

**Energía Eólica:
Evaluación del potencial y
aplicación de la tecnología**

CESEN

ENERGIA EOLICA: EVALUACION DEL POTENCIAL Y APLICACION DE LA TECNOLOGIA

CESEN

1. EVALUACION DEL POTENCIAL

Esta parte del estudio trata de la metodología general para la definición de mapas eólicos y el estimativo del potencial eoloenergético de un territorio.

1.1 Análisis de los Datos Experimentales

El estudio se inicia con la adquisición de todos los datos anemométricos disponibles y de informaciones detalladas concernientes al tipo de instrumentación empleada y las modalidades para la recopilación de datos.

Las informaciones requeridas para definir una estación son:

- Altitud, latitud y longitud.
- Magnitud medida.
- Características de funcionamiento de los instrumentos empleados para la determinación del viento.
- Campo de medida de los instrumentos (en particular los umbrales de sensibilidad de los aparatos).
- Precisión y tiempos de retraso.
- Método de lectura de los datos y eventuales características del sistema, según el cual el instrumento los memoriza (por ej. sobre cinta magnética, papel etc).
- Frecuencia de determinación de los datos (por ej. cada hora, cada tres horas, cada día, etc).
- Tiempo necesario para la integración del dato experimental (por ej. un dato puede corresponder a una media de 10 minutos de determinación).
- Elevación del instrumento de medida de la velocidad del viento y elevación de la veleta que indica la dirección del viento, sobre el nivel del suelo.

- Orografía y tipo de vegetación del área alrededor de la estación meteorológica.
- Indicación de la posición (dirección y distancia) de eventuales obstáculos naturales (árboles, cerros) o artificiales (casas, muros, enrejados) dentro de 100 metros aproximadamente alrededor del punto de determinación del viento.

Para impedir su interferencia, cada obstáculo tendría que estar a una distancia igual a diez veces su altura, de la estación de determinación de datos. Las informaciones necesarias para cada determinación del viento efectuada por las estaciones anemológicas son:

- Nombre de la estación de determinación de datos.
- Año, mes, día y hora de la determinación.
- Velocidad del viento y su unidad de medida.
- Dirección del viento.

Inicialmente, se excluyen las estaciones cuyos datos presentan graves deficiencias de información o son claramente erróneos. Se tienen en consideración aunque sólo en las últimas fases del estudio y en términos integrativos, las estaciones caracterizadas por datos del viento promediados en un determinado período (uno o más años o un mes por varios años, etc.)

Todos los datos recogidos, se agrupan en un banco de datos organizado de tal manera que cada dato puede ser llamado según el lugar, el período (año, mes, día y hora) y la dirección de procedencia a que se refiere. Los datos se someten, finalmente, a un control muy atento para evidenciar eventuales errores (excesiva velocidad del viento, lugar desconocido, período erróneo, etc.) y en caso de que sea imposible suprimir los errores, se eliminan los datos.

1.2 Distribuciones experimentales y teóricas

El primer paso para sistematizar los datos de velocidad del viento sintéticamente y de manera útil al propósito de sucesivas elaboraciones, es el de agruparlos en forma de distribuciones de frecuencia; en particular, los datos relativos a cada lugar, se someten a las siguientes elaboraciones por cada mes, año y por las ocho direcciones principales de procedencia del viento, es decir:

- Número total de eventos registrados en el período y según la dirección de que se trata.
- Velocidad media aritmética del viento según la dirección y la relativa desviación estandar.
- Distribución de frecuencia de la velocidad del viento: subdivisión de los eventos registrados, en el período y según la dirección de que se trata, en clases de valores de amplitud constante.

—Distribución acumulativa porcentual de frecuencia de la velocidad del viento: porcentaje de eventos registrados en el período y según la dirección pertinente, con velocidad menor o igual a cada uno de los valores de velocidad según los cuales se dividió precedentemente el campo de variabilidad del viento.

De esta manera, es posible obtener las informaciones contenidas en las distribuciones de frecuencia en forma compacta y apropiada para sucesivas aplicaciones, aproximando las distribuciones experimentales por medio de oportunas funciones.

Para las velocidades del viento, es muy apropiada en más o menos todos los casos, la función de distribución de Weibull sobre todo para los estimativos de carácter energético.

La función susodicha se enuncia por medio de la siguiente fórmula:

$$p(v) = (k/c) (v/c)^{k-1} e^{-(v/c)^k} \quad (1)$$

$$\text{con } k, c > 0 \quad v \geq 0$$

v es la velocidad del viento

k es el factor de forma, c el factor de escala.

La correspondiente función de distribución acumulativa, se enuncia por medio de la siguiente fórmula:

$$P(v_x) = P(v \leq v_x) = \int_0^{v_x} p(v) dv = 1 - e^{-(v_x/c)^k} \quad (2)$$

Mediante este tipo de distribución se puede expresar la velocidad media y la densidad media de flujo de energía en función de los parámetros k y c .

$$\bar{v} = c \Gamma(1+1/k) \quad (3)$$

$$\bar{F}_e = 1/2 \rho c^3 \Gamma(1+3/k) \quad (4)$$

Donde Γ es la función gama y ρ es la densidad del aire que corresponda a la elevación de la estación.

Los parámetros k y c se pueden calcular fácilmente linealizando la ecuación (2) mediante sustituciones apropiadas y aplicando el método de los mínimos cuadrados a la forma obtenida de tal manera.

La función de distribución de Weibull asocia al evento con velocidad cero (calma de viento) una probabilidad nula; para representar también estos eventos, se puede considerar una función de distribución generalizada expresada por:

$$P_g(v) = p_c \delta(v) + (1-p_c) p(v) \quad (5)$$

Donde p_c es la probabilidad de que ocurra un evento con velocidad nula y δ es la función delta de Dirac.

El valor de la velocidad media del viento es expresado, en este caso, por:

$$\bar{v} = c (1-p_c) \Gamma(1+1/k) \quad (6)$$

Y la densidad media del flujo de energía por:

$$\bar{F}_e = 1/2 \rho c^3 (1-p_c) \Gamma(1+3/k) \quad (7)$$

Respecto al valor atribuible a p_c , existe un factor de incertidumbre porque desde el punto de vista experimental, no hay distinción entre observaciones con velocidad nula y observaciones con velocidad inferior al umbral de sensibilidad de los instrumentos.

Para eliminar esta dificultad, se hace variar el valor de p_c entre cero y el valor p'_c porcentaje de calma, registrado experimentalmente: el valor p_c a que corresponde la mínima diferencia cuadrática media entre distribución teórica y distribución experimental se escoge, en fin, como valor real de p_c .

La utilización de este método asegura una mejor representación de las distribuciones experimentales: la aplicación de la ecuación (5) respecto a la (1) implica, sin embargo, la adopción del parámetro suplemental p_c lo que complica cualquiera tentativa de clasificación tipológica.

