aac 5505

TESIS
IC981
V.1
V.1

UNIVERSIDAD CATOLICA ANDRES BELLO

FACULTAD DE INGENIERIA

ESCUELA DE INGENIERIA CIVIL

ESTE LIBRO NO PUEDE SER LLEVADO FUERA DEL RECINTO DE LA BIBLIOTECA.

INVESTIGACION DE LA ENERGIA EOLICA EN VENEZUELA

Universidad Católica Andrés Bello
BIBLIOTECA
Caracas

Este Jurado; una vez realizado el examen del presente trabajo ha evaluado su contenido con el resultado: MERITORIO

JURADO EXAMINADOR

Firma:	Firma:	Firma:
Nombre: HUMBERTO CARTAYA	Nombre: JOSE CASTREJE	Nombre: R. Guilotte

REALIZADO POR	ANTONIO YAMÍN G. MARCO A. BIAGIONI D.
PROFESOR GUIA	ING. HUMBERTO CARTAYA
FECHA	CARACAS, MAYO DE 1.981

PROLOGO

En la década de 1980 a 1990, las necesidades energéticas del mundo serán satisfechas en gran parte y la energía hidroeléctrica. Se estima que en ese corto período de 10 años, el mundo consumirá 2 ó 3 veces más energía que en los cien años anteriores. Por este problema, en debates sobre posibles remedios a la crisis energética, se coincide ampliamente en la imperiosa necesidad de aprovechar otras fuentes de energía distintas a las convencionales. Una de esas fuentes es el viento; por esta razón es que se plantea la necesidad de profundizar en la evaluación de esa energía de viento (energía eólica).

INDICE

PAG.

SINOPSIS 1

I. RECOPILACION DE DATOS 3

II. ANALISIS DE LOS METODOS EXISTENTES SOBRE LA EVALUACION DEL POTENCIAL DE ENERGIA EOLICA. 6

1. Métodos para estimar distribuciones de frecuencia de la velocidad del viento. 7

2. Comparación de los Métodos. 19

III. ANALISIS DE LA RED DE MEDICION DE VIENTOS. 20

1. Ubicación. 21

2. Exposición. 24

3. Cantidad de Datos. 25

4. Frecuencia de las Mediciones. 27

IV. ANALISIS DE LOS DATOS DISPONIBLES DESDE EL - PUNTO DE VISTA DE APROVECHAMIENTO DE ENERGIA. 32

V. DETERMINACION DE LA VARIACION DEL VIENTO. 41

- Variación del Viento.

PAG.

VI. DENSIDAD DE POTENCIA EFECTIVA Y CALCULO DE LA PRODUCCION DE ENERGIA POTENCIAL DISPONIBLE. 46

1. Densidad de Potencia efectiva. 47

2. Energía Potencial disponible del viento. 50

VII. ANALISIS DE LA CURVA DE FRECUENCIA DE VELOCIDAD DEL VIENTO EN LOCALIDADES DONDE SE DISPONGA DE MEDICIONES Y, CURVA DE DURACION DE POTENCIA. 58

1. Análisis de frecuencia dela velocidad. 59

2. Curva de duración de potencia. 62

VIII, INVESTIGACION PRELIMINAR EN SITIOS O AREAS POTENCIALES DE ENERGIA EOLICA EN VENEZUELA. 64

CONCLUSIONES 68

BIBLIOGRAFIA 70

APENDICES

SINOPSIS

Este trabajo se efectuó con miras informativas y con el objetivo de aportar materia para estudios completos sobre los diferentes puntos aquí tratados.

Se basa en la evaluación, mediante datos de viento disponibles de registros anteriores, de la energía potencial del viento para la estimación de áreas potenciales con posibilidad de captación y almacenamiento de energía eólica en Venezuela.

El análisis de estos datos, aunque regido por la cantidad, calidad y frecuencia de sus mediciones, bien puede representarse por histogramas de velocidades de viento para estudiar su función de densidad.

Los métodos de Weibull y de la raíz cuadrada existentes sirven para ajustar esa función a distribuciones estadísticas como la Gamma y la Normal, y analizar la frecuencia de la velocidad del viento mediante probabilidades.

El cálculo de la potencia del viento por la fórmula de ($P = A. \rho . V^3$) sirve para estimar la energía potencial me -

diante los datos disponibles de viento.

La curva de duración de esa potencia y la densidad de - potencia efectiva aplicada a las curvas de frecuencia de la velocidad por los métodos mencionados del viento, sirven para estimar sitios y zonas de áreas potenciales en Venezuela.

La presentación de informes propuestos sobre captación y almacenamiento sirven para evaluar esas áreas potenciales y aplicar la fuerza eólica para obtener energía.

I

RECOPILACION DE DATOS

Para poder evaluar la energía eólica en Venezuela, naturalmente,es necesario tener conocimiento de los datos de viento ya que esta energía es función precisamente del viento; por lo tanto, mientras mayor sea la cantidad y calidad de estos datos, así como también la variedad de los mismos, se puede tener una idea clara de cómo y dónde plantear nuestros objetivos.

En la estación meteorológica de las Fuerzas Aéreas en Maracay se han recopilado en forma más o menos precisa, los valores de las velocidades horarias y mensuales de algunas estaciones así como solamente los valores de las velocidades mensuales de otras estaciones.

Hay que recalcar que lamentablemente los valores recopilados, los cuales hay que usar, corresponden a mediciones hechas durante períodos de tiempo (registros) hasta el año 1.970.

En los ESQ. A1-A27 se ha hecho un resumen de las velocidades medias y máximas mensuales para unos respectivos registros. En las Tablas A1-A 7 aparecen las velocidades medias horarias de las estaciones para las cuales se pudo conseguir este tipo de datos.

Por otra parte, en las Oficinas de HIDROMET aparecen los

datos de la variación diurna para la estación de Punta de Piedras; asímismo se consiguió el mapa geográfico para poder ubicar las estaciones, el mapa topográfico que se usa para ver las características del relieve en las distintas estaciones y los mapas meteorológicos donde están indicadas las magnitudes y direcciones del viento para las diferentes estaciones meteorológicas.

II

ANALISIS DE LOS METODOS EXISTENTES SOBRE LA EVALUACION DEL POTENCIAL DE ENERGIA EOLICA

El interés actual en energía proveniente del viento, entre otros problemas y aplicaciones de la velocidad del viento, hace deseable estar en capacidad de obtener distribuciones de frecuencia de la velocidad del viento promedio antes de gastar el tiempo y/o el esfuerzo necesario para lograr y procesar grandes cantidades de datos obtenidos cada hora o cada mes.

La distribución de frecuencia de la velocidad del viento promedio corresponde a una tabla de probabilidades de ocurrencia de esos vientos a lo largo de un intervalo de tiempo.

1. METODOS PARA ESTIMAR DISTRIBUCIONES DE FRECUENCIA DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO.

1.1. ESTIMACIONES DE LAS DISTRIBUCIONES DE FRECUENCIA DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO, USANDO SOLAMENTE COMO DATOS EL PROMEDIO MENSUAL Y LA VELOCIDAD MAXIMA ALCANZADA EN EL MES.

Distribuciones de frecuencia de la velocidad promedio del viento parecen ser aproximadas en forma adecuada tomando exclusivamente como datos, el promedio mensual y la velocidad máxima por mes. Este método está basado en la transformación de la raíz cuadrada de las velocidades a una distribución aproximadamente

normal.

Para usar estos datos estadísticos (velocidad máxima y la velocidad promedio) en la estimación de las distribuciones de - frecuencia, hay que asumir:

A. *PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE LA VELOCIDAD MAXIMA.*

La probabilidad de ocurrencia de la velocidad máxima para un mes dado está dada por el producto de:

a. El tiempo en minutos requerido por el viento con velocidad máxima para pasar la estación.

b. El número de minutos en el mes.

$$P\ (V_{máx}) = (\ 60/V_{máx})\ /\ 1440\ d, \qquad (1)$$

donde:

$P\ (V_{máx})$ = Probabilidad de ocurrencia de la velocidad máxima, donde $V_{máx}$ es dada en unidades de dis - tancia por hora.

d = Es el número de días en el mes (28-31).

NOTA: $P\ (V_{máx})$ es típicamente del orden de 10^{-5} a 10^{-4}.

B. *LA VELOCIDAD MEDIA.*

La velocidad media V_{50} puede ser aproximada en forma adecuada por el promedio de las velocidades $\overline{V}$ en un mes dado. - En general, $\overline{V}$ será ligeramente mayor que la velocidad media dado que una distribución sesgada positivamente es típica de las - velocidades del viento.

