

**ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA
INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EÓLICA**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

DARWIN MARIO ORTIZ BAZANTES

Quito, enero de 1997

MENSAJE

“Jóvenes no clavéis los cinco sentidos en miserias, alzad los ojos y mirad que por el firmamento atraviesa un globo deslumbrante. De un estudiante podemos hacer un sabio, de un artista un buen ciudadano, de un soldado un héroe. La juventud es la esperanza de la Patria y en los pueblos de nobles costumbres y de altos pensamientos, la juventud es la parte principal de la nación. Por eso la virtuosa Esparta vencida por su enemigo, se obligó a dar en rehenes cincuenta hombre maduros y no diez adolescentes. Pero a renglón seguido advierte y sentencia: la juventud no corrompida es un elemento de sabiduría y de nobleza, de grandeza. La juventud es el porvenir y en el porvenir tenemos derecho de columbrar la felicidad”.

Juan Montalvo

*A Patty, Mery
y Waldemar*

AGRADECIMIENTO

A las siguientes instituciones:

Alta tecnología del Ecuador.- TECNIALT CÍA LTDA

Marketec Sol Viento S.A

Empresa Eléctrica Quito.- EEQSA

Instituto Nacional de Energía.- INE

Organización Latinoamericana de Energía.- OLADE

Instituto Ecuatoriano de Electrificación.- INECEL

Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología.- INAMHI

Dirección de Aviación Civil.- DAC

A las siguientes personas:

Ing. Alfredo Mena P. Por la acertada dirección del presente trabajo

Sr. Joseph Filowat. Por el auspicio a través de la compañía Marketec Sol Viento S.A

Y a todas aquellas que de una u otra manera colaboraron en el desarrollo de este trabajo.

Certifico que el presente trabajo
ha sido realizado en su
totalidad bajo mi
dirección



Ing. Alfredo Mena Pachano
DIRECTOR DE TESIS

TABLA DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Generalidades.....	2
1.2 Justificación.....	4
1.3 Objetivos del estudio.....	5
2. POSIBILIDADES DE INSTALACIÓN EN EL ECUADOR.....	6
2.1 Aspectos ambientales.....	19
2.2 Análisis de la información meteorológica disponible.....	25
2.3 Selección de los sitios con posibilidades y análisis estadístico preliminar.....	31
3. ANÁLISIS DEL RECURSO EN EL SECTOR AYCHAPICHO.....	35
3.1 Datos de mediciones.....	37
3.2 Correlación con Izobamba y Cotopaxi.....	58
3.3 Potencia y energía disponible.....	68
3.4 Mercado potencial.....	74
4. SELECCIÓN DE EQUIPOS.....	83
4.1 Aerogeneradores	83
4.2 Subestaciones unitarias.....	97
4.3 Subestación principal.....	98
4.4 Líneas de interconexión en media y alta tensión.....	99
4.5 Interconexión eléctrica con la Empresa Eléctrica Quito	100
5. DISPOSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES.....	104
5.1 Disposición en plano de las torres.....	106
5.2 Selección de grupos y subestaciones unitarias.....	119
5.3 Recorrido de cables de baja tensión.....	120

TABLA DE CONTENIDOS

5.4 Recorrido de cables de media tensión.....	121
6. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA RED.....	123
6.1 Calibres, impedancias y longitudes en baja tensión.....	123
6.2 Capacidades e impedancias de subestaciones unitarias.....	125
6.3 Calibres, impedancias y longitudes en media tensión	126
6.4 Capacidad, impedancias. Subestación principal.....	127
6.5 Calibres, impedancias, longitud. Líneas de interconexión	127
7. CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	131
7.1 Producción de potencia y energía.....	131
7.2 Regulación de voltaje.....	143
7.3 Flujos de carga, cortocircuitos y estabilidad.....	150
7.4 Pérdidas en el sistema.....	158
7.5 Protección contra descargas atmosféricas.....	162
8. CÁLCULOS ECONÓMICOS.....	167
8.1 Hipótesis para el análisis económico.....	168
8.2 Presupuesto de inversión.....	169
8.3 Costos de operación y mantenimiento.....	181
8.4 Costos financieros.....	185
8.5 Costos de producción por kWh.....	186
8.6 Precios de venta de energía.....	189
8.7 Análisis costo-beneficio y tasa interna de retorno.....	191
9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	196
BIBLIOGRAFIA.....	201

TABLA DE CONTENIDOS

ANEXOS.

1. Programas utilizados.....	A1.1
2. Datos de mediciones existentes.- INAMHI.....	A2.1
3. Datos de mediciones realizadas. velocidad del viento.....	A3.1
4. Energía <i>colocable</i> . sistema Empresa Eléctrica Quito.....	A4.1
5. Descripción de las turbinas analizadas.....	A5.1
6. Localización de torres.....	A6.1
7. Resultados del Microsite.....	A7.1
8. Flujos de carga.....	A8.1
9. Análisis económico.....	A9.1

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

La ingeniería eléctrica ha sufrido cambios notables en los últimos años debido al acelerado desarrollo tecnológico; y muy particularmente en el aspecto de generación, por la carencia de recursos no renovables a nivel mundial así como por las alteraciones ocasionadas al medio ambiente. Esto ha logrado que gran parte de la ingeniería en sistemas de potencia enfoque sus investigaciones a la búsqueda y desarrollo de nuevos tipos de energía, como son: Energías eólica, solar, geotérmica, biomasa, etc.

La frase “No existe lugar en la tierra donde el viento no sople al menos en pequeñas cantidades” nos hace reflexionar sobre el gran potencial eólico del planeta. El problema consiste en cómo explotar ese potencial eficientemente, de manera que pueda incorporarse en términos competitivos al servicio de la población.

La energía del viento de una u otra forma ha sido explotada desde hace mucho tiempo, ya sea como energía mecánica, o como energía eléctrica en pequeñas cantidades: moler granos, bombear agua y cubrir pequeñas demandas de energía de granjas, casas y lugares aislados en general.

En la actualidad, con el desarrollo de aerogeneradores de alto rendimiento, las aplicaciones han tomado otro matiz, llegando incluso a reducir a una escala moderada, la gran dependencia que existe en las plantas hidroeléctricas y térmicas.

Con lo antes mencionado, la generación eólica se perfila como una de las técnicas más económicas para electrificación rural y también urbana, teniendo en cuenta que esta energía se la puede transportar fácilmente de las zonas de producción a las de consumo, con la operación de los actuales sistemas de transmisión.

La creciente demanda de energía en el país y el mundo, exige a su vez un crecimiento paralelo de la generación y de sus formas. Es necesario dotar a nuestros sistemas de nuevas tecnologías de

producción que estén a tono con las corrientes modernistas del siglo XXI y con las exigencias ambientales progresistas.

Para que se cumplan estos avances tecnológicos, debemos estar conscientes de que el estado como tal debe invertir en estos tipos de energías renovables, o a su vez, incentivar a la empresa privada dando un marco legal coherente, de tal manera que ésta lo pueda hacer eficaz y oportunamente.

1.1 GENERALIDADES

El viento, aunque variable es una fuente inagotable de energía. Se puede considerar al viento como una forma indirecta de energía solar, ya que los movimientos de las capas atmosféricas, se deben a que una fracción de la energía solar produce un calentamiento intermitente sobre las superficies terrestres, sobre el mar y sobre el mismo aire, ocasionando gradientes de temperatura que a su vez generan corrientes de aires superficiales.

La energía del viento se encuentra en todo lugar. Cálculos estimativos indican que en la tierra existe aproximadamente 10^{14} MW de potencia global en la atmósfera y una potencia disponible de 10^6 MW, con lo que se puede afirmar que la disponibilidad de potencia eólica es 10 veces mayor que la hidráulica [13].

Los primeros molinos de viento registrados fueron en Persia y China muchos siglos antes de Cristo, pero fue recién en el siglo XII d.C que se empieza a conocerlos en la Europa Occidental, cuyo uso estaba restringido en esa época únicamente al bombeo de agua.

El movimiento de grandes masas de aire posee ingentes cantidades de energía cinética que puede ser transformada a energía eléctrica, mediante aeroturbinas con engranajes multiplicadores de velocidad. La cantidad de energía eólica disponible dependerá de los perfiles de viento existentes y de su continuidad en las zonas de interés.

Una de las características importantes de la generación eólica es que la energía producida es proporcional al cubo de la velocidad del viento y al cuadrado del diámetro de las aspas como se observará más adelante. Un pequeño incremento en estos parámetros haría que la potencia disponible aumente significativamente.

Numerosos proyectos de generación eólica se han desarrollado con gran éxito, principalmente en las Costas de Oregón y California en Estados Unidos. En Europa existen muchos países que cuenta con estas instalaciones: Dinamarca, Alemania, Holanda, Francia, Inglaterra, etc, resaltando uno de los países que aunque no tiene una potencia instalada mayoritaria, cuenta actualmente con la mayor disponibilidad de recurso eólico, la India.

En Latinoamérica empiezan a surgir países con proyectos de mediana capacidad, teniendo entre éstos a Argentina, Brasil y México principalmente.

La capacidad eólica instalada en el mundo se muestra en el cuadro siguiente, presentando a Estados Unidos con la mayor potencia instalada.

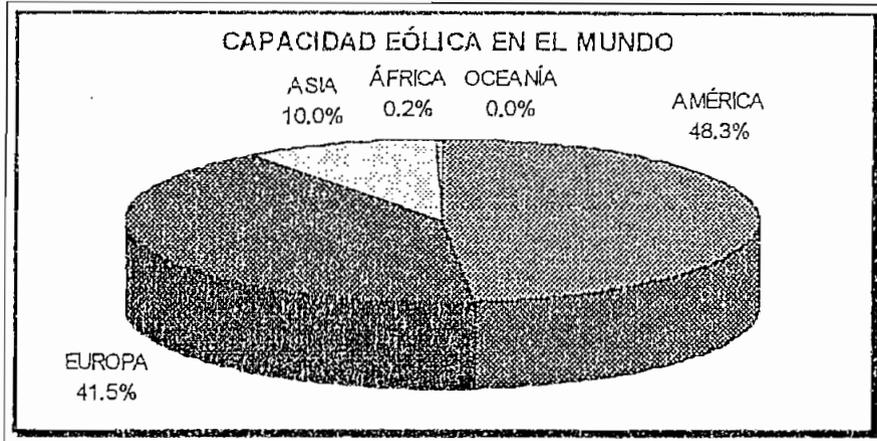
▣ Cuadro No 1.1. Capacidad eólica instalada en el mundo. Noviembre 1995

PAIS	MW	PAIS	MW
E.U.A	1.900	República Checa	3,5
Alemania	632	Curazao	3
Dinamarca	530	Egipto	2,9
India	300	Cabo Verde	2,6
Holanda	170	Argentina	2,3
Inglaterra	170	Francia	2,2
China	101	Australia	2
España	70	Brasil	2
Grecia	35	Libia	2
Canadá	20,8	México	1,6
Costa Rica*	20	Guayana F.	1,5
Irlanda	16,5	Nueva Zelanda	1,2
Suecia	15	Irán	1
Italia	10,5	Letonia	1
Portugal	6	Japón	0,6
Finlandia	5,7	Turquía	0,6
Bélgica	5	Cuba	0,5
Noruega	3,5	Otros	2,1
TOTAL: 4.035 MW			

* En construcción. Fuente: Centro Regional de Energía Eólica de México [8]

La capacidad eólica puede ser resumida mediante el siguiente pastel:

✓ Gráfico No. 1.1. Capacidad eólica en el mundo



El pastel indica que América y específicamente Estados Unidos cuenta con la mayor potencia eólica instalada, seguido de Europa. Oceanía es el continente de menor aporte con 2 MW de potencia instalada, que porcentualmente resulta despreciable.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El sector eléctrico del país, en estos últimos años, ha soportado crisis sin precedentes en la historia. Una de las causas es no tener generación alternativa para suplir los estiajes, por falta de inversiones, debido a inestabilidades en la economía y falta de decisión política.

Esto ha motivado que se plantee el estudio de una de las fuentes de energía no convencionales expuestas anteriormente: La Energía Eólica.

Nuestro país rico en recursos naturales hasta la fecha cuenta con pocos estudios sobre este tipo de generación, siendo muy importante desarrollarlos para una posible aplicación a posteriori, de tal forma de contribuir con el sector eléctrico.

Muchos países desarrollados han llegado a la conclusión de que la energía eólica es una fuente rentable en zonas donde el viento es fuerte y constante, y que además puede llegar a contribuir a la conservación del medio ambiente, por sus excelentes características de "pureza" en contraste con los altos niveles de contaminación que poseen otros tipos de centrales por efectos de la combustión de elementos fósiles.

1.3 OBJETIVOS DEL ESTUDIO

Con el desarrollo de turbinas de viento eficientes las aplicaciones iniciales de estas fuentes fueron desplazadas rápidamente para dar paso a la generación de energía eléctrica, que hoy por hoy podría constituir una excelente alternativa de generación para nuestro país, consiguiendo así diversificar sus formas de generación de energía.

Es tiempo de dar a nuestro país nuevas alternativas de generación y que todas las instituciones técnicas del país en un esfuerzo común, desarrollen estrategias que nos permitan sostener un sector eléctrico eficiente. Un primer paso recomendable es el monitoreo integral en el país de las fuentes de energías renovables en todas sus formas.

La información disponible para diversas estaciones meteorológicas, nos permiten obtener una distribución aproximada del potencial eólico existente en nuestro país, lo cual servirá de guía para definir posibilidades de instalación y explotación de este recurso. Esta información, para estaciones cercanas a Alóag se analizará en detalle para exponer técnicas de análisis concentradas en una localidad en particular, como es el sector Páramo Grande de la Hacienda Aychapicho.

El análisis del recurso del viento en las zonas específicas de Alóag y Cotopaxi serán analizadas junto a un estudio del mercado potencial que demandaría la producción de las centrales eólicas. Un análisis técnico es necesario para determinar la localización de los aerogeneradores, la selección y el dimensionamiento de los equipos y elementos necesarios para llevar adelante el diseño de la central.

La producción de energía de las centrales se proyecta a lo largo de la vida útil de las mismas para obtener un perfil de producción integral y definir los ingresos económicos anuales por venta de energía.

Un estudio de costos de equipos y obras, permitiría definir el presupuesto de inversión de los proyectos y sus respectivos componentes de costo. Finalmente un análisis económico-financiero aplicado a los proyectos, determinará la factibilidad de la instalación.

Capítulo 2

POSIBILIDADES DE INSTALACIÓN EN EL ECUADOR

La investigación y evaluación del recurso del viento para la determinación de posibilidades de instalación de centrales eólicas en las diversas zonas del país, exigen una introducción detallada a diversos conceptos y aspectos de comportamiento del recurso del viento.

LA ENERGÍA DEL VIENTO

La energía cinética contenida por una corriente de aire que se desliza a una velocidad determinada, viene expresada en términos de su masa m y velocidad V :

$$E_c = \frac{1}{2} m * V^2 \quad (1)$$

Una masa de aire de densidad ρ con una velocidad determinada que fluye por unidad de tiempo a través de una área A cubierta por las aspas de una turbina, viene dada por:

$$m = \rho * A * V \quad (2)$$

Entonces la energía cinética se la obtendrá de la siguiente ecuación:

$$E_c = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 \quad (3)$$

Esta ecuación representada en términos de potencia es invariable, ya que se encuentra expresada por unidad de tiempo. Se tiene así que la potencia disponible en el viento P_d está representada como:

$$P_d = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 \quad (4)$$

Betz en 1919 demuestra que el porcentaje máximo de potencia y energía cinética que una turbina puede obtener del viento es el 59,3 % [26], de manera que la potencia máxima teórica P_{mt} está dada por:

$$P_{mt} = 0,296 * \rho * A * V^3 \quad (5)$$

Si el diámetro de la turbina es D , entonces esta ecuación se transforma en:

$$P_{mt} = 0,157 * \rho * D^2 * V^3 \quad (6)$$

La potencia media en un período T se define como:

$$\overline{P_{mt}} = 0,157 * \rho * D^2 * \overline{V^3} \quad (7)$$

donde,

$\overline{V^3}$: Velocidad cúbica media en el período definido.

La energía máxima teórica se la encontraría multiplicando la potencia media por el periodo de tiempo considerado T :

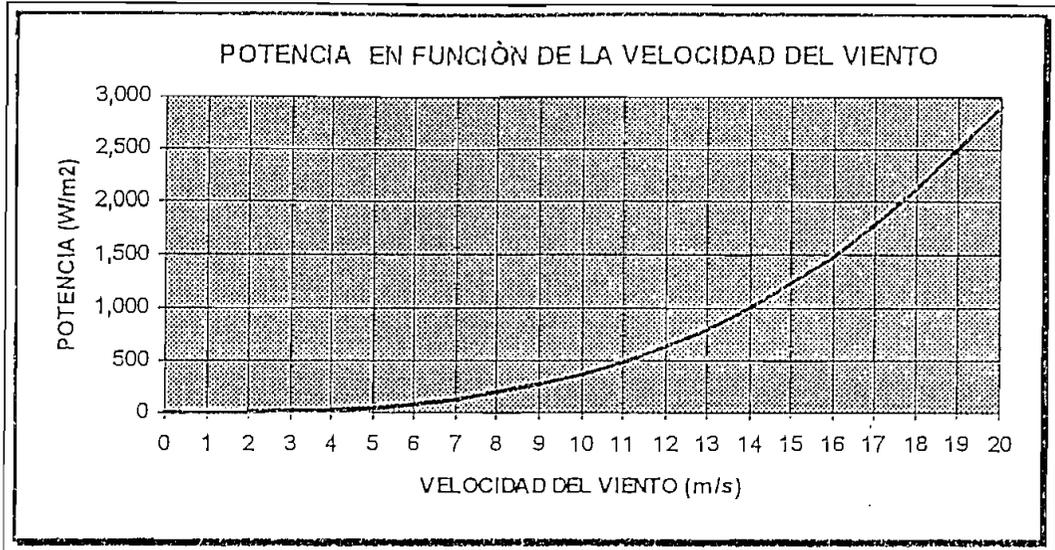
$$E_{mt} = \overline{P_{mt}} * T \quad (8)$$

Como se mencionó anteriormente, el hecho relevante de esta ecuación es que la potencia y energía producida es proporcional al cubo de la velocidad del viento y al cuadrado del diámetro de las aspas de la turbina, por lo que una pequeña elevación de estos parámetros implicará un incremento significativo en la producción.

La potencia en los terminales del generador se verá afectado por un factor de rendimiento propio de cada turbina, que dependerá básicamente del tipo de turbina: eje horizontal o vertical, capacidad y tecnología de las aspas.

El gráfico No 2.1 ilustra la producción de potencia por metro cuadrado (área de barrido de las aspas) a nivel del mar; 20°C (densidad del aire, 1,2 kg/m³), en función de la velocidad del viento.

Gráfico 2.1. Curva de potencia máxima teórica



Distribución de Weibull

El viento en todo sitio tiene una remarcada uniformidad en sus características. Desde el punto de vista estadístico, el viento en un sitio se puede representar mediante una función de distribución.

Existen funciones de densidad de probabilidad que dan un acercamiento muy confiable respecto a la distribución de la velocidad del viento: una de estas es la función de Weibull con dos parámetros.

Esta función está dada por la siguiente relación:

$$p(V) = k/c * (V/c)^{k-1} * e^{-(V/c)^k} \quad (9)$$

donde,

$p(V)$: Probabilidad de ocurrencia de una determinada velocidad de viento

c : Factor de escala, [m/s]

k : Factor de forma

V : Velocidad del viento, [m/s]

La utilización de métodos de probabilidad nos permite pronosticar el recurso a largo plazo contando con mediciones realizadas en un periodo corto y con variables que representen patrones estacionales para la determinación de las constantes. Además permite hacer operaciones simuladas para

cuantizar la potencia y energía generada por turbina de acuerdo con la curva de producción otorgada por el fabricante.

Determinación de las constantes

Existen varios métodos para determinar las constantes k y c que intervienen en la función de distribución de Weibull, en este trabajo se exponen dos: El método de la desviación estándar y el del tipo de variancia.

a) Método de la desviación estándar

El factor de forma se lo obtiene de la siguiente relación:

$$k = \left(\frac{s}{\bar{V}} \right)^{-1,86} \quad (10)$$

Siendo,

s : Desviación estándar en el período considerado

\bar{V} : Velocidad media del viento

Mientras que el factor de escala:

$$c = \frac{\bar{V}}{c_0 + c_1 * x + c_2 * x^2 + c_3 * x^3 + c_4 * x^4} \quad (11)$$

donde,

$$x = 4 * (1 + 1/k) - 6 \quad (12)$$

$$c_0 = 0,886259184149$$

$$c_1 = 0,0085288014766$$

$$c_2 = 0,0257748943765$$

$$c_3 = 0,00211760028167$$

$$c_4 = 6,064358428 \times 10^{-4}$$

En muchos de los casos no se cuenta con una información pormenorizada para la determinación exacta de las constantes de Weibull, por lo que se utiliza otro método de evaluación sacrificando la exactitud de las mismas.

b) Tipo de variancia

La metodología indica que la constante k se puede derivar de 3 casos de variancias: alta, media y baja.

El tipo de variancia se puede estimar de acuerdo al siguiente cuadro:

☑ Cuadro No. 2.1 Caracterización de las zonas por el tipo de variancia

Variancia	Velocidad	Condición
BAJA	> 4 m/s	Zona costera
MEDIA	> 4 m/s	---
ALTA	≤ 4 m/s	---

Referencia: Atlas eólico preliminar de América Latina y El Caribe [34]

Los coeficientes de Weibull a partir del tipo de variancia se ilustra en el cuadro presentado seguidamente:

☑ Cuadro No. 2.2 Coeficientes de Weibull en función del tipo de variancia

VARIANCIA	k	c
BAJA	$1,05 * \sqrt{\bar{V}}$	$\bar{V} / \Gamma(1+1/k)$
MEDIA	$0,94 * \sqrt{\bar{V}}$	
ALTA	$0,73 * \sqrt{\bar{V}}$	

Referencia: Atlas eólico preliminar de América Latina y El Caribe [34]

Donde Γ es la función Gamma definida como:

$$\Gamma(n) = \int_0^{\infty} x^{n-1} * e^{-x} dx \quad (13)$$

Obtenidas las constantes, la función de Weibull quedaría definida. Entonces, la velocidad cúbica media sería evaluada con la siguiente expresión:

$$\bar{V}^3 = \int_0^{\infty} V^3 p(V) dV \quad (14)$$

Reemplazando esta expresión en (4) y (6) se podrían encontrar la potencia disponible en el viento y la potencia máxima teórica respectivamente, o a su vez la energía efectiva con la curva de rendimiento de una turbina específica.

Una función más simplificada, de gran aceptación y de uso extenso en la mayoría de proyectos de generación eólica en los Estados Unidos es la función de Rayleigh, que es un caso particular de la de Weibull, donde c es la velocidad media anual del viento y k es igual a 2 [26]. Esta función es la que se ha utilizado en este trabajo para caracterizar preliminarmente las zonas con posibilidades de instalación de centrales eólicas.

Distribución de Rayleigh

La distribución de Rayleigh es una ecuación de un sólo parámetro que puede ser usada para estimar directamente el número de horas en que el viento ha tenido un valor determinado. El parámetro en esta ecuación es la velocidad promedio del viento del sitio en cuestión, en un período prefijado que generalmente es un año.

Esta distribución provee una razonable descripción de la características de velocidades de viento en un sitio determinado. La característica importante de esta técnica es que no necesitamos toda la información detallada de los perfiles de viento, pero en caso de disponerla es recomendable trabajar con las curvas de distribución que resultan de las mediciones.

La distribución de Rayleigh tiene la siguiente forma:

$$H = 8.760 * \frac{\pi}{2} * \frac{V}{\bar{V}^2} * e^{-\lambda} \quad (15)$$

donde,

H: Horas de ocurrencia del viento

V: Velocidad del viento [m/s]

\bar{V} : Velocidad media anual del viento [m/s]

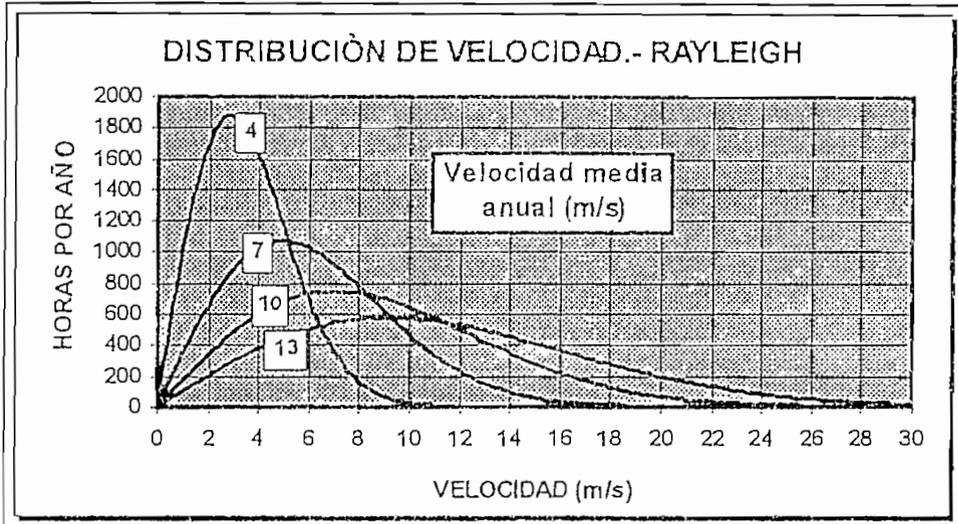
π : 3,1416

e: 2,718

$$\lambda = \frac{\pi}{4} * \left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^2$$

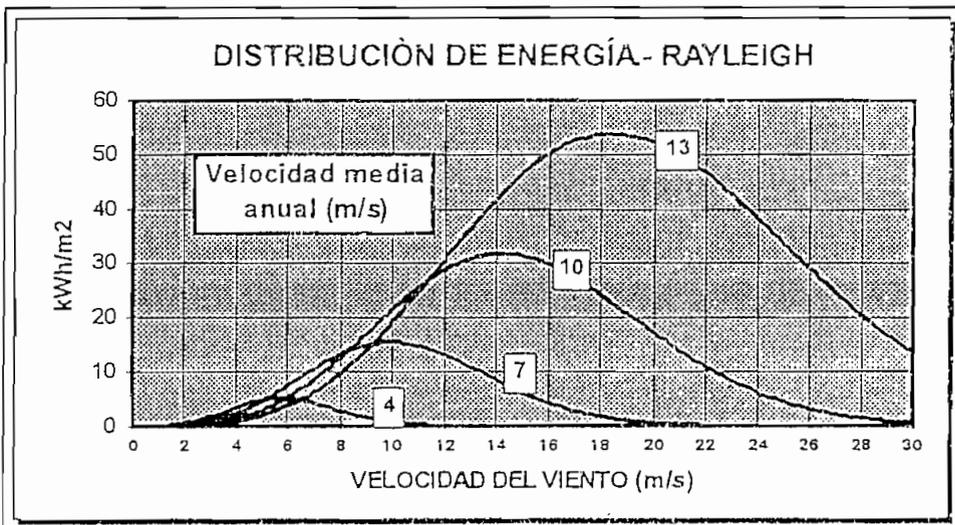
La distribución de Rayleigh para diferentes valores de velocidad media anual se ilustran en el gráfico 2.2. De esta función se puede obtener la potencia y energía disponibles en el viento evaluando la expresión (14) y reemplazando en (4) y (6) respectivamente.

Gráfico 2.2. Distribución de velocidad de Rayleigh



La expresión de potencia disponible en el viento en función de la velocidad, y la curva de distribución de velocidad de Rayleigh, gráfico No. 2.2, nos permitirán obtener la curva de distribución de energía disponible del viento.

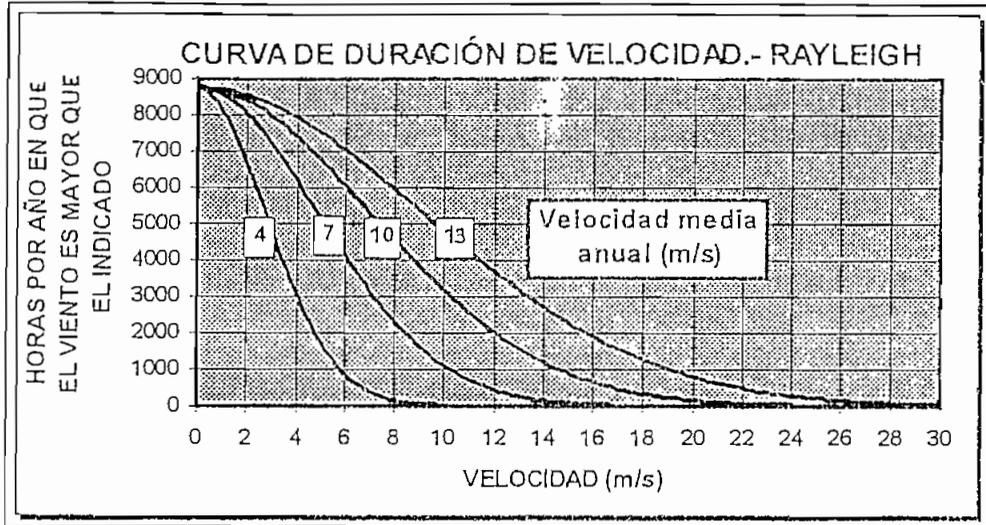
Gráfico 2.3. Distribución de energía.- Rayleigh



Otros conceptos estadísticos

Curva de duración de velocidades.- Es la curva de distribución de velocidades pero en forma acumulada, determinada para un período específico. Señala el número de horas, días, meses, etc, en que la velocidad del viento es mayor que el indicado en eje de las abscisas. Se expone a manera de ejemplo la curva de duración para la distribución de Rayleigh para diferentes velocidades medias

Gráfico 2.4. Curva de duración de velocidad.



Curva de duración de la densidad de potencia.- Es la curva anterior, escalado el eje de las abscisas de acuerdo a la expresión de potencia en función de la velocidad requerida. Pudiendo ser potencia disponible en el viento, potencia máxima teórica o potencia efectiva de salida de una turbina dada.

Horas de viento útil.- Es el número horas de un período en que las turbinas estarán realmente funcionando, es decir aquellas horas en que el viento es superior al de arranque de la máquina. Éstas varían de acuerdo al tipo de turbina.

Gradientes de velocidad

El viento concentrado en grandes masas de aire hace su recorrido en forma paralela a la superficie de la tierra. Las fricciones existentes entre la superficie de la tierra y el aire en movimiento y, entre las mismas capas de aire, generan diferencias de velocidades entre capas verticales, estableciéndose gradientes de velocidad dependientes de la altura sobre el nivel del terreno.

Normativos del campo meteorológico hacen que generalmente encontremos registros de velocidades a una altura de 10 m sobre el nivel del terreno. Para establecer el viento a otra altura (generalmente a la altura del eje de la turbina en estudio) se debe recurrir a factores de corrección.

