



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA



“ PRODUCCION DE ELECTRICIDAD CON  
ENERGIA EOLICA.  
APLICACION EN LA PENINSULA DE SANTA ELENA ”

**TESIS DE GRADO**

Previa a la obtención del Título de:  
**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**  
ESPECIALIZACION: POTENCIA

Presentada por:  
**PEDRO JOSE PALACIOS MARIN**

Guayaquil - Ecuador  
1987

## AGRADECIMIENTO

AL ING. JUAN SAÁVEDRA MERA, Director de Tesis,  
por su total ayuda y colaboración prestada para  
la realización de este trabajo.

A todas las personas que de una u otra forma  
colaboraron para la culminación del presente  
trabajo.

DEDICATORIA

A MI PADRE

A MI MADRE

A SARITA



ING. GUSTAVO BERMUDEZ FLORES  
Sub-Decano de la Facultad de  
Ingeniería Eléctrica



ING. JUAN SAAVEDRA MERA  
Director de Tesis



ING. JÓRGE FLORES MACÍAS  
Miembro Principal del Tribunal



ING. CARLOS BECERRA E.  
Miembro Principal del Tribunal

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL).



---

PEDRO JOSÉ PALACIOS MARÍN

" PRODUCCION DE ELECTRICIDAD CON ENERGIA EOLICA.  
APLICACION EN LA PENINSULA DE SANTA ELENA "

RESUMEN

El trabajo consiste en evaluar las disponibilidades de Energía Eólica en el Ecuador, habiéndose escogido la Península de Santa Elena, por recomendaciones de selección de sitios, como zona de mayor aprovechamiento eólico para el Litoral. Se realiza un modelaje matemático de las características de régimen de vientos, utilizando para ello tipo de curvas denominadas distribución de tiempo y frecuencia, obtenidas en base a los datos recopilados.

Se diseña la Central Eólica en tres etapas, comprendiendo Diseño Mecánico, Eléctrico y el Acoplamiento del Generador al Rotor. Se incluye además, un sistema de Regulación Electrónico donde se controla los parámetros de salida de la Central de Viento.

Finalmente, para evaluar la factibilidad de la instalación, se efectúa un análisis económico y financiero; donde se determina la Tasa Interna de Retorno, que indicará si resulta o no conveniente el montaje y utilización de la Central de Viento para proporcionar servicio de energía eléctrica a una pequeña casa de campo.

## INDICE GENERAL

|  | PAG. |
|--|------|
| RESUMEN  | VI   |
| INDICE GENERAL   | VII  |
| INDICE DE FIGURAS  | X    |
| INDICE DE TABLAS   | XIII |
| INTRODUCCION   | 14   |
| <br>   |      |
| I EVALUACION DE LAS DISPONIBILIDADES DE<br>ENERGIA EOLICA EN EL ECUADOR. | 16   |
| 1.1 <i>Energía Eólica disponible</i>                                     | 16   |
| 1.2 <i>Selección de Sitios</i>   |      |
| II ANALISIS DE LAS CARACTERISTICAS DE RE-<br>GIMEN DE VIENTOS            | 37   |
| 2.1 <i>General</i>   | 37   |
| 2.2 <i>Distribución de tiempo</i>  | 40   |
| 2.3 <i>Distribución de frecuencia</i>                                    | 42   |
| 2.4 <i>Representación matemática</i>                                     | 45   |
| 2.4.1 <i>General</i>   | 45   |
| 2.4.2 <i>La distribución de Weibull</i>                                  | 47   |
| 2.4.3 <i>Estimación de los parámetros de<br/>Weibull de datos dados.</i> | 53   |
| III DISEÑO MECANICO  | 62   |
| 3.1 <i>Diseño del rotor</i>  | 62   |
| 3.1.1 <i>Coeficiente de sustentación cons-<br/>tante.</i>                | 68   |
| 3.1.2 <i>Cuerda constante</i>  | 70   |
| 3.2 <i>Potencia, torque y velocidad</i>                                  | 71   |



|     |       |   |     |
|-----|-------|---|-----|
|     | 3.3   | Diseño para máxima potencia de salida   | 77  |
|     | 3.3.1 | Coefficiente de máxima potencia   | 77  |
|     | 3.3.2 | Diseño  | 78  |
|     | 3.4   | Cálculo de las características del rotor  | 83  |
| IV  |       | DISEÑO ELECTRICO  | 85  |
|     | 4.1   | Máquina Síncronica  | 85  |
|     | 4.2   | Máquina Asíncronica   | 88  |
|     | 4.3   | Comparación de MS y MA  | 91  |
|     | 4.4   | Máquina conmutadora   | 94  |
|     | 4.5   | Aplicación para energía eólica  | 96  |
| V   |       | ACOPLAMIENTO DEL GENERADOR AL ROTOR   | 99  |
|     | 5.1   | Generador y rotor del viento - con características determinadas.                    | 99  |
|     | 5.2   | Diseño de un rotor dadas las características de velocidad - variable del generador. | 102 |
|     | 5.3   | Modelaje matemático   | 107 |
| VI  |       | SISTEMAS DE REGULACION ELECTRONICO  | 113 |
|     | 6.1   | Control de velocidad  | 113 |
|     | 6.2   | Control de Frecuencia   | 117 |
|     | 6.3   | Control de Voltaje  | 118 |
|     | 6.4   | Control de Potencia   | 120 |
| VII |       | ANALISIS ECONÓMICO  | 122 |
|     | 7.1   | Análisis de Costos  | 123 |
|     | 7.1.1 | Costos de Inversión   | 123 |
|     | 7.1.2 | Gastos de operación y mantenimiento   | 124 |



|         |   |     |
|---------|---|-----|
| 7.2     | Análisis de Beneficios                              | 124 |
| 7.3     | Análisis comparativos con otros tipos de generación | 125 |
| 7.3.1   | Análisis de Costos                                  | 126 |
| 7.3.1.1 | Inversión   | 126 |
| 7.3.1.2 | Gastos de Operación y Mantenimiento                 | 126 |
| 7.3.1.3 | Gastos de Consumo de combustible                    | 127 |
| 7.3.2   | Análisis de Beneficios                              | 128 |
| 7.4     | Relación de Costos - Beneficios                     | 128 |
| VIII    | APLICACION EN LA PENINSULA DE SANTA ELENA           | 131 |
| 8.1     | Demanda   | 131 |
| 8.2     | Diseño del sistema                                  | 132 |
| 8.3     | Estudio de factibilidad económico                   | 134 |
| 8.4     | Estudio Financiero                                  | 145 |
|         | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES                      | 159 |
|         | BIBLIOGRAFIA  | 164 |

## INTRODUCCION

Desde mucho antes se conoce la energía del viento, tal es así que fue utilizada como fuente de energía para reemplazar a la desarrollada por el hombre, por ejemplo para la propulsión de embarcaciones que hasta entonces habían funcionado exclusivamente a base del remo.

El viento es una masa de aire en movimiento, por lo que la Energía Eólica no es más que Energía cinética y por lo tanto no representa un factor despreciable en el marco general del aprovechamiento energético de un País.

En el siglo pasado, en Europa Occidental, más de 30.000 molinos de viento producían un potencial energético de diez mil millones de KWH/año. Claro está que la cantidad de energía extraíble del viento es función directa de la intensidad del viento.

Las variaciones de dirección e intensidad que experimenta el viento reducen considerablemente su utilización.

Naturalmente, esta energía es de muy bajo rendimiento y su utilización no es uniforme, pero en la actualidad se siguen estudiando nuevas formas de utilización, como por ejemplo, la producción de electricidad -

que va en beneficio de países en desarrollo por su bajo costo de utilización, que es casi nulo.

La utilización de la energía Eólica podría reemplazar el uso de combustibles fósiles en lugares donde se tenga un buen recurso de viento, produciendo de esta manera economía al País.

Entre los usos que tienen las plantas de energía de viento, encontramos los siguientes:

1. Producción de electricidad
2. Bombeo
3. Comprensión de gases
4. Calefacción o refrigeración

Las centrales eólicas se las usa generalmente en pequeños pueblos o grandes haciendas, con buen régimen de viento, para hacer frente a sus necesidades.

Considerando lo expuesto, se escogió la Península de Santa Elena, un lugar de buen recurso eólico, para realizar un estudio de la factibilidad para instalar y operar un generador eólico, de tal forma que produzca electricidad para consumo de pequeñas comunidades.

## CAPITULO 1

EVALUACION DE LAS DISPONIBILIDADES DE ENERGIA EOLICA EN  
EL ECUADOR

## 1.1 ENERGIA EOLICA DISPONIBLE

El flujo de una masa de aire es con una velocidad  $V$  a través de un área  $A$  es representada por:

$$\dot{m} = \rho A V \text{ (Kg/s)} \quad (1.1)$$

$V$  por lo tanto un flujo de energía cinética por segundo o potencia cinética  $P_{K_{in}}$  de:

$$P_{K_{in}} = 1/2(\rho AV)V^2 = 1/2\rho AV^3 \text{ (W)} \quad (1.2)$$

Donde:

$\rho$ : densidad del aire ( $\text{Kg/m}^3$ )

$A$ : área barrida por las aspas ( $\text{m}^2$ )

$V$ : velocidad del viento ( $\text{m/s}$ )

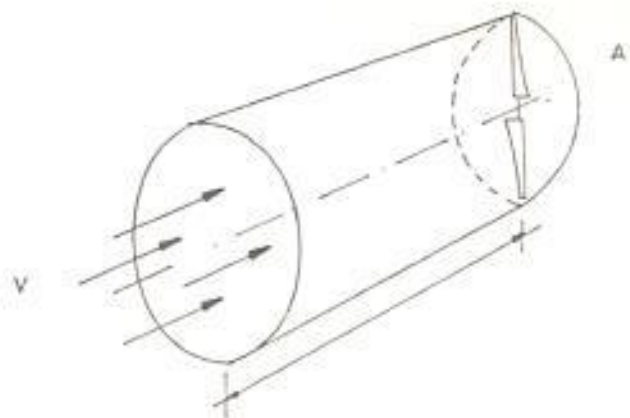


FIG. 1.1 Flujo de una masa de aire de valor  $\rho AV$

En otras palabras, esta relación expresa tres cosas:

1. La Potencia Eólica es proporcional a la densidad del aire.

Esto implica que en lo alto de las montañas se obtiene menos potencia a la misma velocidad.

Un gráfico de densidades del aire para diferentes alturas es dado al final del capítulo.

2. La Potencia del viento es proporcional al área barrida por las aspas del rotor o es proporcional al cuadrado del diámetro del rotor.

3. La Potencia Eólica es proporcional al cubo de la velocidad del viento.

Esto es provechoso para seleccionar cuidadosamente un buen lugar para un molino de viento, ya que un 10% más de velocidad da 30% más de potencia eólica.

Debido a la caída de la fuerza del viento, la velocidad del viento detrás del rotor es menor que en la parte frontal del mismo. También causa que el aire fluya alrededor del rotor en vez de que fluya a través de él de tal forma que la máxima potencia extraída es alcanzada cuando la velocidad en el eje del rotor es  $1/3$  de la velocidad del viento sin disturbio  $V_0$ . En este caso el mismo rotor "siente" una velocidad de  $2/3V_0$ , así el flujo de masa efectivo es solamente  $P A 2/3V_0$ .

Si este flujo de masa baja de  $V_0$  a  $1/3V_0$ , la potencia extraída es igual a:



$$P_{\text{máx}} = 1/2 \left( P A \frac{2}{3} V_{\infty} \right) \left( \frac{2}{3} V_{\infty} \right)^2 - 1/2 \left( P A \frac{2}{3} V_{\infty} \right) \left( \frac{1}{3} V_{\infty} \right)^2 \quad (2.3)$$

$$P_{\text{máx}} = 16/27 \cdot 1/2 P A V_{\infty}^3$$

En otras palabras, la fracción teórica máxima de potencia extraída es 16/27 ó 59.3%.

Este máximo es llamado Coeficiente de Betz en honor al pionero de la energía eólica que obtuvo este valor.

La fracción de potencia extraída, que se la puede llamar Coeficiente de Potencia  $C_p$ , en la práctica pocas veces al 40%, si se la mide como potencia mecánica de un rotor real. La conversión subsecuente en potencia eléctrica proporciona una reducción en la potencia disponible, dependiendo de la eficiencia de transmisión o generación. Además, una reducción de la potencia disponible es causada por las fluctuaciones en la velocidad y en la dirección que experimenta el flujo de aire en el campo.

Para la generación de electricidad de las turbinas de viento en un primer estimativo de la potencia de salida en un lugar donde la velocidad del viento promedio  $\bar{V}$  es:

$$\bar{P}_{\text{elec}} = 0.2 A \bar{V}^3 \quad (\text{W})$$

Algunas

veces:  $\bar{P}_{\text{elec}} = 0.25 A \bar{V}^3 \quad (\text{W})$  con una buena turbina

Los datos del viento se toman según su dirección

y velocidad. Puede resumirse especificando la dirección que prevalece y la velocidad media, independiente de su dirección. La dirección del viento se nombra por la dirección de donde sopla el viento.

Existen varios métodos para medir el viento en dirección y velocidad. Partiendo de la escala Beaufort, que nos mide la velocidad según los efectos producidos sobre las olas en el mar y sobre la vegetación, humo, banderas, etc, sobre la tierra, se llega a instrumentos registradores de la velocidad y la dirección, simultáneamente.

Escala Beaufort .- La utilización principal de esta escala es hacer una cuantificación preliminar y sencilla de las variables más directas del viento, que son dirección y velocidad.

Anenómetro .- Es un traductor que transforma la energía del viento para medir en energía cinética o eléctrica, de acuerdo a instrumentos utilizados. Se tienen varios tipos, de los que podemos anotar: de copas, de molinos de viento, de tubo de presión, sónico y de alambre caliente.

El tipo de copas puede ser con generador de CA, de CD, con contador o de contacto.

Anemoscopios o veletas .- Sirven para medir la dirección del viento. Se colocan sobre un eje vertical con libertad de movimiento en el plano horizontal y se los acopla a ejes horizontales fijos para indicar los



cuatro puntos cardinales, como referencia. Existen modelos sencillos y más desarrollados con sensor sónico y traductor mecánico y eléctrico, son de potenciómetro o de contacto.

La dirección referida a los puntos cardinales se llama rumbo.

Amemocinemógrafo o anemógrafo.- Utilizan variables de un anemoscopio y un anemómetro para procesar la información de dirección y velocidad con respecto al tiempo en una gráfica.

Se tienen dos categorías de acuerdo a la velocidad instantánea y recorrida.

El anemógrafo de velocidad instantánea grafica simultáneamente, la magnitud de la velocidad y su rumbo a dos tipos: mecánico y eléctrico. Los más utilizados son los mecánicos.

El anemógrafo de velocidad recorrida también llamado integrador, cuenta el recorrido del viento en millas, kilómetros o metros que pasa por un determinado sitio durante cierto intervalo de tiempo.

Los vientos de superficie en el Ecuador han sido medidos por aparatos instalados en las estaciones meteorológicas de la red nacional del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología - INAMHI.

La información de viento es colectada en las estaciones meteorológicas.

El cuadro (1) presenta el inventario de estaciones

que registran el viento por regiones. Se tiene ochenta en la Costa, ochenta y nueve en la Sierra, veintitres - en el Oriente y seis en Galápagos.

El cuadro (2) por su parte, proporciona el listado de las estaciones meteorológicas indicando la velocidad media medida y la densidad de potencia que se puede obtener.

Para el conocimiento del potencial del viento se dispone de los siguientes tipos de información:

1. Velocidad del viento medida a las 07, 13 y 19 horas de cada día con indicación de la dirección (ocho direcciones: norte, sur, este, oeste y sus intermedios). Se tienen en estaciones de primer orden.
2. Velocidad promedio mensual del viento, medida a las 07, 13 y 19 horas de cada día, indicando el número de frecuencias en cada dirección y el número de calmas que en suma es igual al número de días del respectivo mes, pero multiplicados por tres (tres mediciones diarias). Se tienen en estaciones de segundo y tercer orden.
3. Velocidad media mensual del viento.
4. Velocidad del viento medida cada hora (24 horas) de cada día con indicación de la dirección (ocho direcciones). En estaciones con anemógrafos.

## 1.2 SELECCION DE SITIOS

La potencia de salida de un rotor de viento incrementa con el cubo de la velocidad del viento, como se

vio en la sección 1.1. Esto indica que el sitio para un generador eólico debería ser escogido muy cuidadosamente para asegurar que la localización con la velocidad del viento más alta en el área es escogida.

Generalmente las zonas costeras son más convenientes que las zonas interiores y las cumbres de las montañas más convenientes que los valles o las zonas llanas.

El sitio ideal sería una cumbre suavemente redondeada, situada en relativo aislamiento, pues esto aumentaría la velocidad del viento, debido a efectos aerodinámicos de embudo.

Se determinaron la cercanía del mar, tanto en las Islas Galápagos como en la línea costera continental, y las faldas y valles del callejón interandino como las zonas donde soplan vientos con posibilidad de utilización.

El sitio de selección es fácil obtenerlo en terreno plano, pero mucho más difícil en terrenos montañosos.

Con esta premisa, INECEL emprendió una gira de reconocimiento a lo largo de la Sierra, de las estribaciones andinas y de la Costa Ecuatoriana en busca de sitios aptos para ubicar aparatos de medición de velocidad de viento para utilización futura.

De los datos del campo obtenidos se deduce que para la Sierra los meses de mayor intensidad y frecuencia son desde junio hasta agosto, con lo que se concluye que podría utilizarse el recurso en el verano, que es donde el

recurso hídrico escasea.

Una vez ubicados los sitios de medida resta analizar la selección misma del sitio con propósito de instalación de equipos y unidades. La elección de un sitio conveniente para aprovechamiento eólico debe considerar:

- El efecto de la rugosidad de la superficie de la tierra, por ejemplo, si ésta contiene edificios, árboles, máquinas eólicas y otros obstáculos.
- La variación vertical de la velocidad del viento que es incrementada con la altura.
- El efecto significativo de las líneas de flujo de la corriente de aire que se comprimen y su flujo es acelerado al pasar sobre una colina a través de un estrecho valle.

La localización de sitios con velocidades medias superiores a 2.5 m/s en el mapa del Ecuador concluyó en una zonificación del recurso eólico.



REGIONES CON POTENCIAL EOLICO SIGNIFICATIVO EN  
EL ECUADOR

CUADRO 1

| REGION   | VELOCIDAD<br>MEDIA<br>m/s | DENSIDAD DE<br>POTENCIA MEDIA<br>w/m <sup>2</sup> | DENSIDAD DE<br>ENERGIA MEDIA<br>ANUAL kWh/m <sup>2</sup> |
|--|---------------------------|---|--|
| FAJA CONTINENTAL DE<br>20 Km FRENTE AL MAR<br>HASTA LA LATITUD<br>2 45'S                                 | $\bar{V} > 2.5$           | $\bar{P} > 40.0$                                  | $\bar{E} > 100.0$  |
| FAJA CALLEJON INTE-<br>RANDINO SOBRE LOS<br>2.00 m.s.n.m. Y BA-<br>JO LOS 3.500 m.s.n.m                  | $\bar{V} > 3.0$           | $\bar{P} > 40.0$                                  | $\bar{E} > 100.0$  |
| FAJA LADERA OCCIDEN-<br>TAL DE LA CORDILLERA<br>SOBRE LOS 1.000 m.s.<br>n.m, HASTA LOS 2.000<br>m.s.n.m. | $\bar{V} > 3.5$           | $\bar{P} > 50.0$                                  | $\bar{E} > 140.0$  |
| ISLAS GALAPAGOS  | $\bar{V} > 2.7$           | $\bar{P} > 40.0$                                  | $\bar{E} > 80.0$   |

## EVALUACION DEL POTENCIAL EOLICO

## ESTACIONES METEOROLOGICAS CON REGISTRO DE VIENTO

CUADRO 2

HOJA 1/11

| ESTACION                  | ALTITUD    | VELOCIDAD<br>MEDIA | POTENCIA<br>MEDIA |
|---------------------------|------------|--------------------|-------------------|
| COSTA                     | m. s. n. m | m/s                | w/m <sup>2</sup>  |
| SAN LORENZO               | 6          | 1.6                | 2.51              |
| LIMONES S. LORENZO        | 5          | 1.6                | 2.51              |
| LITA                      | 740        | 2.4                | 7.88              |
| BORBON                    | 30         | 0.4                | 0.04              |
| CAVAPAS                   | 75         | 0.4                | 0.04              |
| MUISNE                    | 6          | 3.2                | 20.41             |
| PEDERNALES                | 30         | 3.3                | 22.46             |
| ESMERALDAS TACHINA        | 7          | 2.7                | 12.30             |
| ESMERALDAS LAS<br>PALMAS  | 6          | 2.8                | 13.72             |
| VICHE                     | 50         | 1.4                | 1.72              |
| LA CONCORDIA              | 360        | 1.2                | 1.02              |
| AMANCAY-QUININDE          | 120        | 1.4                | 1.66              |
| EL PALMAR                 | 240        | 1.8                | 3.50              |
| MUTILE                    | 30         | 0.2                | 0.01              |
| ESMERALDAS LA<br>PROPICIA | 23         | 1.8                | 3.63              |

## CUADRO 2

HOJA 2/11

| ESTACION                 | ALTITUD<br>m. s. n. m. | VELOCIDAD<br>MEDIA<br>m/s | POTENCIA<br>MEDIA<br>w/m <sup>2</sup> |
|--------------------------|------------------------|---------------------------|---------------------------------------|
| JULCUIY                  | 240                    | 1.4                       | 1.65                                  |
| MANTA INOCAR             | 39                     | 3.2                       | 20.41                                 |
| PUERTO LOPEZ             | 6                      | 3.0                       | 16.82                                 |
| GUAYAQUIL D.A.C.         | 7                      | 3.2                       | 20.41                                 |
| MILAGRO                  | 13                     | 1.2                       | 1.08                                  |
| ISABEL MARIA             | 7                      | 1.1                       | 0.83                                  |
| PICHILINGUE              | 120                    | 1.1                       | 0.80                                  |
| VINCES                   | 25                     | 0.8                       | 0.32                                  |
| OLMEDO-MANABI            | 60                     | 0.6                       | 0.13                                  |
| DAULE                    | 20                     | 2.2                       | 6.63                                  |
| BALZAR                   | 25                     | 1.2                       | 1.08                                  |
| LA CLEMENTINA            | 20                     | 1.0                       | 0.62                                  |
| LA NARANJA -<br>JIPIJAPA | 530                    | 0.7                       | 0.20                                  |
| BALZAPAMBA               | 920                    | 0.9                       | 0.41                                  |
| PUERTO ILA               | 300                    | 1.1                       | 9.79                                  |
| PICHINCHA-MANABI         | 70                     | 0.8                       | 0.33                                  |
| CALUMA                   | 350                    | 2.5                       | 9.22                                  |
| CAMPOSANO                | 90                     | 1.1                       | 0.81                                  |



## CUADRO 2

HOJA 3/11

| ESTACION                 | ALTITUD    | VELOCIDAD<br>MEDIA | POTENCIA<br>MEDIA |
|--------------------------|------------|--------------------|-------------------|
| COSTA                    | m. s. n. m | m/s                | w/m <sup>2</sup>  |
| JAMA                     | 40         | 2.6                | 10.95             |
| CHONE                    | 40         | 1.3                | 1.37              |
| BAHIA DE CARAQUEZ        | 5          | 2.3                | 7.58              |
| TOSAGUA                  | 30         | 1.6                | 2.55              |
| CALCETA                  | 40         | 1.5                | 2.10              |
| BOYACA                   | 70         | 2.9                | 15.19             |
| SAN VICENTE-CHONE        | 5          | 3.1                | 18.56             |
| PORTOVIEJO               | 50         | 1.7                | 3.06              |
| SANTA ANA                | 70         | 2.0                | 4.98              |
| ROCAFUERTE-MANABI        | 30         | 2.6                | 10.95             |
| SANTA ANA-CRM            | 35         | 0.3                | 0.02              |
| MANTA AEROPUERTO         | 12         | 3.3                | 22.39             |
| BALZAR-COFFEA<br>ROBUSTA | 150        | 1.4                | 1.66              |
| PALMERAS UNIDAS          | 460        | 1.9                | 4.01              |
| SAN JUAN LA MANA         | 290        | 0.7                | 0.20              |
| ISIDRO AYORA             | 90         | 2.7                | 12.01             |
| SAN ANTONIO              | 190        | 1.0                | 0.62              |
| BUCAV                    | 480        | 2.4                | 8.09              |
| FLAVIO ALFARO            | 150        | 1.5                | 2.04              |

## CUADRO 2

HOJA 4/11

| ESTACION                  | ALTITUD<br>m. s. n. m. | VELOCIDAD<br>MEDIA<br>m/s | POTENCIA<br>MEDIA<br>w/m <sup>2</sup> |
|---------------------------|------------------------|---------------------------|---------------------------------------|
| PASAJE                    | 75                     | 0.9                       | 0.45                                  |
| MACHALA<br>AEROPUERTO     | 6                      | 1.9                       | 4.27                                  |
| PUERTO BOLIVAR            | 6                      | 1.8                       | 3.63                                  |
| SANTA ROSA-<br>EL ORO     | 10                     | 1.3                       | 1.37                                  |
| ARENILLAS                 | 35                     | 1.1                       | 0.83                                  |
| MACHALA<br>UNIVERSIDAD T. | 20                     | 0.3                       | 0.02                                  |
| ZARUMA                    | 1150                   | 1.4                       | 1.50                                  |
| MARCABELI                 | 500                    | 1.2                       | 1.00                                  |
| MACARA                    | 430                    | 2.2                       | 6.23                                  |
| LAS ANONAS DE<br>PAJAN    | 170                    | 0.1                       | 0.00                                  |
| EL CARMEN                 | -                      | 1.1                       | 0.83                                  |
| GUAYAQUIL-<br>INOCAR      | 28                     | 2.2                       | 6.63                                  |
| LA TOMA-GUAYAS            | 28                     | 1.8                       | 3.63                                  |
| VALENCIA-EL<br>VERGEL     | 120                    | 0.3                       | 0.02                                  |
| SAN CARLOS                | 35                     | 1.5                       | 2.10                                  |
| PUNA                      | 45                     | 2.4                       | 8.61                                  |
| SALINAS BASE<br>AEREA     | 7                      | 3.5                       | 16.71                                 |

CUADRO 2

HOJA 5/11

| ESTACION               | ALTITUD<br>m. s. n. m. | VELOCIDAD<br>MEDIA<br>m/s | POTENCIA<br>MEDIA<br>w/m <sup>2</sup> |
|------------------------|------------------------|---------------------------|---------------------------------------|
| PLAYAS                 | 30                     | 3.6                       | 29.07                                 |
| MANGLAR ALTO           | 3                      | 3.0                       | 16.82                                 |
| SALINAS LA<br>PUNTILLA | 80                     | 3.4                       | 23.98                                 |
| TAURA                  | 60                     | 0.9                       | 0.45                                  |
| INGENIO SAN<br>CARLOS  | 60                     | 0.7                       | 0.21                                  |
| VAINILLO<br>CULEBRAS   | 25                     | 0.3                       | 0.02                                  |
| PAYO                   | 15                     | 0.6                       | 0.13                                  |
| PANCHO NEGRO           | 68                     | 0.5                       | 0.08                                  |
| NARANJAL               | 50                     | 1.3                       | 1.37                                  |
| TENGUEL                | 50                     | 1.0                       | 0.61                                  |
| PAGUA                  | 150                    | 0.9                       | 0.44                                  |
| <u>SIERRA</u>          |                        |                           |                                       |
| SAN SIMÓN              | 2530                   | 1.8                       | 2.77                                  |
| ALAUSTI                | 2420                   | 4.5                       | 43.74                                 |
| SIMIATUG               | 3,160                  | 3.4                       | 17.49                                 |
| SAN PABLO DE<br>ATENAS | 2750                   | 1.2                       | 0.80                                  |
| PANGOR HDA.<br>TEPEYAC | 3360                   | 4.6                       | 42.83                                 |

## CUADRO 2

HOJA 6/11

| ESTACION<br>SIERRA          | ALTITUD<br>m. s. n. m. | VELOCIDAD<br>MEDIA<br>m/s | POTENCIA<br>MEDIA<br>w/m <sup>2</sup> |
|-----------------------------|------------------------|---------------------------|---------------------------------------|
| CONCCOTO                    | 2580                   | 2.7                       | 9.35                                  |
| SAN ANTONIO DE<br>PICHINCHA | 2400                   | 3.5                       | 20.79                                 |
| CHIRIBOGA                   | 1780                   | 0.8                       | 0.26                                  |
| IZOBAMBA                    | 3058                   | 2.3                       | 5.48                                  |
| MACHINGUI                   | 2580                   | 6.1                       | 104.41                                |
| QUITO-<br>UNIVERSIDAD       | 2880                   | 1.3                       | 1.01                                  |
| VINDOBONA                   | 2270                   | 3.0                       | 13.23                                 |
| COCHASQUI-<br>HACIENDA      | 2940                   | 2.3                       | 5.54                                  |
| RIO PITA                    | 3830                   | 4.8                       | 46.45                                 |
| CAÑAR                       | 3030                   | 4.2                       | 33.71                                 |
| SANTA ISABEL                | 1590                   | 1.9                       | 3.60                                  |
| SARAGURO                    | 2480                   | 4.6                       | 46.72                                 |
| MINAS DE<br>HASUACHACA      | 1040                   | 7.5                       | 234.44                                |
| RUMIPAMBA-<br>SALCEDO       | 2680                   | 2.1                       | 4.35                                  |
| PEDRO FERMIN<br>CEVALLOS    | 2920                   | 0.7                       | 0.16                                  |
| RIOBAMBA-<br>POLITECNICA    | 2780                   | 1.7                       | 2.28                                  |
| CUENCA-<br>AEROPUERTO       | 2480                   | 1.9                       | 3.29                                  |

## CUADRO 2

HOJA 7/11

| ESTACION<br>SIERRA         | ALTITUD<br>m. s. n. m. | VELOCIDAD<br>MEDIA<br>m/s | POTENCIA<br>MEDIA<br>w/m <sup>2</sup> |
|----------------------------|------------------------|---------------------------|---------------------------------------|
| IBARRA                     | 2228                   | 1.5                       | 1.66                                  |
| SAN GABRIEL                | 2790                   | 2.0                       | 3.72                                  |
| OTAVALO                    | 2550                   | 1.9                       | 3.28                                  |
| EL ANGEL                   | 3000                   | 4.2                       | 33.71                                 |
| SAN PABLO DEL<br>(LAGO)    | 2700                   | 1.3                       | 1.03                                  |
| SALINAS<br>(IMBABURA)      | 1730                   | 5.2                       | 72.41                                 |
| ATUNTAQUI                  | 2400                   | 2.4                       | 6.70                                  |
| SIGSICUNGA                 | 3190                   | 3.5                       | 19.08                                 |
| INGUINCHO                  | 3380                   | 2.9                       | 10.73                                 |
| TULCAN                     | 2950                   | 2.3                       | 5.54                                  |
| QUITO<br>OBSERVATORIO      | 2812                   | 0.9                       | 0.34                                  |
| TUMBACO                    | 2350                   | 1.9                       | 3.33                                  |
| TABACUNDO                  | 2955                   | 3.7                       | 23.05                                 |
| UYUMBICHO                  | 2750                   | 1.7                       | 2.28                                  |
| MACHACHI                   | 2920                   | 5.4                       | 72.43                                 |
| SANTO DOMINGO<br>COLORADOS | 620                    | 1.1                       | 0.77                                  |
| ASCAZUBI                   | 2580                   | 1.2                       | 0.82                                  |
| QUITO<br>AEROPUERTO        | 2812                   | 3.0                       | 12.56                                 |

## CUADRO 2

HOJA 8/11

| ESTACION                    | ALTITUD<br>m. s. n. m. | VELOCIDAD<br>MEDIA<br>m/s | POTENCIA<br>MEDIA<br>w/m <sup>2</sup> |
|-----------------------------|------------------------|---------------------------|---------------------------------------|
| COCHASQUI-<br>PICACHOS      | 3040                   | 3.0                       | 12.29                                 |
| PALO QUEMADO                | 1330                   | 2.5                       | 8.36                                  |
| INAQUITO-<br>INAMHI         | 2812                   | 2.3                       | 5.66                                  |
| OLMEDO-PICHINCHA            | 3070                   | 4.9                       | 52.94                                 |
| NANEGAL                     | 1280                   | 1.8                       | 3.15                                  |
| ALLURTIQUIN                 | 820                    | 2.6                       | 9.93                                  |
| SAN MIGUEL DE<br>LOS BANCOS | 1120                   | 1.0                       | 0.55                                  |
| PERUCHO INECEL              | 1890                   | 3.3                       | 18.33                                 |
| MINDO INECEL                | 1320                   | 1.6                       | 2.21                                  |
| LA PERLA<br>PICHINCHA       | 1410                   | 3.4                       | 21.03                                 |
| PACHIJAL MASHPI             | 560                    | 1.1                       | 0.77                                  |
| VINA DE CHESPI              | 1490                   | 3.6                       | 14.73                                 |
| LA MERCED DE<br>CARABURO    | 2570                   | 2.3                       | 5.78                                  |
| PILALO                      | 2560                   | 1.3                       | 1.04                                  |
| PACHAMAMA                   | 3600                   | 3.2                       | 14.09                                 |
| CHILLANES                   | 2330                   | 1.7                       | 2.38                                  |
| CHUNCHI                     | 2340                   | 3.6                       | 22.63                                 |
| EL CORAZON                  | 1560                   | 1.2                       | 0.91                                  |

CUADRO 2

HOJA 9/11

| ESTACION                | ALTITUD<br>m. s. n. m. | VELOCIDAD<br>MEDIA<br>m/s | POTENCIA<br>MEDIA<br>w/m <sup>2</sup> |
|-------------------------|------------------------|---------------------------|---------------------------------------|
| LA TOMA<br>(CATAMAYO)   | 1240                   | 3.8                       | 29.63                                 |
| CARIAMANGA              | 1950                   | 2.0                       | 4.40                                  |
| YANGANA                 | 1850                   | 4.4                       | 1.40                                  |
| GONZANAMA               | 2050                   | 2.5                       | 7.81                                  |
| CATACOCOA               | 1800                   | 2.3                       | 6.21                                  |
| MALACATOS               | 1470                   | 1.5                       | 1.79                                  |
| CELICA                  | 1970                   | 1.9                       | 3.46                                  |
| VILCABAMBA              | 1570                   | 1.3                       | 1.15                                  |
| AMALUZA                 | 1720                   | 4.6                       | 50.13                                 |
| AMBATO-<br>AEROPUERTO   | 2590                   | 2.1                       | 4.40                                  |
| BAÑOS                   | 1850                   | 2.0                       | 4.08                                  |
| COTOPAXI                | 3560                   | 6.6                       | 123.62                                |
| PILLARO                 | 2730                   | 2.2                       | 4.95                                  |
| PATATE                  | 2220                   | 4.3                       | 38.96                                 |
| RIOBAMBA-<br>AEROPUERTO | 2800                   | 2.1                       | 4.31                                  |
| LATACUNGA               | 2785                   | 2.3                       | 5.66                                  |
| AMBATO INAMHI           | 2660                   | 1.8                       | 2.74                                  |
| GUAMOTE                 | 3000                   | 6.5                       | 124.95                                |
| GUASLAN                 | 2730                   | 1.0                       | 0.46                                  |
| PISAYAMBO               | 3500                   | 4.4                       | 39.18                                 |