C. *LA RAIZ CUADRADA DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO*

La raíz cuadrada de la velocidad del viento sirve para - transformar la verdadera distribución de la velocidad a una distribución normal:

$$V_P^{\frac{1}{2}} = \overline{V^{\frac{1}{2}}} + \tau_p \, \sigma \, (V^{\frac{1}{2}}) \qquad (2)$$

donde V_P es la velocidad del viento cuya probabilidad de o -- currencia es P, $\sigma\,(V^{\frac{1}{2}})$ es la desviación normal de la distribución de la raíz cuadrada y, τ es el número de desviaciones - normales para una distribución normal, desde la media ($P = 0.5$) hasta el nivel de probabilidad P, de interés.

El procedimiento específico es el siguiente:

i) A partir del valor de $P\ (V_{máx})$ de la ecuación (1), determinar $\tau V_{máx}$ en tablas de distribución normal apropiadas, o por computadora o programas de calculadoras (tal como PROGRAM STAT I-11A de la HP-65; Hewlett Packard, 1974), de manera tal que:

$$P\ (V_{máx}) = (2\pi)^{-\frac{1}{2}} \int_{\tau V_{máx}}^{\infty} \exp\ (-\tau^2/2)\, d\tau \qquad (3)$$

ii) Determinar

$$\sigma\ (V^{\frac{1}{2}}) = (V^{\frac{1}{2}}_{máx} - \overline{V^{\frac{1}{2}}})\ /\ \tau V_{máx} \qquad (4)$$

iii) A partir de $\overline{V^{\frac{1}{2}}}$ y $\sigma\ (V^{\frac{1}{2}})$, determinar $P\ (V_i)$ en tablas de distribución normal apropiadas o por medio de programas tal como STAT I-10A para la HP-65 (Hewlett Packard, 1974), para los valores deseados de velocidad del viento V_i así que:

$$P\ (V_i) = (2\pi)^{-\frac{1}{2}} \int_{\tau V_i^{\frac{1}{2}}}^{\infty} \exp\ (-\tau^2/2)\, d\tau \qquad (5)$$

donde:

$$\tau V_i^{\frac{1}{2}} = (V_i^{\frac{1}{2}} - \overline{V^{\frac{1}{2}}})\ /\ \sigma\ (V^{\frac{1}{2}}) \qquad (6)$$

1.2. METODOS DE WEIBULL PARA LA ESTIMACION DE LA DISTRIBUCION DE LA FRECUENCIA DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO.

Por varios años, la distribución Weibull ha sido utilizada para representar distribuciones de velocidad de vientos para la aplicación en estudios de cargas de vientos (Devemport,1963). Recientemente las distribuciones Weibull han sido encontradas útiles y apropiadas para aplicaciones de energía de vientos (Justus et al, 1976 a, b; Hennessey, 1977). El propósito de este estudio es: primero, señalar algunas de las ventajas del uso de la distribución Weibull para estos propósitos y, segundo, describir algunos métodos sencillos para la estimación de los dos parámetros de Weibull.

La distribución Weibull para la velocidad del viento (V) se expresa por la función de la probabilidad de densidad (curva de frecuencia de velocidad del viento).

$$P\ (V)\ dV = (k/c)\,(V/c)^{k-1} \exp\left[-(V/c)^{k}\right] dV \qquad (1)$$

donde:

c = es el factor de escala (unidades de velocidad)

k = es el factor de forma (sin dimensión).

La función de probabilidad acumulada equivale a la curva

de duración de la velocidad del viento:

$$P\,(V \leq V_x) = \int_0^{V_x} f_V(V)\,dV = 1 - \exp\left[-(V_x/c)^k\right] \qquad (2)$$

Para estimar los parámetros de Weibull c y k hay varios métodos, dependiendo sobre cuáles estadísticos estén disponibles y qué nivel de satisfacción se desee utilizar en los análisis de datos.

1.2.1. METODO 1. MINIMOS CUADRADOS

Si las velocidades de viento observadas son dividas entre n intervalos de velocidades $0-V_1$, $V_1-V_2, \ldots, V_{n-1}-V_n$, teniendo frecuencias de ocurrencia $f_1, f_2, \ldots, f_n$ y frecuencias acumuladas $P_1 = f_1$, $P_2 = f_1 + f_2 \ldots$, $P_n = P_{n-1} + f_n$, entonces la Ec. (2) se transforma a la forma lineal $y = a + bx$ por las relaciones:

$$x_i = \ln V_i\,, \qquad (3)$$

$$y_i = \ln\left[-\ln(1-P_i)\right]\,, \qquad (4)$$

Luego los valores de los coeficientes lineales más apropiados de a y b pueden ser encontrados por el método de los míni -

mos cuadrados.

Los parámetros Weibull c y k están relacionados a los coeficientes lineales a y b por:

$$c = \exp(-a/b) \tag{5}$$

$$k = b\ , \tag{6}$$

Si la distribución del viento observada está a la altura deseada, hay poca razón para preferir la cabida de la distribución Weibull sobre la distribución observada. Aunque, si se desea la distribución del viento a una altura que no sea la del nivel del anemómetro, la ventaja del uso de la distribución Weibull es de que c y k, los valores c_a y k_a, determinados a la altura Z_a del anemómetro puede ser ajustada a cualquier altura deseada Z por la relación (Justus and Mikhail, 1976).

$$c\ (Z) = c_a\ (Z\ /Z_a)^n, \tag{7}$$

$$k\ (Z) = k_a \left[1 - 0.088 \ln\ (Z_a/10)\right] \Big/ \left[1 - 0.088 \ln(Z/10)\right]; \tag{8}$$

donde:

Z y Z_a están en metros y el exponente de fuerza por ley

n está dado por:

$$n = \left[0.37 - 0.088 \ln c_a \right] / \left[1 - 0.088 \ln (Z_a / 10) \right], \qquad (9)$$

1.2.2. METODO 2. VELOCIDAD DEL VIENTO MEDIA Y CUARTA

Si la distribución de la velocidad del viento observada no es útil, la velocidad media (50% probable), el cuarto de velocidad $V_{0.25}$ y la $V_{0.75}$ $\left[P\ (V \leq V_{0.25}) = 0.25,\ P\ (V \leq 0.75) = 0.75 \right]$ si son útiles, así que c y k pueden ser definidas mediante las relaciones:

$$k = \ln \left[\ln\ (0.25)\ /\ \ln\ (0.75) \right] \ /\ (V_{0.75}\ /\ V_{0.25}) =$$

$$= 1.573\ /\ \ln\ (V_{0.75}\ /\ V_{0.25}) \qquad (10)$$

$$c = V_m\ /\ (\ln 2)^{1/k} \qquad (11)$$

1.2.3. METODO 3. VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO Y DESVIACION NORMAL DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO.

Si solamente la velocidad media del viento $\overline{V}$ y la desviación normal σ son útiles $\left(\sigma^2 = (V - \overline{V})^2\right)$, entonces se pueden estimar, a partir de estos estadísticos, los valores c y k.

c y k están relacionadas con $\overline{V}$ y σ de la siguiente forma:

$$\overline{V} = c\Gamma\ (1 + 1/k\ ), \tag{12}$$

$$(\sigma - \overline{V})^2 = \left(\Gamma\ \ (1 + 2/k)\ /\ \Gamma^2\ (1+1/k)\right) - 1, \tag{13}$$

donde:

Γ = es la usual función gamma.

$\sigma/\overline{V}$= es el coeficiente de variación.

Los valores c y k pueden ser mejor encontrados usando la relación aproximada para (13),:

$$k = (\sigma\ /\ \overline{V})^{-1.086} \tag{14}$$

y el inverso de (12):

$$c = \overline{V} \,/\, \Gamma\,(1 + 1/k), \qquad (15)$$

1.2.4. METODO 4. VELOCIDAD PROMEDIO Y MAXIMA DEL VIENTO.

Las listas de datos tales como los registros climatológicos locales dan mensualmente la velocidad media del viento pero no la desviación normal.

Los esquemas A1 al A27 no pueden ser usados a menos que sean obtenidas algunas estimaciones de la desviación normal o un parámetro equivalente. Ya que mensualmente la $V_{máx}$ está publicada en los registros locales climatológicos, puede ser usada como un parámetro del valor k de Weibull. La probabilidad acumulada asociada con la $V_{máx}$ es:

$$P\,(V \geq V_{máx}) = 1/24\ \overline{V}_{máx} * d = \exp\left[-(V_{máx}/\,c)^{k}\right] \qquad (16)$$

donde:

d = número de días por mes.