La variación de la velocidad del viento como una función de la altura, válida dentro de la capa límite de la atmósfera, se expresa acertadamente con la relación siguiente:

$$V_h = V_o * (h/h_o)^{\alpha} \quad (16)$$

donde,

V_h : Velocidad del viento a la altura h

V_o : Velocidad del viento a la altura h_o

α : Coeficiente exponencial de fricción que depende de las características del terreno

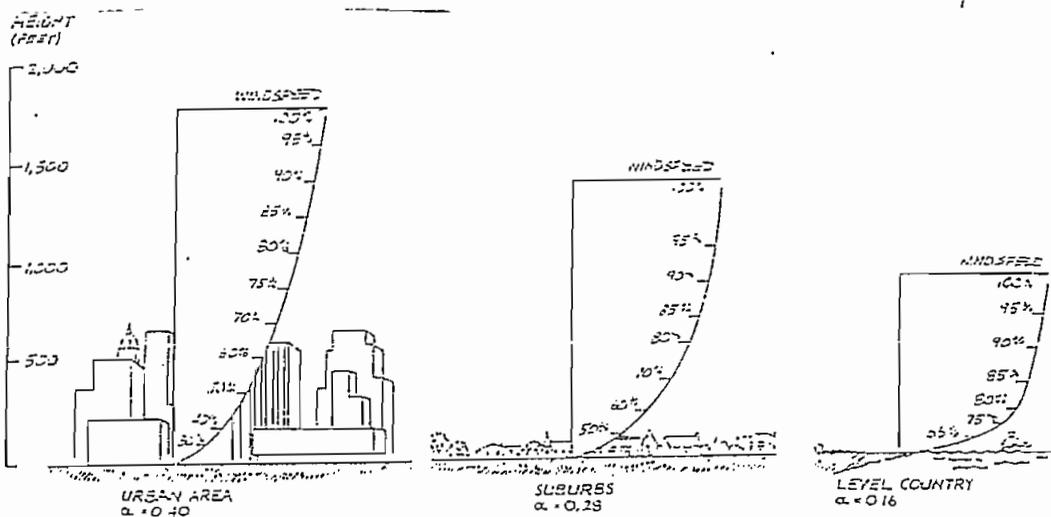
El coeficiente de fricción α es obtenido generalmente para valores superiores a 4 m/s que son los que generan energías representativas y usualmente tiene valores entre 0,1 para terrenos muy lisos y 0,4 para terrenos rugosos. El siguiente cuadro presenta valores típicos para este coeficiente:

☑ Cuadro No. 2.3 Coeficiente de fricción superficial

Descripción del terreno	α
Superficies lisas, lagos u océanos	0,10
Arbustos pequeños en terrenos sin cultivo	0,14
Praderas con pastos al pie, ocasionalmente árboles	0,16
Cultivos Altos rodeados de pocos árboles	0,20
Muchos árboles y ocasionalmente edificios	0,22 - 0,24
Terrenos arbolados, pequeñas poblaciones y suburbios	0,28 - 0,30
Áreas urbanas con edificios altos	0,40

Referencia: The Wind Power Book [26]

☑ Gráfico No. 2.5. Coeficientes de rugosidad de acuerdo a la característica del terreno.



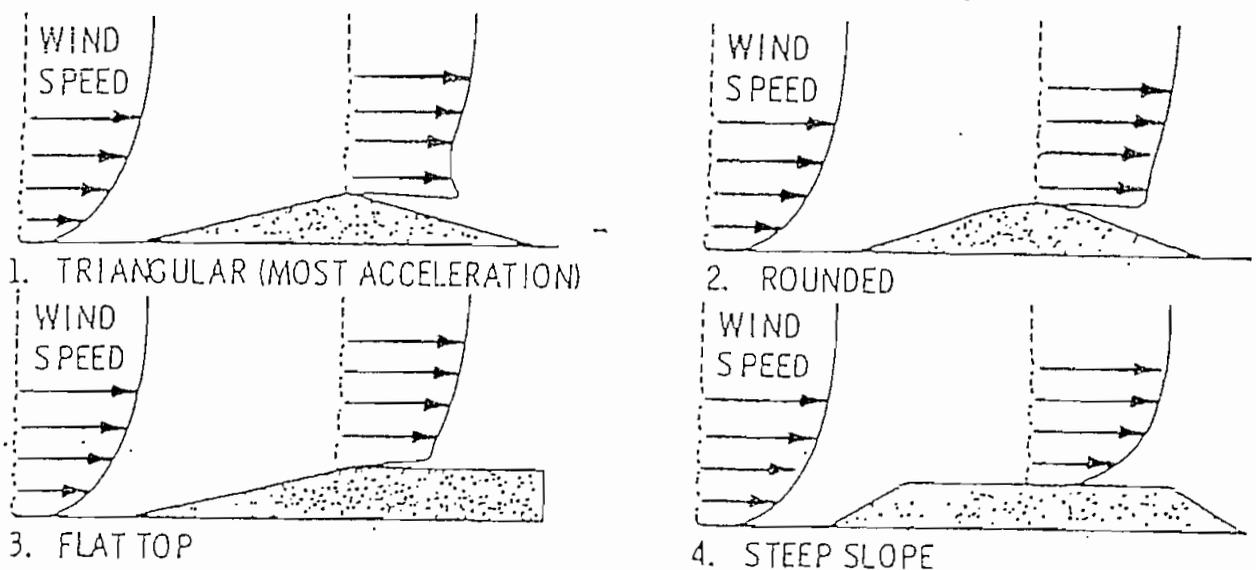
Referencia: The Wind Power Book [26]

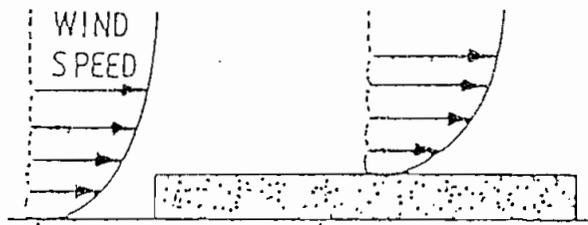
Si bien, el principal parámetro que determina la potencia y energía disponible es la velocidad, existen otras características que son fundamentales para considerar a una zona adecuada para la instalación de centrales de viento:

- El terreno costero montañoso brinda buenos sitios para generación eólica.
- Una playa abierta es ideal para la instalación.
- Tener fácil acceso. Las adecuaciones de vías representan gastos adicionales que podrían comprometer la rentabilidad del proyecto.
- En las inmediaciones de la instalación no debe haber obstrucciones altas en contra del viento.
- Las cimas de colinas llanas, redondeadas y con pendientes suaves que estén en una llanura o en una isla lacustre es un buen sitio.
- Un desfiladero que permita la concentración del flujo de viento constituyen zonas prometedoras para los aerogeneradores.

El siguiente gráfico permite observar el flujo de viento dependiendo del tipo de terreno que atraviesa.

Gráfico No. 2.6. Impactos de cresta de acuerdo al recorrido del viento





5. BLUFF (LEAST ACCELERATION)

Referencia: *Proyectos de desarrollo de energía renovable* [36]

Turbulencia [7]

Una importante consideración del sitio es la turbulencia en el viento. La turbulencia es caracterizada por perturbaciones rápidas o irregularidades en la velocidad del viento, en su dirección o ambas. El indicador de turbulencia comúnmente usado es la desviación estándar de la velocidad del viento. Este valor de velocidad media del viento es normalizado calculando la intensidad de turbulencia (IT):

$$IT = \frac{S}{\bar{V}} \quad (17)$$

donde,

IT : Intensidad de turbulencia

S : Desviación estándar de velocidad

\bar{V} : Velocidad media del viento.

Una turbulencia relativamente baja está caracterizada por una IT de 0,1 o menor. Una turbulencia moderada tiene valores de IT entre 0,1 y 0,25, mientras que las turbulencias significativas tienen valores superiores. Se debe tener presente que IT es relativo y no un indicador absoluto del nivel de turbulencia. Este parámetro provee una valoración general de la turbulencia en el sitio, y no es adecuado para verificar curvas de supervivencia de turbinas de viento

Determinación de la presión atmosférica [2]

La presión atmosférica se puede expresar como una función de la altura sobre el nivel del mar, lo cual representa una excelente aproximación y una buena alternativa en caso de no disponer de mediciones directas del parámetro.

En los gases la densidad es comparativamente pequeña respecto a los líquidos, y la diferencia de presión entre dos puntos generalmente es despreciable. No obstante si estos puntos están relativamente lejanos la presión tiene variación. La presión atmosférica varía notablemente a medida que ascendemos a grandes alturas.

Se puede tener una buena aproximación de la variación de la atmósfera terrestre con la altura si suponemos que la densidad es proporcional a la presión. Esto sería aceptablemente cierto si la temperatura del aire fuese la misma a cualquier altitud. Usando esta suposición y la de que se pueden despreciar la gravedad con la altura, se llega a la expresión final.

La presión en un gas es:

$$p = \rho * g * h \quad (18)$$

donde,

p : Presión atmosférica

ρ : Densidad atmosférica

g : Gravedad terrestre

h : Altura

La presión disminuye en función de la altura, entonces:

$$\frac{\partial p}{\partial h} = -\rho * g \quad (19)$$

Como ρ es proporcional a p , podemos escribir:

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \frac{p}{p_0} \quad (20)$$

donde p_0 y ρ_0 son los valores conocidos de la presión y la densidad al nivel del mar. Entonces:

$$\frac{\partial p}{\partial h} = -g * \rho_0 * \frac{p}{p_0} \quad (21)$$

de modo que

$$\frac{\partial p}{p} = -g * \frac{\rho_0}{p_0} \partial h \quad (22)$$

Integrando esta expresión, con sus límites respectivos, obtenemos

$$p = p_0 * e^{-g * \left(\frac{\rho_0}{p_0}\right) h} \quad (23)$$

Se tiene además que:

$$g = 9,8 \text{ m/s}^2 \quad \rho_0 = 1,2 \text{ kg/m}^3 \text{ (20}^\circ\text{C)}$$

$$p_0 = 1,01 \times 10^5 \text{ Pa}$$

por lo tanto,

$$p = p_0 * e^{-a * h} \quad (24)$$

donde,

$$a = 0,116 \text{ km}^{-1}$$

(24) expresada en bares quedaría como:

$$p = 1,01 * e^{-0,116 * h} \quad (25)$$

donde,

p: presión atmosférica [bares]

h: elevación del sitio [km]

Determinación de la densidad del aire

La densidad del aire es un parámetro meteorológico que de acuerdo a la expresión (4) tiene influencia directa sobre la potencia y energía disponible, y se la puede obtener de la siguiente expresión, dependiente de la temperatura [44]:

$$\delta = 1,28 * p * (1 - \alpha T) \quad (26)$$

donde,

δ : Densidad del aire, [kg / m³]

p : Presión del aire, [Bares]

α : 1 / 273

T : Temperatura, [°C]

Si se deriva esta expresión en función de la temperatura, se puede observar que la sensibilidad respecto al último parámetro es mínima, de tal forma que la densidad atmosférica, sin incurrir a mayor error, puede ser simplificada a:

$$\delta = 1,28 * p \quad (27)$$

2.1 ASPECTOS AMBIENTALES.

Dentro de los aspectos de desarrollo tecnológico, los parámetros indicadores del mismo han cambiado notablemente, a tal punto que un país es rico no sólo por su gran producto interno bruto sino que deberá tener también una gran reserva de recursos naturales para el futuro, resultado de la aplicación de políticas adecuadas que fomenten la protección al medio ambiente.

Este concepto plantea además, que el desarrollo del sector energético no sólo debe enfocarse a una ampliación de la oferta de energía, sino también a principios de preservación de recursos naturales y mitigación de los impactos ambientales negativos, que tanto la producción como el consumo de energía implican.

En el transcurso de los últimos años, el desarrollo energético ha tenido cierta armonía con los conceptos de preservación de recursos naturales y protección del medio ambiente. Este avance obedece básicamente a la presión ejercida por organismos internacionales, tanto públicos como privados y posteriormente a una profunda conciencia nacional que ha logrado de parte de los gobiernos, la formación de instituciones, así como la creación de leyes y reglamentos a favor de estos conceptos [10].

De esta forma el sector eléctrico cuenta la Unidad de Manejo Ambiental del Sector Eléctrico (UMASE) que se encarga de hacer el estudio de los impactos ambientales de los proyectos propuestos en el plan de expansión del INECEL.

En este mismo marco, la Nueva Ley Eléctrica en discusión, pretende incentivar el uso y desarrollo de técnicas y tecnologías "puras" que coadyuven a la mitigación y corrección de los impactos ambientales.

Dentro de las fuentes de energías, la eólica junto a otras fuentes alternativas se encuentra en los primeros lugares de “pureza”, ya que la naturaleza del recurso y las formas de implantación y operación de las centrales, permiten una armonía con el medio ambiente, lográndose un mínimo impacto ambiental.

Calificaciones al impacto ambiental

Los impactos ambientales se califican de acuerdo a una escala de niveles expresada como compatible, moderado, severo y crítico [10].

“Impactos compatibles: Son aquellos en los que luego de que las acciones impactantes han cesado, el o los componentes ambientales afectados se recuperan inmediatamente, sin la necesidad de la aplicación de prácticas protectoras, correctoras o mitigantes.

Impactos moderados: Son aquellos en los que luego de que las acciones impactantes han cesado, el o los componentes ambientales afectados no se recuperan inmediatamente, y para lograr su recuperación necesitan de la aplicación de prácticas protectoras, correctoras o mitigantes poco intensivas .

Impactos severos: Son aquellos en los que luego de que las acciones impactantes han cesado, el o los componentes ambientales afectados precisan para su recuperación de un período de tiempo dilatado y la aplicación de prácticas protectoras, correctoras o mitigantes intensivas.

Impactos críticos: Son aquellos en los que luego de que las acciones impactantes han cesado, el o los componentes ambientales afectados han perdido, y lo continúan haciendo, la calidad de las condiciones ambientales iniciales, sin que exista una posibilidad cierta de recuperación incluso con la adecuación de prácticas protectoras, correctoras o mitigantes muy intensivas.”

A continuación se realiza un análisis de los diferentes parámetros que podrían ser afectados por un proyecto de generación eólica, el cual sin querer ser especializado pretende dar una idea de los impactos ambientales que se tendrían.

A. Impactos sobre el medio físico

A.1 Componente atmosférico

Las centrales eólicas se pueden comparar con razonable certeza a un bosque de árboles relativamente altos, lo que nos permite concluir que la influencia sobre el clima resulta improbable.

Es incuestionable que existirá una disminución de la velocidad de viento al cruzar por las aspas del aerogenerador, debido a que gran parte de la energía cinética contenida es aprovechada como energía mecánica y posteriormente eléctrica, pero el viento recuperará en poca distancia sus características cinéticas como resultado del transporte hacia abajo del momento de los vientos superiores más fuertes, sin causar mayor alteración climática. Este fenómeno es tomado en cuenta al definir el espaciamiento entre turbinas. IMPACTO MODERADO.

Las aplicaciones de generación de energía eléctrica mediante centrales eólicas, que se enmarcan en aplicaciones de mediana y gran escala al igual que este proyecto, no conciben el almacenamiento de energía en baterías o indirectamente en represas mediante bombeo de agua, debido a que económicamente resulta poco práctico guardar grandes bloques de energía en sistemas de almacenamiento. Consecuentemente no tendrá contaminación debido al plomo de las baterías ni alteraciones ambientales, resultantes de la construcción de otras alternativas de almacenamiento.

En los sistemas eólicos no existe calor residual que eliminar, ya que sólo una pequeña parte de la energía mecánica se convierte en energía térmica como resultado de la fricción de los componentes. No así en las centrales convencionales donde la combustión, reacción, fricción y descargas de agua caliente en forma directa o por drenaje, producen altos niveles de calor y expulsión de gases tóxicos, nocivos para la naturaleza circundante por alteración del medio. IMPACTO COMPATIBLE.

La contaminación acústica por el gran número de aerogeneradores debido a la rotación de las aspas, es un parámetro que a pesar de que la tecnología lo ha corregido en gran parte, puede tener influencia en poblaciones humanas y animales contiguas a la zona. IMPACTO MODERADO.

Otros parámetros como precipitación, evaporación, humedad y nubosidad que podrían ser alteradas en proyectos hidráulicos, no tienen ninguna significación en generación eólica.

A.2 Componente hidrosférico

Al no ser el agua la substancia de trabajo de las centrales eólicas, y no contar con sistemas de enfriamientos o drenajes que utilicen agua, el componente hidrosférico no se ve alterado. No así en proyectos hidráulicos donde existe una contaminación del agua por incremento de partículas en suspensión, por descargas de afluentes domésticos e industriales provenientes de las instalaciones necesarias para la construcción tales como oficinas, talleres, y de actividades mineras y agropecuarias asentadas aguas arriba, que tienen un impacto calificado como moderado/severo. Otro aspecto severo es la influencia del embalse sobre la calidad del agua.

De igual forma las centrales térmicas presentan alteraciones en la temperatura de los cursos hídricos por descarga de agua caliente en forma directa, y contaminación del agua superficial por derrame de combustibles, aceites y lubricantes.

A.3 Componente geosférico

Las centrales eólicas, que generalmente se encuentran en zonas apartadas, requieren de la modificación del suelo para readecuación de vías de acceso, que servirán para la introducción de los equipos constituyentes de los aerogeneradores, así como maquinaria para el montaje y mantenimiento. IMPACTO MODERADO.

Además se necesita la modificación del suelo para la construcción de las bases para la erección de la torres de los aerogeneradores, construcción de las subestaciones y para el tendido subterráneo de los alimentadores en baja y media tensión. IMPACTO MODERADO.

B. Impactos sobre el medio biótico

B.1 Flora

Los campos de generación eólica generalmente ocupan vastas zonas, que comparándolas con centrales térmicas o hidroeléctricas podrían resultar mayores, pero en cuanto al área efectiva utilizada por las torres de los aerogeneradores es mucho menor.

Es importante destacar el hecho de que el terreno de las centrales eólicas pueden ser de uso múltiple y seguir siendo utilizado para la agricultura si es el caso, sin desplazar mayormente los cultivos existentes. Los sitios con posibilidades de instalación están generalmente en lo alto de las cadenas montañosas donde la agricultura es escasa y podría permanecer la tierra en su estado natural. IMPACTO MODERADO.

Los proyectos hidráulicos, que generalmente están en zonas alejadas de la población, acusan una gran deforestación por la construcción de extensas vías de acceso para la movilización de maquinarias y construcción de represas. Los proyectos tanto en Páramo Grande como en Cotopaxi no tiene previsto la construcción de vías de acceso sino sólo la readecuación de las que ya existen, por lo que la flora no se verá mayormente afectada. IMPACTO COMPATIBLE.

B.2 Fauna

Las aves migratorias que tengan su paso por las zonas de influencia de la central eólica se verán afectadas principalmente por la contaminación acústica. Estudios ornitológicos determinarán

finalmente el nivel de impacto sobre estas aves, por lo que no se le da ninguna calificación ambiental.

C. Procesos del ecosistema

C.1 Impactos en los ciclos biogeoquímicos

Un impacto importante en sistemas hidroeléctricos es la alteración del ciclo de agua por incremento de la evaporación, además se presume alteraciones en otros ciclos dentro del área de influencia directa de la central.

En proyectos eólicos no se han determinado cambios en los ciclos del ecosistema.

D. Medio socioeconómico y cultural

D.1 Uso del suelo

Como se mencionó anteriormente, el área efectiva ocupada por la central es reducida, por lo que no se registran mayores cambios en la distribución del uso del suelo, conservándose en su gran mayoría las actividades florícolas. Muchas veces se sugiere que las granjas de aerogeneradores podrían servir para crear franjas protectoras en áreas donde la erosión del suelo es un grave problema.
IMPACTO MODERADO.

Las centrales hidráulicas utilizan ingentes cantidades de terreno, que supone las represas de agua, canales de transporte y casas de máquinas, en las cuales se desperdicia tierra agrícola o tierra destinada a la actividad pecuaria.

D.2 Asentamientos humanos y servicios

Por la ubicación geográfica de la central, concentrada en cadenas montañosas alejadas relativamente de las poblaciones, no evidencian asentamientos humanos dentro de la zona de incidencia de la central.

Los servicios para los empleados y trabajadores de la central tales como educación, salud, salubridad, etc, pueden ser dotados por las poblaciones cercanas a las centrales, mientras que los servicios de transporte y comunicación serían responsabilidad de la administradora de la central.
IMPACTO MODERADO

D3. Cultural, étnico y estético

No se prevé mayor cambio o afección al sistema cultural, más bien la instalación de la central eólica promoverá la conciencia del uso de técnicas y tecnologías “limpias” que conserven el medio ambiente. IMPACTO MODERADO.

En el área de instalación de las centrales no se registran asentamientos humanos o de alguna etnia, por lo que no se verán afectados por el proyecto.

Debido a que la potencia es función del área que barren las aspas, las turbinas generalmente resultan ser grandes estructuras con problemas de perturbación. Este inconveniente es mínimo debido a que por efectos de perturbaciones en el flujo de viento, el recurso del viento en el país, se concentra en cadenas montañosas apartado de las poblaciones, con lo cual pocas personas se verán afectadas por este efecto estético visual. IMPACTO MODERADO.

Del análisis realizado podemos concluir que la generación eólica representa un tipo de fuente renovable de alta pureza por su reducido impacto ambiental, constituyendo así una buena alternativa frente a las fuentes convencionales que traen un creciente deterioro al medio ambiente.

Como complemento al enfoque general presentado, se añaden ciertos aspectos del estudio realizado por técnicos ambientales en el área de Páramo Grande, en el cual se concluye que el impacto de esta central al medio ambiente y el influjo del medio ambiente a la central son mínimos, y que el proyecto es viable en todas sus etapas: planificación, construcción, operación y desmantelamiento cumpliendo ciertas sugerencias, principalmente en las etapas de construcción y desmantelamiento [46]:

La diversidad faunística,, es mínima, lo cual se relaciona con la alteración del área para uso agrícola con la tendencia general de reducción de diversidad a medida que se aumenta la altitud. La poca diversidad faunística, propia de una zona de páramo, hace que el proyecto no represente peligro de accidentes de las aves con las aspas de los molinos

Existen dos zonas de vegetación: la primera compuesta por vegetación de forraje y la segunda por plantas nativas como *Lupinus*, *Oreopanax*, etc. Ambas zonas se encuentran en estado de vegetación aceptable. Se recomienda que las torres de las turbinas deben tener un espaciamiento adecuado de la vegetación original, para evitar turbulencias y cualquier impacto en las etapas de construcción.

Durante la etapa de construcción, el suelo podría ser afectado por derramamiento de los combustibles y grasas utilizadas. Se recomienda tomar las precauciones necesarias al respecto. En la etapa de operación, la porción de terreno utilizado es mínimo, requerido únicamente para las

bases de las torres y subestaciones. La disposición de torres será beneficiosa para contrarrestar la erosión del suelo.

El agua de acequias cercanas es limpia y no presenta contaminación química u orgánica. Para uso humano se deberá tomar las precauciones necesarias. En la fase de construcción es imperativo el proteger el agua de posibles contaminaciones con los combustibles utilizados.

Dentro de los aspectos socioeconómicos, los pobladores de zonas aledañas, están totalmente de acuerdo con el proyecto ya que representa un beneficio para el país. El proyecto les beneficiaría con plazas de trabajo y mejoramiento de vías. El impacto socioeconómico es positivo.

Concluye el estudio ambiental: *“...El proyecto Páramo Grande no constituye una amenaza a la calidad del ambiente, por el contrario es beneficioso en cuanto producirá energía eléctrica sin utilizar combustibles...”*

2.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN METEOROLÓGICA DISPONIBLE.

La investigación y evaluación del recurso eólico en el país tienen como integrantes principales a instituciones estatales, dentro de las cuales se encuentra el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología INAMHI, que es la institución que cuenta con el mayor número de estaciones meteorológicas con registros de viento. Otras instituciones y organismos estatales complementan la información del recurso en el país.

La información meteorológica sobre el recurso ha sido recopilada de diversas fuentes:

- Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología INAMHI
- Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL
- Dirección de Aviación Civil DAC
- Organización Latinoamericana de Energía OLADE
- Instituto Nacional de Energía INE

Las estaciones meteorológicas existentes y cuyos datos son utilizados para la evaluación del potencial eólico corresponden a diversas categorías cuyas características son las siguientes:

CATEGORÍA	CARACTERÍSTICAS
I orden	Registran valores diarios de dirección y velocidad del viento a las 07, 13 y 19:00 horas
II y III orden	Registran valores mensuales de velocidad media del viento a las 07, 13 y 19:00 horas

Para las estaciones se puede obtener, de acuerdo a la disponibilidad, la siguiente información:

- Promedios mensuales del viento para cada una de las ocho direcciones (N, NE, E, SE, S, SW, W, NW) ya sea en m/s o en nudos aeronáuticos. Estos promedios dependiendo de la fuente de información pueden ser: medias mensuales a partir de promedios diarios (DAC); medias mensuales en base a 3 observaciones diarias (INAMHI) y medias mensuales del recorrido del viento (Otros).
- Frecuencia en porcentajes, con relación al total de observaciones de viento.
- Porcentaje mensual de calmas ($V=0$ m/s.) del total de observaciones.
- Viento máximo en el mes y su respectiva dirección

La mayoría de las estaciones presentadas han sido analizadas durante el lustro 1989 - 1993. Otras estaciones han sido analizadas en períodos distintos dependiendo de la disponibilidad de datos.

El horario de observaciones de viento es variado. De cualquier modo, la naturaleza de la información meteorológica disponible es una constante, basándose en el hecho de que para todas las estaciones se dispone de promedios mensuales de velocidad, aunque con diferentes instrumentos y horarios de medición.

Metodología aplicada

1. La ubicación de los sensores de velocidad de viento y los horarios de muestreo a pesar de estar normalizados por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) varían de acuerdo a la institución, por lo que el análisis meteorológico del viento será aproximado.
2. Las mediciones de viento son obtenidas generalmente a alturas de 10 m, pudiéndose encontrar en pocos casos alturas de 6 y 7 metros.
3. En la mayoría de las instituciones los datos meteorológicos se encuentran desactualizados y discontinuos. Encontrándose en el mejor de los casos registros hasta el año 1993. En efecto, para la mayoría de las estaciones se obtuvo los registros medios mensuales de la velocidad y dirección del viento para el período 1989 - 1993.

4. Los datos medios mensuales se los procesó de acuerdo a su magnitud y a la frecuencia en cada dirección convirtiéndolos en un sólo valor, que represente el promedio anual de la velocidad del viento.
5. Las estaciones meteorológicas en su mayoría, además de la información de viento, presentan datos de elevación y eventualmente de temperatura. El cálculo de la densidad del aire se la realiza en base a la elevación sobre el nivel del mar de la estación meteorológica respectiva, de acuerdo a la relación (27).
6. Para utilizar los valores de velocidad media anual y caracterizar el potencial del viento se recurrió a la función de distribución de viento de Rayleigh expresada mediante la relación (15), y complementariamente a las relaciones (4) y (8) para obtener la potencia media y energía anual disponible del viento.

El cuadro No.2.4 A presenta las estaciones meteorológicas que durante el período 1989-1993 registran vientos iguales o superiores a 4 m/s, que representarían zonas donde el recurso podría utilizarse para electrificación en pequeña o gran escala, en forma aislada o interconectada a la red del sistema local, dependiendo de los perfiles finales del viento, que serían obtenidos mediante monitoreo en sitio y con equipos adecuados.

Como complemento a esta información, en la parte B del mismo cuadro, se presentan otras estaciones meteorológicas que aunque según el procesamiento de datos realizado para el período 1989-1993 no poseen vientos superiores a 4 m/s, otras fuente de información como el INE las han descrito dentro de estas velocidades para los períodos presentados. En estas estaciones se ha tomado únicamente la velocidad media anual y se ha aplicado la distribución de Rayleigh. La potencia y energía al igual que en las otras estaciones también considera el efecto de la elevación en la densidad atmosférica.

Se puede observar que el mayor potencial eólico del país se concentra en las cadenas montañosas de la región interandina y en menor grado en las zonas costeras que tienen influencia de las corrientes oceánicas. Las provincias de mayor influencia eólica son las de la región interandina. De acuerdo al cuadro descrito éstas serían: Pichincha, Imbabura, Loja, Carchi, Cañar, Chimborazo, Bolívar y Cotopaxi. La región oriental es la de menos influencia eólica.

Los perfiles de viento presentados en el cuadro No. 2.4 pueden ser fácilmente corregidos a otra altura diferente de la especificada. Los gradientes verticales caracterizados por el factor de rugosidad o de fricción superficial, nos permiten calcular la velocidad del viento a cualquier altura a partir del perfil conocido a una altura determinada. De igual forma se puede proceder para caracterizar la potencia y energía disponible del viento a cualquier altura.

Validación de datos

Debido a la poca información meteorológica disponible, la heterogeneidad del período de registros presentado por las fuentes, y por los instrumentos de medición utilizados, los cálculos presentados en el Cuadro No. 2.4 con fines de generación de energía, reflejarán únicamente un carácter preliminar de los perfiles de viento en el país.

Es importante destacar las ambigüedades que existen respecto a la información meteorológica existente, específicamente a la velocidad del viento. Dependiendo de la fuente de información, se pueden encontrar estaciones con diferencias marcadas en su velocidad media. Citando un ejemplo, la estación Yangana, mediante procesamiento de las distribuciones de frecuencias de viento presentada por el INAMHI para el período 1989-1993 tiene una velocidad media anual de 8,6 m/s, mientras que el INE registra velocidades promedio de viento para la misma estación de 5,5 m/s [36]. Igual situación presentan otras estaciones meteorológicas.

Los equipos de medición utilizados en las estaciones consisten básicamente de sensores aspa de Wild que no son precisamente para el muestreo del viento con fines de generación eléctrica.. Los equipos apropiados para el monitoreo están provistos de sensores electrónicos con muestreos en períodos muy cortos que están en el orden de los pocos segundos.