1.3 Análisis del potencial eoloenergético

1.3.1 Estimativo de la Disponibilidad Local de Energía Eólica

Para una correcta programación del empleo de energía eólica, es necesario, ante todo, estimar el potencial de energía disponible en el territorio.

La energía del viento es esencialmente la energía cinética de la masa de aire M en movimiento con velocidad v :

$$E_w = 1/2 Mv^2 \quad (8)$$

La potencia incidente sobre una superficie de área A perpendicular a la dirección del viento es expresada por:

$$P_w = 1/2 \delta A v^3 \quad (9)$$

La energía incidente en el período de tiempo T , sobre tal superficie se puede, por lo tanto, calcular por medio de la siguiente fórmula:

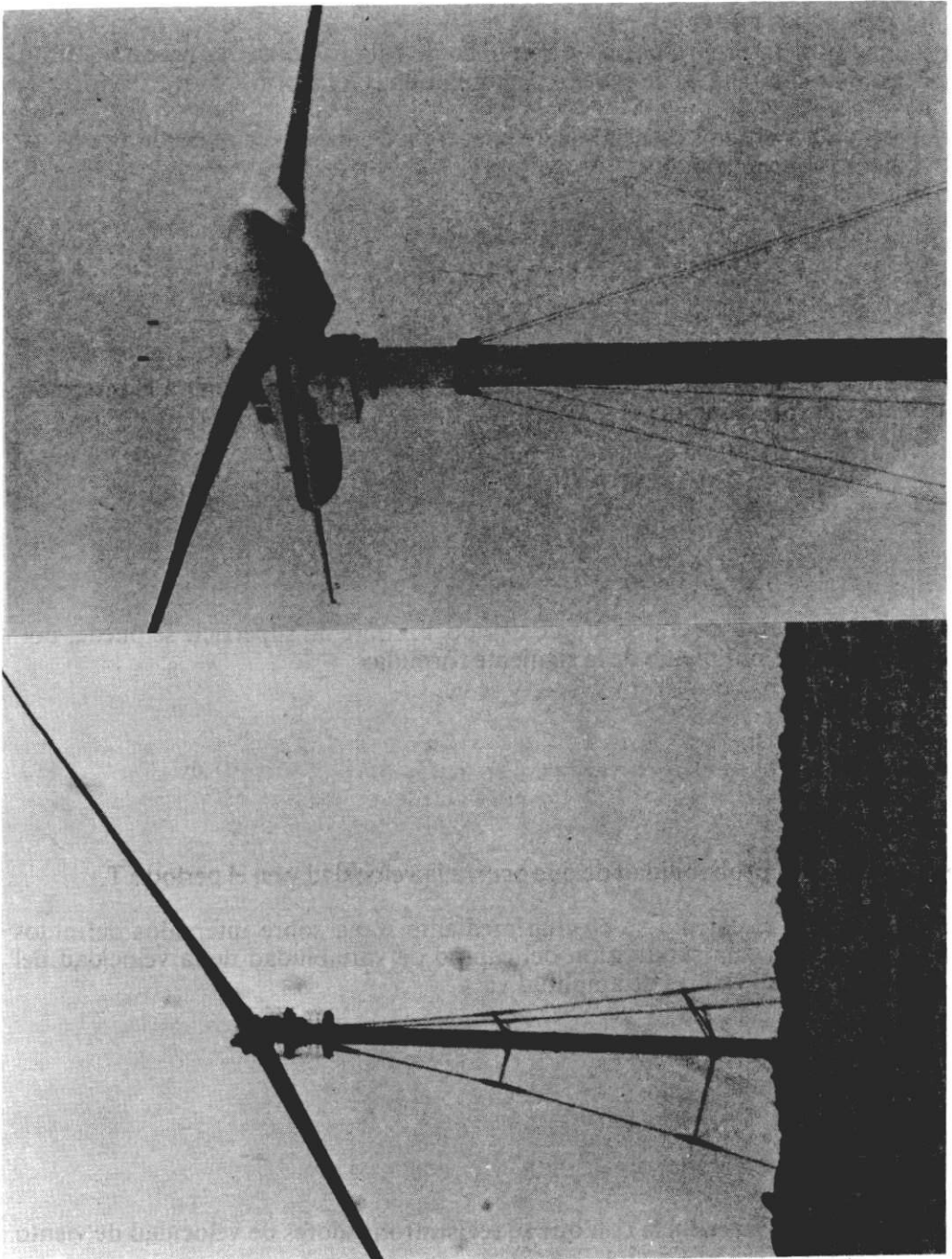
$$E_t = T \int_0^{\infty} P_w(v) p(v) dv = 1/2 \delta AT \int_0^{\infty} v^3 p(v) dv \quad (10)$$

Donde $P(v)$ es la probabilidad de que ocurra la velocidad v en el período T .

En la práctica, el cálculo se efectúa mediante suma sobre intervalos definidos correspondientes a la subdivisión del campo de variabilidad de la velocidad del viento en clases de valores de amplitud v :

$$E_t \approx 1/2 \delta A t_s \sum_i v_i^3 f(v_i) \quad (11)$$

donde $f(v_i)$ es la frecuencia con que se registraron valores de velocidad de viento en el intervalo $(v_i - \Delta v/2; v_i + \Delta v/2)$



y t_s es el intervalo de tiempo definido por la relación.

$$t_s = \frac{T}{\sum_i f(v_i)} \quad (12)$$

En caso de que la distribución experimental sea representada mediante la distribución de Weibull, la energía incidente sobre la superficie A en el tiempo T será expresada por:

$$E_{tw} = \bar{F}_e A T = 1/2 \rho A T c^3 \Gamma(1+3/k) \quad (13)$$

en el primer caso y por:

$$E_{tw} = \bar{F}_e A T = 1/2 \rho A T c^3 (1-p_c) \Gamma(1+3/k) \quad (14)$$

en el segundo.

1.3.2 Evaluación del gradiente vertical de la velocidad del viento

En la práctica, las medidas de la dirección y de la velocidad del viento se efectúan frecuentemente a elevaciones diferentes de la elevación aconsejada por W.M.O. (World Meteorological Organization), es decir, 10 metros sobre el nivel del suelo; esto, ya sea por motivos prácticos o porque muchos datos se recogen con objetivos distintos a los meteorológicos y energéticos.

Debido a la dependencia de la velocidad del viento de la distancia del suelo, dentro del estrato límite planetario (PBL), surge el problema de estimar la variación de la velocidad del viento (para variaciones pequeñas respecto a la amplitud del estado límite, se puede considerar constante la dirección de procedencia) en función de la elevación sobre el nivel del suelo, ya sea para estimar la eficiencia energética de máquinas que tienen diferentes elevaciones del cubo del rotor, o bien para confrontar lugares donde las medidas se efectuaron a elevaciones diferentes.

Como altitud de referencia estandar, se consideran en general 10 metros sobre el nivel del suelo.

Para este fin, se utilizan normalmente relaciones basadas, ya sea en consideraciones de carácter teórico, o en el análisis de los datos experimentales existentes.