## CUADRO 2

HOJA 10/11

| ESTACION                   | ALTITUD<br>m. s. n. m. | VELOCIDAD<br>MEDIA<br>m/s | POTENCIA<br>MEDIA<br>$w/m^2$ |
|----------------------------|------------------------|---------------------------|------------------------------|
| PAUTE                      | 2195                   | 1.5                       | 1.67                         |
| EL LABRAJO                 | 5335                   | 3.1                       | 13.11                        |
| UCUBAMBA                   | 2570                   | 2.6                       | 8.35                         |
| ARENALES COLA<br>SAN PABLO | 2200                   | 1.7                       | 2.41                         |
| LAS PALMAS-AZUAY           | 2400                   | 1.9                       | 3.33                         |
| PEÑAS COLORADAS            | 2000                   | 2.3                       | 6.08                         |
| JACARIN                    | 2640                   | 3.3                       | 16.89                        |
| PATIO DE<br>MANIOBRAS      | 1760                   | 2.0                       | 4.12                         |
| <u>ORIENTE</u>             |                        |                           |                              |
| PUTUMAYO                   | 230                    | 0.7                       | 0.21                         |
| TARAPOA                    | 200                    | 1.1                       | 0.80                         |
| SANTA CECILIA              | 395                    | 0.5                       | 0.07                         |
| TENA                       | 665                    | 1.1                       | 0.77                         |
| PAPALLACTA                 | 3150                   | 1.9                       | 3.09                         |
| TIPUTINI                   | 280                    | 0.9                       | 0.43                         |
| LIMONCOCHA                 | 310                    | 0.9                       | 0.43                         |
| COCA                       | 220                    | 1.3                       | 1.32                         |
| EL CHACO                   | 1640                   | 1.5                       | 1.75                         |
| REVENTADOR                 | 1470                   | 1.9                       | 3.64                         |
| BAEZA                      | 1925                   | 3.2                       | 16.55                        |

CUADRO 2

HOJA 11/11

| ESTACION                     | ALTITUD<br>m.s.n.m | VELOCIDAD<br>MEDIA<br>m/s | POTENCIA<br>MEDIA<br>$w/m^2$ |
|------------------------------|--------------------|---------------------------|------------------------------|
| SAN RAFAEL                   | 1330               | 1.9                       | 3.67                         |
| NUEVO ROCAFUERTE             | 265                | 0.8                       | 0.30                         |
| RIO SALADO                   | 1310               | 1.5                       | 1.82                         |
| CURARAY                      | 300                | 1.4                       | 1.63                         |
| PASTAZA (SHELL)              | 1110               | 1.7                       | 2.70                         |
| PUYO                         | 990                | 0.6                       | 0.12                         |
| HACIENDA SANGAY              | 880                | 0.3                       | 0.02                         |
| SUCUA                        | 920                | 1.1                       | 0.75                         |
| ZAMORA                       | 970                | 0.8                       | 0.28                         |
| MACAS                        | 1130               | 1.9                       | 3.77                         |
| YANTZATZA                    | 800                | 0.8                       | 0.29                         |
| TAISHA                       | 511                | 1.6                       | 2.40                         |
| <u>ISLAS GALAPAGOS</u>       |                    |                           |                              |
| SAN CRISTOBAL                | 6                  | 3.4                       | 24.49                        |
| SEYMOUR                      | 6                  | 3.9                       | 36.96                        |
| BELLAVISTA STA. CRUZ         | 194                | 1.4                       | 1.65                         |
| CHARLES DARWIN<br>SANTA CRUZ | 6                  | 2.7                       | 12.26                        |
| PUERTO VILLAMIL<br>ISABELA   | 6                  | 4.5                       | 56.77                        |
| EL PROGRESO SAN<br>CRISTOBAL | 250                | 3.2                       | 19.66                        |

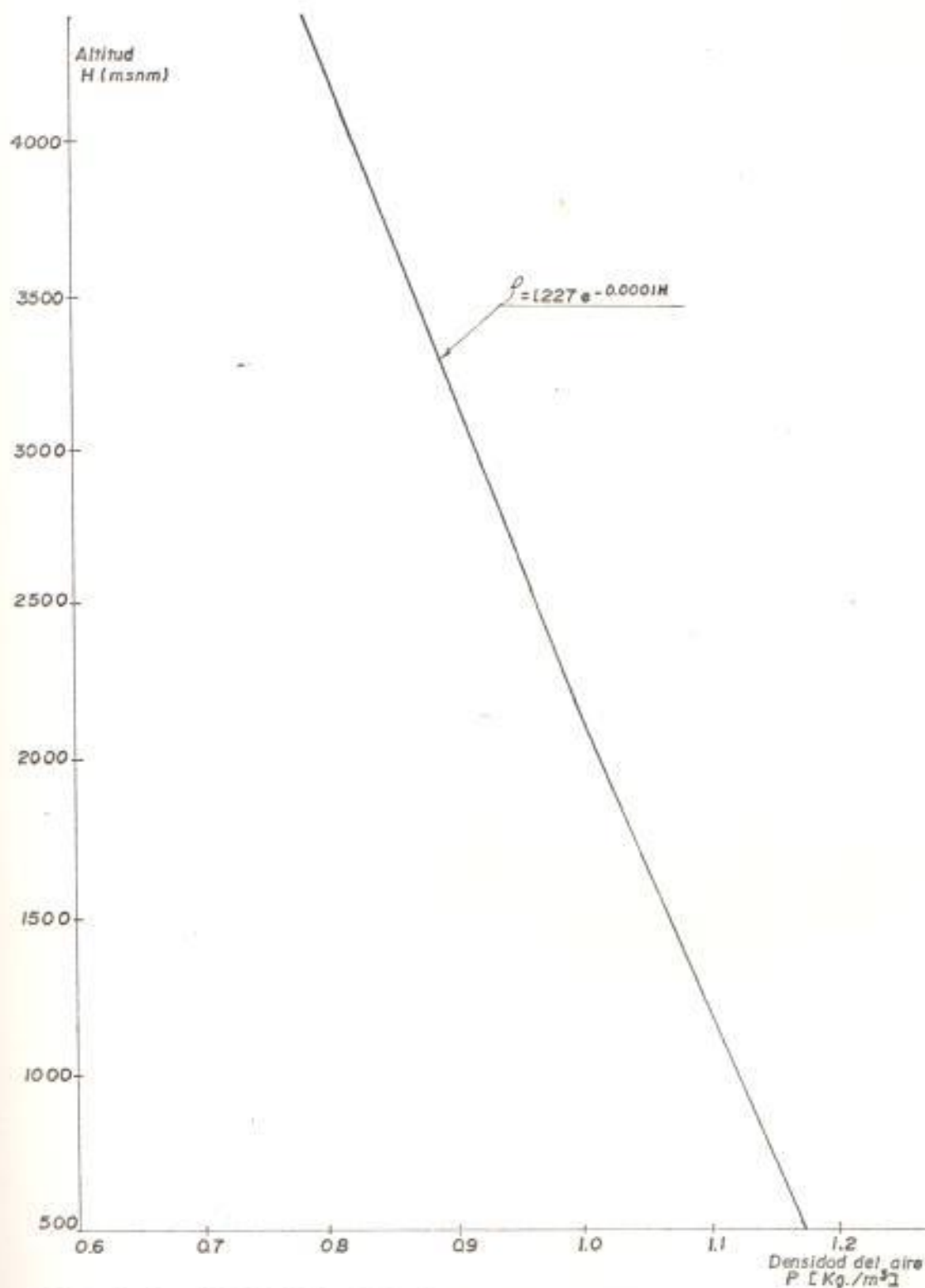


FIG. 1.2 VARIACION DE LA DENSIDAD DEL AIRE CON RESPECTO A LA ALTURA

## C A P I T U L O II

## ANALISIS DE LAS CARACTERISTICAS DE REGIMEN DE VIENTOS

Aquí una serie de manipulaciones con datos del viento son descritos. Son importantes para facilitar la decisión del lugar que podría ser conveniente para la utilización de energía de viento. Para lo cual es interesante responder:

- ¿ Qué es la distribución eólica diaria, mensual, anual ?
- ¿ Qué es la duración de las velocidades de viento bajas, altas ?
- ¿ Cuánta cantidad de energía puede ser producida por mes, por año ?

La pregunta sobre la extracción de energía ha sido brevemente discutida en el capítulo . Aquí se discutirá sobre la configuración del viento, así como su caracterización por números y gráficos. Cuando se tiene un juego de datos horarios de una estación meteorológica, posiblemente compuesto por mediciones de corto tiempo en el lugar donde un generador eólico es planeado

colocar, es posible obtener velocidades de viento promedio por mes y las reglas del capítulo 1 pueden ser usadas; si no se tiene datos disponibles en absoluto, entonces la decisión es limitada a los requerimientos de la localidad y análisis de la vegetación.

En la situación práctica es absolutamente necesario chequear la posición actual del anemómetro, la distancia y altura de los edificios cercanos, el tipo y calidad del anemómetro, el método de lectura y registro de los datos y lo último pero no menos importante, asegurarse si el mismo sistema de unidades de medición de velocidad es empleado.

Las velocidades horarias, tridiurnas mensuales, que son la base para nuestro análisis, pueden ser determinadas en diferentes formas:

- La velocidad promedio de todas las horas.
- El promedio de un gráfico de velocidades de todas las horas.
- El promedio de una gráfica de las velocidades durante los últimos diez minutos de cada hora (WMO Norma).
- El promedio de diferentes medidas instantáneas dentro de cada hora.

Un ejemplo de un mes de datos recogidos en la Península es mostrada en la tabla I.

| MESES   | H O R A S |     |     | VELOCIDAD PROMEDIO<br>MENSUAL |
|---------|-----------|-----|-----|-------------------------------|
|         | 07        | 13  | 19  |                               |
| ENERO   | 1.0       | 3.2 | 4.0 | 2.73                          |
| FEBRERO | 2.1       | 2.7 | 3.5 | 2.76                          |
| MARZO   | 1.1       | 2.7 | 3.5 | 2.43                          |
| ABRIL   | 1.7       | 3.5 | 4.3 | 3.16                          |
| MAYO    | 2.7       | 3.9 | 4.7 | 3.76                          |
| JUNIO   | 3.2       | 4.0 | 4.8 | 4.00                          |
| JULIO   | 3.8       | 4.3 | 5.1 | 4.40                          |
| AGOSTO  | 4.0       | 4.6 | 5.1 | 4.56                          |
| SEPT.   | 3.3       | 3.9 | 5.4 | 4.20                          |
| OCT.    | 3.5       | 4.5 | 5.9 | 4.64                          |
| NOV.    | 3.9       | 5.0 | 5.9 | 4.93                          |
| DIC.    | 1.8       | 2.8 | 4.9 | 3.16                          |

TABLA I. Datos Tridiurnos en la Península de Santa Elena para el año de 1985. Velocidades medidas en m/s.



Ahora se harán una serie de manipulaciones - con estos datos, básicamente observando dos aspectos:

- Tiempo de distribución
- Frecuencia de distribución

La máxima velocidad no puede ser encontrada de las velocidades horarias promedio, pero tendrán que ser registradas separadamente.

NOTA: Aunque solamente se considera los cálculos con los datos existentes, es también interesante conocer el valor predictivo de los datos medidos.

Generalmente se puede establecer que el régimen anual de viento se repite con bastante compatibilidad año a año. La experiencia señala que la velocidad promedio anual medida durante los doce meses para el siguiente año está dentro del 90% de certeza de que se repita y dentro del 10% del valor. También indica que para las velocidades más altas generalmente hay más consistencia.

## 2.2 DISTRIBUCION DE TIEMPO

Graficando los promedios mensuales tri-diurnos del día, se muestran las fluctuaciones de la velocidad del viento en el mes (figura 2.1); en la misma figura se muestra también el promedio mensual.



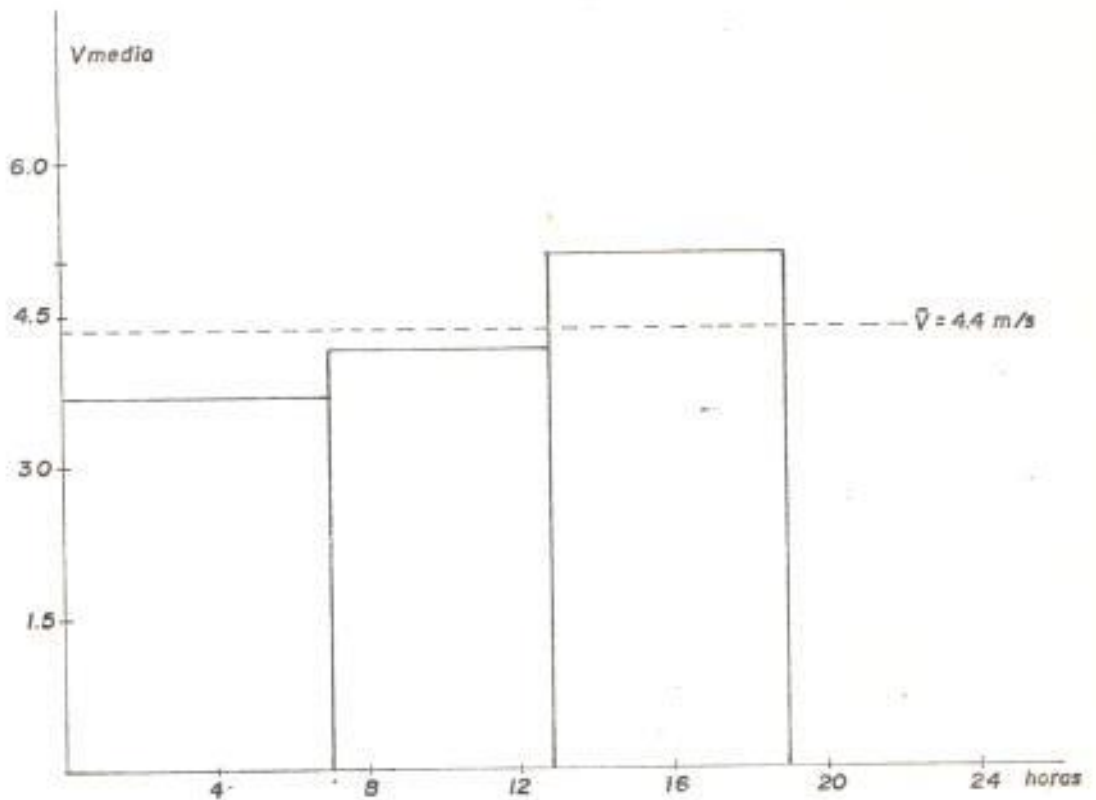


FIG. 2.1 Configuración diurna de la velocidad del viento en Santa Elena en el mes de julio de 1985.

En forma similar los promedios mensuales pueden ser graficados para mostrar las fluctuaciones mensuales de la velocidad eólica, comparadas con el promedio anual de la misma, como se ve en la figura 2.2.

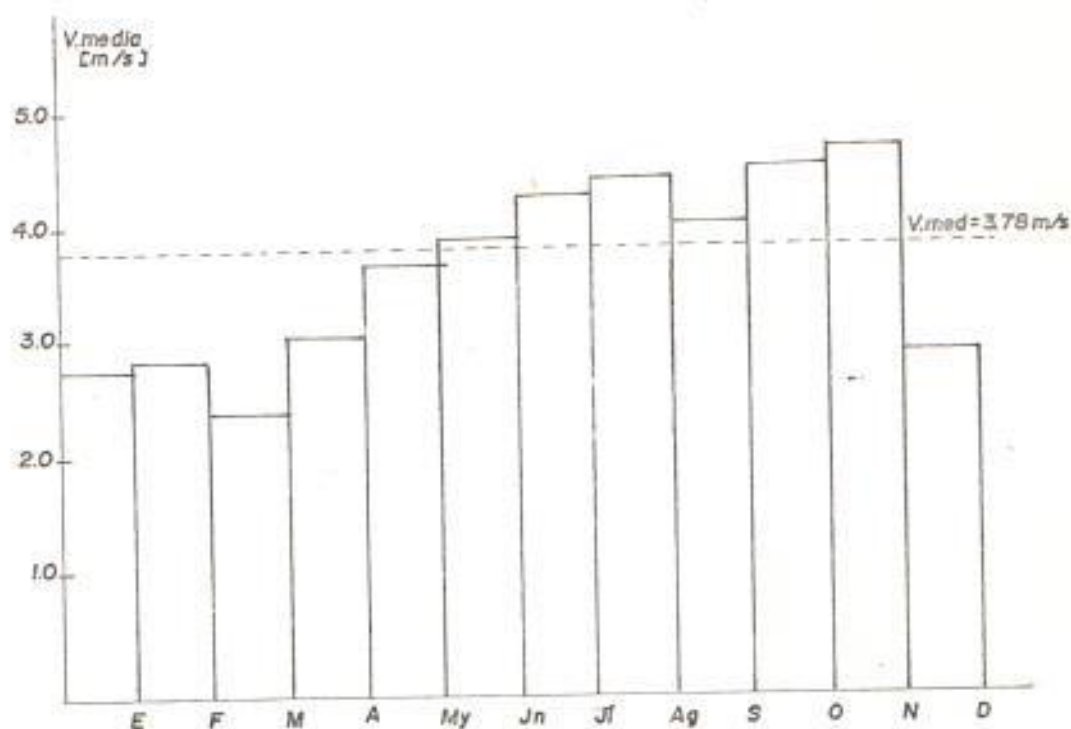


FIG. 2.2 Promedio mensual de las velocidades del viento para Santa Elena en el año de 1.985.

### 2.3 DISTRIBUCION DE FRECUENCIA

Separadamente de la distribución de velocidades de viento sobre un día o un año es importante conocer el porcentaje de tiempo por mes o por año durante el cual determinado valor de velocidad ocurre, esto es la distribución de frecuencias de las velocidades de viento. Para llegar a esta -

distribución de frecuencia se graficará, en base a los datos obtenidos, el porcentaje de duración en un mes versus el valor de velocidad obtenido, con lo que la distribución de frecuencia resulta un histograma, tal como se muestra en la figura 2.3.

| INTERVALO<br>(m/s) | HORAS<br>POR<br>MES |
|--------------------|---------------------|
| 0-1                | 9                   |
| 1-2                | 48                  |
| 2-3                | 96                  |
| 3-4                | 312                 |
| 4-5                | 150                 |
| 5-6                | 96                  |
| 6-7                | 9                   |
| TOTAL              | 720                 |

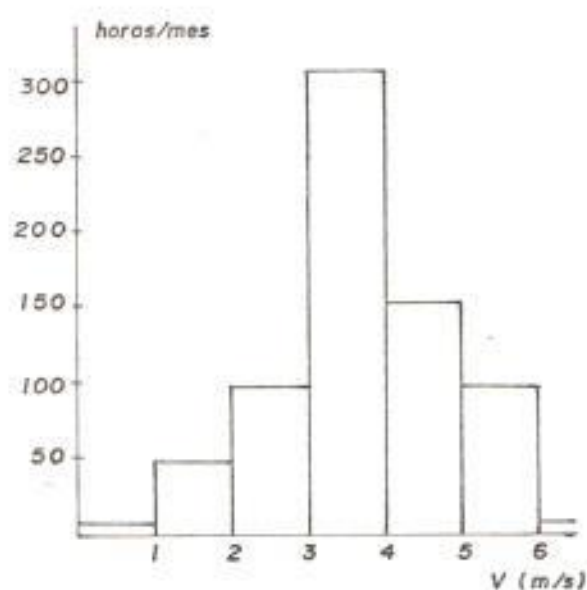


FIG. 2.3 Los datos de frecuencia de velocidades para Santa Elena en un histograma.

El punto indicado en este histograma es la velocidad más frecuente, generalmente no es la velocidad promedio. En áreas con bastantes velocidades estacionarias podría darse el caso, pero en otras áreas la velocidad promedio es generalmente más alta que la velocidad más frecuente, (Ver figura 2.8). La velocidad promedio de una distribución de frecuencia dada es calculada como sigue:

$$\bar{V} = \frac{t_1 V_1 + t_2 V_2 + t_3 V_3 + \dots + t_i V_i + \dots + t_n V_n}{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n} \quad (2.1)$$

Donde:

- $t_i$  : Número de horas en el intervalo de velocidad  $i$
- $V_i$  : Media del intervalo de velocidad  $i$
- $\bar{V}$  : Velocidad promedio

La velocidad promedio del viento así calculada, obviamente será igual a la velocidad eólica promedio calculada de los datos originales tomando la suma de todos los datos horarios y dividiendo para el número de ellos (datos).

La distribución de frecuencia será usada para calcular la energía de salida del generador eólico multiplicando el número de horas en cada

intervalo con la potencia de salida que el generador eólico suministra en el intervalo de velocidad.

Es muy importante conocer el número de horas - que un generador eólico entrega más potencia que la dada; esto da como resultado la distribución de duración, es decir qué porcentaje de tiempo por mes - se está seguro de obtener cierta velocidad que se - tomará como base para la obtención de la potencia - requerida para la aplicación a darse.

En este estudio, la velocidad de diseño (velocidad media de la localidad) ocurre aproximadamente un 80% del tiempo durante un año, esto asegura que la potencia requerida para la aplicación será obtenida en igual porcentaje durante el mismo período.

## 2.4 REPRESENTACION MATEMATICA

### 2.4.1 GENERAL

Después de mostrar un número de histogramas de duración de velocidad o de frecuencia de velocidades se nota que no se aleja de la realidad.

Esto es igualmente claro si los valores de la velocidad del viento son expresadas adimensionalmente dividiéndolas para la velocidad promedio de la - distribución particular. Esto es bastante lógico - en virtud de lo cual se puede expresar por funciones matemáticas que se asemejan a las curvas de - frecuencia y duración, lo más cercanamente posible esto es una herramienta para predecir la salida de



Los aerogeneradores.

En este aspecto mucha atención ha sido dada a la función de Weibull, puesto que es una buena imagen de los datos experimentales. En algunos casos la distribución de Rayleigh, un caso especial de la distribución de Weibull, es preferida. Esta sección trata con la función de Weibull y el método para estimar sus parámetros de una distribución dada.

Dos funciones serán usadas a lo largo de esta sección:

1. La función distribución acumulativa  $F(V)$ , indica la fracción del tiempo o la probabilidad de que la velocidad de viento  $V$  sea más pequeña o igual a la velocidad dada  $V'$ :

$$F(V) = P(V \leq V') \quad (\text{adimensional}) \quad (2.2)$$

Para  $V \geq 0$

2. La función densidad de probabilidad, representada en este caso, por la curva de frecuencia de velocidades.

$$f(V) = \frac{dF(V)}{dV} \quad (\text{s/m})$$

o

$$F(V) = \int_0^V f(V') dV' \quad (2.3)$$

La función duración de velocidad  $S(V)$ , definida como la fracción de tiempo o probabilidad que la velocidad  $V$  sea más grande que un valor dado  $V'$  puede escribirse como:

$$S(V) = 1 - F(V) = P(V > V') \text{ (adimensional)} \quad (2.4)$$

La velocidad promedio puede ser calculada como:

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V f(V) dV \text{ (m/s)} \quad (2.5)$$

y la variación es dada por:

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (V - \bar{V})^2 f(V) dV \text{ (m}^2/\text{s}^2) \quad (2.6)$$

Donde  $\sigma$  es la desviación standard.

#### 2.4.2 LA DISTRIBUCION DE WEIBULL

La distribución de Weibull es caracterizada por dos parámetros:

El parámetro de forma  $K$  (adimensional) y el parámetro de escala  $c$  (m/s)

La función distribución acumulativa es dada por:

$$F(V) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^K\right] \quad (2.7)$$

y la función densidad de probabilidad es dada por:

$$f(V) = \frac{dF}{dV} = \frac{K}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{K-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^K\right] \quad (2.8)$$

Con (2.5) la velocidad promedio puede ser



expresada como una función de  $c$  y  $K$ , o viceversa,  $c$  es una función de  $\bar{V}$  y  $K$ . La integral encontrada sin embargo no puede ser resuelta, pero se puede reducir a una integral standard, la llamada función gamma:

$$\text{Definición } \Gamma(x) = \int_0^{\infty} y^{x-1} e^{-y} dy \quad (2.9)$$

Con  $y = \left(\frac{V}{c}\right)^K$  y  $\left(\frac{V}{c}\right) = y^{x-1}$  se obtiene  $x = 1 + \frac{1}{K}$

y luego manipulando un poco:

$$\bar{V} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right) \quad (2.10)$$

Introduciendo (2.10) en la expresión para  $F(V)$  y  $f(V)$  se obtiene:

$$F(V) = 1 - \exp\left[-\Gamma^K\left(1 + \frac{1}{K}\right) \left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^K\right] \quad (2.11)$$

$$\text{y } f(V) = \frac{K}{\bar{V}} \left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^{K-1} \Gamma^{K-1}\left(1 + \frac{1}{K}\right) \exp\left[-\Gamma^K\left(1 + \frac{1}{K}\right) \left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^K\right]$$

Como se mencionó en 2.4.1, la distribución Rayleigh es un caso especial de la distribución Weibull, esto es para  $K = 2$ .

En este caso, la expresión anterior se reduce a una expresión más simple, notando que:

$$\text{Para } K = 2 \quad \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{2}\right) = \frac{\pi}{4} \quad (2.12)$$

Las expresiones para  $F(V)$  y  $f(V)$  ahora son:

$$F(V) = 1 - \exp\left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^2\right] \quad (2.13)$$

$$f(v) = \frac{\pi}{2} \frac{v}{v^2} \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{v}\right)^2\right) \quad (2.14)$$

Para otros valores de  $K$  la siguiente tabla es aplicable:

| $K$  | $\Gamma\left(1+\frac{1}{K}\right) = \frac{\bar{v}}{c}$ | $\Gamma^K\left(1+\frac{1}{K}\right)$ | $G$      |
|------|--|--------------------------------------|----------|
| 1    | 1  | 1                                    | 1.002000 |
| 1.25 | 0.931384   | 0.914978                             | 0.915200 |
| 1.5  | 0.902745   | 0.857724                             | 0.857333 |
| 1.6  | 0.896574   | 0.839727                             | 0.839250 |
| 1.7  | 0.892244   | 0.823802                             | 0.823294 |
| 1.8  | 0.889287   | 0.809609                             | 0.809111 |
| 1.9  | 0.887363   | 0.796880                             | 0.796421 |
| 2.0  | 0.886227   | 0.785398 <sup>π</sup>                | 0.785000 |
| 2.1  | 0.885694   | 0.774989 <sup>4</sup>                | 0.774667 |
| 2.2  | 0.885625   | 0.765507                             | 0.765273 |
| 2.3  | 0.885915   | 0.756835                             | 0.756696 |
| 2.4  | 0.886482   | 0.748873                             | 0.748833 |
| 2.5  | 0.887264   | 0.741535                             | 0.741600 |
| 3.0  | 0.892979   | 0.712073                             | 0.712667 |
| 3.5  | 0.899747   | 0.690910                             | 0.692000 |
| 4.0  | 0.906402   | 0.674970                             | 0.6765   |

TABLA II Valores para la función gamma

También la tabla 11 muestra una aproximación de la función gamma por medio de la expresión analítica:

$$G = 0.568 + \frac{0.434}{K} \quad (2.15)$$

Esta fórmula puede fácilmente ser manipulada por calculadoras de bolsillo. La aproximación está dentro del 0.2% para  $1 < K < 3.5$ , como se muestra en la última columna de la figura 2.5

En las expresiones para  $f(V)$  y  $F(V)$  la relación  $\frac{V}{\bar{V}}$  frecuentemente aparece. Llamándola a esta velocidad reducida  $X$ :

$$X = \frac{V}{\bar{V}} \quad (2.16)$$

Las expresiones (2.11) y (2.12) se reducen a:

$$F(X) = 1 - \exp \left[ -K \left( 1 + \frac{1}{K} \right) X^K \right] \quad (2.17)$$

$$f(X) = K \bar{V}^K \left( 1 + \frac{1}{K} \right) X^{K-1} \exp \left[ -K \left( 1 + \frac{1}{K} \right) X^K \right] \quad (2.18)$$

Cuando se calcula (2.18) directamente de (2.12) se deberá recordar que:

$$\int_0^{\infty} f(V) dV = \int_0^{\infty} f\left(\frac{V}{\bar{V}}\right) d\left(\frac{V}{\bar{V}}\right) = 1$$

$$\bar{V} f(V) = f\left(\frac{V}{\bar{V}}\right)$$

Los gráficos de  $F(X)$  y  $f(X)$  son mostrados en las figuras 2.4 y 2.5.

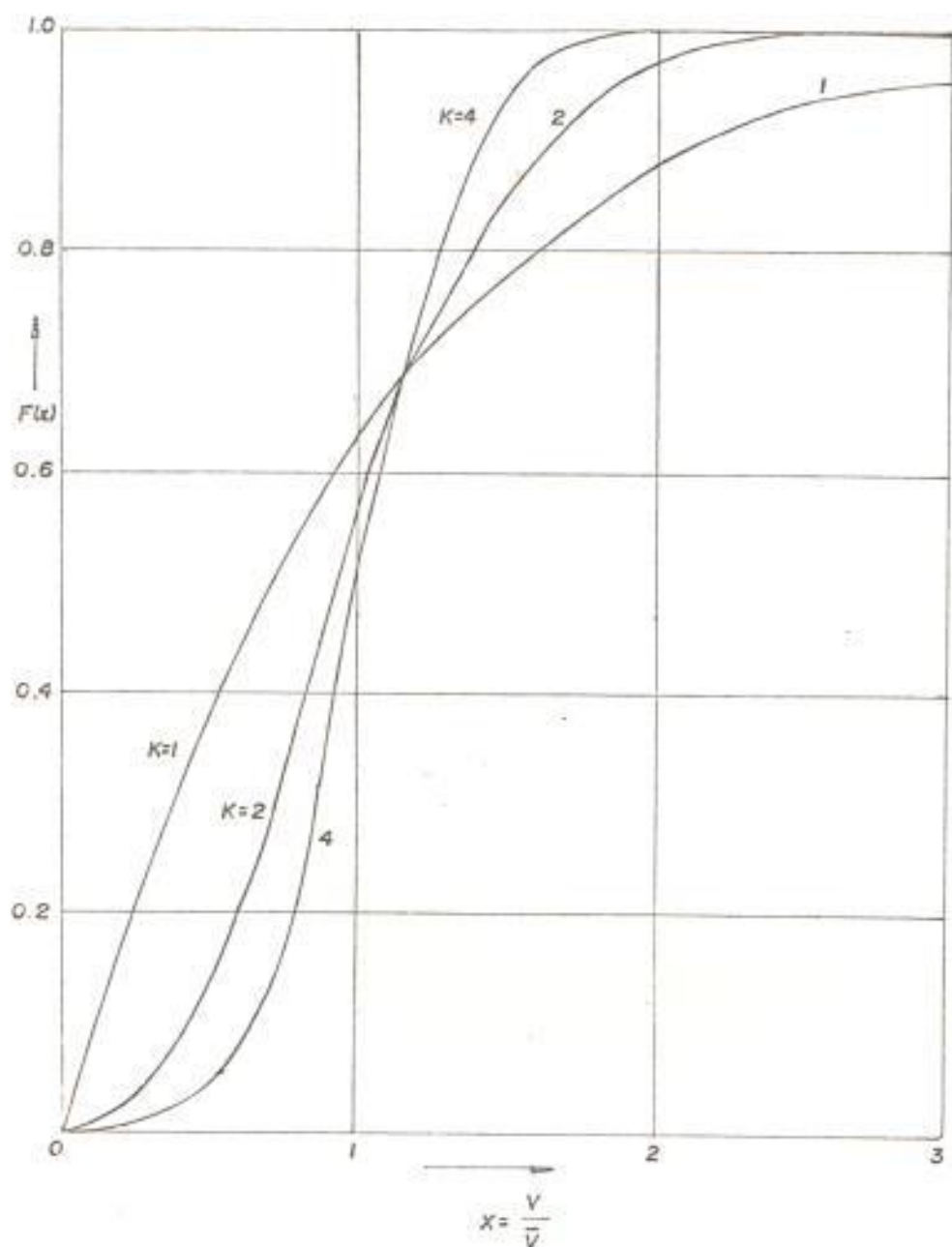


FIG. 2.4 La función distribución acumulativa de Weibull  $F(X)$  como una función de  $X = [V/\bar{V}]$  para diferentes valores de parámetro de forma de Weibull ( $K$ ).

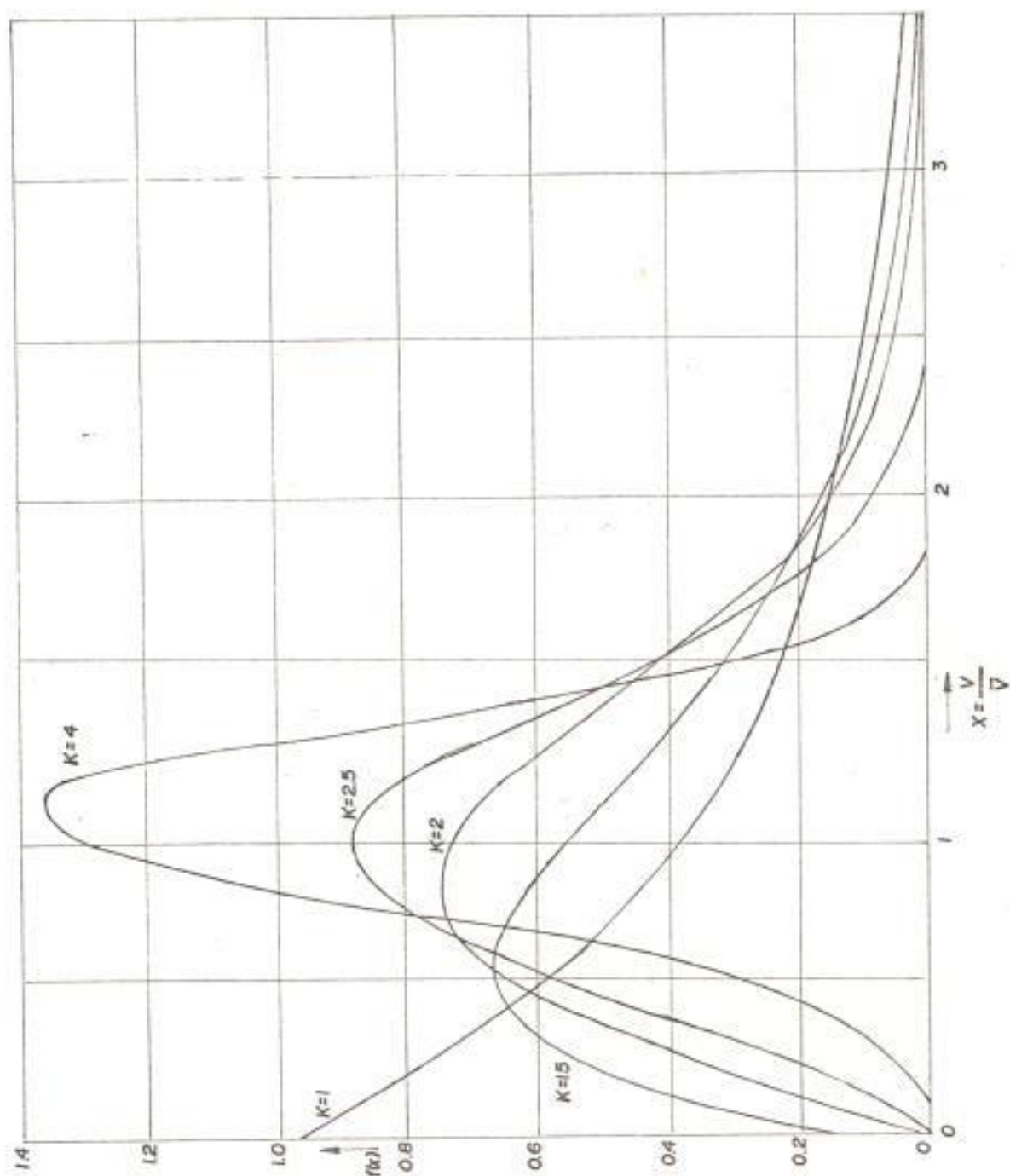


FIG. 2.5 La curva de la frecuencia de velocidades de Weibull como una función de  $X(V/\bar{V})$  para valores diferentes del factor de forma ( $K$ ).