Cuadro No 2.4A. POTENCIA Y ENERGÍA DISPONIBLE EN EL VIENTO.- DISTRIBUCIÓN DE RAYLEIGH

POTENCIA MEDIA Y ENERGÍA ANUAL DEL VIENTO. ECUADOR

INAMHI									
Provincia	Estación	Periodo Registro	Latitud	Longitud	Elevación (m)	Densidad (kg/m ³)	Velocidad media anual (m/s)	Potencia media (W/m ²)	Energía Anual (kWh/m ²)
Bolívar	Caluma	1989-1993	1° 37' 12" S	79° 17' 35" W	350	1.22	4.2	61	536
Chimborazo	Guamote	1989-1993	1° 56' 0" S	78° 43' 0" W	3,020	0.91	5.3	90	790
Chimborazo	Pachamama-Tixán	1989-1993	2° 11' 37" S	78° 46' 40" W	3,690	0.84	6.2	134	1,170
Chimborazo	Pungales	1989-1993	1° 35' 0" S	78° 34' 0" W	2,550	0.96	4.0	41	359
Cotopaxi	Cotopaxi-Minitrak	1989-1993	0° 36' 41" S	78° 34' 19" W	3,540	0.85	6.5	165	1,447
Galápagos	San Cristóbal	1989-1993	0° 54' 0" S	89° 36' 0" W	6	1.22	4.0	55	482
Guayas	Playas-Gral. Villamil	1989-1993	2° 37' 41" S	80° 24' 4" W	6	1.22	4.0	55	482
Loja	Yangana	1989-1993	4° 21' 46" S	79° 10' 32" W	1,860	1.04	8.6	441	3,862
Morona Sant.	Gualaquiza	1989-1993	3° 24' 0" S	78° 34' 0" W	750	1.19	4.2	58	512
Pichincha	Tomalón-Tabacundo	1989-1993	0° 2' 0" S	78° 14' 0" W	2,790	0.94	4.2	46	404

Observaciones: Altura del sensor. 10 m

DIRECCIÓN DE AVIACIÓN CIVIL

Imbabura	Aerop. Ibarra	1989-1993	00° 20' N	78° 08' W	2,228	1.00	4.3	53	463
Loja	Aerop. Loja	1989-1993	03° 59' N	79° 22' W	1,238	1.12	4.6	73	635

Observaciones: Altura del sensor. 10 m

INECEL

Azuay-Loja	M. Huaschaca*	1984-1991	03° 20' 33" S	79° 22' 55" W	1,040	1.15	6.0	164	1,436
Imbabura	Salinas	1984-1987	0° 29' 44" N	78° 07' 38" W	1,780	1.05	4.0	44	384
Loja	Ventolera Velacruz	1985-1987	04° 01' 45" S	79° 12' 0" W	2,140	1.01	6.0	144	1,264

Observaciones: Altura del sensor. 6 m. * Registro discontinuo

Cuadro No 2.4 B POTENCIA Y ENERGÍA DISPONIBLE EN EL VIENTO.- DISTRIBUCIÓN DE RAYLEIGH

POTENCIA Y ENERGÍA MEDIA ANUAL DEL VIENTO. ECUADOR

INSTITUTO NACIONAL DE ENERGÍA

Provincia	Estación	Periodo registro	Latitud	Longitud	Elevación (m)	Densidad (kg/m ³)	Velocidad media anual (m/s)	Potencia media (W/m ²)	Energía Anual (kWh/m ²)
Carchi	El Angel	1978-1981	0° 37' 35" N	77° 56' 38" W	3,000	0.91	6.6	175	1,530
Imbabura	Atuntaqui	1978-1981	0° 19' 39" N	78° 13' 17" W	2,350	0.99	4.5	60	523
Pichincha	Machachi*	1978-1981	0° 29' 23" S	78° 34' 11" W	2,910	0.92	7.1	220	1,924
Pichincha	Malchinguí	1978-1980	0° 03' 20" N	78° 19' 56" W	2,840	0.93	6.6	178	1,558
Pichincha	Olmedo*	1978-1981	0° 08' 53" N	78° 02' 52" W	3,120	0.90	5.3	89	781
Pichincha	Tabacundo*	1978-1981	0° 03' 11" N	78° 14' 06" W	2,955	0.92	5	76	669

Observaciones: Datos de viento tomados de la referencia 23. Altura del sensor 10 m. (*) a 7 m.

2.3 SELECCIÓN DE LOS SITIOS CON POSIBILIDADES DE INSTALACIÓN Y ANÁLISIS ESTADÍSTICO PRELIMINAR

Puesto que la potencia producida es función del cubo de la velocidad del viento, es importante hacer un estudio meteorológico confiable para localizar zonas que tengan viento persistentemente fuertes. El cálculo erróneo del potencial eólico disponible puede ser razón predominante para el fracaso económico de proyectos de este tipo.

Los sitios potenciales deben ser motivo de análisis al menos durante un año con mediciones en el sitio mismo de la futura instalación, e incluso se recomienda establecer correlaciones de datos a corto plazo con los registros a largo plazo de una estación meteorológica cercana, con el objeto de determinar si los datos a corto plazo son representativos para proyectarlos al largo plazo. Es recomendable un programa de mediciones a varias alturas, para caracterizar con precisión los gradientes verticales de velocidad, así como el régimen de vientos de la localidad, especialmente en sitios donde el terreno presenta grandes accidentes geográficos.

Todas las localidades presentadas en el cuadro No. 2.4 podrían resultar en términos de viento existente, sitios potenciales para la instalación de centrales de pequeña o gran potencia, dependiendo del perfil de viento específico. La decisión final deberá ser tomada considerando las características y disponibilidad del terreno, y de otros parámetros meteorológicos como son la densidad del aire, turbulencias, etc. El monitoreo en sitio, utilizando equipos de mayor precisión es recomendable.

En este punto, y una vez estudiados los conceptos de distribución de Weibull, es importante destacar que aunque la velocidad media es un buen parámetro para medir la potencialidad eólica, ésta no es la única. El factor de forma de la distribución de Weibull indica que zonas que tengan velocidades medias de viento ligeramente superiores a otras, podrían tener, dependiendo de este factor, energías menores.

La potencialidad eólica de las zonas representadas por las estaciones meteorológicas descritas en el cuadro No. 2.4 podrían tener factores de forma tales que concentren energías aún más representativas. Los perfiles presentados en este cuadro pueden ser un punto de partida para la selección de los sitios con posibilidades de instalación.

En efecto, este estudio parte de los datos de viento registrados por las estaciones meteorológicas. Los perfiles descritos permitirían desarrollar programas de prefactibilidad y posteriormente factibilidad en todos los sitios presentados en el cuadro N. 2.4, no obstante se ha elegido específicamente a las áreas de Páramo Grande y Cotopaxi, debido a la cercanía que representan respecto a Quito, a los perfiles de viento registrados por el INAMHI en el caso de Cotopaxi, y a resultados atractivos de estudios de prefactibilidad realizados en la hacienda Aychapicho del sector Páramo Grande cercana a la población de Alóag.

La disponibilidad de grandes extensiones de terreno para la implantación de las centrales, también ha sido un factor importante para la selección de estas zonas para el estudio factibilidad. Los registros de viento otorgados por el INAMHI de la estación meteorológica Cotopaxi-Minitrak para el período 1989-1993 se resumen en el siguiente cuadro:

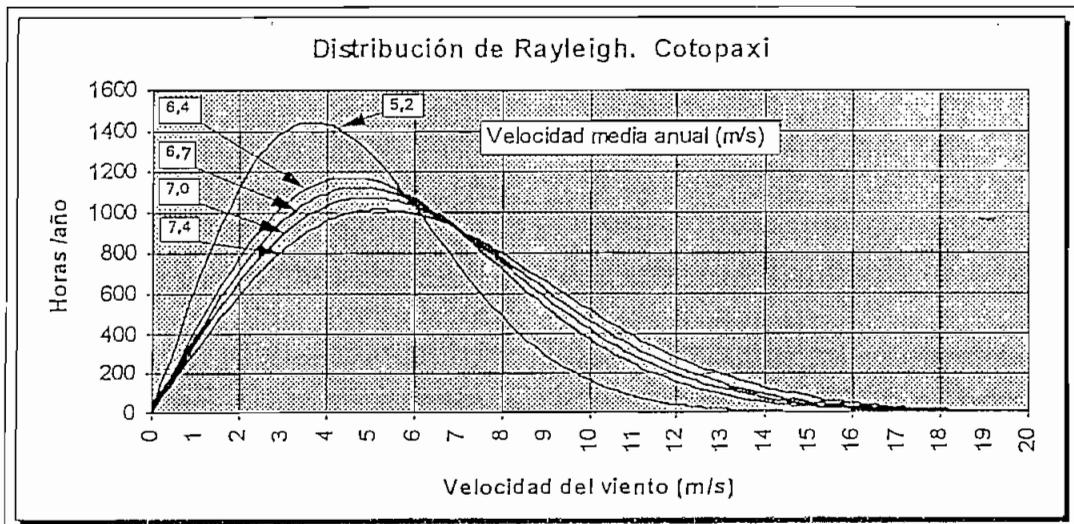
✓ Cuadro No. 2.5 Velocidad media del viento (m/s). Estación Cotopaxi-Minitrak

MES/AÑO	1989	1990	1991	1992	1993	PROMEDIO
ENERO	6,2	6,6	8,8	7,0	4,4	6,6
FEBRERO	7,0	6,0	7,5	6,5	3,7	6,1
MARZO	6,9	6,5	7,0	6,4	3,6	6,1
ABRIL	5,7	5,2	6,6	4,6	2,2	4,9
MAYO	6,0	6,3	6,0	5,0	4,2	5,5
JUNIO	5,6	7,5	7,1	6,2	8,3	7,0
JULIO	7,9	7,5	8,3	8,3	7,7	7,9
AGOSTO	8,0	8,2	9,3	8,9	7,8	8,4
SEPTIEMBRE	6,9	7,9	8,4	6,2	5,2	6,9
OCTUBRE	5,4	6,5	---	6,1	---	6,0
NOVIEMBRE	7,7	7,1	5,9	5,0	---	6,4
DICIEMBRE	7,1	8,6	6,7	6,2	---	7,1
PROMEDIO	6,7	7,0	7,4	6,4	5,2	6,5

Fuente: INAMHI. Altura de medición: 10 m

La distribución de velocidad de Rayleigh aplicada a las estadísticas presentadas se exponen en el siguiente gráfico:

✓ Gráfico No. 2.7. Distribución de Rayleigh para la velocidad de viento. Cotopaxi



La potencia disponible en el viento, utilizando la misma distribución se presentan en el siguiente cuadro:

☑ Cuadro No 2.6. Producción de potencia y energía. Cotopaxi

Año	Velocidad media (m/s)	Potencia disponible en el viento (W/m^2)	Energía anual (kWh/m^2)
1989	6,7	171	1.499
1990	7,0	195	1.710
1991	7,4	231	2.021
1992	6,4	149	1.306
1993	5,2	80	697
PROMEDIO	6,5	165	1.447

Las velocidades promedio así como la potencia y energía disponible en el viento, hacen que Cotopaxi sea una posible zona potencial para la instalación de aerogeneradores.

De igual forma en el cuadro No. 2.7 se presentan la distribución de vientos previstos en el estudio de prefactibilidad para la zona de Páramo Grande. Complementariamente se presenta para esta misma zona un sumario de los principales resultados del estudio de prefactibilidad mencionado [43].

Estudio de prefactibilidad [43]

Respecto a los valores anuales de viento y potencia se presentan los siguientes cuadros:

☑ Cuadro No. 2.7. Distribución diaria estimada en un período de 9 meses.

DURACIÓN (Horas)	VELOCIDAD (m/s)	POTENCIA DE SALIDA (kW)
4	8	25
6	10	36
14	0	0

☑ Cuadro No. 2.8. Distribución diaria estimada en un período de 3 meses.

DURACIÓN (Horas)	VELOCIDAD (m/s)	POTENCIA DE SALIDA (kW)
4	12	60
6	15	75
14	8	25

La producción anual de energía esperada por cada aerogenerador ESI-54-S es de 181.400 kWh.

Los resultados económicos del estudio en que se observa la bondad del proyecto en Páramo Grande se pueden resumir de la siguiente forma:

- Costos de producción por kWh = 3,2 US\$cent
- Precio medio de venta por kWh = 4,6 US\$cent
- TIR = 22,4 %

Capítulo 3

ANÁLISIS DEL RECURSO EN EL SECTOR AYCHAPICHO

Aychapicho se encuentra ubicada en la Provincia de Pichincha, al occidente de la Parroquia Alóag (Parte Alta) en las estribaciones norte del cerro El Corazón. La central a denominarse Páramo Grande, por las características del terreno se encontraría identificada dentro del sector del mismo nombre, entre las latitudes $00^{\circ} 28' 40''$ y $00^{\circ} 29' 47''$ Sur, y desde $78^{\circ} 37' 22''$ hasta $78^{\circ} 38' 15''$ de longitud oeste, con una elevación sobre el nivel del mar de 3.200 a 3.600 metros.

En esta zona existen grandes extensiones de terreno con poca vegetación y cultivos, encontrándose malezas de pequeña altura y pocos árboles. Esta característica es muy importante por cuanto existiría una gran disponibilidad de terreno en que podrán ubicarse las turbinas de viento sin mayor restricción, pudiéndose obtener mejores distancias entre arreglos de turbinas disminuyendo las pérdidas por interferencia.

Los costos de transporte de los equipos a instalarse tienen la ventaja adicional de contar con varios caminos de acceso al área en que se dispondrán las torres. Los caminos cuentan con una firmeza aceptable, que luego de una correcta readecuación estarían aptos para el transporte de maquinaria pesada. Actualmente son utilizados para el transporte de productos alimenticios de la Hacienda Militar Aychapicho.

Otras condiciones locales como la orientación del sitio de interés, complementan la caracterización climatológica del área de estudio:

Las características geomorfológicas de la región orientan los desplazamientos de las masas de aire resultantes de la interacción montaña-valle, que hacen su ingreso por la parte norte de la zona y que al llegar a la cordillera occidental incide en la formación de nubes entre las 14 -16h00 [44]

“Esta misma condición incide en el régimen de lluvias de la zona. La actividad convectiva de la Zona de Convergencia Intertropical actúa directamente en la ocurrencia de las épocas secas y lluviosas dentro de la zona ecuatorial; la curva de precipitación es de carácter bimodal con sus máximos en los meses de marzo y octubre. La época seca corresponde al período abril-septiembre” [44].

Los vientos ascendentes de la interacción océano-atmósfera tienen incidencia sobre las zonas sur de Pichincha y Noroeste de Cotopaxi pero se caracterizan por orientar masas de aire de baja energía en las zonas de influencia. Los vientos de mayor energía hacen su recorrido por la cordillera occidental originados en la parte norte del país.

COTOPAXI

La central *Cotopaxi* se ubicaría en la parte norte de la Provincia del mismo nombre, en las zonas aledañas a la estación meteorológica Cotopaxi-Minitrak correspondiente a los límites geográficos con la provincia de Pichincha. La central por las características del terreno se encontraría identificada en las inmediaciones de la coordenadas geográficas $00^{\circ} 36' 42''$ de latitud Sur, y $78^{\circ} 35' 02''$ de longitud Oeste, con una elevación sobre el nivel del mar de 3.540 metros.

Al igual que la zona de Páramo Grande, las inmediaciones de Cotopaxi-Minitrak cuentan con grandes extensiones de terreno, por lo que la instalación de las torres como los caminos de acceso no representan problema alguno. Los costos de transporte de los equipos a instalarse tendrían la ventaja de contar con carreteras casi al pie de la central.

Los vientos que influyen a esta zona, provienen en menor grado de la Interacción océano-atmósfera que hacen su ingreso por la cuenca del río Pilatón con componentes energéticos de poco aporte, y en mayor grado de interacciones térmicas montaña-valle de las provincias norteñas del país. Los vientos resultantes de estas últimas interacciones son de mayor contenido energético, y poseen además gran influencia sobre la zona de Páramo Grande por la cual hacen su paso antes de llegar al área de Cotopaxi.

Por otro lado, los cambios mensuales e interestacionales de la temperatura, que podrían tener influencia en proyectos eólicos de otros países, no tendrían la misma incidencia sobre las localidades de nuestro país. La situación geográfica favorece las condiciones climatológicas de la zona, contando con temperaturas constantes en la mayor parte del año por su ubicación en la franja ecuatorial. Los cambios de temperatura horaria, tanto de las masas de tierra como de la atmósfera misma, hace que existan diferencias entre los registros de viento en el mismo día. De igual forma los pequeños accidentes orográficos locales de las zonas en estudio, tienen poca incidencia sobre la orientación de las masas de aire.

3.1 DATOS DE MEDICIONES

Los datos de mediciones en las áreas de influencia que tendrán las centrales, han sido recopilados por la compañía *Marketec Sol Viento S.A* propietaria de los mismos, dentro de un proyecto para la Agencia de Desarrollo Comercial *TDA* de los Estados Unidos. Las mediciones realizadas por *Marketec* han sido utilizadas en este trabajo con la debida autorización de la firma, la cual para cumplir el propósito ha llevado a cabo un plan de monitoreo mediante la instalación de equipos electrónicos en cuatro torres en Páramo Grande, y una en la estación meteorológica Cotopaxi-Minitrak propiedad del INAMHI.

La instalación de las cuatro torres en Páramo Grande permitirá caracterizar el viento con relativa certeza a lo largo de toda la zona de influencia de la central, mientras que la única torre instalada en Cotopaxi sólo permitirá hacer un prediseño indicativo para esta central sin incurrir a localización de turbinas.

Adicionalmente con propósitos complementarios al proceso de monitoreo, se instalaron equipos de medición en la estación meteorológica Izobamba durante un mes. La información recolectada de esta estación serviría para establecer correlaciones más adelante descritas, entre las zonas en estudio.

Las diversas torres instaladas han sido identificadas como *sites* (sitios) para guardar concordancia con las identificaciones que asigna el programa utilizado en el análisis e inventariado de datos, *Microsite*. Las principales características de cada *site* se detallan seguidamente:

 Cuadro No. 3.1 Características *SITE 1*

Localidad:	Páramo Grande.
Coordenadas geográficas:	Latitud 0° 28' 40" S Longitud 78° 38' 13" W
Elevación:	3.350 msnm
Alturas de medición de viento:	Magnitud: 10 y 26 m Dirección: 26 m
Altura de medición de temperatura:	3 m
Tiempo considerado	Medido: 8 meses Proyectado: 1 año

☑ Cuadro No 3.2. Características *SITE 2*

Localidad:	Páramo Grande.
Coordenadas geográficas:	Latitud 0° 29' 00'' S Longitud 78° 37' 22'' W
Elevación:	3.300 msnm
Alturas de medición de viento:	Magnitud: 10, 26 y 40 m Dirección: 40 m
Altura de medición de temperatura:	3 m
Tiempo considerado	Medido: 8 meses Proyectado: 1 año

☑ Cuadro No 3.3. Características *SITE 3*

Localidad:	Páramo Grande.
Coordenadas geográficas:	Latitud 0° 29' 18'' S Longitud 78° 38' 15'' W
Elevación:	3.500 msnm
Alturas de medición de viento:	Magnitud: 10 y 26 m Dirección: 26 m
Altura de medición de temperatura:	3 m
Tiempo considerado	Medición: 8 meses Proyección: 1 año

Cuadro No 3.4. Características *SITE 4*

Localidad:	Páramo Grande.
Coordenadas geográficas:	Latitud 0° 29' 47'' S Longitud 78° 37' 42'' W
Elevación:	3.500 msnm
Alturas de medición de viento:	Magnitud: 10 y 26 m Dirección: 26 m
Altura de medición de temperatura:	3 m
Tiempo considerado	Medición: 8 meses Proyección: 1 año

Cuadro No 3.5. Características *SITE 5*

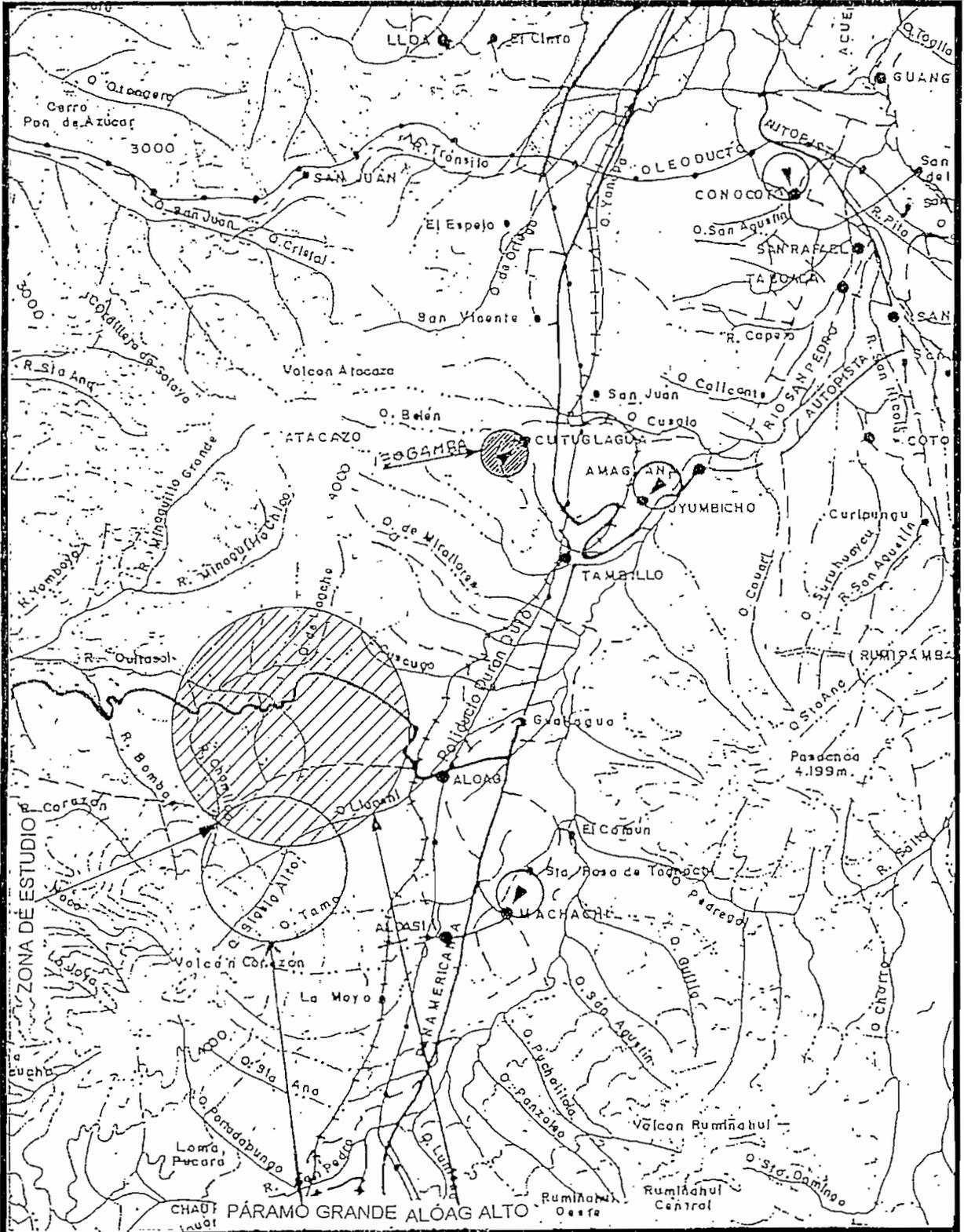
Localidad:	Estación Meteorológica Izobamba.
Coordenadas geográficas:	Latitud 0° 21' 52'' S Longitud 78° 36' 13'' W
Elevación:	3.052 msnm
Alturas de medición de viento:	Magnitud: 10 m Dirección: 10 m
Altura de medición de temperatura:	3 m
Tiempo considerado	Medición: 1 mes

☑ Cuadro No 3.6. Características. *SITE 7*

Localidad:	Estación Meteorológica Cotopaxi-Minitrak
Coordenas geográficas:	Latitud 0° 36' 42'' S Longitud 78° 35' 02'' W
Elevación:	3.540 msnm
Alturas de medición de viento:	Magnitud: 26 m Dirección: 26 m
Altura de medición de temperatura:	10 m
Tiempo considerado	Medición: 6 meses Proyección: 1 año

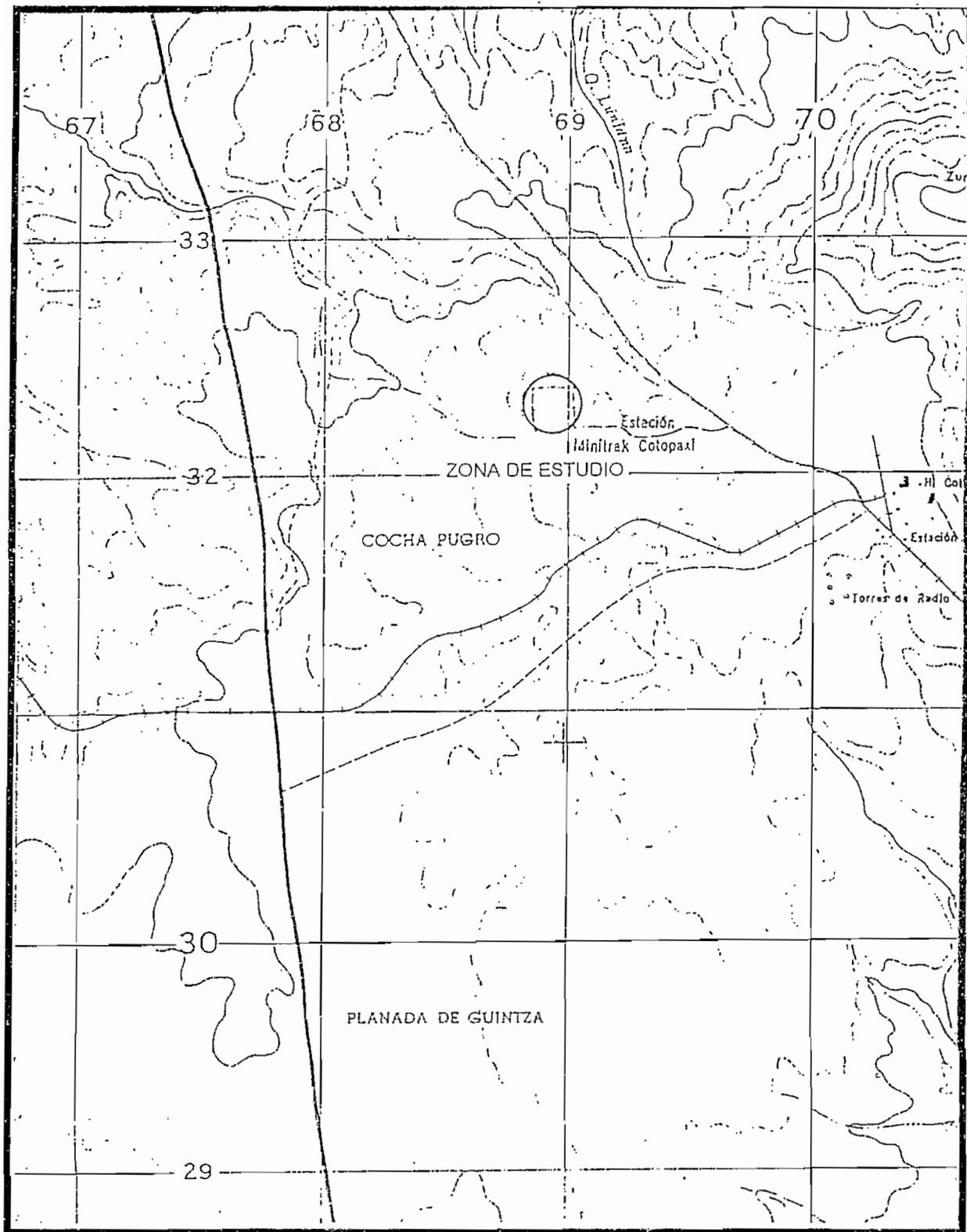
El *site 6* no consta en la descripción, ya que siendo utilizado para propósitos ajenos a este proyecto, ha sido omitido. La figura No. 3.1 presenta una foto aérea de la extensión del terreno del proyecto Páramo Grande, mientras que las figuras 3.2 y 3.3 presentan fotografías de una de las torres de monitoreo instaladas en Páramo Grande y la de Cotopaxi respectivamente. Se tiene además las figuras No. 3.4, 3.5, 3.6 y 3.7 en las que se presentan fotografías de áreas específicas de la central Páramo Grande. Adicionalmente los mapas 3.1 y 3.2 dan una ubicación general de las centrales en estudio.

Mapa No. 3.1. Sector Páramo Grande



Escala. 1: 200.000

Mapa No. 3.2. Sector Cotopaxi



Escala. 1: 200.000

**Fig 3.1. FOTOGRAFÍA AÉREA. EXTENSIÓN
DE LA CENTRAL PÁRAMO GRANDE**

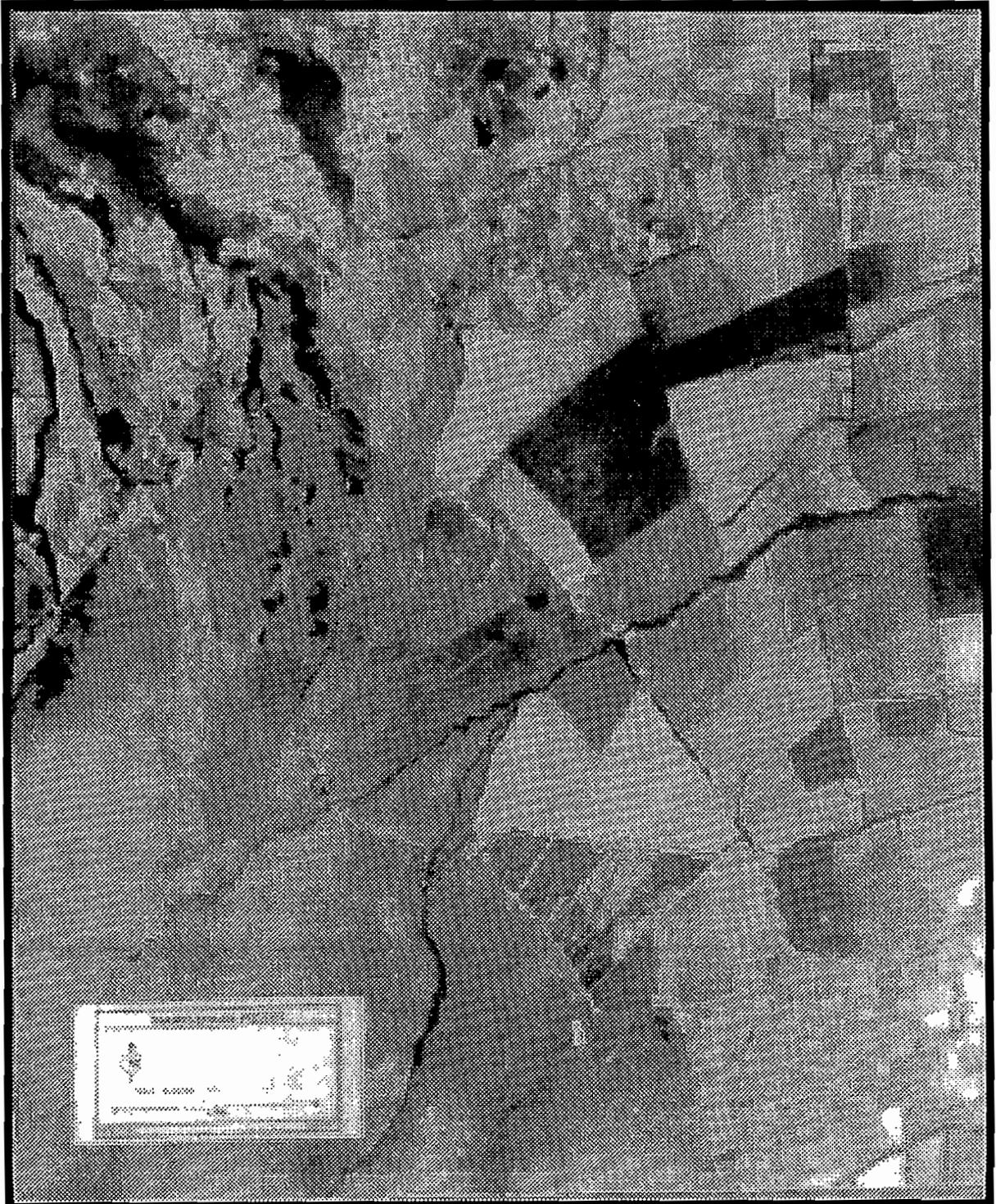


Fig 3.2. CENTRAL EÓLICA PÁRAMO GRANDE TORRE DE MEDICIÓN, SITE 2

- **Ubicación Geográfica:**
Latitud $0^{\circ} 29' 00''$ S
Longitud $78^{\circ} 37' 22''$ W
- **Elevación:** 3.300 msnm
- **Alturas de medición de viento**
Magnitud: 10, 26 y 40 m.
Dirección: 40 m
- **Tiempo de medición**
Proyectado: 1 año
Considerado: 8 meses