En particular, se acepta en general la relación:

$$\frac{v_h}{v_r} = \left(\frac{h}{r}\right)^n \quad (15)$$

Donde r es la elevación sobre el nivel del suelo a la cual se ha medido la velocidad del viento y h la altitud a que se quieren extrapolar los datos; v_r y v_n son las relativas velocidades del viento.

El parámetro n depende de la rugosidad del suelo, de la velocidad del viento y de la situación de estabilidad termodinámica del aire.

Para elevaciones bajo 20 - 30 metros (estrato límite superficial) es posible obtener una representación más apropiada mediante la siguiente expresión:

$$v_h = v_r \frac{\ln(h/RUG)}{\ln(r/RUG)} \quad (16)$$

Donde RUG es la rugosidad.

En caso de que las distribuciones experimentales sean representadas analíticamente mediante la distribución de Weibull, los parámetros se modifican de la siguiente manera:

$$k_h = k_r \quad (17)$$

$$c_h = c_r = \frac{\ln(h/RUG)}{\ln(r/RUG)} \quad (18)$$

Los valores de los parámetros se encuentran en la literatura.

1.3.3 Estimativo de la disponibilidad local de Energía Eólica utilizable mediante la instalación de aeromotores

No toda la energía eólica disponible potencialmente en un lugar se puede transformar para fines prácticos: existe, en efecto, un límite teórico exacto concerniente a la energía que se puede sustraer a la vena fluida por medio de un aeromotor.

Este límite, que se define como "límite de Betz", es igual más o menos al 59.3% de la energía total.

En la práctica, para estimar la energía obtenible de un generador eólico de características conocidas en un lugar cuyas particularidades anemológicas sean conocidas, se adopta el método explicado a continuación: sea $P(v)$ la potencia generada por el aeromotor en función de la velocidad del viento y sea $p(v)$ la función de distribución de probabilidad de la velocidad del viento en el lugar de que se trata. La energía generada por el aeromotor en el período de tiempo T es expresada por la siguiente fórmula:

$$E_t = T \int_0^{\infty} P_w(v) p(v) dv \quad (19)$$

De esta manera, se puede calcular el valor de la energía generada por el aeromotor, en cualquier lugar cuyas características anemológicas sean conocidas. En muchos casos, se pudo determinar que es posible establecer con buena aproximación, la correlación existente entre la energía generada por el aeromotor y la velocidad media/año del viento del lugar, por medio de una ley general.

En particular, se encontró válida la relación:

$$E = av^2 e^{-bv^2} \quad (20)$$

donde:

E = energía generada/año.

V = velocidad media anual del viento en el lugar.

A, B = coeficientes que dependen del territorio y de las características del aeromotor de que se trata.

Esta relación permite estimar la energía disponible por medio del aeromotor en referencia, también en localidades donde sea conocida únicamente la velocidad media anual del viento.

1.4 Mapas eólicos

Los métodos considerados hasta ahora, permiten estimar la eficiencia energética de cualquier aeromotor, cuyas características de funcionamiento sean conocidas, en un lugar donde estén disponibles los datos anemométricos.

Sin embargo, debido a la gran variabilidad del viento, tal estimativo tiene un valor exclusivamente local.

Además, para estimar la disponibilidad total de energía y determinar por consiguiente los parámetros de conveniencia económica relativos a la utilización de la energía eólica, es necesario extrapolar el dato puntual a zonas más anchas de territorio.

A tal fin, es importante tener mapas del territorio que ofrezcan una visión general de los regímenes, velocidades medias y direcciones prevalecientes del viento para zonas muy anchas.

Estos mapas resultan del estudio que analizan las correlaciones espaciales entre estaciones, las variaciones del viento en el tiempo (día, temporada, etc.), las direcciones prevalecientes en cada estación y la orografía del territorio.

1.4.1 Correlaciones entre Estaciones

Para efectuar interpolaciones espaciales entre dos o más estaciones en zonas donde no es conocida la velocidad del viento y para identificar eventuales homogeneidades en el régimen del viento durante el año entre dos o más estaciones, es necesario calcular las correlaciones existentes entre los datos de dos estaciones para determinar si tales datos de velocidad pueden atribuirse al mismo fenómeno eólico.

Con este fin, se calculan los coeficientes de la correlación lineal entre los valores de las velocidades medias mensuales de todas las estaciones en función de cada dirección de procedencia del viento y para todas las direcciones en conjunto.

Para calcular el coeficiente de correlación, se adopta la fórmula siguiente:

$$C_d = \frac{\sum_{i=1}^{12} (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{12} (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^{12} (y_i - \bar{y})^2}} \quad (21)$$

donde:

x_i = valores de la velocidad media mensual de la primera estación considerada ($i = 1, 2, 3, \dots, 12$).

y_i = valores de la velocidad media mensual de la segunda estación considerada.

\bar{x} y \bar{y} = valores de la velocidad media anual de la primera y de la segunda estación.

d = 1,.....8, 9 representa las 8 direcciones de la rosa de los vientos y todas las direcciones en conjunto.

Para cada una de las 8 direcciones consideradas, se determina también el coeficiente de correlación entre los valores de las frecuencias de velocidad medias mensuales, observadas en cada dirección.

La frecuencia de dirección del viento, representa la cantidad de veces que el viento procede de una particular dirección en el curso del día, mes, estación o año, según la referencia tomada.

Cuando se haya establecido la existencia de una buena correlación entre los datos de dos lugares, se calculan los coeficientes a y b de la correlación entre dos estaciones.

$$y_i = a + b x_i$$

Con x_i y y_i = valores de la velocidad (frecuencia) media mensual de las dos estaciones.

1.4.2 Periodicidad del viento

A pesar de su variabilidad, el viento, estando en íntima relación con otros parámetros meteorológicos como por ejemplo la insolación, la temperatura, la presión, etc. puede presentar posibles periodicidades que son importantes determinar, sobre todo con relación a la generación de energía mediante aeromotor.

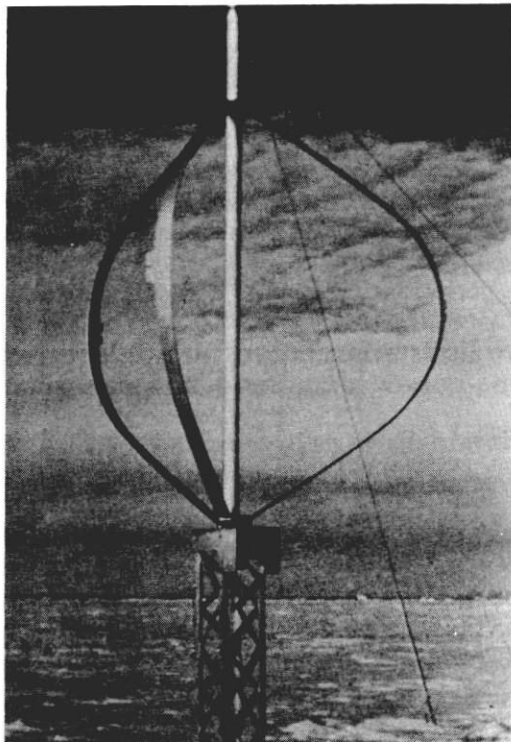
Las periodicidades interesantes para fines energéticos, son: la periodicidad estacional, cuya noción asegura útiles indicaciones por lo que concierne a usuarios variables en el año y por la previsión de la explotación complementaria de la energía solar y eólica, y la periodicidad diaria, útil para la correlación entre la energía disponible en los varios períodos del día y las necesidades de energía en los mismos.