En la gráfica de  $F(X)$  por ejemplo, se puede ver que para  $K = 2$  el régimen que dura más del 95% del tiempo, la velocidad de viento, estará debajo del doble de la velocidad promedio. En la gráfica  $f(X)$  se puede ver que la más frecuente velocidad de viento para  $K = 1.5$  tiene un valor de aproximadamente la mitad de la velocidad promedio. El valor  $f(X) \approx 0.67$  en este ejemplo indica que las velocidades de viento en un intervalo con una amplitud de  $\bar{V}/10$  alrededor de la velocidad más frecuente ocurre para una fracción de tiempo de  $0.67/10$  ó 6.7% del tiempo.

#### 2.4.3 ESTIMACION DE LOS PARAMETROS DE WEIBULL DE DATOS DADOS

La distribución de Weibull muestra su utilidad cuando los datos de viento de una estación de referencia están siendo usados para predecir el régimen de viento en los alrededores de esa estación. La idea es que solamente con velocidades promedio anuales o mensuales son suficientes para predecir la completa distribución de frecuencia del año o el mes. Esta sección trata sobre los métodos para extraer los parámetros  $K$  y  $C$  de un conjunto de datos. Tres métodos son descritos

1. Papel Weibull
2. Análisis de Desviación Standard



### 3. Análisis del factor de la Distribución de energía.

#### PAPEL WEIBULL

En principio es posible construir la curva de frecuencia de velocidad o distribución acumulativa, luego graficar estas curvas en las figuras 2.7 y 2.8. y "adivinar" los factores de forma de Weibull a partir de su ubicación.

Comparar curvas es un trabajo no muy bueno, sin embargo, se lo prefiere para transformarlas en líneas rectas y realizar un mejor estudio comparativo.

El papel Weibull es construido de tal forma que la distribución acumulativa se convierte en una línea recta, con el factor de forma  $K$  como pendiente, como se muestra en la figura 2.8. La expresión (2.7) puede ser reescrita como:

$$[1 - F(V)]^{-1} = \exp \left[ \left( \frac{V}{c} \right)^K \right] \quad (2.19)$$

Tomando el doble logaritmo natural a ambos lados de la igualdad se tiene:

$$\ln \ln [1 - F(V)]^{-1} = K \ln V - K \ln c \quad (2.20)$$

El eje horizontal del papel Weibull sería  $\ln V$ , en tanto que el eje vertical sería  $\ln \ln [1 - F(V)]^{-1}$ . El resultado es una línea recta con

pendiente  $K$ .

Para  $V = c$  se encuentra:  $F(c) = 1 - e^{-1} = 0.632$  y esto da un estimativo para el valor de  $c$ , obteniendo una línea horizontal para  $F(V) = 0.632$ . El punto de intersección con la línea de Weibull da el valor de  $c$ .

El procedimiento práctico para encontrar el factor de forma de un conjunto de datos dados se inicia estableciendo la distribución acumulativa de los mismos.

La distribución acumulativa se refiere al número total de horas durante el cual la velocidad del viento estuvo debajo de un valor dado.

El procedimiento consiste ahora en graficar los porcentajes de la distribución acumulativa como una función de los límites superiores de su intervalo respectivo sobre el papel de Weibull. El resultado será un número de puntos situados más o menos sobre una línea recta. En el caso de que la línea sea efectivamente recta, la distribución perfectamente se asemeja a la distribución de Weibull.

En muchos casos sin embargo, la línea sería ligeramente curva. Entonces la linealización sería enfocada sobre el intervalo de velocidades que más nos interesen para los estudios y aplicaciones de la energía de viento, por ejemplo entre  $0.7\bar{V}$  y

$2\bar{V}$ .

El valor de  $K$  es encontrado midiendo la pendiente de la línea obtenida. En la figura 2.6 encontramos un ángulo de  $66.5^\circ$  con la horizontal, - así  $K = \tan 66.5^\circ = 2.29$ . Para facilitar la medición del ángulo, una simple operación geométrica puede ser realizada: Trazar una segunda línea a través del "+", punto marcado como "punto de estimación de  $K$ " y perpendicular a la línea de Weibull. La intersección de esta segunda línea con el eje  $K$  en la parte superior del papel da el valor deseado de  $K$ . En la figura 2.6 se encuentra

El valor  $c$ , si se requiere, es simplemente - la intersección de la línea de Weibull con la línea punteada, marcada como "estimación  $c$ ". En este caso  $c = 3.2$  m/s.

Preferiblemente, este procedimiento no debería ser aplicado a los datos de un sólo mes, salvo a aquellos que provienen de una buena estadística. Si mensualmente valores de  $K$  son requeridos, entonces el uso de datos de viento de un número de meses de años subsecuentes darían resultados confiables.

#### ANÁLISIS DE LA DESVIACION STANDARD

Con la expresión para la desviación standard:

$$\sigma = \sqrt{\int_0^{\infty} (V - \bar{V})^2 f(V) dV} \quad (2.6)$$

y la expresión para  $f(V)$ :

$$f(v) = \frac{K}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{K-1} \exp \left[ -\left(\frac{v}{c}\right)^K \right] \quad (2.8)$$

Se puede encontrar la siguiente expresión para  $\sigma$ :

$$\sigma = c \sqrt{\left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{K}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{K}\right) \right]} \quad (2.21)$$

o con  $\bar{v} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)$ :

$$\frac{\sigma}{\bar{v}} = \frac{\sqrt{\Gamma\left(1 + \frac{2}{K}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{K}\right)}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)} \quad (2.22)$$

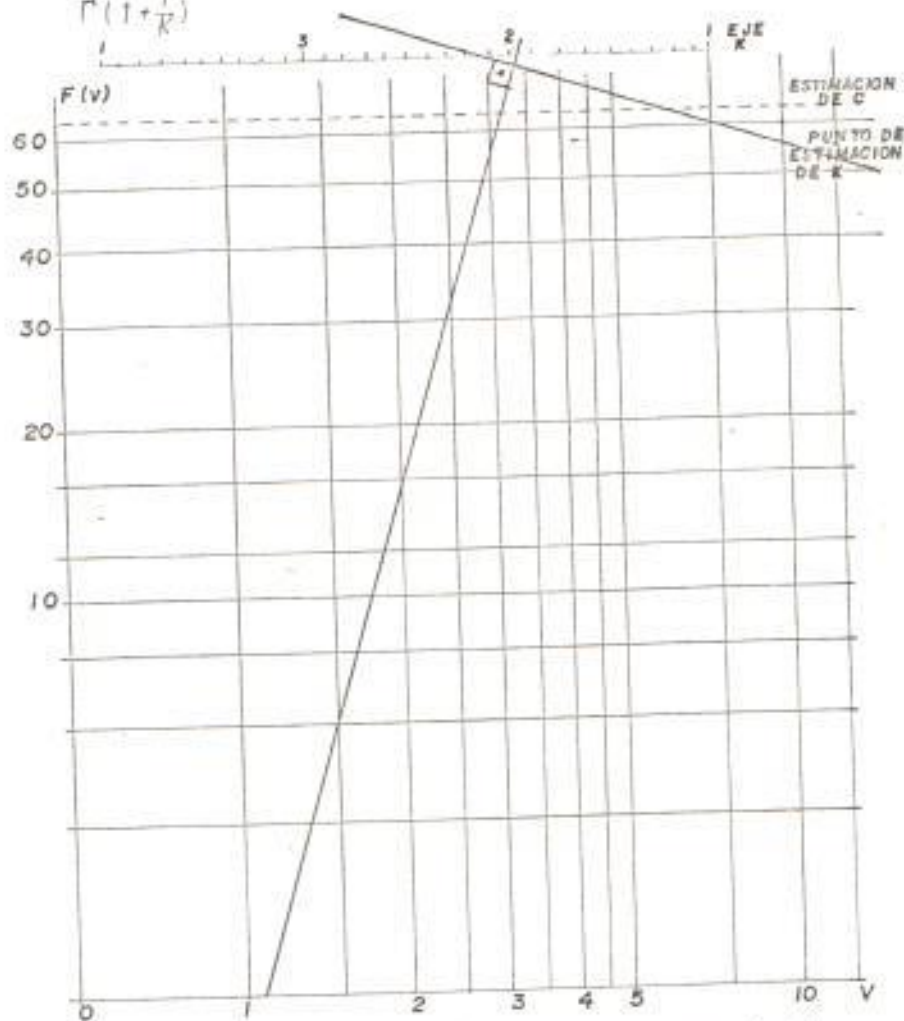


FIG. 2.6 La distribución de velocidad acumulativa del mes de julio de 1981, medidos en la Península de Santa Elena, graficadas versus el límite superior del respectivo intervalo de velocidad, para obtener el valor del factor de forma Weibull  $K$ .

Esta función  $\frac{\sigma}{\bar{v}}(K)$  es mostrada en la figura 2.7. Así, si la desviación standard de la distribución es calculada con:

$$\sigma^2 \approx S^2 = \frac{\sum (v_n)^2 - \frac{(\sum v_n)^2}{N}}{N - 1}$$

Entonces el correspondiente valor de  $K$  puede ser encontrado de la figura 2.7.

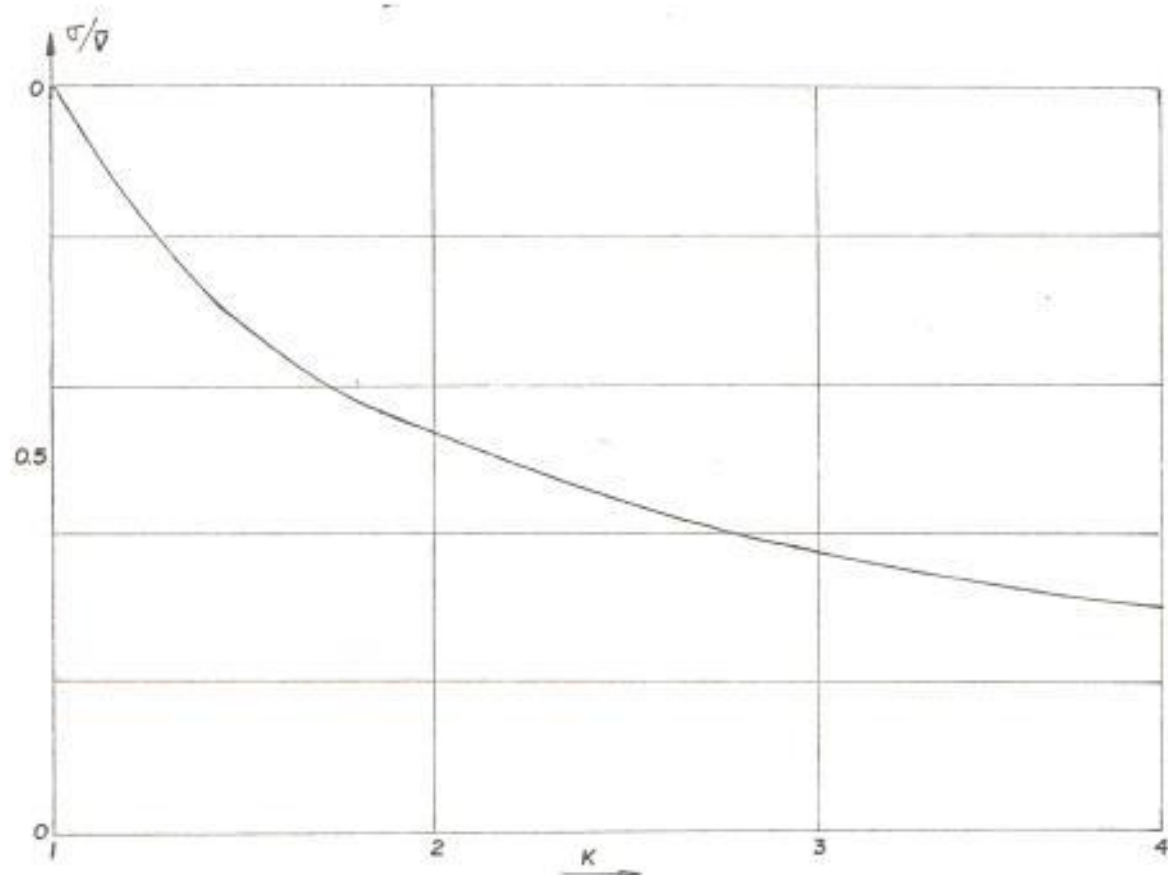


FIG. 2.7 La desviación standard relativa de una distribución de Weibull como una función del factor de forma  $K$ .



## FACTOR DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

El factor distribución de energía  $K_E$  es definido como:

$$K_E = \frac{\text{Cantidad total de potencia disponible en el viento}}{\text{Potencia calculada por el cubo de la velocidad media}} \quad (2.23)$$

Realizando esto la densidad de potencia del viento es dada por:

$$\frac{P(V)}{A} = 1/2 \rho V^3 \left[ \text{W/m}^2 \right] \quad (2.24)$$

Luego la cantidad total de energía por  $\text{m}^2$  disponible en el viento en un periodo de  $T$  segundos es igual a:

$$T \int_0^{\infty} 1/2 \rho V^3 f(V) dV \left[ \text{J/m}^2 \right] \quad (2.25)$$

Puesto que la energía calculada para el cubo de la velocidad media es igual a:

$$1/2 \rho \bar{V}^3 T \left[ \text{J/m}^2 \right] \quad (2.26)$$

Usando la función densidad probabilidad de Weibull  $f(V)$  en (2.24) resulta, después de algunos cálculos, en:

$$K_E = \frac{\Gamma(1 + \frac{3}{K})}{\Gamma^3(1 + \frac{1}{K})} \quad (2.27)$$



Esta función es mostrada en la figura 2.8.

El factor distribución de energía de un juego de  $N$  datos horarios  $V_n$  puede ser determinado con:

$$K_E = \frac{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N V_n^3}{\left(\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N V_n\right)^3} \quad (2.28)$$

Cuando este valor es determinado el parámetro de forma de Weibull es fácilmente encontrado en la figura 2.8.

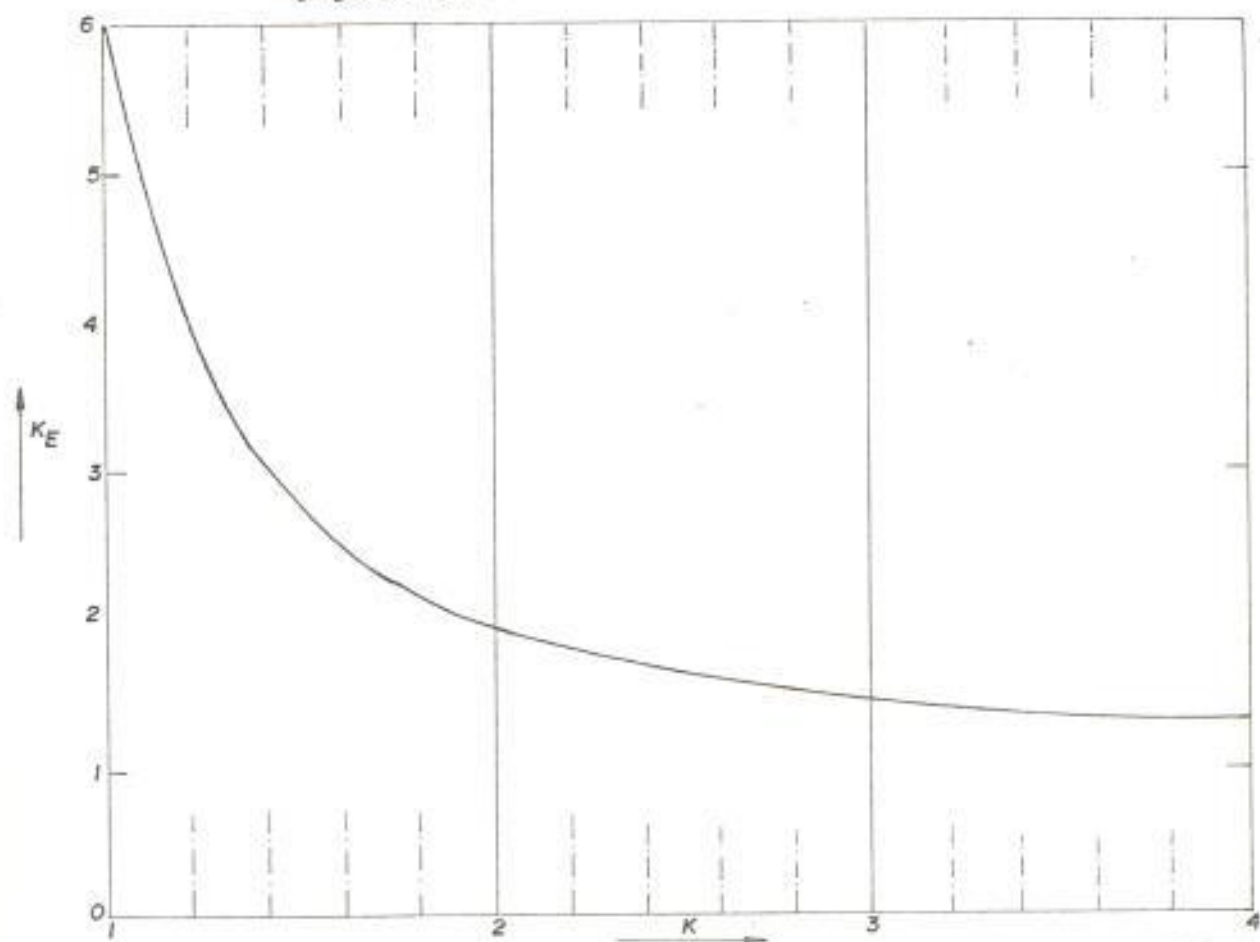


FIG. 2.8. El factor de distribución de energía de una distribución de velocidades como una función del factor de forma  $K$ .

Realizando el cálculo de  $K_E$  para los datos originales de Santa Elena en la Tabla 1, con la fórmula 2.28 el resultado es:

$$K_E = 1.6$$

Graficando este valor en la figura 2.8 da el correspondiente factor de forma de Weibull:

$$K_E = 2.6$$

La desviación al valor  $K = 2.3$ , encontrada con el papel de Weibull, puede probablemente ser explicada por el hecho que la distribución no es perfectamente igual a la forma de Weibull.

El factor de distribución de energía es utilizado para indicar el potencial de viento de un sitio dado por medio de la densidad de potencia:

$$\frac{P}{A} = K_E * \frac{1}{2} \bar{V}^3 \text{ W/m}^2 \quad (2.29)$$

## CAPITULO III

## DISEÑO MECANICO

Este capítulo discute el diseño de rotores de viento con eje horizontal, considerando las fuerzas de levantamiento y de arrastre sobre los álabes del mismo.

El diseño de un rotor consiste en dos pasos:

- 1) Elección de parámetros básicos, tales como número de álabes, radio del rotor, tipo de álabes y la relación de velocidades en punta, y
- 2) Cálculo del ángulo de inclinación y de la cuerda  $c$  para posiciones a lo largo del álabes.

## 3.1 DISEÑO DEL ROTOR

Consiste en encontrar valores para la cuerda ( $c$ ) y el ángulo de ajuste o inclinación para el número de divisiones a lo largo de los álabes (Fig.

3.1)



FIG. 3.1 El ángulo de ataque  $\alpha$  y el de posición  $\beta$  de inclinación de los álabes.

De hecho, no solamente los álabes, sino cualquier cuerpo localizado en un flujo uniforme siente una fuerza, que es el resultado de la presencia de componentes de SUSTENTACION y RESISTENCIA, como lo muestra la figura 3.2.

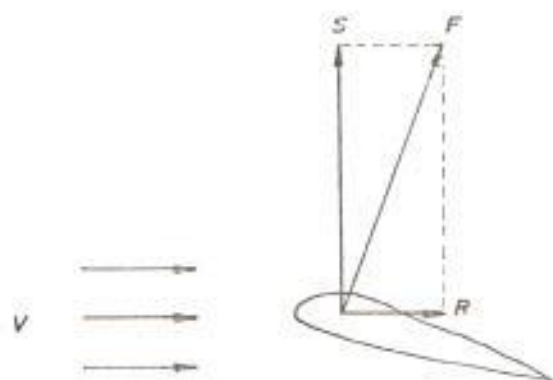


FIG. 3.2 Cuerpo localizado en un flujo uniforme

Las magnitudes de las fuerzas de levantamiento y de arrastre dependen de la forma del cuerpo.

La dirección de la fuerza de levantamiento es perpendicular a la dirección del flujo y la de la fuerza de arrastre es paralela al flujo del disturbio.

En términos físicos, la fuerza sobre un álabes es causada por los cambios de velocidades del -

flujo y de su dirección en torno al álabo. En el lado superior del álabo la velocidad es mayor que en otro lado, por lo que la presión será menor en la parte superior que en la otra parte.

Para poder describir las propiedades de las fuerzas de levantamiento y arrastre, se definen - coeficientes adimensionales de la siguiente manera:

$$\begin{array}{l} \text{Coeficiente} \\ \text{de} \\ \text{Sustentación} \end{array} \quad C_L = \frac{L}{1/2 \rho V^2 A} \quad (3.1)$$

$$\begin{array}{l} \text{Coeficiente} \\ \text{de} \\ \text{Resistencia} \end{array} \quad C_D = \frac{D}{1/2 \rho V^2 A} \quad (3.2)$$

Donde:

L Fuerza de Levantamiento

D Fuerza de arrastre

$\rho$  Densidad del aire (Kg/m<sup>3</sup>)

A Area del álabo proyectada (cuerda \* longitud) (m<sup>2</sup>)

V Velocidad de viento del disturbio (m/s)

Para el diseño debe también considerarse el ángulo de ataque ( $\alpha$ ) del flujo del disturbio sobre el álabo, se lo mide entre la dirección de la velocidad del disturbio y una línea de referencia del álabo.

Inv. No. \_\_\_\_\_

En la tabla III se consideran algunos valores del ángulo  $\alpha$ , Coeficiente  $C_L$  y relación mínima  $C_D/C_L$  para diferentes tipos de álabes.

|   | $C_D/C_L$ | $\alpha$ | $C_L$ |
|---|-----------|----------|-------|
| Lámina Plana  | 0.1       | 5        | 0.8   |
| Lámina Curvada<br>(10% curvatura)                     | 0.02      | 3        | 1.25  |
| Lámina Curvada con<br>tubo sobre el lado -<br>cóncavo | 0.03      | 4        | 1.1   |
| Lámina Curvada con<br>tubo sobre el lado -<br>convexo | 0.2       | 14       | 1.25  |
| Lámina aérea NACA<br>4412                             | 0.01      | 4        | 0.8   |

TABLA III Valores típicos de la relación levanta-  
miento/arrastre ( $C_D/C_L$ ), ángulo de ata-  
que ( $\alpha$ ) y  $C_L$

Los valores para los siguientes parámetros han sido escogidos con antelación:

- R Radio
- $\lambda_H$  Relación de velocidades de punta
- B Número de álabes
- $C_{L_d}$  Coeficiente de sostenimiento
- $\alpha_d$  Angulo de ataque

El radio del rotor será calculado en base a la energía de salida, utilizando la velocidad



promedio local  $\bar{V}$  mediante la siguiente expresión:

$$E = 0.1 * \pi R^2 * \bar{V}^3 * T \text{ (WH)} \quad (3.3)$$

Con T: Período en horas

Para generación de electricidad con turbinas de viento el factor 0.1 puede ser incrementado a 0.15.

La elección de  $\lambda_d$  y B son mas o menos relacionadas, como lo indica la siguiente tabla:

| $\lambda_d$ | B      |
|-------------|--------|
| 1           | 6 - 20 |
| 2           | 4 - 12 |
| 3           | 3 - 6  |
| 4           | 2 - 4  |
| 5 - 8       | 2 - 3  |
| 8 - 15      | 1 - 2  |

TABLA IV Tabla para la elección de la relación de velocidades en punta y el número de álabes.

El tipo de carga determinará  $\lambda_d$ : molinos para bombas de agua con bombas de pistón  $1 < \lambda_d < 2$  y generación de electricidad con turbinas eólicas usualmente tiene  $4 < \lambda_d < 10$ .

Los datos del tipo de álabes son escogidos de la tabla IV.

Cuatro fórmulas describen la información requerida sobre  $\beta$  y  $c$ :

$$\text{Cuerda} \quad c = \frac{8\pi r}{B C_{Ld}} (1 - \cos \theta) \quad (3.4)$$

Ángulo de ajuste  
o inclinación

$$\beta = \theta - \alpha \quad (3.5)$$

Ángulo de  
flujo

$$\theta = 2/3 Tg^{-1} \frac{1}{\lambda_r} \quad (3.6)$$

Velocidad local  
de diseño

$$\lambda_d = \lambda_d * \frac{r}{R} \quad (3.7)$$

Donde:  $r$  : Longitud de la división tomada en el álabe.

Se procede a realizar el diseño del rotor en base a los siguientes datos:  $E = 500 \text{ KWH}$

$$\bar{V} = 3.5 \text{ m/s}$$

De (3.3) se obtiene:

$$R = \sqrt{\frac{E}{0.15 * \pi * \bar{V}^3 * T}}$$

$$R = \sqrt{\frac{500.000}{0.15 * 3.14 * (3.5)^3 * 720}}$$

$$R = 5.86 \text{ m.}$$

Como para generación de electricidad el rango

de  $\lambda_d$  está entre 4 y 10, se toma el valor de  $\lambda_d = 6$  para el que se obtiene, según tabla de elección - - IV; B = 3.

La experiencia señala que el mejor tipo de álabes para generación de electricidad es el del tipo NACA 4412, que según figura 3.7 indica:

$$C_D/C_L = 0.01$$

$$\alpha = 4^\circ$$

$$C_L = 0.8$$

El procedimiento es directo si se decide mantener el coeficiente de sustentación en un valor constante  $C_{Ld}$ . En este caso, resulta una variación de la cuerda  $C$  y una variación del ángulo de inclinación  $\beta$ . Si se desea diseñar el álabes con cuerda constante, entonces el coeficiente de diseño variará a lo largo del álabes. En este trabajo se discutirán estos dos métodos, recordando que existen muchas otras alternativas.

### 3.1.1 COEFICIENTE DE SUSTENTACION CONSTANTE

El procedimiento consiste en el cálculo de la cuerda  $C$  y el ángulo de inclinación  $\beta$  para un número de posiciones a lo largo del álabes a una distancia  $r$  del eje del rotor y una relación de diseño de velocidad en punta  $\lambda_{rd}$ . En este caso, son -

tomadas cuatro posiciones y para cada posición se calculan los parámetros según las fórmulas (3.4) a (3.7) y son presentados en la siguiente tabla:

| POSICION | $r$ (m) | $\lambda r d$ | $\theta^\circ$ | $\alpha d^\circ$ | $\beta^\circ$ | $c$ (m) |
|----------|---------|---------------|----------------|------------------|---------------|---------|
| 1        | 1.47    | 1.50          | 22.3           | 4                | 18.3          | 1.15    |
| 2        | 2.93    | 3.00          | 12.2           | 4                | 8.2           | 0.69    |
| 3        | 4.41    | 4.51          | 8.4            | 4                | 4.4           | 0.49    |
| 4        | 5.86    | 6.00          | 6.3            | 4                | 2.31          | 0.37    |

TABLA V Cálculo de la curva y ángulo de inclinación para un rotor de tres álabes de  $\bar{R} = 5.86$  m. con coeficiente de sustentación constante.

En la figura 3.3 se puede ver que la cuerda del álabe está variando continuamente a lo largo del álabe; también el ángulo de inclinación varía.

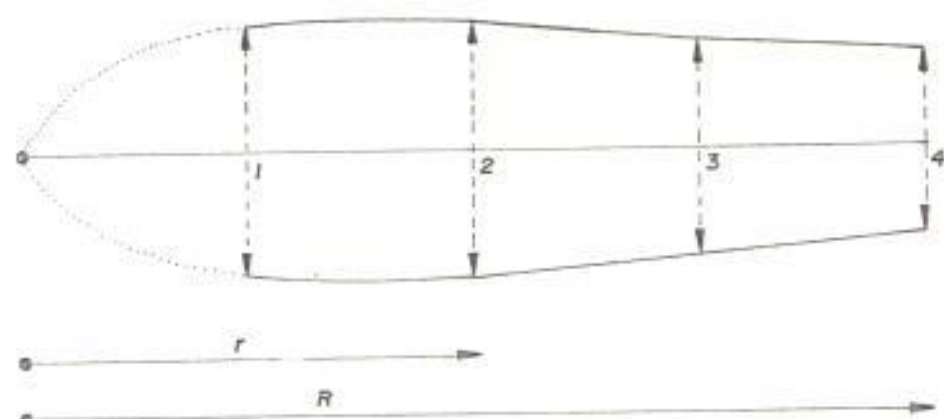


FIG. 3.3 Variación de la Cuerda en el Álabe

## 3.1.2 CUERDA CONSTANTE

Observando la fórmula 3.4 se puede ver que, con una cuerda constante  $c$ , el coeficiente de sustentación para las diferentes posiciones a lo largo del álabo variará según:

$$C_L = \frac{8 \pi r^2}{B c} (1 - \cos \theta) \quad (3.8)$$

Puesto que las variaciones en el Coeficiente de sustentación puede solamente conseguirse variando el ángulo de ataque, una quinta relación es requerida; la relación es:

$$C_L = C_L(\alpha) \quad (3.9)$$

Según las normas estandarizadas se estima un valor en cuerda constante de 0.688, para el cual se obtienen los siguientes valores de los parámetros como lo muestra la Tabla VI.

| POSICION | $r$ (m) | $\lambda r_d$ | $\theta$ | $c$ (m) | $C_L$ | $\alpha^\circ$ | $\beta^\circ$ | $\beta_{osc}$ |
|----------|---------|---------------|----------|---------|-------|----------------|---------------|---------------|
| 1        | 2.83    | 2.90          | 12.7     | .688    | 0.84  | 3.0            | 9.7           | 10            |
| 2        | 4.10    | 4.2           | 8.9      | .688    | 0.60  | 1.5            | 7.4           | 8             |
| 3        | 5.80    | 5.94          | 6.4      | .688    | 0.44  | 1.0            | 5.4           | 6             |

TABLA VI Cálculo del coeficiente de sustentación y para cuerda constante.

En la Tabla VI se puede notar que el ángulo de inclinación escogido difiere del valor teórico, esto es debido a que es dificultoso fabricar álabes con ese tipo de especificación.

Partiendo del ángulo correcto cercano a la punta, una buena guía es procurar mantener el mismo cambio en el ángulo entre las posiciones 1 y 2 y entre 2 y 3, también escoger valores enteros.

### 3.2 POTENCIA, TORQUE Y VELOCIDAD

Un rotor puede extraer potencia del viento debido a que el viento no se pierde tan rápido ni tan lentamente.

Al detenerse el rotor, obviamente no produce potencia y a muy altas velocidades rotacionales el aire es más o menos bloqueado por el rotor, por lo que tampoco es posible obtener potencia.

Entre estos extremos hay una velocidad rotacional óptima donde la extracción de potencia es un máximo.

Esto es ilustrado en la figura 3.4



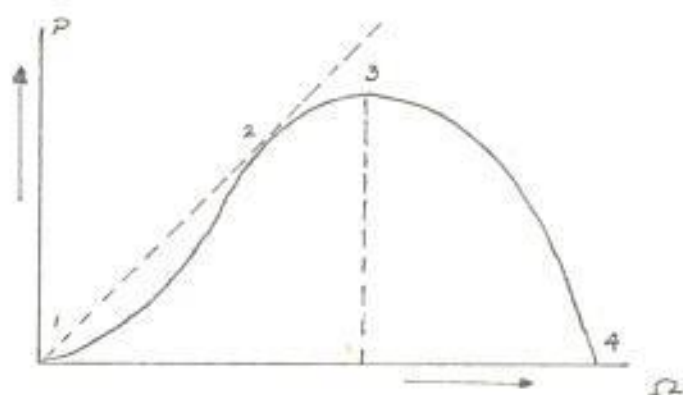


FIG. 3.4 Potencia producida por un rotor en función de su velocidad rotacional.

También es bastante interesante conocer la curva TORQUE-VELOCIDAD de un generador eólico.

La potencia  $P$  (W), el torque  $Q$  (N.m) y la velocidad rotacional (red/s) son relacionadas por una ley simple:

$$P = Q * \Omega \quad (3.10)$$

Con esta relación la figura 3.5 es encontrada de la figura 3.4.

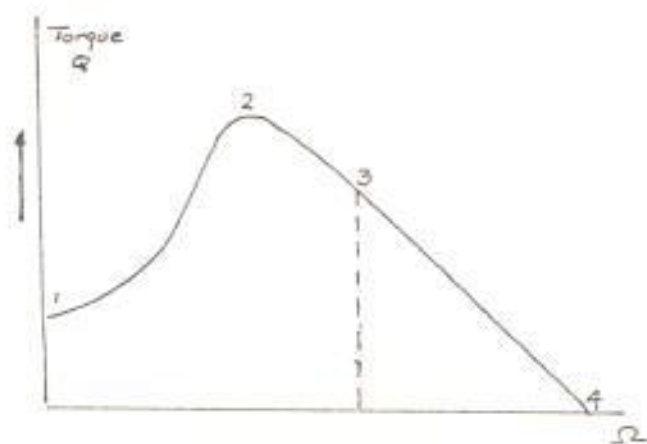


FIG. 3.5 Torque producido por un rotor en función de su velocidad rotacional.

La potencia que un rotor puede desarrollar depende de sus dimensiones. Para una dimensión dada se ve que la potencia según la ecuación (3.10) puede obtenerse empleando criterios distintos. Por ejemplo, para accionar un generador eólico se requiere producir un par bajo con alta velocidad angular.

Se puede concluir que, basándose en  $Q = \frac{P}{\Omega}$ , el torque es igual a la tangente trazada desde el origen hasta algún punto de la curva  $P - \Omega$ .

Esto es porque el máximo de la curva del torque es alcanzada a velocidades mas bajas que las velocidades a la que se alcanza el máximo de la curva de potencia (puntos 2 i 3 de las figuras 3.4 y 3.5).

Si la velocidad del viento se incrementa, la potencia y el torque se incrementan, de tal forma que para cada velocidad del viento una curva de potencia y una de torque serán obtenidas como las de la figura 3.6.