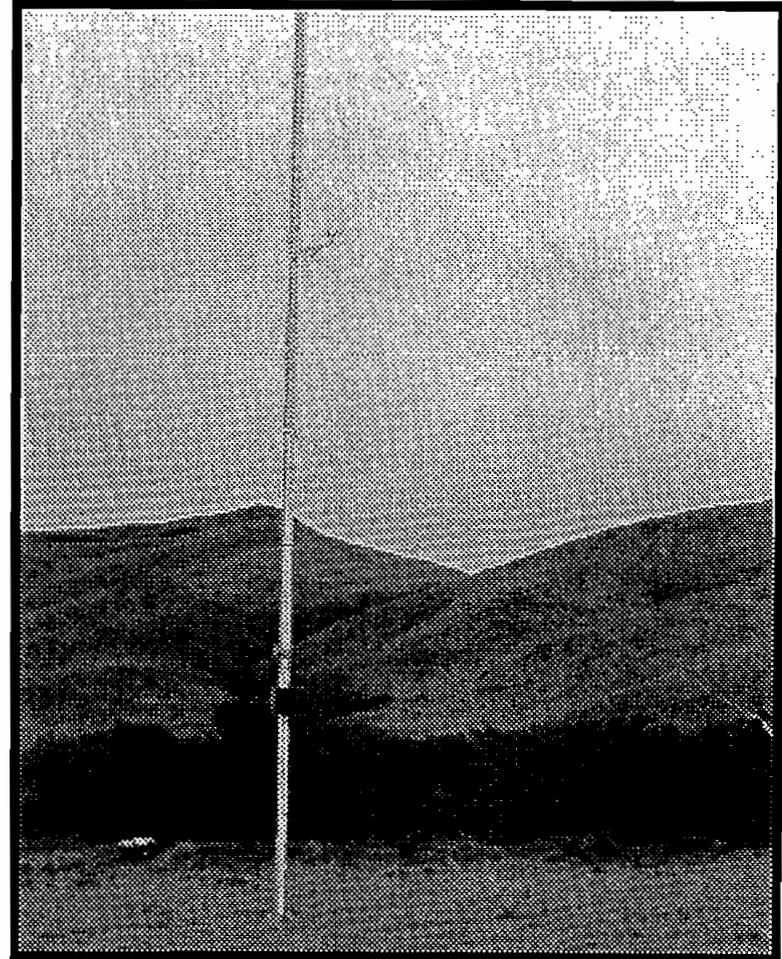


Fig. 3.3. CENTRAL EÓLICA COTOPAXI TORRE DE MEDICIÓN. SITE 7

- **Ubicación Geográfica:**
Latitud $00^{\circ} 36' 42''$ S
Longitud $78^{\circ} 35' 02''$ W
- **Elevación:** 3.540 msnm
- **Alturas de medición de viento**
Magnitud: 26 m.
Dirección: 26 m
- **Tiempo de medición**
Proyectado: 1 año
Considerado: 6 meses

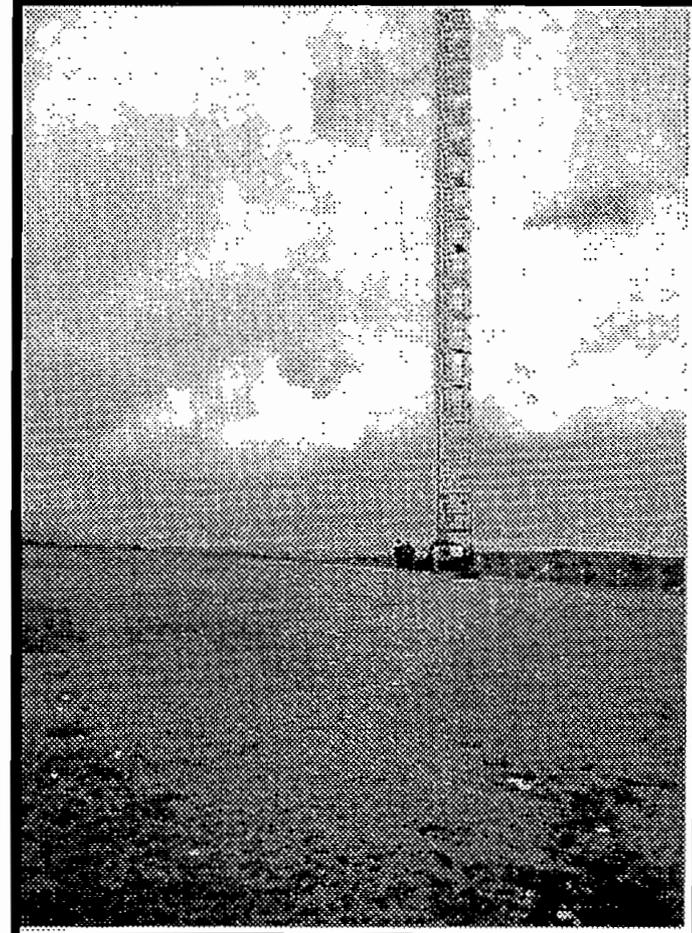


Fig 3.4. CENTRAL PÁRAMO GRANDE SITE 1



- **Ubicación Geográfica:**
Latitud $0^{\circ} 28' 40''$ S
Longitud $78^{\circ} 38' 13''$ W
- **Elevación:** 3.350 msnm
- **Alturas de medición de viento**
Magnitud: 10 y 26 m.
Dirección: 26 m
- **Tiempo de medición**
Proyectado: 1 año
Considerado: 8 meses

Fig 3.5 CENTRAL PÁRAMO GRANDE SITE 2



- **Ubicación Geográfica:**
Latitud $0^{\circ} 29' 00''$ S
Longitud $78^{\circ} 37' 22''$ W
- **Elevación:** 3.300 msnm
- **Alturas de medición de viento**
Magnitud: 10, 26 y 40 m.
Dirección: 40 m
- **Tiempo de medición**
Proyectado: 1 año
Considerado: 8 meses

Fig 3.6. CENTRAL PÁRAMO GRANDE SITE 3



- **Ubicación Geográfica:**
Latitud $0^{\circ} 29' 18''$ S
Longitud $78^{\circ} 38' 15''$ W
- **Elevación:** 3.500 msnm
- **Alturas de medición de viento**
Magnitud: 10 y 26 m.
Dirección: 26 m
- **Tiempo de medición**
Proyectado: 1 año
Considerado: 8 meses

Fig 3.7. CENTRAL PÁRAMO GRANDE SITE 4

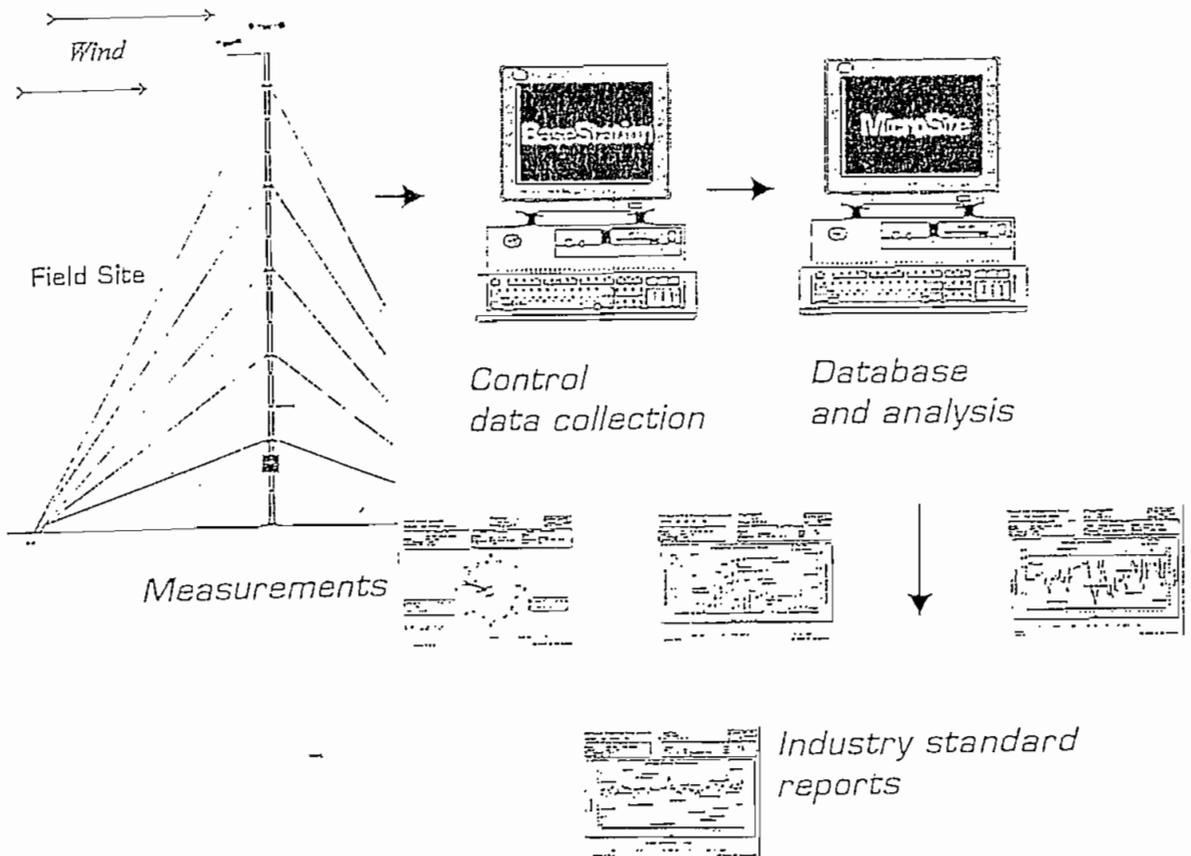


- **Ubicación Geográfica:**
Latitud $0^{\circ} 29' 47''$ S
Longitud $78^{\circ} 37' 42''$ W
- **Elevación:** 3.500 msnm
- **Alturas de medición de viento**
Magnitud: 10 y 26 m.
Dirección: 26 m
- **Tiempo de medición**
Proyectado: 1 año
Considerado: 8 meses

Las mediciones en los sitios descritos se han realizado con equipos registradores remotos computarizados con periodos de muestreo de 1Hz, los cuales presentan datos horarios para todos los parámetros requeridos: Temperatura, velocidad del viento a varias alturas (10, 26 y 40 m) y dirección del mismo a una altura determinada.

La configuración utilizada para el monitoreo de viento consiste en la instalación de torres con equipos registradores *CELLogger 300*, transmisión de datos vía comunicación celular, recepción y control de datos en una estación base localizada en Quito, y finalmente el análisis e inventariado mediante la utilización del software *MicroSite*, de acuerdo al esquema presentado en la siguiente figura:

Figura No 3.8. Configuración de monitoreo.



El Anexo No 1 en su parte correspondiente, presenta las principales características de los equipos utilizados para el monitoreo e inventariado de datos, así como los requerimientos mínimos del software utilizado, mientras que el Anexo No.3 en sus diferentes cuadros presenta las mediciones de velocidad de viento requeridas para el proyecto, en los distintos *sites* ya descritos.

Un resumen de mediciones en las localidades de Páramo Grande y Cotopaxí, presentan los cuadros y gráficos expuestos seguidamente:

A. Velocidad de viento

Cuadro No 3.7. Resumen de mediciones. Velocidad de viento. Páramo Grande

FECHA	Altura de medición			
	26 m		40 m	
	V media (m/s)	Desv Est (m/s)	V media (m/s)	Desv Est (m/s)
Ene-96*	2,9	0,8	3,3	0,9
Feb-96	3,2	1,2	3,5	1,3
Mar-96	2,8	0,7	3,3	0,8
Abr-96	3,0	1,0	3,6	1,2
May-96	3,4	1,7	3,9	1,9
Jun-96	4,6	2,8	5,4	3,2
Jul-96	6,4	4,3	7,3	4,6
Ago-96	6,5	3,3	7,6	3,6
Sep-96	6,6	3,2	7,7	3,3
Oct-96*	6,4	2,6	7,2	2,7
Nov-96*	5,4	0,6	6,0	0,8
Dic-96*	4,0	0,7	4,5	1,0
PROM ANUAL	4,6	1,9	5,3	2,1

* Datos obtenidos mediante extrapolación

▣ Cuadro No 3.8. Resumen de mediciones. Velocidad de viento. Cotopaxi

FECHA	ALTURA DE MEDICION			
	26 m		40 m	
	Veloc. media (m/s)	Desv. Est. (m/s)	Veloc. media (m/s)	Desv. Est. (m/s)
Ene-96*	4,4	0,4	5,2	0,4
Feb-96	4,5	0,6	5,3	0,7
Mar-96	4,3	0,3	5,1	0,4
Abr-96	3,8	1,1	4,3	1,3
May-96	4,2	1,3	4,7	1,5
Jun-96	5,0	1,8	5,6	2,0
Jul-96	6,2	2,5	6,8	2,8
Ago-96	6,1	1,8	6,8	2,1
Sep-96	6,3	1,6	7,5	1,8
Oct-96*	6,5	0,5	7,3	0,6
Nov-96*	6,2	0,5	7,0	0,5
Dic-96*	5,5	0,3	6,2	0,4
PROM. ANUAL	5,2	1,1	6,0	1,2

* Datos obtenidos mediante extrapolación

▣ Gráfico 3.9. Perfil mensual del viento. Central Páramo grande

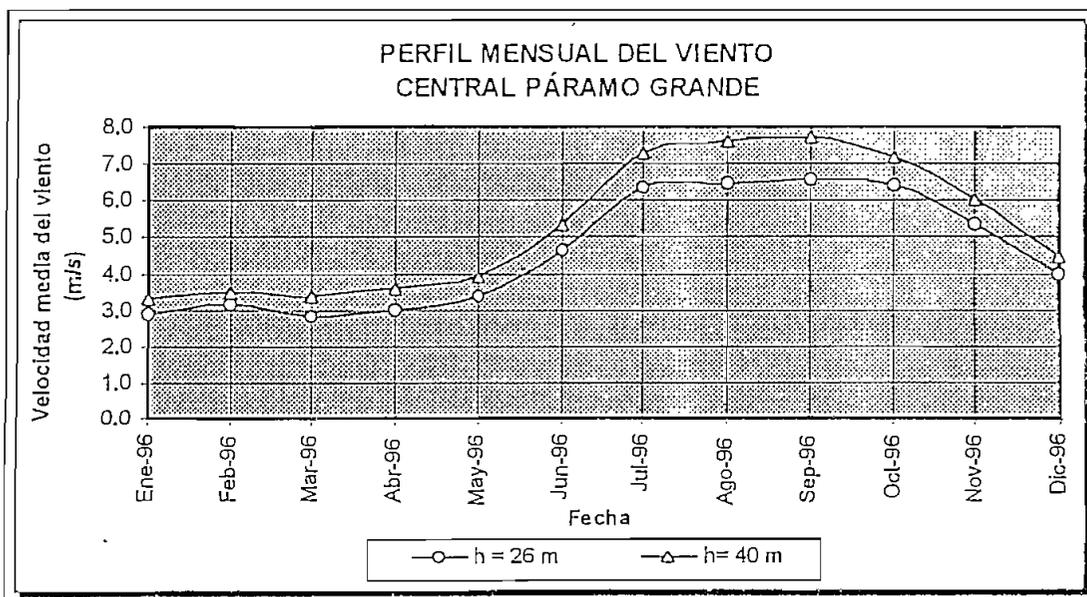
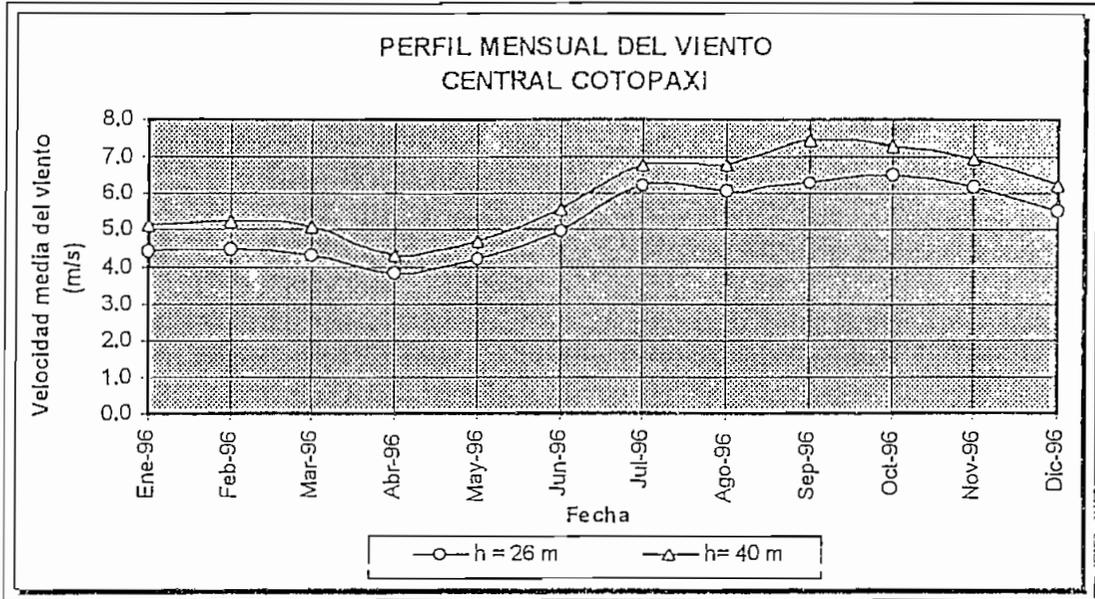


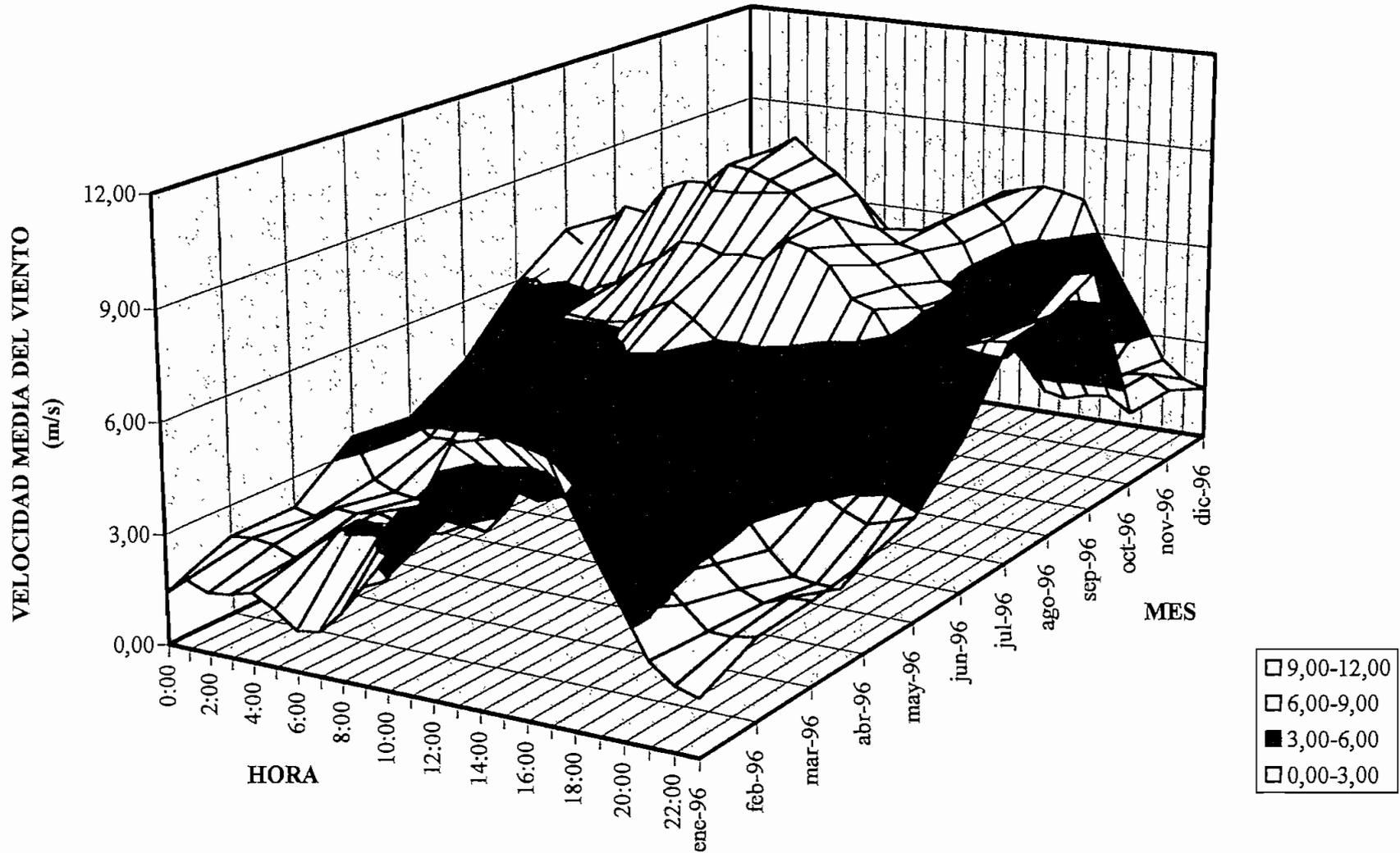
Gráfico 3.10. Perfil mensual del viento. Central Cotopaxi



Estos cuadros se pueden expresar más detalladamente con las variaciones promedios horarias intermensuales presentadas en los gráficos 3.11 y 3.12 a 40 metros de altura sobre la base del terreno.

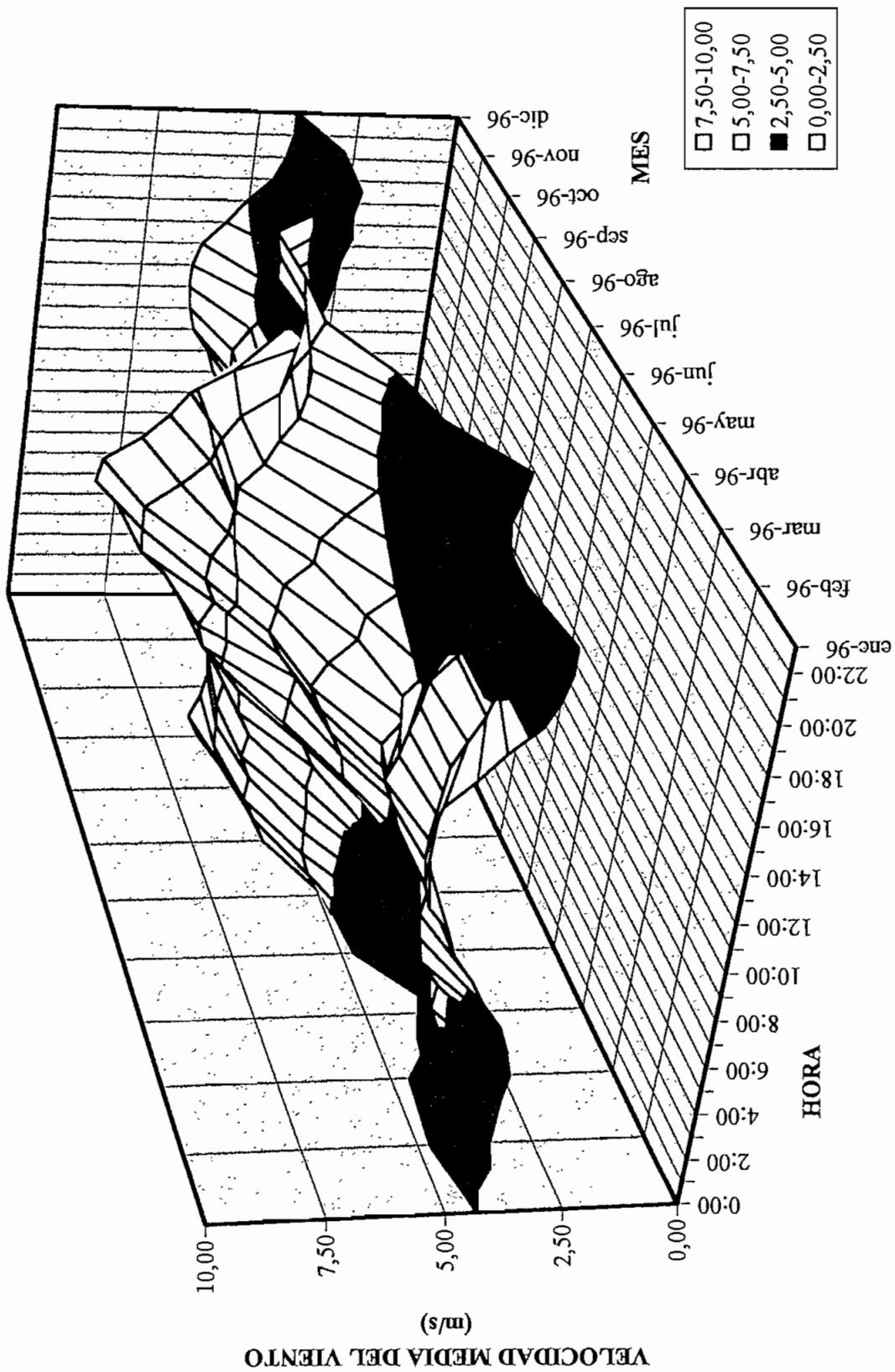
Adicional a las variaciones medias mensuales se presentan otros gráficos de las variaciones promedio horarias de la velocidad del viento, para la altura de 40 m y para cada mes del año en las centrales respectivas. Estas variaciones se las conoce en el campo meteorológico como isopletas de velocidad, y permiten caracterizar al viento en términos de velocidad a lo largo del día y de los meses del año.

Gráf. 3.11. VARIACIÓN HORARIA INTERMENSUAL. PÁRAMO GRANDE
Altura de medición: 40m

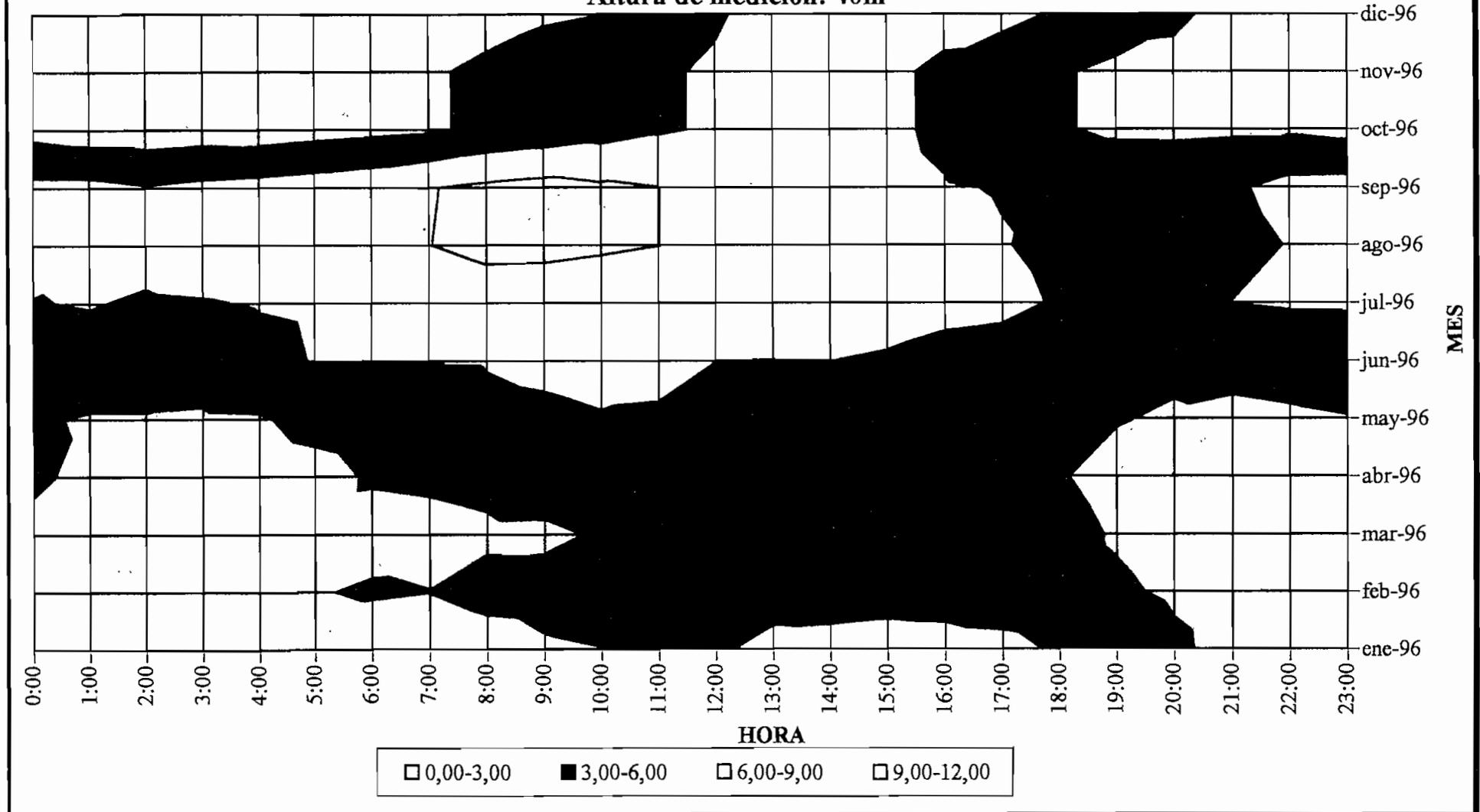


Gráf. 3.12. VARIACIÓN HORARIA INTERMENSUAL. COTOPAXI

Altura: 40 m.



Gráf. 3.13. ISOPLETAS DE VELOCIDAD (m/s). PÁRAMO GRANDE
Altura de medición: 40m



Los gráficos denotan un crecimiento marcado en la velocidad del viento para los meses de verano, y específicamente en los meses de julio, agosto y septiembre, llegando a registrar a 40 m de altura, vientos medios mensuales de hasta 8 y 7 m/s de velocidad para Páramo grande y Cotopaxi respectivamente, pudiéndose además observar velocidades horarias promedio sobre la capacidad nominal de las turbinas en Páramo Grande. Estos meses se caracterizan por lluvias aisladas y vientos fuertes. Los vientos tanto en Páramo Grande y Cotopaxi descienden con la precipitación modal lluviosa en el mes de octubre.

El crecimiento de los vientos y su contenido energético, aparecen en forma acelerada a partir de finales de junio en las zonas de influencia, teniéndose así, que en el período julio-octubre se concentra la mayor parte de la energía disponible del año. En dicho período de tan sólo cuatro meses se ve concentrada aproximadamente el 70% y 65% de la energía total a obtenerse para las centrales de Páramo Grande y Cotopaxi respectivamente. Esta concentración de energía en meses específicos distorsiona el rendimiento anual de las centrales, las cuales deben operar con bajos factores de planta.

Los niveles de energía obtenidos durante los meses de julio-octubre se ven afectados por la disminución de vientos en los meses de invierno e incluso de parte del verano. Los registros indican en el período noviembre-junio la existencia de vientos medios de 5 m/s a 3 m/s e incluso menores en meses específicos en la central Páramo Grande. No así para la Central Cotopaxi donde se tienen para el mismo período vientos sostenidos de entre 4 y 5 m/s de velocidad.

Adicional a las variaciones mensuales y estacionales del viento se observa de las isopletas presentadas a 40 m para la Central Páramo Grande, que las distribuciones horarias del viento en los meses de mayor energía producen velocidades diurnas de entre 9 y 12 m/s a partir de las 8h00 hasta las 12h00. Luego de lo cual decrecen los vientos hasta 6 m/s durante las restantes horas, hasta las 8h00 del siguiente día.