La parte izquierda de la ecuación (16) proviene de la definición de $V_{máx}$ del kilómetro más rápida, por ejemplo:

$$V_{máx}\ (k_P h\ ) = 1\ (k_P h)\ /\ t\ (h)$$

o:

$$t = 1\ (km)\ /\ V_{máx}$$

y del hecho que la probabilidad $P(V \geq V_{máx}\ )$ es $t\ /(24d)$. - Después $V_{máx}$ de la ecuación (16) y diviendo por la ecuación (12), se llega a la relación:

$$V_{máx}\ /\ \overline{V} = \left[\ \ln(24\ V_{máx}{*}d\ )\right]^{1/k}\ /\ \Gamma\ (1+1/k), \qquad (17)$$

la cual, según se observa para $\overline{V}$ y $V_{máx}$ puede ser resuelta iterativamente para el valor de k apropiado. Con k determinado, el parámetro c de Weibull puede ser hallado por la ecuación (15). Dado que $\Gamma\ (1 + 1/k) \simeq 0.9$ sobre el rango - normal de valores de k, soluciones aproximadas para la ecuación (17) pueden ser encontradas mediante:

$$k = \ln\left[\ln\ (24\ V_{máx}{*}\ d)\right]\ /\ \ln\ (0.9\ V_{máx}\ /\overline{V}\ ), \qquad (18)$$

1.2.5. METODO 5. RELACION DE k vs $\overline{V}$.

Estudios anteriores (Justus, et al, 1976 b), han determinado que existe una relación general entre los valores de k - Weibull (o varianza de la distribución del viento) y la media - de la velocidad del viento. Matemáticamente estos resultados - pueden ser expresados por promedios, alta (90%) y baja (10%) variabilidad,(por ejemplo, $\sigma / \overline{V}$).

$$k = \begin{cases} 1.05\ \overline{V}^{\,1/2} & (Baja) \\ 0.94\ \overline{V}^{\,1/2} & (Promedio) \\ 0.83\ \overline{V}^{\,1/2} & (Alta) \end{cases} \qquad (19)$$

para V en metros por segundo.

$\sigma/\overline{V}$ corresponde a k alta o viceversa. Entonces, con - algún estimado del grado de variabilidad del viento del sitio,y sólo la velocidad media del viento, k puede ser estimado de - la ecuación (19),y c puede ser hallado de (15).

2. COMPARACION DE LOS METODOS.

El método de la raíz cuadrada es un método que usa los datos de las velocidades media y máxima y los aproxima a una distribución normal. La curva de la distribución normal corresponde a una curva simétrica.

El método de Weibull es un método en el que hay que hallar parámetros (c y k) para aproximar los datos a una distribución gamma. La curva de distribución gamma corresponde a una curva asimétrica en la cual el número de datos de viento menores varía más rápidamente que los datos de viento de velocidades mayores.

III

ANALISIS DE LA RED DE MEDICION DE VIENTOS

Es de hacer notar que la instalación de las estaciones meteorológicas en diversos puntos del país nunca ha sido diseñada con el propósito de evaluar la energía eólica en Venezuela, sino, más bien se han instalado en puntos adyacentes a aeropuertos y centros poblados con la intención de controlar tráfico aéreo, asímismo las estaciones pueden prever la formación de huracanes. Por otra parte, la medición de los vientos se ha ejecutado con anemómetros que se consideran inconsistentes.

Este análisis se ha considerado conveniente hacerlo en base a: Ubicación, Exposición, Cantidad de Datos y Frecuencia de las Mediciones.

Universidad Católica Andrés Bello
BIBLIOTECA
Caracas

I. UBICACION

La fuerza de viento en un medio marino es, a veces, más recurrente que en un sistema de conversión de energía de viento sobre la tierra. Por otra parte, el medio marino está sujeto a ser espacialmente más homogéneo en cuanto a características de viento, signos de vegetación tupida y/o erosión del suelo. El medio costero ofrece superficies grandes de arrastre, por lo tanto, puede haber también mayores y constantes vientos en las

regiones costeras que sobre el interior del país.

Se recogieron datos de las estaciones metereológicas a lo largo de todo el Territorio Nacional.

Para analizar la red de medición de los vientos en cuanto a su ubicación, nos referimos a:

a) Ubicación Topográfica:

Existen estaciones marinas, costeras, llaneras y montañosas. Se observa de acuerdo a este criterio de clasificación que prácticamente en las estaciones marinas las velocidades son mayores que en las costeras, y en éstas a su vez, mayores que en las llaneras, mientras en las montañosas casi siempre se dan las menores velocidades. Usando los datos de velocidades promedio suministrados en el Departamento de Meteorología de la Base Aérea de Maracay, se observa que la única estación marina por ellos recopilada es la de La Orchila, que es la estación que posee los valores más altos de las velocidades promedio (oscilan entre los 18 kph y los 25 kph aproximadamente) en comparación con los vientos de Coro (entre los 16 kph y los 23 kph), y los vientos de Cumaná, Maracaibo y Puerto Cabello, cuyos vientos promedios están en el orden de 18 kph y 17 kph, ambos aproximadamente; mientras que en las estaciones llaneras como

Acarigua y San Fernando, los vientos registran velocidades promedio entre los 8 kph y los 17 kph aproximadamente; por último, en las zonas montañosas como La Carlota y Mérida, soplan vientos entre los 5 kph y 9 kph. En la Colonia Tovar y La Grita las velocidades promedio de los vientos oscila entre los 2kph y los 5 kph. En el Observatorio "Cajigal" la velocidad promedio oscila entre los 12 kph y los 17 kph.

Es de hacer notar que en las regiones llaneras y sobre todo en las montañosas que se encuentran abrigadas existen discrepancias en las velocidades promedio debido en gran parte a la disposición de los vientos en esos puntos.

b) *Elevación sobre el Nivel del Mar:*

Se observan grandes diferencias en la distribución de los vientos, ya que lo lógico es suponer que a mayor altura hay mayor velocidad de viento, esto es sin considerar lógicamente la influencia directa de los vientos marinos, por ejemplo: En el Observatorio "Cajigal", (1.035 m.s.n.m.), las velocidades promedio están en el rango de los 12 y 17 kph aproximadamente, mientras que en la Colonia Tovar, (1.790 m.s.n.m.), la velocidad promedio varía en el rango de 2,5 y 3,5 kph aproximadamente; en Ciudad Bolívar, (43 m.s.n.m.), la velocidad promedio mensual está entre -

los 6 y los 10 kph y, en Puerto Ayacucho, (73 m.s.n.m.), está - entre 3 y 8 kph aproximadamente.

Así pues, con estas diferencias notables es imprescindible hacer un estudio minucioso de las estaciones clasificadas.

2. EXPOSICION

Debido a las condiciones topográficas y meteorológicas,- la exposición y características de viento pueden crear grandes variaciones sobre superficies terrestres. Esto puede ser tomado en consideración dentro de las normas de diseño.

Como poseemos una variación estacional de la exposición del territorio a los vientos, se puede recurrir a los mapas para visualizar la exposición trimestral, magnitud y dirección de los vientos. (Ver Mapa 2 y Mapas 3, 4A y 4B, 4C y 4D).

Es de hacer notar la importancia topográfica y meteorológica para cada estación del país. Por ejemplo: En San Antonio, donde a veces la velocidad llega a más de 20 kph debido a que - se forman vientos huracanados, pues esta ciudad está rodeada - por la Cordillera de Los Andes Venezolanos, la Sierra de Perijá,

de las cuales llegan vientos fríos, y los llanos del Arauca (Colombia), de los cuales proceden vientos cálidos.

Por otra parte, en la ciudad de Barquisimeto la velocidad promedio llega hasta más de 17 kph, debido a que se produce el choque de los vientos fríos húmedos provenientes del NE a través del Valle de San Felipe y los vientos fríos provenientes del SO (prolongación de la Cordillera de Los Andes), con los vientos cálidos que vienen de los Llanos Occidentales, esto es observable por el fenómeno de la niebla por radiación.

3. CANTIDAD DE DATOS

Para poder darnos una idea clara de la distribución de los vientos en Venezuela, es necesario recurrir a un número de datos (muestreo) suficiente para utilizar adecuadamente los métodos estadísticos necesarios en el análisis de la distribución de los vientos y energía potencial.

