2,6	2,6	4,4	5,9	5,9	5,9	7,1	5,9	5,9	5	5,5	3,5	5,9	6,9	5,9	7,5	6,8	6	4,7	5,9	
11	3,5	6	5,3	4,7	6	2,2	5,8	5,9	5,8	5,5	4	3,9	3,9	6	6	5,1	7	5,9	6	5,8	5,9	4,8	4,9	6,8	6,7	6	5,2	5,9	4,9	5,7	
12	5,8	6,1	6,8	6,2	6,9	0,2	5,8	7,8	6,1	5,9	5,1	5,5	4,7	5	6	5,9	6,2	6,4	5,9	7	5,9	5,3	4,9	6	5,1	6,8	6,8	6	6,1	6	
13	6	5,2	5,9	5	6,1	6,1	5,5	6,8	8	7,1	5,9	6,6	4	5,1	5	5,1	6,8	9	5,1	9,1	6	3	5,2	4,8	7,2	7,8	7	7,9	7,9	8,5	
14	7	5,2	9,5	6,9	5,1	11	5	8,7	8,4	7	4,2	6	5,1	7,7	5,9	8	5,7	9	9,7	9,7	9	5,1	6,9	9	5,2	7,8	0,1	9,6	8,9	9,1	
15	7,9	3,9	9,8	6,9	6,7	10	8,9	8	8,8	7,1	5,2	5,9	8,2	9	11	9,9	6,9	10	9,1	6	7,1	6,7	7	5,8	8,7	8,8	0,7	7,5	7,1	9,9	
16	6	1,9	9,6	6,9	11	10	6,9	10	9,5	8	5,9	5,1	9,1	9,1	9,8	7,9	8,9	9,9	9,1	4	7,1	6	9,9	11	9,1	7,7	0	9,7	5,9	9,1	
17	3,5	1,6	8	7,2	7,8	7,6	6,1	8,8	7,1	7,1	5,1	5,9	7,8	8	8,8	6,5	8	8,7	9,1	5	5,1	5,9	7,6	8	8,9	7	6,7	7	5,9	6,1	
18	3	2,2	7	7,1	7,1	6	5,9	6,9	6,1	6,8	5,2	5	7,7	6,8	7,6	6,1	7,9	6,5	7,8	2,9	3,3	5,9	6	6,8	6,7	5,9	6,9	5,4	4,9	5,5	
19	1,6	0,5	6	7	7,1	6,6	6,9	5	5,2	4,6	2,2	2,6	6,1	6,1	6	6,9	5,9	5,3	6,1	3,4	3,9	7	5,8	4,7	6,9	5,5	5,7	4,9	5,3	5,4	
20	2,4	0	5,2	4,8	5	4,8	7	4	4,1	2,9	2,6	1,6	4,9	6	5,9	6	6	5,9	5,7	3	3,8	5,5	4,7	4,9	6,1	5	4,9	4,7	4,2	5	
21	0	0	5	5	5	5,2	5,9	4,6	2,6	2	0,3	2,2	6,9	6,5	4,1	6,1	5	5,1	5,5	3,1	4,9	6	5,5	5,7	5,2	4,6	3,3	4,1	4,8	6	
22	0	0	5,2	4,5	6,9	5,2	5,1	4	3,1	2	0	2	5	5	4,6	4,8	5,1	4,3	5,1	3	5,9	6,1	6	4,1	5	3,6	2,9	5,7	4	4,5	
23	0	0	5,1	4,5	6,1	3	6,1	8,8	3	0,5	0	0	4,4	5,1	3,2	5	4	4,2	5,8	3	5,1	4	4,8	3,1	5,1	3,9	3,1	3,2	5	3,6	
24	0	0	3,5	3	5,9	3,9	5,9	3,4	2,6	1,6	0,4	0	3,5	4,2	5	5,8	3,9	3,8	4,5	3	3,9	4	5,5	4	3,1	3	3	2,4	1,5	4	

VELOCIDADES DE VIENTO

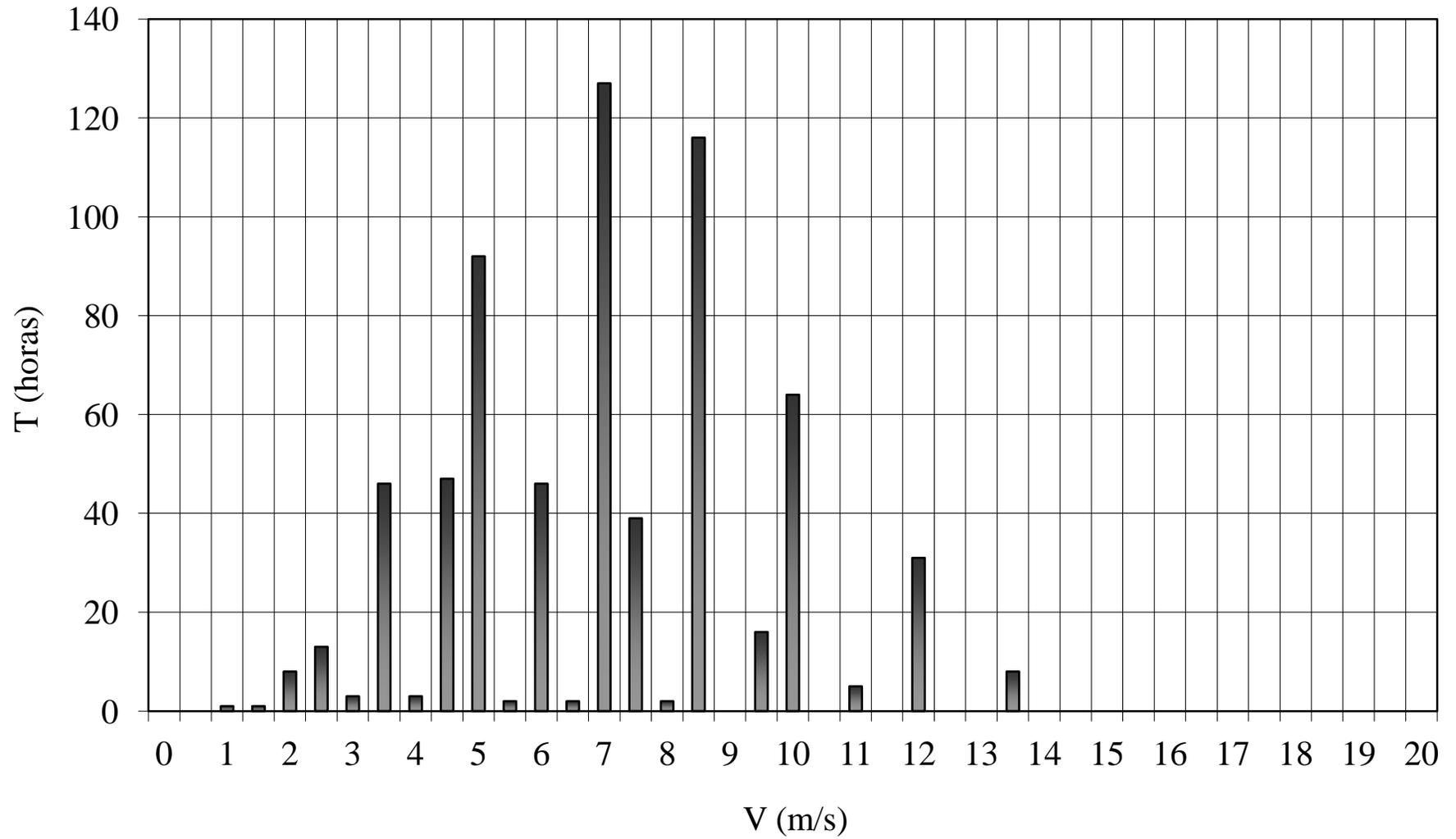
MES DE DICIEMBRE

Días																															
Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	1,8	4,2	5,7	7,8	3,7	1,8	7,8	3,7	14	3,3	2,8	3,2	3,3	7,8	3,3	4	2,2	3,7	2,7	3,2	2	2	1,8	3,5	1,8	1,3	1	1,3	0	2,2	2,3
2	2	3,7	5,8	7,3	4	1	3,5	2,5	2,5	4	3,5	3,2	2,2	3,8	2,7	3,2	3,2	3,5	3,5	3,5	2,5	1,3	2	1,7	2	1,4	1,8	3,3	0	1,5	3,5
3	7,7	3,3	5	5,3	3,8	1,3	2,2	2,3	3,2	3,5	3,2	6,2	1,5	3,3	1,8	2,8	2,8	3,5	2,5	4,3	3	4,2	1,7	1,7	1,3	1,8	0,2	1,3	1,2	2,3	3,8
4	7	3,3	4,7	6,8	2,8	2,3	2,3	2,5	3,5	3,5	3,2	4,7	2,3	4	3,2	5,3	3,2	3,8	3,2	3,5	3,5	2,7	1,7	2	1,7	2	0,7	1,7	0	2,2	3,3
5	9	4,5	4,7	6,7	2,2	6,3	2,5	1,8	1,8	2,7	3,2	2,7	3,3	3,5	2	5,5	4,3	2,8	4,2	4,2	2,2	2,2	2,2	2	1,7	1,3	1,2	0,5	0,7	2	6,5
6	6,8	4,2	5,3	7,5	4,7	7,7	2,3	2,5	15	3,3	2,8	3,2	2,8	4,5	1,3	4,7	3,2	3,2	3,3	3,5	1,8	1,3	2,5	1,7	2	1,8	1	2,2	1,2	1,3	5,3
7	6,5	2	6	4,8	3,2	5,3	2	1,5	1,2	1,8	3,2	4,3	3,8	5,5	1,8	2,5	3,3	2,7	4,2	3,2	2,8	4	2	2,7	2,7	1,7	2,2	1,8	2,5	2	2,3
8	5,3	3,5	5,3	6,3	4,7	4,3	3,5	2,3	4,5	3,5	5,2	3,6	2,2	6,2	3,5	3,2	5,7	3	3,3	6,5	3,8	2,7	3,5	0	3,2	1,8	2,8	1,2	3,2	1,8	2
9	4,3	6,3	6	4,8	1,8	6,3	4	2,7	2,3	6,8	4,8	4	3,5	6,8	4,3	6,7	5,2	5,2	6,5	6,3	4,7	2,7	0	1,3	0	1,6	3,7	2	1,8	2	3,5
10	5,8	8	5,8	6	2,5	6,8	5	5,2	9	6,2	6	5,8	8,5	5,2	6,2	9,5	6,8	6	5,8	7	6,7	3,7	0	2,8	0	2	0,8	0	1,5	2,2	2,3
11	7,3	7,3	6,8	3,7	3,2	7,3	6,8	5,8	4,2	5,7	6,3	5,3	8,3	8,2	8,2	7,8	10	6	9	8,5	4,2	4,8	0	4,3	3,5	0,2	3,8	2,2	2,7	5,3	3,1
12	6	5,8	8,2	3,8	2,2	6,7	6,7	6,2	7,8	4,5	4,5	7,8	4,5	8,2	9,3	7	8,3	7,3	7	8,2	3,7	5,8	0	4,2	2,3	0,3	3	3,3	7,2	3,8	5,3
13	5,7	6,2	6,7	4,2	2,8	6,7	6,5	7,3	10	3,5	5,5	8,3	5,2	6,8	6,8	7,5	9	5,7	10	6,8	5,3	5,2	0	6,5	2,3	3,3	2,5	2,8	4,5	7,3	5,2
14	5,7	5,3	5,7	5	2,5	7,2	6,8	5,7	6,2	4,7	6,5	6,3	4,7	9,8	8,8	7,5	6,8	7,7	7,7	7,5	5,8	5,7	0	6,7	3,2	3,8	5	3	2	6,8	4,8
15	5,3	5,3	7,2	4,2	3,2	6,7	5,2	6,3	7,8	6	7,2	5,3	5	7,2	5,3	9,8	9,3	8	8	7,5	9	6,8	0	8,2	4,5	5,2	3,5	2,8	2,8	6,5	6,8
16	5,3	4,7	11	6,2	3,7	5,8	5,8	9,2	6,5	6,5	8,2	5,3	6,5	6,8	6,3	7,5	7,8	8,3	8,2	8,5	5,3	5,5	0	7	4	2,7	3,7	3,2	3	6,3	8,3
17	6,3	5	8	2	3,8	7,5	5,8	6	8	6,5	6,7	5,5	4,2	8,2	6,2	6,2	6,2	7,7	7,5	6,8	5,3	5,7	0	3,7	4,7	3,5	3,5	3	3,3	6,7	6,5
18	8,5	4,5	9	1,5	3,7	5,2	3,7	6,5	6,8	4,2	4,8	5,3	4,2	5,2	3,7	5,2	6,5	6,7	9,3	7	4,8	5,5	0	3,2	5	0,7	5,2	1,8	3,5	4,8	5,2
19	6,3	4,5	7,3	0	2,8	5,2	3,7	4,5	3,3	4,7	5,2	3,5	4,2	3,5	5,2	2,8	3,5	5,3	6,5	6,5	3,5	4	4,3	3,2	2,7	1,7	4,5	3,2	1,5	4,2	4,2
20	6,5	4,8	7,5	2,5	1,5	4,5	3,2	3,7	4,3	5,3	6,5	3,2	3,7	2,5	4,3	5	4,5	5,2	5,7	5,3	3,5	3,2	5,8	3,5	1,8	2	3,2	2,2	1,5	4,7	4,7
21	7	5,3	8	3,3	2,7	5,2	3,2	4	3,3	4,8	4,5	3,5	3,8	3	4,5	2,8	3,7	5,2	5,8	3,8	4	2,5	2,7	2	2,8	1,8	2,2	2	1,3	4,5	3,8
22	4,7	5,3	7,3	3,2	1	4,7	4	2,3	4	3,2	3,5	3	3,8	3,5	4,2	3,5	4,2	3,5	4,8	3,3	3,7	3,7	3,2	2	2,3	1,5	1,7	2,2	0	3,3	3,5
23	5	4,7	5,7	4,2	1,7	2,2	2,2	2,5	3,3	2,2	2,5	2,7	3,2	4,3	3,2	3,5	5,3	3,5	5,2	3	3,2	2,8	4,3	2	1,5	2,3	2,5	1,5	0	4,8	2,7
24	5,2	4,8	6,5	3,5	1,3	3,3	3,3	4,7	3,5	3,2	3,7	1,8	4	3,7	4,8	2,8	6	3,7	5,2	3,2	3	1,8	3	1,5	1,8	1,5	1,8	0,5	1,7	4	4,8

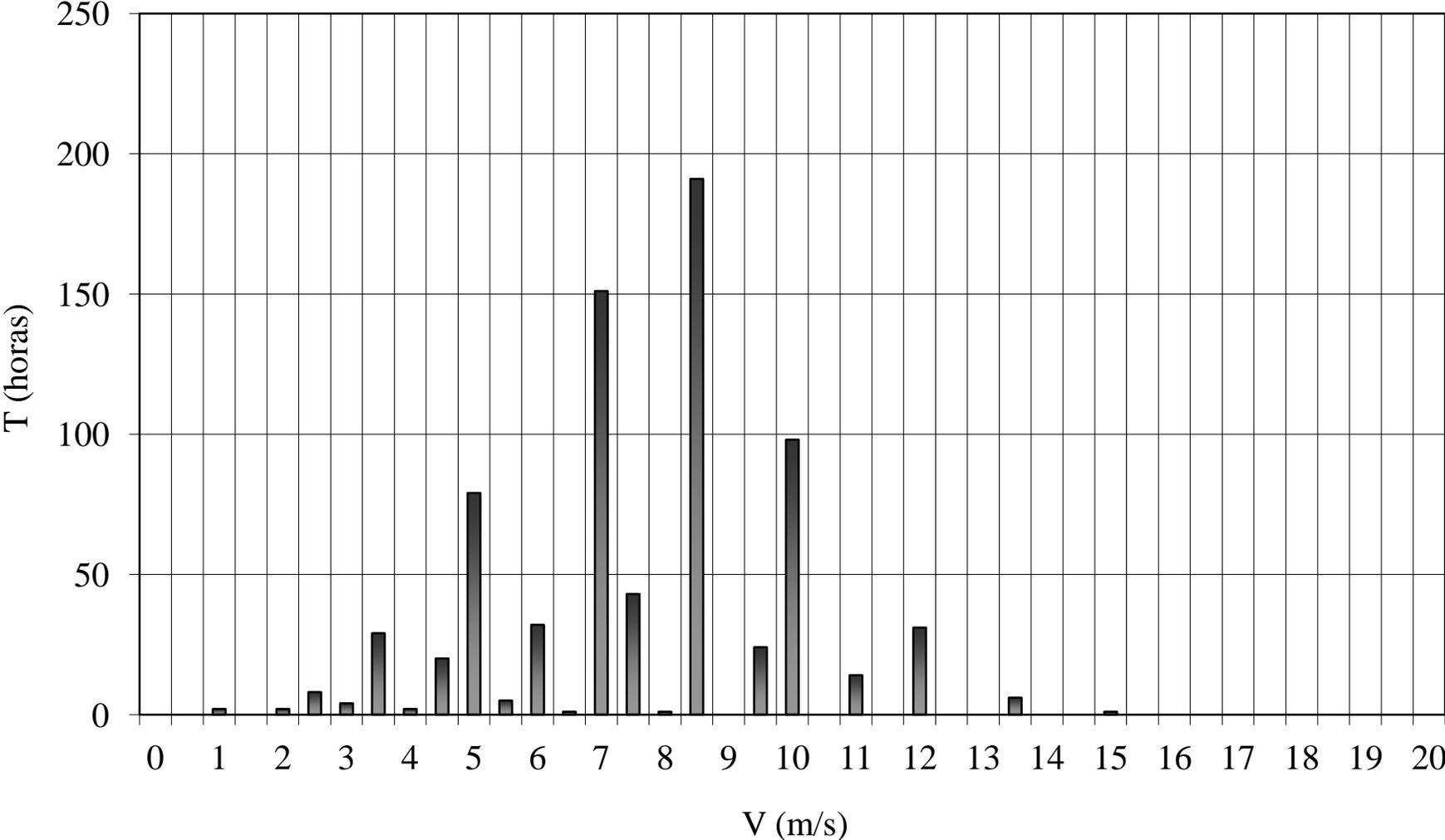
DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA (ENERO)



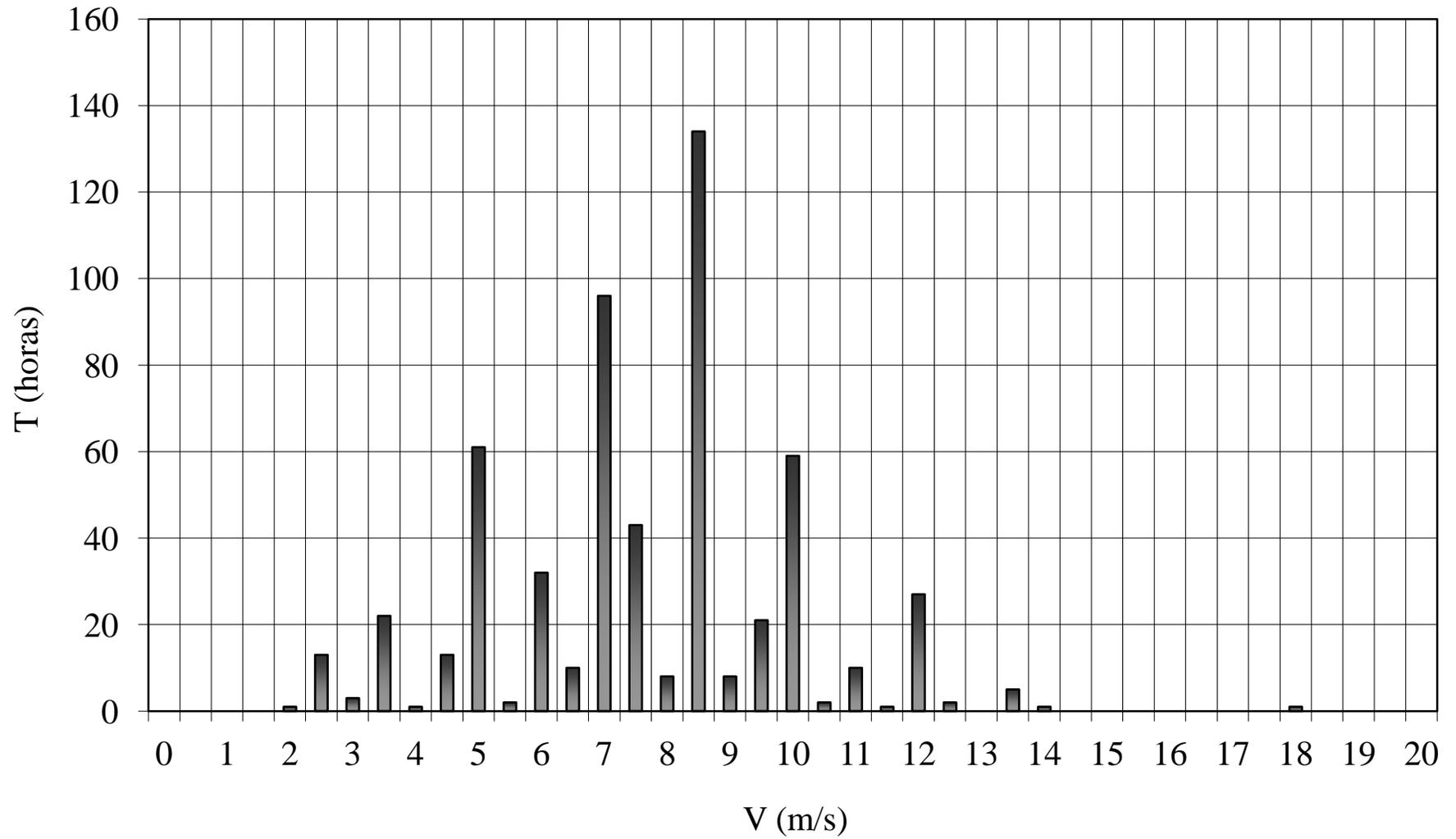
DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA (FEBRERO)