Similar situación presenta la Central Cotopaxi cuyas inmediateces a 40 m concentra vientos diurnos de hasta 10 m/s a partir de las 9h00, extendiéndose durante toda la mañana y cubriendo parte de la tarde hasta las 16h00, luego de la cual los vientos decrecen hasta 5 m/s aproximadamente.

Las características de distribución horaria y mensual del viento mencionadas, permiten concluir que en forma general la máxima generación de energía que pudieren tener las centrales estarían en la mañana, sin coincidir con las demandas máximas de carga que se ubican aproximadamente entre las 18h00 y 21h00, por lo que darían poco soporte a estos picos de consumo. De igual forma, los estiajes de la cuenca del río Paute que regularmente se presentan en el período noviembre-marzo no recibirían mayor soporte de generación. No así el sistema hidráulico de la Empresa Eléctrica Quito,

cuyos caudales disminuyen notablemente en las cuencas del Río San Pedro para el período junio-octubre. Período que coincide con los meses de mayor producción de las centrales eólicas.

El anexo No. 3 presenta tabuladamente las variaciones diarias en el promedio del viento en cada central para el período de medición considerado, mientras que los gráficos No. 3.15 y 3.16 a manera de ejemplo indican como se presentan las variaciones horarias del viento para un mes específico en el *site 2* de Páramo Grande y el *site 7* de Cotopaxi respectivamente.

Gráfico No. 3.15. Variación horaria del viento. P. Grande. 26 m. Agosto/96

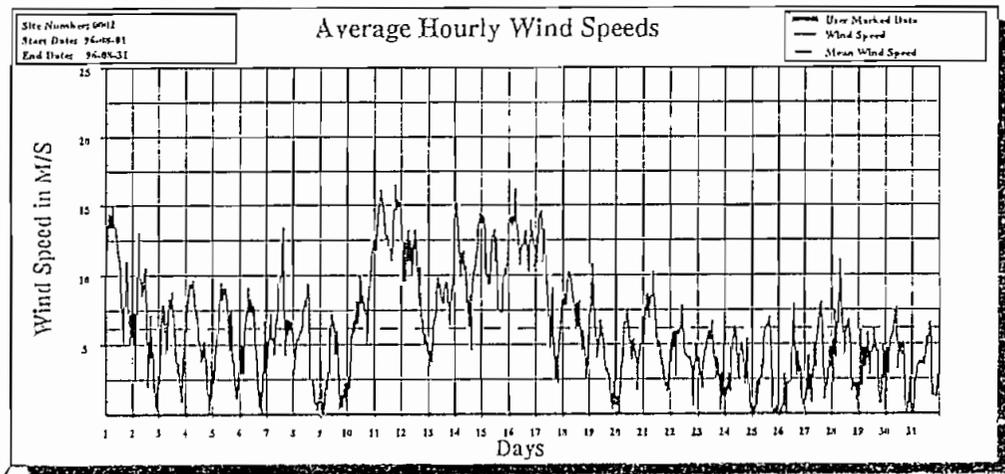
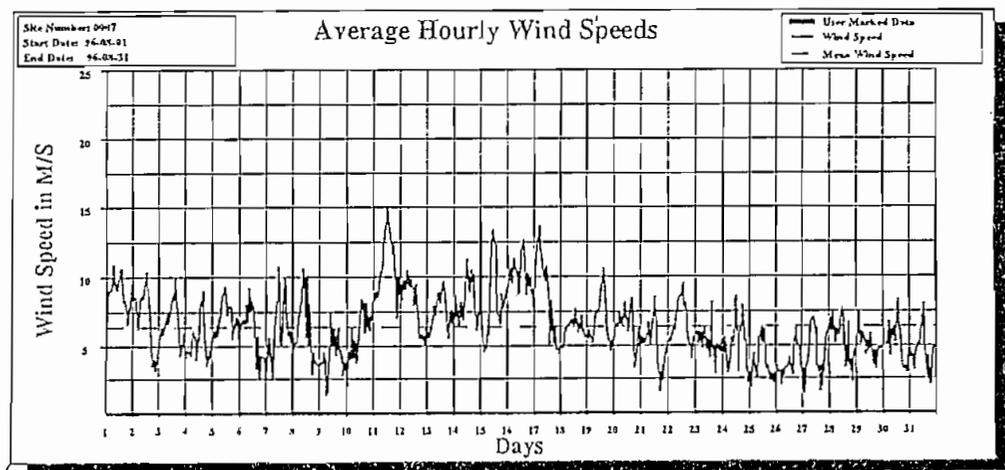


Gráfico No. 3.16 Variación horaria del viento. Cotopaxi. 26 m. Agosto/ 96



B. Distribución de velocidad y densidad de energía

Los gráficos de distribución de velocidad y densidad de energía para el período de mediciones considerado, febrero/96-septiembre/96, se presentan a continuación:

Gráfico No. 3.17. Distribución de frecuencias. P Grande. 26 m

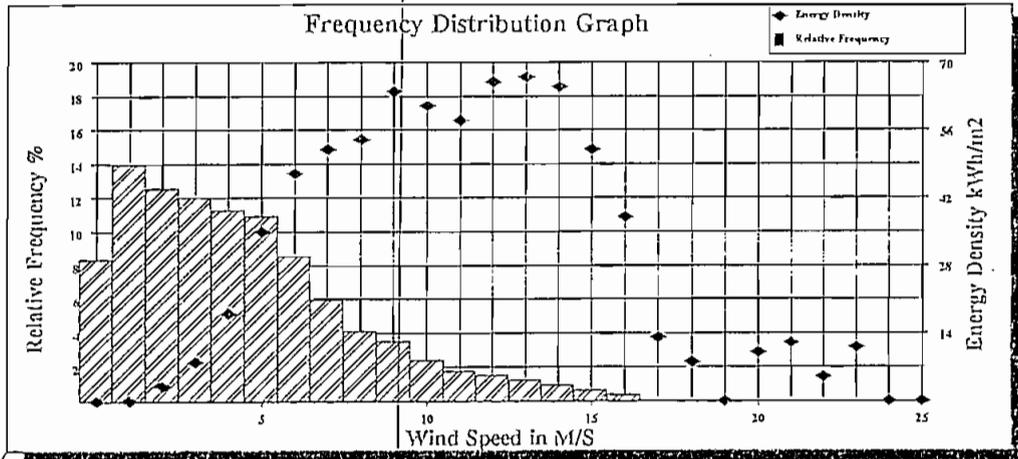
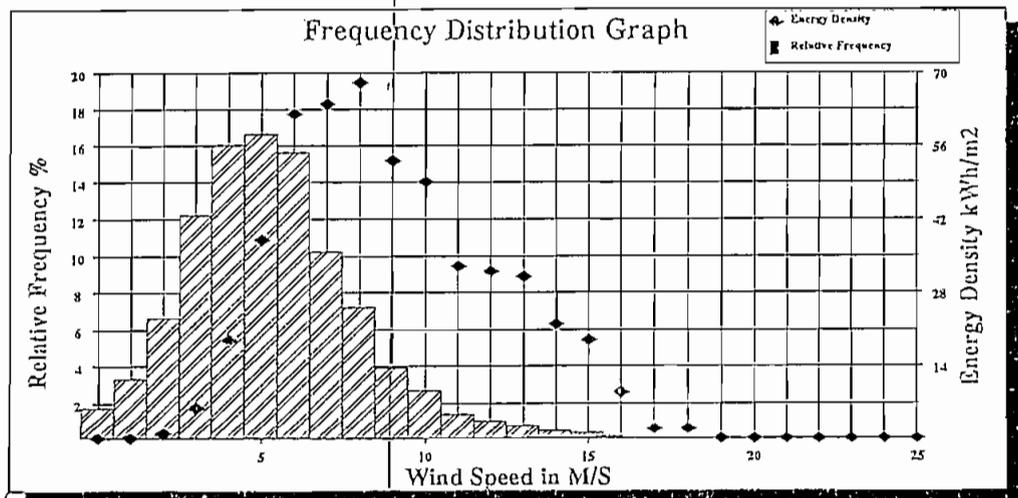


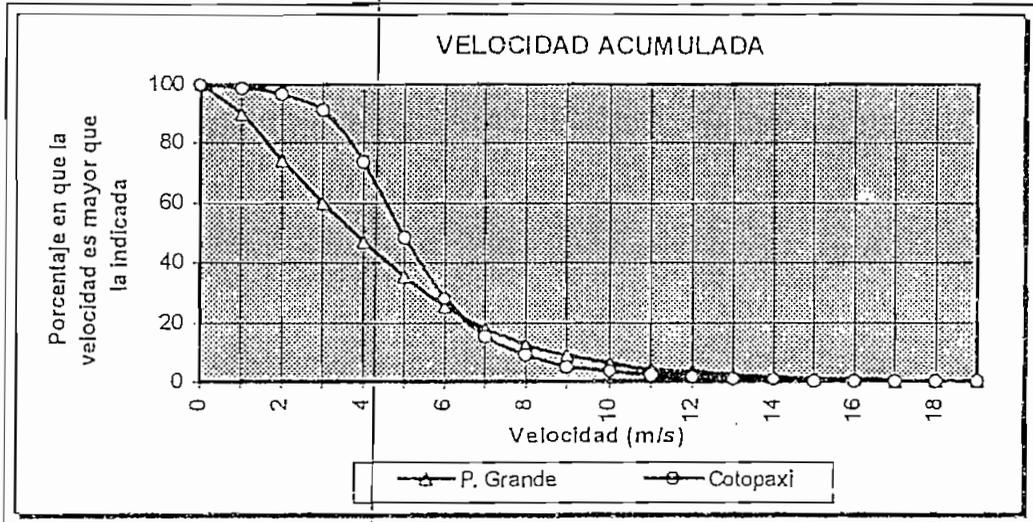
Gráfico No. 3.18. Distribución de frecuencias. Cotopaxi. 26 m



C. Curva de duración de velocidad

Las curvas de duración de velocidad para los dos proyectos se presentan como sigue:

Gráfico No. 3.19 Velocidad acumulada a 26 m.



B. Dirección del viento

El recurso del viento está caracterizado no sólo por sus velocidades, sino también por la dirección a la que se dirige en su recorrido. Estas direcciones pueden variar dependiendo de la situación geográfica de la zona en estudio, de las condiciones atmosféricas del sitio y de la época del año.

La instalación típica de las turbinas eólicas ajustadas en arreglos de filas y columnas, detallado más adelante, hacen que la dirección del viento sea de gran importancia dentro del estudio de las centrales eólicas. Las direcciones en que prevalece el viento y la energía del viento para las dos centrales en estudio se presentan en los gráficos del *microsite* para el período considerado, Anexo No. 7 punto 3, y se resumen para todos los meses medidos en los cuadros No. 3.9 y 3.10.

En instalaciones en las cuales se requiere la operación aislada de una sola turbina, tanto la dirección en que prevalece el viento como la energía del mismo no tiene importancia alguna.

Cuadro No. 3.9. Direcciones prevalecientes. Central Páramo Grande

FECHA	Energía del viento	Viento
Ene-96	NW	WNW
Feb-96	SSE	SE
Mar-96	NW	NW
Abr-96	NW	NW
May-96	S	S
Jun-96	S	S
Jul-96	S	SSE
Ago-96	S	S
Sep-96	S	S
ANUAL	S	S

☑ Cuadro No. 3.10. Direcciones prevalencias. Central Cotopaxi

FECHA	Energía del viento	Viento
Abr-96	S	S
May-96	S	SSE
Jun-96	S	S
Jul-96	S	S
Ago-96	S	S
Sep-96	S	S
ANUAL	S	S

Se observa que la dirección en que prevalece el viento tiene igual orientación que la que prevalece la energía del viento para las dos centrales. Es importante destacar que la central Páramo Grande tiene influencias en el primer trimestre del año de vientos débiles provenientes del Océano Pacífico y canalizados a través del río Toachi Pilatón. Pero su mayor componente energético, concentrado en el período julio-octubre proviene de las cadenas montañosas de los Andes y van de norte a sur. Este viento con dirección sur se presenta en Cotopaxi durante todos los meses del año.

E. Densidad del aire

Una vez obtenidos los perfiles de viento, es necesario de acuerdo a la expresiones de potencia y energía disponibles, evaluar un parámetro atmosférico, como es la densidad del aire, de la cual depende dichas producciones.

El cálculo de la densidad del aire involucra dos variables atmosféricas: la temperatura, y la presión atmosférica. Esta última dependiente de la elevación sobre el nivel del mar.

Estos parámetros de presión atmosférica y densidad del aire se determinan con las relaciones expuestas en el capítulo 2:

$$p = 1,01 * e^{-0,116 * h}, \text{ y}$$

$$\delta = 1,28 * p * (1 - \alpha T)$$

donde,

p : presión atmosférica [bares]

h : elevación del sitio [km]

δ : Densidad del aire [kg / m^3]

α : 1 / 273

T : Temperatura [$^{\circ}\text{C}$]

Las temperaturas medias mensuales multianuals para la central Páramo Grande y Cotopaxi se resumen en los siguientes cuadros:

☑ Cuadro No. 3.11. Temperatura (°C). Central Páramo Grande

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
10,1	10,0	10,1	10,0	10,0	9,9	9,4	9,6	9,6	9,6	9,7	10,0	9,8

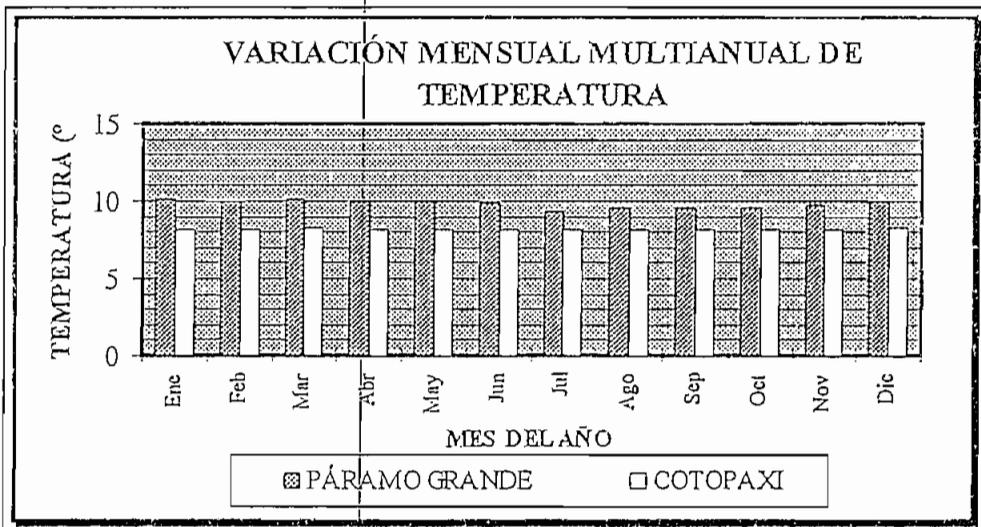
Fuente: Meteorological study to establish wind profiles in the Alóag sector [44]

☑ Cuadro No. 3.12 Temperatura (°C). Central Cotopaxi

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
8,1	8,2	8,3	8,2	8,2	8,1	8,1	8,1	8,2	8,1	8,2	8,3	8,2

Fuente: INAMHI

☑ Gráfico No. 3.20. Temperatura del aire. Páramo Grande y Cotopaxi



De los cuadros y gráficos expuestos se obtienen las temperaturas medias de 9,8 °C y 8,2 °C para las centrales de Páramo Grande y Cotopaxi respectivamente. Se observa claramente que ambas zonas gozan de temperaturas constantes a lo largo del año.

De igual forma se ha determinado para ambas centrales las presiones atmosféricas a partir de la relación (25) para elevaciones medias de 3.413 y 3.540 msnm. Finalmente se obtienen las densidades del aire para las centrales en estudio.

▣ Cuadro No. 3.13. Variables atmosféricas. Centrales Páramo Grande y Cotopaxi

CENTRAL	ELEVACION (msnm)	PRESIÓN (Bares)	TEMPERATURA (°C)	DENSIDAD MEDIA (kg/m ³)
P. GRANDE	3.413	0,6798	9,8	0,869
COTOPAXI	3.540	0,6699	8,2	0,852

Los resultados de la densidad del aire del software *microsite* son muy parecidas a las calculadas. Para el *microsite* las densidades son de 0,863 y 0,852 kg/m³ para las zonas de Páramo Grande y Cotopaxi respectivamente.

La temperaturas y presiones medias de las zonas en estudio dan como resultado densidades bajas. La energía que se podrían obtener con estas densidades, representan apenas el 71% y 70%, para las centrales en su orden, de la que podría obtenerse a nivel del mar para una densidad de 1,225 kg/m³. Dicho de otra forma, las centrales en estudio solamente por su ubicación geográfica, y específicamente por la elevación respecto al nivel del mar, presentan pérdidas del 29 y 30 % en relación a lo que podrían generar a nivel del mar las centrales Páramo Grande y cotopaxi respectivamente.

Se concluye entonces que las regiones costeras, en cuanto a densidad de aire se refiere, son propicias para generar con recurso eólico.

F. Gradientes verticales de velocidad

Con las mediciones de viento realizadas a diferentes alturas se logró caracterizar los gradientes verticales del mismo, mediante la determinación experimental de los coeficientes de rugosidad en el sitio de localización de las turbinas. El contar con dichos coeficientes además nos permite caracterizar cuantitativamente las formas del terreno y analizar los perfiles de viento y las producciones a obtenerse para diferentes alturas.

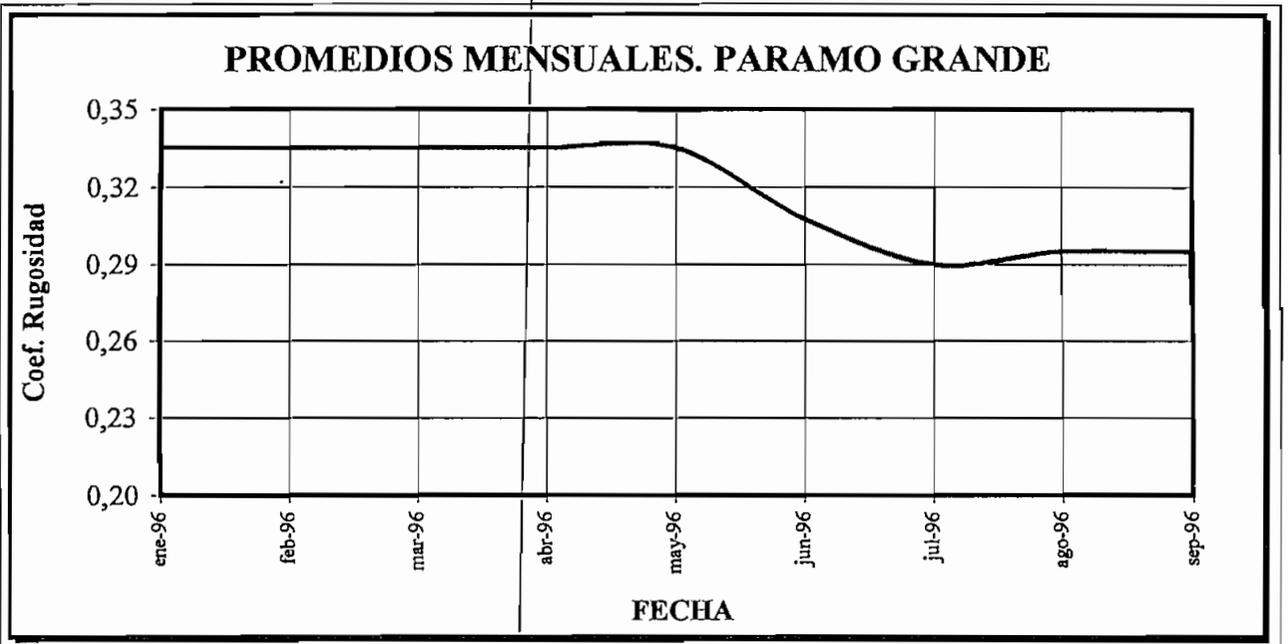
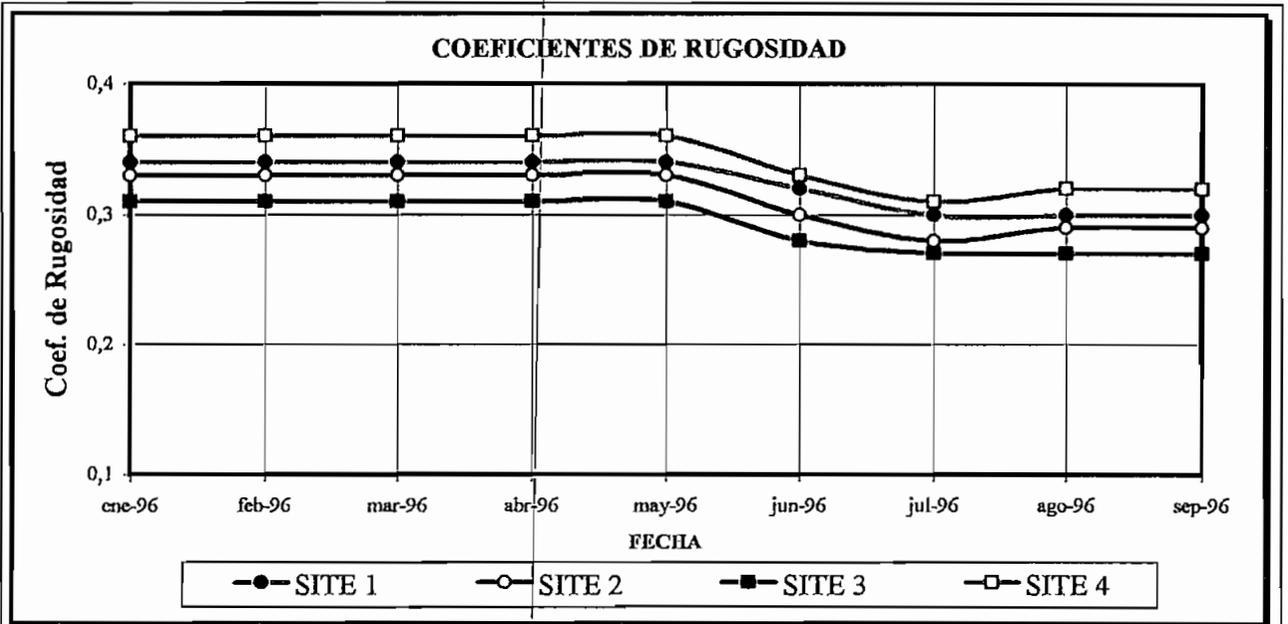
La figura No 3.21 presenta tabulada y gráficamente los promedios mensuales del coeficiente de rugosidad, de lo cual se obtiene un promedio anual de 0,31 en Páramo Grande, el mismo que será adoptada para la central Cotopaxi en la que se monitoreó el viento a una altura fija. Los gradientes verticales han sido obtenidos para velocidades mayores que 4 m/s. El cuadro No 3.14 presenta resumidamente los gradientes verticales de viento descritos.

Figura. 3.21. Coeficientes de rugosidad. Páramo Grande

FECHA	SITE 1	SITE 2	SITE 3	SITE 4	PROMEDIO
ene-96	0,34	0,33	0,31	0,36	0,34
feb-96	0,34	0,33	0,31	0,36	0,34
mar-96	0,34	0,33	0,31	0,36	0,34
abr-96	0,34	0,33	0,31	0,36	0,34
may-96	0,34	0,33	0,31	0,36	0,34
jun-96	0,32	0,3	0,28	0,33	0,31
jul-96	0,30	0,28	0,27	0,31	0,29
ago-96	0,30	0,29	0,27	0,32	0,30
sep-96	0,30	0,29	0,27	0,32	0,30
oct-96	0,30	0,28	0,26	0,31	0,29
nov-96	0,31	0,29	0,27	0,32	0,30
dic-96	0,33	0,31	0,29	0,34	0,32
Promedio	0,32	0,31	0,29	0,34	0,31

Los datos han sido obtenidos para velocidades superiores a 4 m/s.

Datos de noviembre y diciembre se obtuvieron mediante extrapolación



☑ Cuadro No. 3.14. Gradientes de velocidad. Páramo Grande

SITE No	Coef. Rugosidad	Relación de velocidad entre diferentes alturas
1	0,32	$V_h = V_o * (h/h_o)^{0,32}$
2	0,31	$V_h = V_o * (h/h_o)^{0,31}$
3	0,29	$V_h = V_o * (h/h_o)^{0,29}$
4	0,34	$V_h = V_o * (h/h_o)^{0,34}$
PROMEDIO	0,31	$V_h = V_o * (h/h_o)^{0,31}$

h , h_o , V_h y V_o , han sido definidos previamente.

Este cuadro, que caracteriza los gradientes verticales de velocidad puede ser fácilmente convertido (con la expresión $P = k * V^3$) a gradientes de potencia. De tal forma que:

$$P_h = P_o * (h / h_o)^{3\alpha} \quad (28)$$

donde,

P_h : Potencia del viento a la altura h

P_o : Potencia del viento a la altura h_o

De lo cual se obtiene:

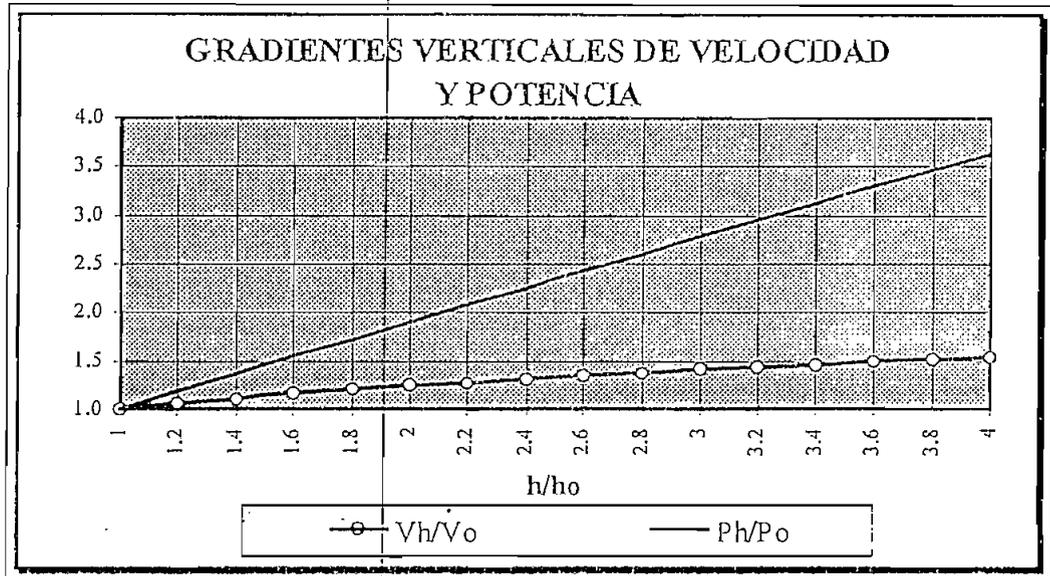
☑ Cuadro No. 3.15. Gradientes de potencia. Páramo Grande

SITE No	Coef. Rugosidad	Relación de potencia entre diferentes alturas
1	0,32	$P_h = P_o * (h/h_o)^{0,96}$
2	0,31	$P_h = P_o * (h/h_o)^{0,95}$
3	0,29	$P_h = P_o * (h/h_o)^{0,87}$
4	0,34	$P_h = P_o * (h/h_o)^{1,02}$
PROMEDIO	0,31	$P_h = P_o * (h/h_o)^{0,93}$

Tomando el coeficiente medio de 0,31 se tendría que el gradiente vertical de potencia a lo largo de las centrales está representado por la siguiente expresión:

$$P_h = P_o * (h/h_o)^{0,93} \quad (29)$$

Gráfico No. 3.22. Gradientes verticales de velocidad y potencia



La producción de potencia para una turbina real a diferentes alturas podrá ser deducida obteniendo el coeficiente de rugosidad para dos mediciones de potencia real a alturas diferentes. Este coeficiente obtenido, debido a la distorsión de la curva de producción real frente a la función cúbica, no necesariamente coincide con los expuestos en los cuadros anteriores.

3.2 CORRELACIÓN CON IZOBAMBA Y COTOPAXI

El viento puede poseer características muy semejantes a lo largo de una zona si la misma presenta una orografía adecuada alrededor de 20 km de distancia. Lo que significa que el viento en el punto geográfico de una zona, puede estar ligado a otro mediante algún tipo de relación matemática a determinarse.

Cuando no se tienen datos históricos del sitio que se pretende analizar, es recomendable caracterizar el viento tomando la información disponible de zonas contiguas, estableciendo correlaciones de datos a corto plazo con los registros a largo plazo de dichas estaciones meteorológicas cercanas, con el objeto de determinar si los datos a corto plazo representan confiablemente los perfiles de viento requeridos.

En vista de que Páramo Grande no tiene mediciones meteorológicas localizadas de ningún tipo, resulta conveniente aprovechar la información disponible de estaciones cercanas a la zona para obtener información a largo plazo y prever la producción de energía. Para lo cual se hace necesario utilizar ciertas correcciones en los datos de acuerdo a criterios presentados. La estación meteorológica más cercana a Páramo Grande es *Izobamba*, descrita en el cuadro No 3.5. La central

Cotopaxi no requiere de correlaciones con otras estaciones meteorológicas, ya que se dispone de registros históricos del sitio, y son presentados en el Anexo No 2. Las estadísticas de Izobamba son presentadas en el mismo anexo.

Determinación de datos a largo plazo. Páramo Grande

Debido a que la información histórica que se dispone, en el caso de la Central Páramo Grande, no corresponde a la zona de interés sino a la estación meteorológica Izobamba, y que los sensores de velocidad de viento para ésta última estación no se encuentran a la altura de análisis, se expone la metodología que pretende superar estos inconvenientes, y que se expone seguidamente:

- La obtención de la correlación entre la estación de Izobamba y la zona de Páramo Grande se realizó preparando un programa de mediciones sincronizadas a 10 m de altura durante un mes de monitoreo. Estas mediciones se realizaron con períodos de registro horarios en magnitud y dirección de viento.
- Es recomendable obtener las correlaciones utilizando mediciones a la altura a la cual se tiene previsto el funcionamiento del rotor de la turbina. Por disponibilidad de la torre de medición existente, la ubicación del sensor en la estación Izobamba fue a 10 m.
- Luego de cumplirse el programa de monitoreo, se correlacionan los datos de las dos torres a 10 m con promedios diarios. No es recomendable utilizar registros instantáneos ya que la ecuación de correlación, por el retardo del viento en su recorrido, puede no reflejar un perfil verdadero.
- Una vez obtenida la ecuación de correlación y un factor de correlación aceptable, se corrigen los datos a las alturas de interés, utilizando los coeficientes de rugosidad del terreno o de fricción superficial.

Izobamba

La estación Izobamba se encuentra ubicada a 10 km de la zona de estudio y corresponde a la misma cadena montañosa de Páramo Grande, con pendientes menores y uniformes, por lo que podría presentar características favorables para la correlación.

De los datos obtenidos en el período de 1 mes (26 de febrero-26 marzo de 1996) se obtuvieron correlaciones entre Izobamba y Páramo Grande poco satisfactorias. Si observamos los coeficientes de correlación éstos son menores que 0,8 que es el mínimo recomendado por los estándares internacionales.