El examen del desarrollo estacional de los vientos, se debe efectuar según los datos de muchos años porque, de lo contrario, no sería significativo.

El examen de la variación diaria de la velocidad del viento se debe efectuar igualmente según los datos obtenidos en varias observaciones en el curso del día.

1.4.3 Mapas de los vientos

Para obtener un cuadro completo del comportamiento del viento en un territorio, es necesario analizar las direcciones prevalecientes de procedencia del viento en las estaciones en referencia y confrontar el dato con la orografía del territorio.



La noción de estos parámetros y de los coeficientes de correlación lineal permite individualizar las zonas de territorio homogéneas con relación al comportamiento del viento.

En particular, son útiles las subdivisiones efectuadas según los criterios siguientes:

—Subdivisiones en zonas homogéneas según la velocidad media del viento. Se realizan, en general, en escala anual, pero pueden ser efectuadas también por períodos mensuales o estacionales; tienen en cuenta únicamente la velocidad media en el período considerado.

Para definir los confines de las zonas, se considera esencialmente la orografía del territorio y de las direcciones prevalecientes de procedencia del viento.

—Subdivisiones en zonas homogéneas con respecto a la disponibilidad potencial de energía eólica; coinciden, excepto unos puntos particulares, con las zonas definidas arriba, y se efectúan según los mismos criterios ya explicados.

—Subdivisiones en zonas homogéneas desde el punto de vista de la variación estacional del viento.

Individualizan las zonas con clima ventilado semejante; se efectúan según los coeficientes de correlación entre velocidades medias mensuales relativas a varias estaciones. Para la definición de los contornos de las zonas, se adoptan los mismos criterios ya explicados.

—Representación de las direcciones prevalecientes de procedencia del viento. Consiste en la representación gráfica de la frecuencia porcentual de los eventos registrados, según cada una de las ocho direcciones principales de procedencia del viento en cada una de las estaciones examinadas.

Del análisis de este mapa, del examen de la orografía total del territorio y de los coeficientes de correlación lineal entre las varias estaciones, es posible obtener informaciones relativas a la circulación general del viento en el territorio, necesarias para el levantamiento de los mapas.

Los mapas puede ser elaborados a nivel mensual y estacional.

2. APLICACION DE LA TECNOLOGIA EOLICA

La explotación de la energía eólica tiene orígenes muy antiguos, siglos antes de Jesucristo.

Las necesidades siempre crecientes de energía, determinaron el desarrollo de equipos más sofisticados y de mejor rendimiento.

La introducción de motores de vapor y de combustión interna, que utilizan carbón, petróleo y gas natural, redujeron las máquinas eólicas, desde el inicio del siglo XX, a un rol secundario.

Aún así los problemas económicos, geopolíticos y ambientales relacionados con la explotación de las fuentes de energía convencionales, despertaron, en estos últimos años, un nuevo interés por la energía del viento.

Tal energía, depende de los movimientos de las masas de aire debido a desequilibrios térmicos entre zonas distintas de la superficie terrestre.

El viento, cambiante en su intensidad según las zonas, puede experimentar fuertes variaciones en un período de unos segundos (ráfagas), horas (ciclos diarios) o meses (vientos periódicos). Debido a la variabilidad de la fuente eólica, las máquinas dependientes de ella, tienen que ser complementadas con equipos de almacenamiento de la energía producida o con otros sistemas, como por ejemplo grupos electrógenos diesel, a fin de hacer frente a la demanda de energía de los usuarios, durante los períodos de falta de viento o de viento de baja intensidad.

Confrontando los sistemas eólicos para producción de energía con los sistemas solares, se puede ver claramente que los primeros ofrecen las siguientes ventajas:

- La densidad energética media anual del recurso “viento”, medida como energía que atraviesa una superficie perpendicular a la dirección del viento en las zonas ventosas, supera 500 watts/m² con puntas de hasta 700 watts/m². La densidad energética media anual del sol, en regiones soleadas, supera raramente 250 watts/m².
- La energía eólica se encuentra ya en forma mecánica y esto significa que el rendimiento de conversión en energía eléctrica se puede considerar en el intervalo entre 0.3 y 0.4.
- La extracción de energía de un metro cuadrado de superficie expuesta al viento, necesita mucho menos de un metro cuadrado de material. Dos palas delgadas, durante sus rotaciones, pueden extraer energía de una superficie mucho más grande que la de las palas mismas.

Por este motivo, el costo de los materiales para captación de la energía en los sistemas eólicos, es más bajo que en los sistemas solares.

Aún así, los sistemas eólicos presentan las siguientes desventajas:

- Siendo caracterizados por componentes en movimiento, ocasionan más graves problemas de confiabilidad.
- El viento es una fuente energética que no se puede controlar, lo que implica la imposibilidad de ajustar la producción de energía según la carga.

- La instalación de una planta eólica necesita una considerable inversión de capital con respecto a una convencional de igual potencia.

2.1 Tipos de aeromotores

Muchos son los tipos de aeromotores que se han diseñado y fabricado. Los aeromotores se pueden dividir en dos grandes categorías, según la orientación del eje de rotor respecto a la dirección del viento, éstas son:

- Aeromotores con rotor de eje horizontal cuyo eje rotor es paralelo a la dirección del viento.
- Aeromotores con rotor de eje vertical cuyo eje rotor es perpendicular al suelo y a la dirección del viento.

2.1.1 Rotores de eje horizontal

Los rotores de eje horizontal pueden aprovechar tanto el efecto de la sustentación como el efecto de la resistencia del aire.

Las máquinas con efecto de sustentación se prefieren debido a que por una superficie específica expuesta al viento, pueden desarrollar potencias más grandes respecto a las de efecto de resistencia; éstas, además, no pueden rotar a velocidades que superen la velocidad del viento.

Por estos motivos, la relación potencia/peso es más grande en los rotores de sustentación, lo que asegura una producción de energía más barata.

Los rotores de sustentación se pueden proyectar con distintas cantidades de palas; existen, en efecto, rotores de una pala y rotores de decenas de palas como, por ejemplo, el clásico equipo de palas múltiples americano, empleado para bombeo de agua.

La clase de aeromotores de eje horizontal, comprende aeromotores con características de construcción, tamaño y aplicaciones muy diferentes uno de otro.