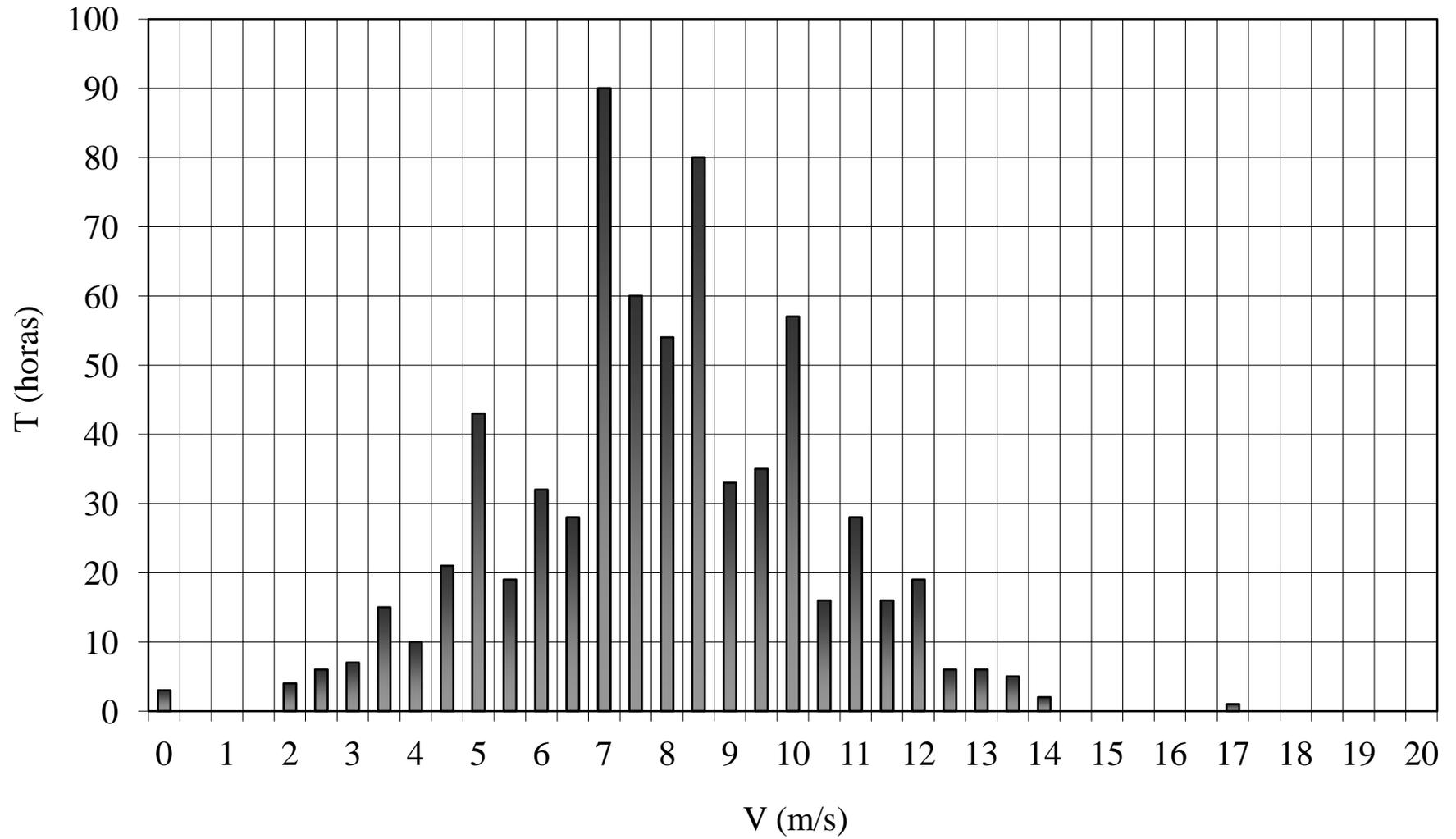
DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA (MARZO)



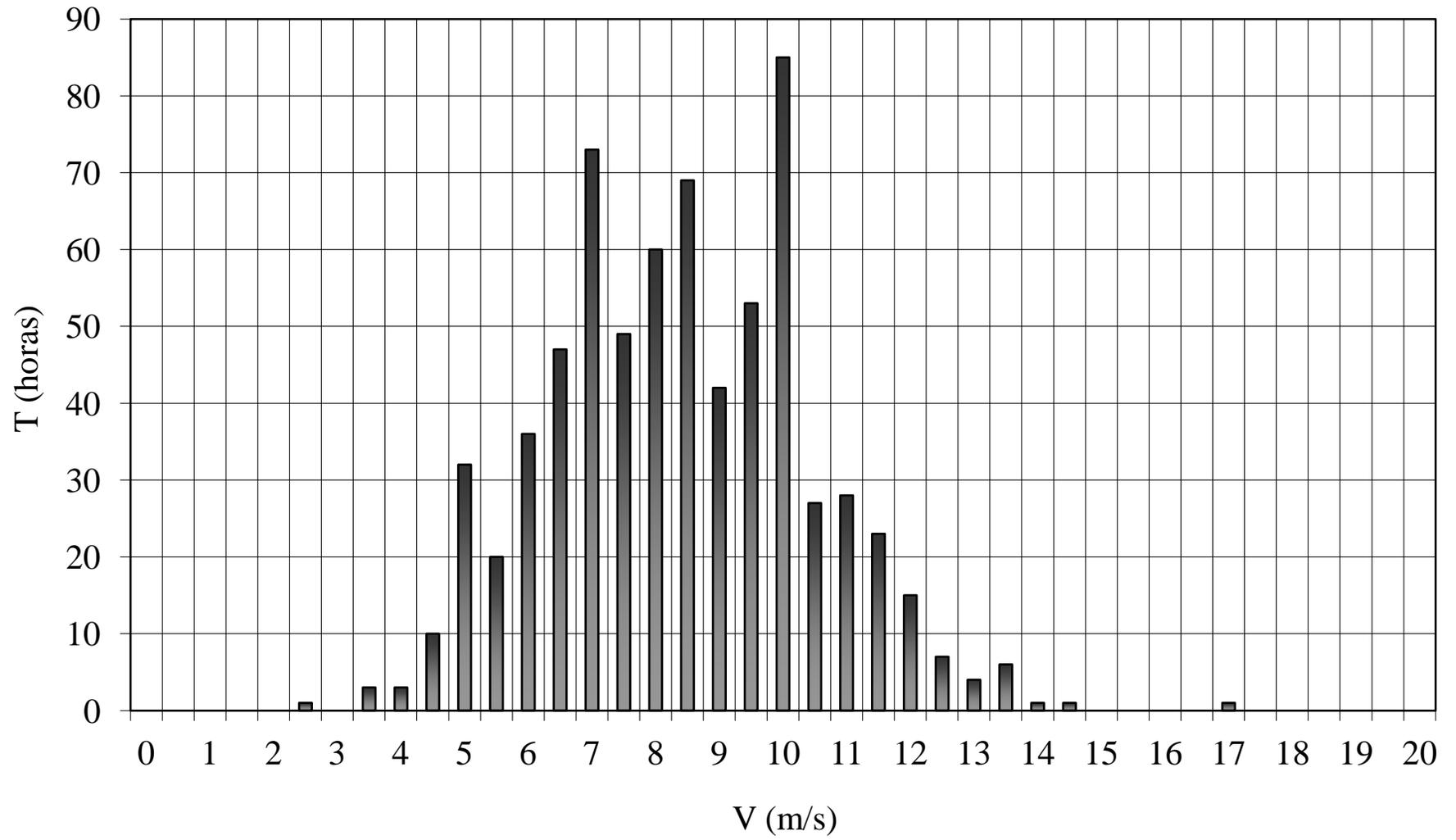
DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA (ABRIL)



DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA (MAYO)



DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA (JUNIO)



promedio
7,7797043

jul-01

2

3

4345 6,3
4346 4,2
4347 5,3
4348 5
4349 6,7
4350 6,7
4351 4,7
4352 5
4353 6,3
4354 8,3
4355 8,7
4356 8,3
4357 6,7
4358 9,3
4359 8
4360 10,3
4361 8,7
4362 7,2
4363 7,3
4364 7,7
4365 6,2
4366 5,7
4367 5,8
4368 7,8
4369 6,7
4370 5,5
4371 5
4372 4,7
4373 4,5
4374 3,7
4375 3,8
4376 4
4377 7
4378 8,5
4379 7,8
4380 4,7
4381 6,5
4382 4,7
4383 4,8
4384 5,3
4385 6,3
4386 7,2
4387 8
4388 9
4389 7
4390 9,3
4391 7
4392 8,8
4393 7,2
4394 6,5

<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>
0	0
0,1	0
0,2	0
0,3	0
0,4	0
0,5	0
0,6	0
0,7	0
0,8	0
0,9	0
1	0
1,1	0
1,2	1
1,3	1
1,4	0
1,5	0
1,6	0
1,7	0
1,8	0
1,9	0
2	0
2,1	0
2,2	2
2,3	1
2,4	0
2,5	0
2,6	0
2,7	1
2,8	1
2,9	0
3	3
3,1	0
3,2	2
3,3	3
3,4	0
3,5	0
3,6	0
3,7	5
3,8	6
3,9	0
4	2
4,1	0
4,2	3
4,3	2
4,4	0
4,5	5
4,6	0
4,7	11
4,8	8
4,9	0

	4395	8,5	5	15
	4396	7,7	5,1	0
	4397	5,5	5,2	4
	4398	7,7	5,3	15
	4399	7,7	5,4	0
	4400	7,5	5,5	10
	4401	10	5,6	0
	4402	8	5,7	18
	4403	9,8	5,8	7
	4404	8,2	5,9	0
	4405	7,3	6	12
	4406	8,2	6,1	0
	4407	11,2	6,2	18
	4408	11,7	6,3	26
	4409	11	6,4	0
	4410	7,7	6,5	14
	4411	8,5	6,6	0
	4412	9,2	6,7	28
	4413	7	6,8	8
	4414	8,3	6,9	0
	4415	7,2	7	31
4	4416	8,7	7,1	0
	4417	8,2	7,2	22
	4418	8,3	7,3	32
	4419	7,3	7,4	0
	4420	8,5	7,5	18
	4421	6,3	7,6	0
	4422	6,2	7,7	22
	4423	10	7,8	19
	4424	6,3	7,9	0
	4425	8,7	8	28
	4426	9,7	8,1	0
	4427	9,8	8,2	22
	4428	8,8	8,3	41
	4429	7,7	8,4	0
	4430	8,3	8,5	14
	4431	9,3	8,6	1
	4432	7,3	8,7	31
	4433	9,5	8,8	20
	4434	7	8,9	0
	4435	5,3	9	17
	4436	6,7	9,1	0
	4437	8,5	9,2	16
	4438	7,2	9,3	19
	4439	8	9,4	0
	4440	6,8	9,5	21
5	4441	5,3	9,6	0
	4442	6,3	9,7	26
	4443	5	9,8	9
	4444	9,5	9,9	0
	4445	8,2	10	28
	4446	6,7	10,1	0

	4447	6,8	10,2	8
	4448	5,3	10,3	6
	4449	5,7	10,4	0
	4450	6,7	10,5	8
	4451	5,8	10,6	0
	4452	5,5	10,7	10
	4453	7,7	10,8	0
	4454	9,7	10,9	5
	4455	7,5	11	3
	4456	6,5	11,1	0
	4457	7,3	11,2	3
	4458	6,3	11,3	6
	4459	7,5	11,4	0
	4460	4,8	11,5	3
	4461	7	11,6	0
	4462	8,2	11,7	11
	4463	6,3	11,8	1
	4464	5,5	11,9	2
6	4465	4,8	12	1
	4466	5,2	12,1	0
	4467	5,5	12,2	3
	4468	4,7	12,3	0
	4469	4,2	12,4	1
	4470	4,7	12,5	1
	4471	5,7	12,6	0
	4472	4,3	12,7	0
	4473	6	12,8	0
	4474	5,3	12,9	1
	4475	4,8	13	1
	4476	3,2	13,1	0
	4477	3,8	13,2	1
	4478	3,7	13,3	0
	4479	4,5	13,4	0
	4480	5,7	13,5	0
	4481	6,3	13,6	0
	4482	9	13,7	0
	4483	8,8	13,8	0
	4484	9,8	13,9	0
	4485	7,3	14	0
	4486	7,3	14,1	0
	4487	7,8	14,2	0
	4488	8,7	14,3	0
7	4489	8	14,4	0
	4490	7,5	14,5	0
	4491	6,2	14,6	0
	4492	7,8	14,7	0
	4493	6,5	14,8	0
	4494	6,2	14,9	0
	4495	8,2	15	0
	4496	7,8	15,1	0
	4497	9,5	15,2	0
	4498	10,5	15,3	0

	4499	10,7	15,4	0
	4500	11,3	15,5	0
	4501	12,9	15,6	0
	4502	11,7	15,7	0
	4503	11,9	15,8	0
	4504	9,3	15,9	0
	4505	8,3	16	0
	4506	10	16,1	0
	4507	12,2	16,2	0
	4508	11,7	16,3	0
	4509	8,3	16,4	0
	4510	8,3	16,5	0
	4511	6,5	16,6	0
	4512	7,2	16,7	0
8	4513	6,7	16,8	0
	4514	5,2	16,9	0
	4515	5,5	17	0
	4516	3,8	17,1	0
	4517	3,8	17,2	0
	4518	5,3	17,3	0
	4519	5,3	17,4	0
	4520	6,7	17,5	0
	4521	6	17,6	0
	4522	8,8	17,7	0
	4523	8,7	17,8	0
	4524	9,7	17,9	0
	4525	7,3	18	0
	4526	10	18,1	0
	4527	7,2	18,2	0
	4528	8,3	18,3	0
	4529	8,8	18,4	0
	4530	8,3	18,5	0
	4531	8,8	18,6	0
	4532	8,7	18,7	0
	4533	9,8	18,8	0
	4534	9,3	18,9	0
	4535	7,3	19	0
	4536	9	19,1	0
9	4537	7,3	19,2	0
	4538	8	19,3	0
	4539	7,7	19,4	0
	4540	6,8	19,5	0
	4541	8,5	19,6	0
	4542	7,2	19,7	0
	4543	10	19,8	0
	4544	7	19,9	0
	4545	6	20	0
	4546	9,3	<u>y mayor...</u>	<u>0</u>
	4547	7,2		
	4548	9,5		
	4549	11,9		
	4550	10,9		

	4551	11,3
	4552	10,7
	4553	8,8
	4554	8,3
	4555	9
	4556	11,3
	4557	12,2
	4558	7,5
	4559	8,3
	4560	7,7
10	4561	9
	4562	7,8
	4563	8,3
	4564	5,8
	4565	8,7
	4566	7,2
	4567	6,7
	4568	7,3
	4569	8,3
	4570	9,7
	4571	10
	4572	9,7
	4573	8,2
	4574	10,2
	4575	11,3
	4576	9,8
	4577	10
	4578	10,9
	4579	10
	4580	9,7
	4581	10,5
	4582	7,3
	4583	7,3
	4584	7,2
11	4585	9,5
	4586	7,3
	4587	6,2
	4588	7,8
	4589	6,3
	4590	6,5
	4591	7
	4592	9,2
	4593	9,8
	4594	8,3
	4595	10
	4596	10,9
	4597	8,3
	4598	9,7
	4599	9,8
	4600	9,7
	4601	9,8
	4602	9,5

	4603	8,3
	4604	10
	4605	10,9
	4606	8
	4607	10
12	4608	7,2
	4609	6,3
	4610	6,7
	4611	5,5
	4612	7,3
	4613	5,3
	4614	8
	4615	6,2
	4616	6,8
	4617	8
	4618	10,5
	4619	10,2
	4620	8,8
	4621	8,7
	4622	10,2
	4623	11,7
	4624	11,7
	4625	9,7
	4626	10
	4627	9,7
	4628	10
	4629	11,7
	4630	7,3
	4631	8
	4632	7,7
13	4633	7
	4634	6,3
	4635	6,7
	4636	5,7
	4637	5,8
	4638	7,7
	4639	7
	4640	5
	4641	7,3
	4642	12,4
	4643	8
	4644	9
	4645	7,8
	4646	8,3
	4647	8
	4648	9,5
	4649	10,5
	4650	13,2
	4651	11,7
	4652	7,5
	4653	7,5
	4654	9,2

	4655	10,7
	4656	7
14	4657	8
	4658	5,7
	4659	5,7
	4660	6,2
	4661	7,7
	4662	6,2
	4663	6
	4664	5,7
	4665	7,3
	4666	9
	4667	11,7
	4668	10
	4669	9,2
	4670	9,7
	4671	9,7
	4672	10,2
	4673	9,2
	4674	10
	4675	10,7
	4676	7,8
	4677	8,7
	4678	8,3
	4679	8
	4680	7,2
15	4681	6,7
	4682	5
	4683	5
	4684	5
	4685	6,3
	4686	6,3
	4687	5
	4688	4,8
	4689	6,7
	4690	9,3
	4691	8
	4692	11
	4693	9
	4694	8,7
	4695	7,5
	4696	7
	4697	8,3
	4698	8,8
	4699	10
	4700	10,7
	4701	8,3
	4702	8,3
	4703	7,7
	4704	8,7
16	4705	7,8
	4706	9,2

	4707	7,8
	4708	6,3
	4709	6,7
	4710	7,3
	4711	6,2
	4712	7,5
	4713	8,3
	4714	8,7
	4715	10,7
	4716	9,5
	4717	8,3
	4718	8,5
	4719	8
	4720	9,3
	4721	9,7
	4722	8,7
	4723	9,7
	4724	8,7
	4725	9,5
	4726	7
	4727	5,8
	4728	7,3
17	4729	8,5
	4730	6,3
	4731	6
	4732	4,3
	4733	7,5
	4734	6,7
	4735	7
	4736	6,5
	4737	8,3
	4738	9,2
	4739	7,3
	4740	10
	4741	9
	4742	9,5
	4743	11,5
	4744	8,7
	4745	9,3
	4746	10
	4747	7,8
	4748	10,7
	4749	9,3
	4750	9,3
	4751	7
	4752	7,5
18	4753	4,7
	4754	5
	4755	5,7
	4756	8
	4757	7
	4758	5,7

	4759	5,8
	4760	5,7
	4761	8,7
	4762	8,8
	4763	10,3
	4764	10,3
	4765	8
	4766	10
	4767	8,8
	4768	10
	4769	10,3
	4770	10,2
	4771	11,8
	4772	9,3
	4773	9,5
	4774	9,2
	4775	10
19	4776	9,8
	4777	9,5
	4778	10,2
	4779	8,8
	4780	7,8
	4781	9,5
	4782	7,7
	4783	10
	4784	6,3
	4785	11,2
	4786	10
	4787	10
	4788	8,3
	4789	8,2
	4790	9,2
	4791	5,7
	4792	10,5
	4793	10,3
	4794	9,7
	4795	9,2
	4796	9,7
	4797	9,3
	4798	9
	4799	8,2
	4800	6,2
20	4801	7,7
	4802	6,3
	4803	7,3
	4804	7,5
	4805	5
	4806	6,7
	4807	5,5
	4808	3,8
	4809	11,7
	4810	9,7

	4811	9,3
	4812	7,8
	4813	10,3
	4814	11,5
	4815	10,5
	4816	10
	4817	8,8
	4818	9,7
	4819	8,8
	4820	8,7
	4821	9,7
	4822	8,7
	4823	7,7
	4824	5,7
21	4825	4,7
	4826	5
	4827	5,8
	4828	5,7
	4829	5,2
	4830	5,3
	4831	7,2
	4832	6,2
	4833	7,2
	4834	8,3
	4835	8,3
	4836	11,7
	4837	8,7
	4838	9
	4839	7,2
	4840	8,2
	4841	8,7
	4842	9,5
	4843	12
	4844	7,7
	4845	9
	4846	7
	4847	8,3
	4848	6,5
22	4849	7,2
	4850	5
	4851	6,2
	4852	4,8
	4853	5
	4854	4,7
	4855	5,7
	4856	6,2
	4857	6,7
	4858	8,7
	4859	8,3
	4860	7,3
	4861	7,3
	4862	6,7

	4863	10
	4864	9,7
	4865	8,8
	4866	8,5
	4867	9,2
	4868	7
	4869	8
	4870	7,2
	4871	6,7
	4872	8,7
23	4873	6,7
	4874	6,8
	4875	6,3
	4876	7
	4877	6,3
	4878	6
	4879	6,2
	4880	8,3
	4881	8
	4882	8,7
	4883	10,7
	4884	8,8
	4885	7,3
	4886	5,7
	4887	7,3
	4888	7,8
	4889	8,3
	4890	8,2
	4891	8
	4892	8,2
	4893	8,7
	4894	9,5
	4895	9,5
	4896	7,7
24	4897	8,2
	4898	6,7
	4899	7,5
	4900	10,5
	4901	9,3
	4902	7,7
	4903	6,8
	4904	6,8
	4905	8
	4906	10,5
	4907	8,3
	4908	9,2
	4909	9,5
	4910	8,3
	4911	9,7
	4912	8,5
	4913	7,3
	4914	8,5

	4915	8,3
	4916	9
	4917	6,5
	4918	7
	4919	8,5
25	4920	6,5
	4921	6
	4922	5,7
	4923	7,8
	4924	6,3
	4925	6
	4926	6,5
	4927	6,3
	4928	8,3
	4929	7,3
	4930	7
	4931	7,2
	4932	7,2
	4933	6,7
	4934	5,3
	4935	3,7
	4936	3
	4937	2,8
	4938	1,3
	4939	3
	4940	3,3
	4941	3
	4942	4,8
	4943	5,7
	4944	6,7
26	4945	6,8
	4946	7,2
	4947	6,7
	4948	5,3
	4949	4,5
	4950	4,5
	4951	4
	4952	3,3
	4953	3,3
	4954	2,2
	4955	1,2
	4956	2,7
	4957	3,7
	4958	3,8
	4959	3,7
	4960	4,2
	4961	2,2
	4962	3,2
	4963	2,3
	4964	4,8
	4965	5
	4966	8,2

	4967	7,2
	4968	7
27	4969	9,2
	4970	8,2
	4971	6,2
	4972	6,7
	4973	7
	4974	6,7
	4975	7
	4976	8,3
	4977	8,2
	4978	8,8
	4979	8,2
	4980	8,5
	4981	8,8
	4982	8
	4983	11,3
	4984	9,2
	4985	7,5
	4986	8,7
	4987	8,2
	4988	10,7
	4989	9,3
	4990	7,5
	4991	7
	4992	8
28	4993	8
	4994	6,3
	4995	7,7
	4996	7,8
	4997	8,7
	4998	7
	4999	8,2
	5000	8
	5001	8,8
	5002	8,2
	5003	9,7
	5004	8,2
	5005	8,3
	5006	8,2
	5007	12,2
	5008	12,5
	5009	11,3
	5010	10,7
	5011	9
	5012	8,5
	5013	11
	5014	7,7
	5015	8,3
	5016	7
29	5017	5,3
	5018	6,2