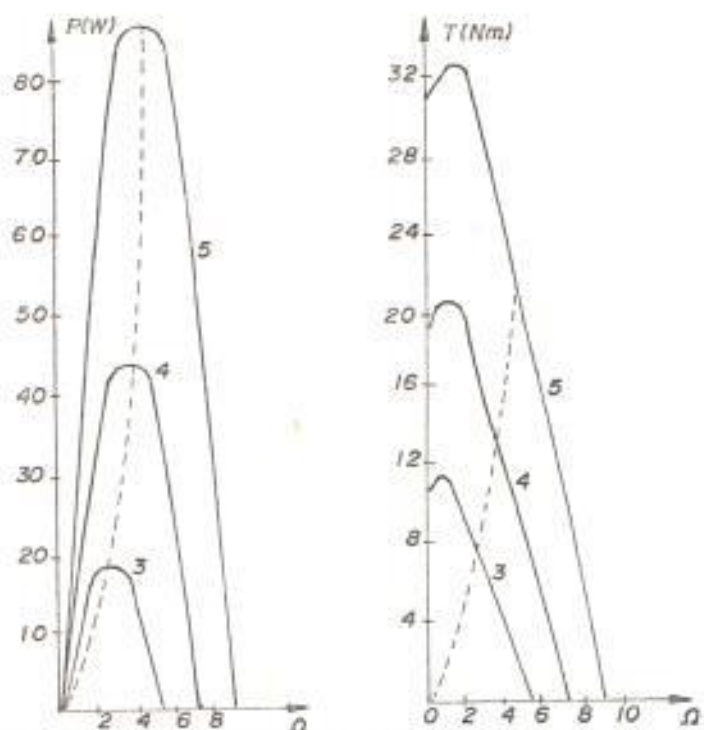


FIG. 3.6 Potencia y torque como función de la velocidad rotacional.

Este grupo de curvas son algo inconvenientes para manejarlas, ya que varían con la velocidad del viento, el radio  $R$  del rotor y también con la densidad del aire  $\rho$ .

La potencia, el torque y la velocidad se hacen adimensionales como las siguientes expresiones

$$\text{Coeficiente de Potencia} \quad C_P = \frac{P}{1/2 \rho A V^3} \quad (3.11)$$

$$\text{Coeficiente de Torque} \quad C_Q = \frac{Q}{1/2 \rho A V^2 R} \quad (3.12)$$

$$\text{Relación de Velocidades de Punta} \quad \lambda = \frac{\Omega R}{V} \quad (3.13)$$

Con  $A = \pi R^2$  Area del Rotor

Sustituyendo estas ecuaciones en [3.10] obtenemos:

$$C_P = C_Q \cdot \lambda$$

[3.14]

La ventaja inmediata es que el compartimiento con dimensiones diferentes y a velocidades eólicas diferentes pueden ser reducidas a dos curvas:

$$C_P - \lambda \quad \text{y} \quad C_Q - \lambda$$

En la figura 3.7: las curvas típicas  $C_P - \lambda$  y  $C_Q - \lambda$  de un generador multiálabes y de dos aletas son mostradas.

Una diferencia significativa entre los rotores mostrados en la figura 3.7 es que: los rotores multiaspas operan a bajas relaciones de velocidad en la punta y los rotores de dos o tres aspas operan a altas relaciones de velocidades de punta.

Notar que su máximo coeficiente de potencia no difiere en mucho para los dos tipos de rotores pero hay una considerable diferencia para el coeficiente máximo del torque, así como en el torque de arranque.

Una fórmula empírica para estimar el Coeficiente del torque de arranque de un rotor como una función de la relación de velocidad de punta -

c. d.:

$$C_Q \text{ ARRANQUE} = \frac{0.5}{\lambda^2} \quad (3.15)$$

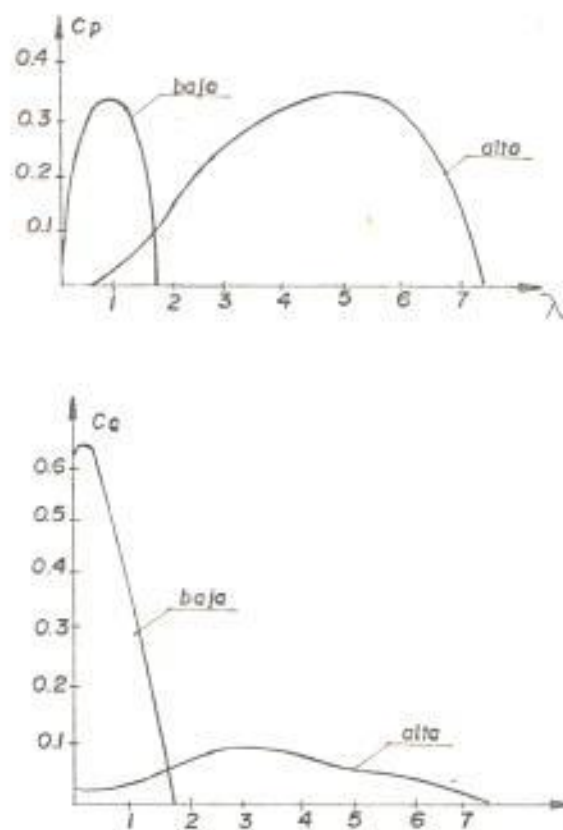


FIG. 3.7. Curvas para  $C_p$  y  $C_q$  de dos tipos de rotores como una función de la relación de velocidad en la punta.

La elección de la velocidad del rotor surge al comparar los pares característicos de la carga del rotor. Una buena elección es aquella que emplea para el acoplamiento, las velocidades angulares compatibles con la máxima eficiencia. Un buen elemento de transmisión satisface este requerimiento, pero no se debe olvidar que en el proceso de -

transferencia también se altera el valor del par.

Esto significa que la elección de dicho elemento no puede recaer exclusivamente sobre la base de la velocidad angular.

### 3.3 DISEÑO PARA MÁXIMA POTENCIA DE SALIDA

#### 3.3.1 COEFICIENTE DE MÁXIMA POTENCIA

La potencia  $P_E$  que puede ser extraída de una corriente de viento por una turbina es igual a la eficiencia  $\eta$  del sistema usado para extraer la potencia, multiplicada por el valor del flujo volumétrico del viento en la turbina  $V_T A_T$  y multiplicada por la suma de los cambios en la presión de energía  $\Delta P$  y en la energía cinética  $\Delta Q$  de una unidad de volumen de aire que pasa a través de la turbina.

$$P_E = \eta V_T A_T (\Delta P + \Delta Q) \quad (3.16)$$

Para una turbina convencional, operando bajo óptimas condiciones estables de una corriente de viento que fluye a una velocidad inicial,  $V_0$ , la velocidad de una unidad de volumen decrece monóticamente cuando ésta se aproxime a la turbina, pase a través de ella y salga de ella.

Se puede demostrar por la Teoría de Momentun que la cantidad máxima de energía que se puede



extraer de una turbina de viento desde una corriente de aire es  $8/9$  de la energía cinética que adquiere. Bajo estas condiciones, la máxima velocidad de viento aprovechable será  $2/3$  de  $V_0$ .

Para un sistema con 100% de eficiencia, la máxima densidad de potencia que puede extraer una turbina de la corriente viento será:

$$\frac{P_E \text{ MAX}}{A_T} = \frac{2}{3} V_0 \left( \frac{8}{9} \rho \frac{V_0^2}{2} \right) = 0.593 \rho \frac{V_0^3}{2} \quad (3.17)$$

Donde:  $\rho \frac{V_0^3}{2}$  : Es la densidad de potencia ambiental disponible

$A_T$  : El área de la sección transversal de la corriente de viento

El factor 0.593 se conoce como Coeficiente de Betz y es la máxima fracción de la potencia en una corriente de viento que puede ser extraída por una turbina.

### 3.3.2 DISEÑO

Basándose en la teoría del momento axial y utilizando factores de inducción axial y tangencial el diseño para máxima potencia de salida exige la siguiente relación:

$$a^* = \frac{1 - 3a}{4a - 1} \quad (3.18)$$

Donde:

$a'$ : Factor tangencial de inducción

$a$ : Factor axial de inducción

Intruduciendo la relación local de solidez  $(\sigma)$  que está definida dentro de la teoría de Momentum como:

$$\sigma = \frac{B c}{2\pi r} \quad (3.19)$$

Con lo que los factores de inducción  $a$  y  $a'$ , omitiendo los términos de resistencia pueden ser calculados con:

$$\frac{4a}{1-a} = \sigma C_L \frac{\cos \theta}{\text{Sen}^2 \theta} \quad (3.21)$$

$$\frac{4a'}{1+a'} = \frac{C_L \sigma}{\cos \theta} \quad (3.20)$$

Ahora, sustituyendo (3.18) en la relación (3.20) y eliminando el parámetro "a" se obtiene la siguiente expresión:

$$\sigma C_L = 4(1 - \cos \theta) \quad (3.22)$$

Y con (3.19) se llega a obtener la fórmula (3.4) de la sección 3.1.

$$c = \frac{8\pi r}{B C_L} (1 - \cos \theta) \quad (3.4)$$

En la cual usamos el valor óptimo  $C_{Ld}$  para  $C_L$

Aún nos hace falta conocer la relación entre  $\lambda_r$  y  $\theta$ , para lo que se sustituye (3.20) en (3.21) y (3.22) y aplicando:

$$\lambda_r = \frac{1-a}{1+a'} \frac{1}{\text{Tg } \theta} \quad (3.23)$$

El resultado es:

$$\lambda_r = \frac{\text{Sen } \theta (2 \text{ Cos } \theta - 1)}{(1 - \text{Cos } \theta)(2 \text{ Cos } \theta + 1)} \quad (3.24)$$

Y esta expresión puede ser reducida a:

$$\lambda_r = \frac{1}{\text{Tg } 3/2 \theta} \quad (3.25)$$

Que es similar a la fórmula (3.12)

$$\theta = 2/3 \text{Tg}^{-1} \frac{1}{\lambda_r} \quad (3.12)$$

Es interesante calcular el efecto de, por ejemplo, una cuerda constante sobre los otros parámetros utilizando las fórmulas de diseño simple de esta sección:

Para este propósito se asume que el gráfico  $C_L - \alpha$  será lineal:

$$C_L = C_{L0} + \frac{d \cdot C_L}{d \alpha} \alpha \quad (3.26)$$

Donde  $C_{\ell 0}$  es el valor de  $C_{\ell}$  a  $\alpha = 0$ .

Para valores pequeños de  $\alpha$ , una buena aproximación es:

$$C_{\ell}' = \frac{d C_{\ell}}{d \alpha} \quad (3.27)$$

y el ángulo  $\alpha$  llega a ser:

$$\alpha = \frac{C_{\ell} - C_{\ell 0}}{C_{\ell}'} \quad (3.28)$$

El ángulo de inclinación del álabo puede ahora ser escrito de la siguiente manera:

$$\beta = \theta - \frac{\frac{8\pi r}{3c} (1 - \cos \theta) - C_{\ell 0}}{C_{\ell}'} \quad (3.29)$$

Con  $r = \frac{R}{\lambda}$  y con (3.11) se obtiene:

$$\beta = \theta - \frac{8\pi R}{3c \lambda C_{\ell}'} \frac{1 - \cos \theta}{\text{Tg } 3/2 \theta} + \frac{C_{\ell 0}}{C_{\ell}'} \quad (3.30)$$

Considerando que:

$$\frac{1 - \cos \theta}{\text{Tg } 3/2 \theta} = \frac{1 - (1 - 1/2 \theta^2 + 1/24 \theta^4 - \dots)}{3/2 \theta + 27/24 \theta^3 + \dots} \quad (3.31)$$

Y que  $\theta$  estará alrededor de pequeños valores, se tiene una buena aproximación en:

$$\frac{1 - \cos \theta}{\text{Tg } 3/2 \theta} = 1/3 \theta \quad (\theta \text{ en rad}) \quad (3.32)$$

Podemos concluir que el ángulo de inclinación puede ser constante (facilita la fabricación de los álabes) si la siguiente condición se satisface (para ángulos de flujo  $\theta$  pequeños):

$$\frac{8 \bar{u} R}{8c \delta c'} \quad (3.33)$$

Y en este caso el ángulo de inclinación es igual a

$$\beta = \frac{c_{l0}}{c'_{\ell}} \quad (\text{radianes}) \quad (3.34)$$

En la misma Teoría Axial de Momentum se obtiene para la fuerza de empuje T:

$$dT = 4a'(1+a')1/2 \rho v^2 r^2 2\bar{u} dr \quad (3.35)$$

y por el torque ejercido sobre el rotor:

$$dQ = 4a'(1-a')1/2 \rho v^2 r^2 \bar{u} r dr \quad (3.36)$$

expresiones que serán de utilidad para el cálculo de las características del rotor.

### 3.1. CÁLCULO DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL ROTOR

Una vez que se ha diseñado el rotor de acuerdo a las fórmulas de la sección anterior (y cambiando probablemente en algo la forma por facilidad de fabricación) es de interés calcular las características del rotor; para esto se utiliza el método que fue introducido por Wilson y Lissaman (5) y que en la actualidad es el procedimiento común para tal finalidad.

Se puede asumir que los siguientes datos del rotor son disponibles:

- Radio  $R$
- Angulo de inclinación  $\beta(r)$
- Cuerdas  $C(r)$
- Relación de velocidades en punta  $\lambda$
- Número de álabes  $B$
- Características del perfil  $C_d(\alpha)$  y  $C_l(\alpha)$

El procedimiento consiste en encontrar valores para los factores de inducción  $a$  y  $a'$  para un número de posiciones del álabe. Debido a que no hay expresiones analíticas para los factores de inducción se tiene que usar un método iterativo con los siguientes pasos:

1. Se escoge un valor para  $r'$ , calcule  $\lambda_r = \frac{r'}{R} \lambda$
2. Se asume valores de partida razonables para  $a$  y  $a'$  (por ejemplo:  $a = 1/3$  y  $a' = 0$ )



3. Cálculo de  $\theta$  con  $\theta = \text{Tg}^{-1} \left( \frac{1-a}{1+a} \cdot \frac{1}{\lambda_r} \right)$
4. Cálculo de  $\alpha$  con  $\alpha = \theta - \beta$
5. Se calcula  $C_L$  con el gráfico  $C_L$  ó con la tabla.
6. Cálculo de  $a$  con  $\frac{4a}{1-a} = \sigma C_L \frac{\cos \theta}{\text{Sen}^2 \theta}$  y  $a'$  con  $-\frac{4a'}{1+a'} = \frac{C_L}{\cos \theta}$
7. Comparar con los valores de  $a$  y  $a'$  de 2 y volver a realizar los cálculos hasta obtener la aproximación deseada.
8. Calcular los valores de  $C_d$ ,  $dQ/dr$  y  $dT/dr$

## CAPITULO IV

## DISEÑO ELECTRICO

## 4.1 MAQUINA SINCRONICA

Este tipo de máquina es usualmente construida en la siguiente forma:

- El rotor consiste en un número de polos, alrededor de los cuales son enrolladas unas bobinas cuando una corriente DC (de campo o excitación) fluye a través de las bobinas, se crean polos magnéticos. Cuando el número de pares de polos es  $p$  y el rotor gira con  $n_g$  (r.p.m), entonces un punto fijo sobre el estator mirará un campo magnético periódicamente, cambiando con una frecuencia de  $P \cdot \frac{n_g}{60}$ .
- Sobre el estator, normalmente son enrolladas tres bobinas, de tal forma que cuando un sistema de corriente trifásica fluye a través de estas bobinas, un campo magnético giratorio es generado.

Cuando el estator de la máquina sincrónica es conectado a un sistema de voltaje con una

frecuencia fija,  $f$ , el eje rotará a una velocidad fija de  $60(f/p)$  r.p.m, y viceversa, cuando el rotor gira a una velocidad constante, la máquina sincrónica proporciona un voltaje de frecuencia fija.

Como resultado, un rotor de viento acoplado a una máquina sincrónica tiene que girar a una velocidad constante (velocidad sincrónica), si la máquina está directamente conectada a un sistema eléctrico público. Si la máquina opera independientemente, entonces la variación de velocidad es permitida, pero el voltaje de salida tendría una frecuencia variable.

En general, el rotor de la máquina sincrónica tiene dos escobillas con las cuales se alimenta la corriente de campo (DC).

El voltaje generado y la corriente es formada por un número de bobinas del estator, (dependiendo del número de fases).

En la figura 4.1 se muestra esquemáticamente una máquina sincrónica.

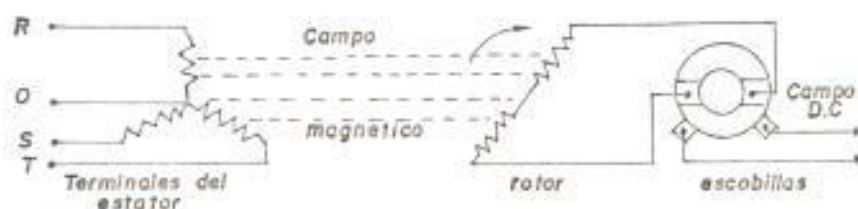


FIG. 4.1 Esquema de una máquina Sincrónica

Existen también tipos de generadores sincrónicos sin escobillas. En este tipo, un pequeño generador extra es montado sobre la prolongación del eje del generador síncrono. Este generador normalmente tiene bobinas de campo en el estator y la corriente es generada en el rotor.

La corriente generada es rectificadora por diodos (montados sobre el eje) y alimenta a las bobinas de campo sobre el rotor del generador síncrono original. Algunos tipos de generadores más antiguos poseen un pequeño generador DC como un generador extra.

Otros tipos de generadores sincrónicos sin escobillas son los generadores con un rotor magnético permanente.

**VENTAJAS:** No hay pérdidas causadas por corrientes de excitación.

No hay escobillas, por lo tanto las pérdidas por fricción son menores.

**DESVENTAJAS:** Un campo permanente no es tan fuerte como un campo excitado.

La posibilidad de controlar la salida del generador por medio de la corriente de campo es eliminada.

Torque de arranque mayor.

Las máquinas sincrónicas pueden también tener sus polos de campo en el estator, de tal forma que

la corriente de campo sea generada en el rotor.

#### 4.2 LA MAQUINA ASINCRONICA

Básicamente, el estator de la máquina asincrónica es el mismo que el de la máquina sincrónica.

Las bobinas del estator están normalmente conectadas a un sistema de voltaje alterno. Estas bobinas suministrarán el campo magnético giratorio

El rotor no está generalmente conectado a una fuente, sino que está cortocircuitado. Cualquiera que sea el tipo de rotor, jaula de ardilla o de rotor devanado son cortocircuitados.

Los terminales son llevados hacia afuera por medio de escobillas. La construcción final proporciona la posibilidad del control de la máquina.

El campo de estator que gira induce corrientes en el rotor. Estas corrientes son únicamente limitadas por la impedancia del devanado del rotor. El campo magnético en el estator ejerce un torque sobre los devanados que llevan la corriente y el rotor tenderá a girar, forzado por este torque.

Cuando el rotor gira a la misma velocidad que la del campo del estator (ésta es la velocidad sincrónica) no se inducen corrientes en el rotor y por lo tanto no se ejerce torque sobre el mismo. Esto indica que, si el estator ejerce una fuerza sobre el rotor, la velocidad mecánica del rotor  $\omega_m$  difiere



de la velocidad del campo del estator  $\omega_s$ : el rotor gira a una velocidad asíncrona con respecto a la velocidad del campo del estator.

Esta diferencia de velocidad es expresada en el "desligamiento" relativo  $S$  de la máquina:

$$S = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} \quad (4.1)$$

Un valor práctico de  $S$  es el 4%.

Cuando una máquina asincrónica girando a una velocidad, es conectada a una carga que requiere torque, la velocidad del rotor caerá a un valor - donde la diferencia en la velocidad del campo del rotor y el campo del estator causa la suficiente corriente en el rotor para producir el torque requerido. En este caso, la máquina actúa como un motor.

Cuando la máquina asincrónica es movida por un primo motor a una velocidad mayor que la síncrona, corrientes serán generadas en el rotor (el estator está conectado a una fuente de alimentación con frecuencia constante). Estas corrientes excitan el campo magnético, el cual genera un voltaje y por consiguiente una corriente en los devanados del estator. En este caso, la máquina actúa como un generador: potencia eléctrica está saliendo de los terminales del estator. La función de los devanados del estator es:



- 1) Producir un campo magnético giratorio.
- 2) Administrar la potencia generada.

Si no se tiene disponible un sistema trifásico de voltaje, la máquina fácilmente no operará - como un generador debido a que no puede generar su propia corriente de campo en el rotor.

En la figura 4.2 se muestra una posible configuración de una máquina asincrónica trabajando - como un generador a ser conectado a una red pública.

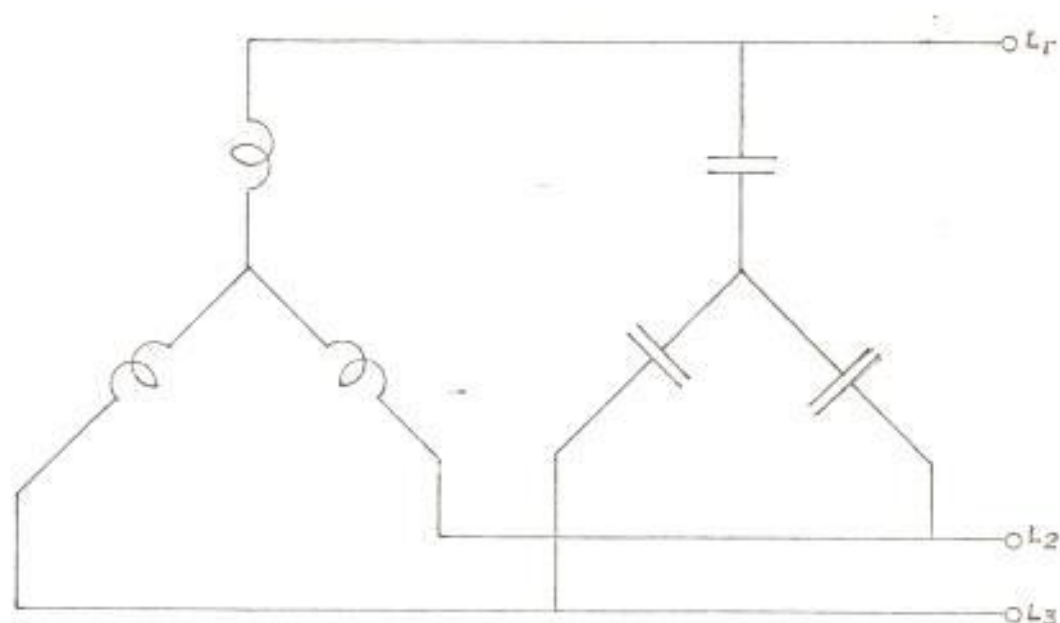


FIG. 4.2 Representación esquemática de una máquina asincrónica, equipada con capacitores - para producir autoexcitación.

Los devanados del estator forman circuitos oscilantes junto con los capacitores extras. Estos circuitos están acorde a la frecuencia deseada.

Cuando la velocidad correspondiente a esta frecuencia es alcanzada, el magnetismo remanente del rotor es suficiente para inducir un voltaje en la bobinas del estator.

#### 4.3. COMPARACION DE LA MAQUINA SINCRONICA Y LA ASINCRONICA

Una gran diferencia de las máquinas sincrónicas y asincrónicas puede ser hecha en base a sus curvas de torque-velocidad cuando se encuentran conectadas a una red con frecuencia fija (ver figura 4.3 y 4.4).

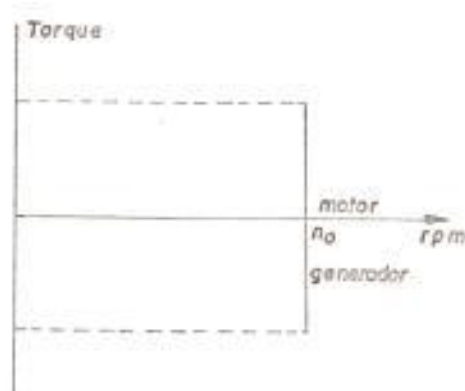


FIG. 4.3 Curva torque-velocidad de una máquina sincrónica

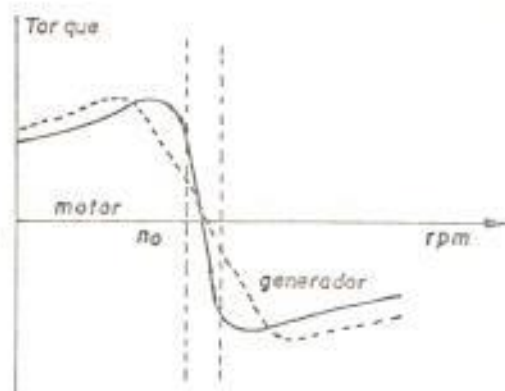


FIG. 4.4 Curva torque-velocidad de una máquina asincrónica

La máquina sincrónica puede operar solamente a la velocidad del sincronismo (figura 4.3). A esta velocidad cualquier valor de torque entre  $+Q_{max}$  y  $-Q_{max}$  puede ser obtenido de o aplicado en el eje.

Si el torque excede a  $Q_{max}$ , la máquina no podrá mantenerse con la frecuencia de la red. Grandes pulsaciones de corriente y torque son inducidos en este caso y esto puede ocasionar daños a la máquina.

Una red de frecuencia fija limita seriamente la velocidad del generador a un valor. Como resultado, el arranque de la máquina requiere un procedimiento especial.

Desconectada de la red, la máquina puede pasar el valor de la velocidad sincrónica por medio de un motor auxiliar. Cuando la polaridad, la secuencia de la fase y la frecuencia son chequeadas con equipos especiales, se puede hacer la conexión a la red. Si no se conecta a una red y tiene que operar como un generador, entonces la velocidad rotacional debe ser controlada mecánicamente (por ejemplo la velocidad de la máquina diésel, la alimentación de vapor) o un convertidor AC/DC/AC debe ser aplicado.

La máquina asincrónica puede operar a un cierto rango de valores de velocidad alrededor de la velocidad sincrónica  $n_0$ . Como hemos visto, el origen de la transferencia de energía eléctrica y

potencia mecánica es una cierta diferencia (deslizamiento) entre las velocidades rotacional y síncrona. A la velocidad síncrona (deslizamiento cero) no hay torque entre la máquina y la carga.

Cuando el deslizamiento es grande, el valor máximo o mínimo del torque es excedido y la máquina se va desacelerando hasta llegar al reposo, actuando como motor.

Cuando actúa como generador la máquina se acelera y queda únicamente limitada por la fricción mecánica.

La máquina asincrónica puede ser arrancada como un motor conectando simplemente el estator a la red. En ocasiones variadas se hacen arreglos especiales para prever las altas corrientes durante el arranque.

Si la máquina estuviera conectada a una red de frecuencia fija, la velocidad puede ser estable dentro de un pequeño intervalo de velocidades.

Este intervalo puede ser alargado por varios métodos.

Un método es usando escobillas sobre el rotor por medio de los cuales los devanados del rotor pueden ser cortocircuitados a través de una resistencia variable. Un ejemplo es dado en la figura 4.4 por la línea punteada.

De esto es claro que el intervalo con los

valores estables de velocidad es alargado.

Si no es conectada a una red de frecuencia fija, la máquina asincrónica puede ser usada con el arreglo presentado en la figura 4.2.

En este caso, la velocidad rotacional debería mantenerse dentro del rango indicado en la figura 4.4 para obtener una frecuencia de salida constante.

A bajas velocidades, cuando el rotor devanado produce pequeño torque, las máquinas tienden a oscilar entre generador y motor.

La eficiencia de las máquinas sincrónicas es usualmente mejor (aproximadamente 10%) que la de las máquinas asincrónicas.

La máquina sincrónica en condiciones de velocidad variable presenta serios problemas de estabilidad, además, que el control de la velocidad aumenta el costo, lo que no ocurre con la máquina asincrónica.

La máquina sincrónica como la asincrónica prácticamente no son viables para trabajar a velocidades bajas.

#### 4.4 MÁQUINA CONMUTADORA

Generalmente la máquina conmutadora es construida como sigue:

El estator es equipado con uno o más pares -



de polos para generar el campo magnético. El campo puede ser obtenido por magnetismo eléctrico o magnetismo permanente.

Sobre el rotor un número de bobinas es distribuido en ranuras. Las bobinas son conectadas a los segmentos del conmutador. Escobillas en reposo sobre el conmutador conducen la corriente hacia afuera. El voltaje generado es un voltaje DC con un pequeño rizado debido a la conmutación.

La máquina conmutadora es uno de los tipos más viejos de máquinas eléctricas y ha sido usada extensamente. El mantenimiento extra del conmutador no obstante tiende a favorecer a la máquina asincrónica y a la sincrónica. Para propósitos de generación, la máquina conmutadora ha sido suplantada por la máquina sincrónica, aunque con el uso de los convertidores DC/AC aún puede ser considerada.

Para aplicaciones con velocidades constantes, la máquina asincrónica resulta más conveniente, pero para aplicaciones donde se quiere mantener una señal de frecuencia constante cuando la velocidad es variable, la máquina conmutadora es la más indicada.

Las curvas torque-velocidad dependen del voltaje y de la corriente de campo, como se muestra en la figura 4.5.



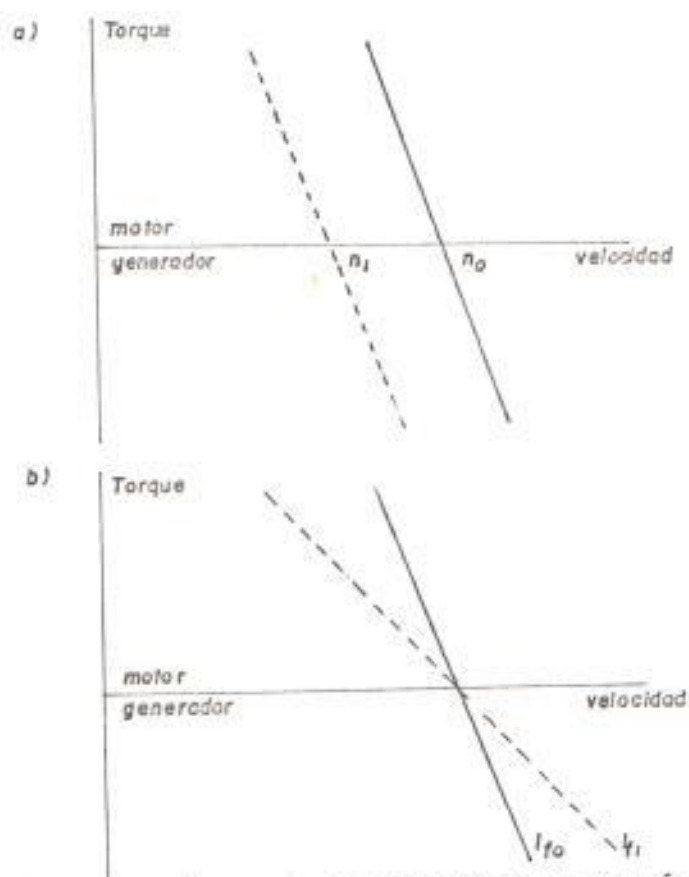


FIG. 4.5 La curva torque-velocidad de una máquina conmutadora (excitación separada) a) para dos voltajes y b) para dos valores de corriente de campo.

#### 4.5 APLICACIONES PARA ENERGIA EOLICA

Casi todo tipo de generador ha sido utilizado para aplicaciones de energía eólica. No hay "mejor tipo" de generador a ser usado hasta ahora.

Para conexión directa a una red pública la máquina asincrónica es bastante favorable debido al relativamente simple proceso de sincronización y a los requerimientos de bajo costo y poco mantenimiento. Las turbinas de escala pequeña a media (10-100 Kw) son equipadas con una máquina asincrónica.

La velocidad mas o menos constante, sin embargo causa grandes variaciones de torque y consecuentemente grandes variaciones de corriente, que no son apreciables las primeras por la construcción mecánica y las segundas por la utilización eléctrica.

Los generadores síncronos también son usados, pero muestran aún más fluctuaciones de corriente y torque. Es posible mediante medios mecánicos extinguir estas fluctuaciones, como por ejemplo: acoplamientos flexibles o permitiendo que el rotor gire a velocidades variables. Esto puede ser logrado con cajas de engranajes para velocidades variables o eléctricamente con el uso de convertidores AC/DC/AC

El último método ha sido bastante acogido y está siendo probado sobre diferentes máquinas, con máquinas sincrónicas y máquinas conmutadoras de corriente directa. Operación a velocidad variable pero con frecuencia constante y salida de voltaje constante puede también ser alcanzada con máquinas eléctricas especiales.

Por ejemplo, en la máquina asincrónica de doble alimentación, el rotor es alimentado por las escobillas con una corriente de una frecuencia que es la diferencia entre la velocidad del campo del estator y de la velocidad del rotor.

Para cargar baterías la máquina conmutadora DC es aún usada extensamente para pequeñas turbinas de

viento (cargador eólico, aerovatímetro) pero la máquina sincrónica con rectificadores es usada en mayor proporción (similar a las desarrolladas en los automóviles).

## C A P I T U L O V

### ACOPLAMIENTO DEL GENERADOR AL ROTOR

Si las características Potencia-Velocidad del rotor eólico y del generador son conocidas, entonces el procedimiento de acoplamiento es bastante directo. Una consideración debe ser tomada en cuenta y es que, debido a las altas velocidades requeridas por la mayoría de los generadores, una caja de engranajes es usualmente necesaria.

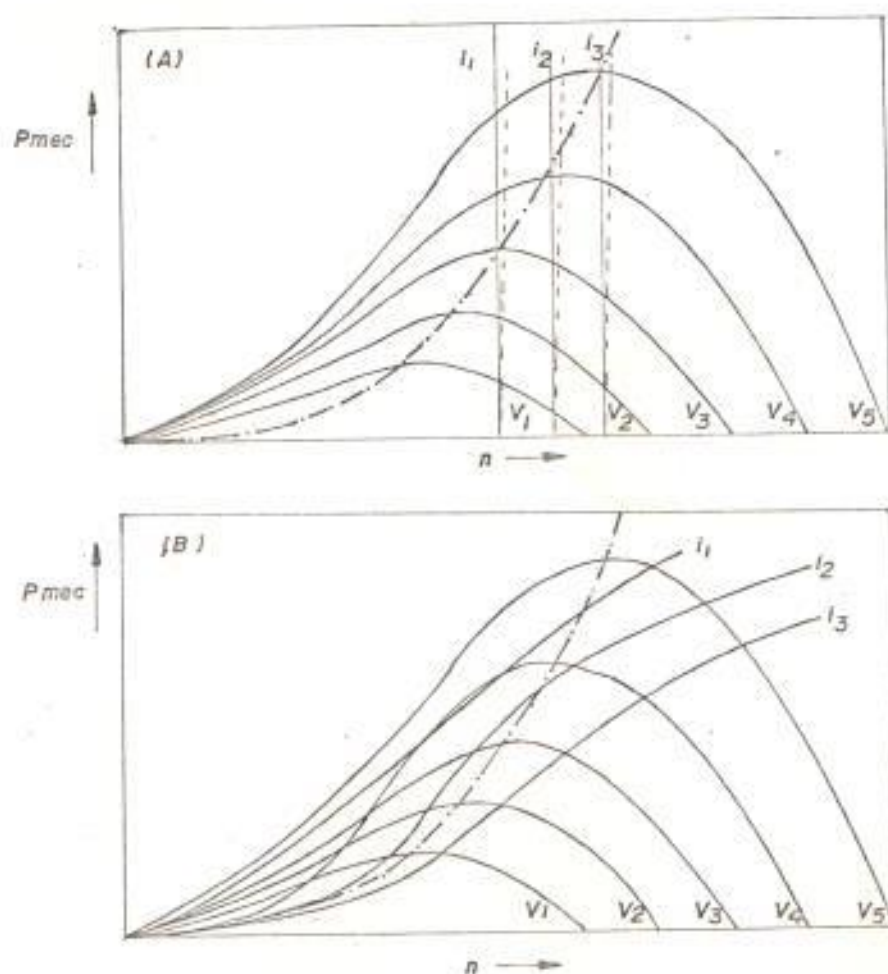
El problema es más complejo de lo que parece, debido a que la característica Potencia-Velocidad depende del tipo del generador, del factor de potencia ( $\cos \theta$ ) y la magnitud de carga, de la corriente de campo y de si la velocidad de la máquina se mantiene constante o si admite variaciones.