Sin entrar en detalles sobre las máquinas eólicas primordiales que se emplearon en los siglos pasados para bombeo de agua y molienda de cereales, están en funcionamiento hoy día máquinas de pequeñas dimensiones y de simple construcción y regulación, como por ejemplo, los aeromotores de palas múltiples empleados para bombeo de agua y producción de pequeñas cantidades de energía eléctrica (corriente continua), como aerogeneradores de gran tamaño con potencias en megavatios que necesitan sistemas sofisticados de regulación y control.

Por ejemplo, mientras que el rotor de palas múltiples se orienta al viento por medio de un timón, las máquinas eólicas modernas pueden ser provistas de un servo-

motor guiado por el circuito lógico de control del sistema eólico que orienta continuamente el rotor en posición perpendicular al viento.

Las palas, encajadas sobre el cubo del rotor, pueden ser fijas o móviles. En caso de que se usen palas móviles, como por ejemplo en los aerogeneradores modernos, se puede regular la potencia de la máquina según la velocidad del viento, variando la inclinación de las palas respecto a la dirección del mismo viento.

La posibilidad de variar el paso de las palas, permite también poner en bandolera las palas mismas y parar el rotor, cuando la velocidad del viento supere la velocidad máxima de la máquina.

En caso de que se empleen rotores de palas fijas, existen sistemas que frenan mecánicamente o ponen el rotor en bandolera cuando la velocidad del viento es demasiado fuerte.

En general, la configuración de una máquina eólica de eje horizontal para producción de energía eléctrica, consiste en una torre portadora, de metal o de hormigón, sobre la cual están instalados el rotor y la barquilla.

La barquilla aloja el eje del rotor y todos los elementos de transmisión del movimiento del eje al generador eléctrico, así como el generador eléctrico mismo.

2.1.2 Rotores de eje vertical

En otro tiempo, se desarrollaron varios tipos de aeromotores de eje vertical que explotan el efecto de resistencia al aire de placas, cajas y otras superficies. Actualmente, el único rotor de eje vertical que usa principalmente el efecto de resistencia es el rotor Savonius, que consiste en 2 ó 3 cajas semicilíndricas conectadas a un eje vertical.

La característica principal de este tipo de rotor, es la de asegurar buenos pares motores a las bajas velocidades del viento; aún, al aumentar la velocidad del viento, la energía eólica se usa con rendimientos siempre más bajos. Se trata, por lo tanto, de un aeromotor para zonas con baja intensidad del viento.

Mucho más ventajosos, desde el punto de vista energético son, por el contrario, los rotores de eje vertical, que utilizan el efecto de la sustentación.

Estos rotores son más recientes respecto a los rotores de eje horizontal y presentan, en relación a éstos, las siguientes ventajas:

—No necesitan sistemas de orientación respecto a la dirección del viento; esto simplifica el proyecto del sistema y facilita la regulación.

- La torre portadora del rotor es más baja y no presenta problemas de interferencia del flujo con el rotor mismo.
- Los componentes del sistema de transmisión y del equipo eléctrico están apoyados directamente en la torre de sostén o en el suelo.
- El control y mantenimiento de los equipos de transmisión y eléctricos se pueden efectuar más fácilmente debido a que estos componentes se encuentran instalados en el suelo.

El aeromotor de eje vertical más empleado es el equipado con rotor Darrieus con 2 o 3 palas, sección de perfil aerodinámico, con desarrollo de catenaria (dos tramos derechos conectados por un tramo semicircular).

Este rotor tiene forma característica de batidor y asegura sus mejores rendimientos a velocidades de rotación elevadas.

Aún así, tiene el defecto de pares motores muy bajos al arranque, que le impiden ponerse en marcha autónomamente; necesita, por lo tanto, un equipo de arranque.

Se puede evitar este inconveniente usando como motor de arranque el generador de corriente, alimentado para la red o acumuladores, o bien encajando sobre el eje del rotor Darrieus unos rotores Savonius con fuertes pares de arranque.

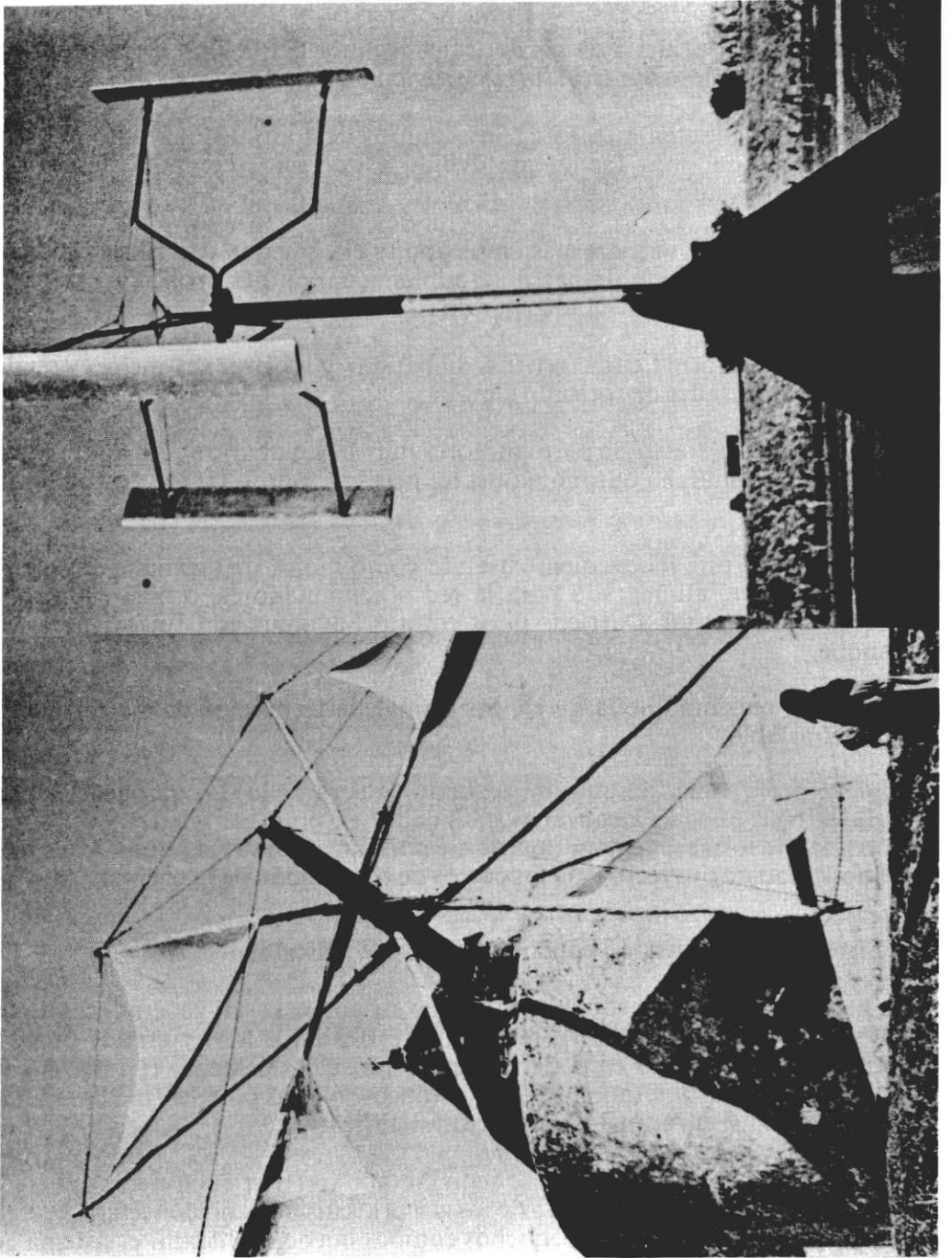
Siendo más reciente que la de eje horizontal, la tecnología de eje vertical es menos confiable.