	5019	6,5
	5020	6
	5021	4,7
	5022	5,2
	5023	5,5
	5024	6,5
	5025	6,7
	5026	8,7
	5027	9,3
	5028	9
	5029	7,7
	5030	7,8
	5031	8
	5032	9,3
	5033	7,5
	5034	9,5
	5035	9
	5036	9,5
	5037	9,5
	5038	7,3
	5039	10,2
30	5040	7,3
	5041	9,7
	5042	8
	5043	9
	5044	7,3
	5045	9,7
	5046	7,3
	5047	6,3
	5048	7,5
	5049	11,5
	5050	13
	5051	9,3
	5052	8,7
	5053	10,2
	5054	9,7
	5055	9,5
	5056	8,7
	5057	11,2
	5058	11,7
	5059	10
	5060	9,2
	5061	8,8
	5062	6
	5063	6,3
	5064	7
31	5065	5,3
	5066	6
	5067	6,2
	5068	5,5
	5069	6
	5070	5,3

5071	4,7
5072	4,5
5073	7,8
5074	10,9
5075	9,7
5076	8,3
5077	9,2
5078	10
5079	8,3
5080	8,7
5081	8,6
5082	7,5
5083	7
5084	7
5085	6,5
5086	6,2
5087	7
5088	6,3
5089	6,2
5090	7,3
5091	4,8
5092	4,7
5093	4
5094	3,2
5095	4,7
5096	4,3
5097	9,8
5098	8,7
5099	6,7
5100	10,9
5101	6,3
5102	6,5
5103	8,5
5104	7,5
5105	11,2
5106	7
5107	9
5108	8,7
5109	8,5
5110	7,7
5111	8
5112	7,5
5113	8,3
5114	10
5115	7,3
5116	7,7
5117	7,7
5118	5,5
5119	5
5120	7
5121	10
5122	11,7

Promedio ago-01
6,03310153

2

<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>
0	5
0,5	0
1	0
1,5	0
2	22
2,5	17
3	18
3,5	61
4	13
4,5	72
5	91
5,5	14
6	69
6,5	26
7	92
7,5	48
8	18
8,5	58
9	11
9,5	22
10	30
10,5	3
11	15
11,5	4
12	7
12,5	1
13	0
13,5	2
14	0
14,5	0
15	0
15,5	0
16	0

	5123	12,4	16,5	0
	5124	9,2	17	0
	5125	8,7	17,5	0
	5126	10,3	18	0
	5127	9,7	18,5	0
	5128	9,2	19	0
	5129	10	19,5	0
	5130	11,5	20	0
	5131	10,7	<u>y mayor...</u>	<u>0</u>
	5132	8		
	5133	10,5		
	5134	8,7		
	5135	8,5		
3	5136	6,7		
	5137	6,8		
	5138	7,5		
	5139	6,5		
	5140	7,5		
	5141	6,7		
	5142	6,8		
	5143	7,8		
	5144	8,7		
	5145	8		
	5146	7,3		
	5147	8,3		
	5148	6,7		
	5149	7,8		
	5150	7		
	5151	7		
	5152	10		
	5153	8,7		
	5154	10,7		
	5155	11,5		
	5156	6,8		
	5157	9,5		
	5158	8,5		
	5159	11,3		
	5160	8,3		
4	5161	9,8		
	5162	7		
	5163	7,2		
	5164	8,3		
	5165	6,7		
	5166	10		
	5167	5,8		
	5168	8,3		
	5169	5		
	5170	3,3		
	5171	3,3		
	5172	4,7		
	5173	1,7		
	5174	3,3		

	5175	4,2
	5176	4,2
	5177	3,3
	5178	5
	5179	3,3
	5180	1,7
	5181	1,7
	5182	0
	5183	0
5	5184	3,7
	5185	3,5
	5186	4,5
	5187	5,2
	5188	6,7
	5189	8,2
	5190	5
	5191	5,8
	5192	5
	5193	3,3
	5194	3
	5195	3,3
	5196	3,3
	5197	4,7
	5198	6,2
	5199	7
	5200	7,5
	5201	5
	5202	4,2
	5203	4,2
	5204	3
	5205	3,3
	5206	4,2
	5207	2
	5208	3,3
6	5209	1,7
	5210	3,8
	5211	3,2
	5212	3,2
	5213	3,2
	5214	3,3
	5215	2,3
	5216	0
	5217	5,3
	5218	5
	5219	6,7
	5220	7,8
	5221	8,2
	5222	5,8
	5223	4,2
	5224	6,7
	5225	2,5
	5226	4,7

	5227	6,7
	5228	7,5
	5229	5
	5230	6,7
	5231	6,5
	5232	4,2
7	5233	4,2
	5234	4
	5235	4,8
	5236	4,2
	5237	5,3
	5238	4,2
	5239	4
	5240	3,5
	5241	5
	5242	6,7
	5243	6,7
	5244	9,2
	5245	7,5
	5246	4,2
	5247	2,5
	5248	4,2
	5249	5
	5250	2,5
	5251	3,3
	5252	4,8
	5253	4,2
	5254	6,7
	5255	5,8
	5256	4,7
8	5257	4,5
	5258	3,3
	5259	3
	5260	3,3
	5261	3,2
	5262	3,2
	5263	3
	5264	1,8
	5265	3,7
	5266	4,2
	5267	4,2
	5268	5,8
	5269	4,7
	5270	5,8
	5271	4,7
	5272	6,7
	5273	5
	5274	5
	5275	5
	5276	3
	5277	4,8
	5278	2,8

	5279	2,5
	5280	3,3
9	5281	5
	5282	4,3
	5283	4,2
	5284	2,5
	5285	2,5
	5286	5
	5287	4,2
	5288	4,3
	5289	4,8
	5290	4,7
	5291	3,3
	5292	3,2
	5293	3,3
	5294	5,8
	5295	5,8
	5296	5,7
	5297	5
	5298	3,2
	5299	3
	5300	3,7
	5301	4,2
	5302	3,3
	5303	3,3
10	5304	4,8
	5305	3,3
	5306	4,8
	5307	1,8
	5308	2
	5309	3,3
	5310	2,8
	5311	2,8
	5312	2,5
	5313	10
	5314	7,5
	5315	5,8
	5316	6,3
	5317	9,2
	5318	5,8
	5319	5,7
	5320	4,8
	5321	6,7
	5322	5,8
	5323	5,8
	5324	5,7
	5325	5
	5326	5
	5327	4,2
	5328	4,2
11	5329	5
	5330	5

	5331	4,8
	5332	4
	5333	3,3
	5334	3,3
	5335	3,3
	5336	5,8
	5337	4,2
	5338	5
	5339	4,2
	5340	3,7
	5341	5
	5342	6,7
	5343	4,7
	5344	5
	5345	3,3
	5346	4,2
	5347	3,3
	5348	1,7
	5349	0
	5350	2
	5351	1,7
	5352	3
12	5353	3,3
	5354	3
	5355	2
	5356	2,3
	5357	1,8
	5358	3,3
	5359	4,5
	5360	3,3
	5361	4,2
	5362	4,2
	5363	5,5
	5364	4,2
	5365	5
	5366	6,7
	5367	6,3
	5368	3,3
	5369	5,5
	5370	6,7
	5371	7
	5372	9,2
	5373	6,7
	5374	6,3
	5375	7
	5376	8,3
13	5377	6,7
	5378	6,7
	5379	5,8
	5380	5,7
	5381	3,3
	5382	5

	5383	4
	5384	5
	5385	8,3
	5386	7
	5387	4,7
	5388	3,7
	5389	3,3
	5390	4,2
	5391	3,3
	5392	2,5
	5393	3
	5394	1,8
	5395	5,8
	5396	6,7
	5397	7,5
	5398	6,7
	5399	8,3
	5400	6,7
14	5401	6,2
	5402	5,7
	5403	4,3
	5404	5
	5405	5
	5406	5,8
	5407	4,2
	5408	5
	5409	5,8
	5410	5,8
	5411	5,3
	5412	8
	5413	6,7
	5414	8,3
	5415	6,7
	5416	6,7
	5417	6,5
	5418	7,3
	5419	6,7
	5420	5,8
	5421	6,5
	5422	4,7
	5423	8,3
	5424	6,5
15	5425	5
	5426	5,7
	5427	5,8
	5428	8
	5429	6,7
	5430	8,7
	5431	7
	5432	9,7
	5433	3
	5434	1,7

	5435	3
	5436	3,2
	5437	3,2
	5438	3,7
	5439	3,3
	5440	3,3
	5441	2,5
	5442	4,3
	5443	5,3
	5444	7,5
	5445	4,7
	5446	6,5
	5447	7
	5448	8
16	5449	6,7
	5450	7,5
	5451	7,8
	5452	6,3
	5453	5,3
	5454	5,8
	5455	5,3
	5456	8,3
	5457	6,7
	5458	6,5
	5459	5
	5460	2,5
	5461	4,2
	5462	6,2
	5463	8,3
	5464	10,9
	5465	13,2
	5466	11,7
	5467	8,3
	5468	10
	5469	10,9
	5470	9,2
	5471	8,3
	5472	8,3
17	5473	5,8
	5474	5
	5475	4,2
	5476	5
	5477	4,2
	5478	5,8
	5479	5,8
	5480	4,2
	5481	
	5482	
	5483	
	5484	
	5485	
	5486	

	5487	
	5488	
	5489	
	5490	
	5491	
	5492	
	5493	
	5494	
	5495	
18	5496	
	5497	
	5498	
	5499	
	5500	
	5501	
	5502	
	5503	
	5504	
	5505	8,7
	5506	11,9
	5507	10,3
	5508	8,3
	5509	9,2
	5510	8,3
	5511	10
	5512	8,3
	5513	10
	5514	8,3
	5515	9,2
	5516	10,9
	5517	7,3
	5518	10,9
	5519	6,7
	5520	6,7
19	5521	7,5
	5522	7,5
	5523	6,2
	5524	6,7
	5525	7,5
	5526	8,3
	5527	6,2
	5528	9,2
	5529	6,7
	5530	10
	5531	8,3
	5532	6,7
	5533	7,5
	5534	8,3
	5535	9,2
	5536	8,3
	5537	11,7
	5538	8,3

	5539	10
	5540	8,3
	5541	8
	5542	7
	5543	6,7
20	5544	7
	5545	8,7
	5546	7,5
	5547	6,7
	5548	5
	5549	6,2
	5550	5,8
	5551	6,7
	5552	5,8
	5553	10,9
	5554	8,3
	5555	10
	5556	7,5
	5557	10
	5558	7,5
	5559	10,9
	5560	8,3
	5561	9,2
	5562	11,7
	5563	7,5
	5564	10
	5565	7,5
	5566	8,2
	5567	10
21	5568	5,8
	5569	5
	5570	5
	5571	5,8
	5572	5
	5573	5
	5574	5,8
	5575	8,3
	5576	4,2
	5577	7,5
	5578	9,2
	5579	7,5
	5580	6,7
	5581	9,2
	5582	6,7
	5583	7,5
	5584	10
	5585	6,7
	5586	6,7
	5587	8,3
	5588	7
	5589	6,7
	5590	7,5

	5591	6,7
	5592	8,3
22	5593	10,9
	5594	8,3
	5595	7,8
	5596	6,2
	5597	5,8
	5598	4,7
	5599	7
	5600	5,8
	5601	8,3
	5602	6,7
	5603	11,7
	5604	7,5
	5605	9,2
	5606	7,5
	5607	7,5
	5608	8,3
	5609	10,9
	5610	10,9
	5611	8,3
	5612	13,2
	5613	10
	5614	7,5
	5615	10,9
	5616	7,5
23	5617	7
	5618	7,5
	5619	6,7
	5620	5,8
	5621	5
	5622	5
	5623	5,8
	5624	10,9
	5625	7,5
	5626	10
	5627	8,3
	5628	10
	5629	6,7
	5630	6,7
	5631	8,3
	5632	7,5
	5633	5,8
	5634	6,7
	5635	9,2
	5636	7,5
	5637	7,5
	5638	6,7
	5639	7,5
	5640	6,3
24	5641	6,7
	5642	5,8

	5643	6,7
	5644	4,7
	5645	4,2
	5646	5
	5647	4,2
	5648	5
	5649	10
	5650	6,7
	5651	8,3
	5652	8,3
	5653	5,8
	5654	8,3
	5655	6,7
	5656	7,5
	5657	8,3
	5658	8,3
	5659	10,9
	5660	7,5
	5661	6,7
	5662	5,8
	5663	6,7
25	5664	5,8
	5665	6,7
	5666	5,8
	5667	5,8
	5668	5,8
	5669	4,2
	5670	4,7
	5671	5
	5672	6,7
	5673	6,7
	5674	7,5
	5675	6,7
	5676	10
	5677	7,5
	5678	6,7
	5679	8,3
	5680	9,2
	5681	8,3
	5682	11,7
	5683	8,3
	5684	10
	5685	8,3
	5686	6,7
	5687	7,5
	5688	4,2
26	5689	5
	5690	5
	5691	5,8
	5692	4,2
	5693	4,2
	5694	4,2

	5695	3,3
	5696	5,8
	5697	5,8
	5698	8,3
	5699	8
	5700	7,8
	5701	9,2
	5702	5,8
	5703	5,3
	5704	5,2
	5705	9,5
	5706	8,7
	5707	9,7
	5708	6,3
	5709	5,3
	5710	8,3
	5711	9,2
	5712	5,8
27	5713	5,8
	5714	5,3
	5715	5
	5716	5,8
	5717	5
	5718	5
	5719	5
	5720	5,8
	5721	7,5
	5722	10
	5723	8,3
	5724	10
	5725	6,7
	5726	5,8
	5727	8,3
	5728	6,7
	5729	6,7
	5730	10
	5731	7,5
	5732	6,7
	5733	9,2
	5734	8,3
	5735	5,8
	5736	5
28	5737	5
	5738	4,2
	5739	5,8
	5740	5
	5741	4,2
	5742	3,3
	5743	4,5
	5744	4,7
	5745	5,8
	5746	4,2

	5747	4,2
	5748	5
	5749	0
	5750	3,3
	5751	6,7
	5752	4,2
	5753	4,7
	5754	2,5
	5755	5
	5756	4,2
	5757	4,2
	5758	2
	5759	1,7
29	5760	2,5
	5761	3,3
	5762	4,2
	5763	1,8
	5764	3
	5765	3,3
	5766	2,5
	5767	3,3
	5768	4,2
	5769	5
	5770	4,2
	5771	5,8
	5772	3,3
	5773	1,7
	5774	4,2
	5775	4,2
	5776	3,3
	5777	2,8
	5778	4,2
	5779	5
	5780	4,2
	5781	3,3
	5782	5,8
	5783	4,2
	5784	4,2
30	5785	4,2
	5786	5
	5787	5,8
	5788	5,8
	5789	2,5
	5790	6,7
	5791	5,8
	5792	4,3
	5793	5,8
	5794	5
	5795	5
	5796	4,2
	5797	4,8
	5798	4

	5799	4,8
	5800	5
	5801	5
	5802	4,2
	5803	5,8
	5804	3,3
	5805	2,5
	5806	3,3
31	5807	2,8
	5808	3,3
	5809	1,7
	5810	3
	5811	1,7
	5812	1,7
	5813	3,3
	5814	3,2
	5815	4,2
	5816	6,7
	5817	6,7
	5818	6,3
	5819	8
	5820	5,8
	5821	6,3
	5822	5
	5823	6,3
	5824	5,8
	5825	6,7
	5826	8,3
	5827	9,2
	5828	6,7
	5829	5,8
	5830	4,2
	5831	4,2
Promedio	5832	5
3,81078582	5833	4,2
sep-01	5834	3,3
	5835	4,2
	5836	3,3
	5837	6,3
	5838	5
	5839	5,8
	5840	7,3
	5841	6,7
	5842	7,8
	5843	5,7
	5844	7
	5845	7,8
	5846	10,5
	5847	7,2
	5848	9
	5849	6,8
	5850	7,2

<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>
0	39
0,5	0
1	21
1,5	43
2	58
2,5	43
3	63
3,5	70
4	64
4,5	38
5	33
5,5	30
6	33
6,5	21
7	31
7,5	18
8	19
8,5	8

	5851	10	9	4
	5852	7,7	9,5	1
	5853	9,7	10	9
	5854	7,7	10,5	2
	5855	6,3	11	1
2	5856	7,3	11,5	0
	5857	8	12	0
	5858	5,8	12,5	0
	5859	5	13	0
	5860	4,3	13,5	0
	5861	5,3	14	0
	5862	5,8	14,5	0
	5863	4,7	15	0
	5864	8,5	15,5	0
	5865	4,2	16	0
	5866	7,5	16,5	0
	5867	9,8	17	0
	5868	6,7	17,5	0
	5869	7	18	0
	5870	6,7	18,5	0
	5871	7,3	19	0
	5872	9,2	19,5	0
	5873	6,7	20	0
	5874	7,2	<u>y mayor...</u>	<u>0</u>
	5875	5,7		
	5876	7		
	5877	4		
	5878	3,5		
	5879	3,3		
3	5880	3		
	5881	3		
	5882	2,3		
	5883	2,5		
	5884	2,3		
	5885	2,8		
	5886	1,7		
	5887	2,7		
	5888	10		
	5889	0,8		
	5890	3		
	5891	3,3		
	5892	2,8		
	5893	4		
	5894	3,7		
	5895	4,8		
	5896	5,2		
	5897	7		
	5898	6		
	5899	9,7		
	5900	7		
	5901	9		
	5902	6		

	5903	4,8
4	5904	4,7
	5905	3,7
	5906	4,2
	5907	5,3
	5908	6,3
	5909	3,8
	5910	5,3
	5911	5,2
	5912	5
	5913	5,8
	5914	5,8
	5915	5,7
	5916	4,7
	5917	4
	5918	3
	5919	5,2
	5920	3,7
	5921	1,7
	5922	2,2
	5923	0,8
	5924	2,2
	5925	1,2
	5926	1,3
	5927	1,5
5	5928	0
	5929	0
	5930	0
	5931	0
	5932	0,8
	5933	0
	5934	0
	5935	0
	5936	5,8
	5937	5,7
	5938	6,3
	5939	6,2
	5940	3
	5941	1,5
	5942	5,5
	5943	8,2
	5944	5,3
	5945	2
	5946	3,5
	5947	3
	5948	3,3
	5949	2,3
	5950	5,2
	5951	3,2
6	5952	3,5
	5953	4
	5954	2

	5955	1,8
	5956	3
	5957	1,7
	5958	1,3
	5959	3,7
	5960	2
	5961	2
	5962	2,8
	5963	2,3
	5964	2,7
	5965	3,8
	5966	6,7
	5967	7,3
	5968	4,2
	5969	4,2
	5970	5,3
	5971	5,7
	5972	4
	5973	4,5
	5974	3,5
	5975	2,8
7	5976	5,3
	5977	2
	5978	1,8
	5979	4,2
	5980	2,7
	5981	3,3
	5982	2,5
	5983	2,5
	5984	7,2
	5985	7
	5986	7,2
	5987	5,3
	5988	3,8
	5989	5,5
	5990	4,2
	5991	1,7
	5992	3
	5993	3,7
	5994	3,5
	5995	3,3
	5996	2,5
	5997	1,5
	5998	1
	5999	1
8	6000	0
	6001	10
	6002	0
	6003	10
	6004	0
	6005	0
	6006	0

	6007	0
	6008	4,7
	6009	6,7
	6010	5,8
	6011	2,7
	6012	5
	6013	3,3
	6014	5,7
	6015	5,3
	6016	2,7
	6017	1
	6018	3,2
	6019	3,2
	6020	3,5
	6021	5,7
	6022	5,7
	6023	1
9	6024	3,3
	6025	4,5
	6026	3,7
	6027	3,5
	6028	5,3
	6029	6,5
	6030	3,7
	6031	4,5
	6032	4
	6033	3,7
	6034	2,7
	6035	4,7
	6036	3
	6037	3,3
	6038	3,3
	6039	5
	6040	6,7
	6041	4
	6042	0
	6043	3,3
	6044	3,8
	6045	2,7
	6046	3,7
	6047	1,5
10	6048	3,7
	6049	3
	6050	4,2
	6051	2,8
	6052	3,8
	6053	5,3
	6054	3
	6055	3,2
	6056	0
	6057	0
	6058	1,7

	6059	2,8
	6060	3,3
	6061	2,5
	6062	4,5
	6063	3,7
	6064	3
	6065	2,2
	6066	0
	6067	4,7
	6068	3,3
	6069	3,7
	6070	1,3
	6071	3,7
11	6072	3,5
	6073	3
	6074	5,3
	6075	3,7
	6076	3,5
	6077	3,7
	6078	3,3
	6079	4
	6080	1,2
	6081	1,3
	6082	3,3
	6083	1,3
	6084	1,8
	6085	1,7
	6086	1,3
	6087	1,7
	6088	3,7
	6089	3,3
	6090	2
	6091	0
	6092	1,3
	6093	1
	6094	1,8
	6095	2,3
12	6096	1,8
	6097	3,7
	6098	2,2
	6099	2,2
	6100	1,3
	6101	0
	6102	0,8
	6103	3
	6104	2,3
	6105	4,5
	6106	4,8
	6107	3,2
	6108	3
	6109	6,3
	6110	4,2

	6111	5
	6112	7
	6113	2,2
	6114	1,3
	6115	2
	6116	3,3
	6117	2,5
	6118	1,7
	6119	3
13	6120	2
	6121	3
	6122	2,7
	6123	0
	6124	0
	6125	1,2
	6126	1,3
	6127	0
	6128	2,2
	6129	1,2
	6130	2,5
	6131	3
	6132	4,7
	6133	6,3
	6134	6,8
	6135	7,3
	6136	6,2
	6137	6,3
	6138	3
	6139	2,7
	6140	2,2
	6141	3
	6142	3
	6143	1,2
14	6144	0,8
	6145	1,8
	6146	1,5
	6147	2,7
	6148	1,7
	6149	1,5
	6150	1,2
	6151	1,8
	6152	
	6153	
	6154	
	6155	
	6156	
	6157	
	6158	
	6159	
	6160	
	6161	
	6162	