#### 5.1 GENERADOR Y ROTOR DE VIENTO CON CARACTERISTICAS DETERMINADAS

Cuando las características del rotor y del generador son conocidas, la única variable que queda es la relación de la caja de engranajes.

Esta caja de engranajes es necesaria para incrementar la velocidad del rotor a un valor apropiado para mover el generador (usualmente 1.000 ó 1.500 RPM).

Se muestra un número de curvas Potencia - Velocidad del generador para diferentes relaciones de transmisión  $i$ , a fin de encontrar la más cercana a la curva óptima de potencia del rotor (figura 6.1) para velocidades de viento alrededor de la velocidad promedio del sitio.





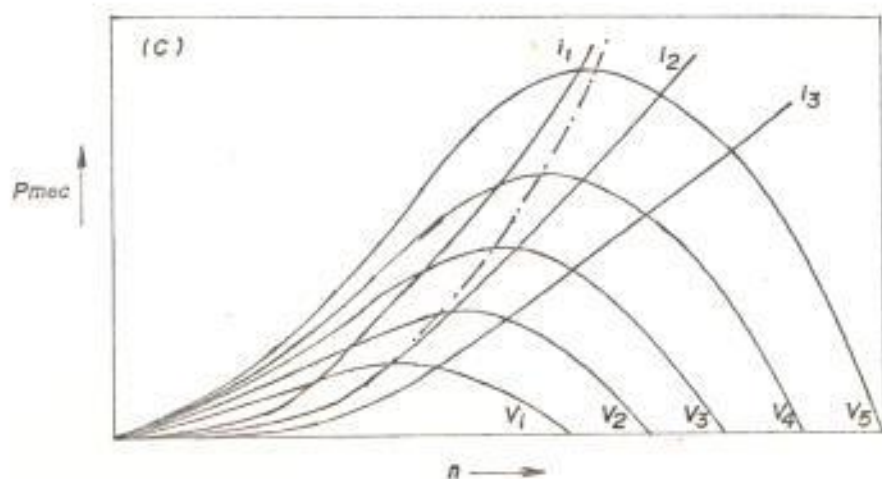


FIG. 5.1 Un rotor de viento acoplado a tres generadores diferentes:

- Síncrono (—) y asíncrono (----) acoplado directamente a una red.
- Síncrono con velocidad variable mas un convertidor AC/DC/AC.
- Máquina conmutadora de velocidad variable.

Una vez que la relación óptima de transmisión es encontrada, la curva de potencia eléctrica de salida es mostrada y la relación potencia de salida velocidad de viento es encontrada (figura 5.2).

La curva  $P(V)$  de la figura 5.2 es una curva tipo túnel de viento, debido a que los datos son encontrados de pruebas en túneles de viento, la curva real (en el sitio) son algo más bajas que las curvas de túnel de viento, ya que existen variaciones



en la velocidad y en la dirección del viento.

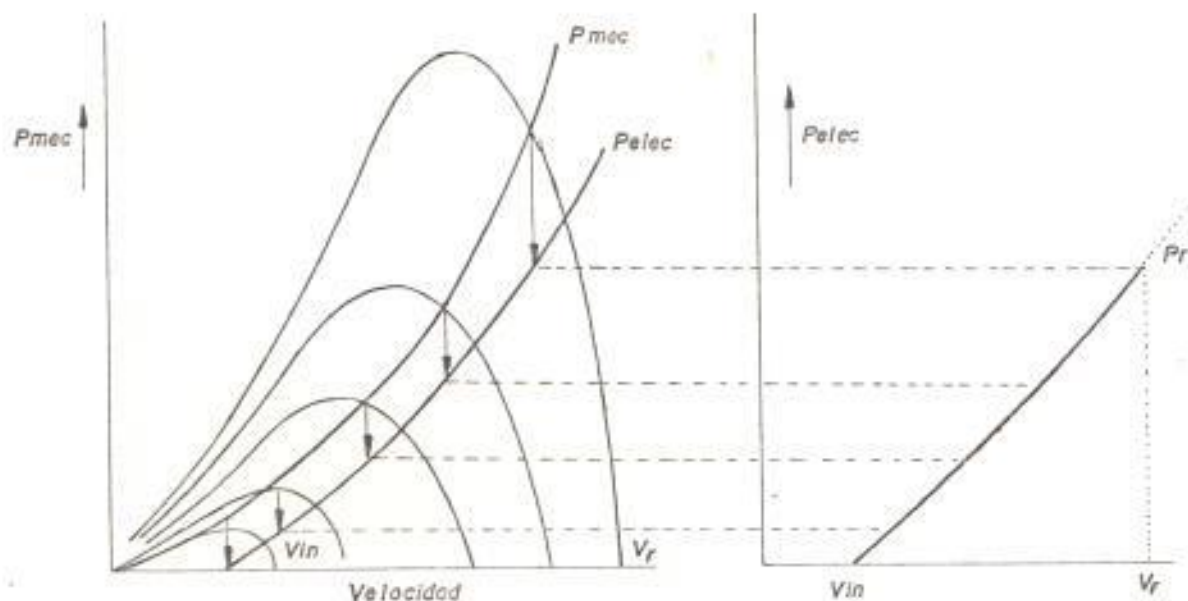


FIG. 5.2 Encontrando la relación potencia de salida-velocidad de viento de un generador - acoplado a un rotor de viento.

## 5.2 DISEÑO DE UN ROTOR DADA LAS CARACTERÍSTICAS DE VELOCIDAD VARIABLE DEL GENERADOR

En muchos casos las características del rotor y del generador no son disponibles, aunque se debe diseñar un rotor de viento para un generador dado.

En este caso se requiere información adicional por ejemplo:  $V_{in}$  Velocidad de corte y la Velocidad Nominal  $V_r$ .

Se concluye que los siguientes parámetros

conocidos y desconocidos son involucrados:

|                    | PARAMETROS   |                |
|--------------------|--|----------------|
|                    | CONOCIDOS  | DESCONOCIDOS   |
| GENERADOR          | $P_r, N_r, N_g,  N_r $<br>$P_{mec} (n_{in}), n_{in}$<br>$Q_{arranque}$ |                |
| ROTOR              | $C_{Pmax}$   | $\lambda_d, A$ |
| CAJA DE ENGRANAJES | $n_{tr}$   | $i$            |
| REGIMEN DE VIENTO  | $V_{in}, V_r$  | $V_{arranque}$ |

La velocidad de arranque  $V_{arranque}$ , es la velocidad de viento a la cual el rotor arranca, - por ejemplo, a esta velocidad el rotor puede vencer el torque del generador y de la caja de engranajes. A  $V_{in}$ , no obstante, el rotor produce ya suficiente potencia para cubrir la  $P_{mec} (n_{in})$ , arrancar y dar potencia a la red.

Cuando se diseña un rotor para mover un generador, se tiene que llevar en mente que la -

elección de la relación de velocidades en punta no es tan amplia como parece.

Frecuentemente un rotor de 2 ó 3 álabes es escogido, tal que las relaciones de velocidades en punta probablemente variarán entre 5 y 8.

Consecuentemente, una fácil pero muy larga solución será repetir el procedimiento de la sección 5.1 un número de veces para las relaciones de velocidades en punta de 5, 6, 7 y 8. Para cada uno de los rotores una relación apropiada de transmisión será elegida y posteriormente las curvas resultantes  $P(V)$  pueden ser analizadas por sus valores de  $V_{in}$  y  $V_r$ .

En vez de usar este método, un procedimiento más directo es aplicable para generadores con velocidad que puede variar con la velocidad del viento. Esto quiere decir que se debe tratar de mantener la potencia mecánica requerida para llevar al generador tan cerca como sea posible a la potencia máxima desarrollada por el rotor de viento. Esto es particularmente cierto a bajas velocidades de viento, llevando a la asunción que  $C_p = C_{pmax}$  a  $V_{in}$ .

Lo primero a considerar es que si se mantiene constante la relación de velocidades en la punta ( $\lambda_d$ ) la velocidad del rotor y también la del generador deberían por lo menos ser proporcional a

la velocidad del viento:

$$n_n = n_{in} \frac{V_n}{V_{in}} \quad (5.1)$$

Si  $n_n$  es más pequeño que el valor dado por (5.1), entonces la relación de velocidades en la punta no puede permanecer constante y se tiene que aplicar otro método. Si  $n_n$  es mucho mayor, entonces  $P_n$  - probablemente no será alcanzada a  $V_n$ , por lo que se obtendría error.

Se asume en la siguiente deducción que  $n_n$  tiene el valor apropiado.

Primeramente se determinará el área del rotor A con:

$$C_{pmax} \eta_{tr} \frac{1}{2} \rho A V_{in}^3 = P_{mec} (n_{in}) \quad (5.2)$$

$\eta_{tr}$  : eficiencia

Cuando el área es encontrada se debe chequear si la potencia nominal  $P_n$  realmente puede ser producida a la velocidad nominal requerida:

$$C_{pmax} \eta_{tr} \eta_g \frac{1}{2} \rho A V_n^3 > P_n \quad (5.3)$$

Si esta condición no puede ser cumplida, se tiene que incrementar el área del rotor o aceptar un valor más alto para  $V_n$ .

Seguidamente, la relación entre  $\lambda_d$  e  $i$  puede ser encontrada con la asunción que  $C_p = C_{pmax}$  a  $V_{in}$  ( $n_{in}$  es dada en r.p. segundo:

$$\lambda_d i = \frac{2 \pi n_{in} R}{V_{in}} \quad (5.4)$$

Básicamente cualquier combinación de la relación de velocidades en punta e  $i$ , puede ahora ser elegida. Una restricción es, sin embargo, el valor mas alto en la relación de velocidades proporciona un valor mas bajo en el torque de arranque del rotor. Se debe asegurar que el rotor pueda arrancar a una velocidad  $V_{\text{arranque}}$  mas baja que  $V_{\text{in}}$ . El torque de arranque es encontrado con la ayuda de la siguiente expresión (vea sección 3.1):

$$C_{Q_{\text{arranque}}} = \frac{0.5}{\lambda_d^2} \quad (5.5)$$

Esto conduce a:

$$\frac{0.5}{\lambda_d^2} \cdot \frac{1}{2} \rho V_{\text{arranque}}^2 A R = Q_{\text{arranque}}^i \quad (5.6)$$

Se ha despreciado el torque de arranque de la caja de engranajes, debido a que generalmente es mucho mas baja que el producto del torque de arranque del generador por  $i$ .

Reconociendo que  $V_{\text{arranque}} < V_{\text{in}}$  podemos escribir (5.6) como sigue:

$$\lambda_d^2 i < \frac{0.5 \cdot \frac{1}{2} \rho V_{\text{in}}^2 A R}{Q_{\text{arranque}}} \quad (5.7)$$

Combinando (5.7) con (5.4) se obtiene:

$$\lambda_d < \frac{0.5 \cdot \frac{1}{2} \rho V_{\text{in}}^3 A}{2\pi n_{\text{in}} Q_{\text{arranque}}} \quad (5.8)$$



## 5.3 MODELAJE MATEMATICO

La expresión para la potencia de salida de una turbina de viento, como una función de la velocidad instantánea del viento (usualmente la promedio) es:

$$P = C_p \eta \frac{1}{2} \rho V^3 A \quad (5.9)$$

En esta sección se limitará a una descripción de la salida para velocidades del viento bajo la velocidad nominal  $V_n$ . Se asume que todas las turbinas limitan su potencia de salida a una potencia de salida constante  $P_n$  para velocidades de viento sobre  $V_n$  y bajo  $V_{sal}$ . Para velocidades sobre  $V_{sal}$ , la máquina se detiene:  $P = 0$ . Esta asunción implica que  $C_p \eta$  es proporcional a  $1/V^3$  para  $V_n < V < V_{sal}$  y cero para  $V > V_{sal}$ .

En el caso ideal el factor  $C_p \eta$  debería ser igual a su más alto valor  $(C_p \eta)_{max}$  para todas las velocidades  $V < V_n$ :

$$\text{Ideal} \quad P = (C_p \eta)_{max} \frac{1}{2} \rho V^3 A \quad (5.10)$$

$$\text{o} \quad P = (\text{constante}) V^3$$

Esto es desde luego lo ideal para cada diseñador de turbina eólica y dentro de su economía y restricciones estructurales, intentando aproximarse al comportamiento cúbico ideal tan cerca como sea posible.

En la práctica el resultado no es ideal. Primero una turbina de viento práctica solamente -



produciría potencia neta de salida sobre un valor dado de velocidad de viento  $V_{in}$ . Entonces la curva de salida entre  $V_{in}$  y  $V_r$  puede tomar cualquier forma: lineal, cuadrática, cúbica y combinaciones de éstas.

En la figura 5.3 se muestran algunas características de la potencia de salida en función de la velocidad del viento.

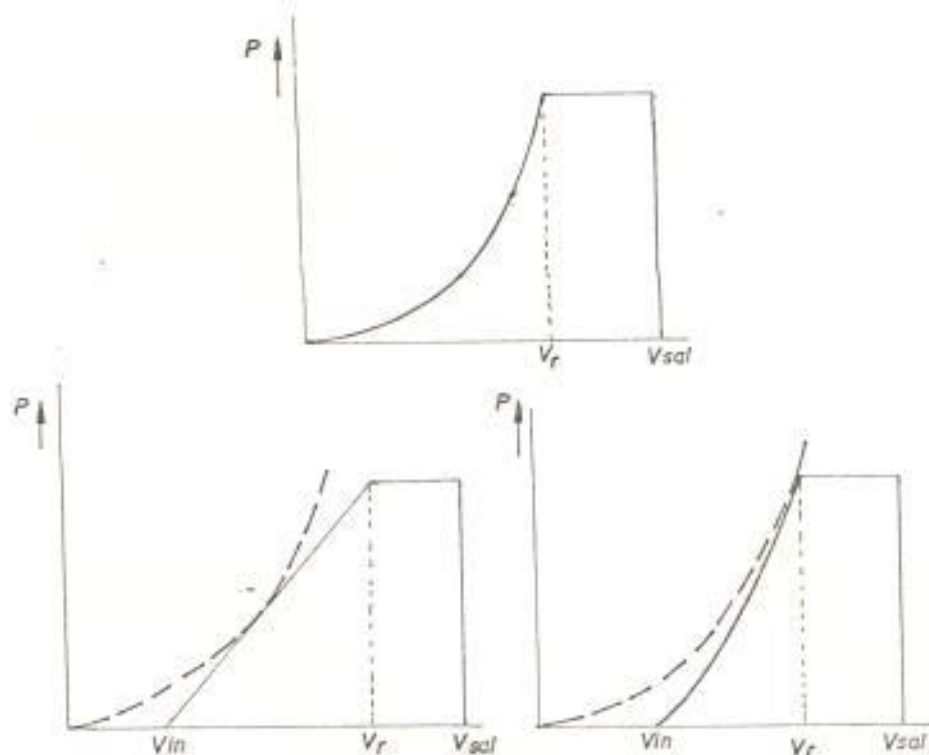


FIG. 5.3 La curva de salida ideal y dos curvas de salidas típicas de turbinas eólicas

Generalmente las curvas de salida pueden ser divididas en dos grupos:

- 1) Aquellas que alcanzan su mas alta eficiencia entre  $V_{in}$  y  $V_r$ , por ejemplo, la curva cúbica  $(C_p \eta)_{max} \frac{1}{2} \rho A V_d^3$ ; toca la curva de salida

en un punto con  $V_{in} < V_d < V_r$ . Este es el caso de la característica de salida lineal de la figura 5.3

- 2) Aquellas que alcanzan su máxima eficiencia a  $V_r$  ó en otras palabras  $V_d = V_r$ . Esto implica una curva de salida empinada, tal como la mostrada en la tercera curva de la figura 5.3.

Con las expresiones matemáticas para la potencia de salida como una función de velocidad del viento, usualmente medida en el campo, se puede hallar las expresiones para la velocidad de diseño la eficiencia y la potencia nominal para diferentes velocidades. Esto será tratado en detalle para el modelo de salida lineal, debido a que el modelo lineal usualmente da un buen resultado con los datos experimentales.

El compartimiento lineal puede ser escrito como:

$$P = P_r \frac{V - V_{in}}{V_r - V_{in}} \quad (5.11)$$

Con (5.9) esto se convierte en:

$$C_p \eta \frac{1}{2} \rho V^3 A = (C_p \eta)_r \frac{1}{2} \rho V_r^3 A \frac{V - V_{in}}{V_r - V_{in}} \quad (5.12)$$

Así se puede encontrar el  $C_p \eta$  para cada velocidad:

$$C_p \eta = (C_p \eta)_r \frac{V_r^3}{V^3} \frac{V - V_{in}}{V_r - V_{in}} \quad (5.13)$$

Si se quiere determinar la velocidad  $V_d$ , a la cual por definición el valor máximo de  $C_p \eta$  es alcanzado, se tiene que tomar la derivada de (5.13):

$$\frac{d C_p \eta}{dV} = (C_p \eta)_{V_n} \frac{V_n^3}{V_n - V_{in}} \left( -\frac{2}{V^3} + \frac{3V_{in}}{V^4} \right) \quad (5.14)$$

Iguando la derivada a cero para  $V = V_d$ , se obtiene:

$$V_d = 1.5 V_{in} \quad (5.15)$$

Esto indica que para cualquier turbina de viento con una característica de salida lineal la velocidad de diseño es fija e igual a 1.5 veces la velocidad  $V_{in}$ . Sustituyendo y combinando este resultado en (5.13) se obtiene una expresión para

$$C_p \eta: \quad C_p \eta = (C_p \eta)_{\max} \frac{V_d^3}{V^3} \left( 3 \frac{V}{V_d} - 2 \right) \quad (5.16)$$

ó en términos de  $V_{in}$ :

$$C_p \eta = (C_p \eta)_{\max} 6.75 \frac{V_{in}^3}{V^3} \left( \frac{V}{V_{in}} - 1 \right) \quad (5.17)$$

La expresión (5.16) es mostrada en la figura 5.4

Para encontrar la potencia nominal para diferentes velocidades de viento nominales  $V_n$  es sustituido en (5.17) y se multiplica ambos miembros de la ecuación por  $1/2 \rho A V^3$ . El resultado es:

$$P_{\pi} = (C_p \eta)_{\max}^{1/2} \rho A v_d^3 \left( 3 \frac{v_{\pi}}{v_d} - 2 \right) \quad (5.18)$$

Un procedimiento similar puede ser seguido para un modelo de salida general:

$$P = P_{\pi} \frac{v^c - v_{in}^c}{v_{\pi}^c - v_{in}^c} \quad (5.19)$$

Con (5.9) se obtiene:

$$C_p \eta = (C_p \eta)_{\pi} \frac{v_{\pi}^3}{v_{\pi}^c - v_{in}^c} (v^{c-3} - \frac{v_{in}^3}{v^3}) \quad (5.20)$$

Tomando la derivada para  $v = 0$  se tiene la velocidad de diseño:

$$v_d = v_{in} - c \sqrt{\frac{3}{3-c}} \quad (5.21)$$

Para  $c = 1$  encontramos el resultado de la ecuación (5.15). Se puede notar también que para  $c \geq 3$  no se encuentra velocidad de diseño, debido a que la curva de salida es más empinada que la curva de la salida cúbica ideal, la eficiencia se la calcula con:

$$C_p \eta = (C_p \eta)_{\max} \frac{3}{c} \left( 1 - \frac{c}{3} \right)^{1-\frac{3}{c}} \frac{v_{in}^3}{v^3} \left( \frac{v^c}{v_{in}^c} - 1 \right) \quad (5.22)$$

$v$ , como es de esperarse, para  $c = 1$  se encuentra la experiencia (5.17). La potencia nominal es dada por:

$$P_{\pi} = \frac{3}{c} \left( 1 - \frac{c}{3} \right)^{1-\frac{3}{c}} (C_p \eta)_{\max}^{1/2} \rho A v_{in}^3 \left( \frac{v_{\pi}^c}{v_{in}^c} - 1 \right) \quad (5.23)$$

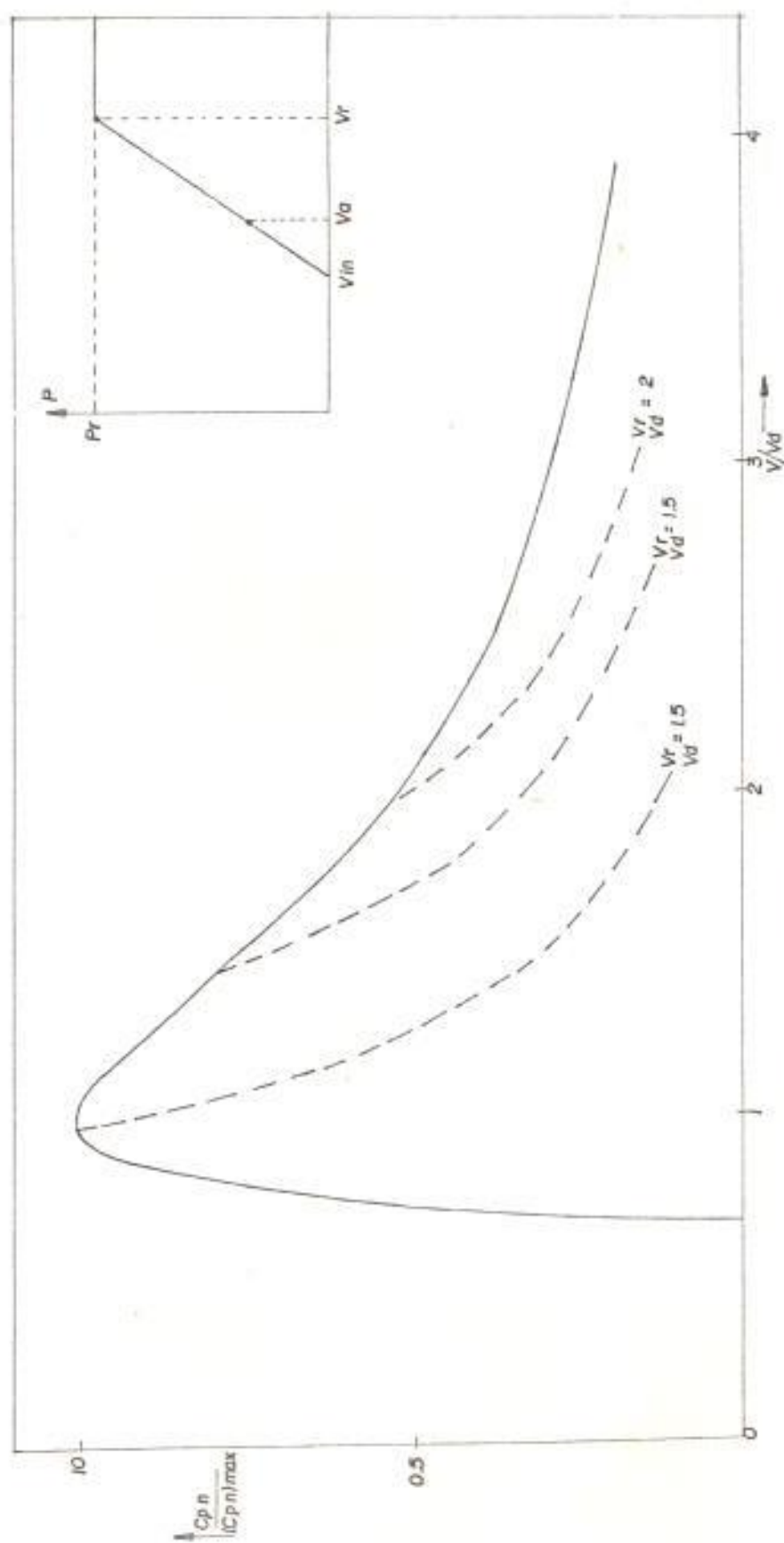


FIG. 5.4 La eficiencia relativa de una turbina de viento como una función de la velocidad del viento relativa (velocidad dada/velocidad de diseño).



## CAPITULO VI

## SISTEMA DE REGULACION ELECTRONICO

Con la finalidad de que el servicio de la Central Eólica sea continuo y de buena calidad, se incluye dentro de la misma un sistema de Regulación Electrónico.

El sistema de Regulación Electrónico contiene controles de velocidad, voltaje, frecuencia y potencia, que estarán íntimamente relacionados.

- 6.1 Siendo la velocidad del viento el parámetro que proporciona la potencia de salida del generador y en virtud de que no es fácilmente controlable, toda vez que es muy variable con respecto al tiempo, en magnitud y dirección, la regulación se la hará con respecto a la velocidad del eje del generador, utilizando para esto el control de la excitación del campo, basándose en la ecuación de salida de los generadores de corriente continua.

$$E = C_1 n \Phi \quad (6.1)$$

Donde:

$E$ : Voltaje de salida

$n$ : Velocidad en el eje

$\phi$ : Flujo de campo

$C_g$ : Constante propia del generador

La regulación consiste en sensar el voltaje de salida del generador, comparándola con una señal de referencia, bajo cierta tolerancia, produciéndose una señal de error que se transforma en la realimentación hacia la excitación del campo, de tal forma que se pueda compensar el incremento o disminución de la velocidad de referencia (velocidad media de la zona), que estará en función del voltaje.

Se presentan a continuación tres casos para cada uno de los cuales se analizará la operación del sistema de control.

Primer caso:  $V_v \approx V$  med.

Se considera como caso típico, es decir, que al producirse una velocidad del viento, aproximadamente igual a la velocidad media de la zona ( $V_v = 3.5$  m/s) el voltaje de salida del generador cae dentro del intervalo de tolerancia y se puede controlar en base a la regulación de la corriente de campo compensando el aumento o disminución del voltaje de referencia.

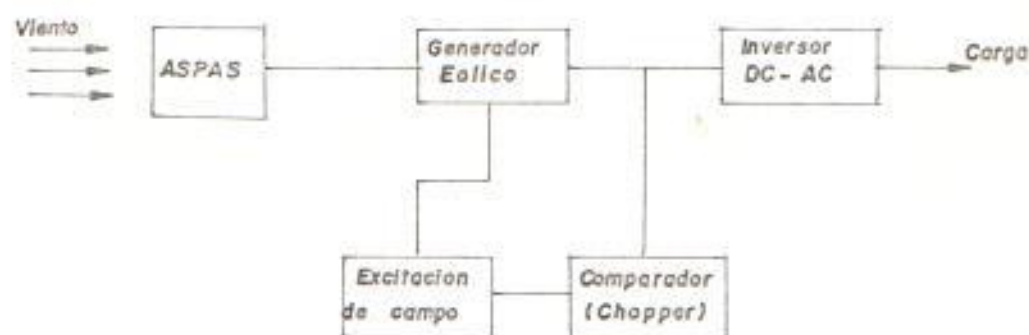


FIG. 6.1 Diagrama de bloques para regular la velocidad cuando  $V_v \approx V_{med}$ .

Segundo caso:  $V_v \gg V_{med}$ .

Cuando el regimen de viento presenta velocidades mucho mayores a la velocidad media de la zona, debe equiparse a la Central Eólica de un sistema de almacenamiento; de tal manera que el sistema de regulación pueda proporcionar la demanda de potencia requerida, controlando el voltaje de salida y el excedente se acumule en el sistema mencionado.

Si la velocidad del regimen de viento proporciona una potencia mayor a la demanda requerida más la capacidad del sistema de almacenamiento; el control debe ser capaz de aislar el generador eólico y alimentar la carga con los acumuladores

de energía.

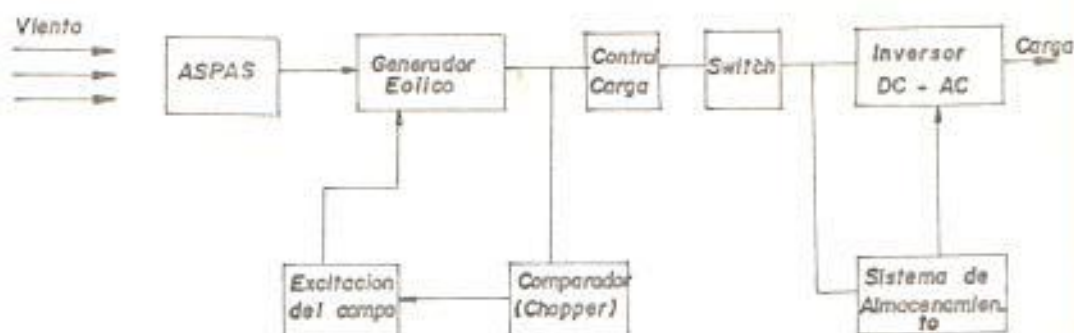


FIG. 6.2 Diagrama de bloques para regular la velocidad del generador cuando la  $V_v \gg V_{med}$ .

Tercer caso:  $V_v \ll V_{med}$ .

En este caso se tiene poca generación eólica, por lo que se regulará dentro de la capacidad de compensación del flujo del campo.

En caso contrario, el control debe lograr que la carga sea alimentada desde el Sistema de Acumulación de Energía, utilizando la regulación de carga del caso anterior, para cuando se detecte faltante de potencia.

Adicionalmente, si el banco de baterías no puede abastecer la carga y se tiene bajas velocidades, el control debe aislar la carga de la central, provocando discontinuidad en el servicio.

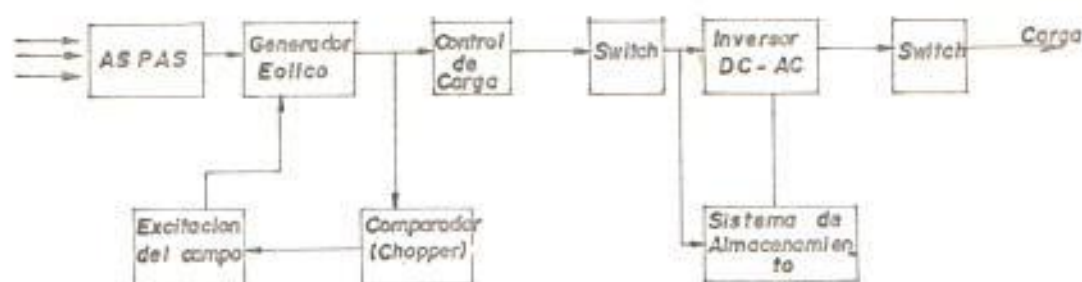


FIG. 6.3 Diagrama de bloques para regular la velocidad del generador cuando  $V_v \ll V_{med}$

## 6.2 CONTROL DE FRECUENCIA

Se tratará de mantener la frecuencia constante bajo las diversas condiciones de variación de potencia requerida y potencia generada.

La frecuencia de operación para la aplicación a darse en este trabajo, será la estándar de 60Hz.

La regulación de la frecuencia se la realiza utilizando un circuito electrónico denominado Inversor o Convertidor de corriente continua a corriente alterna, cuya operación consiste en tomar una señal de voltaje de corriente continua como entrada y proporcionar una señal de voltaje alterno como salida con frecuencia y magnitud deseada,



utilizando para esto la Técnica de la Modulación Sinusoidal del Ancho del Pulso.

Debido a que las variaciones del régimen de viento no influyen directamente sobre la frecuencia, en virtud de que ésta será regulada sobre una señal de corriente continua y dentro del inversor, un análisis más detallado se realizará cuando se describa el control de voltaje.

### 6.3. CONTROL DE VOLTAJE

Se basa en la obtención de que el voltaje de servicio, el proporcionado por la Central Eólica, permanezca aproximadamente constante dentro de un rango de regulación del  $\pm 10\%$ , bajo cualquier circunstancia de variación que exista en el régimen del viento, así como en la carga a ser alimentada.

Para tal efecto, se utilizará un Convertidor de Corriente Continua (C.C.), salida del generador eólico, a Corriente Alterna (C.A.) voltaje de servicio, también se lo suele llamar Inversor.

La función del Inversor es cambiar un voltaje continuo de entrada a un voltaje simétrico alterno de salida a una magnitud y frecuencia deseada.

Debido a las condiciones de operación de la Central de Viento, el voltaje de entrada al Convertidor CC-CA, no es constante, por lo que

se regula el voltaje alterno de salida, en base a la variación de la ganancia del Inversor; lo que es normalmente realizado dentro del mismo por el control de la modulación del ancho del pulso (PWM) utilizando la técnica de la modulación sinusoidal.

La forma de onda del voltaje de salida de un Inversor ideal es sinusoidal, pero en la práctica se la obtiene con ciertas armónicas que pueden ser minimizadas o reducidas significativamente por técnicas de conmutación.

La ganancia del Inversor puede ser definida como la relación del Voltaje Alterno de salida al voltaje continuo de entrada.

La salida típica de un Inversor para potencia trifásica es de 120/240 v. a 60 Hz.

Para este tipo de control se presentan dos casos, los cuales son analizados para determinar las acciones de control a ejecutarse.

PRIMER CASO:  $V_v \ll V_{med}$ .

En este caso, el generador eólico no proveerá de voltaje de salida; por lo tanto, no habrá señal de entrada al Inversor, lo que implica que el control debe aislar el generador de viento y proporcionar entrada al Convertidor mediante el accionamiento del banco de baterías (sistema de Almacenamiento) para de esta forma obtener el voltaje alterno de salida y mantener el servicio

requerido por la carga.

Algo parecido ocurre cuando la  $V_v \gg V_{med.}$ , recordando que para esta condición, el generador eólico debe aislarse del sistema y debe entrar a operar el banco de baterías.

SEGUNDO CASO:  $V_v \approx V_{med.}$

Si se presentan velocidades de viento que están dentro del rango de regulación factible, realizada por el campo, el voltaje generado y compensado por el control de la excitación se convierte en señal de entrada al Inversor, el cual, variando la ganancia con el método y técnica descrito, proporciona el voltaje alterno de salida deseado.

#### 6.4 CONTROL DE POTENCIA

Este control tratará que se satisfaga la demanda a través del tiempo, es decir, de acuerdo a cómo varía la carga durante el día.

El control se basa en la regulación del voltaje de entrega, que debe permanecer constante, si no existiera variación en la carga.

Siendo la carga variable, el voltaje en los terminales de entrega variará, produciéndose variación del voltaje continuo de salida del generador eólico, por lo que se regulará con un procedimiento similar al descrito en el Control de Velocidad.

El diagrama de bloques simplificado del Sistema de Regulación Electrónica, incluyendo los diversos tipos de control, es el mostrado en la figura 6.3.

## CAPITULO VII

## ANALISIS ECONOMICO

El estudio económico que se presenta se basa en el cálculo del Beneficio Neto Actualizado que es determinado en función de los beneficios brutos obtenidos y los costos totales involucrados en el proyecto a lo largo de su vida útil. Los costos del proyecto se refieren a los gastos de inversión y gastos de operación y mantenimiento.

Los beneficios consisten en la producción neta anual de energía, la cual debe ser valorizada mediante un precio establecido que será el valor actual de venta de energía (tarifa eléctrica) para la zona en estudio; determinando así los beneficios brutos en unidades monetarias del proyecto.

De la diferencia entre los beneficios brutos y los costos totales resulta el Beneficio Neto, el mismo que debe ser actualizado para distintas tasas de actualización a la fecha de entrada en operación de la Central Eólica.

Con el Beneficio Neto Actualizado así



obtenido, se puede determinar la Tasa Interna de Retorno (TIR) que es la tasa de actualización para la cual el Beneficio Neto Actualizado es igual a cero.

Este valor (TIR) señalará si el proyecto resulta económicamente beneficioso.

Es importante realizar una comparación de los costos y beneficios que se obtienen con una Central Eólica y con una Termoeléctrica para la misma capacidad instalada o lo que es lo mismo, presente condiciones homogéneas de utilización.

## 7.1 ANALISIS DE COSTOS

El cálculo del valor del costo total se realiza sumando año a año los gastos anuales de operación y mantenimiento y las inversiones realizadas durante el período de la construcción.