Asímismo, estos datos deben pertenecer a estaciones distribuidas a lo largo del país.

En el Departamento de Metereología de la Base Aérea de -

Maracay se encuentran recopilados los datos de velocidades promedio mensuales y velocidades máximas para cada mes de los años recabados de veinte y seis (26) estaciones y, además, el promedio mensual de veinte (20) años de veinte y ocho (28) estaciones. Los datos recopilados se distribuyen así:

Para Barquisimeto, Ciudad Bolívar, Colonia Tovar, Coro, Guiria, Maiquetía, Maracaibo, Maracay, Mérida, San Antonio, San Felipe, Santa Elena de Uairén y Tumeremos, se tiene el promedio mensual y la velocidad máxima mensual de cada año, entre 1951 y 1970. Se tienen estos mismos datos pero sólo para diez y siete (17) años en la Estación Carrizal, quince (15) para Barcelona, trece (13) para el Observatorio Cajigal, La Orchila y Puerto Ayacucho, diez (10) años para Mene Grande, Morón y Maturín, y menos de diez (10) años para La Carlota, Puerto Cabello y La Grita. Se poseen además, los datos de los promedios anuales de los años entre 1961 y 1970 (ambos inclusive), de cada una de las veinte y cuatro horas del día; por último, se tienen las velocidades promedio diarias de cada mes entre los años 1965-1970 de la Estación Punta de Piedras obtenidos en la Estación de Investigaciones Marinas de Margarita (Departamento de Oceanografía y Meteorología).

Como todos estos datos abarcan mucho espacio creemos necesario hacer referencia a los esquemas (ESQ. A1 al A27) de

las velocidades promedio y máxima. Para Punta de Piedras el número de observaciones con las velocidades correspondientes (ESQ. C1 y C2), y las velocidades horarias promedio por años de siete (7) estaciones recabadas (ESQ. F1 a F7).

Estos datos son suficientes muestras para lograr una distribución estadística (distribuciones gamma y normal).

4. FRECUENCIA DE LAS MEDICIONES

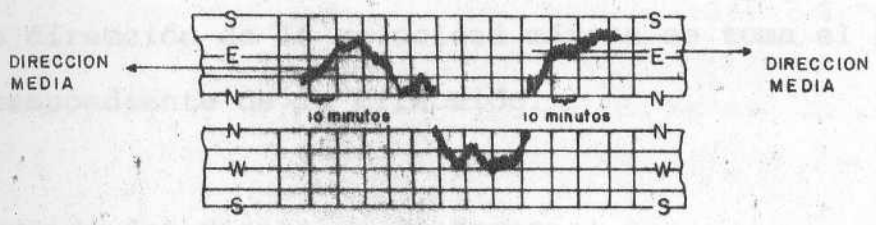
La medición de vientos en Venezuela, hasta ahora, se ha hecho generalmente con anemógrafos universales y/o con la veleta de Wild. La observación se efectúa así:

ANEMOMETRO UNIVERSAL:

1. Dirección:

Se calcula dentro de un lapso de 10 minutos la curva me-

dia descrita por la plumilla que indica la dirección.



2. Velocidad Actual:

Se calcula dentro de un lapso de 10 minutos la curva media descrita por la plumilla que indica la velocidad.

3. La Velocidad Máxima:

En el punto más alto que haya descrito la curva en un lapso determinado.

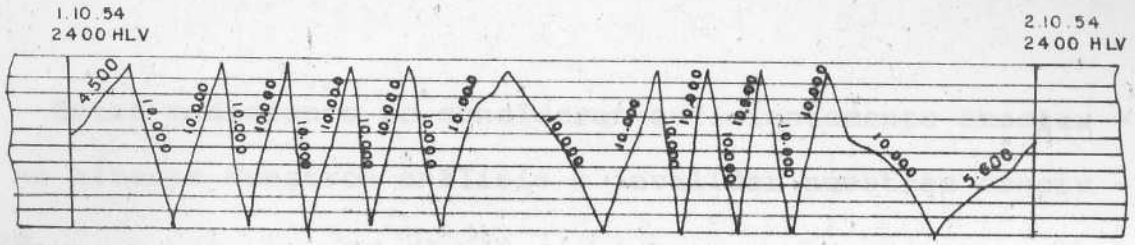
La velocidad máxima diaria es la velocidad máxima observada entre 0000-2400 HLV.

Como dirección de la velocidad máxima se toma el punto correspondiente de la dirección.

4. Recorrido del viento en 24 horas:

Cada línea paralela de la división de la banda para el recorrido corresponde a 1.000 metros de recorrido del viento. La plumilla está marcando sobre esta división una curva que tiene forma de zig-zag. Cuando la curva registradora se extiende de la línea inferior hasta la línea superior entonces el recorrido del viento es exactamente 10.000 metros ó 10 kilómetros porque la curva está pasando 10 líneas horizontales. Para calcular el recorrido del viento en 24 horas (entre las 0000-2400 horas del día) se considera la curva completa registrada en este lapso de tiempo tomando también las líneas registradas de la parte superior hasta la parte inferior de la banda, es decir en ambas direcciones.

El viento medio diario en kmh se calcula dividiendo el recorrido de un día en km por 24 horas.



RECORRIDO DIARIO	19 veces	10.000 =	190.000	m	
	1 x	4.500 =	4.500	m	
	1 x	5.600 =	5.600	m	
		Total =	200.000	m =	200,1 KM

VIENTO MEDIO DIARIO $\frac{200,1 \text{ Km}}{24 \text{ Horas}}$ = 8.4 KMH

LA VELETA DE WILD

1. Generalidades:

La Veleta de Wild sirve para determinar la dirección y velocidad del viento. Tiene una longitud total de cerca de 150 cms. y puede colocarse sobre el caballete del tejado de una casa o sobre un poste alto fuerte de 10 metros erigido en sitio bastante libre y distante de edificaciones.

2. Descripción:

La Veleta Wild consiste en el *soporte*, provisto de rosca de madera en su parte inferior y con una varilla corta, provista de una punta.

Estas mediciones se consideran suficientemente exactas - para no alterar nuestros análisis o invalidar nuestras conclu - siones.

Actualmente se está implantando un nuevo sistema de medi ción con el anemómetro colocado sobre una torre de aproximada - mente 1.5 mts. de altura, de donde los datos pasan a un codifi- cador y luego a un transmisor de onda, para luego ir a una cen- tral receptora que los analiza.

IV

ANALISIS DE LOS DATOS DISPONIBLES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE APROVECHAMIENTO DE ENERGIA

Los datos disponibles de viento son de 28 estaciones recabadas por el *"Servicio Meteorológico de Maracay"* que nos proporcionó 20 estaciones con velocidades medias mensuales y máximas absolutas de cada año, 27 estaciones con velocidades medias totales y 7 estaciones con velocidades medias horarias anuales (ESQ. D1-D7); la mayoría de estos datos abarcan desde 1961 a 1970, con algunas estaciones a partir de 1951. Además, se dispone de datos de viento sobre la estación Punta de Piedras (Porlamar-Nueva Esparta), recabados por la estación de investigación marina de Margarita, Sección de Meteorología, entre los años 1965 y 1970 de las velocidades medias y máximas absolutas diarias.

Desde el punto de vista de aprovechamiento de energía, no es necesario un análisis sobre la dirección del viento, pues los datos de viento requieren de funciones de densidad que representan su velocidad, aplicar métodos que se ajusten a esas funciones y representar esa velocidad mediante distribuciones.

En el análisis de los datos de viento es necesario conocer la distribución de frecuencia de su velocidad para poder evaluar la energía disponible.

Los métodos existentes para obtener la distribución de frecuencia se han ajustado a distribuciones estadísticas como la normal, gamma, chi-cuadrado, etc., cuyas funciones de densidad $f_v(V)$ podemos analizar.

En los datos disponibles de Punta de Piedras sobre la variación mensual de la velocidad de los vientos (de los 6 años registrados desde 1965 a 1970), hay un número suficiente de observaciones para representar los histogramas de la función densidad de la velocidad del viento. En los histogramas (Esq. C1--C2, Número de observaciones vs V), se tomó un número de observaciones de 600 y 360 respectivamente, de grupos estacionales con velocidades medias mensuales parecidas entre sí (entre 2 y 5 m/seg), con el propósito de que las muestras sean homogéneas y tengan un número poblacional adecuado,para hacer debidamente la representación estadística de la función de densidad. Las Gráficas C1-C2 que corresponden a estos histogramas se asemejan a una distribución gamma en todo el intervalo, y a una distribución normal en los puntos de velocidades mayores a 0.5 m/seg (casi en todo el intervalo).