	6163	
	6164	
	6165	
	6166	
	6167	
	6168	
15	6169	
	6170	
	6171	
	6172	
	6173	
	6174	
	6175	
	6176	
	6177	
	6178	2,7
	6179	2,3
	6180	3,7
	6181	3
	6182	7,2
	6183	8
	6184	6,3
	6185	8
	6186	7
	6187	5,2
	6188	5,2
	6189	3,2
	6190	5,8
	6191	4
	6192	1,7
	6193	3,2
16	6194	2
	6195	0,8
	6196	1,5
	6197	3,2
	6198	1,2
	6199	1,8
	6200	1,8
	6201	2
	6202	4,8
	6203	6,7
	6204	6,2
	6205	6
	6206	4,7
	6207	3,3
	6208	7,2
	6209	3,6
	6210	5,8
	6211	4,5
	6212	3,5
	6213	4,8
	6214	3,3

	6215	3,2
	6216	2,7
	6217	1,8
17	6218	2,7
	6219	2
	6220	1,8
	6221	1,8
	6222	2,2
	6223	1,8
	6224	1,7
	6225	3
	6226	6,3
	6227	7
	6228	2,7
	6229	4,5
	6230	3,2
	6231	3
	6232	4,7
	6233	5
	6234	3,7
	6235	3,2
	6236	0,8
	6237	1,3
	6238	2
	6239	3,7
	6240	5,2
	6241	2,2
18	6242	3,5
	6243	2,2
	6244	1,7
	6245	1,5
	6246	0
	6247	0,8
	6248	0,8
	6249	0,8
	6250	7,7
	6251	4
	6252	2,3
	6253	2
	6254	4,2
	6255	6,3
	6256	5,2
	6257	5
	6258	4,5
	6259	2
	6260	4,3
	6261	3,8
	6262	5,7
	6263	8
	6264	7,7
	6265	5,7
19	6266	6

	6267	8
	6268	6
	6269	7
	6270	6
	6271	5,3
	6272	6,5
	6273	3,9
	6274	0
	6275	3,6
	6276	3,6
	6277	2,5
	6278	2,5
	6279	3,5
	6280	1,8
	6281	4,8
	6282	7,2
	6283	3,7
	6284	3,8
	6285	1,2
	6286	1,5
	6287	2
	6288	3,2
	6289	2,2
	6290	4,7
20	6291	3,3
	6292	4
	6293	4,2
	6294	2
	6295	3,5
	6296	3,5
	6297	3,3
	6298	3,8
	6299	7
	6300	5,2
	6301	3,5
	6302	4
	6303	3,5
	6304	4,3
	6305	4,2
	6306	2
	6307	2,2
	6308	3
	6309	7,5
	6310	2
	6311	1,8
	6312	0
	6313	0
	6314	0
21	6315	1,3
	6316	1
	6317	0
	6318	1

	6319	0
	6320	0
	6321	0
	6322	0
	6323	
	6324	
	6325	
	6326	
	6327	
	6328	
	6329	
	6330	
	6331	
	6332	
	6333	
	6334	
	6335	
	6336	
	6337	
	6338	
22	6339	
	6340	
	6341	
	6342	
	6343	
	6344	
	6345	
	6346	
	6347	
	6348	
	6349	
	6350	
	6351	
	6352	
	6353	
	6354	
	6355	
	6356	
	6357	
	6358	
	6359	
	6360	
	6361	
	6362	
23	6363	
	6364	
	6365	
	6366	
	6367	
	6368	
	6369	
	6370	

	6371	2,2
	6372	1,8
	6373	3,7
	6374	4,2
	6375	5,2
	6376	4
	6377	1,5
	6378	2,2
	6379	1,3
	6380	1,8
	6381	2,8
	6382	1,8
	6383	2,3
	6384	1,8
	6385	2,5
24	6386	2,7
	6387	1,8
	6388	1,3
	6389	0,8
	6390	0
	6391	0
	6392	0
	6393	0,7
	6394	3
	6395	3,8
	6396	3
	6397	4,8
	6398	3,8
	6399	1,7
	6400	3,5
	6401	4
	6402	4,5
	6403	2,3
	6404	1,2
	6405	4
	6406	1,2
	6407	3,5
	6408	4,2
	6409	6,5
	6410	4,3
25	6411	3,5
	6412	1,8
	6413	2,8
	6414	1,8
	6415	0
	6416	0,8
	6417	1,2
	6418	0
	6419	5,2
	6420	3,5
	6421	1,8
	6422	2,7

	6423	2,5
	6424	3,2
	6425	1,5
	6426	4,3
	6427	3,7
	6428	1,2
	6429	3,5
	6430	2,7
	6431	4,8
	6432	3,5
	6433	3
	6434	4
26	6435	4,5
	6436	4,5
	6437	3,3
	6438	4
	6439	4,2
	6440	6
	6441	3
	6442	4,7
	6443	10,7
	6444	8,5
	6445	6,8
	6446	8,8
	6447	7
	6448	7
	6449	6,8
	6450	7,8
	6451	6,5
	6452	8,5
	6453	7,7
	6454	10,5
	6455	5,2
	6456	7,5
	6457	7,7
	6458	6,5
27	6459	6,8
	6460	8,2
	6461	5,7
	6462	4,3
	6463	4,3
	6464	4,8
	6465	3,2
	6466	0
	6467	7,7
	6468	3,7
	6469	8,8
	6470	8
	6471	9,7
	6472	7,7
	6473	9,8
	6474	6,8

	6475	8,5
	6476	6,7
	6477	7,7
	6478	8,5
	6479	6,5
	6480	5,7
	6481	4,7
28	6482	5,5
	6483	7,8
	6484	7
	6485	7,2
	6486	8,2
	6487	5,8
	6488	5,3
	6489	6,8
	6490	6,5
	6491	4,5
	6492	4
	6493	2,3
	6494	3,5
	6495	2,7
	6496	3,5
	6497	3,2
	6498	3,5
	6499	4,7
	6500	1
	6501	1,5
	6502	3,2
	6503	2,7
	6504	2,8
	6505	2,3
	6506	3,7
29	6507	3,8
	6508	2,3
	6509	2
	6510	3,2
	6511	1,5
	6512	1,5
	6513	0
	6514	2,2
	6515	1,8
	6516	2,5
	6517	1,5
	6518	1,8
	6519	1,5
	6520	3,5
	6521	4,5
	6522	2,7
	6523	3,5
	6524	4,3
	6525	2,8
	6526	2

	6527	5,3
	6528	4,3
	6529	2,2
	6530	3,2
30	6531	2,7
	6532	3,7
	6533	3,8
	6534	1,5
	6535	2,7
	6536	3,5
	6537	3,7
	6538	3,5
	6539	4,8
	6540	4,7
	6541	7,2
	6542	6
	6543	7
	6544	5,2
	6545	2,7
	6546	4
	6547	3,7
	6548	3
	6549	2,3
	6550	4
	6551	5,8
	6552	5,7
	6553	6,2
	6554	5,7

Promedio oct-01
5,64027778

	<u>Clase</u>	<u>Frecuencia</u>
6555	8	
6556	7,8	0
6557	7,5	0,5
6558	6	1
6559	7,1	1,5
6560	6,9	2
6561	6,2	2,5
6562	6,9	3
6563	7,4	3,5
6564	9,1	4
6565	8	4,5
6566	8	5
6567	7	5,5
6568	11	6
6569	12,3	6,5
6570	13,5	7
6571	12,9	7,5
6572	11,2	8
6573	9,9	8,5
6574	8,5	9
6575	6,5	9,5
6576	7,1	10
6577	7,5	10,5
6578	7,5	11
		57
		17
		1
		2
		11
		22
		19
		27
		33
		28
		42
		36
		90
		42
		86
		45
		62
		13
		20
		7
		25
		7
		8

	6579	8,7	11,5	7
2	6580	8	12	8
	6581	8,1	12,5	2
	6582	8	13	2
	6583	7,8	13,5	1
	6584	8	14	0
	6585	6,2	14,5	0
	6586	7	15	0
	6587	6,2	15,5	0
	6588	6,9	16	0
	6589	6,1	16,5	0
	6590	7,8	17	0
	6591	7,1	17,5	0
	6592	7,8	18	0
	6593	6,1	18,5	0
	6594	10	19	0
	6595	11,1	19,5	0
	6596	9,8	20	0
	6597	8,1	<u>y mayor...</u>	<u>0</u>
	6598	6,1		
	6599	6,9		
	6600	7,8		
	6601	7		
	6602	7		
	6603	7		
3	6604	7,8		
	6605	7,1		
	6606	7,2		
	6607	9,7		
	6608	6		
	6609	7,1		
	6610	5,8		
	6611	6,3		
	6612	7		
	6613	7,1		
	6614	6,9		
	6615	7		
	6616	10,1		
	6617	11,8		
	6618	12,1		
	6619	11,9		
	6620	10		
	6621	8		
	6622	7,3		
	6623	6,9		
	6624	7,9		
	6625	7,1		
	6626	7,3		
	6627	7,3		
4	6628	7,9		
	6629	6,1		
	6630	5		

	6631	6,3
	6632	6
	6633	6,3
	6634	6
	6635	5,6
	6636	6
	6637	7,5
	6638	7,5
	6639	7,9
	6640	7,8
	6641	2,8
	6642	1,8
	6643	1,8
	6644	1
	6645	9,7
	6646	8,9
	6647	8,9
	6648	9,2
	6649	7,3
	6650	6,9
	6651	7,1
5	6652	6,9
	6653	6,9
	6654	6,1
	6655	6
	6656	4,6
	6657	4,5
	6658	7
	6659	7
	6660	8
	6661	9,8
	6662	8,1
	6663	8
	6664	7,8
	6665	7,9
	6666	10,1
	6667	10,1
	6668	11,7
	6669	9
	6670	7
	6671	7,2
	6672	8,1
	6673	7,2
	6674	6,9
	6675	5,6
6	6676	6,8
	6677	5,8
	6678	5,6
	6679	7
	6680	7
	6681	5,7
	6682	7

	6683	6,9
	6684	7,2
	6685	7,6
	6686	8
	6687	6,9
	6688	6,9
	6689	10
	6690	12,7
	6691	12
	6692	11,9
	6693	10,4
	6694	9
	6695	7,1
	6696	7
	6697	7,6
	6698	5,6
	6699	5,7
7	6700	6,1
	6701	7,1
	6702	7,2
	6703	7,1
	6704	6,6
	6705	6,1
	6706	6,2
	6707	7,1
	6708	8
	6709	8
	6710	8
	6711	8,7
	6712	7,9
	6713	7,5
	6714	11,1
	6715	11,5
	6716	10,5
	6717	10
	6718	7,9
	6719	7
	6720	8
	6721	8
	6722	7,9
	6723	6,9
8	6724	7,2
	6725	6
	6726	7
	6727	7,8
	6728	7,1
	6729	6,9
	6730	5,3
	6731	7
	6732	7,7
	6733	7,6
	6734	7,7

	6735	5,8
	6736	5,2
	6737	10,7
	6738	9
	6739	11,1
	6740	11,8
	6741	9,5
	6742	7,9
	6743	7,8
	6744	7,1
	6745	7,9
	6746	7,6
	6747	7,7
9	6748	7,1
	6749	7,2
	6750	7,9
	6751	7,1
	6752	7,8
	6753	6,6
	6754	6
	6755	6,9
	6756	7,9
	6757	7
	6758	7
	6759	6,4
	6760	7,9
	6761	7
	6762	7,1
	6763	10
	6764	10,1
	6765	8,9
	6766	8,1
	6767	8,1
	6768	7
	6769	6,9
	6770	5,5
	6771	6,2
10	6772	7
	6773	5,4
	6774	5
	6775	6,9
	6776	5,5
	6777	5,4
	6778	6,9
	6779	7,1
	6780	7
	6781	7,1
	6782	9
	6783	8,9
	6784	11,7
	6785	11,1
	6786	12

	6787	10
	6788	8,9
	6789	7
	6790	5,2
	6791	6,9
	6792	6
	6793	5,9
	6794	5,7
11	6795	4,5
	6796	5,1
	6797	4,4
	6798	4,5
	6799	3,9
	6800	2,5
	6801	3,5
	6802	3,5
	6803	4,6
	6804	4,7
	6805	5,7
	6806	8,9
	6807	10
	6808	3,5
	6809	5,8
	6810	8
	6811	4
	6812	3,5
	6813	3,9
	6814	3,5
	6815	3,1
	6816	3,9
	6817	4,1
	6818	4
12	6819	3,5
	6820	3
	6821	3,1
	6822	3
	6823	3,5
	6824	4,2
	6825	4,4
	6826	4
	6827	6,8
	6828	6,9
	6829	6
	6830	6,1
	6831	8,7
	6832	9
	6833	7
	6834	6,9
	6835	8,8
	6836	6,2
	6837	6,1
	6838	6,1

	6839	5,8
	6840	4,5
	6841	3,9
	6842	3,2
13	6843	3,8
	6844	3,5
	6845	3,1
	6846	3,4
	6847	3,6
	6848	3,1
	6849	3,5
	6850	5,6
	6851	5,1
	6852	6
	6853	5,1
	6854	5
	6855	9,1
	6856	8,8
	6857	9,8
	6858	8,1
	6859	6,8
	6860	6,5
	6861	6
	6862	5,2
	6863	5
	6864	4,8
	6865	4
	6866	4,1
14	6867	4
	6868	3,5
	6869	4
	6870	5
	6871	5
	6872	3,5
	6873	3,7
	6874	4,1
	6875	4,7
	6876	3,2
	6877	3,5
	6878	7,9
	6879	8,9
	6880	9
	6881	8
	6882	8,2
	6883	8,7
	6884	5,2
	6885	6,2
	6886	6
	6887	5
	6888	4,7
	6889	2,9
	6890	2,3

15	6891	3,4
	6892	2,5
	6893	0,4
	6894	0
	6895	2,1
	6896	0
	6897	0
	6898	0
	6899	0
	6900	0
	6901	0
	6902	5,3
	6903	5,6
	6904	6
	6905	7
16	6906	6
	6907	7
	6908	5,8
	6909	3,8
	6910	0,4
	6911	0,4
	6912	0,5
	6913	0
	6914	0
	6915	0
	6916	0
	6917	0
	6918	0
	6919	3,9
	6920	3,8
6921	2,8	
6922	0,3	
6923	2,1	
6924	1,2	
6925	2,6	
6926	3	
6927	2,7	
6928	3	
6929	3,2	
6930	2,1	
6931	0,5	
6932	0	
6933	0	
6934	0	
6935	0,4	
6936	2,1	
6937	2,5	
6938	2,5	
17	6939	2,2
	6940	0
	6941	0
	6942	0

	6943	0
	6944	0
	6945	0
	6946	0
	6947	2,1
	6948	4,5
	6949	5,2
	6950	8,1
	6951	10
	6952	10,8
	6953	10
	6954	9,8
	6955	9,2
	6956	7,8
	6957	6
	6958	6
	6959	5,2
	6960	6
	6961	6,1
18	6962	5,2
	6963	5,1
	6964	5,1
	6965	5
	6966	4,5
	6967	2,2
	6968	0
	6969	0
	6970	0,4
	6971	4,2
	6972	5,8
	6973	6
	6974	6
	6975	6
	6976	10,7
	6977	11
	6978	10,1
	6979	10,8
	6980	9,7
	6981	7,2
	6982	6
	6983	6
	6984	5
	6985	5,4
	6986	4
19	6987	4,7
	6988	4,5
	6989	5
	6990	3
	6991	2,1
	6992	0
	6993	2
	6994	2,9

	6995	2,3
	6996	2,3
	6997	3,7
	6998	4,9
	6999	4,5
	7000	3,3
	7001	7
	7002	7
	7003	3,3
	7004	2,1
	7005	0,4
	7006	2,9
	7007	4,6
	7008	3,4
	7009	3
20	7010	0,4
	7011	2,5
	7012	0
	7013	0
	7014	0
	7015	0
	7016	0
	7017	0
	7018	0
	7019	0
	7020	5,1
	7021	4,9
	7022	7
	7023	10
	7024	9,8
	7025	7,6
	7026	7,3
	7027	4
	7028	0
	7029	0
	7030	0
	7031	2
	7032	3,7
	7033	5
21	7034	4,3
	7035	2,9
	7036	4,8
	7037	4,5
	7038	3
	7039	4,1
	7040	3,9
	7041	6
	7042	4,3
	7043	5,1
	7044	7,5
	7045	5,9
	7046	6,9

	7047	5,1
	7048	10
	7049	10,9
	7050	11,5
	7051	8
	7052	6,9
	7053	6,7
	7054	5
	7055	4,2
	7056	4,8
	7057	4,5
	7058	5,9
22	7059	5,5
	7060	5,7
	7061	6
	7062	3,5
	7063	4,9
	7064	4,1
	7065	5,1
	7066	6,1
	7067	6
	7068	6,8
	7069	7,9
	7070	6,9
	7071	6,9
	7072	6,1
	7073	6,8
	7074	8
	7075	6,9
	7076	5,5
	7077	5,2
	7078	5
	7079	5,8
	7080	6
	7081	2,5
	7082	5
23	7083	5,3
	7084	5,2
	7085	5
	7086	4,2
	7087	3,8
	7088	5,8
	7089	5,4
	7090	4,9
	7091	4,9
	7092	5,2
	7093	4,9
	7094	3,9
	7095	2,3
	7096	1,6
	7097	8
	7098	3

	7099	2,6
	7100	0
	7101	0,4
	7102	0
	7103	0,4
	7104	2
	7105	0
24	7106	0
	7107	0,3
	7108	2
	7109	0
	7110	2
	7111	4,9
	7112	3,9
	7113	4
	7114	4,4
	7115	6
	7116	6
	7117	5,9
	7118	7,1
	7119	6,9
	7120	6
	7121	10
	7122	9,8
	7123	8,5
	7124	6,1
	7125	5,9
	7126	6,9
	7127	6,1
	7128	5,9
	7129	5,1
	7130	6,1
25	7131	3
	7132	2
	7133	0
	7134	2
	7135	4,9
	7136	3,9
	7137	4
	7138	4,4
	7139	6
	7140	6
	7141	5,9
	7142	7,1
	7143	6,9
	7144	6
	7145	10
	7146	9,8
	7147	8,5
	7148	6,1
	7149	5,9
	7150	6,9

	7151	6,1
	7152	5,9
	7153	5,1
	7154	6,1
26	7155	6
	7156	5,8
	7157	6
	7158	6
	7159	6
	7160	6,4
	7161	5,7
	7162	6,9
	7163	6,7
	7164	6,9
	7165	7,7
	7166	7,9
	7167	6
	7168	5,8
	7169	8
	7170	9,9
	7171	9,1
	7172	8
	7173	7
	7174	6,9
	7175	6,8
	7176	6,9
	7177	6,1
	7178	6,1
27	7179	6
	7180	5,9
	7181	7,3
	7182	5,9
	7183	6
	7184	6,7
	7185	5,8
	7186	6,6
	7187	6,9
	7188	5
	7189	6,9
	7190	6,5
	7191	5,5
	7192	8
	7193	10,9
	7194	7,1
	7195	6,8
	7196	6,6
	7197	6,9
	7198	7,6
	7199	6,5
	7200	6
	7201	5,9
	7202	6,9

28	7203	6
	7204	5,3
	7205	5,3
	7206	5,8
	7207	6,1
	7208	5
	7209	6,2
	7210	4,9
	7211	5,9
	7212	4,1
	7213	3,1
	7214	1,5
	7215	3,2
	7216	4
	7217	3
	7218	3,8
	7219	2,5
	7220	0
	7221	0
	7222	0
	7223	0
	7224	0,5
	7225	0
	7226	0
29	7227	0
	7228	0,5
	7229	0
	7230	0
	7231	0
	7232	0
	7233	0
	7234	0
	7235	0,4
	7236	0,4
	7237	2
	7238	5,2
	7239	7
	7240	9,2
	7241	8,9
	7242	8,5
	7243	7,2
	7244	6,8
	7245	4,9
	7246	5
	7247	5,9
	7248	5,7
	7249	3,9
	7250	3,8
30	7251	0
	7252	3,8
	7253	4,2
	7254	2,5

7255	2,5
7256	4
7257	4,9
7258	6,1
7259	5,8
7260	6
7261	5,9
7262	5,9
7263	5,9
7264	5,9
7265	4,9
7266	7,9
7267	7,8
7268	6,2
7269	5,6
7270	6,1
7271	5,8
7272	4,8
7273	4,5
7274	4,8
7275	0
7276	0
7277	0
7278	0
7279	0
7280	0
7281	0
7282	0
7283	3,1
7284	4
7285	3,5
7286	5,8
7287	6
7288	7
7289	7,9
7290	6
7291	3,5
7292	3
7293	1,6
7294	2,4
7295	0
7296	0
7297	0
7298	0
7299	0,3
7300	3
7301	2
7302	0,4
7303	2,7
7304	2
7305	2,1
7306	2,2

promedio nov-01
4,59641168

2

<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>
0	59
0,5	25
1	3
1,5	2
2	18
2,5	18
3	55
3,5	42
4	66
4,5	35
5	76
5,5	64
6	91
6,5	27
7	48
7,5	15
8	25
8,5	3
9	17
9,5	11
10	15
10,5	2
11	2
11,5	0
12	0
12,5	0
13	0
13,5	0
14	0
14,5	0
15	0

	7307	0	15,5	0
	7308	4,3	16	0
	7309	6	16,5	0
	7310	6,1	17	0
	7311	5,2	17,5	0
	7312	5,2	18	0
	7313	3,9	18,5	0
	7314	1,9	19	0
	7315	1,6	19,5	0
	7316	2,2	20	0
	7317	0,5	<u>y mayor...</u>	<u>0</u>
	7318	0		
	7319	0		
	7320	0		
	7321	0		
	7322	0		
3	7323	0		
	7324	0		
	7325	0		
	7326	0		
	7327	0		
	7328	2		
	7329	0,3		
	7330	0		
	7331	0		
	7332	0		
	7333	5,3		
	7334	6,8		
	7335	5,9		
	7336	9,5		
	7337	9,8		
	7338	9,6		
	7339	8		
	7340	7		
	7341	6		
	7342	5,2		
	7343	5		
	7344	5,2		
	7345	5,1		
4	7346	3,5		
	7347	4		
	7348	4,5		
	7349	5,3		
	7350	4,2		
	7351	5,2		
	7352	4,5		
	7353	4,2		
	7354	5,9		
	7355	5,1		
	7356	4,7		
	7357	6,2		
	7358	5		