### 7.1.1 COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos de inversión corresponden a aquellos gastos que deben realizarse durante el período de construcción del proyecto.

Considerando que la construcción de la Central Eólica se la realiza durante el período máximo de un año, por lo que el valor actualizado de la inversión a la fecha de entrada en operación será el correspondiente el valor del

costo de la construcción, incluyendo el costo de equipos y será denotado por  $I$ .

### 7.1.2 GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

Los gastos de operación y mantenimiento se encuentran distribuidos a lo largo del tiempo de vida útil del proyecto.

Los gastos anuales de operación y mantenimiento a partir de la fecha de puesta en servicio del proyecto, son considerados como un porcentaje constante de la inversión total; adoptándose un flujo uniforme de costos durante la vida útil de las instalaciones.

Se ha estimado razonable considerar en el presente trabajo un porcentaje del 0.5% para efectuar el cómputo de estos costos.

### 7.2 ANALISIS DE BENEFICIOS

Los beneficios del proyecto de la Central Eólica se calculan valorizando su producción neta anual de energía mediante un patrón de precios de referencia.

Con el objeto de determinar los beneficios en términos monetarios del aprovechamiento eólico es necesario asignar a su producción de energía el precio correspondiente según el criterio establecido de la tarifa eléctrica de la zona bajo

estudio para las condiciones actuales que vive el País.

El beneficio así obtenido es el denominado - Beneficio Bruto, el mismo que es función del consumo de energía.

Finalmente, la obtención del Beneficio Neto Actualizado debe ser calculado como la diferencia entre los beneficios brutos determinados y los - costos totales involucrados, siendo actualizados para diferentes tasas que variarán desde el 4% - hasta el 12%.

### 7.3 ANALISIS COMPARATIVO CON OTRO TIPO DE GENERACION ELECTRICA

Se escoge como tipo de generación comparativa la realizada por una máquina a diesel (generación térmica), toda vez que es la más adecuada - tomando en consideración la zona de estudio y las aplicaciones para las cuales se realiza el presente estudio.

La finalidad que se persigue al hacer el estudio comparativo es determinar cuál de los dos - tipos de generación resulta más conveniente.

Se realiza el análisis de costos y beneficios similar al efectuado anteriormente aplicado a la central térmica equivalente, o lo que es lo mismo, presente condiciones homogéneas de

utilización.

### 7.3.1. ANALISIS DE COSTOS

Para este tipo de generación el costo total involucra la inversión realizada durante el período de construcción, los gastos anuales de operación y mantenimiento y adicionalmente, los que se realizan año a año por el consumo de combustible (Diesel).

#### 7.3.1.1. INVERSION

Los costos de inversión corresponden a los gastos realizados durante el período de montaje y contiene el valor de los equipos y la instalación de los mismos.

Al igual que para la Central Eólica, se considera que el tiempo de construcción máximo es de un año, por lo que el costo de la inversión se encuentra a valor presente para la fecha de entrada en operación de la central.

#### 7.3.1.2. GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

Los gastos de operación y mantenimiento se encuentran distribuidos a lo largo del tiempo de vida útil del proyecto.

Los gastos anuales de operación y mantenimiento a partir de la fecha de puesta en servicio



del proyecto, al igual que para la eólica, son también considerados como un porcentaje constante de la inversión total, adoptándose un flujo uniforme de costos durante la vida útil de las instalaciones.

Para efectuar el cómputo de estos costos, se estima razonable considerar para el presente trabajo un porcentaje del 3%.

#### 7.3.1.3. GASTOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE

Los gastos anuales de consumo de combustible también se encuentran distribuidos a lo largo del período de estudio, más no son constantes, debido a que dependen directamente del consumo de energía que año a año se incrementa.

- Los gastos de consumo de combustible deberán ser valorizados mediante la aplicación del precio unitario del combustible, tomando en cuenta la situación actual que vive el País.

El costo total del proyecto se obtiene sumando la inversión realizada durante la etapa de construcción, los gastos anuales de operación y mantenimiento y los costos del combustible utilizado para producir el consumo de energía requerida.



### 7.3.2. ANALISIS DE BENEFICIOS

En virtud de que se trata de un estudio comparativo, los beneficios brutos generados por la central termoeléctrica serán considerados similares - a los obtenidos para la central eólica, toda vez - que se trata de producir electricidad para cubrir la misma demanda.

Es decir, se mantiene idéntico criterio para la valorización de la producción neta anual de energía.

De igual forma se determina el Beneficio Neto debiendo ser llevado a valor presente a la fecha - de entrada en operación de la central mediante las diferentes tasas de actualización, como se hizo para la central eólica, es decir, variando desde el 4% hasta el 12%.

### 7.4 RELACION COSTOS - BENEFICIOS

Se determina una relación de costos - beneficios que tiene como finalidad calcular el período de pago de la inversión y costo con los beneficios brutos obtenidos. Está definido como el número de años para el cual el valor de los beneficios llega a ser igual al valor de los costos.

La relación costos - beneficios mencionada - anteriormente, viene definida como el cociente - de los beneficios obtenidos para los costos -

totales, considerando dentro de estos últimos el valor de la inversión.

El análisis de los costos y beneficios hace factible la determinación del Beneficio Neto actualizado (BNA), siguiendo la metodología de actualización de costos y beneficios.

El procedimiento es actualizar los costos, partiendo con el capital invertido en el año cero y subsecuentemente se suma el valor presente de los costos anuales a lo largo de la vida útil del proyecto, para las diferentes tasas de actualización.

Si se realiza cálculos similares para los beneficios se obtendría el valor presente acumulado de los mismos.

Con los valores así obtenidos, es factible realizar un gráfico cuyas abscisas serán los años de la vida útil del proyecto y como ordenadas los valores acumulados presentes, de costos, de beneficios, tal como se indica en la siguiente figura.

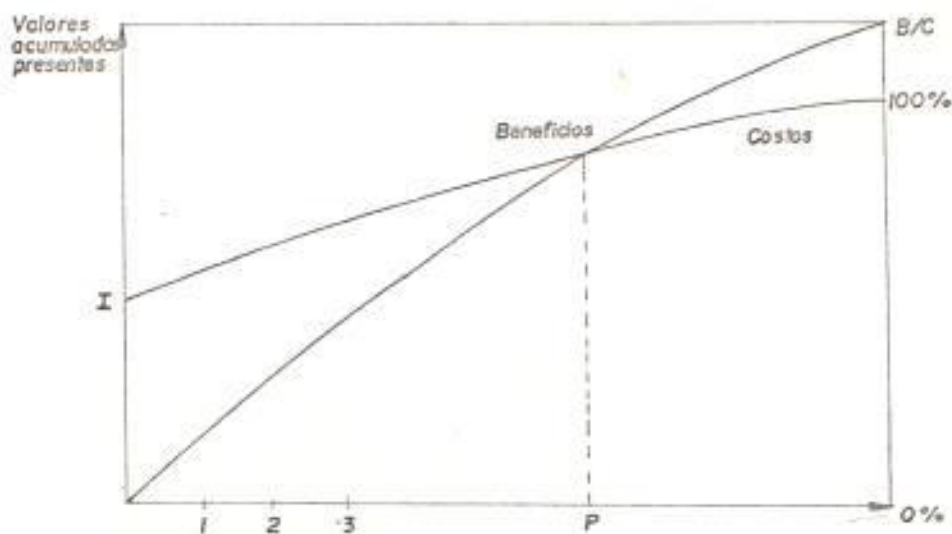


FIG. 7.1 Valores acumulados presentes de costos y beneficios en función de los años de vida útil

La intersección de la curva de costos con la de beneficios proyectada sobre el eje de las abscisas, señala el llamado *Periodo de Pago de la Inversión*, definido anteriormente; o en otras palabras es el tiempo requerido para que el *Beneficio Neto Actualizado* llegue a ser igual a cero.

## CAPITULO VIII

## APLICACION EN LA PENINSULA DE SANTA ELENA

## 8.1 DEMANDA

La utilidad de la energía eléctrica a ser producida por el generador eólico en la Península de Santa Elena, será para servicio doméstico de una casa de campo aislada, con un pequeño motor utilizado para el bombeo de agua.

El consumo promedio mensual se estima en 500 KWH para el año de entrada en operación de la central, proyectándose con una tasa anual del 10%, escogida en base a estudios realizados para la proyección del Consumo Específico Residencial de la zona, con la que se llega a obtener un consumo anual en el año horizonte del estudio, equivalente a una demanda aproximada a los 2 Kw., que es la capacidad nominal a instalarse.

Dentro del consumo promedio mensual, considerado en el año de partida, se toma en cuenta el consumo de energía del alumbrado y de pequeños

aparatos electrodomésticos, como refrigeradora, radio, televisión, etc, típicos de una familia campesina.

## 8.2 DISEÑO DEL SISTEMA

El sistema a utilizarse está compuesto básicamente del Generador Eólico, de la torre de soporte, del sistema de regulación electrónico, del sistema de almacenamiento (Banco de Baterías) y sitio elegido.

### GENERADOR EOLICO

El tipo de generador a utilizarse será de corriente continua con un voltaje de salida de 24v con características mecánicas similares a las determinadas en el capítulo cuatro de este trabajo.

Las aspas del generador deberán ser de un material resistente a la corrosión, toda vez, que el lugar donde será instalado es de ambiente salino. Se sugiere que la construcción de las mismas sea realizada de acero inoxidable.

### TORRE DE SOPORTE

Por las mismas razones climáticas expuestas anteriormente, la torre de soporte deberá ser construida de un material resistente a la corrosión, como por ejemplo, con madera tratada.

La altura aproximada de la torre será de 10 metros y poseerá resistencia a la ruptura.



## SISTEMA DE REGULACION ELECTRONICO

Está constituido por los tipos de control analizados en el capítulo siete, incluyendo los diversos dispositivos electrónicos que se requieren para implementar los controles antes mencionados.

## EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Como se vio en el análisis de los controles para la regulación de los diversos parámetros de la central eólica, se requiere que la misma sea equipada con un sistema de almacenamiento compuesto por bancos de batería, de tal forma que se pueda almacenar la energía en momentos de régimen de velocidades altas para ser utilizada en periodos de calma, o sea, de velocidades bajas.

Se considerará conveniente la instalación de dos bancos de batería formados por dos baterías de tipo plomo ácida de doce voltios, conectados en paralelo, con la finalidad de que al descargar se un banco, el otro esté disponible para operar.

## SITIO

El sitio elegido para la instalación de la Central Eólica, se determinó en base a las recomendaciones que se detallan en el capítulo dos y que se adaptan a la zona de estudio (cercanías del mar).

### 8.3 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONOMICO

Se calculará la Tasa Interna de Retorno para la Central Eólica, así como la termoeléctrica, con la finalidad de determinar cuál de los dos tipos de centrales conviene ser instalada para la aplicación detallada anteriormente.

Para lograr el objetivo antes mencionado, es necesario obtener en cifras monetarias el Beneficio Neto Actualizado a cierta tasa de actualización, para lo que se requiere valorizar los parámetros necesarios para determinar los costos y beneficios de ambas centrales y luego variar la tasa de actualización hasta lograr obtener la Tasa Interna de Retorno (TIR), es decir, lograr que el Beneficio Neto Actualizado sea igual a cero.

Dentro de los costos se valorizaron los gastos de operación y mantenimiento, siguiendo el criterio de aplicar un porcentaje de la inversión realizada, recordando que es del 0.5% para la eólica y del 3% para la térmica y que ambos adoptan un flujo uniforme a lo largo de la vida útil del proyecto.

La inversión es considerada en base a la cantidad de Kw. requeridos para cubrir la demanda en el año horizonte, esto es 2 Kw. y estimándose el costo de equipo por Kw. de US \$1000/Kw para la Central de Viento y de US \$250/Kw para la Central

de combustión, por lo que da un gasto de Inversión Total de US \$2000 para la eólica y US \$500 para la térmica.

Adicionalmente, se debe considerar el costo del consumo de combustible para la central termoeléctrica, tomando valores como el precio unitario del diesel, de acuerdo a las condiciones del mercado actual y el consumo de combustible de acuerdo a un buen rendimiento de la máquina, para este caso, un galón por cada 10 KWH.

Para valorizar los beneficios se siguió el criterio escogido que fue asignar a la producción de energía el costo promedio actual de KWH (tarifa eléctrica). Obviamente, los beneficios para la eólica como para la térmica son los mismos.

No se ha considerado en este estudio intereses inflacionarios sobre la tarifa eléctrica, ni sobre el costo del inmueble, por lo que se asumen constantes a lo largo de la vida útil del proyecto.

Lo expuesto anteriormente puede ser resumido en las siguientes ecuaciones:

$$C_{cc_n} = c \cdot E_n \cdot q \quad (8.1)$$

$$C_n = C_{om} + C_{cc_n} \quad (8.2)$$

$$E_{n+1} = E_n (1 + t) \quad (8.3)$$

$$B_n = p \cdot E_n \quad (8.4)$$

$$VAN = \frac{B_n - C_n}{(1 + i)^n} \quad (8.5)$$

$$SUNVAN = \sum_{n=1}^{10} VAN \quad (8.6)$$

$$B.N.A. = SUNVAN - I \quad (8.7)$$

Donde:

C: Costos totales

c: Costo unitario de combustible (US \$/galón)

q: Consumo de combustible (galón/KWH)

$E_n$ : Consumo de energía en el año n (KWH)

$E_{n+1}$ : Consumo de energía en el año n+1 (KWH)

t: Tasa de proyección anual del consumo

i: Tasa de actualización

B: Beneficios (US \$)

p: Tarifa eléctrica (US \$/KWH)

VAN: Valor actualizado Neto (US \$)

SUNVAN: Suma de los VAN (US \$)

La experiencia indica que un proyecto de tipo social, como es el caso de una Central Eólica para la aplicación dada en este estudio, resulta económicamente rentable si la TIR es mayor al 8%.



A continuación se hallan los resultados para el BNA mediante la variación de la tasa de actualización desde el 4% hasta el 12%.

Se incluye un método gráfico para la determinación de la Tasa Interna de Retorno de ambas centrales, donde el eje de ordenadas es el Beneficio Neto actualizado y el eje de las abscisas es la Tasa de Actualización. La intersección de las curvas restantes con el eje de las abscisas definirá el indicador económico de la Tasa Interna de Retorno, como se muestra en la figura al final de este estudio.



## BENEFICIO NETO ACTUALIZADO

Tasa de Actualización: 4%

## PROYECTO CENTRAL EDICIA EN LA PENINSULA STA. ELENA

Tasa de Proyección anual de Consumo: 10%

|   |                                     |         |         |         |         |          |          |          |          |          |
|---|-------------------------------------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|
| de Energía                              | 0.03                                | 0.03    | 0.03    | 0.03    | 0.03    | 0.03     | 0.03     | 0.03     | 0.03     | 0.03     |
| o Anual de Energía                      | 6000.00                             | 6600.00 | 7260.00 | 7986.00 | 8794.60 | 9683.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |
| e Actualización                         | 0.04                                | 0.04    | 0.04    | 0.04    | 0.04    | 0.04     | 0.04     | 0.04     | 0.04     | 0.04     |
| Estudio                                 | 1.00                                | 2.00    | 3.00    | 4.00    | 5.00    | 6.00     | 7.00     | 8.00     | 9.00     | 10.00    |
| Presente Beneficio                      | 196.15                              | 207.47  | 219.44  | 232.10  | 245.49  | 259.65   | 274.63   | 290.43   | 307.24   | 324.96   |
| anual de Oper. y Mant.                  | 10.00                               | 10.00   | 10.00   | 10.00   | 10.00   | 10.00    | 10.00    | 10.00    | 10.00    | 10.00    |
| Presente Costos                         | 9.615                               | 9.245   | 8.890   | 8.548   | 8.219   | 7.903    | 7.599    | 7.307    | 7.026    | 6.756    |
| e proyección de consumo<br>a proyectada | 0.10                                | 0.10    | 0.10    | 0.10    | 0.10    | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
|   | 6600.00                             | 7260.00 | 7986.00 | 8784.60 | 9663.06 | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 | 15562.45 |
| cio Anual                               | 204.00                              | 224.40  | 246.84  | 271.52  | 298.63  | 328.54   | 361.40   | 397.54   | 437.29   | 481.02   |
| Actualizado Neto                        | 166.538                             | 198.225 | 210.550 | 223.552 | 237.271 | 251.750  | 267.034  | 283.170  | 300.210  | 318.205  |
| Valor Neto Actualizado                  | SUMVAN = 2476.31                    |         |         |         |         |          |          |          |          |          |
| icio Neto Actualizado                   | BNA = 476.31 *CANTIDADES EN DOLARES |         |         |         |         |          |          |          |          |          |

## BENEFICIO NETO ACTUALIZADO

Tasa de Actualización: 4%

## PROYECTO CENTRAL TECNICA EQUIVALENTE EN STA. ELENA

Tasa de Proyección anual de Consumo: 10%

|   |                                       |         |         |         |          |          |          |          |          |          |
|---|---------------------------------------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| de Energía                              | 0.034                                 | 0.034   | 0.034   | 0.034   | 0.034    | 0.034    | 0.034    | 0.034    | 0.034    | 0.034    |
| o Anual de Energía                      | 6000.00                               | 6600.00 | 7260.00 | 7986.00 | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |
| e Actualización                         | 0.04                                  | 0.04    | 0.04    | 0.04    | 0.04     | 0.04     | 0.04     | 0.04     | 0.04     | 0.04     |
| Estudio                                 | 1                                     | 2       | 3       | 4       | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
| Presente Beneficio                      | 196.154                               | 207.470 | 219.440 | 232.100 | 245.490  | 259.653  | 274.633  | 290.477  | 307.236  | 324.961  |
| anual de Oper. y Mant.                  | 15                                    | 15      | 15      | 15      | 15       | 15       | 15       | 15       | 15       | 15       |
| o de Combustible unitario               | 0.1                                   | 0.1     | 0.1     | 0.1     | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      |
| o de Combustible Anual                  | 600                                   | 660     | 726     | 798.6   | 878.46   | 966.306  | 1062.936 | 1169.230 | 1286.153 | 1414.768 |
| unitario de combustible                 | 0.25                                  | 0.25    | 0.25    | 0.25    | 0.25     | 0.25     | 0.25     | 0.25     | 0.25     | 0.25     |
| anual de combustible                    | 150                                   | 165     | 181.5   | 199.65  | 219.615  | 241.3765 | 265.7341 | 292.3075 | 321.5385 | 353.6921 |
| total de Costos                         | 165.000                               | 180.000 | 196.500 | 214.650 | 234.615  | 256.577  | 280.714  | 307.308  | 336.538  | 368.692  |
| e Proyección de Consumo<br>a proyectada | 0.1                                   | 0.1     | 0.1     | 0.1     | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      |
|   | 6600                                  | 7260    | 7986    | 8784.6  | 9663.06  | 10629.36 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.68 | 15562.45 |
| cio Anual                               | 204                                   | 224.4   | 246.84  | 271.524 | 298.6764 | 328.5440 | 361.3984 | 397.5380 | 437.2921 | 481.0313 |
| Actualizado Neto                        | 37.500                                | 41.050  | 44.752  | 48.616  | 52.654   | 56.877   | 61.296   | 65.931   | 70.768   | 75.866   |
| Valor Neto Actualizado                  | SUMVAN = 555.3520                     |         |         |         |          |          |          |          |          |          |
| icio Neto Actualizado                   | BNA = 55.35208 *CANTIDADES EN DOLARES |         |         |         |          |          |          |          |          |          |

| BENEFICIO NETO ACTUALIZADO                         |                                     |         |         |         |         |          |          |          |          | Tasa de Actualización: 6%                |
|--|-------------------------------------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|--|
| PROYECTO CENTRAL EOLICA EN LA PENINSULA STA. ELENA |                                     |         |         |         |         |          |          |          |          | Tasa de Proyeccion anual de Consumo: 10% |
| Energia  | 0.03                                | 0.03    | 0.03    | 0.03    | 0.03    | 0.03     | 0.03     | 0.03     | 0.03     | 0.03                                     |
| Costo de Energia                                   | 6000.00                             | 6600.00 | 7260.00 | 7986.00 | 8784.60 | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69                                 |
| Factor de Actualizacion                            | 0.06                                | 0.06    | 0.06    | 0.06    | 0.06    | 0.06     | 0.06     | 0.06     | 0.06     | 0.06                                     |
| Costo  | 1.00                                | 2.00    | 3.00    | 4.00    | 5.00    | 6.00     | 7.00     | 8.00     | 9.00     | 10.00                                    |
| Beneficio Neto                                     | 192.45                              | 199.72  | 207.23  | 215.07  | 223.19  | 231.61   | 240.35   | 249.42   | 258.83   | 268.60                                   |
| Costo de Oper. y Mant.                             | 10.00                               | 10.00   | 10.00   | 10.00   | 10.00   | 10.00    | 10.00    | 10.00    | 10.00    | 10.00                                    |
| Beneficio Neto Costos                              | 9.434                               | 8.900   | 8.396   | 7.921   | 7.473   | 7.050    | 6.651    | 6.279    | 5.919    | 5.584                                    |
| Proyeccion de consumo proyectada                   | 0.10                                | 0.10    | 0.10    | 0.10    | 0.10    | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10                                     |
| Costo  | 6000.00                             | 7260.00 | 7986.00 | 8784.60 | 9663.06 | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 | 15562.45                                 |
| Beneficio Neto                                     | 204.00                              | 224.40  | 246.84  | 271.52  | 298.68  | 328.54   | 361.40   | 397.54   | 437.29   | 481.02                                   |
| Beneficio Neto Actualizado                         | 183.019                             | 190.815 | 198.855 | 207.152 | 215.716 | 224.561  | 233.700  | 243.146  | 252.914  | 263.016                                  |
| Beneficio Neto Actualizado                         | SUMVAN = 2212.89                    |         |         |         |         |          |          |          |          |  |
| Beneficio Neto Actualizado                         | BNA = 212.89 *CANTIDADES EN DOLARES |         |         |         |         |          |          |          |          |  |

| BENEFICIO NETO ACTUALIZADO                         |  |         |         |         |          |          |          |          |          | Tasa de Actualización: 6%                |
|--|--|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|--|
| PROYECTO CENTRAL TERMICA EQUIVALENTE EN STA. ELENA |  |         |         |         |          |          |          |          |          | Tasa de Proyeccion anual de Consumo: 10% |
| Energia  | 0.034                                  | 0.034   | 0.034   | 0.034   | 0.034    | 0.034    | 0.034    | 0.034    | 0.034    | 0.034                                    |
| Costo de Energia                                   | 6000.00                                | 6600.00 | 7260.00 | 7986.00 | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69                                 |
| Factor de Actualizacion                            | 0.06                                   | 0.06    | 0.06    | 0.06    | 0.06     | 0.06     | 0.06     | 0.06     | 0.06     | 0.06                                     |
| Costo  | 1                                      | 2       | 3       | 4       | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10                                       |
| Beneficio Neto                                     | 192.451                                | 199.715 | 207.252 | 215.072 | 223.188  | 231.611  | 240.351  | 249.420  | 258.833  | 268.600                                  |
| Costo de Oper. y Mant.                             | 15                                     | 15      | 15      | 15      | 15       | 15       | 15       | 15       | 15       | 15                                       |
| Costo Combustible unitario                         | 0.1                                    | 0.1     | 0.1     | 0.1     | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1                                      |
| Costo Combustible Anual                            | 600                                    | 660     | 726     | 798.6   | 878.46   | 966.306  | 1062.936 | 1169.230 | 1286.153 | 1414.769                                 |
| Costo Anual de combustible                         | 0.25                                   | 0.25    | 0.25    | 0.25    | 0.25     | 0.25     | 0.25     | 0.25     | 0.25     | 0.25                                     |
| Beneficio de combustible                           | 150                                    | 165     | 181.5   | 199.65  | 219.615  | 241.5765 | 265.7541 | 292.3075 | 321.5385 | 353.6921                                 |
| Beneficio Neto Costos                              | 165.000                                | 180.000 | 196.500 | 214.650 | 234.615  | 256.577  | 280.734  | 307.308  | 336.538  | 368.692                                  |
| Proyeccion de Consumo proyectada                   | 0.1                                    | 0.1     | 0.1     | 0.1     | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1                                      |
| Costo  | 6000                                   | 7260    | 7986    | 8784.6  | 9663.06  | 10629.36 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.68 | 15562.45                                 |
| Beneficio Neto                                     | 204                                    | 224.4   | 246.84  | 271.524 | 298.6764 | 328.5440 | 361.3984 | 397.5382 | 437.2921 | 481.0211                                 |
| Beneficio Neto Actualizado                         | 36.792                                 | 39.516  | 42.266  | 45.050  | 47.870   | 50.734   | 53.644   | 56.612   | 59.636   | 62.724                                   |
| Beneficio Neto Actualizado                         | SUMVAN = 494.8472                      |         |         |         |          |          |          |          |          |  |
| Beneficio Neto Actualizado                         | BNA = -5.15277 *CANTIDADES EN DOLARES. |         |         |         |          |          |          |          |          |  |

| BENEFICIO NETO ACTUALIZADO                         |                  |         |         |         |         |          |          |          |          |          | Tasa de Actualización: 3%                |
|--|------------------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|--|
| PROYECTO CENTRAL EOLICA EN LA PENINSULA STA. ELENA |                  |         |         |         |         |          |          |          |          |          | Tasa de Proyeccion anual de Consumo: 10% |
| Tasa Energía                                       | 0.03             | 0.03    | 0.03    | 0.03    | 0.03    | 0.03     | 0.03     | 0.03     | 0.03     | 0.03     | 0.03                                     |
| Anual de Energía                                   | 6000.00          | 6600.00 | 7260.00 | 7986.00 | 8784.60 | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.67 | 15562.45                                 |
| Actualización                                      | 0.08             | 0.08    | 0.08    | 0.08    | 0.08    | 0.08     | 0.08     | 0.08     | 0.08     | 0.08     | 0.08                                     |
| Estudio  | 1.00             | 2.00    | 3.00    | 4.00    | 5.00    | 6.00     | 7.00     | 8.00     | 9.00     | 10.00    |  |
| Presente Beneficio                                 | 188.89           | 192.34  | 195.95  | 199.58  | 203.27  | 207.04   | 210.87   | 214.78   | 218.75   | 222.81   |  |
| Tasa de Oper. y Mant.                              | 10.00            | 10.00   | 10.00   | 10.00   | 10.00   | 10.00    | 10.00    | 10.00    | 10.00    | 10.00    | 10.00                                    |
| Presente Costos                                    | 9.259            | 8.573   | 7.938   | 7.350   | 6.806   | 6.302    | 5.835    | 5.403    | 5.002    | 4.632    |  |
| Proyeccion de consumo proyectada                   | 0.10             | 0.10    | 0.10    | 0.10    | 0.10    | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10                                     |
|  | 6600.00          | 7260.00 | 7986.00 | 8784.60 | 9663.06 | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.67 | 15562.45 |  |
| Costo Anual  | 204.00           | 224.40  | 246.84  | 271.52  | 298.68  | 328.54   | 361.40   | 397.54   | 437.29   | 481.02   |  |
| Beneficio Neto                                     | 179.630          | 183.813 | 188.011 | 192.228 | 196.468 | 200.737  | 205.038  | 209.375  | 213.752  | 218.174  |  |
| Beneficio Neto Actualizado                         | SUMVAN = 1987.23 |         |         |         |         |          |          |          |          |          |  |
| Beneficio Neto Actualizado                         | BNA = -52.77     |         |         |         |         |          |          |          |          |          |  |

\*CANTIDADES EN DOLARES

| BENEFICIO NETO ACTUALIZADO                         |                   |         |         |         |          |          |          |          |          |          | Tasa de Actualización: 8%                |
|--|-------------------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|--|
| PROYECTO CENTRAL TERMICA EQUIVALENTE EN STA. ELENA |                   |         |         |         |          |          |          |          |          |          | Tasa de Proyeccion anual de Consumo: 10% |
| Tasa Energía                                       | 0.034             | 0.034   | 0.034   | 0.034   | 0.034    | 0.034    | 0.034    | 0.034    | 0.034    | 0.034    | 0.034                                    |
| Anual de Energía                                   | 6000.00           | 6600.00 | 7260.00 | 7986.00 | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.67 | 15562.45                                 |
| Actualización                                      | 0.08              | 0.08    | 0.08    | 0.08    | 0.08     | 0.08     | 0.08     | 0.08     | 0.08     | 0.08     | 0.08                                     |
| Estudio  | 1                 | 2       | 3       | 4       | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |  |
| Presente Beneficio                                 | 188.889           | 192.387 | 195.950 | 199.578 | 203.274  | 207.038  | 210.873  | 214.778  | 218.755  | 222.806  |  |
| Tasa de Oper. y Mant.                              | 15                | 15      | 15      | 15      | 15       | 15       | 15       | 15       | 15       | 15       | 15                                       |
| Tasa de Combustible unitario                       | 0.1               | 0.1     | 0.1     | 0.1     | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1                                      |
| Tasa de Combustible Anual                          | 600               | 660     | 726     | 798.6   | 878.46   | 966.306  | 1062.936 | 1169.230 | 1286.153 | 1414.768 | 1556.245                                 |
| Unitario de combustible                            | 0.25              | 0.25    | 0.25    | 0.25    | 0.25     | 0.25     | 0.25     | 0.25     | 0.25     | 0.25     | 0.25                                     |
| Tasa de combustible                                | 150               | 165     | 181.5   | 199.65  | 219.615  | 241.3765 | 265.7341 | 292.3075 | 321.5383 | 353.6721 |  |
| Tasa de Costos                                     | 165.000           | 180.000 | 196.500 | 214.650 | 234.615  | 256.577  | 280.734  | 307.308  | 336.538  | 368.692  |  |
| Proyeccion de Consumo proyectada                   | 0.1               | 0.1     | 0.1     | 0.1     | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1                                      |
|  | 6600              | 7260    | 7986    | 8784.6  | 9663.06  | 10629.36 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.68 | 15562.45 |  |
| Costo Anual  | 204               | 224.4   | 246.84  | 271.524 | 298.6764 | 328.5440 | 361.3984 | 397.5382 | 437.2921 | 481.0213 |  |
| Beneficio Neto                                     | 36.111            | 38.066  | 39.962  | 41.804  | 43.659   | 45.352   | 47.067   | 48.749   | 50.402   | 52.030   |  |
| Beneficio Neto Actualizado                         | SUMVAN = 443.1412 |         |         |         |          |          |          |          |          |          |  |
| Beneficio Neto Actualizado                         | BNA = -56.9597    |         |         |         |          |          |          |          |          |          |  |

\*CANTIDADES EN DOLARES.



| BENEFICIO NETO ACTUALIZADO                         |                  |         |         |         |         |         |          |          |          | Tasa de Actualización: 10%               |
|--|------------------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|--|
| PROYECTO CENTRAL EOLICA EN LA PENINSULA STA. ELENA |                  |         |         |         |         |         |          |          |          | Tasa de Proyección anual de Consumo: 10% |
| Costo Energía                                      | 0.03             | 0.03    | 0.03    | 0.03    | 0.03    | 0.03    | 0.03     | 0.03     | 0.03     | 0.03                                     |
| Anual de Energía                                   | 6000.00          | 6600.00 | 7260.00 | 7986.00 | 8784.60 | 9663.06 | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69                                 |
| Actualización                                      | 0.10             | 0.10    | 0.10    | 0.10    | 0.10    | 0.10    | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10                                     |
| Costo Estudio                                      | 1.00             | 2.00    | 3.00    | 4.00    | 5.00    | 6.00    | 7.00     | 8.00     | 9.00     | 10.00                                    |
| Beneficio Presente                                 | 185.45           | 185.45  | 185.45  | 185.45  | 185.45  | 185.45  | 185.45   | 185.45   | 185.45   | 185.45                                   |
| Costo de Oper. y Mant.                             | 10.00            | 10.00   | 10.00   | 10.00   | 10.00   | 10.00   | 10.00    | 10.00    | 10.00    | 10.00                                    |
| Beneficio Presente Costos                          | 9.091            | 8.264   | 7.513   | 6.850   | 6.267   | 5.845   | 5.132    | 4.665    | 4.241    | 3.855                                    |
| Proyección de consumo proyectada                   | 0.10             | 0.10    | 0.10    | 0.10    | 0.10    | 0.10    | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10                                     |
| Costo Anual  | 204.00           | 224.40  | 246.84  | 271.52  | 298.68  | 328.54  | 361.40   | 397.54   | 437.29   | 481.02                                   |
| Beneficio Actualizado Neto                         | 176.364          | 177.190 | 177.941 | 178.624 | 179.245 | 179.810 | 180.323  | 180.789  | 181.214  | 181.599                                  |
| Beneficio Neto Actualizado                         | SUMVAN = 1793.10 |         |         |         |         |         |          |          |          |  |
| Costo Neto Actualizado                             | BNA = -206.90    |         |         |         |         |         |          |          |          |  |

\*CANTIDADES EN DOLARES

| BENEFICIO NETO ACTUALIZADO                         |                   |         |         |         |          |          |          |          |          | Tasa de Actualización: 10%               |
|--|-------------------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|--|
| PROYECTO CENTRAL TERMICA EQUIVALENTE EN STA. ELENA |                   |         |         |         |          |          |          |          |          | Tasa de Proyección anual de Consumo: 10% |
| Costo Energía                                      | 0.034             | 0.034   | 0.034   | 0.034   | 0.034    | 0.034    | 0.034    | 0.034    | 0.034    | 0.034                                    |
| Anual de Energía                                   | 6000.00           | 6600.00 | 7260.00 | 7986.00 | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69                                 |
| Actualización                                      | 0.10              | 0.10    | 0.10    | 0.10    | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10                                     |
| Costo Estudio                                      | 1                 | 2       | 3       | 4       | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10                                       |
| Beneficio Presente                                 | 185.455           | 185.455 | 185.455 | 185.455 | 185.455  | 185.455  | 185.455  | 185.455  | 185.455  | 185.455                                  |
| Costo de Oper. y Mant.                             | 15                | 15      | 15      | 15      | 15       | 15       | 15       | 15       | 15       | 15                                       |
| Costo de Combustible unitario                      | 0.1               | 0.1     | 0.1     | 0.1     | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1                                      |
| Costo de Combustible Anual                         | 600               | 660     | 726     | 798.6   | 878.46   | 966.306  | 1062.936 | 1169.230 | 1286.153 | 1414.768                                 |
| Costo unitario de combustible                      | 0.25              | 0.25    | 0.25    | 0.25    | 0.25     | 0.25     | 0.25     | 0.25     | 0.25     | 0.25                                     |
| Costo de combustible                               | 150               | 165     | 181.5   | 199.65  | 219.615  | 241.5765 | 265.7341 | 292.3075 | 321.5385 | 353.6921                                 |
| Costo Total de Costos                              | 165.000           | 180.900 | 195.500 | 214.850 | 234.615  | 256.577  | 280.734  | 307.308  | 336.838  | 368.692                                  |
| Proyección de Consumo proyectada                   | 0.1               | 0.1     | 0.1     | 0.1     | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1                                      |
| Costo Anual  | 204               | 224.4   | 246.84  | 271.524 | 298.6764 | 328.5440 | 361.3954 | 397.5382 | 437.2921 | 481.0213                                 |
| Beneficio Actualizado Neto                         | 35.455            | 36.674  | 37.621  | 38.246  | 39.777   | 40.624   | 41.374   | 42.093   | 42.729   | 43.308                                   |
| Beneficio Neto Actualizado                         | SUMVAN = 358.7405 |         |         |         |          |          |          |          |          |  |
| Costo Neto Actualizado                             | BNA = -102.259    |         |         |         |          |          |          |          |          |  |