Tomando en cuenta que existen variaciones considerables en las velocidades debido a las condiciones meteorológicas y topográficas, y aunque no se poseen datos de viento suficientes para representar la función de densidad de cada una de las 26 estaciones, es de suponer, y casi se puede afirmar, que cada una de las funciones de densidad de velocidad se asemeja a estas distribuciones.

Desde este punto de vista podemos asumir que el método de Weibull y el método de la raíz cuadrada, los cuales se ajustan a estas distribuciones (respectivamente), sirven para hacer la distribución de la frecuencia de la velocidad en dichas estaciones.

Como disponemos de velocidades medias y máximas mensuales de cada año del registro (1951-1970) de las 20 estaciones, se ha usado el método de la raíz cuadrada para representar la distribución de frecuencia de la velocidad del viento, pues este método usa como datos la velocidad media, la velocidad máxima y la desviación normal a lo largo del registro (DIST A1-A27). También se ha usado el método de Weibull ya que los parámetros c y k se estimaron a partir del método 4 (método de velocidad media y máxima), que usa como datos la velocidad media y la velocidad máxima (absoluta) mensual de todo el registro (DIST.

B1-B26). Los otros métodos existentes para estimar los valores de c y k, son métodos que necesitan mucho más desarrollo; pero para un completo análisis de los datos disponibles del viento se utiliza el método 5 ($\overline{V}$ vs k) que necesita como dato de viento sólo la velocidad media horaria; este método es el único capaz de representar la distribución de frecuencia de la velocidad horaria del viento para las 7 estaciones, de las cuales disponemos de sus valores de velocidad horaria entre 1961 y 1970. Como la estimación de k por este método requiere de un estimado del grado de variabilidad de la velocidad media, entonces, fue estimado k ($k = F\overline{V}^{\frac{1}{2}}$) a partir de las velocidades medias mensuales (kph) de las mismas 7 estaciones. Las estaciones de Barcelona y La Carlota tuvieron el parámetro con un estimado de k entre 1.33 y 1.92 con velocidades respectivas (kph) entre 7 y 20; para las otras 5 estaciones k tuvo un valor entre 0.88 y 1.39 con velocidades entre 4 y 12 (kph)

	BARCELONA-LA CARLOTA		STA.ELENA- MARACAY- MATURIN- MAIQUETIA- PUERTO AYACUCHO.	
	k	Desviación máx.estimada	k	Desviación máx. estimada
Bajo 2 kph.	$0.49\ \overline{V}^{\frac{1}{2}}$	$F=0.49 \pm 0.4$	$0.45\ \overline{V}^{\frac{1}{2}}$	$F= 0.45 \pm 0.05$
Alto 20kph.	$0.43\ \overline{V}^{\frac{1}{2}}$	$F=0.43 \pm 0.1$	$0.37\ \overline{V}^{\frac{1}{2}}$	$F= 0.37 \pm 0.01$

Afortunadamente desde el punto de vista de aprovechamiento de energía, los valores estimados de k son mucho más preci

sos para velocidades cada vez mayores, las cuales van a ser el punto de interés de este trabajo.

Empíricamente los resultados no mostraron un sitio claro de efecto independiente de $\bar{V}$ en k. Aunque no se dispone de estudios sobre los cambios causados por efectos de superficie y variaciones topográficas que pueden influir en el valor k, no son diferencias grandes como para anular o invalidar cualquier análisis posterior.

El método 3 (velocidad media y desviación normal), no fue usado para representar dicha distribución, debido a la discrepancia de los valores de k mayores que 4 y 5, mientras que para los otros métodos de estimación k los valores comprendieron entre 0.70 y 2.10. La distribución de este método se ilustra en DIST. D3 para la estación de La Carlota.

Así pues, (1) DIST. D1-D7; (2) DIST. B1-B28; (3) DIST. A1-A27, muestran las distribuciones de frecuencia de velocidad del viento a partir de los datos recabados por el Servicio Meteorológico de Maracay desde 1951, para dichas estaciones. Estas distribuciones nos permiten hacer comparaciones de cada mes y de los promedios del registro respectivo de cada estación para frecuencias acumulativas a intervalos de cada 5 kph.

El descarte de los métodos 1, 2 y 3 para la estimación de los parámetros de Weibull se puede visualizar en las probabilidades de la distribución de frecuencia de los vientos, calculadas para la estación de La Carlota (1961-1970), de todos los métodos (DIST. C1-C6). Es de notar que para estos tres métodos, la probabilidad de que ($V \leq 9$ kph) está sobre el 95 %; distribuciones de este tipo no son útiles para evaluar la energía desde el punto de vista de aprovechamiento, mientras que los métodos 4 y 5 tienen probabilidades no mayores del 80% , y para el método de la raíz cuadrada que usa datos más completos y detallados sobre velocidades de viento, la probabilidad no pasa del 70%.

Para un análisis comparativo de las distribuciones de frecuencia de la velocidad del viento por los métodos existentes (DIST. D1-D6), un cuadro comparativo de las desviaciones y error tipo de cada método, ayuda a visualizar estas diferencias.

DISTRIBUCION DE FRECUENCIA PARA LA CARLOTA

METODOS	$P(V \leq 5)$	$P(V \leq 6)$	$P(V \leq 7)$	$P(V \leq 8)$	$P(V \leq 9)$	(kph)
MINIMOS CUADRADOS	13.24 3.82	19.35 5.85	23.22 6.70	20.69 5.97	12.95 3.73	σr Err
VEL.MEDIA y VEL.CUARTA	12.68 3.66	20.01 5.77	24.79 7.15	21.71 6.26	13.29 3.83	σr Err
VEL.MEDIA y DESV.STANDARD	11.28 3.25	20.42 5.89	27.48 7.93	24.79 7.15	14.23 4.1	σr Err
VEL.MEDIA y VEL.MAXIMA	7.97 2.30	7.64 2.20	7.15 2.06	6.57 1.89	5.95 1.71	σr Err
k vs $\overline{V}$	8.23 2.37	8.19 2.36	7.89 2.27	7.42 2.14	6.83 1.97	σr Err
RAIZ CUADRADA	6.09 1.75	5.83 1.68	5.5 1.58	5.15 1.48	4.81 1.38	σr Err

Este cuadro comparativo indica la divergencia de probabilidades de cada método empleado en comparación con los demás. - Se observa que los tres últimos métodos tienen un error tipo - bastante diferente a los tres primeros. El método de la raíz - cuadrada es el método con menos desviación en el % de probabilidades.

Un análisis comparativo sobre la exactitud de los métodos para evaluar la energía eólica sirvió para escoger la distribución más adecuada. Los datos de la velocidad media mensual y velocidad media diaria de 10 años (1961-1970) para la estación de Maturín (DIST. E1-E3) fueron usados para comparar el - error:

$$\frac{\sqrt{\Sigma\ (\text{Vel.hora} - \text{Vel. mensual})^2}}{N}$$

que representa la discrepancia de los porcentajes para cada probabilidad de tres métodos (métodos 4 y 5 de Weibull y método - de la raíz cuadrada).

La Tabla E muestra como el método de la raíz cuadrada- predomina sobre el de Weibull en casi todos los intervalos.

La simplicidad de los métodos Weibull y la raíz cuadrada provee razonablemente la representación ocurrida de la actual distribución como se observa en la Tabla E, pues todos tienen un error cercano y hasta en algunos casos llega a ser menor que 1.00.

Aunque este análisis está hecho para una estación (Maturín) y tomando en cuenta que para velocidades muy bajas, entre 0 y 5 kph para todas las estaciones, esto no se ajusta a la distribución normal como lo muestran los histogramas C1 y C2 (velocidades entre 0 y 1 kph); podemos concluir que para nuestro interés (velocidades > 5 kph) ambos métodos y con mayor exactitud el método de la raíz cuadrada, pueden representar perfectamente las distribuciones de las velocidades de viento en Venezuela.

V

DETERMINACION DE LA VARIACION DEL VIENTO

La velocidad del viento a través de las estaciones meteorológicas puede variar mensualmente y horariamente según el análisis de red de mediciones en cuanto a ubicación, esto nos puede llevar a evaluar la energía eólica disponible a través de un año por estaciones climatológicas.

VARIACION DEL VIENTO

De acuerdo a los datos que disponemos, el análisis de variación estacional desde el punto de vista de obtención de energía se puede hacer mensual y horaria.