	7359	6,9
	7360	6,9
	7361	6,9
	7362	7,2
	7363	7,1
	7364	7
	7365	4,8
	7366	5
	7367	4,5
	7368	4,5
	7369	3
5	7370	4,1
	7371	4
	7372	3,7
	7373	3,6
	7374	3,6
	7375	4,9
	7376	4,9
	7377	5,9
	7378	6,5
	7379	6,2
	7380	6
	7381	6,9
	7382	6,1
	7383	5,1
	7384	6,7
	7385	11
	7386	7,8
	7387	7,1
	7388	7,1
	7389	5
	7390	5
	7391	6,9
	7392	6,1
	7393	5,9
6	7394	6,2
	7395	5
	7396	6
	7397	5,3
	7398	4
	7399	3,6
	7400	0
	7401	0
	7402	0
	7403	0
	7404	2,2
	7405	0,2
	7406	6,1
	7407	10,9
	7408	10
	7409	10
	7410	7,6

	7411	6
	7412	6,6
	7413	4,8
	7414	5,2
	7415	5,2
	7416	3
	7417	3,9
7	7418	4,9
	7419	5,6
	7420	3
	7421	0,5
	7422	0
	7423	0
	7424	0
	7425	0
	7426	0
	7427	3,4
	7428	5,8
	7429	5,8
	7430	5,5
	7431	5
	7432	8,9
	7433	6,9
	7434	6,1
	7435	5,9
	7436	6,9
	7437	7
	7438	5,9
	7439	5,1
	7440	6,1
	7441	5,9
8	7442	6,9
	7443	4,1
	7444	5
	7445	5,8
	7446	5,5
	7447	4,7
	7448	3,6
	7449	4
	7450	5,9
	7451	6
	7452	5,9
	7453	7,8
	7454	6,8
	7455	8,7
	7456	8
	7457	10
	7458	8,8
	7459	6,9
	7460	5
	7461	4
	7462	4,6

	7463	4
	7464	8,8
	7465	3,4
9	7466	3,3
	7467	3
	7468	2,6
	7469	3
	7470	2,5
	7471	3,3
	7472	3
	7473	3,3
	7474	5,1
	7475	4,7
	7476	5,8
	7477	6,1
	7478	8
	7479	8,4
	7480	8,8
	7481	9,5
	7482	7,1
	7483	6,1
	7484	5,2
	7485	4,1
	7486	2,6
	7487	3,1
	7488	3
	7489	2,6
10	7490	2,5
	7491	2
	7492	2,3
	7493	0
	7494	0
	7495	0
	7496	2
	7497	0
	7498	2,1
	7499	3,4
	7500	5,5
	7501	5,9
	7502	7,1
	7503	7
	7504	7,1
	7505	8
	7506	7,1
	7507	6,8
	7508	4,6
	7509	2,9
	7510	2
	7511	2
	7512	0,5
	7513	1,6
11	7514	0,3

	7515	0
	7516	0
	7517	0
	7518	0,6
	7519	0
	7520	0,3
	7521	0
	7522	0
	7523	2,6
	7524	4
	7525	5,1
	7526	5,9
	7527	4,2
	7528	5,2
	7529	5,9
	7530	5,1
	7531	5,2
	7532	2,2
	7533	2,6
	7534	0,3
	7535	0
	7536	0
	7537	0,4
12	7538	0,4
	7539	0
	7540	0,5
	7541	0,5
	7542	2,6
	7543	2,5
	7544	0,5
	7545	0,3
	7546	0,4
	7547	2,6
	7548	3,9
	7549	5,5
	7550	6,6
	7551	6
	7552	5,9
	7553	5,1
	7554	5,9
	7555	5
	7556	2,6
	7557	1,6
	7558	2,2
	7559	2
	7560	0
	7561	0
13	7562	0,3
	7563	0
	7564	0
	7565	0
	7566	0

	7567	0,4
	7568	0
	7569	0
	7570	3
	7571	4,4
	7572	3,9
	7573	4,7
	7574	4
	7575	5,1
	7576	8,2
	7577	9,1
	7578	7,8
	7579	7,7
	7580	6,1
	7581	4,9
	7582	6,9
	7583	5
	7584	4,4
14	7585	3,5
	7586	3,4
	7587	2
	7588	2
	7589	2,6
	7590	3
	7591	2
	7592	1,8
	7593	3,9
	7594	4,9
	7595	5,9
	7596	6
	7597	5
	7598	5,1
	7599	7,7
	7600	9
	7601	9,1
	7602	8
	7603	6,8
	7604	6,1
	7605	6
	7606	6,5
	7607	5
	7608	5,1
	7609	4,2
15	7610	3,8
	7611	3,9
	7612	4,9
	7613	5
	7614	3,7
	7615	4
	7616	3,6
	7617	3,9
	7618	4

	7619	5,9
	7620	6
	7621	6
	7622	5
	7623	5,9
	7624	10,5
	7625	9,8
	7626	8,8
	7627	7,6
	7628	6
	7629	5,9
	7630	4,1
	7631	4,6
	7632	3,2
	7633	5
16	7634	4,2
	7635	5,2
	7636	5,1
	7637	4,8
	7638	5,3
	7639	4,5
	7640	4,9
	7641	5,4
	7642	5
	7643	5,9
	7644	5,1
	7645	5,9
	7646	5,1
	7647	8
	7648	9,9
	7649	7,9
	7650	6,5
	7651	6,1
	7652	6,9
	7653	6
	7654	6,1
	7655	4,8
	7656	5
	7657	5,8
17	7658	4,2
	7659	5,8
	7660	4
	7661	3,5
	7662	4,6
	7663	4
	7664	3,9
	7665	5
	7666	6
	7667	7,1
	7668	7
	7669	6,2
	7670	6,8

	7671	5,7
	7672	6,9
	7673	8,9
	7674	8
	7675	7,9
	7676	5,9
	7677	6
	7678	5
	7679	5,1
	7680	4
18	7681	3,9
	7682	3,9
	7683	3,6
	7684	3
	7685	2,5
	7686	2,8
	7687	2,9
	7688	3,4
	7689	4,2
	7690	5,6
	7691	5,9
	7692	5,9
	7693	6,4
	7694	9
	7695	9
	7696	10
	7697	9,9
	7698	8,7
	7699	6,5
	7700	5,33
	7701	5,9
	7702	5,1
	7703	4,3
	7704	4,2
	7705	3,8
19	7706	3,3
	7707	4
	7708	3,1
	7709	2,9
	7710	3,8
	7711	3,6
	7712	3,4
	7713	4,2
	7714	5,9
	7715	5,9
	7716	6
	7717	5,9
	7718	5,1
	7719	9,7
	7720	9,1
	7721	9,1
	7722	9,1

	7723	7,8
	7724	6,1
	7725	5,7
	7726	5,5
	7727	5,1
	7728	5,8
	7729	4,5
20	7730	4,9
	7731	5
	7732	3,5
	7733	3,1
	7734	4,2
	7735	4,9
	7736	3,5
	7737	4
	7738	5
	7739	5
	7740	5,8
	7741	7
	7742	9,1
	7743	9,7
	7744	6
	7745	4
	7746	5
	7747	2,9
	7748	3,4
	7749	3
	7750	3,1
	7751	3
	7752	3
	7753	3
21	7754	2,8
	7755	3,1
	7756	3,5
	7757	3,6
	7758	4
	7759	3,5
	7760	4,2
	7761	3
	7762	4
	7763	5,5
	7764	5,9
	7765	5,9
	7766	6
	7767	9
	7768	7,1
	7769	7,1
	7770	5,1
	7771	3,3
	7772	3,9
	7773	3,8
	7774	4,9

	7775	5,9
	7776	5,1
	7777	3,9
22	7778	2,5
	7779	3,7
	7780	4
	7781	3
	7782	2,6
	7783	2,9
	7784	2
	7785	3,5
	7786	2,9
	7787	3,5
	7788	4,8
	7789	5,3
	7790	3
	7791	5,1
	7792	6,7
	7793	6
	7794	5,9
	7795	5,9
	7796	7
	7797	5,5
	7798	6
	7799	6,1
	7800	4
	7801	4
23	7802	4,9
	7803	3
	7804	3,6
	7805	4,9
	7806	3
	7807	5
	7808	4,1
	7809	5,2
	7810	5
	7811	5,9
	7812	4,9
	7813	4,9
	7814	5,2
	7815	6,9
	7816	7
	7817	9,9
	7818	7,6
	7819	6
	7820	5,8
	7821	4,7
	7822	5,5
	7823	6
	7824	4,8
	7825	5,5
24	7826	5

	7827	4,2
	7828	4,2
	7829	5,1
	7830	3,6
	7831	4,8
	7832	3,3
	7833	5,2
	7834	6,9
	7835	6,9
	7836	6,8
	7837	6
	7838	4,8
	7839	9
	7840	5,8
	7841	10,5
	7842	8
	7843	6,8
	7844	4,7
	7845	4,89
	7846	5,7
	7847	4,1
	7848	3,1
	7849	4
25	7850	4,6
	7851	5
	7852	4,7
	7853	5,8
	7854	4,3
	7855	4
	7856	3
	7857	5,1
	7858	5,1
	7859	5,9
	7860	6,7
	7861	5,1
	7862	7,2
	7863	5,2
	7864	8,7
	7865	9,1
	7866	8,9
	7867	6,7
	7868	6,9
	7869	6,1
	7870	5,2
	7871	5
	7872	5,1
	7873	3,1
26	7874	3
	7875	2,8
	7876	3,5
	7877	3,5
	7878	2,9

	7879	4
	7880	3,7
	7881	6,7
	7882	7
	7883	7,5
	7884	6
	7885	6,8
	7886	7,8
	7887	7,8
	7888	8,8
	7889	7,7
	7890	7
	7891	5,9
	7892	5,5
	7893	5
	7894	4,6
	7895	3,6
	7896	3,9
	7897	3
27	7898	3,9
	7899	3
	7900	3
	7901	2,5
	7902	3,5
	7903	3,9
	7904	4
	7905	6
	7906	5,8
	7907	6,8
	7908	5,2
	7909	6,8
	7910	7
	7911	0,1
	7912	0,7
	7913	0
	7914	6,7
	7915	6,9
	7916	5,7
	7917	4,9
	7918	3,3
	7919	2,9
	7920	3,1
	7921	3
28	7922	4
	7923	3
	7924	3,6
	7925	3,5
	7926	4,1
	7927	3,5
	7928	2,8
	7929	4,5
	7930	6,2

	7931	6
	7932	5,9
	7933	6
	7934	7,9
	7935	9,6
	7936	7,5
	7937	9,7
	7938	7
	7939	5,4
	7940	4,9
	7941	4,7
	7942	4,1
	7943	5,7
	7944	3,2
29	7945	2,4
	7946	1,5
	7947	0,5
	7948	0,5
	7949	2,4
	7950	0
	7951	3,4
	7952	0,2
	7953	2,8
	7954	3,9
	7955	4,7
	7956	4,9
	7957	6,1
	7958	7,9
	7959	8,9
	7960	7,1
	7961	5,9
	7962	5,9
	7963	4,9
	7964	5,3
	7965	4,2
	7966	4,8
	7967	4
	7968	5
	7969	1,5
30	7970	0
	7971	2,8
	7972	2,5
	7973	3
	7974	0,5
	7975	0,6
	7976	0,5
	7977	2,8
	7978	4,9
	7979	5,9
	7980	5,7
	7981	6
	7982	8,5

		7983	9,1		
		7984	9,9		
		7985	9,1		
		7986	6,1		
		7987	5,5		
		7988	5,4		
		7989	5		
		7990	6		
		7991	4,5		
		7992	3,6		
		7993	4		
Promedio	dic-01	7994	1,8		
4,28569672		7995	2		
		7996	7,7		
		7997	7		
		7998	9		
		7999	6,8		
		8000	6,5		
		8001	5,3		
		8002	4,3		
		8003	5,8		
		8004	7,3		
		8005	6		
		8006	5,7		
		8007	5,7		
		8008	5,3		
		8009	5,3		
		8010	6,3		
		8011	8,5		
		8012	6,3		
		8013	6,5		
		8014	7		
		8015	4,7		
		8016	5		
	2	8017	5,2		
		8018	4,2		
		8019	3,7		
		8020	3,3		
		8021	3,3		
		8022	4,5		
		8023	4,2		
		8024	2		
		8025	3,5		
		8026	6,3		
		8027	8		
		8028	7,3		
		8029	5,8		
		8030	6,2		
		8031	5,3		
		8032	5,3		
		8033	4,7		
		8034	5		

<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>
0	8
0,5	5
1	8
1,5	32
2	65
2,5	56
3	49
3,5	110
4	54
4,5	49
5	42
5,5	57
6	36
6,5	43
7	38
7,5	23
8	19
8,5	18
9	7
9,5	5
10	2
10,5	3
11	1
11,5	0
12	0
12,5	0
13	0
13,5	1
14	0
14,5	0
15	1
15,5	0
16	0
16,5	0
17	0
17,5	0
18	0
18,5	0
19	0
19,5	0

	8035	4,5	20	0
	8036	4,5	y mayor...	0
	8037	4,8		
	8038	5,3		
	8039	5,3		
	8040	4,7		
	8041	4,8		
3	8042	5,7		
	8043	5,8		
	8044	5		
	8045	4,7		
	8046	4,7		
	8047	5,3		
	8048	6		
	8049	5,3		
	8050	6		
	8051	5,8		
	8052	6,8		
	8053	8,2		
	8054	6,7		
	8055	5,7		
	8056	7,2		
	8057	10,7		
	8058	8		
	8059	9		
	8060	7,3		
	8061	7,5		
	8062	8		
	8063	7,3		
	8064	5,7		
	8065	6,5		
4	8066	7,8		
	8067	7,3		
	8068	5,3		
	8069	6,8		
	8070	6,7		
	8071	7,5		
	8072	4,8		
	8073	6,3		
	8074	4,8		
	8075	6		
	8076	3,7		
	8077	3,8		
	8078	4,2		
	8079	5		
	8080	4,2		
	8081	6,2		
	8082	2		
	8083	1,5		
	8084	0		
	8085	2,5		
	8086	3,3		

	8087	3,2
	8088	4,2
	8089	3,5
5	8090	3,7
	8091	4
	8092	3,8
	8093	2,8
	8094	2,2
	8095	4,7
	8096	3,2
	8097	4,7
	8098	1,8
	8099	2,5
	8100	3,2
	8101	2,2
	8102	2,8
	8103	2,5
	8104	3,2
	8105	3,7
	8106	3,8
	8107	3,7
	8108	2,8
	8109	1,5
	8110	2,7
	8111	1
	8112	1,7
	8113	1,3
6	8114	1,8
	8115	1
	8116	1,3
	8117	2,3
	8118	6,3
	8119	7,7
	8120	5,3
	8121	4,3
	8122	6,3
	8123	6,8
	8124	7,3
	8125	6,7
	8126	6,7
	8127	7,2
	8128	6,7
	8129	5,8
	8130	7,5
	8131	5,2
	8132	5,2
	8133	4,5
	8134	5,2
	8135	4,7
	8136	2,2
	8137	3,3
7	8138	7,8

	8139	3,5
	8140	2,2
	8141	2,3
	8142	2,5
	8143	2,3
	8144	2
	8145	3,5
	8146	4
	8147	5
	8148	6,8
	8149	6,7
	8150	6,5
	8151	6,8
	8152	5,2
	8153	5,8
	8154	5,8
	8155	3,7
	8156	3,7
	8157	3,2
	8158	3,2
	8159	4
	8160	2,2
8	8161	3,3
	8162	3,7
	8163	2,5
	8164	2,3
	8165	2,5
	8166	1,8
	8167	2,5
	8168	1,5
	8169	2,3
	8170	2,7
	8171	5,2
	8172	5,8
	8173	6,2
	8174	7,3
	8175	5,7
	8176	6,3
	8177	9,2
	8178	6
	8179	6,5
	8180	4,5
	8181	3,7
	8182	4
	8183	2,3
	8184	2,5
	8185	4,7
9	8186	13,5
	8187	2,5
	8188	3,2
	8189	3,5
	8190	1,8

	8191	14,7
	8192	1,2
	8193	4,5
	8194	2,3
	8195	9
	8196	4,2
	8197	7,8
	8198	10,3
	8199	6,2
	8200	7,8
	8201	6,5
	8202	8
	8203	6,8
	8204	3,3
	8205	4,3
	8206	3,3
	8207	4
	8208	3,3
	8209	3,5
10	8210	3,3
	8211	4
	8212	3,5
	8213	3,5
	8214	2,7
	8215	3,3
	8216	1,8
	8217	3,5
	8218	6,8
	8219	6,2
	8220	5,7
	8221	4,5
	8222	3,5
	8223	4,7
	8224	6
	8225	6,5
	8226	6,5
	8227	4,2
	8228	4,7
	8229	5,3
	8230	4,8
	8231	3,2
	8232	2,2
	8233	3,2
11	8234	2,8
	8235	3,5
	8236	3,2
	8237	3,2
	8238	3,2
	8239	2,8
	8240	3,2
	8241	5,2
	8242	4,8

	8243	6
	8244	6,3
	8245	4,5
	8246	5,5
	8247	6,5
	8248	7,2
	8249	8,2
	8250	6,7
	8251	4,8
	8252	5,2
	8253	6,5
	8254	4,5
	8255	3,5
	8256	2,5
	8257	3,7
12	8258	3,2
	8259	3,2
	8260	6,2
	8261	4,7
	8262	2,7
	8263	3,2
	8264	4,3
	8265	3,6
	8266	4
	8267	5,8
	8268	5,3
	8269	7,8
	8270	8,3
	8271	6,3
	8272	5,3
	8273	5,3
	8274	5,5
	8275	5,3
	8276	3,5
	8277	3,2
	8278	3,5
	8279	3
	8280	2,7
	8281	1,8
13	8282	3,3
	8283	2,2
	8284	1,5
	8285	2,3
	8286	3,3
	8287	2,8
	8288	3,8
	8289	2,2
	8290	3,5
	8291	8,5
	8292	8,3
	8293	4,5
	8294	5,2

	8295	4,7
	8296	5
	8297	6,5
	8298	4,2
	8299	4,2
	8300	4,2
	8301	3,7
	8302	3,8
	8303	3,8
	8304	3,2
	8305	4
14	8306	7,8
	8307	3,8
	8308	3,3
	8309	4
	8310	3,5
	8311	4,5
	8312	5,5
	8313	6,2
	8314	6,8
	8315	5,2
	8316	8,2
	8317	8,2
	8318	6,8
	8319	9,8
	8320	7,2
	8321	6,8
	8322	8,2
	8323	5,2
	8324	3,5
	8325	2,5
	8326	3
	8327	3,5
	8328	4,3
	8329	3,7
15	8330	3,3
	8331	2,7
	8332	1,8
	8333	3,2
	8334	2
	8335	1,3
	8336	1,8
	8337	3,5
	8338	4,3
	8339	6,2
	8340	8,2
	8341	9,3
	8342	6,8
	8343	8,8
	8344	5,3
	8345	6,3
	8346	6,2

	8347	3,7
	8348	5,2
	8349	4,3
	8350	4,5
	8351	4,2
	8352	3,2
	8353	4,8
16	8354	4
	8355	3,2
	8356	2,8
	8357	5,3
	8358	5,5
	8359	4,7
	8360	2,5
	8361	3,2
	8362	6,7
	8363	9,5
	8364	7,8
	8365	7
	8366	7,5
	8367	7,5
	8368	9,8
	8369	7,5
	8370	6,2
	8371	5,2
	8372	2,8
	8373	5
	8374	2,8
	8375	3,5
	8376	3,5
	8377	2,8
17	8378	2,2
	8379	3,2
	8380	2,8
	8381	3,2
	8382	4,3
	8383	3,2
	8384	3,3
	8385	5,7
	8386	5,2
	8387	6,8
	8388	10,2
	8389	8,3
	8390	9
	8391	6,8
	8392	9,3
	8393	7,8
	8394	6,2
	8395	6,5
	8396	3,5
	8397	4,5
	8398	3,7

	8399	4,2
	8400	5,3
	8401	6
18	8402	3,7
	8403	3,5
	8404	3,5
	8405	3,8
	8406	2,8
	8407	3,2
	8408	2,7
	8409	3
	8410	5,2
	8411	6
	8412	6
	8413	7,3
	8414	5,7
	8415	7,7
	8416	8
	8417	8,3
	8418	7,7
	8419	6,7
	8420	5,3
	8421	5,2
	8422	5,2
	8423	3,5
	8424	3,5
	8425	3,7
19	8426	2,7
	8427	3,5
	8428	2,5
	8429	3,2
	8430	4,2
	8431	3,33
	8432	4,2
	8433	3,3
	8434	6,5
	8435	5,8
	8436	9
	8437	7
	8438	10,3
	8439	7,7
	8440	8
	8441	8,2
	8442	7,5
	8443	9,3
	8444	6,5
	8445	5,7
	8446	5,8
	8447	4,8
	8448	5,2
	8449	5,2
20	8450	3,2

	8451	3,5
	8452	4,3
	8453	3,5
	8454	4,2
	8455	3,5
	8456	3,2
	8457	6,5
	8458	6,3
	8459	7
	8460	8,5
	8461	8,2
	8462	6,8
	8463	7,5
	8464	7,5
	8465	8,5
	8466	6,8
	8467	7
	8468	6,5
	8469	5,3
	8470	3,8
	8471	3,3
	8472	3
	8473	3,2
21	8474	2
	8475	2,5
	8476	3
	8477	3,5
	8478	2,2
	8479	1,8
	8480	2,8
	8481	3,8
	8482	4,7
	8483	6,7
	8484	4,2
	8485	3,7
	8486	5,3
	8487	5,8
	8488	9
	8489	5,3
	8490	5,3
	8491	4,8
	8492	3,5
	8493	3,5
	8494	4
	8495	3,7
	8496	3,2
	8497	3
22	8498	2
	8499	1,3
	8500	4,2
	8501	2,7
	8502	2,2

	8503	1,3
	8504	4
	8505	2,7
	8506	2,7
	8507	3,7
	8508	4,8
	8509	5,8
	8510	5,2
	8511	5,7
	8512	6,8
	8513	5,5
	8514	5,7
	8515	5,5
	8516	4
	8517	3,2
	8518	2,5
	8519	3,7
	8520	2,8
23	8521	1,8
	8522	1,8
	8523	2
	8524	1,7
	8525	1,7
	8526	2,2
	8527	2,5
	8528	2
	8529	3,5
	8530	
	8531	
	8532	
	8533	
	8534	
	8535	
	8536	
	8537	
	8538	
	8539	
	8540	4,3
	8541	5,8
	8542	2,7
	8543	3,2
	8544	4,3
	8545	3
24	8546	3,5
	8547	1,7
	8548	1,7
	8549	2
	8550	2
	8551	1,7
	8552	2,7
	8553	0
	8554	1,3