✓ Cuadro No. 3.16 Relación entre Páramo Grande e Izobamba

SITE	Relación con Izobamba (sensor a 10 m)	Coef. de correlación
1	$V_{s1} = 2,1889 * V_{Izob}^{0,356}$	0,47
2	$V_{s2} = 2,4429 * V_{Izob}^{0,241}$	0,31
3	$V_{s3} = 2,2275 * V_{Izob}^{0,527}$	0,58
4	$V_{s4} = 2,3986 * V_{Izob}^{0,362}$	0,48

La relación media entre la zona de Páramo Grande e Izobamba sería:

$$V_{ZONA} = 2,3196 * V_{Izob}^{0,358} \quad ; \quad \text{con un factor de correlación de } 0,47.$$

El bajo factor de correlación denota que no existe ninguna relación entre la zona de Izobamba y Páramo Grande. Esta conclusión se justificaría además con el análisis de la dirección de viento: el viento como ya se mencionó proviene de la parte norte del país y hace su recorrido hacia el sur. Izobamba por encontrarse al noreste de la zona de Páramo Grande no tiene influencia sobre la misma. Referirse al mapa A6.1.

La información histórica de la estación Izobamba ha sido tomada a 10 m de altura sobre el nivel del suelo, con un anemocinógrafo hidráulico totalizador tipo R. Fuess con 3 lecturas de viento por día para los doce meses del año. Esta información ha sido procesada para quince años comprendidos en el período 1979 - 1993 y se presenta en el Anexo No 2.

Debido a la baja correlación existente entre Páramo Grande e Izobamba se consideró el hecho de correlacionar los registros con la estación meteorológica Cotopaxi-Minitrak que es la zona de ubicación de la otra central, obteniendo resultados positivos.

Cotopaxi-Minitrak

La determinación de los perfiles de viento requeridos para la zona de Páramo Grande, se logró correlacionando los datos de viento con los de la central Cotopaxi que se encuentra aproximadamente a 17 km de distancia, en línea recta y al sureste. Las ubicaciones geográficas de las centrales han permitido que entre ambas exista una estrecha correlación en los perfiles de viento.

Los datos de correlación corresponden al mes de agosto en que los vientos superan los 4 m/s de velocidad. La altura de correlación ha sido en este caso 26 m sobre la superficie del terreno.

Es importante resaltar que las correlaciones siempre deben realizarse para meses en que las velocidades medias superen los 4 m/s, ya que los vientos débiles “*mueren*” en su recorrido debido a la fricción con el terreno.

☑ Cuadro No. 3.17 . Relación entre Páramo Grande y Cotopaxi

SITE No	Relación con Cotopaxi (sensor a 26 m)	Coef. de correlación
1	$V_{s1} = -3,1305 + 1,5354 * V_{Ctpx}$	0,87
2	$V_{s2} = -3,1817 + 1,5385 * V_{Ctpx}$	0,91
3	$V_{s3} = -3,9020 + 1,7902 * V_{Ctpx}$	0,87
4	$V_{s4} = -3,9426 + 1,7121 * V_{Ctpx}$	0,91

La relación media entre la zona de Páramo Grande y Cotopaxi sería:

$$V_{ZONA} = -3,5560 + 1,6471 * V_{Ctpx} \quad ; \quad \text{con un factor de correlación de } 0,89.$$

Como se observa, los coeficientes de correlación más favorables es el del sistema Páramo Grande - Cotopaxi con un factor de correlación de 0,89, por lo que en base a estos resultados se determinará finalmente los perfiles de viento a largo plazo.

Es importante anotar que en el caso hipotético de que la mejor correlación existiese entre el sistema Páramo Grande - Izobamba, los datos deberían corregirse para una altura de 26 m de acuerdo a los gradientes verticales obtenidos de los coeficientes de rugosidad (Cuadro No. 3.14), ya que el programa de mediciones para este sistema fue realizado a 10 m.

Una vez obtenidas las expresiones que relacionan de mejor forma a la estación Páramo Grande-Cotopaxi en el corto plazo, se la proyecta al largo plazo de acuerdo con la información histórica recabada en el INAMHI.

La información histórica de la estación Cotopaxi-Minitrak ha sido tomada a 10 m de altura sobre el nivel del suelo, con un anemómetro Aspa de Wild con 3 lecturas de viento por día para los doce meses del año. Esta información ha sido procesada para cinco años, comprendidos en el período 1.989 - 1.993 y se presenta en el Anexo No 2. Las figuras siguientes presentan los datos y gráficos considerados para la correlación, tanto para Izobamba como para Cotopaxi. Se puede notar claramente en los gráficos mencionados la estrecha relación entre Páramo grande y Cotopaxi y la independencia de Páramo Grande con Izobamba.

Fig. 3.23. Comparación de velocidades entre Páramo Grande e Izobamba

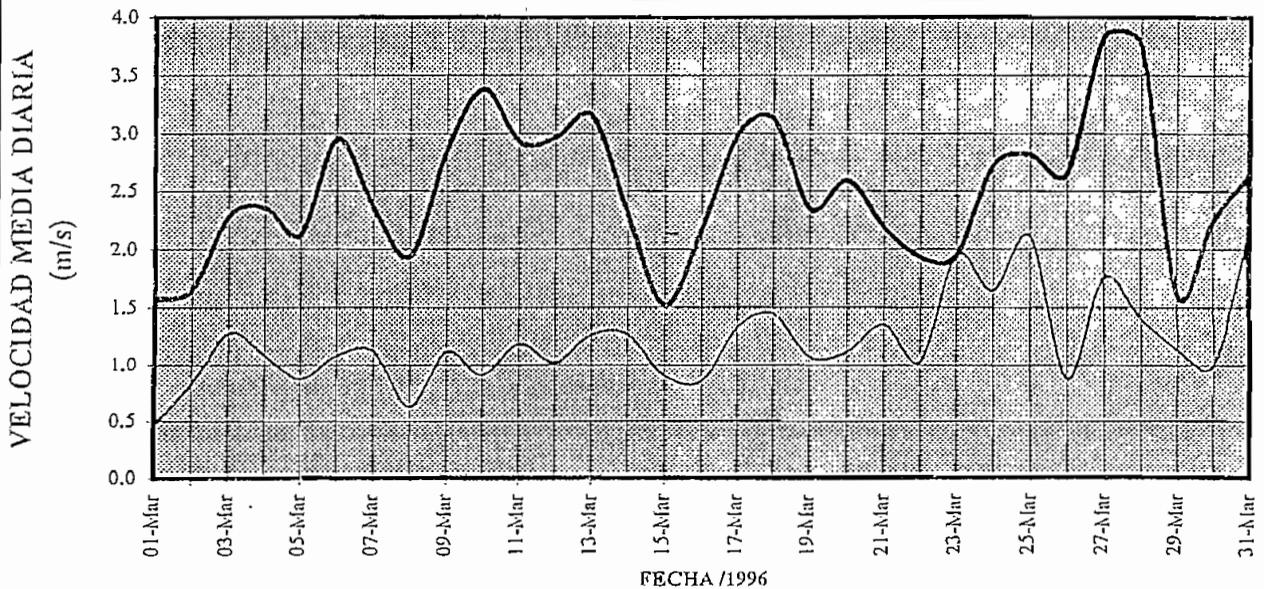
Altura de medición: 10 m.

Datos: m/s

FECHA	P. GRANDE	IZOBAMBA
01-Mar-96	1.56	0.46
02-Mar-96	1.65	0.82
03-Mar-96	2.28	1.27
04-Mar-96	2.35	1.08
05-Mar-96	2.12	0.87
06-Mar-96	2.95	1.08
07-Mar-96	2.35	1.12
08-Mar-96	1.93	0.62
09-Mar-96	2.85	1.11
10-Mar-96	3.38	0.91
11-Mar-96	2.92	1.18
12-Mar-96	2.96	1.02
13-Mar-96	3.15	1.26
14-Mar-96	2.29	1.26
15-Mar-96	1.51	0.90
16-Mar-96	2.17	0.85

FECHA	P. GRANDE	IZOBAMBA
17-Mar-96	2.99	1.32
18-Mar-96	3.12	1.44
19-Mar-96	2.34	1.07
20-Mar-96	2.59	1.11
21-Mar-96	2.18	1.35
22-Mar-96	1.92	1.03
23-Mar-96	1.94	1.95
24-Mar-96	2.72	1.64
25-Mar-96	2.81	2.11
26-Mar-96	2.65	0.88
27-Mar-96	3.84	1.75
28-Mar-96	3.75	1.4
29-Mar-96	1.61	1.13
30-Mar-96	2.23	1
31-Mar-96	2.64	2.12

RELACIÓN ENTRE P. GRANDE E IZOBAMBA



— P. GRANDE

— IZOBAMBA

Curva de Ajuste: $Y = 2,3196 * X^{0,3579}$

Factor de Correlación: 0,47

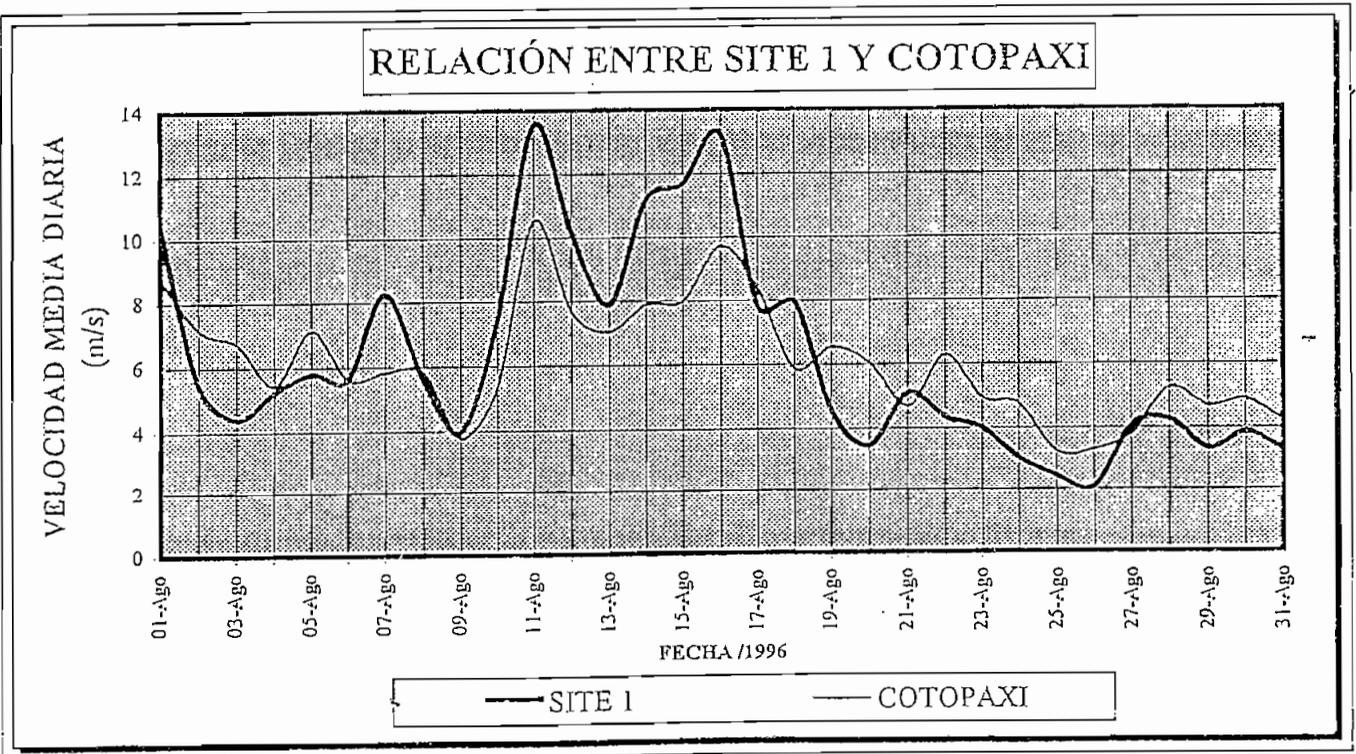
Fig. 3.24. Comparación de velocidades entre Páramo Grande y Cotopaxi-Minitrak

Altura de medición: 26 m.

Datos: m/s

FECHA	SITE 1	COTOPAXI
01-Ago-96	10.41	8.77
02-Ago-96	5.38	7.13
03-Ago-96	4.37	6.7
04-Ago-96	5.2	5.4
05-Ago-96	5.77	7.11
06-Ago-96	5.62	5.59
07-Ago-96	8.24	5.82
08-Ago-96	5.55	5.79
09-Ago-96	3.96	3.75
10-Ago-96	7.44	5.35
11-Ago-96	13.54	10.53
12-Ago-96	10.13	7.64
13-Ago-96	7.88	7.03
14-Ago-96	11.19	7.89
15-Ago-96	11.67	7.99
16-Ago-96	13.18	9.71

FECHA	SITE 1	COTOPAXI
17-Ago-96	7.77	8.34
18-Ago-96	7.95	5.86
19-Ago-96	4.53	6.52
20-Ago-96	3.45	6.01
21-Ago-96	5.09	4.65
22-Ago-96	4.31	6.27
23-Ago-96	4	4.93
24-Ago-96	3.03	4.74
25-Ago-96	2.45	3.25
26-Ago-96	2.09	3.31
27-Ago-96	4.03	3.79
28-Ago-96	4.24	5.22
29-Ago-96	3.33	4.65
30-Ago-96	3.83	4.87
31-Ago-96	3.26	4.17



Curva de Ajuste: $Y = -3,1305 + 1,5354 * X$

Factor de Correlacion: 0,87

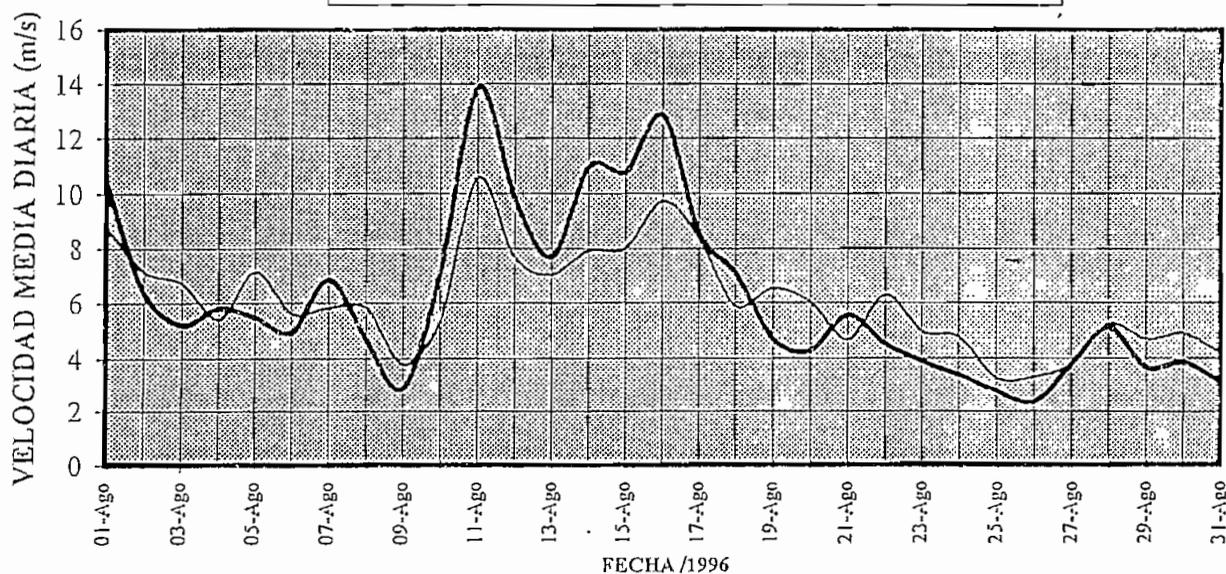
Fig. 3.25. Comparación de velocidades entre Páramo Grande y Cotopaxi-Minitrak

Altura de medición: 26 m.

Datos: m/s

FECHA	SITE 2	COTOPAXI	FECHA	SITE 2	COTOPAXI
01-Ago-96	10.44	8.77	17-Ago-96	8.53	8.34
02-Ago-96	6.34	7.13	18-Ago-96	7.06	5.86
03-Ago-96	5.19	6.7	19-Ago-96	4.68	6.52
04-Ago-96	5.80	5.4	20-Ago-96	4.25	6.01
05-Ago-96	5.47	7.11	21-Ago-96	5.52	4.65
06-Ago-96	4.91	5.59	22-Ago-96	4.49	6.27
07-Ago-96	6.82	5.82	23-Ago-96	3.88	4.93
08-Ago-96	4.65	5.79	24-Ago-96	3.37	4.74
09-Ago-96	2.89	3.75	25-Ago-96	2.78	3.25
10-Ago-96	7.09	5.35	26-Ago-96	2.39	3.31
11-Ago-96	13.82	10.53	27-Ago-96	3.76	3.79
12-Ago-96	9.81	7.64	28-Ago-96	5.09	5.22
13-Ago-96	7.66	7.03	29-Ago-96	3.63	4.65
14-Ago-96	10.97	7.89	30-Ago-96	3.84	4.87
15-Ago-96	10.77	7.99	31-Ago-96	3.10	4.17
16-Ago-96	12.82	9.71			

RELACIÓN ENTRE SITE 2 Y COTOPAXI



— SITE 2 - - - COTOPAXI

Curva de Ajuste: $Y = -3,1817 + 1,5385 * X$

Factor de Correlacion: 0,91

Fig. 3.26. Comparación de velocidades entre Páramo Grande y Cotopaxi-Minitrak

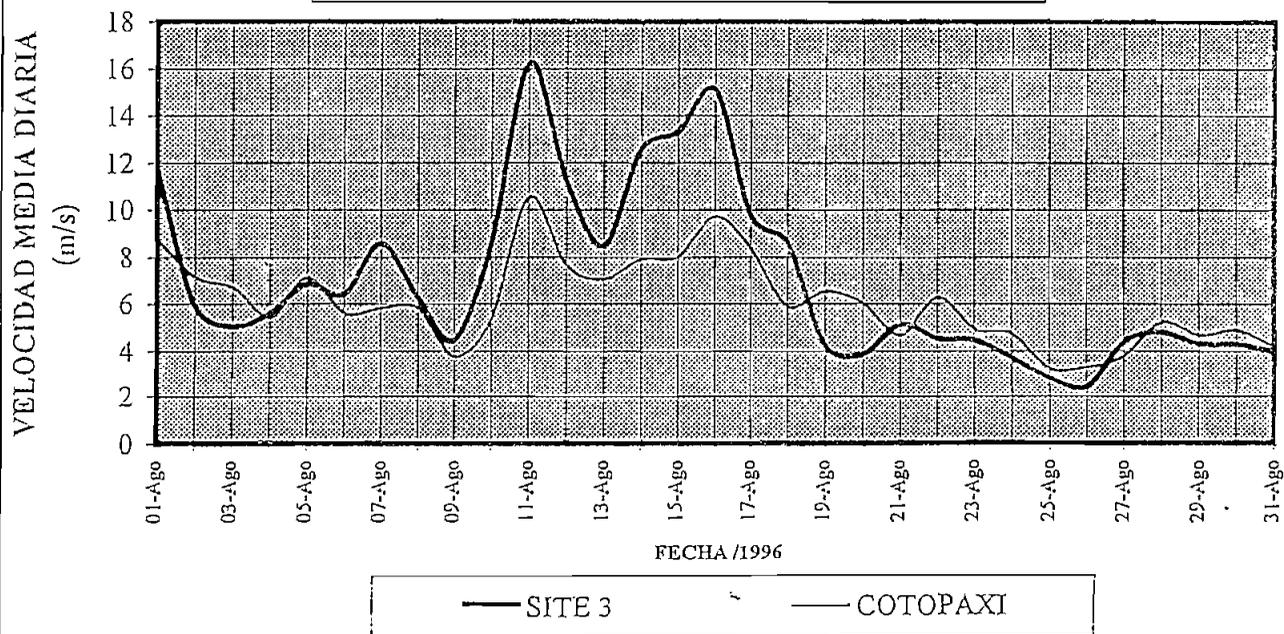
Altura de medición: 26 m.

Datos: m/s

FECHA	SITE 3	COTOPAXI
01-Ago-96	11.73	8.77
02-Ago-96	5.88	7.13
03-Ago-96	5.04	6.7
04-Ago-96	5.6	5.4
05-Ago-96	6.83	7.11
06-Ago-96	6.4	5.59
07-Ago-96	8.56	5.82
08-Ago-96	6.27	5.79
09-Ago-96	4.47	3.75
10-Ago-96	8.59	5.35
11-Ago-96	16.22	10.53
12-Ago-96	11.2	7.64
13-Ago-96	8.47	7.03
14-Ago-96	12.54	7.89
15-Ago-96	13.31	7.99
16-Ago-96	15.07	9.71

FECHA	SITE 3	COTOPAXI
17-Ago-96	9.73	8.34
18-Ago-96	8.54	5.86
19-Ago-96	4.21	6.52
20-Ago-96	3.85	6.01
21-Ago-96	5.14	4.65
22-Ago-96	4.53	6.27
23-Ago-96	4.46	4.93
24-Ago-96	3.68	4.74
25-Ago-96	2.8	3.25
26-Ago-96	2.43	3.31
27-Ago-96	4.39	3.79
28-Ago-96	4.79	5.22
29-Ago-96	4.3	4.65
30-Ago-96	4.27	4.87
31-Ago-96	3.93	4.17

RELACIÓN ENTRE SITE 3 Y COTOPAXI



Curva de Ajuste: $Y = -3,9020 + 1,7902 * X$

Factor de Correlación: 0,87

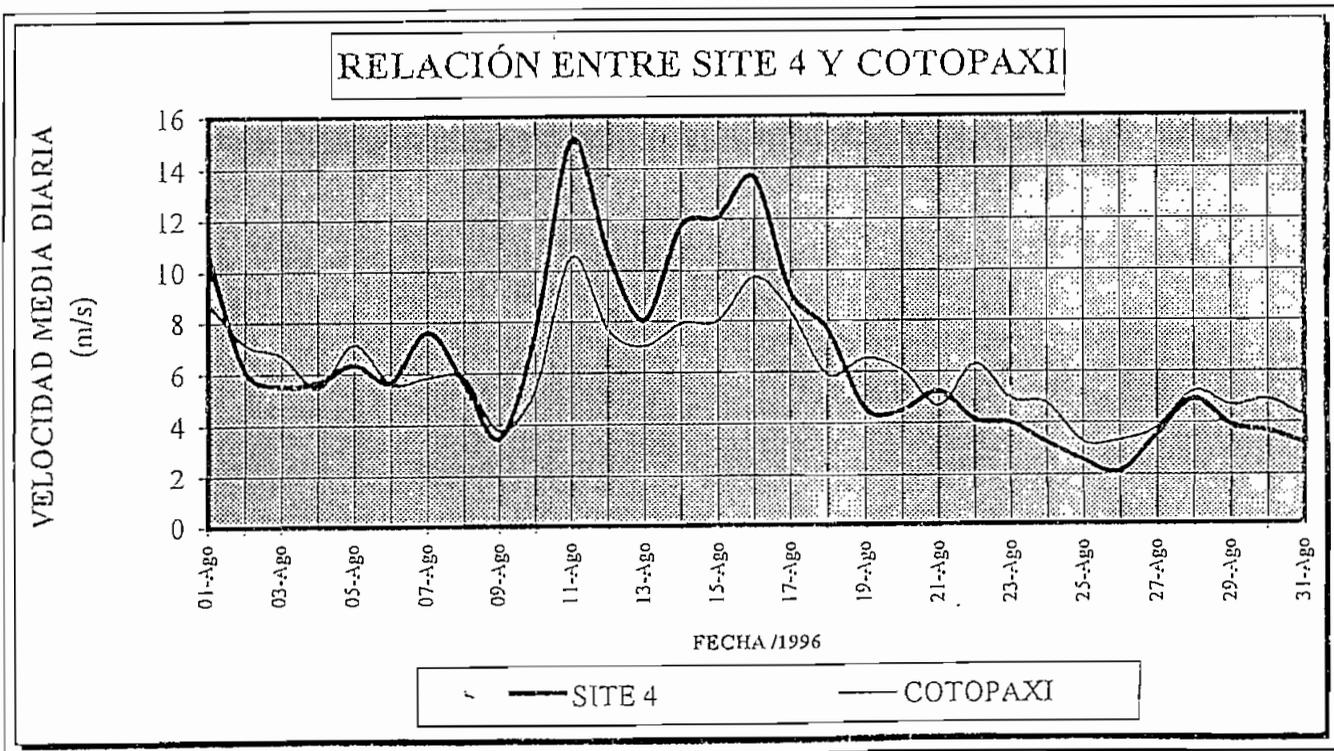
Fig. 3.27. Comparación de velocidades entre Páramo Grande y Cotopaxi-Minitrak

Altura de medición: 26 m.

Datos: m/s

FECHA	SITE 4	COTOPAXI
01-Ago-96	10.69	8.77
02-Ago-96	6.07	7.13
03-Ago-96	5.52	6.7
04-Ago-96	5.63	5.4
05-Ago-96	6.32	7.11
06-Ago-96	5.64	5.59
07-Ago-96	7.6	5.82
08-Ago-96	5.62	5.79
09-Ago-96	3.47	3.75
10-Ago-96	7.6	5.35
11-Ago-96	15.07	10.53
12-Ago-96	10.64	7.64
13-Ago-96	8.03	7.03
14-Ago-96	11.75	7.89
15-Ago-96	12.08	7.99
16-Ago-96	13.59	9.71

FECHA	SITE 4	COTOPAXI
17-Ago-96	9.08	8.34
18-Ago-96	7.63	5.86
19-Ago-96	4.53	6.52
20-Ago-96	4.48	6.01
21-Ago-96	5.2	4.65
22-Ago-96	4.09	6.27
23-Ago-96	3.98	4.93
24-Ago-96	3.21	4.74
25-Ago-96	2.54	3.25
26-Ago-96	2.12	3.31
27-Ago-96	3.54	3.79
28-Ago-96	4.89	5.22
29-Ago-96	3.87	4.65
30-Ago-96	3.64	4.87
31-Ago-96	3.16	4.17



Curva de Ajuste: $Y = -3,9426 + 1,7121 * X$

Factor de Correlación: 0,91

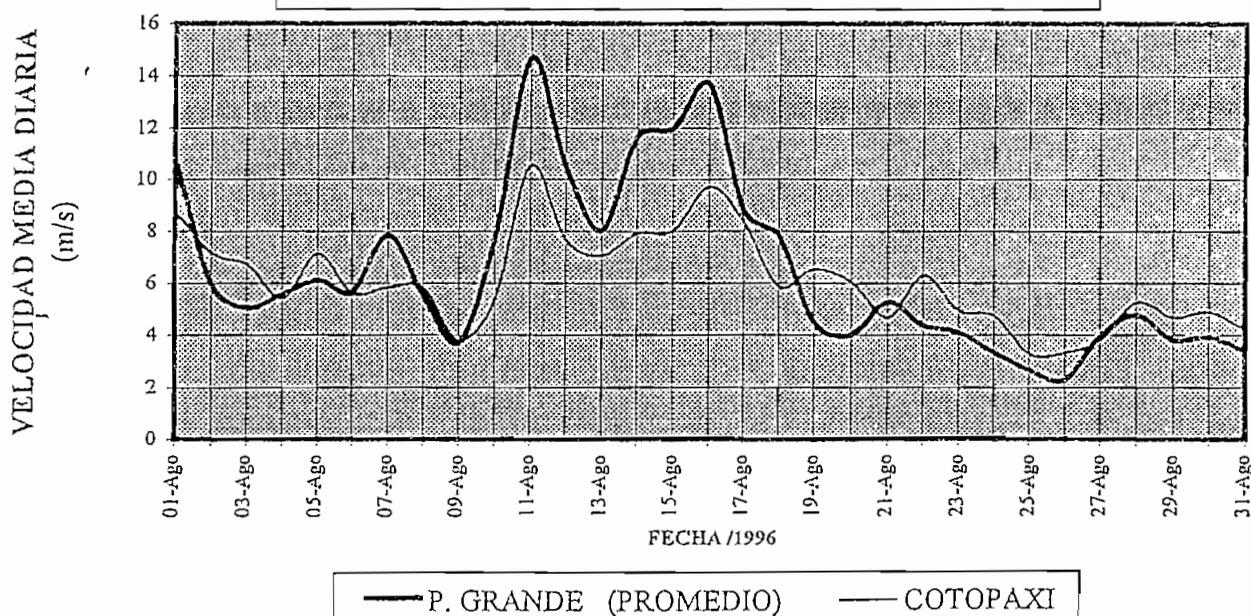
Fig. 3.28. Comparación de velocidades entre Páramo Grande y Cotopaxi-Minitrak

Altura de medición: 26 m.

Datos: m/s

FECHA	P. GRANDE	COTOPAXI	FECHA	P. GRANDE	COTOPAXI
01-Ago-96	10.82	8.77	17-Ago-96	8.78	8.34
02-Ago-96	5.92	7.13	18-Ago-96	7.80	5.86
03-Ago-96	5.03	6.7	19-Ago-96	4.49	6.52
04-Ago-96	5.56	5.4	20-Ago-96	4.01	6.01
05-Ago-96	6.10	7.11	21-Ago-96	5.24	4.65
06-Ago-96	5.64	5.59	22-Ago-96	4.36	6.27
07-Ago-96	7.81	5.82	23-Ago-96	4.08	4.93
08-Ago-96	5.52	5.79	24-Ago-96	3.32	4.74
09-Ago-96	3.70	3.75	25-Ago-96	2.64	3.25
10-Ago-96	7.68	5.35	26-Ago-96	2.26	3.31
11-Ago-96	14.66	10.53	27-Ago-96	3.93	3.79
12-Ago-96	10.45	7.64	28-Ago-96	4.75	5.22
13-Ago-96	8.01	7.03	29-Ago-96	3.78	4.65
14-Ago-96	11.61	7.89	30-Ago-96	3.90	4.87
15-Ago-96	11.96	7.99	31-Ago-96	3.36	4.17
16-Ago-96	13.67	9.71			

RELACIÓN ENTRE P. GRANDE Y COTOPAXI

Curva de Ajuste: $Y = -3,5560 + 1,6471 * X$

Factor de Correlación: 0,89

3.3 POTENCIA Y ENERGÍA DISPONIBLE

El potencial de energía eólica disponible en una instalación se representa adecuadamente con curvas de distribución de frecuencias. Adicionalmente las curvas de duración de potencia complementan convenientemente esta información.

Las funciones de distribución de velocidad y densidad de energía disponible en el viento, para las alturas de 26 y 40 metros se presentan resumidamente en los cuadros 3.18, 3.19, 3.20 y 3.21, proyectado para el año completo a partir del período de 9 meses considerado. De éstos se pueden obtener las curvas de duración de potencia disponible en el viento.

Los perfiles grafizados o tabulados en el presente estudio siempre que no indiquen un *site* específico, corresponden al promedio de todos ellos, de tal forma de representar integralmente la extensión de la central en Páramo Grande. El perfil de viento o de producción de potencia y energía en la extensión de Cotopaxi se considera equivalente a la única torre instalada (*site* 7).