A. VARIACION MENSUAL Y FUERZA DISPONIBLE

Como es lógico, la variación de la velocidad del viento es por estaciones climatológicas. En Venezuela hay la de verano y la de invierno, como bien puede observarse en los datos de vientos mensuales (ESQ. A1-A28). Se ha estudiado, preferentemente, esta variación mensualmente, ya que los procedimientos estadísticos requieren que la muestra poblacional sea homogénea.

Los mayores vientos existentes en el país ocurrieron entre los meses de Enero y Mayo, con ciertas moderaciones para Junio y Julio (GRAF. A1-A28), mientras que los vientos menos fuertes ocurrieron para el resto de los meses. La fuerza de estos -

vientos depende de cada estación meteorológica obteniendo las - mayores en las estaciones de La Orchila, Coro, San Antonio, Observatorio Cajigal, Acarigua, Barquisimeto, Cumaná, Maracaibo - (Ver GRAF. A1-A28).

Desde este punto de vista, previamente podemos concluir que estas estaciones son las más adecuadas para un análisis de la obtención mensual de energía en Venezuela, sin tomar en cuenta, claro está, el beneficio-costo óptimo que pueda haber para esas regiones.

Un interesante punto que se debe tomar en cuenta es que en los trabajos hechos por Reed y Widger, W.K. "Estimations of wind speed frecuency distributions", Vol.3, March, 1977, con referencia al Golfo de Maine (U.S.A.,N.E.) como una zona favora - ble para la obtención de energía del viento; se determinó que - la velocidad del viento incrementa como una función de la dis - tancia a la costa. En este trabajo ellos tomaron como referencia una localidad marina ubicada a 20 km de una localidad costera.

De esta misma manera nosotros podemos comparar la esta - ción de La Orchila con estaciones costeras como Maiquetía, Barcelona y Cumaná (GRAF. A2, A10, A15, A16, A29). Se observa que las velocidades máximas son para las estaciones marinas y que -

las curvas de velocidad varían casi paralelamente con respecto a las estaciones costeras.

B. VARIACION HORARIA

La variación media diaria del viento observada en los datos es inapreciable. Así como se observó una variación en el viento por estaciones climatológicas, podemos ver que la variación del viento a lo largo del día es bastante más apreciable hasta el punto de que existan horas con velocidades menores de 3 kph y velocidades mayores de 15 kph para un mismo día.

Existirán pues estaciones en que posiblemente no se pueda obtener energía contínua, pero si en ciertas horas del día se puede aprovechar la fuerza del viento.

Las GRAF. D1-D7 (meses vs velocidad), muestran como para las 7 estaciones disponibles la velocidad del viento empieza a aumentar en una forma significante hasta llegar a un tope (alrededor de las 2-3 horas) y luego disminuye relativamente hasta llegar a la mínima.

De esta manera se observa que las velocidades altas ocurren entre las 7:oo de la mañana y las 6:oo de la tarde, entre las cuales existen horas con velocidades considerablemente

ltas (de 12:oo m. a 3:oo p.m.).

Aunque, lamentablemente, no se pudo obtener mayor canti - dad de datos de variaciones horarias, se puede hacer un análisis completo de los datos para estaciones con posible potencial horario como Barcelona, Maiquetía, Maturín y La Carlota, que posiblemente no puedan llegar a ser áreas potenciales estacionales.

VI

DENSIDAD DE POTENCIA EFECTIVA Y CALCULO DE LA PRODUCCION DE ENERGIA POTENCIAL DISPONIBLE

1. DENSIDAD DE POTENCIA EFECTIVA

Las fuentes de energía de viento conocidas están concentradas en distintas regiones del país, a saber: las zonas costeras (Penínsulas), la zona del Lago de Maracaibo y las islas del Mar Caribe (La Orchila e Isla de Margarita), como lo indican los mapas 4A, 4B, 4C, 4D y la Sección A, Capítulo V (Variación Mensual y Fuerza Disponible). Sin embargo, se requieren programas de medidas en estas áreas antes de que puedan ser hechos estimados confiables del poder potencial del viento.

La energía potencial del viento es examinada en términos de la cantidad del viento. El poder productor de vientos varía entre 15 kph y 95 kph. La resultante "*densidad efectiva del poder del viento*", es examinada sobre una base estacional en varios sitios a lo largo del área de las 28 estaciones. El análisis indica que existen fuentes del poder de viento, no sólo durante las tormentas sino también con el cielo despejado asociado con alta presión.

En las áreas marinas, costeras y montañosas del país el viento superficial puede variar grandemente en dirección y velocidad en distancias tan mínimas como 1 km. Así, los terrenos montañosos tienen bajo promedio de viento, lo que da un engañoso -

estimado bajo de la energía del viento (Obs. Cajigal). Las medidas de viento en localidades favorables, de las cuales hay muchas, revelan que las energías de viento son varias veces mayores que aquellas en estaciones regulares. Desde que la fuerza es proporcional al cubo de la velocidad del viento la diferencia es crucial para la generación económica del poder del viento.

Las formas más convenientes de representar la energía del viento, están en el significado de la duración de la curva de la potencia, la cual revela la potencia como la ordenada y el % del tiempo que el viento excede la energía indicada, como la abscisa. De esto se obtiene que la densidad de fuerza total, la cual es la densidad de fuerza en el viento que sople perpendicularmente sobre una sección de unidad en cruz colocada verticalmente. Una designación conveniente para las unidades es el número de vatios por metro cuadrado.

Esto tiende a ser una figura no relevante porque incluye la energía de vientos, tanto bajo como muy altos. Para muchos generadores de aire los vientos por debajo de 15 kph son muy bajos para generar alguna fuerza; con vientos mayores de 95 kph se acostumbra disminuir en una unidad para prevenir peligros. En algunas localidades la densidad de fuerza de estos vientos muy altos puede proveer una gran fracción de la fuerza total del

viento, pero esta fracción no puede ser usada para generar fuerza. Sólo los vientos entre 15 kph y 95 kph, por ejemplo, pueden ser efectivos para producción de fuerza. Así se ha definido la densidad de fuerza en los vientos dentro de este rango, como la densidad efectiva de fuerza.

Las diferencias entre la densidad de fuerza efectiva y el significado de la densidad total de fuerza se muestra en la DIST (G1-G7) y DIST. (H1-H4), en sitios seleccionados identificados en el MAPA 1,;en muchos ejemplos la densidad de fuerza efectiva excede el significado total de la densidad de fuerzas la cual indica la influencia de las velocidades de vientos más bajos, menos que 15 kph sobre la magnitud de la densidad de fuerza. Sin embargo, cuando una cantidad significante de vientos mayor de 95 kph ocurre, el significado total de la densidad de fuerza excederá la densidad de fuerza efectiva.

Como las velocidades entre 15 kph y 95 kph son efectivas para la producción de energía,entonces el trazado imaginario de una horizontal sobre las GRAF. A1-A27 y D1-D7 en los puntos de velocidad 15 kph y el No.de meses y horas con una velocidad mayor sirvió para escoger las estaciones que sirven para el estudio y cálculo de la energía potencial.

ESQ. (B1-B9) 9 estaciones con variación de velocidad anual.

ESQ. (D1-D4) 4 estaciones con variación de velocidad diaria.

2. ENERGIA POTENCIAL DISPONIBLE DEL VIENTO

El análisis de la densidad de potencia efectiva a lo largo de cierto período de tiempo puede llevarnos a evaluar la energía del viento con velocidades aptas para su generación.

El promedio de la densidad de este poder $\overline{P}$ (walts/m2) en un plano perpendicular a la dirección del viento para cada estación, se calculó usando:

$$\overline{P} = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^{n} p_i V_i^3$$

donde:

n = Número de observaciones en el período evaluado.

p_i = Es la densidad computada de la presión y la temperatura de la estación.

V_i = Es la velocidad del viento en el tiempo observado (i).

Para estaciones con vientos sumariados, la $\overline{P}$ fue calculada así:

$$\overline{P} = \frac{1}{2} \overline{\rho} \sum_{j=1}^{c} \delta_j V_j^3$$

donde:

$\overline{\rho}$ = Significa la densidad del aire.

c = Número de la velocidad de las clases de viento.

δ_j = Es la frecuencia con que ocurren

V_j = Es la mediana de la velocidad del viento de la clase j.

Cuando (y observando) la frecuencia de la distribución no es aprovechada, se aplica una distribución Rayleigh a la velocidad neta para estimar el poder neto.