Se puede prever que, después de acabado su desarrollo, los aerogeneradores de eje vertical puedan alcanzar posibilidades en potencia iguales y ser superiores a las de los aerogeneradores de eje horizontal, desde el punto de vista de la simplicidad de proyecto y de los costos de producción de la energía.

2.2 Sistemas de conversión eólicos y campos de aplicación

Los aerogeneradores se subdividen, según su potencia, en generadores de tamaño pequeño (hasta 100kw), mediano (de 100 a 1000kw) y grande (más de 1000kw). Si el objetivo es el de aminorar considerablemente el consumo de combustible en un determinado país, entonces sólo las grandes/medianas unidades pueden asegurar una contribución significativa.

En general, los generadores de pequeño tamaño son particularmente aptos para hacer frente a las necesidades de los usuarios aislados no conectados con la red. En muchos casos, estos pequeños equipos pueden constituir el sistema generador de corriente más eficiente desde el punto de vista económico, aunque



el ahorro de combustible debido a su empleo, sea despreciable con respecto al balance económico de un país. Además de esto, el costo de producción de los equipos de pequeño tamaño es, en general, más alto respecto al costo de producción de las grandes y medianas unidades.

Los equipos aerogeneradores pueden diseñarse de manera centralizada o descentralizada. Una planta centralizada consiste en un cierto número de equipos que forman unidades de producción individuales ('wind farms') cuyos componentes funcionan y complementan su mantenimiento junto a otros. Este tipo de equipo se proyecta para producción de corriente a conectar a la red.

Las plantas diseminadas o descentralizadas tienen que alimentar corriente a la red cada vez que la producción supere la demanda del usuario. En este caso, los equipos están diseminados y tienen que asegurar gran confiabilidad, en todo caso, independientemente de las condiciones meteorológicas con minimización del mantenimiento y de las inspecciones periódicas.

Cada vez que se cumpla con las exigencias respecto al costo y a la disponibilidad de las plantas, alivio de impuestos y planes de interconexión de las empresas productoras de energía, consideraciones referente a las normas e incentivos fiscales entonces se puede razonablemente prever un adecuado desarrollo de la generación de corriente mediante aerogeneradores diseminados. Estos equipos pueden, además, dimensionarse según las exigencias de los usuarios.

Los usuarios típicos son las haciendas en general y los servicios públicos aislados (represas, aldeas, etc.)

Bajo el punto de vista de la aplicación, las plantas eólicas para producción de corriente pueden subdividirse según se explica a continuación.

- Turbinas eólicas conectadas con la red.
- Turbinas eólicas para alimentación de colectividades aisladas a través de pequeñas redes locales.
- Turbinas eólicas autónomas para alimentación de usuarios diseminados (haciendas, casas, etc.)
- Turbinas eólicas aptas para afectar trabajo mecánico.
- Turbinas eólicas aptas para alimentar corriente a determinados servicios (por ejemplo radiorepetidores, estaciones de predicción meteorológica, telemetría, equipos de protección para tuberías de gas y combustibles).

2.3 Tecnologías de conversión eólicas y costos relativos

Se considerarán ahora los aspectos técnicos y económicos de algunos de los más comunes sistemas eólicos, tales como:

- A) Bombeo de agua.
- B) Producción de corriente eléctrica para usuarios aislados.
- C) Producción de corriente conectada a la red.

A) TECNICAS DE BOMBEO DE AGUA

Las plantas eólicas de pequeño tamaño, se empleaban muy frecuentemente en Italia para bombeo de agua. Actualmente, se utilizan corrientemente en la Argentina, Sur Africa, Australia, U.S.A. etc.

En muchos casos, estas plantas están equipadas también con sistemas de almacenamiento del agua.

El tipo más frecuentemente usado, es la turbina eólica de palas múltiples, que puede funcionar también con vientos muy débiles. En los países en curso de desarrollo, se emplean poco estos equipos debido a los siguientes motivos:

- Proyectos y criterios de construcción fuera del alcance de los productores actuales.
- Costos demasiados elevados para agricultores que se entregan a una agricultura de subsistencia.
- Falta de un servicio de sostenimiento local, lo que acarrea considerables problemas en caso que ocurran averías.

Algunos grupos han proyectado modelos simplificados de turbinas eólicas metálicas de palas múltiples, que pueden fabricarse también en países en curso de desarrollo, con materiales disponibles “*in situ*”, como por ejemplo, materiales de desecho, etc.

De esta manera, pueden reducirse los costos de producción del 50 al 70%, con cierto ahorro de divisas.

Hoy día se emplea una considerable cantidad de estos equipos en India, Kenya, Pakistán, Perú, Srilanka y Túnez. Algunos experimentos permitieron modificar las tecnologías y mejorar la confiabilidad. Además, en Colombia, Etiopía, India y Holanda, se instalaron molinos de vela perfeccionados para hacer frente a las exigencias de la agricultura de subsistencia.

Estos modelos se pueden fabricar localmente a costos mucho más bajos con respecto a los modelos comerciales. A pesar de esto, el empleo de los equipos de que se trata, está todavía muy limitado debido a la falta de adecuadas informaciones y de una apropiada promoción

Aspectos económicos

Según estudios recientes de la Comisión Técnica para la Energía Eólica de las Naciones Unidas, se ha establecido que el costo de producción de los sistemas antes mencionados, oscila entre US \$50 y US \$150 metro cuadrado representado por las palas (menos de la mitad del costo de los modelos clásicos importados); según la experiencia, la producción de energía hidráulica, en promedio, se evalúa prudentemente en $0.1 V^3$ (w/m²) (donde V es la velocidad media del viento) lo que corresponde a un costo/watt promedio (potencia de bombeo) de 20 a 60 US \$ con una velocidad media del viento de 4 m/seg.

Una potencia de bombeo continua de 100 vatios representa, en promedio, la demanda de una bomba para irrigación de una hectárea, desde un pozo acuífero que se encuentre a una profundidad de 10 metros.

Necesítase para esto, el empleo inicial de un capital de 2000 a 6000 US \$ con una velocidad del viento de 3 m/seg y de 800 a 2000 US \$ con una velocidad del viento de 4 m/seg. El precio correspondiente de un sistema solar de pequeño tamaño en una región soleada, podría alcanzar 15.000 a 45.000 US \$. El valor del agua producida de tal manera, se evalúa según el aumento de valor estimado de las cosechas, en 3 centavos de dólar por m³ de agua utilizada.