	8555	2,8
	8556	4,3
	8557	4,2
	8558	6,5
	8559	6,7
	8560	8,2
	8561	7
	8562	3,7
	8563	3,2
	8564	3,2
	8565	3,5
	8566	2
	8567	2
	8568	2
	8569	1,5
25	8570	1,8
	8571	2
	8572	1,3
	8573	1,7
	8574	1,7
	8575	2
	8576	2,7
	8577	3,2
	8578	
	8579	
	8580	3,5
	8581	2,3
	8582	2,3
	8583	3,2
	8584	4,5
	8585	4
	8586	4,7
	8587	5
	8588	2,7
	8589	1,8
	8590	2,8
	8591	2,3
	8592	1,5
	8593	1,8
26	8594	1,3
	8595	1,4
	8596	1,8
	8597	2
	8598	1,3
	8599	1,8
	8600	1,7
	8601	1,8
	8602	1,6
	8603	2
	8604	0,2
	8605	0,3
	8606	3,3

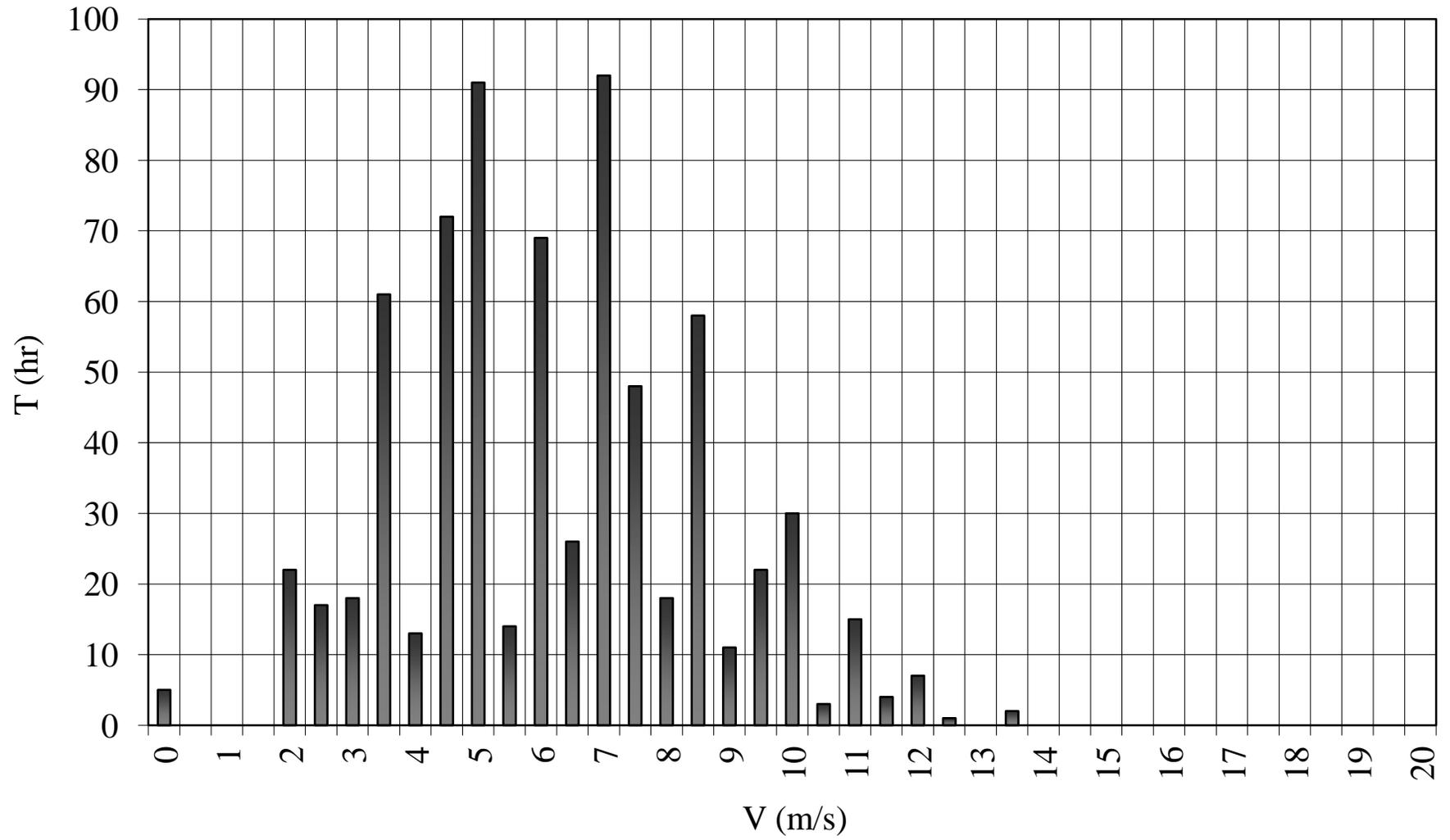
	8607	3,8
	8608	5,2
	8609	2,7
	8610	3,5
	8611	0,7
	8612	1,7
	8613	2
	8614	1,8
	8615	1,5
	8616	2,3
	8617	1,5
27	8618	1
	8619	1,8
	8620	0,2
	8621	0,7
	8622	1,2
	8623	1
	8624	2,2
	8625	2,8
	8626	3,7
	8627	0,8
	8628	3,8
	8629	3
	8630	2,5
	8631	5
	8632	3,5
	8633	3,7
	8634	3,5
	8635	5,2
	8636	4,5
	8637	3,2
	8638	2,2
	8639	1,7
	8640	2,5
	8641	1,8
28	8642	1,3
	8643	3,3
	8644	1,3
	8645	1,7
	8646	0,5
	8647	2,2
	8648	1,8
	8649	1,2
	8650	2
	8651	0
	8652	2,2
	8653	3,3
	8654	2,8
	8655	3
	8656	2,8
	8657	3,2
	8658	3

	8659	1,8
	8660	3,2
	8661	2,2
	8662	2
	8663	2,2
	8664	1,5
	8665	0,5
29	8666	0
	8667	0
	8668	1,2
	8669	0
	8670	0,7
	8671	1,2
	8672	2,5
	8673	3,2
	8674	1,8
	8675	1,5
	8676	2,7
	8677	7,2
	8678	4,5
	8679	2
	8680	2,8
	8681	3
	8682	3,3
	8683	3,5
	8684	1,5
	8685	1,5
	8686	1,3
	8687	0
	8688	0
	8689	1,7
30	8690	2,2
	8691	1,5
	8692	2,3
	8693	2,2
	8694	2
	8695	1,3
	8696	2
	8697	1,8
	8698	2
	8699	2,2
	8700	5,3
	8701	3,8
	8702	7,3
	8703	6,8
	8704	6,5
	8705	6,3
	8706	6,7
	8707	4,8
	8708	4,2
	8709	4,7
	8710	4,5

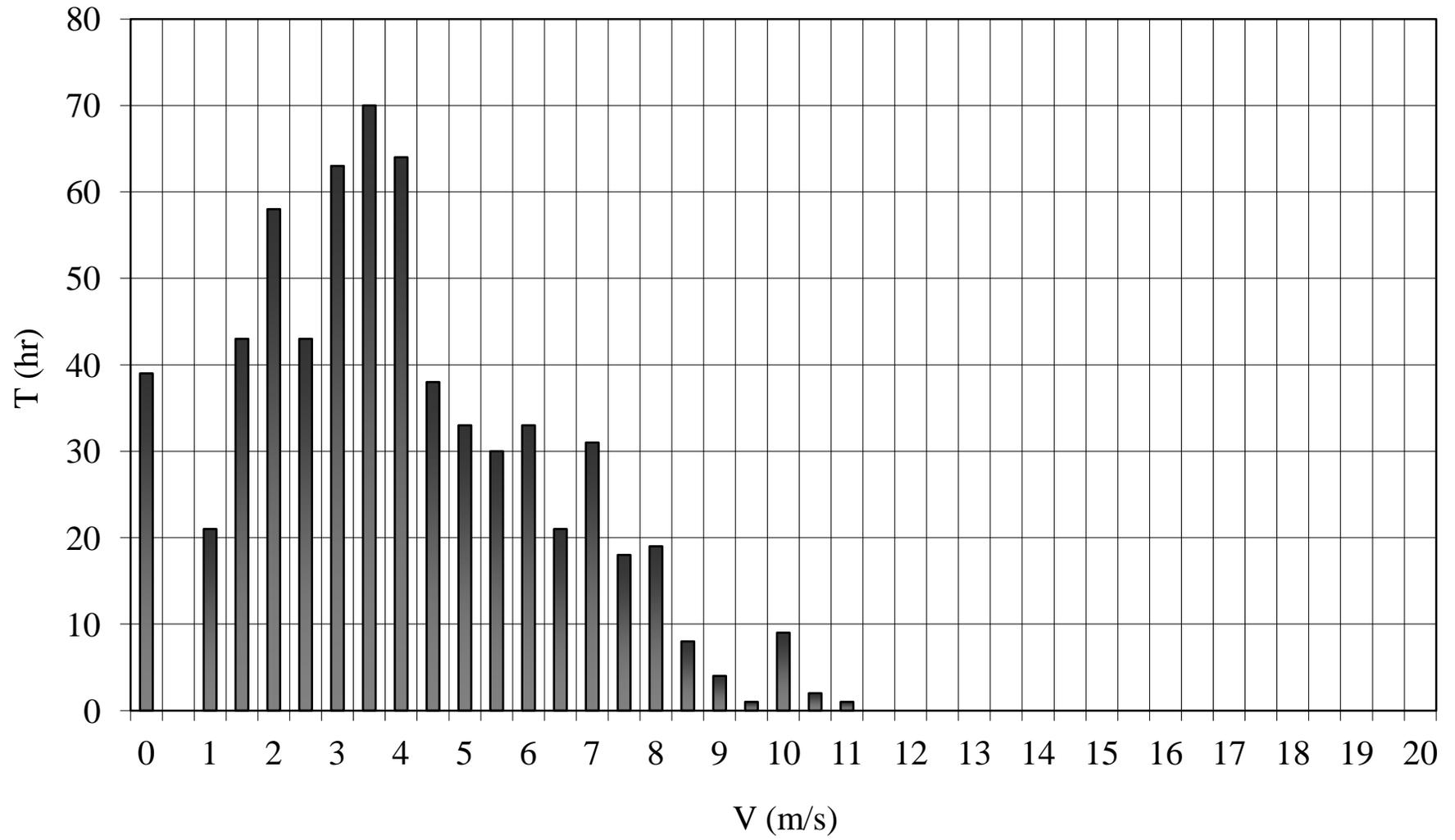
	8711	3,3
	8712	4,8
	8713	4
31	8714	2,3
	8715	3,5
	8716	3,8
	8717	3,3
	8718	6,5
	8719	5,3
	8720	2,3
	8721	2
	8722	3,5
	8723	2,3
	8724	3,1
	8725	5,3
	8726	5,2
	8727	4,8
	8728	6,8
	8729	8,3
	8730	6,5
	8731	5,2
	8732	4,2
	8733	4,7
	8734	3,8
	8735	3,5
	8736	2,7
	8737	4,8

<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>	horas
0	0	744
0,5	0	
1	0	
1,5	2	
2	0	
2,5	3	
3	5	
3,5	5	
4	13	
4,5	10	
5	34	
5,5	29	
6	37	
6,5	58	
7	67	
7,5	72	
8	69	
8,5	77	
9	69	
9,5	56	
10	63	
10,5	22	
11	18	
11,5	12	
12	15	
12,5	5	
13	2	
13,5	1	
14	0	
14,5	0	
15	0	
15,5	0	
16	0	
16,5	0	
17	0	
17,5	0	
18	0	
18,5	0	
19	0	
19,5	0	
20	0	
y mayor...	0	

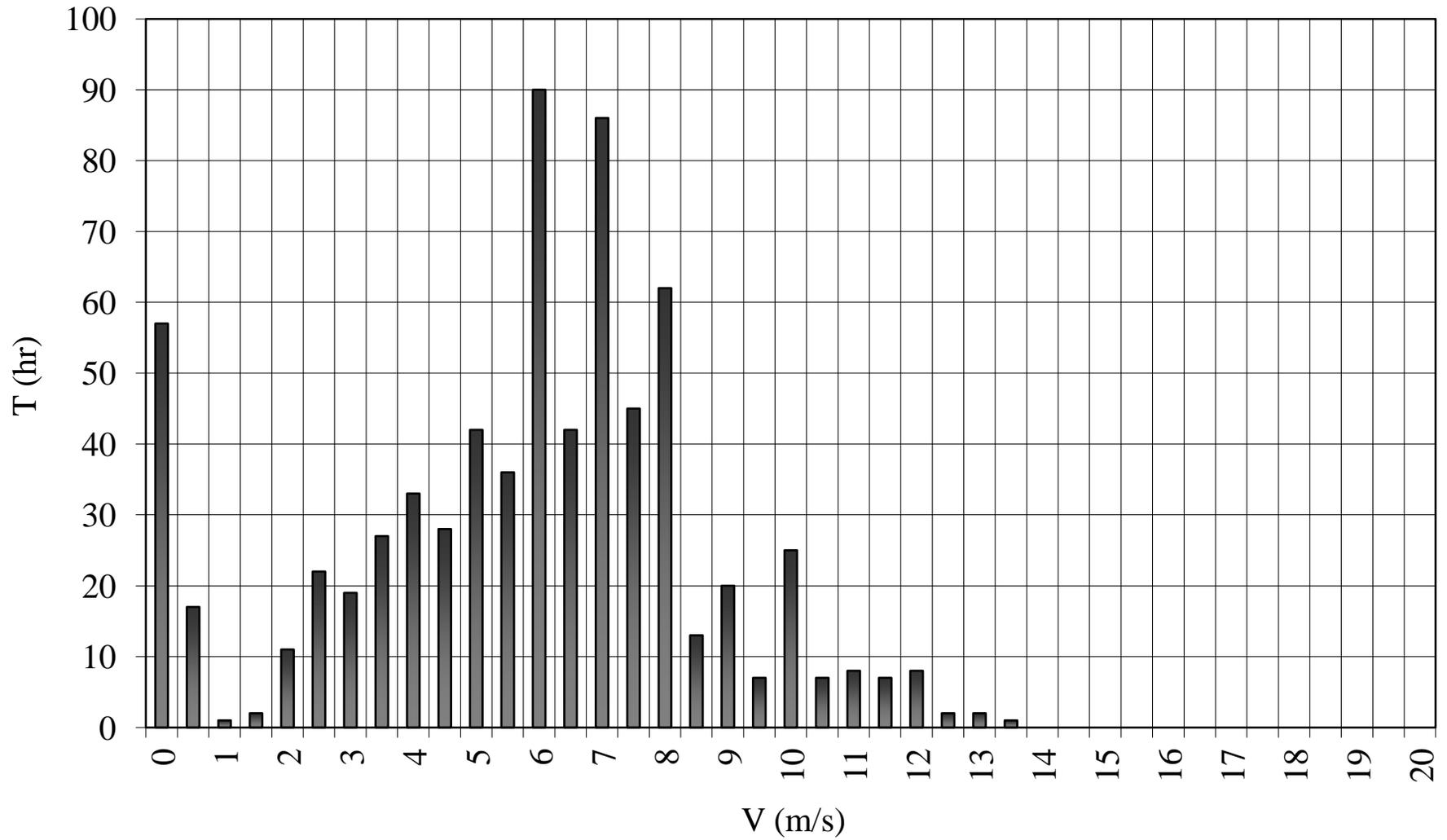
DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS (AGOSTO)



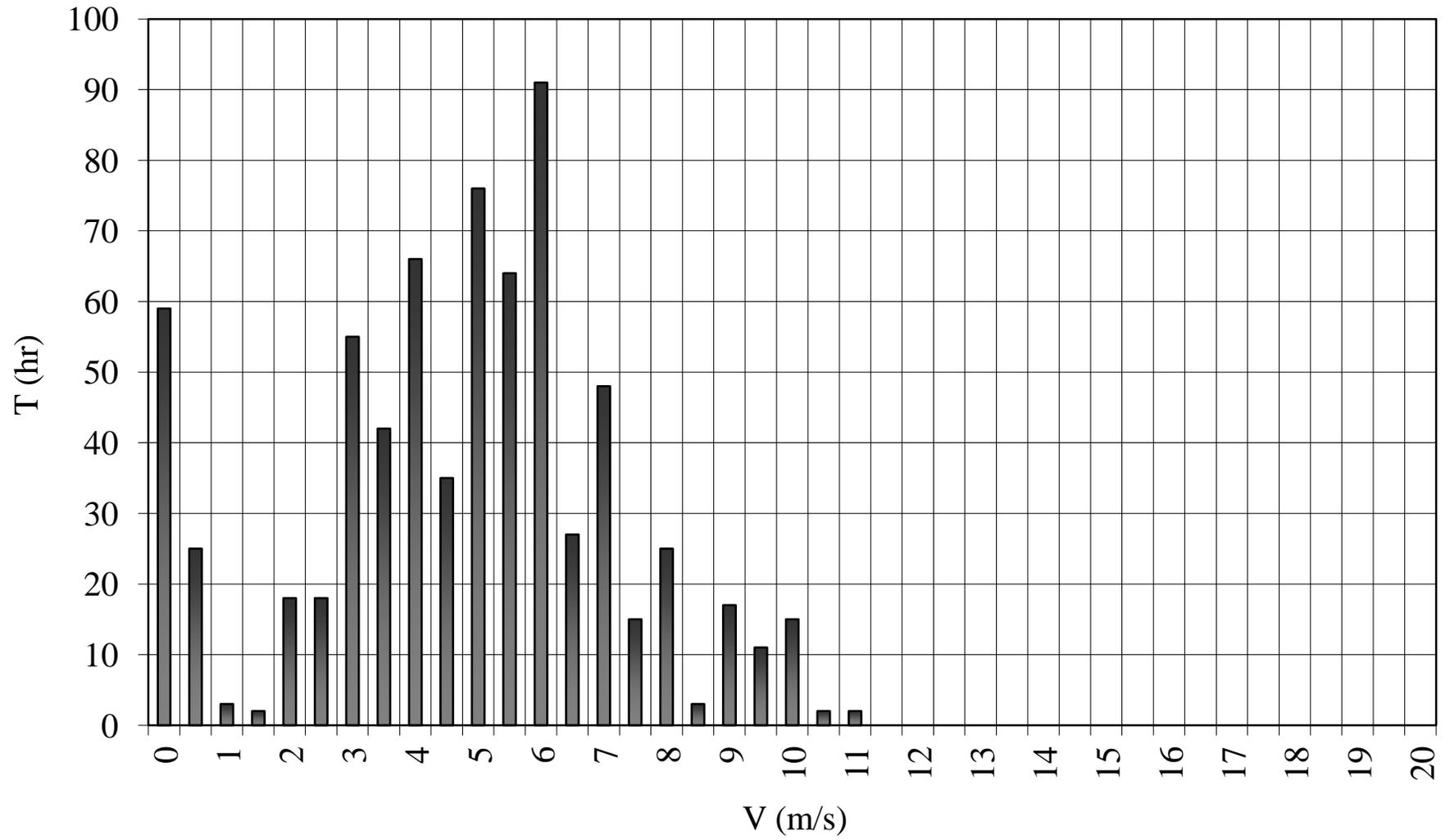
DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA (SEPTIEMBRE)



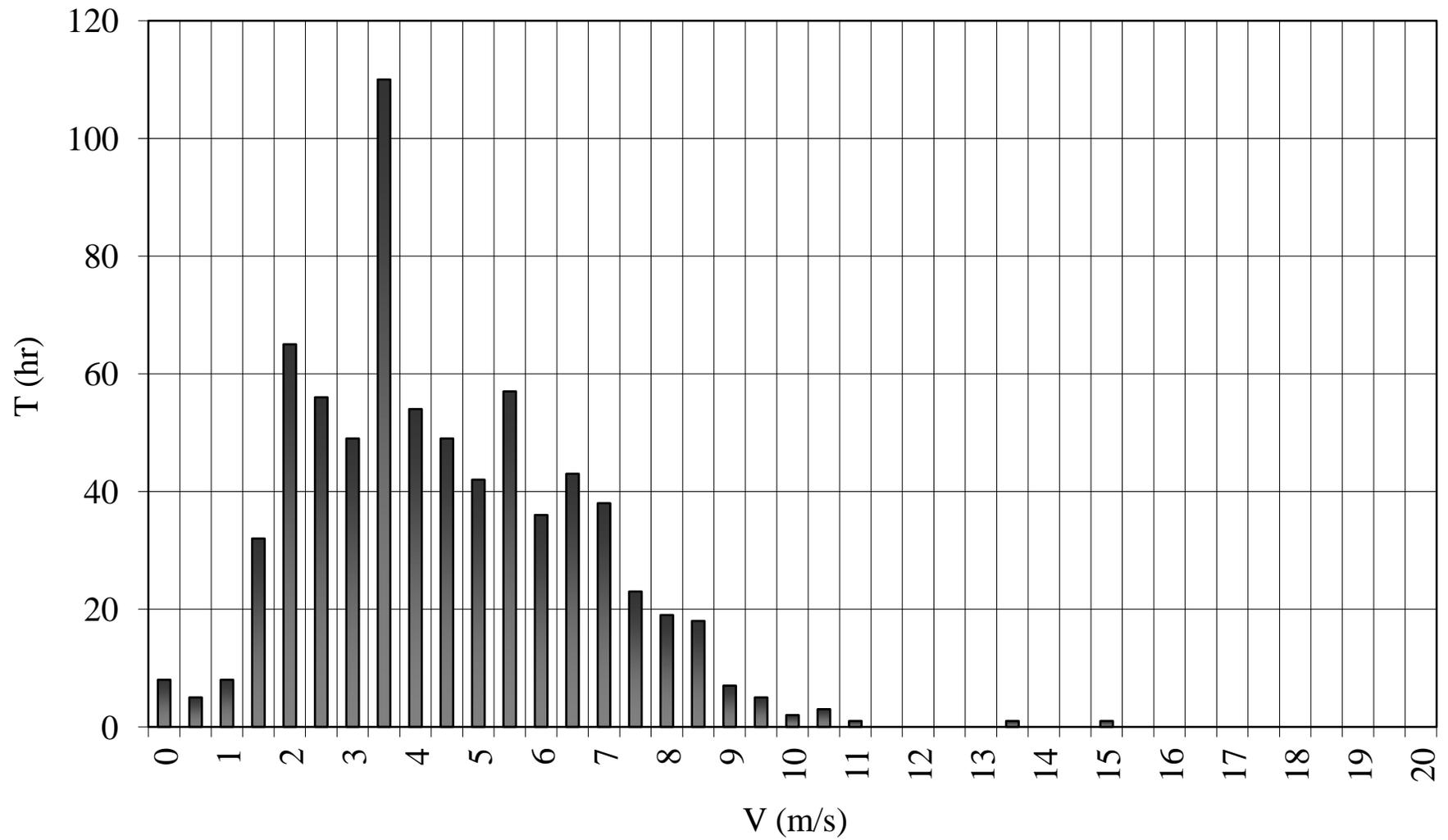
DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA (OCTUBRE)



DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA (NOVIEMBRE)

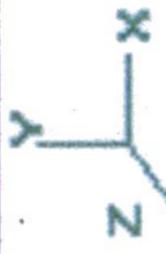
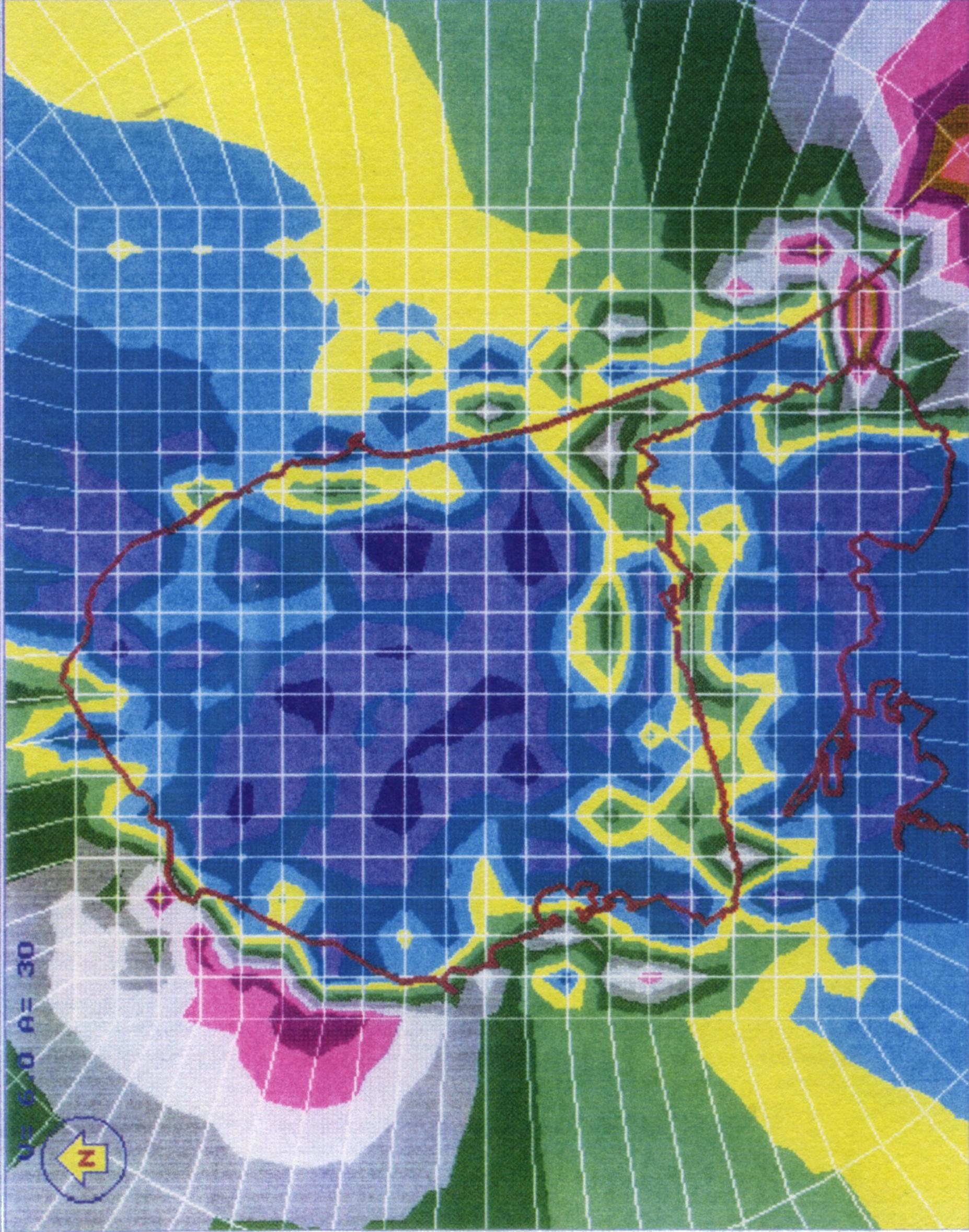


DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA (DICIEMBRE)



Seleccione la opción deseada con las teclas de FUNCION

U_m = 6.0 A = 30



ULT. ACCION:
 Velocidades
 6.9350E-02
 1.6280E+01

6.93E-02
1.23E+00
2.39E+00
3.54E+00
4.70E+00
5.86E+00
7.02E+00
8.17E+00
9.33E+00
1.05E+01
1.16E+01
1.28E+01
1.40E+01
1.51E+01
1.63E+01

ATLAS:PA6E
 Ver 2.2 1995
 M.Cerro laza
 R.Berrios

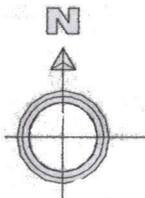
Esc-Exit F1-Malla F2-Nodos F3-Elem F4-Zoom F5-Giros F6-Veloc F7-Pres
 F8-Cont F9-Norte F10-Vent SF1-Plot

Atlas de viento, Península de Paraguaná para $U_m = 6 \text{ m/s}$ y $\theta_{mc} = 30^\circ$

ELEOCCIDENTE

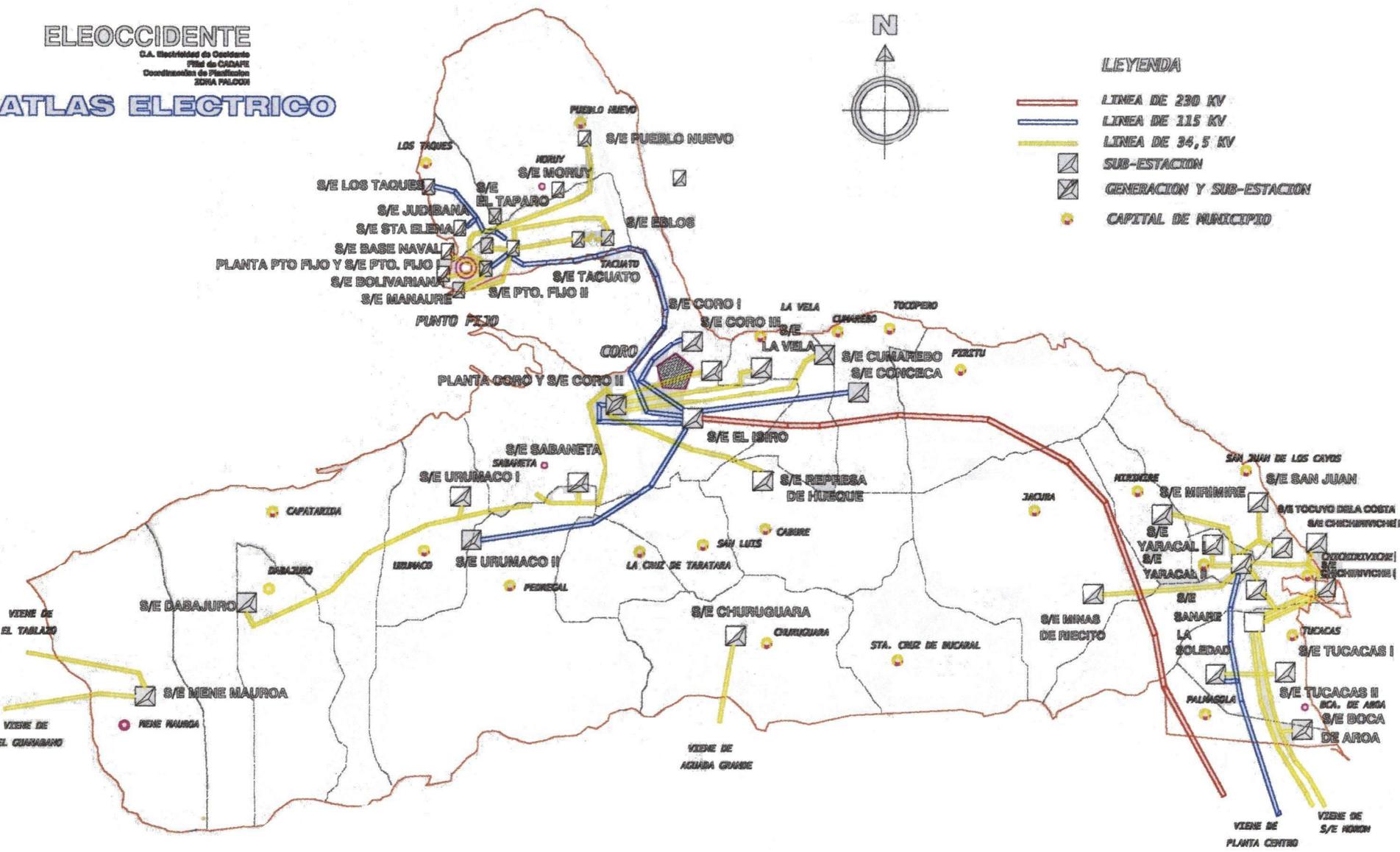
D.A. Electricidad de Occidente
Firma de CADAFE
Coordinación de Planificación
ZONA PLOCOM

ATLAS ELECTRICICO

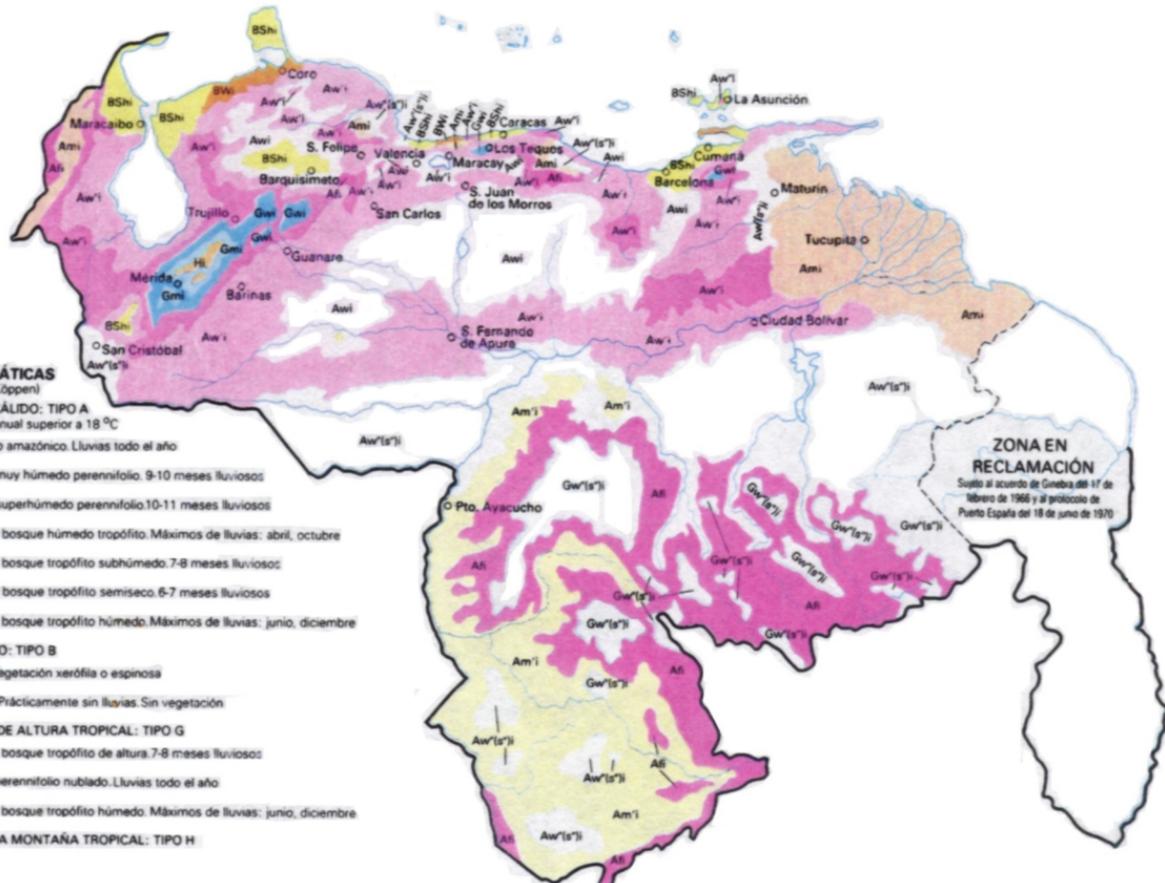


LEYENDA

-  LINEA DE 230 KV
-  LINEA DE 115 KV
-  LINEA DE 34,5 KV
-  SUB-ESTACION
-  GENERACION Y SUB-ESTACION
-  CAPITAL DE MUNICIPIO



Escala 1: 10 635 000



REGIONES CLIMÁTICAS

(Clasificación según Köppen)

CLIMA LLUVIOSO CÁLIDO: TIPO A

Temperatura media anual superior a 18 °C

- Ab** De selva tipo amazónico. Lluvias todo el año
- Am** De bosque muy húmedo perennifolio. 9-10 meses lluviosos
- Am'** De bosque superhúmedo perennifolio. 10-11 meses lluviosos
- Aw'** De sabana y bosque húmedo tropófito. Máximos de lluvias: abril, octubre
- Aw'** De sabana y bosque tropófito subhúmedo. 7-8 meses lluviosos
- Aw'** De sabana y bosque tropófito semiseco. 6-7 meses lluviosos
- Aw'(s')** De sabana y bosque tropófito húmedo. Máximos de lluvias: junio, diciembre

CLIMA SECO CÁLIDO: TIPO B

- BSh** Semiárido. Vegetación xerófila o espinosa
- BWh** De desierto. Prácticamente sin lluvias. Sin vegetación

CLIMA TEMPLADO DE ALTURA TROPICAL: TIPO G

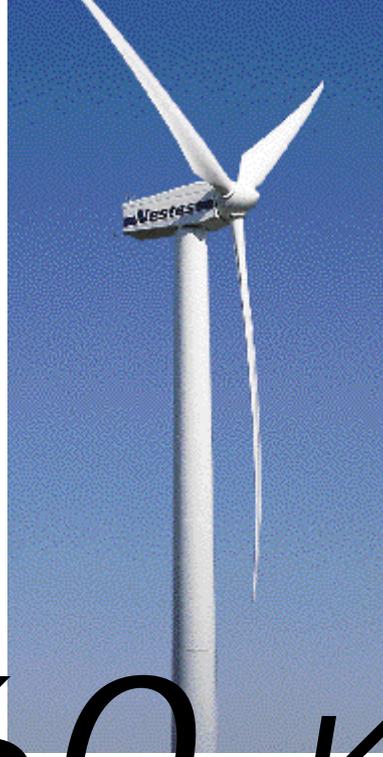
- Gwi** De sabana y bosque tropófito de altura. 7-8 meses lluviosos
- Gmi** De bosque perennifolio nublado. Lluvias todo el año
- Gw'(s')** De sabana y bosque tropófito húmedo. Máximos de lluvias: junio, diciembre

CLIMA FRÍO DE ALTA MONTAÑA TROPICAL: TIPO H

- Ab** De páramo

ZONA EN RECLAMACIÓN

Sojeto al acuerdo de Ginebra del 17 de febrero de 1966 y al protocolo de Puerto España del 18 de junio de 1970



660 kW

VESTAS V47-660 kW PITCHREGULATED WIND TURBINE WITH OPTISLIP® AND OPTITIP®



BORN TO BE WILD ...



"Born to be wild ...", our choice of slogan for the V47-660, refers to an extremely efficient newly-developed turbine from Vestas. Intensive and meticulous R&D work has led to the conclusion that the obvious successor to the long-running 600 kW is not necessarily a 700 or 800 kW turbine. Instead research led to the development of Vestas' new flagship – the V47-660 kW wind turbine which generates 660 kW: neither more nor less! Vestas has come up with something very new in its efforts to improve blade design and reduce structural strain, the goal being to make a turbine that is as profitable as at all possible for the customer. It is actually a whole 19%* more productive than its predecessor! Part of the secret is, as already mentioned, the blade design. The rotor diame-

ter has been increased by 3 metres to 47, and the blades are now so flexible that they actually bend under the force of the wind. The OptiSlip® generator system is the second important part of the secret – not that this is the best kept secret anymore, as this tried and tested system has been installed on more than 750 (per September 97) turbines at sites all over the world!

Together, these improvements have significantly reduced wear and tear on vital turbine components and resulted in a higher cut-out wind speed – and so improved production.

* at average wind speed 7 m/s single-generator version measured at the hub height



2 VERSIONS

The standard V47-660 kW is a single generator version, and highly efficient under most wind conditions. However, Vestas can also supply a dual generator version. Up to wind speeds of 7 m/s this uses the smaller of the two generators, which means not only operating with a reduced noise level in conditions where this is important, but also an efficient exploitation of winds of low speeds.

OPTITIP®

As with all turbines from Vestas, the 660 kW is equipped with the microprocessor-controlled OptiTip® pitch-regulation system, which constantly regulates the blades so that they are always tilted to the optimal angle for current wind conditions. OptiTip® makes it possible to find the right balance between maximum production and minimum noise level.

OPTISLIP®

As mentioned above, the V47-660 kW turbine is fitted with the unique OptiSlip® generator system. The system allows both the rotor and the generator to vary their rpm by up to 10% during violent gusts of wind. OptiSlip® therefore not only minimises wear and tear on the turbine, but also improves the quality of the supply of electricity produced.



LIGHTNING PROTECTION

The V47-660 kW turbine is protected, from the tips of its blades to the base of the tower, by the Vestas Total Lightning Protection. For more details, ask for our special brochure on Vestas Total Lightning Protection.

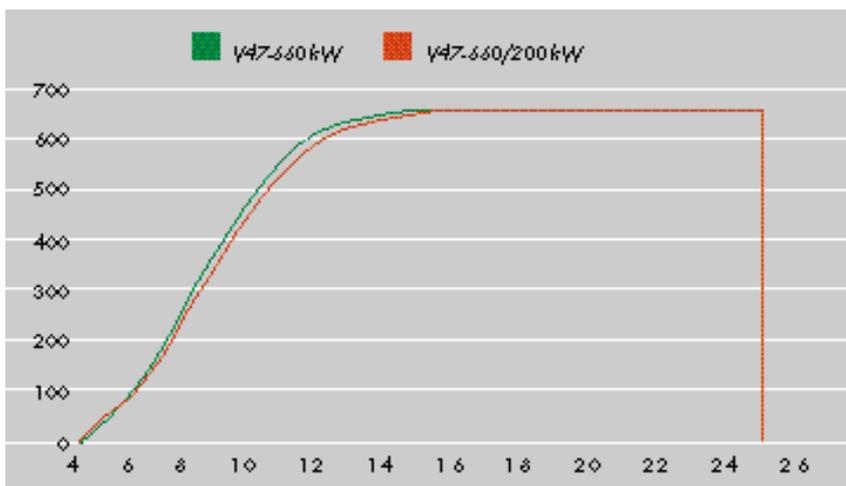


FLEXIBLE BLADES

Vestas always measures and runs tests on all of its products right down to the smallest detail before anything is released for general sale. The same approach has been adopted for the flexible blades, which have been through a six-month dynamic vibration test under extreme strain. These test conditions reproduced a greater level of stress on the prototype turbine than would be exerted in a 20-year active life. After this, the blades were tested in a static test in their position of maximum curvature and under maximum strain. The prototype blades passed the various tests, allowing Vestas to start production of a new blade type that will go on to make a significant contribution to improved productivity on the V47-660 kW turbine.

CALCULATED POWER CURVE AIR DENSITY 1.225 KG/M³

Effect (kW)



Wind speed (m/s)

V47-660 kW V47-660/200 kW

ROTOR

Diameter:	47 m	47 m
Swept area:	1.735 m ²	1.735 m ²
RPM:	28.5	26/20
Number of blades:	3	3
Power regulation:	Pitch/OptiSlip®	Pitch/OptiSlip®
Air brake:	Full-feathering	Full-feathering

TUBULAR TOWER

Hub height (approx.):	40-45-50-55 m	40-45-50-55-60-65 m
-----------------------	---------------	---------------------

OPERATING DATA

Start-up wind speed:	4 m/s	3,5 m/s
Optimal operating wind speed (660 kW):	15 m/s	16 m/s
Cut-out wind speed:	25 m/s	25 m/s

GENERATOR

Large generator:	Asynchronous with OptiSlip®	Asynchronous with OptiSlip®
Nominal power output:	660 kW	660 kW
Operating data:	50/60 Hz	50 Hz
	690 V	690 V
	1.515-1.650 RPM (50 Hz)	1.515-1.650 RPM (50 Hz)
	1.818-1.980 RPM (60 Hz)	

Small generator:	Asynchronous
Nominal power output:	200 kW
Operating data:	50 Hz
	690 V
	1.500-1.516 RPM

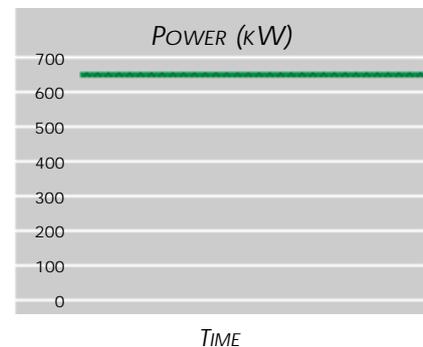
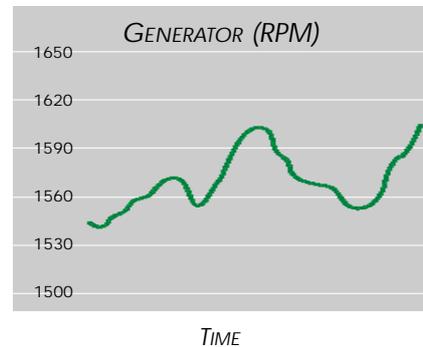
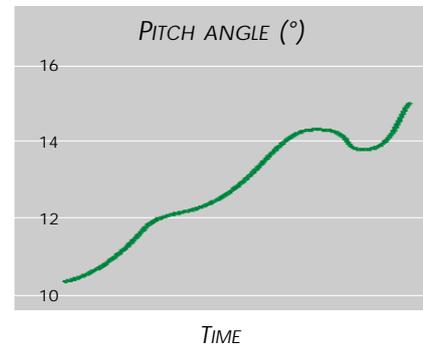
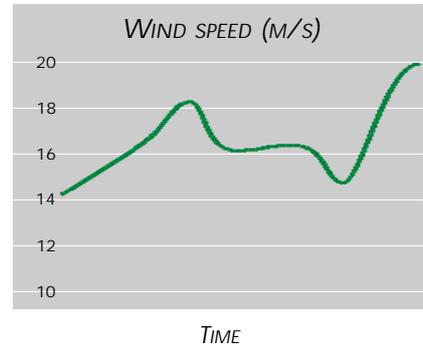
TRANSMISSION

Type:	Planet/parallel shafts	Planet/parallel shafts
-------	------------------------	------------------------

CONTROL

Type:	Microprocessor-based monitoring of all turbine functions, plus OptiSlip® regulation of output and OptiTip® pitch regulation
-------	---

ACTUAL MEASUREMENTS ON A VESTAS 660 kW WIND TURBINE WITH OPTISLIP®



The new generator design allows a variation in the rotational speed of up to 10 %. This flexibility significantly reduces mechanical strain and prevents undesirable fluctuation on the grid.