Nuestros estudios anteriores (IV Análisis de Métodos), demostraron que la velocidad del viento en Venezuela varía según distribuciones estadísticas, como se encontró que la distribución gamma cubre bien los datos para las estaciones del país - (Capítulo IV, GRAF. C1-C2, Punta de Piedras).

Con el potencial de la fuerza del viento, P/A, medido en megawatios por unidad de área,

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

donde:

ρ = Densidad del aire

A = Area de sección cruzada

V = Velocidad del viento.

Generalmente es preferible expresarlo en base a la energía disponible esperada. Mediante la aplicación de la teoría de la probabilidad, la energía esperada puede ser fácilmente determinada mediante el ESQ.1. El resultado es:

$$E\ (P/A) = \frac{1}{2} \rho E\ (V^3)$$

donde:

ρ = Densidad de aire que se asume como una constante.

V = Es la velocidad del viento como un rango variable.

Para evaluar la energía disponible debe ser conocida la distribución de frecuencia de la velocidad del viento $E(V^3)$.

Entonces se puede usar la función de densidad de la distribución gamma que es:

$$f_V(V) = \frac{\lambda(\lambda V)^{k-1} e^{-\lambda V}}{\Gamma(k)} ; \qquad V \geq 0$$

en los cuales k es constante y λ es un parámetro. Por el método de estimación de momentos, los parámetros pueden ser determinados mediante las estadísticas siguientes:

$$\overline{V} = k/\lambda \quad ; \quad S_V^2 = k/\lambda^2$$

El valor de $E(V^3)$ puede ser fácilmente determinado usando funciones características; resultando la ecuación:

$$E(V^3) = \frac{k(k+1)(k+2)}{\lambda^3}$$

donde:

$$k = \frac{(\overline{V})^2}{S^2} \quad \text{y} \quad \lambda = \frac{\overline{V}}{S^2}$$

(V, S^2 se obtienen a partir de los datos de viento).

En el ajuste del poder del viento se puede usar la ecuación de la ley del poder $V_r / V_a = (Z_r / Z_a)^{\alpha}$ para ajustar el promedio de la velocidad del viento (V_a) de la altura del anemómetro (Z_a) para una velocidad de viento (V_r) a una altura referencial (Z_r) sobre el terreno. Para el poder de viento el exponente es 3α, con $\alpha = 1/7$.

Esta evaluación del potencial del viento requiere un análisis por estación tanto mensual como horario.

A. ENERGIA DISPONIBLE MEDIA ANUAL

En el análisis de la red de mediciones en cuanto a ubicación, se clasificaron las estaciones en marinas, costeras, llaneras,... Aunque la evaluación de la energía mensual se puede realizar en base a este criterio, nosotros preferimos evaluar la energía sólo para las estaciones con velocidades medias mensuales altas, (Densidad de Potencia Efectiva).

No se dispone de desviaciones normales para las estaciones con vientos fuertes de Acarigua y Cumaná; sin embargo, los GRAFICOS B1 y B9 muestran claramente la variación de energía anual estimada (W/m2), observándose las máximas entre-

Enero y Mayo; asímismo se nota que las mayores energías se dan - en La Orchila y Coro.

Otro punto interesante de observar es la variación del potencial de mayor a menor para las estaciones de La Orchila (marina), Maiquetía, Maracaibo y Coro (costeras), San Fernando (llanera) y Santa Elena de Uairén (altiplano).

En referencia a los trabajos realizados por Reed y Widger sobre el incremento de la velocidad del viento en función de la distancia a la costa, los datos usados no pudieron detallar conclusiones acerca del gradiente de energía de viento como una función de la distancia a la costa.

Las gráficas muestran como La Orchila varía paralelamente con las estaciones costeras (como: Barcelona y Maiquetía) a lo - largo del año (GRAF. B1 -B9). Cabe destacar que la diferencia - de energía estimada, en escala, de 2 curvas, una marina y otra costera daría aproximadamente una línea de gradiente de energía de un valor aproximadamente constante a lo largo del año; esto - muestra como el gradiente de energía está en función a la distancia a la costa; este valor de energía se puede observar en la Tabla B para las estaciones de La Orchila y Maiquetía.

B. ENERGIA DISPONIBLE MEDIA HORARIA

En la evaluación de la energía horaria del viento se escogieron la estación de: Barcelona, Maiquetía, La Carlota y Maturín, de las 7 disponibles, pues las demás tienen velocidades muy bajas (ver GRAF. D1-D7).

Las GRAF. (H1-H7) muestran la curva de energía estimada (W/m2) con respecto a los meses del año. Se observa que para dichas estaciones ocurre a veces como en el caso de Barcelona, que teniendo una energía media estimada de 9.20 W/m2 en el mes de más viento del año, existen sin embargo, energías estimadas medias durante las horas 12, 13 y 14 mayores que 3.000 W/m2. Por lo tanto en estas gráficas se aprecia la gran variación de energía estimada en cada hora, y la posibilidad de obtención de energía durante algunas horas del día.

ANALISIS DE DATOS

La energía máxima disponible para todas las estaciones en Venezuela ocurre entre los meses de Enero y Mayo, lo cual está asociado con los períodos sin lluvia en los que los caudales de los ríos tienen su más bajo nivel, poco beneficioso para la ob-

tensión de energía eléctrica.

Con el propósito de comparar en zonas, las velocidades - promedio máximas y energías medias máximas estimadas del año de todas las estaciones disponibles, se hizo el mapa 5 en base a - la distribución de la velocidad del viento y que adecuadamente fue representada por la distribución gamma. La suposición está basada en la similitud del promedio horario de la velocidad del viento por estación, la energía potencial estimada y la desviación normal.

Se estimó el gradiente de energía de viento como una función de la distancia a la costa, la energía potencial de viento está ploteada y se muestra en las GRAF. B y E. La energía potencial de viento incrementa como una función de la distancia a la línea de costa. Durante los meses de Enero a Mayo ocurren grandes generaciones de energía.

En este análisis no se consideró necesario hacer el ajuste de la velocidad del viento en cuanto a la altura de su medición debido a que las energías obtenidas son estimadas y analizar una altura diferente prematuramente, es innecesaria.

Se muestra así, en lo mejor posible los datos analizados que cubren el país; no es posible una mejor solución.

VII

ANALISIS DE LA CURVA DE FRECUENCIA DE VELOCIDAD DEL VIENTO EN LOCALIDADES DONDE SE DISPONGA DE MEDICIONES Y, CURVA DE DURACION DE POTENCIA

Una forma representativa de la distribución de frecuencia de la velocidad del viento son las curvas de frecuencia. Como este análisis requiere un estudio sobre la curva de duración de potencia y además obtener localidades adecuadas para la producción de energía potencial, preferimos referirlo a las distribuciones en vez de curvas de frecuencia. Sin embargo, las GRAF. J1-J9 y GRAF. K1-K4, sirven para ampliar el estudio de ese punto y analizar la conveniencia de las localidades.

1. ANALISIS DE FRECUENCIA DE LA VELOCIDAD

Este análisis está hecho en base a la conveniencia de las localidades para generar energía. Por lo tanto esto requiere de velocidades límites de referencia de las cuales nosotros podemos partir para el estudio preliminar de localidades capaces de generar energía en ciertos meses y/u horas,(Densidad de Potencia).

Para el análisis de estas distribuciones de frecuencia - fue simulada la operación de una turbina (MOD-2, desarrollada - por el Departamento de Energía de los Estados Unidos), con velocidades particulares: La tasa V_R = 33 kph que representa la energía máxima de salida (2500 KW), V_{ci} = 13 kph, que es la velocidad a la que la turbina empieza a generar energía y la ---

V_{co} = 70 kph que es la velocidad a la cual se comienza a ocasionar daños en la turbina. Estas velocidades están expresadas en términos de la longitud standard de 9.1 mts. (El anemógrafo en Venezuela mide la velocidad de los vientos a 10 mts de altura aproximadamente).