Gráfico No. 3.29. Curva de duración de potencia. Páramo Grande. 26 m

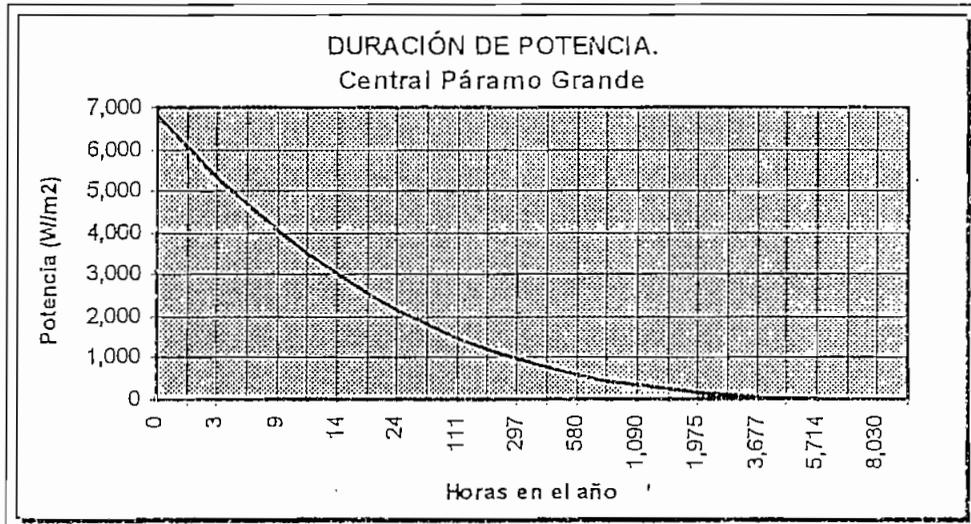
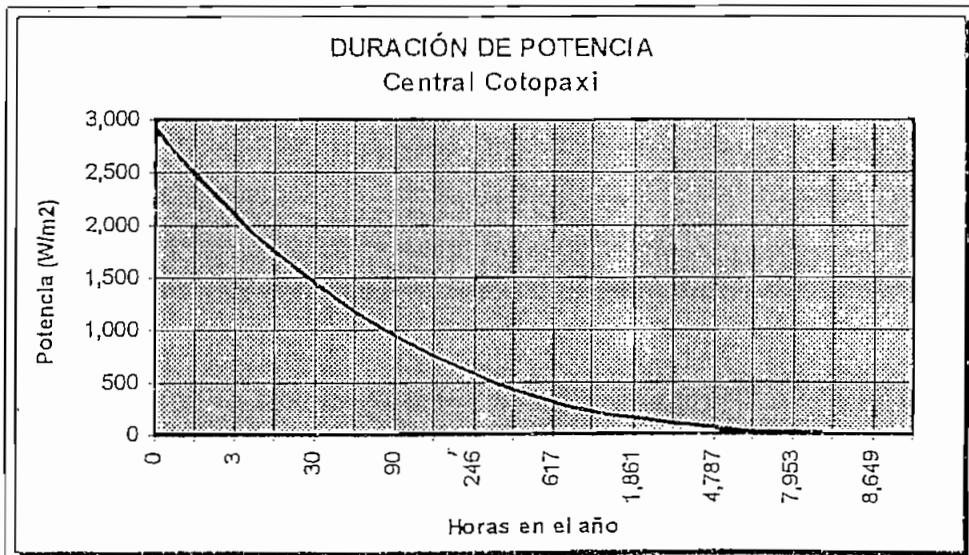


Gráfico No. 3.30. Curva de duración de potencia. Cotopaxi. 26 m



Cuadro No. 3.18. DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS

Período considerado: 1 FEBRERO - 30 SEPTIEMBRE / 96

Proyección: 1 AÑO

Proyecto: PÁRAMO GRANDE

Tiempo de promedio: 1 HORA

Densidad media del aire: 0,863 kg/m³

Altura sensor: 26 m

VELOCIDAD VIENTO (m/s)	POTENCIA (W/m ²)	HORAS (h)	FRECUENCIA RELATIVA (%)	HORAS ACUMULADAS (h)	FREQ. RELAT ACUMULADA (%)	DENSIDAD DE ENERGÍA (Wh/m ²)	ENERGÍA ACUMULADA (kWh/m ²)
<1	0	529	6.0	529	6.0	0	0
1	0	1,336	15.2	1,865	21.2	576	1
2	3	1,200	13.7	3,065	34.9	4,144	5
3	12	1,172	13.3	4,237	48.2	13,652	18
4	28	1,021	11.6	5,258	59.9	28,201	47
5	54	854	9.7	6,112	69.6	46,063	93
6	93	624	7.1	6,736	76.7	58,118	151
7	148	440	5.0	7,175	81.7	65,093	216
8	221	381	4.3	7,556	86.0	84,187	300
9	315	285	3.2	7,841	89.3	89,546	390
10	432	232	2.6	8,073	91.9	100,087	490
11	574	158	1.8	8,231	93.7	90,829	580
12	746	145	1.6	8,376	95.4	107,813	688
13	948	107	1.2	8,483	96.6	101,378	790
14	1,184	96	1.1	8,579	97.7	114,135	904
15	1,456	95	1.1	8,674	98.7	138,188	1,042
16	1,767	54	0.6	8,728	99.4	95,834	1,138
17	2,120	29	0.3	8,757	99.7	60,667	1,199
18	2,517	9	0.1	8,766	99.8	22,742	1,221
19	2,960	3	0.0	8,769	99.8	8,916	1,230
20	3,452	3	0.0	8,772	99.9	10,399	1,241
21	3,996	2	0.0	8,773	99.9	6,019	1,247
22	4,595	6	0.1	8,779	99.9	27,681	1,274
23	5,250	2	0.0	8,781	100.0	7,907	1,282
24	5,965	3	0.0	8,784	100.0	17,969	1,300
25	6,742	0	0.0	8,784	100.0	0	1,300

Horas utilizadas en la proyección:

5832

Energía disponible en el viento:

1,300 kWh/m².año

Potencia media del viento:

148 W/m²

Cuadro No. 3 19. DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS

Período considerado: 1 FEBRERO - 30 SEPTIEMBRE / 96

Proyección: 1 AÑO

Proyecto: PÁRAMO GRANDE

Tiempo de promedio: 1 HORA

Densidad media del aire: 0,863 kg/m³

Altura sensor: 40 m

VELOCIDAD VIENTO (m/s)	POTENCIA (W/m ²)	HORAS (h)	FRECUENCIA RELATIVA (%)	HORAS ACUMULADAS (h)	FREQ. RELAT ACUMULADA (%)	DENSIDAD DE ENERGÍA (Wh/m ²)	ENERGÍA ACUMULADA (kWh/m ²)
<1	0	440	5.0	440	5.0	0	0
1	0	1,194	13.6	1,634	18.6	515	1
2	3	1,080	12.3	2,714	30.9	3,728	4
3	12	1,003	11.4	3,717	42.3	11,687	16
4	28	1,008	11.5	4,725	53.8	27,827	44
5	54	830	9.4	5,555	63.2	44,763	89
6	93	691	7.9	6,246	71.1	64,435	153
7	148	523	5.9	6,769	77.1	77,353	230
8	221	390	4.4	7,159	81.5	86,184	316
9	315	345	3.9	7,504	85.4	108,497	425
10	432	255	2.9	7,758	88.3	109,835	535
11	574	202	2.3	7,960	90.6	115,915	651
12	746	197	2.2	8,157	92.9	147,120	798
13	948	116	1.3	8,273	94.2	109,945	908
14	1,184	122	1.4	8,395	95.6	144,452	1,052
15	1,456	96	1.1	8,492	96.7	140,381	1,193
16	1,767	84	1.0	8,576	97.6	149,075	1,342
17	2,120	89	1.0	8,665	98.6	188,388	1,530
18	2,517	51	0.6	8,716	99.2	128,870	1,659
19	2,960	35	0.4	8,751	99.6	102,528	1,761
20	3,452	15	0.2	8,766	99.8	51,993	1,813
21	3,996	0	0.0	8,766	99.8	0	1,813
22	4,595	3	0.0	8,769	99.8	13,841	1,827
23	5,250	3	0.0	8,772	99.9	15,815	1,843
24	5,965	2	0.0	8,773	99.9	8,984	1,852
25	6,742	5	0.1	8,778	99.9	30,465	1,883

Horas utilizadas en la proyección:

5832

Energía disponible en el viento:

1,883 kWh/m².año

Potencia media del viento:

214 W/m²

Cuadro No. 3.20. DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS

Período considerado: 1 FEBRERO - 30 SEPTIEMBRE / 96

Proyección: 1 AÑO

Proyecto: COTOPAXI

Tiempo de promedio: 1 HORA

Densidad media del aire: 0.852 kg/m³

Altura sensor: 26 m

VELOCIDAD VIENTO (m/s)	POTENCIA (W/m ²)	HORAS (h)	FRECUENCIA RELATIVA (%)	HORAS ACUMULADAS (h)	FREQ. RELAT ACUMULADA (%)	DENSIDAD DE ENERGÍA (Wh/m ²)	ENERGÍA ACUMULADA (kWh/m ²)
<1	0	111	1.3	111	1.3	0	0
1	0	217	2.5	328	3.7	92	0
2	3	480	5.5	809	9.2	1,637	2
3	12	1,285	14.6	2,094	23.8	14,777	17
4	27	1,890	21.5	3,984	45.4	51,536	68
5	53	1,806	20.6	5,790	65.9	96,164	164
6	92	1,128	12.8	6,918	78.8	103,805	268
7	146	706	8.0	7,624	86.8	103,217	371
8	218	541	6.2	8,165	93.0	117,937	489
9	311	214	2.4	8,379	95.4	66,420	556
10	426	158	1.8	8,537	97.2	67,371	623
11	567	99	1.1	8,636	98.3	56,365	679
12	736	57	0.7	8,694	99.0	42,132	721
13	936	33	0.4	8,727	99.3	31,013	752
14	1,169	27	0.3	8,754	99.7	31,691	784
15	1,438	20	0.2	8,773	99.9	28,152	812
16	1,745	8	0.1	8,781	100.0	13,141	825
17	2,093	2	0.0	8,782	100.0	3,152	829
18	2,484	2	0.0	8,784	100.0	3,742	832
19	2,922	0	0.0	8,784	100.0	0	832
20	3,408	0	0.0	8,784	100.0	0	832
21	3,945	0	0.0	8,784	100.0	0	832
22	4,536	0	0.0	8,784	100.0	0	832
23	5,183	0	0.0	8,784	100.0	0	832
24	5,889	0	0.0	8,784	100.0	0	832
25	6,656	0	0.0	8,784	100.0	0	832

Horas utilizadas en la proyección:

5,832

Energía disponible en el viento:

832 kWh/m².año

Potencia media del viento:

95 W/m²

Cuadro No. 3.21. DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS

Período considerado: 1 FEBRERO - 30 SEPTIEMBRE / 96

Proyección: 1 AÑO

Proyecto: COTOPAXI

Tiempo de promedio: 1 HORA

Densidad media del aire: 0,852 kg/m³

Altura sensor: 40 m

VELOCIDAD VIENTO (m/s)	POTENCIA (W/m ²)	HORAS (h)	FRECUENCIA RELATIVA (%)	HORAS ACUMULADAS (h)	FREQ. RELAT ACUMULADA (%)	DENSIDAD DE ENERGÍA (Wh/m ²)	ENERGÍA ACUMULADA (kWh/m ²)
<1	0	93	1.1	93	1.1	0	0
1	0	199	2.3	292	3.3	85	0
2	3	324	3.7	616	7.0	1,104	1
3	12	767	8.7	1,383	15.7	8,818	10
4	27	1,646	18.7	3,029	34.5	44,883	55
5	53	1,682	19.2	4,711	53.6	89,588	144
6	92	1,291	14.7	6,002	68.3	118,773	263
7	146	929	10.6	6,931	78.9	135,789	399
8	218	667	7.6	7,599	86.5	145,532	545
9	311	410	4.7	8,008	91.2	127,227	672
10	426	334	3.8	8,343	95.0	142,442	814
11	567	164	1.9	8,507	96.8	93,087	907
12	736	74	0.8	8,581	97.7	54,328	962
13	936	69	0.8	8,650	98.5	64,844	1,026
14	1,169	56	0.6	8,706	99.1	65,143	1,092
15	1,438	23	0.3	8,728	99.4	32,483	1,124
16	1,745	26	0.3	8,754	99.7	44,678	1,169
17	2,093	15	0.2	8,769	99.8	31,523	1,200
18	2,484	9	0.1	8,778	99.9	22,452	1,223
19	2,922	5	0.1	8,782	100.0	13,203	1,236
20	3,408	0	0.0	8,782	100.0	0	1,236
21	3,945	2	0.0	8,784	100.0	5,942	1,242
22	4,536	0	0.0	8,784	100.0	0	1,242
23	5,183	0	0.0	8,784	100.0	0	1,242
24	5,889	0	0.0	8,784	100.0	0	1,242
25	6,656	0	0.0	8,784	100.0	0	1,242

Horas utilizadas en el cálculo:

5832

Energía disponible en el viento:

1,242 kWh/m².año

Potencia media del viento:

141 W/m²

Las funciones de distribución de frecuencias aplicadas mensualmente para las mediciones consideradas, permiten obtener un perfil más detallado de la energía disponible en el recurso del viento.

☑ Cuadro No. 3.22 Energía promedio disponible en el viento (kWh/m²)

FECHA	PARAMO GRANDE		COTOPAXI	
	26 m	40 m	26 m	40 m
Ene-96*	22,2	32,7	43,7	60,9
Feb-96	29,3	43,1	32,9	48,9
Mar-96	20,3	29,7	29,8	44,9
Abr-96	23,2	34,6	29,8	44,0
May-96	39,3	59,7	37,5	56,5
Jun-96	92,3	136,6	61,6	91,3
Jul-96	266,2	359,8	141,5	210,4
Ago-96	206,4	307,2	109,2	161,7
Sep-96	186,2	279,0	110,2	166,8
Oct-96*	177,3	260,0	99,1	150,1
Nov-96*	141,1	203,7	83,2	125,9
Dic-96*	96,1	136,6	53,3	80,7
TOTAL ANUAL	1.300	1.883	832	1.242

* Datos obtenidos mediante extrapolación.

Se observa que la mayor disponibilidad de energía se da en el período junio-septiembre. Esta misma tendencia se mantendrá considerando la operación real de la turbina seleccionada ya que la producción en bornes de aerogenerador estará afectada únicamente por el coeficiente global de operación propio de cada turbina.

La potencia disponible en el recurso del viento se puede presentar también en términos de potencia media. Se tiene así:

$$\bar{P}d = E_{cm} / r \quad (30)$$

donde,

r : Período en horas [672 ó 696 para febrero, 720 ó 744 otros meses; 8.760 para un año]

E_{cm} : Energía generada en el período, Wh/m²

$\bar{P}d$: Potencia media, W/m²

▣ Cuadro No. 3.23 Potencia promedio disponible en el viento (W/m^2)

FECHA	PARAMO GRANDE		COTOPAXI	
	26 m	40 m	26 m	40 m
Ene-96*	29,9	44,0	58,7	81,9
Feb-96	42,0	62,0	47,3	70,2
Mar-96	27,3	39,9	40,0	60,4
Abr-96	32,2	48,1	41,4	61,1
May-96	52,9	80,3	50,4	76,0
Jun-96	128,3	189,8	85,6	126,9
Jul-96	357,8	486,3	190,2	282,8
Ago-96	277,4	413,0	146,8	217,3
Sep-96	258,6	387,5	153,1	231,6
Oct-96*	238,3	349,5	133,3	201,7
Nov-96*	195,9	282,9	115,5	174,9
Dic-96*	129,1	183,6	71,6	108,4
PROMEDIO ANUAL	148,0	214,3	94,7	141,4

* Datos obtenidos mediante extrapolación.

De potencial de energía y potencia disponible en el viento presentado en los últimos cuadros, idealmente el 59,3 % según Betz, puede obtenerse realmente como potencia teórica máxima. Si se suman las correcciones por pérdidas en los sistemas mecánicos y eléctricos propios de las turbinas, así como las zonas muertas debido a la desconexión del aerogenerador por defecto o exceso de viento, se tiene que los sistemas eólicos ya en operación, pueden obtener apenas entre el 25 y 40 % aproximadamente de la energía total disponible en el viento.

Una vez seleccionados los equipos de aerogeneración se podrá obtener los parámetros reales de producción que involucran la eficiencia de los diversos componentes de las turbinas eólicas, mediante las curvas de potencia de salida en función de la velocidad del viento.

3.4 MERCADO POTENCIAL

Se estima en los cuadros siguientes que el consumo de energía total de nuestro país crecería a una tasa media acumulativa del 4,2 %, lo que significa que el consumo de energía para el año 2.010 pasaría de 6.175 GWh en 1995 a 11.380 GWh en un escenario de menor crecimiento de la economía. De igual forma, la demanda máxima de potencia, sufriría un incremento significativo, tal como se presenta en el cuadro No 3.25 de acuerdo a dos escenarios de crecimiento de la economía del país expuestos en el cuadro No. 3.24.

✓ Cuadro No. 3.24 Escenarios de crecimiento de la economía y cobertura de electrificación

ESCENARIO	CRECIMIENTO ANUAL PIB PERIODO		COBERTURA AL AÑO 2010	
	1994-2000	2001-2010	URBANA	RURAL
BAJO	3%	4%	95%	53%
ALTO	4%	6%	98%	65%

✓ Cuadro No. 3.25 Previsión de la demanda de electricidad

AÑO	ESCENARIO DE MENOR CRECIMIENTO			ESCENARIO DE MAYOR CRECIMIENTO		
	CONSUMO	ENERGÍA	DEMANDA	CONSUMO	ENERGÍA	DEMANDA
	(GWh)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(GWh)	(MW)
1995	6.175	7.674	1.448	6.282	7.791	1.470
1996	6.439	7.870	1.483	6.600	8.069	1.521
1997	6.714	8.083	1.521	6.949	8.369	1.575
1998	7.094	8.473	1.592	7.410	8.855	1.664
1999	7.382	8.765	1.645	7.787	9.251	1.736
2000	7.709	9.097	1.705	8.209	9.694	1.817
2001	8.043	9.442	1.768	8.698	10.219	1.913
2002	8.377	9.784	1.829	9.202	10.757	2.011
2003	8.703	10.116	1.889	9.715	11.302	2.110
2004	9.016	10.431	1.945	10.231	11.849	2.209
2005	9.347	10.765	2.005	10.785	12.434	2.316
2006	9.689	11.112	2.067	11.370	13.054	2.428
2007	10.006	11.500	2.136	12.014	13.740	2.552
2008	10.477	11.926	2.212	12.715	14.488	2.687
2009	10.933	12.383	2.294	13.489	15.295	2.833
2010	11.380	12.865	2.380	14.275	16.155	2.989
PERIODO	TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO (%)					
1995-2005	4,2	3,4	3,3	5,6	4,8	4,7
1995-2010	4,2	3,5	3,4	5,6	5,0	4,8

Referencia: Estudios sobre lineamientos de políticas energéticas en el Ecuador [10]

Por otra parte, varias de las centrales de generación que se tenían previstas construir hasta el año 1996 no se las han realizado, lo que permite concluir que tanto la energía como la demanda máxima se verán afectadas aún más por la falta de inversión, llegándose a consolidar un mercado abierto a las inversiones en generación de energía eléctrica.

Los últimos estiajes en la cuenca del Río Paute ocasionaron serios racionamientos de energía en el país, que culminaron con la asignación de urgentes contratos de producción de energía en Guayaquil con empresas como Electroquil, Electroquito, Electroecuador y Seacoast.

El déficit eléctrico del INECEL por la naturaleza del sistema interconectado, afectará en mayor o menor grado a todas las empresas eléctricas regionales que se ven servidas del mismo.

Equipamiento.

Desde la promulgación de la Ley Básica de Electrificación en 1961 mediante la cual se crea el INECEL y con la creación del Fondo Nacional de Electrificación proveniente de los recursos del petróleo, este instituto ha venido planificando y construyendo centrales generadoras con las claras limitaciones financieras existentes. El INECEL cuenta actualmente con el equipamiento descrito en el siguiente cuadro:

✓ Cuadro No. 3.26 Centrales de generación existentes

Equipamiento	Potencia instalada (MW)	Fecha. Entrada en operación
Central Térmica Esmeraldas	132	1982
Central Térmica a vapor Estero Salado	146	1980
Central Térmica Guangopolo	31	1977
Central Térmica Sta. Rosa	51	1981
Central hidroeléctrica Paute	1.075	1983 y 1991
Central hidroeléctrica Agoyán	156	1987
Central hidroeléctrica Pisayambo	70	1977
Central térmica Seacoast (Sto Domingo)	40	1996
Central térmica Seacoast (Sta Elena)	80	1996
Central Térmica ELECTROECUADOR	188	--
Central Térmica ELECTROQUIL	75	1993
Central Térmica ELECTROQUITO	33	1993

Fuente: Estudios sobre lineamientos de políticas energéticas en el Ecuador [10]. Se ha añadido las centrales térmicas de Seacoast.

El último Plan de Equipamiento propuesto por el INECEL se presenta en el cuadro No 3.27. Un gran componente de centrales térmicas que no aparecían en anteriores propuestas se observan en este cuadro. Se han incluido centrales de generación térmica que aprovecharían como combustible el gas natural del Golfo de Guayaquil.

▣ Cuadro No. 3.27 Plan de expansión de la generación eléctrica: 1994-2010

Equipamiento	Potencia instalada (MW)	Fecha Entrada en operación
Rehabilitación del parque térmico de	115	octubre 1994
Central a gas (Manta)	90	octubre 1994
Central a gas (Guayaquil)	92	octubre 1995
Central a gas (Machala)	30	octubre 1996
Central a vapor (Trinitaria)	125	octubre 1997
Central hidroeléctrica Daule-Peripa	130	octubre 1998
Central hidroeléctrica San Francisco	230	diciembre 1999
Central ciclo combinado (Gas Golfo)	100	octubre 2001
Central hidroeléctrica Apaquí	36	octubre 2001
Central hidroeléctrica Paute Mazar	180	octubre 2003
Central hidroeléctrica Codo-Sinclair	432	octubre 2006

Referencia: Estudios sobre lineamientos de políticas energéticas en el Ecuador [10]

Entre otros proyectos que podrían ser considerados en este plan son los expuestos en el cuadro No 3.28 los cuales entrarían en funcionamiento en los años descritos, dependiendo de la disponibilidad de financiamiento y del interés de la empresa privada.

▣ Cuadro No. 3.28 Proyectos de Generación Adicionales

Equipamiento	Potencia instalada (MW)	Entrada en operación
Central hidroeléctrica Toachi Pilatón	171	2001
Central hidroeléctrica Angamarca-Sinde	50	2001
Central hidroeléctrica Sopladora	312	2005

Referencia: Estudios sobre lineamientos de políticas energéticas en el Ecuador [10]

Es importante destacar que varios de los proyectos que debían entrar en operación no lo han hecho debido a las difíciles condiciones del sector, lo cual ha aumentado más aún el déficit de energía.

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO

Una de las empresas afectadas por los constantes estiajes y la creciente demanda, a pesar de disponer de varias centrales de generación propias, es la Empresa Eléctrica Quito, cuya disponibilidad de potencia y energía es deficitaria, y más aún en las épocas de estiajes del Río Paute que corresponde normalmente al período noviembre - marzo de cada año, que han venido afectando mayormente a partir de 1992.

El estiaje para la Empresa Eléctrica Quito también está presente en el período junio-octubre en el que los caudales del río San Pedro disminuyen notablemente, afectando la producción de energía en las centrales de Los Chillos (1,76 MW), Guangopolo (20,9 MW), Cumbayá (40 MW) y Nayón (29,7 MW).

La ubicación geográfica del sistema de la Empresa Eléctrica Quito así como las previstas para las centrales eólicas hacen que dicha empresa sea un potencial comprador de la producción de las centrales.

Suministro de energía a la EEQ.

La Empresa Eléctrica Quito cuenta con una capacidad instalada en equipamientos propios de 91,5 MW en centrales hidráulicas y 43,4 MW en centrales térmicas, lo cual es insuficiente para abastecer la demanda de su área de concesión por lo que también celebra contratos de compra de energía con el INECEL.

La composición de la producción de energía en GWh en los últimos tres años se presentó en el siguiente cuadro:

 Cuadro No. 3.29 Producción de energía. Sistema EEQ. [GWh]

Año	Producción hidráulica	Producción Térmica	Compras INECEL	Producción Total
1993	347	27	1.284	1.658
1994	396	34	1.374	1.804
1995	325	91	1.397	1.813

Fuente: Empresa Eléctrica Quito

De este cuadro se puede concluir que de la energía que produce la EEQ, un 3 % aproximadamente corresponde a sus plantas térmicas y un 21 % a las hidráulicas, destacándose el hecho de que en el año 1995 el porcentaje de generación térmica aumentó considerablemente debido al estiaje soportado a fines del mismo año. La energía producida por la EEQ respecto a la energía total que comercializa representa aproximadamente un 24 %. Es decir aproximadamente el 76% proviene de compras al INECEL y otros.

Déficit de energía

La Empresa Eléctrica Quito al igual que las restantes empresas regionales del país han venido padeciendo grandes déficits en la entrega de energía a sus abonados por la creciente demanda de energía, y por los insistentes estiajes que se han presentado en las cuencas que alimentan a las centrales de Paute, Agoyán y Pisayambo, que son las más importantes del país y que juntas generan aproximadamente el 70 % de la energía del país. El estiaje de mayor consideración hasta la fecha ha sido el ocurrido a fines del año 1995.

El período crítico para la EEQ estaría en el período enero-marzo tomando en cuenta el bajo caudal de la cuenca del Río Paute. La disponibilidad de energía de la EEQ en este período se presenta en el siguiente cuadro:

✓ Cuadro No. 3.30 Disponibilidad de energía EEQ. (MWh).

Mes 1995	Energía propia EEQ		Energía comprada INECEL	TOTAL
	Hidráulica	Térmica		
enero	28.705	5.565	128.039	162.309
febrero	22.690	6.767	114.200	143.657
marzo	28.817	8.004	118.920	155.741

Fuente: Empresa Eléctrica Quito

Energía colocable

La *colocabilidad* de energía en el sistema de la EEQ considera una seguridad hidrológica del 60% en el caudal que alimenta a las centrales hidráulicas. Dependiendo de los requerimientos y curvas parabólicas de consumos así como de los costos comparativos, se plantea la posibilidad de reemplazo de parte de la energía proveniente del INECEL y de las centrales térmicas propias por la energía que generarán las dos centrales eólicas en estudio. Se ha tomado el consumo del mes de junio como representativo del sistema, para lo cual se tienen los siguientes valores:

✓ Cuadro No. 3.31 Disponibilidad de las centrales hidráulicas. Sistema EEQ

POTENCIA (kW)		ENERGIA (MWh)	
De Pasada	Regulada	De Pasada	Regulada
30.000	34.500	21.611	2.896

Fuente Empresa Eléctrica Quito.

Considerando la ubicación de la central eólica en la curva de carga, se tienen tres alternativas en la *colocabilidad* de energía.

☑ Cuadro No. 3.32 *Colocabilidad* de energía. Sistema EEQ

Alternativa	Descripción
A	Que la central opere en la parte baja de la curva de carga, a continuación de la producción de potencia y energía de pasada de las centrales hidráulicas de la EEQ. Energía <i>colocable</i> : 21.600 MWh mensuales 259.200 MWh anuales
B	Que la central opere en la parte más alta de la curva de carga, a continuación (hacia abajo) de la producción de los grupos térmicos necesarios para la optimización de la operación del sistema. Energía <i>colocable</i> : 5.800 MWh mensuales 69.600 MWh anuales
C	Que la central opere en la parte más alta de la curva de carga, inmediatamente después y hacia abajo de la potencia y energía hidráulica regulada de la EEQ. Esta ubicación estará condicionada a que los costos de producción de las centrales eólicas sean menores que los de las térmicas desplazadas. Energía <i>colocable</i> : 8.000 MWh mensuales 96.000 MWh anuales

Fuente: Empresa Eléctrica Quito

Se observa de estas simulaciones que la alternativa *A* que corresponde a la operación en la parte baja de la curva de carga, es la que mayor margen de *colocabilidad* de energía presenta, 259.200 MWh por año. La alternativa *C* exige una comparación de costos de producción entre las centrales térmicas a desplazarse y el sistema de reemplazo.

La energía definida como *colocable* ha sido calculada en base a un mes de consumo típico como es junio, es decir no contempla los déficits de energía como consecuencia de los estiajes conocidos, lo que permite suponer que la *colocabilidad* de energía sería mayor aún.

En el anexo No 4 se presentan las curvas de *colocabilidad* otorgadas por la EEQ para su sistema, para las tres alternativas descritas.

Costos de producción de la generación térmica. Sistema EEQ

Para cubrir la demanda de energía, la EEQ cuenta con las centrales térmicas Gualberto Hernández y Luluncoto. Estas ingresan al servicio sólo en las horas pico por razones de operación económica, pudiendo éstas trabajar más si la demanda de energía así lo requiere.

Las potencias instaladas de estas centrales térmicas se describen en el siguiente cuadro:

▣ Cuadro No. 3.33 Capacidad térmica de la EEQ

CENTRAL	NÚMERO DE UNIDADES	POTENCIA UNITARIA (kW)	POTENCIA TOTAL (kW)
G. Hernández	6	5.720	34.320
Luluncoto	3	3.000	9.000

Fuente: Empresa Eléctrica Quito

De acuerdo a las estadísticas de estas centrales para 1995, se tienen los siguientes consumos anuales y costos de producción:

▣ Cuadro No. 3.34 Consumos variables. Centrales térmicas EEQ

VARIABLES	G. HERNANDEZ	LULUNCOTO
Galones de diesel	301.186	1.262.348
Galones de búnker	4.283.382	--
Galones de lubricantes	32.065	11.825
Costo total de combustibles (S/.)	2.019.554.000	744.785.320
Costo total de lubricantes (S/.)	416.839.540	153.725.000
Costo total de repuestos* (S/.)	1.085.000.000	260.000.000
TOTAL COSTOS ANUALES (S/.)	3.521.393.540	1.158.510.320

Fuente: Empresa Eléctrica Quito. * Costos estimados.

▣ Cuadro No. 3.35. Rendimiento de las centrales térmicas de la EEQ.

Costos anuales (S/.)	3.521.393.540	1.158.510.320
Producción anual de energía	73.667	16.993
Costos de producción (S/ por kWh)	48,3	68,4

Los precios de los combustibles que sirvieron de base para los cálculos son de S/. 430 por galón de diesel y S/. 590 por galón de Búnker, con lo cual los costos de producción por kWh de las centrales (sin incluir costos de capital) son de 1,45 y 2,05 US\$cent (3.340 S/. por US\$) para las centrales Gualberto Hernández y Luluncoto respectivamente.

Es importante destacar que el gobierno subsidia los combustibles provenientes del petróleo para generación de energía. Si los combustibles se compraran a precios del mercado libre, los costos de operación de las centrales térmicas se elevarían notablemente. Se tiene así que considerando el precio actual de los combustibles (dic/96) de S/.2.420 y S/.1.482 para el galón de diesel y búnker respectivamente, el costo de producción de las centrales serían de 3,35 y 5,86 US\$cent/kWh para las centrales térmicas Gualberto Hernández y Luluncoto respectivamente.

Capítulo 4

SELECCIÓN DE EQUIPOS

La selección apropiada de los equipos, principalmente de los aerogeneradores requiere una descripción y estudio de su funcionamiento y principales características de operación, así como de la clasificación de los diferentes tipos existentes en el mercado.

4.1 AEROGENERADORES

En cuanto a capacidad, no se ha llegado a una estandarización en la clasificación de los aerogeneradores, pero la más conveniente y más utilizada es la siguiente:

Capacidad

- pequeños 0 a 9 kW
- medianos 10 a 99 kW
- grandes mayores a 100 kW.