\*CANTIDADES EN DOLARES.





| BENEFICIO NETO ACTUALIZADO                         |                                      |         |         |         |         |          |          |          |          |          | Tasa de Actualización: 14%               |
|--|--------------------------------------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|--|
| PROYECTO CENTRAL EOLICA EN LA PENINSULA STA. ELENA |                                      |         |         |         |         |          |          |          |          |          | Tasa de Proyeccion anual de Consumo: 10% |
| Energia  | 0.03                                 | 0.03    | 0.03    | 0.03    | 0.03    | 0.03     | 0.03     | 0.03     | 0.03     | 0.03     |  |
| Costo de Energia                                   | 6000.00                              | 6600.00 | 7260.00 | 7986.00 | 8784.60 | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |  |
| Coeficiente de Actualizacion                       | 0.14                                 | 0.14    | 0.14    | 0.14    | 0.14    | 0.14     | 0.14     | 0.14     | 0.14     | 0.14     |  |
| Costo diario                                       | 1.00                                 | 2.00    | 3.00    | 4.00    | 5.00    | 6.00     | 7.00     | 8.00     | 9.00     | 10.00    |  |
| Beneficio Neto                                     | 178.95                               | 172.67  | 166.61  | 160.76  | 155.12  | 149.68   | 144.43   | 139.36   | 134.47   | 129.75   |  |
| Costo de Oper. y Mant.                             | 10.00                                | 10.00   | 10.00   | 10.00   | 10.00   | 10.00    | 10.00    | 10.00    | 10.00    | 10.00    |  |
| Beneficio Neto Costos                              | 8.772                                | 7.695   | 6.750   | 5.921   | 5.194   | 4.556    | 3.996    | 3.506    | 3.075    | 2.697    |  |
| Proyeccion de consumo proyectada                   | 0.10                                 | 0.10    | 0.10    | 0.10    | 0.10    | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |  |
| Costo proyectado                                   | 6600.00                              | 7260.00 | 7986.00 | 8784.60 | 9663.06 | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 | 15562.45 |  |
| Beneficio Anual                                    | 204.00                               | 224.40  | 246.84  | 271.52  | 298.68  | 328.54   | 361.40   | 397.54   | 437.29   | 481.02   |  |
| Beneficio Neto Actualizado                         | 170.175                              | 164.974 | 159.860 | 154.843 | 149.929 | 145.124  | 140.432  | 135.855  | 131.396  | 127.055  |  |
| Beneficio Neto Actualizado                         | SUMVAN = 1479.64                     |         |         |         |         |          |          |          |          |          |  |
| Beneficio Neto Actualizado                         | BNA = -526.36 *CANTIDADES EN DOLARES |         |         |         |         |          |          |          |          |          |  |

| BENEFICIO NETO ACTUALIZADO                         |  |         |         |         |          |          |          |          |          |          | Tasa de Actualización: 14%               |
|--|--|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|--|
| PROYECTO CENTRAL TECNICA EQUIVALENTE EN STA. ELENA |  |         |         |         |          |          |          |          |          |          | Tasa de Proyeccion anual de Consumo: 10% |
| Energia  | 0.034                                  | 0.034   | 0.034   | 0.034   | 0.034    | 0.034    | 0.034    | 0.034    | 0.034    | 0.034    |  |
| Costo de Energia                                   | 6000.00                                | 6600.00 | 7260.00 | 7986.00 | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |  |
| Coeficiente de Actualizacion                       | 0.14                                   | 0.14    | 0.14    | 0.14    | 0.14     | 0.14     | 0.14     | 0.14     | 0.14     | 0.14     |  |
| Costo diario                                       | 1                                      | 2       | 3       | 4       | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |  |
| Beneficio Neto                                     | 178.947                                | 172.665 | 166.610 | 160.764 | 155.123  | 149.680  | 144.428  | 139.361  | 134.471  | 129.753  |  |
| Costo de Oper. y Mant.                             | 15                                     | 15      | 15      | 15      | 15       | 15       | 15       | 15       | 15       | 15       |  |
| Combustible unitario                               | 0.1                                    | 0.1     | 0.1     | 0.1     | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      |  |
| Combustible Anual                                  | 600                                    | 660     | 726     | 798.6   | 878.46   | 966.306  | 1062.936 | 1169.230 | 1286.153 | 1414.769 |  |
| Costo diario de combustible                        | 0.25                                   | 0.25    | 0.25    | 0.25    | 0.25     | 0.25     | 0.25     | 0.25     | 0.25     | 0.25     |  |
| Costo de combustible                               | 150                                    | 165     | 181.5   | 199.65  | 219.615  | 241.5765 | 265.7341 | 292.3075 | 321.5393 | 353.6921 |  |
| Beneficio Neto Costos                              | 165.000                                | 150.000 | 139.500 | 124.650 | 114.615  | 106.577  | 98.734   | 91.308   | 84.538   | 78.692   |  |
| Proyeccion de Consumo proyectada                   | 0.1                                    | 0.1     | 0.1     | 0.1     | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      | 0.1      |  |
| Costo proyectado                                   | 6600                                   | 7260    | 7986    | 8784.6  | 9663.06  | 10629.36 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.68 | 15562.45 |  |
| Beneficio Anual                                    | 204                                    | 224.4   | 246.84  | 271.524 | 298.6764 | 328.5440 | 361.3964 | 397.5382 | 437.2921 | 481.0213 |  |
| Beneficio Neto Actualizado                         | 34.211                                 | 34.164  | 33.978  | 33.674  | 33.271   | 32.787   | 32.236   | 31.671   | 30.965   | 30.300   |  |
| Beneficio Neto Actualizado                         | SUMVAN = 327.2362                      |         |         |         |          |          |          |          |          |          |  |
| Beneficio Neto Actualizado                         | BNA = -172.763 *CANTIDADES EN DOLARES. |         |         |         |          |          |          |          |          |          |  |

Fig. 8.1. DETERMINACION T.I.R. ECONOMICO.  
B.N.A. vs. TASA ACTUALIZACION



#### 8.4 ESTUDIO FINANCIERO

Al igual que en la parte anterior, se calculará la Tasa Interna de Retorno para las dos centrales, Eólica y Térmica, con la finalidad de determinar cuál de las dos resulta más conveniente instalar, considerando parámetros financieros, tales como inversión, amortización de capital y tasas de inflación.

Dentro de la tasa de inflación se estima conveniente considerar por separado, o sea, una tasa de incremento tarifario anual del 3% acumulativo, otra que será uniforme a lo largo de la vida útil del proyecto con un valor del 5% anual para el costo del combustible y para determinar la inversión total anual durante los cuatro primeros años del proyecto, una tasa del 20% y del 15% para los restantes.

De igual forma que en la parte del estudio económico, se valorizaron los parámetros requeridos para determinar en este caso, la Inversión Total Anual que se calcula como la sumatoria del capital amortizado, del interés que produzca el mismo de los gastos de operación y mantenimiento y si se trata de la Central Termoeléctrica, los costos de consumo de combustible, tomando en cuenta que para la misma la amortización e interés son reducidos a cero debido a que la inversión es

menor y se la realiza en el año de partida del proyecto. Es de anotar que los gastos de operación y mantenimiento son determinados en igual forma que en la parte anterior con la diferencia que en este estudio se les aplica tasas de inflación, ocurriendo lo mismo para el cálculo del costo de combustible.

Para la obtención del beneficio del proyecto se sigue el mismo criterio con la salvedad de que la tarifa sufrirá incrementos año a año.

Una vez determinados la Inversión Total por año y los beneficios anuales, se llevan a valor presente los valores obtenidos para cada uno de los años del tiempo de vida del proyecto, utilizando para ello la tasa de actualización. Realizando un sumatorio de las cantidades resultantes por año para las inversiones, se define la Suma de Inversiones Netas actualizadas (SUMINUNETACT) y para los beneficios la Suma de Valores Netos Actualizados (SUMVALNETACT).

De la diferencia de estos valores se obtiene el Beneficio Neto Actualizado, el cual variará conforme se varíe la tasa de actualización desde el 14% hasta el 30% con el fin de encontrar la Tasa Interna de Retorno.

Lo expuesto anteriormente se resume en las siguientes ecuaciones:



$$\text{Com}_{n+1} = \text{Com}_n (1+t') \quad (8.8)$$

Siendo:

$$t' = 0.2 \text{ para } 1 \leq n \leq 4$$

$$t' = 0.15 \quad n < 4$$

$$\text{Cecn} = \text{Cn} + \text{En} \quad (8.9)$$

$$\text{In} = \text{Ant Vn} + \text{Comn} + \text{Cecn} \quad (8.10)$$

$$(\text{INA})_n = \frac{\text{In}}{(1+i)^n} \quad (8.11)$$

Se incluye un gráfico que permite determinar la Tasa Interna de Retorno de una manera rápida, - al observar la intersección de las curvas de ambas alternativas con el eje de las abscisas que representa los valores de la tasa de actualización, en tanto que el eje de ordenadas es el Beneficio Neto Actualizado expresado en miles de sucres.

Se obtiene una Tasa Interna de Retorno para la Central Eólica de aproximadamente 16%, lo que no representa factibilidad financiera de instalación, aunque económicamente representa economía, - debido a que el usuario tiene que realizar una fuerte inversión, motivo por el cual se escoge la alternativa térmica que financieramente resulta - conveniente, posee una Tasa Interna de Retorno aproximada al 30%, aunque económicamente representa mayores costos debido a los gastos de consumo de -



combustible, pero se prefiere el incremento de -  
estos costos por año al pago de intereses por ca-  
pital amortizado que genera la fuerte inversión -  
para la eólica.

TASA DE ACTUALIZACIÓN 14%

TASA DE PROYECCIÓN DEL CONSUMO 10%

## PROYECTO CENTRAL BOLICA EN LA PENINSULA DE STA. ELENA.

|                              | 1        | 2          | 3         | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|------------------------------|----------|------------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| INVERSIÓN                    | 100000   | 100000     | 100000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| OPER. Y MANT.                | 0        | 72000      | 48000     | 24000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| INFLACION                    | 0.2      | 0.2        | 0.2       | 0.2      | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     |
| OPER. Y MANT.                | 1500.00  | 1800.00    | 2100.00   | 2592.00  | 2623.51  | 3017.04  | 3469.59  | 3990.03  | 4588.53  | 5276.81  |
| ACTUALIZACIÓN                | 0.14     | 0.14       | 0.14      | 0.14     | 0.14     | 0.14     | 0.14     | 0.14     | 0.14     | 0.14     |
| INVERSIÓN TOTAL POR AÑO      | 101500.0 | 173800.0   | 150160.0  | 26592.00 | 2623.51  | 3017.04  | 3469.59  | 3990.03  | 4588.53  | 5276.81  |
| INVERSIÓN NETA ACTUALIZADA   | 89035.09 | 133733.5   | 101353.72 | 15744.60 | 1362.57  | 1374.52  | 1386.58  | 1398.74  | 1411.01  | 1423.39  |
| DE ENERGÍA                   | 6000.00  | 6600.00    | 7260.00   | 7986.00  | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |
| PROYECCIÓN CONSUMO           | 0.10     | 0.10       | 0.10      | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| INCREMENTO TARIFARIO         | 0.03     | 0.06       | 0.09      | 0.12     | 0.15     | 0.18     | 0.21     | 0.24     | 0.27     | 0.30     |
| DE ENERGÍA                   | 5.00     | 5.15       | 5.46      | 5.95     | 6.66     | 7.66     | 9.04     | 10.94    | 13.57    | 17.23    |
| INVERSIÓN                    | 30000.00 | 33990.00   | 39632.34  | 47519.18 | 58543.62 | 74057.68 | 96126.87 | 127944.9 | 174516.8 | 243800.0 |
| INVERSIÓN ACTUALIZADO NETO   | 26315.79 | 26154.20   | 26750.70  | 28135.17 | 30405.72 | 33739.68 | 38415.89 | 44852.23 | 53665.30 | 65763.53 |
| IMPACTO =                    |          | 348223.673 |           |          |          |          |          |          |          |          |
| IMPACTO NETO =               |          | 374198.224 |           |          |          |          |          |          |          |          |
| INVERSIÓN NETO ACTUALIZADO = |          | 25974.55   |           |          |          |          |          |          |          |          |

\* CANTIDADES EXPRESADAS EN DÓLARES.

## PROYECTO CENTRAL TERNIDA EQUIVALENTE EN STA. ELENA.

|                                  | 1        | 2        | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|----------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| INVERSIÓN                        | 75000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| OPER. Y MANT.                    | 2250.00  | 2700.00  | 3240.00  | 3888.00  | 3935.26  | 4525.55  | 5204.39  | 5985.04  | 6882.80  | 7915.22  |
| INFLACION                        | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     |
| OPER. Y MANT.                    | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| COMBUSTIBLE ANUAL                | 600.00   | 660.00   | 726.00   | 798.60   | 878.46   | 966.31   | 1062.94  | 1169.23  | 1286.15  | 1414.77  |
| INFLACION COMBUSTIBLE            | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     |
| TARIFARIO COMBUSTIBLE            | 37.50    | 39.38    | 41.34    | 43.41    | 45.58    | 47.86    | 50.25    | 52.77    | 55.40    | 58.17    |
| COMBUSTIBLE ANUAL DE COMBUSTIBLE | 22500.00 | 25987.50 | 30015.56 | 34667.97 | 40041.51 | 46247.94 | 53416.38 | 61695.91 | 71258.78 | 82303.59 |
| ACTUALIZACIÓN                    | 0.14     | 0.14     | 0.14     | 0.14     | 0.14     | 0.14     | 0.14     | 0.14     | 0.14     | 0.14     |
| INVERSIÓN TOTAL POR AÑO          | 99750.00 | 28687.50 | 33255.56 | 38555.97 | 43976.77 | 50773.50 | 58620.76 | 67680.96 | 78141.58 | 90219.11 |
| INVERSIÓN ACTUALIZADO            | 87500.00 | 22074.10 | 22446.56 | 22828.23 | 22940.16 | 23131.72 | 23427.04 | 23726.17 | 24029.16 | 24336.05 |
| DE ENERGÍA                       | 6000.00  | 6600.00  | 7260.00  | 7986.00  | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |
| PROYECCIÓN CONSUMO               | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| INCREMENTO TARIFARIO             | 0.03     | 0.06     | 0.09     | 0.12     | 0.15     | 0.18     | 0.21     | 0.24     | 0.27     | 0.30     |
| DE ENERGÍA                       | 5.00     | 5.15     | 5.46     | 5.95     | 6.66     | 7.66     | 9.04     | 10.94    | 13.57    | 17.23    |
| INVERSIÓN                        | 30000.00 | 33990.00 | 39632.34 | 47519.18 | 58543.62 | 74057.68 | 96126.87 | 127944.9 | 174516.8 | 243800.0 |
| INVERSIÓN ACTUALIZADO NETO       | 26315.79 | 26154.20 | 26750.70 | 28135.17 | 30405.72 | 33739.68 | 38415.89 | 44852.23 | 53665.30 | 65763.53 |
| IMPACTO =                        |          | 296339.1 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| IMPACTO NETO =                   |          | 374198.2 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| INVERSIÓN NETO ACTUALIZADO =     |          | 77259.03 |          |          |          |          |          |          |          |          |

\* CANTIDADES EXPRESADAS EN DÓLARES.

## ANÁLISIS FINANCIERO.

TASA DE ACTUALIZACIÓN 16%

TASA DE PROYECCIÓN DEL CONSUMO 10%

## PROYECTO CENTRAL EOLICA EN LA PENINSULA DE STA. ELENA.

| NO                          | 1        | 2        | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|-----------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| MORTIZACION                 | 100000   | 100000   | 100000   | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| INTERES                     | 0        | 72000    | 46000    | 24000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| TASA DE INFLACION           | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     |
| COSTOS OPER. Y MANT.        | 1500.00  | 1800.00  | 2160.00  | 2592.00  | 2623.51  | 3017.04  | 3469.59  | 3990.03  | 4586.53  | 5276.81  |
| TASA DE ACTUALIZACION       | 0.16     | 0.16     | 0.16     | 0.16     | 0.16     | 0.16     | 0.16     | 0.16     | 0.16     | 0.16     |
| INVERSION TOTAL POR AÑO     | 101500.0 | 173800.0 | 150160.0 | 26592.00 | 2623.51  | 3017.04  | 3469.59  | 3990.03  | 4586.53  | 5276.81  |
| INVERSION NETA ACTUALIZADA  | 87500.00 | 129161.7 | 96201.16 | 14686.52 | 1249.09  | 1238.32  | 1227.64  | 1217.06  | 1206.57  | 1196.17  |
| CONSUMO DE ENERGIA          | 6000.00  | 6600.00  | 7260.00  | 7986.00  | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |
| TASA DE PROYECCION CONSUMO  | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| TASA INCREMENTO TARIFARIO   | 0.03     | 0.06     | 0.09     | 0.12     | 0.15     | 0.18     | 0.21     | 0.24     | 0.27     | 0.30     |
| TARIFA DE ENERGIA           | 5.00     | 5.15     | 5.46     | 5.95     | 6.66     | 7.66     | 9.04     | 10.94    | 13.57    | 17.23    |
| RENFICIO                    | 30000.00 | 33990.00 | 39632.34 | 47519.18 | 58543.62 | 74057.68 | 96126.87 | 127944.9 | 174516.8 | 243800.0 |
| VALOR ACTUALIZADO NETO      | 25862.07 | 25260.11 | 25390.76 | 26244.42 | 27873.38 | 30396.40 | 34012.53 | 39026.44 | 45889.71 | 55265.46 |
| MINIVNETACT =               |          | 334864.2 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| UNVALACTNET =               |          | 335221.2 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| RENFICIO NETO ACTUALIZADO = |          | 337.04   |          |          |          |          |          |          |          |          |

\* CANTIDADES EXPRESADAS EN SUQUES.

## PROYECTO CENTRAL TERMICA EQUIVALENTE EN STA. ELENA.

| NO                         | 1        | 2        | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|----------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| INVERSION                  | 75000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| TASA DE INFLACION          | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     |
| COSTOS OPER. Y MANT.       | 2250.00  | 2700.00  | 3240.00  | 3888.00  | 3935.26  | 4525.55  | 5204.39  | 5965.04  | 6892.86  | 7915.22  |
| CONSUMO COMBUSTIBLE UNIT.  | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| CONSUMO COMBUSTIBLE ANUAL  | 600.00   | 660.00   | 726.00   | 798.60   | 878.46   | 966.31   | 1062.94  | 1169.23  | 1286.15  | 1414.77  |
| TASA INFLACION COMBUSTIBLE | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     |
| COSTO UNITARIO COMBUSTIBLE | 37.50    | 39.38    | 41.34    | 43.41    | 45.58    | 47.66    | 50.25    | 52.77    | 55.40    | 58.17    |
| COSTO ANUAL DE COMBUSTIBLE | 22500.00 | 25987.50 | 30015.56 | 34667.97 | 40041.51 | 46247.94 | 53416.38 | 61695.91 | 71258.78 | 82303.69 |
| TASA DE ACTUALIZACION      | 0.16     | 0.16     | 0.16     | 0.16     | 0.16     | 0.16     | 0.16     | 0.16     | 0.16     | 0.16     |
| COSTO TOTAL POR AÑO        | 99750.00 | 28687.50 | 33255.56 | 38555.97 | 43976.77 | 50773.50 | 58620.76 | 67680.96 | 78141.58 | 90219.11 |
| COSTO NETO ACTUALIZADO     | 85991.38 | 21319.49 | 21305.43 | 21294.12 | 20937.91 | 20839.59 | 20741.76 | 20644.42 | 20547.56 | 20451.19 |
| CONSUMO DE ENERGIA         | 6000.00  | 6600.00  | 7260.00  | 7986.00  | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |
| TASA DE PROYECCION CONSUMO | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| TASA INCREMENTO TARIFARIO  | 0.03     | 0.06     | 0.09     | 0.12     | 0.15     | 0.18     | 0.21     | 0.24     | 0.27     | 0.30     |
| TARIFA DE ENERGIA          | 5.00     | 5.15     | 5.46     | 5.95     | 6.66     | 7.66     | 9.04     | 10.94    | 13.57    | 17.23    |
| RENFICIO                   | 30000.00 | 33990.00 | 39632.34 | 47519.18 | 58543.62 | 74057.68 | 96126.87 | 127944.9 | 174516.8 | 243800.0 |
| VALOR ACTUALIZADO NETO     | 25862.07 | 25260.11 | 25390.76 | 26244.42 | 27873.38 | 30396.40 | 34012.53 | 39026.44 | 45889.71 | 55265.46 |
| MINIVNETACT =              |          | 274072.8 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| UNVALACTNET =              |          | 335221.2 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| RENFICIO NETO ACTUALIZADO* |          | 61146.43 |          |          |          |          |          |          |          |          |

\*CANTIDADES EXPRESADAS EN SUQUES.



## ANÁLISIS FINANCIERO.

TASA DE ACTUALIZACIÓN 18%

TASA DE PROYECCIÓN DEL CONSUMO 10%

## PROYECTO CENTRAL EOLICA EN LA PENINSULA DE STA. ELENA.

|                            | 1        | 2          | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|----------------------------|----------|------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| INVERSIÓN                  | 100000   | 100000     | 100000   | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| RESERVAS                   | 0        | 72000      | 48000    | 24000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| TASA DE INFLACION          | 0,2      | 0,2        | 0,2      | 0,2      | 0,15     | 0,15     | 0,15     | 0,15     | 0,15     | 0,15     |
| COSTOS OPER. Y MANT.       | 1500,00  | 1800,00    | 2160,00  | 2592,00  | 2623,51  | 3017,04  | 3469,59  | 3990,03  | 4588,53  | 5276,81  |
| TASA DE ACTUALIZACIÓN      | 0,18     | 0,18       | 0,18     | 0,18     | 0,18     | 0,18     | 0,18     | 0,18     | 0,18     | 0,18     |
| INVERSIÓN TOTAL POR AÑO    | 101500,0 | 173800,0   | 150160,0 | 26592,00 | 2623,51  | 3017,04  | 3469,59  | 3990,03  | 4588,53  | 5276,81  |
| INVERSIÓN NETA ACTUALIZADA | 86016,95 | 124820,5   | 91392,01 | 13715,86 | 1146,76  | 1117,61  | 1089,19  | 1061,50  | 1034,51  | 1008,21  |
| UNIDAD DE ENERGÍA          | 6000,00  | 6600,00    | 7260,00  | 7986,00  | 8784,60  | 9663,06  | 10629,37 | 11692,30 | 12861,53 | 14147,69 |
| TASA DE PROYECCIÓN CONSUMO | 0,10     | 0,10       | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     |
| INCREMENTO TARIFARIO       | 0,03     | 0,06       | 0,09     | 0,12     | 0,15     | 0,18     | 0,21     | 0,24     | 0,27     | 0,30     |
| PRECIO DE ENERGÍA          | 5,00     | 5,15       | 5,46     | 5,95     | 6,66     | 7,66     | 9,04     | 10,94    | 13,57    | 17,23    |
| REVENIDO                   | 30000,00 | 33990,00   | 39632,34 | 47519,18 | 58543,62 | 74057,68 | 96126,87 | 127944,9 | 174516,8 | 243800,0 |
| REVENIDO ACTUALIZADO NETO  | 25423,73 | 24411,09   | 24121,47 | 24509,86 | 25589,96 | 27433,30 | 30176,63 | 34038,22 | 39345,87 | 46581,51 |
| VALOR NETO ACTUALIZADO =   |          | 322403,054 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| VALOR NETO ACTUALIZADO =   |          | 301631,641 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| VALOR NETO ACTUALIZADO =   |          | -20771,41  |          |          |          |          |          |          |          |          |

\* CANTIDADES EXPRESADAS EN SUDES.

## PROYECTO CENTRAL TERMICA EQUIVALENTE EN STA. ELENA.

|                               | 1        | 2        | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|-------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| INVERSIÓN                     | 75000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| TASA DE INFLACION             | 0,2      | 0,2      | 0,2      | 0,2      | 0,15     | 0,15     | 0,15     | 0,15     | 0,15     | 0,15     |
| COSTOS OPER. Y MANT.          | 2250,00  | 2700,00  | 3240,00  | 3888,00  | 3935,26  | 4525,55  | 5204,39  | 5985,04  | 6982,80  | 7915,22  |
| UNIDAD COMBUSTIBLE UNIT.      | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     |
| UNIDAD COMBUSTIBLE ANUAL      | 600,00   | 660,00   | 726,00   | 798,60   | 878,46   | 966,31   | 1062,94  | 1169,23  | 1286,15  | 1414,77  |
| TASA DE INFLACION COMBUSTIBLE | 0,05     | 0,05     | 0,05     | 0,05     | 0,05     | 0,05     | 0,05     | 0,05     | 0,05     | 0,05     |
| PRECIO UNITARIO COMBUSTIBLE   | 37,50    | 39,38    | 41,34    | 43,41    | 45,38    | 47,66    | 50,25    | 52,77    | 55,40    | 58,17    |
| PRECIO ANUAL DE COMBUSTIBLE   | 22500,00 | 25967,50 | 30015,56 | 34667,97 | 40041,51 | 46247,94 | 53416,38 | 61693,91 | 71258,78 | 82303,89 |
| TASA DE ACTUALIZACIÓN         | 0,18     | 0,18     | 0,18     | 0,18     | 0,18     | 0,18     | 0,18     | 0,18     | 0,18     | 0,18     |
| PRECIO TOTAL POR AÑO          | 99750,00 | 28687,50 | 33255,56 | 38553,97 | 43976,77 | 50773,50 | 58620,76 | 67680,96 | 78141,58 | 90219,11 |
| PRECIO NETO ACTUALIZADO       | 84533,90 | 20602,92 | 20240,36 | 19886,74 | 19222,65 | 18808,11 | 18402,53 | 18005,72 | 17617,49 | 17237,67 |
| UNIDAD DE ENERGÍA             | 6000,00  | 6600,00  | 7260,00  | 7986,00  | 8784,60  | 9663,06  | 10629,37 | 11692,30 | 12861,53 | 14147,69 |
| TASA DE PROYECCIÓN CONSUMO    | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     | 0,10     |
| INCREMENTO TARIFARIO          | 0,03     | 0,06     | 0,09     | 0,12     | 0,15     | 0,18     | 0,21     | 0,24     | 0,27     | 0,30     |
| PRECIO DE ENERGÍA             | 5,00     | 5,15     | 5,46     | 5,95     | 6,66     | 7,66     | 9,04     | 10,94    | 13,57    | 17,23    |
| REVENIDO                      | 30000,00 | 33990,00 | 39632,34 | 47519,18 | 58543,62 | 74057,68 | 96126,87 | 127944,9 | 174516,8 | 243800,0 |
| REVENIDO ACTUALIZADO NETO     | 20423,73 | 24411,09 | 24121,47 | 24509,86 | 25589,96 | 27433,30 | 30176,63 | 34038,22 | 39345,87 | 46581,51 |
| VALOR NETO ACTUALIZADO =      |          | 254558,0 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| VALOR NETO ACTUALIZADO =      |          | 301631,6 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| VALOR NETO ACTUALIZADO =      |          | 47073,56 |          |          |          |          |          |          |          |          |

\* CANTIDADES EXPRESADAS EN SUDES.

## ANÁLISIS FINANCIERO.

TASA DE ACTUALIZACIÓN 20%  
TASA DE PROYECCIÓN DEL CONSUMO 10%

## PROYECTO CENTRAL EOLICA EN LA PENINSULA DE STA. ELENA.

|                            | 1        | 2          | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|----------------------------|----------|------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| INVERSION                  | 100000   | 100000     | 100000   | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| RENTAS                     | 0        | 72000      | 48000    | 24000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| TASA DE INFLACION          | 0.2      | 0.2        | 0.2      | 0.2      | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     |
| ESTADOS OPER. Y MANT.      | 1500.00  | 1800.00    | 2160.00  | 2592.00  | 2623.51  | 3017.04  | 3469.59  | 3990.03  | 4588.53  | 5276.81  |
| TASA DE ACTUALIZACION      | 0.20     | 0.20       | 0.20     | 0.20     | 0.20     | 0.20     | 0.20     | 0.20     | 0.20     | 0.20     |
| VERSION TOTAL POR AÑO      | 101500.0 | 173800.0   | 150160.0 | 26592.00 | 2623.51  | 3017.04  | 3469.59  | 3990.03  | 4588.53  | 5276.81  |
| VERSION NETA ACTUALIZADA   | 84533.33 | 120694.4   | 96898.15 | 12824.07 | 1054.33  | 1010.40  | 968.30   | 927.95   | 889.29   | 852.23   |
| CONSUMO DE ENERGIA         | 6000.00  | 6600.00    | 7260.00  | 7986.00  | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |
| TASA DE PROYECCION CONSUMO | 0.10     | 0.10       | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| TASA INCREMENTO TARIFARIO  | 0.03     | 0.06       | 0.09     | 0.12     | 0.15     | 0.18     | 0.21     | 0.24     | 0.27     | 0.30     |
| PREFICIA DE ENERGIA        | 5.00     | 5.15       | 5.46     | 5.95     | 6.66     | 7.66     | 9.04     | 10.94    | 13.57    | 17.23    |
| RENTA                      | 30000.00 | 33990.00   | 39632.34 | 47519.18 | 58543.62 | 74057.68 | 96126.87 | 127944.9 | 174516.8 | 243800.0 |
| RENTA ACTUALIZADA NETO     | 25000.00 | 23604.17   | 22935.38 | 22916.27 | 23527.37 | 24801.77 | 26827.25 | 29755.69 | 33822.53 | 39375.06 |
| MINVNETACT =               |          | 310702.505 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| MAXACTNET =                |          | 272565.673 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| RENTA NETA ACTUALIZADA =   |          | -38136.83  |          |          |          |          |          |          |          |          |

\* CANTIDADES EXPRESADAS EN SUZRES.

## PROYECTO CENTRAL TERMICA EQUIVALENTE EN STA. ELENA.

|                               | 1        | 2        | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|-------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| INVERSION                     | 75000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| TASA DE INFLACION             | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     |
| ESTADOS OPER. Y MANT.         | 2250.00  | 2700.00  | 3240.00  | 3888.00  | 3935.26  | 4525.55  | 5204.39  | 5995.04  | 6882.80  | 7915.22  |
| CONSUMO COMBUSTIBLE UNIT.     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| CONSUMO COMBUSTIBLE ANUAL     | 600.00   | 660.00   | 726.00   | 798.60   | 878.46   | 966.31   | 1062.94  | 1169.23  | 1286.15  | 1414.77  |
| TASA INFLACION COMBUSTIBLE    | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     |
| PREFICIA UNITARIO COMBUSTIBLE | 37.50    | 37.38    | 41.34    | 43.41    | 45.58    | 47.86    | 50.25    | 52.77    | 55.40    | 58.17    |
| PREFICIA ANUAL DE COMBUSTIBLE | 22500.00 | 25987.50 | 30013.56 | 34667.97 | 40041.51 | 46247.94 | 53416.38 | 61693.91 | 71258.78 | 82303.89 |
| TASA DE ACTUALIZACION         | 0.20     | 0.20     | 0.20     | 0.20     | 0.20     | 0.20     | 0.20     | 0.20     | 0.20     | 0.20     |
| VERSION TOTAL POR AÑO         | 99750.00 | 28687.50 | 33253.56 | 38555.97 | 43976.77 | 50773.50 | 58620.76 | 67680.95 | 78141.53 | 90219.11 |
| VERSION NETA ACTUALIZADA      | 83125.00 | 19921.88 | 19245.62 | 18545.74 | 17673.28 | 17003.94 | 16359.98 | 15740.43 | 15144.36 | 14570.89 |
| CONSUMO DE ENERGIA            | 6000.00  | 6600.00  | 7260.00  | 7986.00  | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |
| TASA DE PROYECCION CONSUMO    | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| TASA INCREMENTO TARIFARIO     | 0.03     | 0.06     | 0.09     | 0.12     | 0.15     | 0.18     | 0.21     | 0.24     | 0.27     | 0.30     |
| PREFICIA DE ENERGIA           | 5.00     | 5.15     | 5.46     | 5.95     | 6.66     | 7.66     | 9.04     | 10.94    | 13.57    | 17.23    |
| RENTA                         | 30000.00 | 33990.00 | 39632.34 | 47519.18 | 58543.62 | 74057.68 | 96126.87 | 127944.9 | 174516.8 | 243800.0 |
| RENTA ACTUALIZADA NETO        | 25000.00 | 23604.17 | 22935.38 | 22916.27 | 23527.37 | 24801.77 | 26827.25 | 29755.69 | 33822.53 | 39375.06 |
| MINVNETACT =                  |          | 237378.6 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| MAXACTNET =                   |          | 272565.6 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| RENTA NETA ACTUALIZADA =      |          | 35187.06 |          |          |          |          |          |          |          |          |

\*CANTIDADES EXPRESADAS EN SUZRES.



## ANÁLISIS FINANCIERO:

TASA DE ACTUALIZACIÓN 22%  
TASA DE PROYECCIÓN DEL CONSUMO 10%

## PROYECTO CENTRAL EOLICA EN LA PENINSULA DE STA. ELENA.

|                              | 1        | 2          | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|------------------------------|----------|------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| INVERSIÓN                    | 100000   | 100000     | 100000   | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| DEPRECIACIONES               | 0        | 72000      | 46000    | 24000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| TASA DE INFLACION            | 0.2      | 0.2        | 0.2      | 0.2      | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     |
| COSTOS OPER. Y MANT.         | 1500.00  | 1800.00    | 2160.00  | 2592.00  | 2623.51  | 3017.04  | 3469.59  | 3990.03  | 4588.53  | 5278.81  |
| TASA DE ACTUALIZACION        | 0.22     | 0.22       | 0.22     | 0.22     | 0.22     | 0.22     | 0.22     | 0.22     | 0.22     | 0.22     |
| VERSION TOTAL POR AND        | 101500.0 | 173800.0   | 150160.0 | 26592.00 | 2623.51  | 3017.04  | 3469.59  | 3990.03  | 4588.53  | 5278.81  |
| VERSION NETA ACTUALIZADA     | 83196.72 | 116769.7   | 82694.15 | 12005.66 | 970.70   | 915.00   | 862.50   | 813.01   | 766.36   | 722.39   |
| CONSUMO DE ENERGIA           | 6000.00  | 6600.00    | 7260.00  | 7986.00  | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |
| TASA DE PROYECCION CONSUMO   | 0.10     | 0.10       | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| TASA INCREMENTO TARIFARIO    | 0.03     | 0.06       | 0.09     | 0.12     | 0.15     | 0.18     | 0.21     | 0.24     | 0.27     | 0.30     |
| TARIFA DE ENERGIA            | 5.00     | 5.15       | 5.46     | 5.95     | 6.66     | 7.66     | 9.04     | 10.94    | 13.57    | 17.23    |
| REVENIDO                     | 30000.00 | 33990.00   | 39632.34 | 47519.18 | 56543.62 | 74057.68 | 96126.87 | 127944.9 | 174516.8 | 243800.0 |
| REVENIDO ACTUALIZADO NETO    | 24590.16 | 22806.60   | 21825.80 | 21450.11 | 21661.10 | 22469.07 | 23896.04 | 26070.19 | 29147.33 | 33376.08 |
| MINUSNETACT                  | *        | 299714.126 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| MINUSVALACTNET               | *        | 247313.499 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| BENEFICIO NETO ACTUALIZADO = |          | -52400.63  |          |          |          |          |          |          |          |          |

\* CANTIDADES EXPRESADAS EN SUQUES.