Para plantear la escogencia de localidades capaces de liberar energía en un rango aceptable se tomó en cuenta:

- La probabilidad a la que la turbina no liberaría energía está determinada por:

$$P\ (V \leq V_{ci}) = P\ (V \leq 13) = \int_{o}^{V_{ci}} f_v\ (V)\ dv \qquad \text{(kph)}$$

- La probabilidad a la que la turbina liberaría energía está determinada por:

$$P\ (V \geq V_{co}) = P(\ V \geq 70) = \int_{V_{co}}^{\infty} f_v\ (V)\ dv \qquad \text{(kph)}$$

En nuestros estudios anteriores sobre el análisis de datos y distribución de frecuencia de velocidad del viento fue tomado el método de Weibull como el método más adecuado para repre

sentar esta distribución, ya que presenta un margen de probabilidad más conservador para el análisis. Las distribuciones F1--F27 (Método 4 de Weibull) y G1-G7 (Método 5 de Weibull), representan anual y diariamente:

a. La probabilidad a la que la turbina MOD-2 no liberaría energía para esas velocidades:

$$\left[P\ (V \leq 14 \text{ kph}) \right]$$

b. La probabilidad a la que la turbina liberaría energía para esas velocidades:

$$\left[P\ (14 \text{ kph} \leq V \leq 33 \text{ kph}) \right]$$

c. La probabilidad a la que la turbina liberaría energía a una rata de salida para 2500 KW:

$$\left[P\ (33 \text{ kph} \leq V \leq 70 \text{ kph}) \right]$$

2. La probabilidad a la cual se producen daños en la turbina: $\left[P\ (V \geq 70 \text{ kph}) \right]$

Las curvas de duración están indicadas anualmente (GRAF. J1-J9) y horariamente (GRAF. K1-K4) para las estaciones mencionadas en la Sección V, sólo para la $P(14 \text{ kph} \leq V \leq 33 \text{ kph})$, - (Rango de Probabilidad a la que una turbina MOD-2 generaría e - nergía hasta 2500 KW), pues las demás probabilidades no requieren de su estudio para la obtención de áreas potenciales, (densidad de poder efectivo, Capítulo VI).

2. CURVA DE DURACION DE POTENCIA

Para definir las áreas potenciales generadoras de energía eólica, es fundamental conocer la curva de duración de potencia para cada estación meteorológica. Esta curva indica el número - de intervalos de tiempo (t), para el cual se produce una ener - gía mayor o igual a una energía E (W/m2); en nuestro caso (t) es tomado:

a. en meses (variación de potencial anual), y
b. en horas (variación de potencia diaria).

Nuestro interés está enfocado en:

1. El número y los meses en que la producción de energía para cada estación sea mayor que una energía E_1(W/m2), y

2. El número y las horas en que la producción de energía sea mayor que una energía E_2(W/m2).

NOTA: E_1 y E_2 , ambas en (W/m2), son energías de referencia capaces de satisfacer una cierta demanda y/o requerimientos para convertir la energía eólica en energía útil.

Mediante los análisis mencionados (Capítulo 5) sobre la escogencia de 9 y 4 estaciones, respectivamente, para la producción de energía útil, los GRAF. J1-J9 y GRAF. K1-K4 sirvieron para representar la curva de duración de potencia anual (9 estaciones) y diaria (4 estaciones), de las más adecuadas para producir energía, expresada siempre en (W/m2).

Como es lógico las curvas para todas las estaciones son convexas con pendiente negativa.

Un análisis más amplio sobre estas curvas de duración para la escogencia de áreas potenciales está detallado en la Sección VIII (áreas potenciales).

VIII

INVESTIGACION PRELIMINAR EN SITIOS O AREAS POTENCIALES DE ENERGIA EOLICA EN VENEZUELA

La densidad de poder efectiva, las curvas de frecuencia de la velocidad del viento y las curvas de duración de potencia, sirvieron para seleccionar las estaciones meteorológicas con potenciales de energía eólica para ciertos meses del año.- Aunque no se dispuso sino de sólo 7 estaciones con datos de velocidades horarias se hicieron los estudios correspondientes para obtener las horas del día con capacidad de generar energía eólica para las estaciones con densidad de poder efectivo.

La selección de las estaciones como sitios potenciales se hizo a partir de los siguientes análisis, a saber:

1. Densidad de poder efectivo y curvas de frecuencia de la velocidad del viento. Se examinó en términos de la cantidad de tiempo que ocurre con los vientos productores de fuerzas en los rangos de 14 a 70 kph. DIST. F1-F27 y GRAF. J1-J9, para las distribuciones mensuales y DIST.- G1-G7, GRAF. K1-K4 para las distribucines horarias. - $\left[P\ (14 \leq V \leq 70)\right]$.

2. Curvas de duración de potencia: Se hizo en términos del número de meses u horas con energía mayor que el rango de energía alta, moderada o baja:

   anual = GRAF. H1 - H9.

   diario= GRAF. I1 - I4.

A partir de las Gráficas H1-H9 y GRAF. J1-J9 de las estaciones con vientos mayores del país, los valores de la densidad de poder efectivo y el porcentaje de tiempo fueron promediados sobre una base estacional en cada una de las estaciones y a un average alto, moderado y bajo.

Esto bien puede verse en los mapas Ga-Gd de cada trimestre. Un alto average fue dado cuando la densidad de poder efectivo excedió a 50 W/m2 y los vientos productores de fuerza ocurrieron más del 50%, ambos indicados en las curvas de frecuencia y curvas de duración de potencia. (Los vientos que exceden de 14 kph se presentaron más del 50% del tiempo). Un average moderado reflejó las densidades de poder efectivo en el rango de 40 y 50 W/m2.

Cuando la densidad del poder efectivo está por debajo de estos rangos y los vientos productores de fuerza ocurrieron por debajo del 30% del tiempo, correspondió a un average marginal. Los mapas indican el significado estacional de las densidades de fuerza y la frecuencia en la ocurrencia. Asímismo esta clasificación se hizo para datos diarios de viento. GRAF. I1-I4 y GRAF. K1-K4.

Es de notar que áreas potenciales como La Orchila, llegan en Enero y Febrero hasta 450 W/m2, y Coro también como

estación con potencial de viento a lo largo de todo el año, llega en algunos meses hasta más de 200 W/m2. Por otra parte estaciones como Barquisimeto, Obs. Cajigal, Maracaibo y San Antonio, exceden de 50 W/m2 en algunos meses del año, llegando a ser moderadas en casi todos los demás meses del año.

Aquellas estaciones que no requirieron análisis de densidad de poder efectivo se consideraron áreas no aptas para obtener energía eólica en Venezuela.

CONCLUSIONES

El resultado del estudio de la velocidad del viento nos - muestra que 2 grupos estacionales de viento pueden identificarse y que las distribuciones gamma y normal describen adecuadamente la frecuencia de la velocidad del viento.

Se justifica aquí que la velocidad del viento y la ener - gía eólica disponible incrementa costa afuera.

Cuando se consideren las características de operación de las turbinas de viento, hay que calificar el uso de modelos de turbina y la energía almacenable para satisfacer la demanda de - ésta.

Una conclusión importante es que para varios meses del año hay un cuestionable provecho en la operación de turbina para 6 estaciones en Venezuela.

La viabilidad de la energía de viento, como un recurso - disponible, está completamente regido por consideraciones económicas. Aunque el enfoque de este estudio no ha tenido una naturaleza económica, los resultados fácilmente se podrían aplicar para este fín.

Lamentablemente el incremento de la energía potencial del viento que puede ser aprovechado en pocos meses del año y horas del día aumentaría el costo de construcción y mantenimiento de - turbinas de viento.

Se sugiere profundizar las investigaciones de técnicas de manejo, generadores de turbinas de viento, puesto que enun futuro próximo casi toda la electricidad deberá generarse posiblemente a partir de procedimientos no convencionales.

Se concluye que el esfuerzo principal debe dirigirse actualmente a encontrar soluciones a largo plazo y no tanto a aliviar la escasez energética del momento.

Universidad Católica Andrés Bello
BIBLIOTECA
Caracas

Universidad Católica Andrés Bello
BIB
Caracas

BIBLIOGRAFIA

- Bulletin of the American Meteorological Society. Volumen 58, No. 1, Enero 1977. "Energía del Viento" por Wendell Hewson.

- Journal of Applied Meteorology. Volumen 17, Diciembre - 1978. "Poder Potencial del Viento en el Noroeste del Pacífico".por Robert Baker, Wendell Hewson, Nichols Butler y Edward Warchol.

- Western Hemisphere Energy Symposium, Noviembre de 1979.

- SRI Renewable Energy Sources, Diciembre de 1975.

- Survey of Energy Resources 1980, 11th. World Energy Conference Munich, 9-12-80.

- Proceedings, Conference and Workshop on Wind Energy Characteristics and Wind Energy Siting. 1979. Junio 19-21,- 1979, en Portland, Oregon.

- Journal of the Energy Division. Enero 1979, pp.81-91. - "Offshore Wind Power Potential".