La potencia de bombeo considerada, permite obtener 30 m³ de agua al día. Si se toman en cuenta los gastos fijos (depreciación, intereses y mantenimiento) que, según lo estimado, pueden establecerse en 20% año del valor de inversión inicial, el costo del agua alcanza de 1.3 a 4 céntimos con una velocidad del viento de 4 m/seg.

Esto corresponde a 0.45- 1.35 US \$/kwh (producción hidráulica) a 3 m/seg y a 0.17- 0.50 US \$/kwh a 4 m/seg.

De todas maneras, el costo es siempre función de la velocidad del viento, de la profundidad de bombeo y de las necesidades de irrigación estacional.

Según estudios efectuados en la India, parece que el bombeo por medio de equipos eólicos, también con velocidades del viento marginales, sea menos costoso con respecto al bombeo por medio de motores diesel o animales. En muchos casos la energía producida de esta manera, es menos costosa que la proveniente de la electricidad, si se considera el costo de distribución en las zonas rurales.

Evaluación Global de los Equipos de Bombeo Eólicos

Estos equipos se emplean muy ampliamente donde no han sido substituidos por programas de electrificación rural o grupos de bombeo accionados por motores diesel.

Según estimativos, se encuentran en servicio hoy día en el mundo poco más o menos un millón de turbinas eólicas.

La demanda potencial para equipos de este tipo, particularmente en países en fase de desarrollo, no aumenta debido a los motivos siguientes:

- Los propietarios de haciendas de subsistencia, no tienen medios suficientes para comprar los equipos importados normalmente disponibles.
- No existen bancos en el país que favorezcan la introducción de estos equipos. En efecto es más fácil, hoy día, obtener financiamiento para bombas accionadas por motores diesel o por motores de explosión.
- Falta de servicios de información en el país que aseguren el desarrollo de la producción, instalación y mantenimiento de los equipos referidos.

En condiciones de ventilación mejores (más de 5 m/seg) es posible acoplar turbinas eólicas con bombas accionadas por motores. Esto ofrece algunas ventajas como las siguientes:

- Posibilidad de instalar equipos eólicos independientemente de la exacta localización de los pozos.
- Posibilidad de utilizar turbo bombas anegados o bombas de eje largo y gran potencia en lugar de bombas de pistón.
- Disponibilidad de turbinas eólicas aptas para asegurar potencias de bombeo de 100 kw aproximadamente utilizables, por lo tanto, para grandes proyectos de irrigación.

En muchos casos, estos equipos pueden rivalizar hoy día, en los países en fase de desarrollo, con los equipos de bombeo accionados por motores diesel (según la velocidad del viento, el costo del combustible y otros parámetros). En el cuadro 2.1 se relaciona un cálculo aproximado de los rendimientos de los dos tipos de equipos.

Cuadro 2.1		Bombas Diesel		Equipos eólicos *	
		3 kW	25-100kW	3 kW	25-50kW
—Precio (kW)	(\$)	1,500	500	4,000	1,500
—Rendimiento global	(%)	10	25	10-12	10-12
—Costo de combustible	(\$)	0.60	0.40-08	—	—
—Costo fijos	(%)	30		20	20
	Gestión, sostenimiento)				
—Costo del kWh	(\$)	0.90	0.25-0.50	0.70	0.25

(*) Velocidad del viento de 5 m/seg (promedio anual)

Se puede notar en el cuadro anterior, donde la velocidad del viento alcanza en promedio o supera 5 m/seg, estos tipos de equipo ya se encuentran en condiciones de rivalizar con las bombas diesel. Claramente, un cálculo económico de factibilidad debería comprender también el costo de almacenamiento, el precio exacto del combustible *in situ*, etc.

B) PRODUCCION DE CORRIENTE POR MEDIO DE EQUIPOS EOLICOS PARA UTILIZACIONES AISLADAS

En el transcurso de la conferencia de la CTEE de las Naciones Unidas acerca de las fuentes de energía nuevas y renovables, se estableció que existen muchas posibilidades de desarrollo de los equipos eólicos para la alimentación de corriente eléctrica y su utilización en regiones muy bien ventiladas (islas, áreas costeras y montañas).

Los equipos en referencia deberían ser dimensionados, en efecto, para hacer frente a una demanda de 10 a 500 Kw por medio de uno o más generadores de pequeño o mediano tamaño que operen junto a grupos electrógenos diesel provistos de equipos de almacenamiento de corriente.

Evaluación económica

Actualmente están disponibles, en efecto, varios tipos de plantas autónomas de distinto tamaño a precios variables de 1.500 a 2.000 US \$/Kw (dólares de 1985) lo que corresponde a unos 600/800 US \$/m² de superficie interceptada.

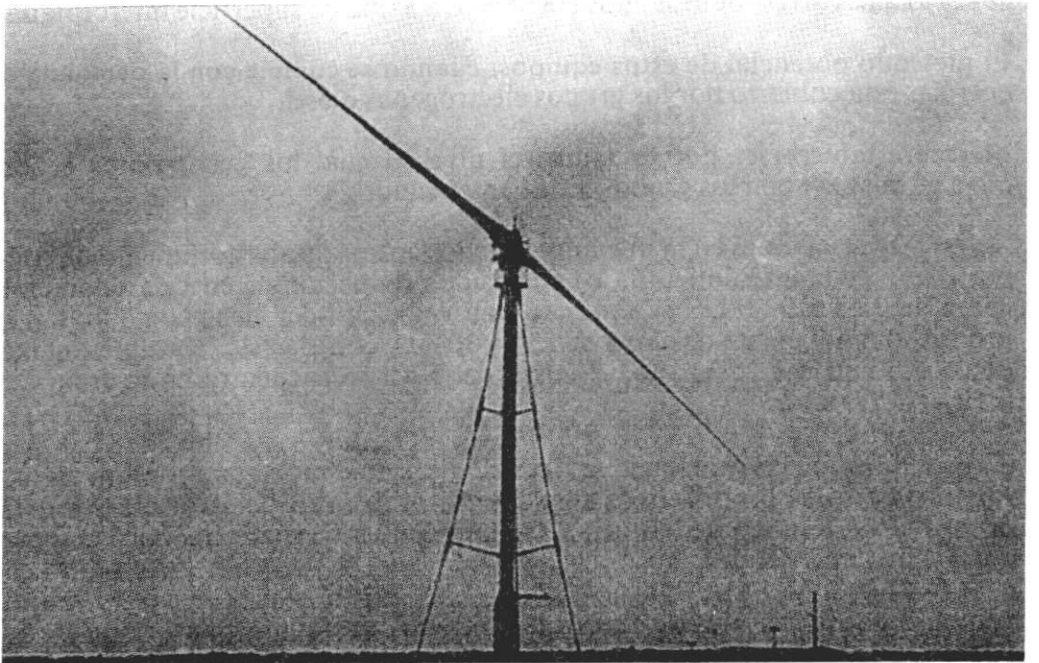
El mercado potencial de estos equipos, cuando se cumple con la demanda de energía, está cubierto por los grupos electrógenos diesel.