## PROYECTO CENTRAL TERMICA EQUIVALENTE EN STA. ELENA.

|                              | 1        | 2        | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| VERSION                      | 75000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| TASA DE INFLACION            | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     |
| COSTOS OPER. Y MANT.         | 2250.00  | 2700.00  | 3240.00  | 3888.00  | 3935.26  | 4525.33  | 5204.39  | 5985.04  | 6882.80  | 7985.22  |
| CONSUMO COMBUSTIBLE UNIT.    | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| CONSUMO COMBUSTIBLE ANUAL    | 600.00   | 660.00   | 726.00   | 798.60   | 878.46   | 966.31   | 1062.94  | 1169.23  | 1286.15  | 1414.77  |
| TASA INFLACION COMBUSTIBLE   | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     |
| COSTO UNITARIO COMBUSTIBLE   | 37.50    | 39.38    | 41.34    | 43.41    | 45.58    | 47.85    | 50.25    | 52.77    | 55.40    | 58.17    |
| COSTO ANUAL DE COMBUSTIBLE   | 22500.00 | 25987.50 | 30015.56 | 34667.97 | 40041.51 | 46247.94 | 53416.78 | 61695.91 | 71258.78 | 82303.99 |
| TASA DE ACTUALIZACION        | 0.22     | 0.22     | 0.22     | 0.22     | 0.22     | 0.22     | 0.22     | 0.22     | 0.22     | 0.22     |
| COSTO TOTAL POR AND          | 99750.00 | 28687.50 | 33255.56 | 38555.97 | 43976.77 | 50773.50 | 58620.76 | 67680.96 | 78141.58 | 90219.11 |
| COSTO NETO ACTUALIZADO       | 61762.30 | 19274.05 | 18314.07 | 17404.13 | 16271.37 | 15393.49 | 14372.45 | 13790.75 | 13051.00 | 12330.95 |
| CONSUMO DE ENERGIA           | 6000.00  | 6600.00  | 7260.00  | 7986.00  | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |
| TASA DE PROYECCION CONSUMO   | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| TASA INCREMENTO TARIFARIO    | 0.03     | 0.06     | 0.09     | 0.12     | 0.15     | 0.18     | 0.21     | 0.24     | 0.27     | 0.30     |
| TARIFA DE ENERGIA            | 5.00     | 5.15     | 5.46     | 5.95     | 6.66     | 7.66     | 9.04     | 10.94    | 13.57    | 17.23    |
| REVENIDO                     | 30000.00 | 33990.00 | 39632.34 | 47519.18 | 56543.62 | 74057.68 | 96126.87 | 127944.9 | 174516.8 | 243800.0 |
| REVENIDO ACTUALIZADO NETO    | 24590.16 | 22806.60 | 21825.80 | 21450.11 | 21661.10 | 22469.07 | 23896.04 | 26070.19 | 29147.33 | 33376.08 |
| MINUSNETACT                  | *        | 222189.5 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| MINUSVALACTNET               | *        | 247313.4 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| BENEFICIO NETO ACTUALIZADO = |          | 25123.94 |          |          |          |          |          |          |          |          |

\*CANTIDADES EXPRESADAS EN SUQUES.

## ANÁLISIS FINANCIERO.

TASA DE ACTUALIZACIÓN 24%  
TASA DE PROYECCION DEL CONSUMO 10%

## PROYECTO CENTRAL EOLICA EN LA PENINSULA DE STA. ELENA.

| ANO                          | 1        | 2          | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|------------------------------|----------|------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| AMORTIZACION                 | 100000   | 100000     | 100000   | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| INTERES                      | 0        | 72000      | 48000    | 24000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| TASA DE INFLACION            | 0.2      | 0.2        | 0.2      | 0.2      | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     |
| GASTOS OPER. Y MANT.         | 1500.00  | 1800.00    | 2160.00  | 2592.00  | 2623.51  | 3017.04  | 3469.59  | 3990.03  | 4588.53  | 5276.81  |
| TASA DE ACTUALIZACION        | 0.24     | 0.24       | 0.24     | 0.24     | 0.24     | 0.24     | 0.24     | 0.24     | 0.24     | 0.24     |
| INVERSION TOTAL POR AÑO      | 101500.0 | 173800.0   | 150160.0 | 26592.00 | 2623.51  | 3017.04  | 3469.59  | 3990.03  | 4588.53  | 5276.81  |
| INVERSION NETA ACTUALIZADA   | 61854.84 | 113033.3   | 78757.01 | 11247.71 | 894.90   | 829.95   | 769.71   | 713.84   | 662.03   | 615.98   |
| CONSUMO DE ENERGIA           | 6000.00  | 6600.00    | 7260.00  | 7986.00  | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |
| TASA DE PROYECCION CONSUMO   | 0.10     | 0.10       | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| TASA INCREMENTO TARIFARIO    | 0.03     | 0.06       | 0.09     | 0.12     | 0.15     | 0.18     | 0.21     | 0.24     | 0.27     | 0.30     |
| TARIFA DE ENERGIA            | 5.00     | 5.15       | 5.46     | 5.95     | 6.66     | 7.66     | 9.04     | 10.94    | 13.57    | 17.23    |
| BENEFICIO                    | 30000.00 | 33990.00   | 39632.34 | 47519.18 | 58543.62 | 74057.68 | 96126.87 | 127944.9 | 174516.8 | 243800.9 |
| VALOR ACTUALIZADO NETO       | 24193.55 | 22105.88   | 20786.66 | 20099.36 | 19969.68 | 20372.30 | 21325.20 | 22690.19 | 25179.21 | 28367.22 |
| SUMINUNETACT                 | =        | 289377.269 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| SUMVALACTNET                 | =        | 225289.239 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| BENEFICIO NETO ACTUALIZADO = |          | -64088.03  |          |          |          |          |          |          |          |          |

\* CANTIDADES EXPRESADAS EN SUDES.

## PROYECTO CENTRAL TERMICA EQUIVALENTE EN STA. ELENA.

| ANO                         | 1        | 2        | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|-----------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| INVERSION                   | 75000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| TASA DE INFLACION           | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     |
| GASTOS OPER. Y MANT.        | 2250.00  | 2700.00  | 3240.00  | 3888.00  | 3935.26  | 4525.53  | 5204.39  | 5985.04  | 6882.80  | 7915.22  |
| CONSUMO COMBUSTIBLE UNIT.   | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| CONSUMO COMBUSTIBLE ANUAL   | 600.00   | 660.00   | 726.00   | 798.60   | 878.46   | 966.31   | 1062.94  | 1169.23  | 1286.15  | 1414.77  |
| TASA INFLACION COMBUSTIBLE  | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     |
| COSTO UNITARIO COMBUSTIBLE  | 37.50    | 39.38    | 41.34    | 43.41    | 45.58    | 47.86    | 50.25    | 52.77    | 55.40    | 58.17    |
| COSTO ANUAL DE COMBUSTIBLE  | 22500.00 | 25987.50 | 30015.36 | 34667.97 | 40041.51 | 46247.94 | 53416.38 | 61695.91 | 71258.78 | 82303.89 |
| TASA DE ACTUALIZACION       | 0.24     | 0.24     | 0.24     | 0.24     | 0.24     | 0.24     | 0.24     | 0.24     | 0.24     | 0.24     |
| COSTO TOTAL POR AÑO         | 99750.00 | 28687.50 | 33255.56 | 38535.97 | 43976.77 | 50773.50 | 58620.76 | 67680.96 | 78141.58 | 90219.11 |
| COSTO NETO ACTUALIZADO      | 80443.55 | 18657.32 | 17442.12 | 16308.16 | 15000.82 | 13967.12 | 13004.68 | 12103.57 | 11274.23 | 10497.40 |
| CONSUMO DE ENERGIA          | 6000.00  | 6600.00  | 7260.00  | 7986.00  | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |
| TASA DE PROYECCION CONSUMO  | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| TASA INCREMENTO TARIFARIO   | 0.03     | 0.06     | 0.09     | 0.12     | 0.15     | 0.18     | 0.21     | 0.24     | 0.27     | 0.30     |
| TARIFA DE ENERGIA           | 5.00     | 5.15     | 5.46     | 5.95     | 6.66     | 7.66     | 9.04     | 10.94    | 13.57    | 17.23    |
| BENEFICIO                   | 30000.00 | 33990.00 | 39632.34 | 47519.18 | 58543.62 | 74057.68 | 96126.87 | 127944.9 | 174516.8 | 243800.9 |
| VALOR ACTUALIZADO NETO      | 24193.55 | 22105.88 | 20786.66 | 20099.36 | 19969.68 | 20372.30 | 21325.20 | 22690.19 | 25179.21 | 28367.22 |
| SUMINUNETACT                | =        | 208703.9 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| SUMVALACTNET                | =        | 225289.2 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| BENEFICIO NETO ACTUALIZADO= |          | 16585.26 |          |          |          |          |          |          |          |          |

\*CANTIDADES EXPRESADAS EN SUDES.



## ANÁLISIS FINANCIERO.

TASA DE ACTUALIZACIÓN 26%

TASA DE PROYECCIÓN DEL CONSUMO 10%

## PROYECTO CENTRAL EOLICA EN LA PENINSULA DE STA. ELENA.

|                               | 1        | 2          | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|-------------------------------|----------|------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| INVERSIÓN                     | 100000   | 100000     | 100000   | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| RESERVAS                      | 0        | 72000      | 48000    | 24000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| TASA DE INFLACIÓN             | 0.2      | 0.2        | 0.2      | 0.2      | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     |
| COSTOS OPER. Y MANT.          | 1500.00  | 1800.00    | 2160.00  | 2592.00  | 2623.51  | 3017.04  | 3469.59  | 3990.03  | 4588.53  | 5276.81  |
| TASA DE ACTUALIZACIÓN         | 0.26     | 0.26       | 0.26     | 0.26     | 0.26     | 0.26     | 0.26     | 0.26     | 0.26     | 0.26     |
| INVERSIÓN TOTAL POR AÑO       | 101500.0 | 173800.0   | 150160.0 | 26592.00 | 2623.51  | 3017.04  | 3469.59  | 3990.03  | 4588.53  | 5276.81  |
| INVERSIÓN NETA ACTUALIZADA    | 80555.56 | 109473.4   | 75065.89 | 10550.40 | 826.09   | 731.98   | 688.15   | 628.08   | 573.24   | 523.20   |
| SUMINISTRO DE ENERGÍA         | 6000.00  | 6600.00    | 7260.00  | 7986.00  | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |
| TASA DE PROYECCIÓN CONSUMO    | 0.10     | 0.10       | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| TASA INCREMENTO TARIFARIO     | 0.03     | 0.06       | 0.09     | 0.12     | 0.15     | 0.18     | 0.21     | 0.24     | 0.27     | 0.30     |
| TARIFA DE ENERGÍA             | 5.00     | 5.15       | 5.46     | 5.95     | 6.66     | 7.66     | 9.04     | 10.94    | 13.57    | 17.23    |
| REVENIDO EFICAZ               | 30000.00 | 33990.00   | 39632.34 | 47519.18 | 58543.62 | 74037.68 | 96126.87 | 127944.9 | 174516.8 | 243800.0 |
| REVENIDO POR ACTUALIZADO NETO | 23809.52 | 21409.67   | 19812.45 | 18853.27 | 18434.31 | 18507.46 | 19065.62 | 20139.96 | 21802.30 | 24172.87 |
| INVENTARIO NETO               | =        | 279637.999 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| VALOR ACTIVO NETO             | *        | 206007.437 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| REVENIDO NETO ACTUALIZADO     | =        | -73630.56  |          |          |          |          |          |          |          |          |

\* CANTIDADES EXPRESADAS EN SUCRES.

## PROYECTO CENTRAL TERMICA EQUIVALENTE EN STA. ELENA.

|                               | 1        | 2        | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|-------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| INVERSIÓN                     | 75000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| TASA DE INFLACIÓN             | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     |
| COSTOS OPER. Y MANT.          | 2250.00  | 2700.00  | 3240.00  | 3888.00  | 3935.26  | 4525.55  | 5204.39  | 5985.04  | 6892.80  | 7915.22  |
| CONSUMO COMBUSTIBLE UNIT.     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| CONSUMO COMBUSTIBLE ANUAL     | 600.00   | 660.00   | 726.00   | 798.60   | 878.46   | 966.31   | 1062.94  | 1169.23  | 1286.15  | 1414.77  |
| TASA INFLACIÓN COMBUSTIBLE    | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     |
| COSTO UNITARIO COMBUSTIBLE    | 37.50    | 39.38    | 41.34    | 43.41    | 45.58    | 47.86    | 50.25    | 52.77    | 55.40    | 58.17    |
| COSTO ANUAL DE COMBUSTIBLE    | 22500.00 | 25987.50 | 30015.56 | 34667.97 | 40041.51 | 46247.94 | 54116.38 | 61695.91 | 71258.78 | 82303.89 |
| TASA DE ACTUALIZACIÓN         | 0.26     | 0.26     | 0.26     | 0.26     | 0.26     | 0.26     | 0.26     | 0.26     | 0.26     | 0.26     |
| COSTO TOTAL POR AÑO           | 99750.00 | 28687.50 | 33255.56 | 38535.97 | 43976.77 | 50773.50 | 58620.76 | 67650.96 | 78141.58 | 90219.11 |
| COSTO NETO ACTUALIZADO        | 79166.67 | 18069.73 | 16824.66 | 15297.11 | 13847.48 | 12688.80 | 11626.73 | 10633.74 | 9762.19  | 8945.26  |
| SUMINISTRO DE ENERGÍA         | 6000.00  | 6600.00  | 7260.00  | 7986.00  | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |
| TASA DE PROYECCIÓN CONSUMO    | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| TASA INCREMENTO TARIFARIO     | 0.03     | 0.06     | 0.09     | 0.12     | 0.15     | 0.18     | 0.21     | 0.24     | 0.27     | 0.30     |
| TARIFA DE ENERGÍA             | 5.00     | 5.15     | 5.46     | 5.95     | 6.66     | 7.66     | 9.04     | 10.94    | 13.57    | 17.23    |
| REVENIDO EFICAZ               | 30000.00 | 33990.00 | 39632.34 | 47519.18 | 58543.62 | 74037.68 | 96126.87 | 127944.9 | 174516.8 | 243800.0 |
| REVENIDO POR ACTUALIZADO NETO | 23809.52 | 21409.67 | 19812.45 | 18853.27 | 18434.31 | 18507.46 | 19065.62 | 20139.96 | 21802.30 | 24172.87 |
| INVENTARIO NETO               | =        | 196682.1 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| VALOR ACTIVO NETO             | *        | 206007.4 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| REVENIDO NETO ACTUALIZADO     | =        | 9325.27  |          |          |          |          |          |          |          |          |

\* CANTIDADES EXPRESADAS EN SUCRES.

## ANÁLISIS FINANCIERO.

TASA DE ACTUALIZACIÓN 28%

TASA DE PROYECCIÓN DEL CONSUMO 10%

## PROYECTO CENTRAL EOLICA EN LA PENINSULA DE STA. ELENA.

| IND                          | 1        | 2          | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|------------------------------|----------|------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| MORTIZACION                  | 100000   | 100000     | 100000   | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| INTERES                      | 0        | 72000      | 48000    | 24000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| TASA DE INFLACION            | 0.2      | 0.2        | 0.2      | 0.2      | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     |
| COSTOS OPER. Y MANT.         | 1500.00  | 1800.00    | 2160.00  | 2592.00  | 2623.51  | 3017.04  | 3469.59  | 3990.03  | 4588.53  | 5276.81  |
| TASA DE ACTUALIZACION        | 0.28     | 0.28       | 0.28     | 0.28     | 0.28     | 0.28     | 0.28     | 0.28     | 0.28     | 0.28     |
| INVERSION TOTAL POR AÑO      | 101300.0 | 173800.0   | 150160.0 | 26392.00 | 2623.51  | 3017.04  | 3469.59  | 3990.03  | 4588.53  | 5276.81  |
| INVERSION NETA ACTUALIZADA   | 79296.88 | 106079.1   | 71601.87 | 9906.29  | 763.54   | 665.99   | 616.32   | 553.73   | 497.49   | 446.96   |
| CONSUMO DE ENERGIA           | 6000.00  | 6600.00    | 7260.00  | 7986.00  | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.70 | 12861.53 | 14147.69 |
| TASA DE PROYECCION CONSUMO   | 0.10     | 0.10       | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| TASA INCREMENTO TARIFARIO    | 0.03     | 0.06       | 0.09     | 0.12     | 0.15     | 0.18     | 0.21     | 0.24     | 0.27     | 0.30     |
| TARIFA DE ENERGIA            | 5.00     | 5.15       | 5.46     | 5.95     | 6.66     | 7.66     | 9.04     | 10.94    | 13.57    | 17.23    |
| BENEFICIO                    | 30000.00 | 33990.00   | 39632.34 | 47519.18 | 58543.62 | 74057.68 | 96126.87 | 127944.9 | 174516.8 | 243806.0 |
| VALOR ACTUALIZADO NETO       | 23437.50 | 20745.85   | 18898.17 | 17702.27 | 17038.44 | 16838.77 | 17075.56 | 17755.92 | 18921.15 | 20650.66 |
| SUMINVENTACT =               |          | 270448.176 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| SUMVALACTNET =               |          | 189064.291 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| BENEFICIO NETO ACTUALIZADO = |          | -61383.89  |          |          |          |          |          |          |          |          |

\* CANTIDADES EXPRESADAS EN SUORES.

## PROYECTO CENTRAL TERMICA EQUIVALENTE EN STA. ELENA.

| IND                          | 1        | 2        | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| INVERSION                    | 75000    | 0        | 0        | 0        | -0       | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| TASA DE INFLACION            | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     |
| COSTOS OPER. Y MANT.         | 2250.00  | 2700.00  | 3240.00  | 3888.00  | 4935.26  | 6525.58  | 8204.39  | 9985.04  | 11882.80 | 13915.22 |
| CONSUMO COMBUSTIBLE UNIT.    | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| CONSUMO COMBUSTIBLE ANUAL    | 600.00   | 660.00   | 726.00   | 798.60   | 878.46   | 966.31   | 1062.94  | 1169.23  | 1286.15  | 1414.77  |
| TASA INFLACION COMBUSTIBLE   | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     |
| COSTO UNITARIO COMBUSTIBLE   | 37.50    | 39.38    | 41.34    | 43.41    | 45.58    | 47.86    | 50.25    | 52.77    | 55.40    | 58.17    |
| COSTO ANUAL DE COMBUSTIBLE   | 22500.00 | 25987.50 | 30015.56 | 34667.97 | 40041.51 | 46247.94 | 53416.38 | 61695.91 | 71258.78 | 82383.89 |
| TASA DE ACTUALIZACION        | 0.28     | 0.28     | 0.28     | 0.28     | 0.28     | 0.28     | 0.28     | 0.28     | 0.28     | 0.28     |
| COSTO TOTAL POR AÑO          | 99750.00 | 28687.50 | 33255.56 | 38535.97 | 43976.77 | 50773.50 | 58620.76 | 67680.96 | 78141.58 | 90219.11 |
| COSTO NETO ACTUALIZADO       | 77929.69 | 17509.46 | 15857.49 | 14363.22 | 12798.93 | 11544.56 | 10413.14 | 9392.62  | 8472.13  | 7641.86  |
| CONSUMO DE ENERGIA           | 6000.00  | 6600.00  | 7260.00  | 7986.00  | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.70 | 12861.53 | 14147.69 |
| TASA DE PROYECCION CONSUMO   | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| TASA INCREMENTO TARIFARIO    | 0.03     | 0.06     | 0.09     | 0.12     | 0.15     | 0.18     | 0.21     | 0.24     | 0.27     | 0.30     |
| TARIFA DE ENERGIA            | 5.00     | 5.15     | 5.46     | 5.95     | 6.66     | 7.66     | 9.04     | 10.94    | 13.57    | 17.23    |
| BENEFICIO                    | 30000.00 | 33990.00 | 39632.34 | 47519.18 | 58543.62 | 74057.68 | 96126.87 | 127944.9 | 174516.8 | 243806.0 |
| VALOR ACTUALIZADO NETO       | 23437.50 | 20745.85 | 18898.17 | 17702.27 | 17038.44 | 16838.77 | 17075.56 | 17755.92 | 18921.15 | 20650.66 |
| SUMINVENTACT =               |          | 165923.0 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| SUMVALACTNET =               |          | 189054.2 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| BENEFICIO NETO ACTUALIZADO = |          | 3441.21  |          |          |          |          |          |          |          |          |

\* CANTIDADES EXPRESADAS EN SUORES.



## ANÁLISIS FINANCIERO.

TASA DE ACTUALIZACIÓN 10%  
TASA DE PROYECCIÓN DEL CONSUMO 10%

## PROYECTO CENTRAL EOLICA EN LA PENINSULA DE STA. ELENA.

|                         | 1        | 2          | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|-------------------------|----------|------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| INVERSIÓN INICIAL       | 100000   | 100000     | 100000   | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| DE INFLACIÓN            | 0        | 72000      | 48000    | 24000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| DE INFLACIÓN            | 0.2      | 0.2        | 0.2      | 0.2      | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     |
| OPER. Y MANT.           | 1500.00  | 1800.00    | 2160.00  | 2592.00  | 2623.51  | 3017.04  | 3469.59  | 3990.03  | 4588.53  | 5276.81  |
| DE ACTUALIZACIÓN        | 0.30     | 0.30       | 0.30     | 0.30     | 0.30     | 0.30     | 0.30     | 0.30     | 0.30     | 0.30     |
| SIGN TOTAL POR AÑO      | 101500.0 | 173300.0   | 150160.0 | 26592.00 | 2623.51  | 3017.04  | 3469.59  | 3990.03  | 4588.53  | 5276.81  |
| SIGN NETA ACTUALIZADA   | 78076.92 | 102840.2   | 63347.75 | 9310.40  | 706.59   | 625.66   | 552.94   | 489.14   | 432.70   | 382.77   |
| NO DE ENERGIA           | 6000.00  | 6600.00    | 7260.00  | 7986.00  | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |
| DE PROYECCION CONSUMO   | 0.10     | 0.10       | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| INCREMENTO TARIFARIO    | 0.03     | 0.06       | 0.09     | 0.12     | 0.15     | 0.18     | 0.21     | 0.24     | 0.27     | 0.30     |
| PRECIO DE ENERGIA       | 5.00     | 5.15       | 5.46     | 5.95     | 6.66     | 7.66     | 9.04     | 10.94    | 13.57    | 17.23    |
| ICIG                    | 30000.00 | 33990.00   | 39632.34 | 47519.18 | 58543.62 | 74057.68 | 96126.87 | 127944.9 | 174516.8 | 243800.0 |
| ICIG ACTUALIZADO NETO   | 23076.92 | 20112.43   | 18039.30 | 16637.78 | 15767.50 | 15342.99 | 15319.39 | 15684.69 | 16456.86 | 17684.80 |
| VNETACT =               |          | 261764.639 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| LACTNET =               |          | 174122.666 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| ICIG NETO ACTUALIZADO = |          | -87642.02  |          |          |          |          |          |          |          |          |

\* CANTIDADES EXPRESADAS EN SUDES.

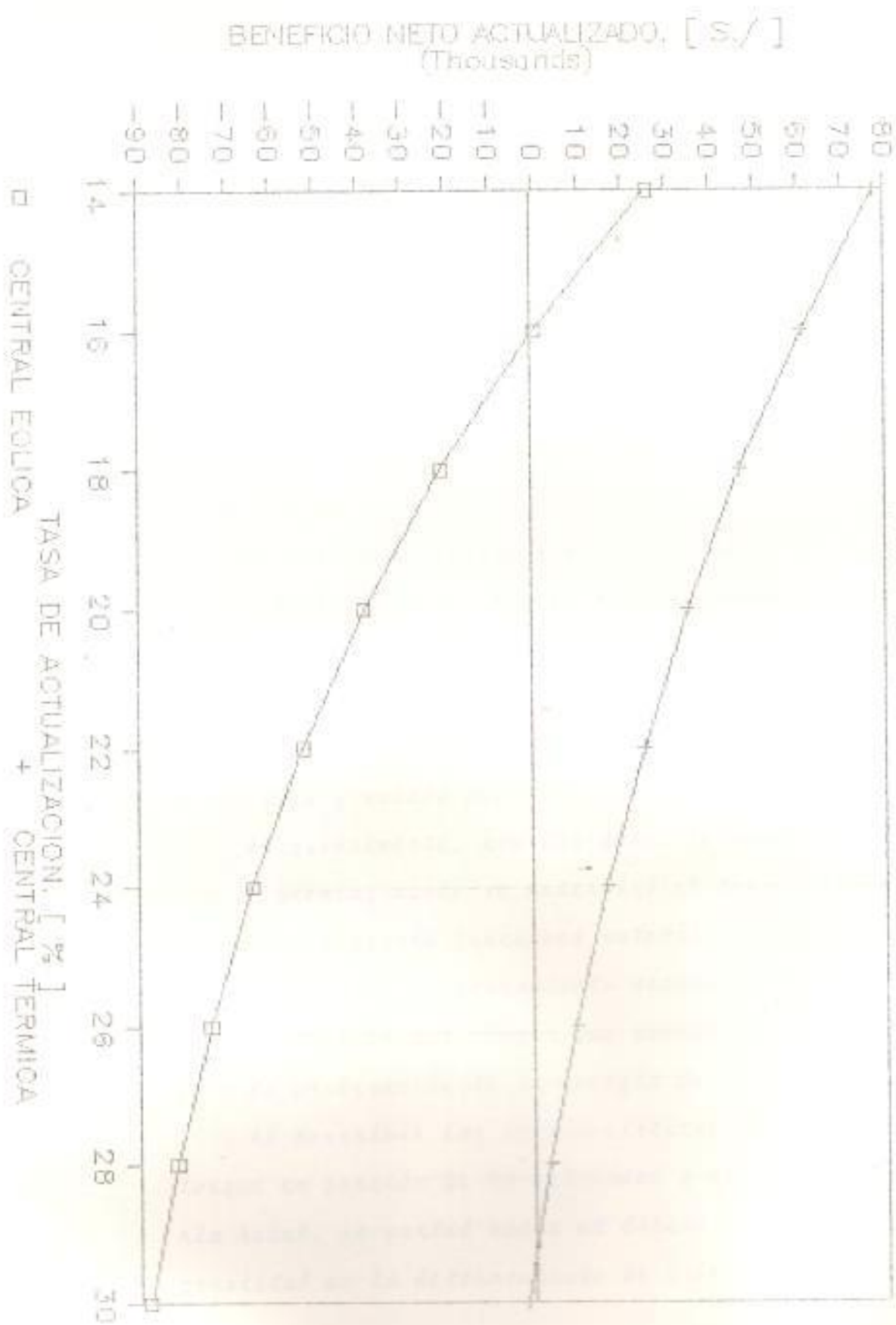
## PROYECTO CENTRAL TERMICA EQUIVALENTE EN STA. ELENA.

|                             | 1        | 2        | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
|-----------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| INVERSIÓN INICIAL           | 75000    | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| DE INFLACIÓN                | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.2      | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     | 0.15     |
| OPER. Y MANT.               | 2250.00  | 2700.00  | 3240.00  | 3888.00  | 3935.26  | 4525.95  | 5204.39  | 5985.04  | 6892.80  | 7915.22  |
| NO COMBUSTIBLE UNIT.        | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| NO COMBUSTIBLE ANUAL        | 600.00   | 660.00   | 726.00   | 798.60   | 878.46   | 966.31   | 1062.94  | 1169.23  | 1286.15  | 1414.77  |
| INFLACION COMBUSTIBLE       | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     | 0.05     |
| PRECIO UNITARIO COMBUSTIBLE | 37.50    | 39.38    | 41.34    | 43.41    | 45.58    | 47.86    | 50.26    | 52.77    | 55.40    | 58.17    |
| ANUAL DE COMBUSTIBLE        | 22500.00 | 25987.50 | 30013.56 | 34667.97 | 40041.51 | 46247.94 | 53416.38 | 61695.91 | 71258.78 | 82303.89 |
| DE ACTUALIZACIÓN            | 0.30     | 0.30     | 0.30     | 0.30     | 0.30     | 0.30     | 0.30     | 0.30     | 0.30     | 0.30     |
| TOTAL POR AÑO               | 99750.00 | 28687.50 | 33285.56 | 38555.97 | 43976.77 | 50773.50 | 58620.76 | 67680.96 | 78141.58 | 90219.11 |
| NETO ACTUALIZADO            | 76730.77 | 16974.85 | 15136.81 | 13499.52 | 11844.22 | 10519.06 | 9342.18  | 8296.97  | 7368.72  | 6544.33  |
| NO DE ENERGIA               | 6000.00  | 6600.00  | 7260.00  | 7986.00  | 8784.60  | 9663.06  | 10629.37 | 11692.30 | 12861.53 | 14147.69 |
| DE PROYECCION CONSUMO       | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     | 0.10     |
| INCREMENTO TARIFARIO        | 0.03     | 0.06     | 0.09     | 0.12     | 0.15     | 0.18     | 0.21     | 0.24     | 0.27     | 0.30     |
| PRECIO DE ENERGIA           | 5.00     | 5.15     | 5.46     | 5.95     | 6.66     | 7.66     | 9.04     | 10.94    | 13.57    | 17.23    |
| ICIG                        | 30000.00 | 33990.00 | 39632.34 | 47519.18 | 58543.62 | 74057.68 | 96126.87 | 127944.9 | 174516.8 | 243800.0 |
| ICIG ACTUALIZADO NETO       | 23076.92 | 20112.43 | 18039.30 | 16637.78 | 15767.50 | 15342.99 | 15319.39 | 15684.69 | 16456.86 | 17684.80 |
| VNETACT =                   |          | 176257.4 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| LACTNET =                   |          | 174122.6 |          |          |          |          |          |          |          |          |
| ICIG NETO ACTUALIZADO =     |          | -2134.76 |          |          |          |          |          |          |          |          |

\*CANTIDADES EXPRESADAS EN SUDES.



Fig. 8.2. DETERMINACION T.J.R. FINANCIERO.  
B.N.A. vs. TASA ACTUALIZACION.



### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Continuando con la política de utilizar energía renovable para la producción de electricidad en el País, se planteó en este trabajo la conversión de Energía Eólica a Energía Eléctrica con aplicación en la Península de Santa Elena.

En base a la teoría fundamental de la aerogeneración y de datos recogidos en las diferentes estaciones meteorológicas, se evaluó las disponibilidades de Energía Eólica en el Ecuador, determinándose como zonas con posibilidad de utilización, las cercanías al mar y las faldas y valles del callejón interandino.

Adicionalmente, con los datos se analizó el régimen de viento, donde se determinó el comportamiento del mismo mediante funciones matemáticas y gráficos que representan la herramienta necesaria para facilitar la decisión del lugar que podría ser conveniente para la utilización de la energía de viento.

Al describir las características de potencia y torque en función de la velocidad y utilizando la Teoría Axial, se partió hacia el diseño del rotor que consistió en la determinación de ciertos parámetros

básicos, tales como número y tipo de álabes, radio del rotor y la relación de velocidades en punta, así como el cálculo del ángulo de inclinación y de la cuerda para varias posiciones del álabes. Para definir la potencia máxima extraíble de la Energía del viento se halló el coeficiente de máxima potencia (coeficiente de Betz) para luego diseñar el rotor para esta condición de salida.

En el diseño eléctrico se analizaron las características de construcción y operación de cada tipo de generador eléctrico que pueden ser utilizados para el fin perseguido en este trabajo, realizando comparaciones para determinar ventajas y desventajas del uso de una u otra máquina, tomando en consideración que se proporciona mejor calidad de electricidad cuando la carga se halla separada del generador eólico por medio de un sistema de almacenamiento de energía.

Habiendo determinado las características del rotor y del generador, se analizó la forma de acoplarlos, de tal manera que se forme la unidad de Generación Eólica. Siendo la velocidad del viento un parámetro de mucha variación; la potencia generada variará provocando variaciones en los parámetros eléctricos de frecuencia y voltaje, lo que acarrea un mal servicio, que debe ser evitado y para lograrlo se implantó un Sistema de Regulación Electrónico con los diversos tipos de control.

Finalmente se realizó un análisis comparativo con

otro tipo de generación eléctrica (térmica), para hallar factibilidad económica y financiera donde se hace un enfoque de los parámetros como costos, beneficios, intereses, capital amortizado, etc, llevándolos a valor presente a la fecha de entrada en operación del proyecto para diferentes tasas de actualización, con la finalidad de determinar la Tasa Interna de Retorno económica y financiera.

La Tasa Interna de Retorno económica resultante indica que el proyecto de instalar una Central de Generación en la Península de Santa Elena para la aplicación descrita en este estudio, es decir, para beneficio social, no resulta conveniente; toda vez que se obtiene para ambas alternativas, eólica y térmica, valores inferiores al 8%, presentándose la primera como posibilidad viable en vista de que su Tasa Interna de Retorno se aproxima a este valor, en tanto que se descarta la segunda por tener un valor aproximado al 6%.

El proyecto de montar una Central Eólica para producir electricidad para una pequeña casa de campo en la Península, financieramente no es viable, ya que se obtiene una Tasa Interna de Retorno inferior al 2% en tanto que la alternativa térmica se presenta factible en vista de que su Tasa Interna de Retorno es aproximadamente igual al 30%. Esto se debe a que la inversión que corresponde realizar para la adquisición



y montaje de equipos eólicos es mucho más alta que para una termoeléctrica, lo que involucra el pago de interés por capital amortizado para la primera, mientras que para la segunda, éstos se reducen automáticamente a cero.

Si la utilidad de la generación de Energía Eléctrica se extiende para una comunidad (varios usuarios), es posible que los obstáculos de la inversión y del pago de intereses por capital amortizado sean vencidos. Se entiende que para una mayor capacidad de generación instalada dentro de los límites permitidos por el régimen de viento, el proyecto de una Central Eólica resulta beneficioso para los intereses del País.

Se recomienda profundizar y optimizar el banco de datos estadísticos del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología con la finalidad de poder conocer en una mejor manera el comportamiento del régimen de vientos en las diferentes zonas del Ecuador, considerando que una variación del 10% en la velocidad ocasiona una variación del 30% en la potencia de salida.

Con lo anteriormente expuesto se lograría un mejor modelaje matemático de la distribución de viento existentes en el País, para de esta forma realizar una mejor elección del sitio donde se instalaría la Central y también determinar los parámetros para el diseño eléctrico-mecánico más acorde a las necesidades del Ecuador.



Se debe realizar un programa de financiamiento para que campesinos de áreas marginadas a donde se hace difícil extender un sistema de distribución eléctrica y exista recursos de viento, puedan adquirir un facilidad generadores eólicos para proveerse del servicio eléctrico que requieran.

## B I B L I O G R A F I A

- INECEL, Informe Interno, Plan Maestro de Electrificación, Evaluación del Potencial Eólico del Ecuador, II/601/83, junio 1.983.
- INE, Carrasco F, Durand J.P., González F, Estudio del Potencial Solar y Eólico del Ecuador.
- Torres S, Diseño y Construcción de un Generador Modelo para ser usado con Energía Eólica, Tesis de Grado, Espol 1.983.
- Lysen E. H., Introduction To Wind Energy SWD, Second Edition, May 1.983.
- Olade, Aerogeneración de Energía, Marzo 1.981.
- Liwshitz M, Gork C, Máquinas de Corriente Continua, Primera Edición en español traducida de la Segunda Edición original, Madrid, Marzo 1.964.
- Aplicaciones de Semiconductores de Potencia en Controles Industriales Electrónicos, Curso Corto dictado por Ehsani M. 1.986.

- Pico G., Evaluación de Proyectos Hidroeléctricos y su Aplicación a la Expansión del Sistema de Generación Nacional, Escuela Superior Politécnica del Litoral 1.973.