*WITH QUALITY AND CARE
WE USE THE WIND
TO CREATE COMPETITIVE,
ENVIRONMENTALLY FRIENDLY
ENERGY.*

Vestas Wind Systems A/S
Smed Hansens Vej 27 · DK-6940 Lem
Denmark
Tel. +45 97 34 11 88 · Fax +45 97 34 14 84

ASSOCIATED COMPANIES

Vestas - Danish Wind Technology A/S
Smed Hansens Vej 27 · DK-6940 Lem
Denmark
Tel. +45 97 34 11 88 · Fax +45 97 34 24 12

Vestas - Scandinavian Wind Technology A/S
Smed Hansens Vej 27 · DK-6940 Lem
Denmark
Tel. +45 97 34 11 88 · Fax +45 97 34 24 12

Vestas - American Wind Technology Inc.
19020 N. Indian Avenue, Suite 4-C
P.O. Box 2010
North Palm Springs · Ca 92258-2010
USA
Tel. 619 329 5400 · Fax 619 329 5558

Vestas Deutschland GmbH
Otto-Hahn-Strasse 2
D-25813 Husum/Nordsee
Germany
Tel. 04841 971 0 · Fax 04841 971 41

Vestasvind Svenska AB
Åkarevägen 17 · S-31132 Falkenberg
Sweden
Tel. 0346 59050 · Fax 0346 59055

Vestas - Nederland Windtechnologie B.V.
Dr. Langemeijerweg 1 a
Postbus 63 · NL-6990 AB Rheden
The Netherlands
Tel. 0264971500 · Fax 0264971555

Wind Power Invest A/S
Smed Hansens Vej 27 · DK-6940 Lem
Denmark
Tel. +45 97 34 11 88 · Fax +45 97 34 14 84

JOINT VENTURE COMPANIES

Vestas RRB India Ltd.
161 Sukhdev Vihar · New Delhi 110 025
India
Tel. 011 6848228 · Fax 011 6835160

Gamesa Eólica S.A.
Poligono Comarca 1 (Agustinos)
31013 Pamplona
Spain
Tel. 48 30 90 10 · Fax 48 30 90 09





Generator Set

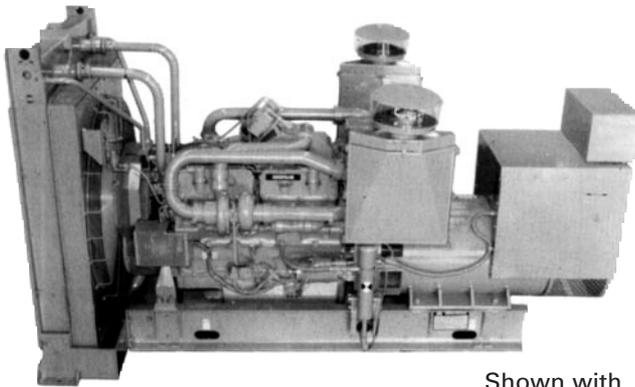
3412

1500/1800 rpm
635-725 kV•A 50 Hz
635-725 kW 60 Hz

Prime Power

CATERPILLAR® ENGINE SPECIFICATIONS

V-12, 4-Stroke-Cycle, Watercooled Diesel
Bore — mm (in) 137 (5.4)
Stroke — mm (in)..... 152 (6.0)
Displacement — L (cu in)..... 27.0 (1649)
Aspiration Twin Turbocharged-
Aftercooled (TTA); or Series
Turbocharged-Aftercooled (STA)
Compression ratio: TTA 14.5:1
STA 13.0:1
Governor..... Cat® Electronic



Shown with
Optional Equipment

FEATURES

■ CAT® DIESEL GENERATOR SETS

Factory designed, certified prototype tested with torsional analysis. Production tested and delivered to you in a package that is ready to be connected to your fuel and power lines. EPG Designer computer sizing available. Supported 100% by your Caterpillar dealer with warranty on parts and labor. Extended warranty available in some areas. The generator set was designed and manufactured in an ISO 9001 compliant facility. Generator set and components meet or exceed the following specifications: ABGSM TM3, AS1359, AS2789, BS4999, BS5000, BS5514, DIN6271, DIN6280, EGSA101P, IEC 34/1, ISO3046/1, ISO8528, JEM1359, NEMA MG1-22, VDE0530, 89/392/EEC, 89/336/EEC.

■ RELIABLE, FUEL EFFICIENT DIESEL

The compact, four-stroke-cycle diesel engine combines durability with minimum weight while providing dependability and economy. The fuel system operates on a variety of fuels.

■ CATERPILLAR® SR4B GENERATOR

Single bearing, wye connected, static regulated, brushless permanent magnet excited generator designed to match the performance and output characteristics of the Caterpillar diesel engine that drives it.

■ EXCLUSIVE CATERPILLAR® VOLTAGE REGULATOR

Three-phase sensing and Volts per Hertz regulation give precise control, excellent block loading, and constant voltage in the normal operating range.

CATERPILLAR® SR4B GENERATOR

Frame size..... 590 Family
Type..... Static regulated brushless excited
Construction..... Single bearing, close coupled
Three phase..... Wye connected
Insulation..... Class H with tropicalization
Terminal box..... Drip proof IP 22
Overspeed capability..... 150%
Paralleling capability. . Standard with adjustable
voltage droop
Voltage regulator..... 3-phase sensing with
Volts-per-Hertz adjustable – 25% + 10%
Voltage regulation —
steady state..... Less than ± 1/2%
no load to full load..... Less than ± 1%
Voltage gain. . Adjustable to compensate line loss
Wave form..... Less than 5% deviation

TIF Less than 50
THD Less than 5%

CATERPILLAR® CONTROL PANEL

24 Volt DC Control

Terminal box mounted
Vibration isolated
NEMA 1, IP 22 enclosure
Electrically dead front
Lockable door
Generator instruments meet ANSI C-39-1

Voltages Available

(Consult your Caterpillar dealer)



TECHNICAL DATA – 635 kW/kV•A

3412 TTA Prime Power Generator Set (Twin Turbo)			50 Hz–1500 rpm	60 Hz–1800 rpm
Rating Information	Power Rating @ 0.8 PF with Fan	kW	508	635
	Power Rating @ 0.8 PF with Fan	kV•A	635	794
Dimensions	Generator Frame Size	595	595	595
	Length	mm in	3772 148.5	3772 148.5
	Width	mm in	1483 58.4	1483 58.4
	Height	mm in	2143 84.4	2143 84.4
	Weight (Dry)	kg lb	5334 11 760	5334 11 760
Lubrication & Cooling Systems	Engine Lubricating Oil Capacity	L qts	117 124	117 124
	Engine Coolant Capacity without Radiator	L gal	60.6 16.0	60.6 16.0
	Engine Coolant Capacity with Radiator	L gal	117.3 31.0	117.3 31.0
	Standard Radiator Arrangement Data: Air Flow (Max @ Rated Speed)	m ³ /min cfm	820 28 966	984 34 759
	Air Flow Restriction (after radiator)	kPa in water	.06 0.25	.06 0.25
	Ambient Air Temperature with standard radiator (Consult T.M.I.)	Deg. C Deg. F	51 124	46 115
	Coolant Pump External Resistance (max. allowable)	m water ft water	5.1 16.8	5.1 16.8
	Coolant Pump Flow at Max. Allowable Resistance	L min gpm	530.6 140	530.6 140
Exhaust System	System Backpressure (Max. Allowable)	kPa in water	6.7 27	6.7 27
	Exhaust Flange Size (Internal Diameter)	mm in	200.2 8	200.2 8
Performance Data @ Rated Condition	Fuel Consumption (100% load) with Fan	L/Hr gph	142.2 37.6	172.3 45.5
	Fuel Consumption (75% load) with Fan	L/Hr gph	109.1 28.8	132.1 34.9
	Combustion Air Inlet Flow Rate	m ³ /min cfm	35.8 1264	51.1 1805
	Exhaust Gas Flow Rate	m ³ /min cfm	106.9 3775	140.4 4958
	Heat Rejection to Coolant (total)	kW Btu/min	332 18 881	403 22 918
	Heat Rejection to Exhaust (total)	kW Btu/min	498 28 321	605 34 406
	Heat Rejection to Atmosphere from Engine	kW Btu/min	122 6938	119 6767
	Heat Rejection to Atmosphere from Generator	kW Btu/min	26.4 1501	31.1 1769
	Exhaust Gas Stack Temperature	Deg. C Deg. F	606 1122	542 1007

TECHNICAL DATA – 680 kW/kV•A

3412 STA Prime Power Generator Set (Series Turbo)			50 Hz–1500 rpm	60 Hz–1800 rpm
Rating Information	Power Rating @ 0.8 PF with Fan	kW	544	680
	Power Rating @ 0.8 PF with Fan	kV•A	680	850
Dimensions	Generator Frame Size		596	596
	Length	mm in	3874 152.5	3874 152.5
	Width	mm in	2096 82.5	2096 82.5
	Height	mm in	2143 84.4	2143 84.4
	Weight (Dry)	kg lb	5543 12 220	5543 12 220
Lubrication & Cooling Systems	Engine Lubricating Oil Capacity	L qts	117 124	117 124
	Engine Coolant Capacity without Radiator	L gal	60.6 16.0	60.6 16.0
	Engine Coolant Capacity with Radiator	L gal	117.3 31.0	117.3 31.0
	Standard Radiator Arrangement Data: Air Flow (Max @ Rated Speed)	m ³ /min cfm	820 28 966	984 34 759
	Air Flow Restriction (after radiator)	kPa in water	.06 0.25	.06 0.25
	Ambient Air Temperature with standard radiator (Consult T.M.I.)	Deg. C Deg. F	50 122	44 111
	Coolant Pump External Resistance (max. allowable)	m water ft water	5.1 16.8	5.1 16.8
	Coolant Pump Flow at Max. Allowable Resistance	L min gpm	530.6 140	530.6 140
Exhaust System	System Backpressure (Max. Allowable)	kPa in water	6.7 27	6.7 27
	Exhaust Flange Size (Internal Diameter)	mm in	200.2 8	200.2 8
Performance Data @ Rated Conditions	Fuel Consumption (100% load) with Fan	L/Hr gph	146.5 38.7	188.1 49.7
	Fuel Consumption (75% load) with Fan	L/Hr gph	110.6 29.2	142.2 37.6
	Combustion Air Inlet Flow Rate	m ³ /min cfm	43.3 1529	62.5 2207
	Exhaust Gas Flow Rate	m ³ /min cfm	117.1 4135	164.0 5792
	Heat Rejection to Coolant (total)	kW Btu/min	342 19 449	441 25 079
	Heat Rejection to Exhaust (total)	kW Btu/min	513 29 174	662 37 647
	Heat Rejection to Atmosphere from Engine	kW Btu/min	103 5858	148 8417
	Heat Rejection to Atmosphere from Generator	kW Btu/min	27.7 1575	32.6 1854
	Exhaust Gas Stack Temperature	Deg. C Deg. F	528 982	508 946

3412 GENERATOR SET



TECHNICAL DATA – 725 kW/kV•A

3412 STA Prime Power Generator Set (Series Turbo)			50 Hz–1500 rpm	60 Hz–1800 rpm
Rating Information	Power Rating @ 0.8 PF with Fan	kW	580	725
	Power Rating @ 0.8 PF with Fan	kV•A	725	906
Dimensions	Generator Frame Size		597	597
	Length	mm in	3874 152.5	3874 152.5
	Width	mm in	2096 82.5	2096 82.5
	Height	mm in	2143 84.4	2143 84.4
	Weight (Dry)	kg lb	5729 12 630	5729 12 630
Lubrication & Cooling Systems	Engine Lubricating Oil Capacity	L qts	117 124	117 124
	Engine Coolant Capacity without Radiator	L gal	60.6 16.0	60.6 16.0
	Engine Coolant Capacity with Radiator	L gal	117.3 31.0	117.3 31.0
	Standard Radiator Arrangement Data: Air Flow (Max @ rated speed)	kPa cfm	820 28 966	984 34 759
	Air Flow Restriction (after radiator)	m ³ /min in water	.06 0.25	.06 0.25
	Ambient Air Temperature with standard radiator (Consult T.M.I.)	Deg. C Deg. F	47 117	40 104
	Coolant Pump External Resistance (max. allowable)	m water ft water	5.1 16.8	5.1 16.8
	Coolant Pump Flow at Max. Allowable Resistance	L min gpm	530.6 140	530.6 140
Exhaust System	System Backpressure (Max. Allowable)	kPa in water	6.7 27	6.7 27
	Exhaust Flange Size (Internal Diameter)	mm in	200.2 8	200.2 8
Performance Data @ Rated Conditions	Fuel Consumption (100% load) with Fan	L/Hr gph	155.1 41.0	201.0 53.1
	Fuel Consumption (75% load) with Fan	L/Hr gph	117.8 31.1	150.8 39.8
	Combustion Air Inlet Flow Rate	m ³ /min cfm	46.4 1639	66.3 2341
	Exhaust Gas Flow Rate	m ³ /min cfm	126.2 4457	175.0 6180
	Heat Rejection to Coolant (total)	kW BTU/min	362 20 587	468 26 615
	Heat Rejection to Exhaust (total)	kW Btu/min	544 30 936	703 39 979
	Heat Rejection to Atmosphere from Engine	kW Btu/min	108 6142	159 9042
	Heat Rejection to Atmosphere from Generator	kW Btu/min	28.4 1615	34.1 1939
	Exhaust Gas Stack Temperature	Deg. C Deg. F	534 993	512 954

STANDARD EQUIPMENT

Engine	Auto start-stop control module w/cycle crank and cooldown
Aftercooler	Digital DC Voltmeter, tachometer, hourmeter
Air cleaner	Emergency stop pushbutton
Base, 13 inch rails	Engine control switch for: auto, start/run, off/reset, stop
Blower fan and drive	Digital oil pressure and water temp. gauges
Breather, crankcase	Shutoffs with indicators for: low oil pressure high water temp. overspeed overcrank emergency stop pushbutton
Cooler, lubricating oil	Voltage adjust rheostat
Exhaust fitting and flange	Speed adjust rheostat
Filters, right hand fuel, full flow; lubricating oil, gear driven	System diagnostic codes — digital readout lamp display
Governor, Cat® electronic	
Lifting eyes	
Manifold, exhaust, dry	
Pumps, gear driven fuel transfer lubricating oil jacket water	
Radiator	
Shutoff, manual	
Starting, electric, 24 V	
Generator	
SR4B brushless PM excited with VR3 voltage regulator	
Control Panel	
Digital ammeter, voltmeter phase selector switch, frequency meter	

PRIME POWER ATTACHMENTS

Engine/Base	Self excited
Air cleaner, heavy duty	Switchgear
Air precleaner	Circuit breaker manual
Battery chargers	Automatic transfer switch
Battery/racks	
Charging alternator	Control Panel
Cooling system high ambient radiator	Enclosure, NEMA 12/IP 44
Exhaust fittings fittings, elbows, pipe flex, mufflers	Provision for: alarm module — std alarm module — NFPA 99 alarm module — NFPA 110 auxiliary relay illuminating lights low coolant level reverse power relay starting aid switch synchronizing lights
Jacketwater heater	
Load share module	
Mounting system fuel tank base lifting arch vibration isolators	
Primary fuel filter	
Protection devices	
Generator	
Coastal protected generator	
Digital voltage regulator	
Extension terminal box	
Manual voltage control	
Space heater	
MIL Std. 461B	
RFI N Level (VDE 875), BS800	

Caterpillar® EMCP II

Electronic Modular Control Panel

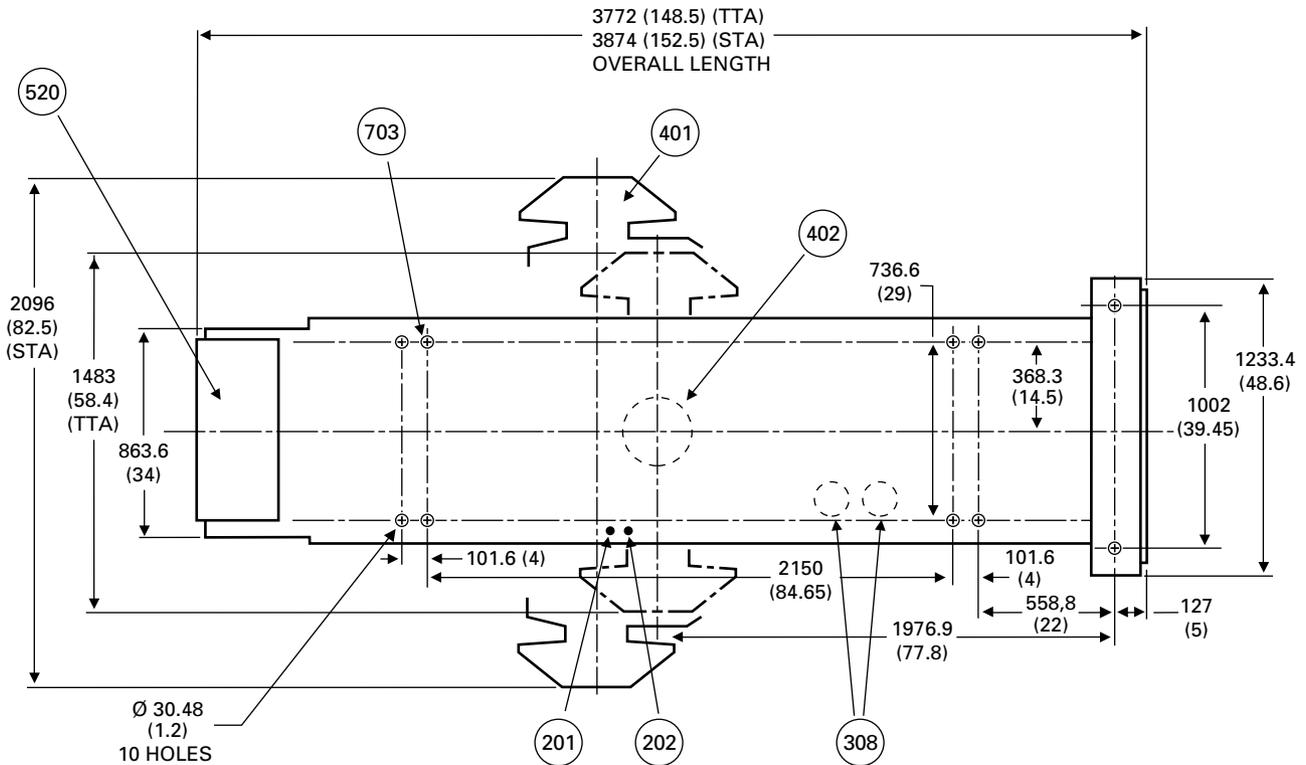
The Electronic Modular Control Panel (EMCP II) is a generator-mounted control panel, available on all Caterpillar packaged generator sets. It utilizes an environmentally sealed, solid-state, microprocessor-based module for engine control and AC metering. This new application of mature, high-tech electronics to generator set control and monitoring provides more features, accuracy and reliability than present electromechanical and many competitive panel systems.



The EMCP II provides these standard control and monitoring features, many of which are options on other panels:

- Automatic/manual start-stop engine control with programmable safety shutdowns and associated flashing LED indicators for low oil pressure, high coolant temperature, overspeed, overcrank, and emergency stop
- Cycle cranking — adjustable 1-60 second crank/rest periods
- Cooldown timer — adjustable 0-30 minutes
- Energized to run or shutdown fuel control systems
- LCD digital readout for: engine oil pressure, coolant temperature, engine rpm, system DC volts, engine running hours, system diagnostic codes, generator AC volts, generator AC amps, and generator frequency
- Engine control switch
- Ammeter-voltmeter phase selector switch
- Emergency stop pushbutton
- Indicator/display test switch
- Voltage adjust potentiometer
- Rugged NEMA 1/IP 22 cabinet

PRIME POWER GEN SET PACKAGE



- (201) Fuel Inlet
- (202) Excess Fuel Return
- (401) Air Inlet
- (520) Control and Power Panel
- (308) Oil Filter
- (402) Exhaust
- (703) Customer Mounting Holes

Note: General configuration not to be used for installation.See general dimension drawings for detail. Dimensions are in mm (in).

RATING DEFINITIONS AND CONDITIONS

Prime — Output available with varying load for an unlimited time. Prime power in accordance with ISO8528, Overload power in accordance with ISO3046/1, AS2789, DIN6271, and BS5514.

Ratings are based on SAE J1349 standard conditions. These ratings also apply at ISO3046/1, DIN6271, and BS5514 standard conditions.

Fuel rates are based on fuel oil of 35° API (16° C or 60° F) gravity having an LHV of 42 780 kJ/kg (18 390 Btu/lb) when used at 29° C (85° F) and weighing 838.9 g/liter (7.001 lbs/U.S. gal.).

Additional ratings may be available for specific customer requirements. Consult your Caterpillar representative for details.