Merece establecerse, por lo tanto, el nivel al cual los generadores eólicos pueden rivalizar con los grupos diesel antes citados.

Según las variaciones en la demanda y en los costos de abastecimiento de combustible y de mantenimiento, los costos de producción de energía están en la gama de 0.15 a 0.50 US \$/Kwh con una velocidad del viento de 6 m/seg en promedio (coeficiente de carga de 25 — 30%) y con el gasto/Kw antes mentado, costo fijo del 20%/año, el costo del Kwh se encuentra en la franja de 0.10—0.25\$/Kwh.

Es probable que las innovaciones tecnológicas en este sector permitan aminorar en el curso de los próximos años los costos de producción de estos generadores de suerte que puedan utilizarse también en forma económica en áreas con vientos más débiles.

En caso de que se logre reducir también los costos de producción de los equipos de almacenamiento, la tecnología aquí tratada podría muy probable-



mente substituir, en muchos casos, los grupos electrógenos diesel en sitios aislados.

C) PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA EN GRAN ESCALA POR MEDIO DE EQUIPOS EOLICOS

La producción de energía eléctrica para alimentación de las redes por medio de turbinas eólicas puede asegurar, en ciertas condiciones, una efectiva contribución para las plantas generadores, incluso las centrales eléctricas clásicas.

Hoy día, se fabrican turbinas de eje horizontal que alcanzan potencias de unos 4 MW. En lugar de proyectar turbinas de mayor potencia, es probable que se pueda hacer frente a una mayor carga, mediante unidades modulares.

Los estudios preliminares efectuados en este campo, demuestran que en estos equipos ("wind farms") sería oportuno espaciar las unidades a una distancia diez veces mayor que el diámetro del rotor, a fin de evitar interferencias aerodinámicas significativas.

El rendimiento de las turbinas de gran tamaño, alcanza valores de 40%. Considerando que el límite de rendimiento teórico de estas turbinas es del 59%, no hay muchas posibilidades, en efecto, de aumentar el rendimiento de estos equipos. Por eso se pretende lograr en la actualidad, principalmente una optimización global respecto a los costos.

Los análisis preliminares efectuados en Dinamarca, U.K y USA demuestran que el 10-20% de la potencia distribuida por las redes existentes, podría producirse por medio de turbinas eólicas.

El valor del ahorro de combustible (crédito combustible) disminuye al aumentar este porcentaje (retornos decrecientes a escala).

Las plantas mixtas eólico/hidroeléctricas parecen muy prometedoras; los dos equipos pueden complementarse recíprocamente, en ciertos casos, usando los recursos naturales cuando estos se encuentran alternativamente en abundancia.

Considerando que los vientos son, en general, más fuertes en el mar que en tierra, sería oportuno instalar plataformas en el mar como las que se emplean para la perforación de pozos petrolíferos.

Aspectos Económicos

El propósito de estimar el valor de la energía suministrada por las fuentes eólicas a la red es el de resaltar que su producción depende del tipo de fuente y que

la energía producida de tal manera, no es disponible, en general, según la demanda.

Por consiguiente, una comparación del costo del Kwh eólico (y del Kwh solar que está relacionado también con los factores meteorológicos) con el Kwh producido por fuentes clásicas no es, en efecto, muy significativa.

Una evaluación correcta, aunque algo aproximada, del valor de la energía eólica puede efectuarse con referencia a un equipo ya proyectado para hacer frente a una carga constante, introduciendo un modesto porcentaje eólico y evaluando las ventajas económicas ocasionadas por tal introducción.

El problema sustancial es evaluar la medida en que se puede pagar el Kwh al sustituir las fuentes clásicas con el viento, suponiendo (realísticamente en este caso) una modesta penetración de las turbinas eólicas.

La introducción de los generadores eólicos en el sistema de generación de corriente actual puede asegurar, en primer lugar, un ahorro en los costos de funcionamiento, (costos del combustible esencialmente) que se define en general como *crédito de energía*.

La introducción de los generadores de corriente eólicos permiten, además, mejorar la confiabilidad de los equipos o, siendo igual el grado de confiabilidad, reducir la potencia instalada clásica. Los ahorros se definen como *potencia de crédito*. Por lo que concierne a los tamaños escogidos para estas aplicaciones, los investigadores creen que las turbinas eólicas pueden garantizar limitados ahorros de escala. A un determinado nivel de tamaño y complejidad, los ahorros de escala resultan neutralizados debido a la cantidad de materiales y de dispositivos de protección necesarios.

Los estimativos de los costos globales de producción de la energía efectuados según los resultados obtenidos con algunos equipos modelos de gran tamaño actualmente en servicio, cambian considerablemente de una a otra (0,08 a 0,10 US \$/Kwh suponiendo costos fijos del 18% año).

Aún el costo de la energía producida con las máquinas de la segunda generación, como por ejemplo el Mod 2 con un diámetro de 91 metros y una potencia nominal de 2,5 MW, es sin duda inferior (ver cuadro 2.2).

Cuadro 2.2

COSTO DE LA ENERGIA ELECTRICA EOLICA.

	Reproducción de prototipos actualmente en desarrollo (\$/kWh)	Modelos pro- ducidos actual- mente en gran escala (\$/kWh)	Modelos perfeccionados producidos en escala (\$/kwh)
—Equipos de gran tamaño (más de 1000kw)	0.08-0.10	0.05-0.06	0.035-0.045
—Equipos de mediano/gran tamaño	0.10-0.25	0.08-0.20	0.050-0.100
—Equipos de mediano/pequeño tamaño (0-100 kW)	0.15-0.50	0.10-0.20	0.050-0.100

- 1) Período de depreciación = 20 años
- 2) Producción en grande escala, es decir con un ritmo de más de 100 turbinas eólicas
- 3) Coeficiente de carga de 30%

Según se indica en el cuadro anterior los costos de producción de los generadores de gran tamaño, pueden reducirse considerablemente a condición de que tales equipos se fabriquen en serie y puedan rivalizar con los equipos clásicos.

Puede ser conveniente resaltar aquí que suponiendo un precio del aceite combustible de 35 US\$/bbl, el costo del combustible para los grandes centrales térmicas clásicas alcanza un valor de unos 0.06 US\$/Kwh (Nota de Redacción: El precio del petróleo ha disminuido radicalmente, por tanto estas cifras deben ser revisadas).

El análisis de los costos de producción de las turbinas eólicas sobre plataformas ubicadas en el mar (tanto flotantes como fijas) dió un costo aproximado de 0.08 US\$/Kwh teniendo en cuenta los más grandes costos de instalación. Esta solución podría ser una opción interesante, en efecto, en regiones con insuficiente ventilación en tierra o donde la disponibilidad de áreas libres está limitada debido a un exceso de población o a otros factores.