Configuración

Los aerogeneradores pueden operar con las siguientes configuraciones:

- Rotor de eje vertical
- Rotor de eje horizontal

Los rotores pueden ser de eje horizontal y de eje vertical. Dentro de los primeros se tiene: de hélice moderna, que en general son de paso variable lo cual hace que sea una de las más eficientes; de aspas flexibles, y otros que consisten de un arreglo circular de 48 aspas angostas y delgadas, no

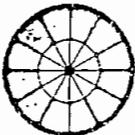
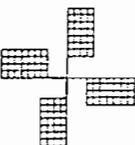
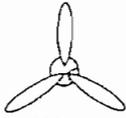
necesitan engranajes multiplicadores de velocidad, utilizados sólo baja potencia por su bajo rendimiento.

Las aspas en los rotores de eje horizontal están unidas al cubo de una manera flexible que le permite girar en dirección del viento y soportar las cargas dinámicas resultantes de fenómenos atmosféricos. Las aspas de los rotores de eje horizontal se mueven por acción sustentadora, por lo que se obtiene una razón de velocidad de las aspas a la velocidad del viento muy alta, cercana a 12 [13].

El rotor de Savonius es el más conocido de los de eje vertical, que consiste en dos semicilindros idénticos con sus ejes verticales. Sus aplicaciones están avanzando sólo en instalaciones pequeñas por su bajo rendimiento. Su precio también es relativamente bajo, no necesita sistema de orientación. Tiene serias limitaciones para aplicaciones de mediana y gran escala.

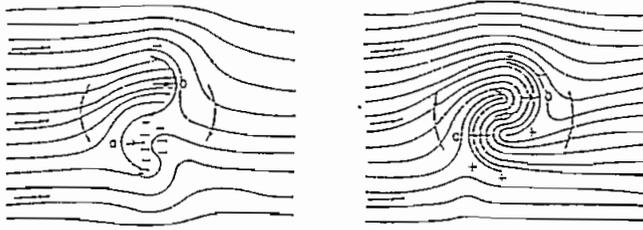
Otro rotor de eje vertical fue inventado por G.J.M. Darrieus. A partir de éste fueron desarrollados otros más. Las bandas metálicas flexibles tienen forma de lazo y se elevan a medida que giran, de modo que a una velocidad determinada, la unidad gira más rápidamente llegando a ser más eficiente que el rotor de Savonius. Un punto negativo de este tipo de rotor es no contar con arranque automático, aún con vientos fuertes [13].

Gráfico No. 4.1. Rotores de eje horizontal

Tipo de rotor	C_p máx	Comentarios
 De granja	0.25	Alta potencia, baja velocidad, pérdidas altas
 Holandés	0.19	Alta potencia, baja velocidad, diseño ineficiente de las aspas
 Hélice moderna	0.47	Baja potencia, alta velocidad, diseño eficiente de las aspas

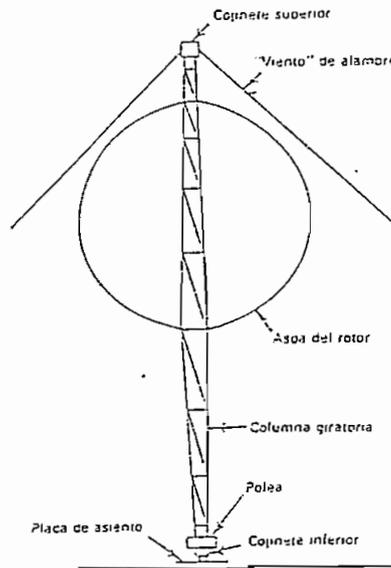
Referencia: Enciclopedia de la energía [13]

Gráfico No. 4.2. Rotores de eje vertical



Rotor Savonius: a) de baja eficiencia

b) De alta eficiencia



Rotor de eje vertical de Darrieus (1931)

Referencia: Enciclopedia de la energía [13]

Los componentes principales de los aerogeneradores modernos de eje horizontal, que son los más utilizados en proyectos de generación de energía, se detallan a continuación [13]:

Transmisiones

La velocidad de rotación de los rotores (40 - 60 rpm) se controla regulando el paso de las aspas. Ésta generalmente es baja, por lo que se necesita una caja de engranaje para multiplicar la velocidad y llegar a los niveles exigidos para eficiencia máxima del generador. Existen sistemas mecánicos con engranajes de relación fija, los cuales debido a su alta eficiencia, se recomienda ser montados en la parte superior de la torre, debido a su alta eficiencia.

Controles

Los generadores modernos necesitan de sistemas de control que puedan solventar las siguientes funciones: orientación del rotor con respecto al viento; control de la potencia variando el ángulo de las aspas; arranque y conexión del equipo; monitoreo a la salida del generador ; salida de la unidad como consecuencia de vientos muy fuertes; protección para el generador, la red eléctrica y el motor; energía de emergencia y modalidad de mantenimiento.

Torres

Cuatro tipos de torres son las más conocidas; la de concreto reforzado; el poste; la torre desmontable de tubo acorazado y la de armazón. La torre de armazón es la más utilizada por ser muy adaptable, su costo es bajo, de fácil transportación y es potencialmente rígida.

Sistema

Para aerogeneradores relativamente grandes, la configuración más conveniente consiste en tener dos aspas de eje horizontal, con regulador de pasos para control de potencia con una caja de engranajes de relación fija y con montaje integral en lo alto de la turbina.

Una modificación a esta configuración podría consistir en tener una corona dentada montada en el cubo del rotor y que transmita la velocidad en ángulo recto hacia el piso, donde se encontraría el generador.

Generadores

Las centrales eólicas por las características de baja densidad que tiene el recurso renovable utilizado, emplean una serie de turbinas en una vasta extensión de terreno. Este esquema, que se cumple en la gran mayoría de las centrales eólicas, hace que resulte totalmente impráctico y costoso el uso de generadores sincrónicos para las instalaciones, ya que la recolección de la energía producida por cada aerogenerador para el acoplamiento a la red de interconexión implicaría el uso de un sistema sincronizador para una gran cantidad de generadores igual al número de turbinas instaladas. Un proyecto de central eólica exige generalmente el uso de generadores de inducción o también llamados asincrónicos.

El acoplamiento en paralelo de generadores asincrónicos no necesita comparación de frecuencia, fase o tensión. El generador suministra a la red la energía proveniente de la máquina motriz, una vez que esta última haya superado la velocidad de sincronismo.

Existen generadores de velocidad constante y variable, los últimos son costosos. Entre los generadores de velocidad constante los más utilizados son: los sincrónicos; para instalaciones de

pocas turbinas grandes, y los asíncronos; para instalaciones con un número considerable de turbinas de mediana o gran capacidad.

Un motor trifásico que es accionado por una máquina motriz en la dirección del movimiento del motor y a una velocidad mayor que la de sincronismo (deslizamiento negativo) es capaz de producir energía eléctrica a través de su campo electromagnético, si su estator recibe un voltaje adecuado.

El generador asíncrono para su operación necesita de una potencia reactiva de excitación proveniente de una fuente externa que forme el campo electromagnético en el entrehierro y poder así generar. Es decir, el generador asíncrono no posee autonomía en su funcionamiento y su operación. Está siempre ligado a interconexiones con otros sistemas y/o al uso de capacitores que le provean dicha potencia. La potencia proporcionada por un generador a la línea de interconexión es totalmente activa, mientras que la que se absorbe de ésta es reactiva. La velocidad de accionamiento de la máquina es aproximadamente un 7% superior a la de sincronismo [13].

El generador sincrónico típicamente utilizado es el de rotor en cortocircuito lo cual resulta ser un equipo sencillo, barato y que no necesita de personal especializado para su operación. El mantenimiento es poco frecuente, exceptuando el engrase de los cojinetes y limpiezas de rutina.

La constancia del deslizamiento negativo estará garantizada totalmente por el sistema que provee los reactivos y que suministra la tensión, de tal forma que aún careciendo de regulador de velocidad, el sistema motriz de la turbina y las oscilaciones de voltaje y potencia queden absorbidas y autorreguladas por el sistema principal.

El uso de generadores asíncronos con caja de engranajes es la configuración mayormente usada. Alrededor del 90% de las centrales eólicas existentes utilizan estos sistemas que permiten la operación a velocidad constante, las ventajas de esta configuración con caja de engranajes se expone seguidamente:

- Costos de inversión y mantenimiento del sistema eléctrico relativamente bajos.
- No requieren sistemas de sincronización
- El uso de generadores asíncronos con cambio de polos reduce las cargas mecánicas dinámicas que se producen en las caja de engranajes, y aumenta el rendimiento a bajas velocidades promedio del viento.

- La potencia de salida a velocidades de viento altas, está limitada solamente por la estabilidad mecánica de la turbina.

Sin embargo, existen diseños sofisticados de aerogeneradores sincrónicos sin caja de engranajes que incluyen excitatrices permanentes, generador sincrónico de bajo ruido y control electrónico de potencia. Una de las principales ventajas de este sistema es la eliminación de componentes mecánicos como es la caja de engranajes, el aumento de la disponibilidad de la turbina y la disminución de los niveles de ruido.

Las principales ventajas y desventajas de los generadores asincrónicos se resumen seguidamente:

Ventajas

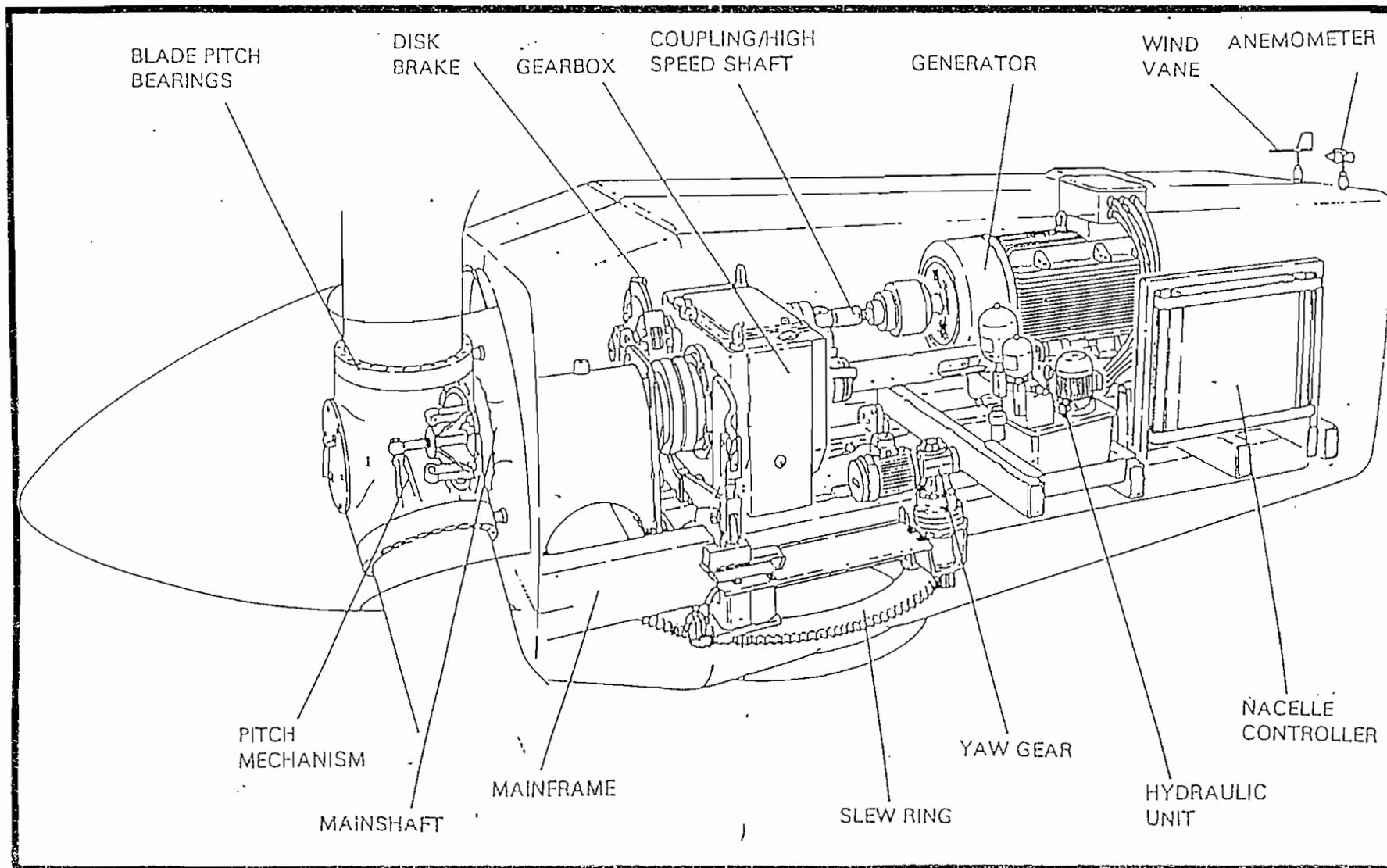
- El generador asincrónico puede ser una máquina con rotor en corto circuito, sencilla, de fácil operación y de bajo costo. Carece de anillos colectores y de escobillas.
- Rendimiento elevado.
- Por las características constructivas de la máquina, ésta necesita poco mantenimiento a lo largo de su vida útil.

Desventajas

- Su funcionamiento no es autónomo, puesto que la potencia de excitación debe ser entregada por una red existente o por un grupo de capacitores.
- Debido a que la potencia de excitación que necesitan los generadores asincrónicos es reactiva, la red principal se verá afectada por un bajo factor de potencia si no está concebido el uso de capacitores de compensación.

Los componentes de los aerogeneradores se presentan gráfico No 4.3.

Gráf. 4.3. Componentes de un aerogenerador



Es indispensable definir parámetros que nos permitan decidir sobre la eficiencia de una máquina. Se tiene así el coeficiente de potencia C_p , y el coeficiente global de potencia Cop , definidos de la siguiente forma:

$$C_p = \frac{\text{Potencia de la aeroturbina}}{\frac{1}{2} * \rho * A * V^3}$$

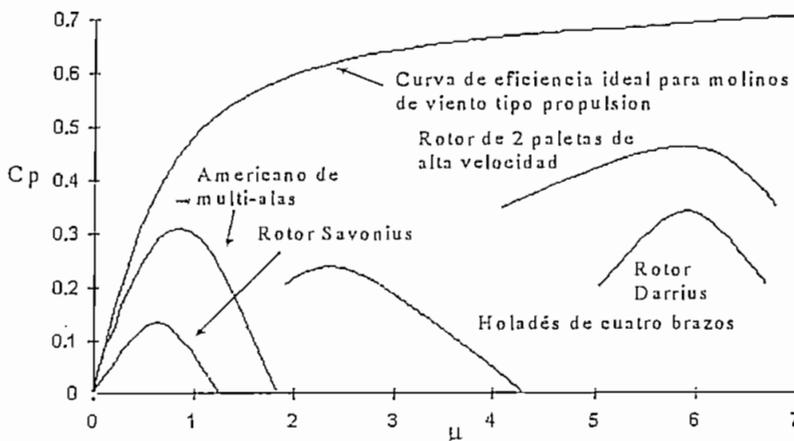
$$C_{op} = \frac{\text{Potencia en el generador}}{\frac{1}{2} * \rho * A * V^3}$$

donde ρ , A , V han sido definidos previamente.

El coeficiente de potencia tiene que ver con el rendimiento de las aspas propiamente, no así el coeficiente global de potencia que incluye el funcionamiento de la turbina como sistema. Es decir, incluye las eficiencias del sistema de rotación mecánica, transmisión mecánica y del generador eléctrico finalmente.

El siguiente gráfico nos presenta las características de operación de los aerogeneradores con sus respectivos coeficientes de potencia, ya sea de eje horizontal y vertical, de acuerdo con Wilson y Lissaman [13].

Gráfico 4.4. Rendimiento típico de los aerogeneradores



μ : Relación de la velocidad periférica de la paleta a la velocidad del viento

Se puede notar en el gráfico presentado que los sistemas modernos con 2 y 3 aspas son los más eficientes, por lo que actualmente son ampliamente utilizados para centrales eólicas de mediana y gran capacidad.

Para la instalación de las centrales de Páramo Grande y Cotopaxi se han realizado la comparación entre 3 turbinas existentes en el mercado, de tal forma de elegir la más económica. Éstas se presentan en el Anexo No 5. Las turbinas consideradas son:

- ESI54-S
- BOUMA WINDENERGIEBV
16m75kW
- BEREWOUUD ENERGIEBV
WINDVANG 125-40 kW

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

 Cuadro No. 4.1. ESI54-S

Número de aspas	2
Diámetro del rotor	15,24 m
Altura del eje del rotor	26 m
Velocidad de conexión	3,6 m/s
Velocidad nominal del viento	12 m/s
Voltaje	Trifásico 480 V
frecuencia	60 Hz
Potencia de salida	80 kW
Precio	US\$ 22.800,00

☑ Cuadro No. 4.2. BOUMA WINDENERGIEBV

BOUMA 16m75kW

Número de aspas	3
Diámetro del rotor	17 m
Altura del eje del rotor	24 m
Velocidad de conexión	4 m/s
Velocidad nominal del viento	14 m/s
Voltaje	Trifásico 380 V
frecuencia	50, 60 Hz
Potencia de salida	75 kW
Precio	140.000 Dfl

☑ Cuadro No. 4.3. BEREWOUUD ENERGIEBV

WINDVANG 125-40 kW

Número de aspas	3
Altura del eje del rotor	18 m
Velocidad de conexión	4 m/s
Velocidad nominal del viento	12 m/s
Voltaje	Trifásico 220-575 V
frecuencia	50, 60 Hz
Potencia de salida	40 kW
Precio	98.000 Dfl

*La tasa de cambio entre el florín *Dfl* y el dólar es 1,72 Dfl/US\$ (5 oct/96)

Las producciones anuales obtenidas para cada turbina operando aisladamente a una altura de 26 y 40 m, simuladas en el *SITE 2* de Páramo Grande y en el *SITE 7* de Cotopaxi, y presentadas en el anexo No.7 son:

☑ Cuadro No. 4.4. Producción anual de energía (kWh)

TIPO DE TURBINA	PARAMO GRANDE			COTOPAXI		
	26m	40m	Cop	26m	40m*	Cop
ESI INC.ESI-54-S	81.826	116.633	0,26	87.317	124.476	0,32
BOUMA WINDENERGIEBV 16m75kW	76.761	109.384	0,23	81.919	116.734	0,30
BEREWOUUD ENERGIEBV WINDVANG 125-40 kW	40.966	58.355	0,21	43.739	62.305	0,24

*Obtenido linealmente a partir de la producción a 26 m.

Los resultados obtenidos para el coeficiente global de potencia Cop , denotan que la potencia y energía que se aprovechan del viento en operación real, está apenas entre el 21 y 26 % para la Central Páramo Grande y entre el 24 y 32 % en Cotopaxi, del total disponible en el recurso del viento. El resultado de las producciones, con las simulaciones del *microsite*, se presentan en el punto 3 del anexo No. 7 para Páramo Grande a 40 m y para Cotopaxi a 26 m. El periodo considerado en el *microsite* para la proyección anual es del 1° febrero/96 al 30 septiembre/96 para Páramo Grande, y del 1° abril/96 al 30 septiembre/96 para Cotopaxi.

De las simulaciones realizadas con las turbinas y presentadas en el cuadro anterior, se tiene que los costos de potencia y energía (considerando únicamente el precio de la turbina y para una operación aislada) serían:

▣ Cuadro No. 4.5. Costos de producción. Central Páramo Grande

TIPO DE TURBINA	Altura del eje: 26 m		Altura del eje: 40 m	
	US\$/kW instalado	US\$/cent/kWh producido	US\$/kW instalado	US\$/cent/kWh producido
ESI INC.ESI-54-S	285	3,3	301	2,4
BOUMA WINDENERGIEBV 16m75kW	1.096	11,3	1.157	8,4
BEREWOUDENERGIEBV WINDVANG 125-40 kW	1.473	15,2	1.552	11,2

El costo de las turbinas consideradas ha sido corregido de su precio original en 0,4% [21] por cada metro de elevación de las torres.

▣ Cuadro No. 4.6. Costos de producción. Central Cotopaxi

TIPO DE TURBINA	Altura del eje: 26 m		Altura del eje: 40 m	
	US\$/kW instalado	US\$/cent/kWh producido	US\$/kW instalado	US\$/cent/kWh producido
ESI INC.ESI-54-S	285	3,1	301	2,3
BOUMA WINDENERGIEBV 16m75kW	1.096	10,6	1.157	7,9
BEREWOUDENERGIEBV WINDVANG 125-40 kW	1.473	14,2	1.552	10,5

Las curvas de producción de energía para las turbinas *Berewoud EnergieBV WindVang 125-40* y *Bouma WindEnergieBV 16m75kW* han sido estimadas tomando como base la turbina *ESI-54-S*.

Tanto la potencia instalada como el precio del kWh son de menor costo para la turbina *ESI-54-S* de 80 kW por lo que será considerada para las centrales en estudio. El precio del kWh ha sido calculado asumiendo que la producción del *site 2* es constante y representativo de la central, con una tasa de descuento del 10 %, y una vida útil de 20 años para la turbina *ESI-54-S* de tecnología de remanufactura, y 30 años para las dos restantes.

Las características detalladas de la turbina seleccionada se presentan seguidamente:

Aerogenerador ESI54-S

Generador

Capacidad nominal:	80 kW
Número de polos	4
Número de fases:	3
Velocidad:	1.800 rpm
Frecuencia:	60 Hz
Eficiencia a carga máxima:	92.4 %

Rotor

eje:	Horizontal
Número de aspas:	2
Diámetro del rotor :	15,24 m
Velocidad:	87 rpm
Velocidad de arranque:	3,6 m/s (viento)
Velocidad nominal:	12 m/s (viento)

Torre

Material:	Estructura de acero
Forma:	Triangular
Altura del cubo	24 m
Peso:	1.288 kg

Vida útil 20 años

Costo US\$ 22.800,00

La curvas de potencia efectiva para las turbinas debido a la variación de la densidad del aire con la altura sobre el nivel del mar y la temperatura deben ser corregidas, del sitio de prueba del fabricante al sitio donde se pretende instalar la central.

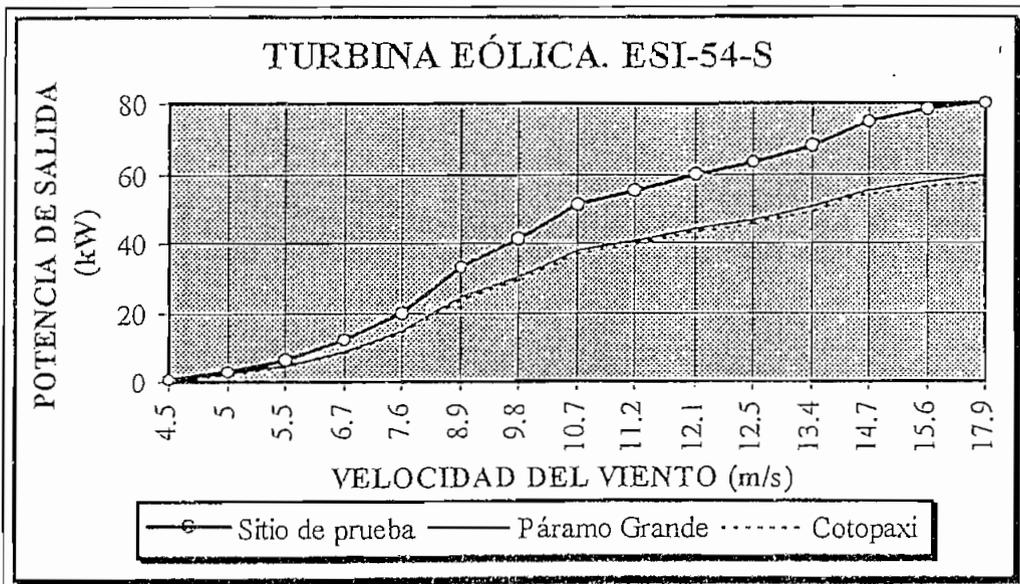
Los puntos de la curva de potencia efectiva para la turbina ESI-54-S se presenta en el cuadro siguiente en el sitio de prueba del fabricante, a 400 pies (122 m) sobre el nivel del mar. En el mismo cuadro estos datos son corregidos para las condiciones geográficas (elevación) y atmosféricas (presión y temperatura) de los sitios de estudio, mediante relación de densidades.

☑ Cuadro No. 4.7. Potencia de salida del aerogenerador ESI-54-S

Velocidad del viento m/s	Potencia de salida (kW)		
	sitio de prueba 121 msnm	Páramo Grande 3.412 msnm*	Cotopaxi 3.540 msnm*
4,5	0,5	0,4	0,4
6,7	12	8,9	8,7
7,6	20	14,8	14,5
8,9	33	24,4	23,9
9,8	41	30,3	29,6
10,7	51	37,6	36,9
11,2	55	40,6	39,8
12,1	60	44,3	43,4
12,5	63	46,5	45,5
13,4	68	50,2	49,2
14,7	75	55,4	54,2
15,6	78	57,6	56,4
17,9	80	59,0	57,8

*Altura promedio del sitio

☑ Gráfico No. 4.5. Curvas de potencia de salida. Aerogenerador ESI-54-S



La turbina ESI-54 S por ser de tecnología de remanufacturación tiene un costo de US\$ 22.800,00 en el mercado norteamericano, muy inferior al costo de otras turbinas de manufactura nueva.

Definición de las capacidades

De acuerdo a la demanda del mercado energético existente así como de la disponibilidad del recurso se plantean las capacidades máximas que podrían tener las centrales. Los índices de *colocabilidad* de energía en el sistema de la Empresa Eléctrica Quito, definirían la capacidad máxima que el mercado podría absorber al momento mismo de la generación.

En los índices de *colocabilidad* expuestos en 3.4 se observa que las producciones podrían estar entre 69.600 MWh y 259.200 MWh anuales, para cubrir completamente la demanda existente en el mercado de la EEQ. Producciones menores implicarían la cobertura parcial de la misma.

Tomando como base aproximada el promedio de las producciones de energía de la turbina seleccionada, ESI 54-S, operando aisladamente a 40 m. expuesta en el cuadro No. 4.4. (116.633 kWh anuales) se tiene que el número de unidades de generación ESI-54 S irían desde 597 (69.600 MWh/116.633 kWh) a 2.222 (259.200 MWh /116.633 kWh) representando potencias instaladas en el rango de 48 MW (597*80 kW) a 178 MW (2.222*80 kW), dependiendo de la alternativa de *colocabilidad* aplicada.

Ahora bien, las centrales de generación eólicas, como ya se había mencionado, se ubican generalmente en sitios alejados, de tal forma que la disponibilidad de un sistema de interconexión así como sus niveles de voltaje debe ser analizado para la definición de las capacidades.

El punto 4.5 más adelante expuesto indicaría que el sistema de interconexión más cercano disponible se encuentra a 10 y 20 km de Páramo Grande y Cotopaxi respectivamente, con niveles de voltaje disponibles de 23 y 46 kV en ambos casos.

Debido a las posibilidades de interconexión: distancias y niveles de voltaje de distribución, se ha aceptado como conveniente la definición de las capacidades de las centrales en 7,2 MW y 4,8 MW para Páramo Grande y Cotopaxi, utilizando 90 y 60 turbinas *ESI-54 S 80kW* respectivamente, de tal forma de poder transmitir la energía producida directamente a 23 kV, ahorrándonos el uso de una subestación adicional que requeriría el transmitir a 46 kV.

Es importante indicar que la definición de capacidades menores a las que verdaderamente podrían obtenerse en la extensión del proyecto, permite darle mayor distanciamiento a las filas del arreglo de turbinas disminuyendo las pérdidas por interferencias entre turbinas.

4.2 SUBESTACIONES UNITARIAS

El viento, por su característica de baja densidad necesita de grandes turbinas para generar energías comparables con las que producirían otros recursos. Esto hace además, que los proyectos eólicos de mediana y gran potencia utilicen un número elevado de turbinas, constituyendo así las denominadas “granjas de viento”.

La energía generada por cada una de estas turbinas, debe ser recolectada para posteriormente ser transmitidas y distribuidas en los centros de consumo. La técnica de recolección consiste en reunir varios grupos de turbinas y a través de transformadores elevar su voltaje a niveles adecuados para disminuir las pérdidas en los conductores de transmisión.

El voltaje de generación de cada aerogenerador típicamente está entre 380 hasta 600 V en corriente alterna, pudiendo existir otros voltajes de acuerdo al tipo de turbina, a la capacidad y al país fabricante.

Dependiendo de la potencia de los aerogeneradores utilizados y del número de turbinas definidas para cada grupo, se dimensiona la capacidad del transformador que constituirá la subestación unitaria.

Debido a las interferencias y turbulencias que podrían causar a las turbinas todo objeto elevado presente en las inmediaciones de la central, resulta indispensable utilizar configuraciones eléctricas subterráneas y subestaciones unitarias con montaje sobre plataformas en la base del terreno.

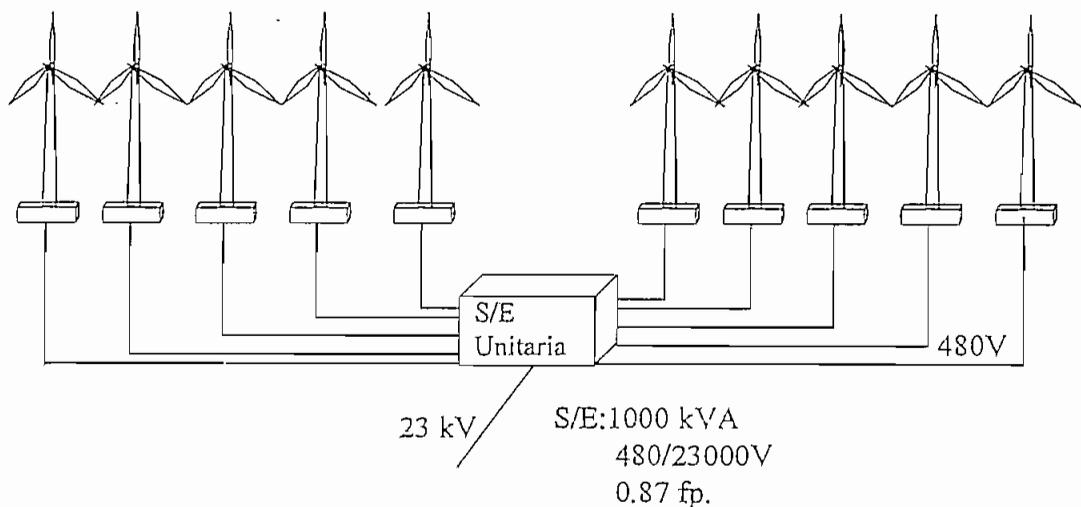
Las subestaciones unitarias ubicadas en la superficie del terreno deberán ser blindadas, de tal forma que el voltaje de operación no represente peligro alguno sobre la vida humana y silvestre circundante en la zona.

Las subestaciones unitarias recolectarán la energía de varios aerogeneradores y elevarán el voltaje nominal de éstos. En nuestro caso específico el voltaje de 480 V del aerogenerador ESI 54-S será elevado a 23.000 V.

Para las centrales tanto de Páramo Grande y Cotopaxi las subestaciones unitarias reunirán la energía producida de 10 turbinas de una misma fila, es decir que existirán tres grupos por cada fila de 30 turbinas.

Las subestaciones unitarias (S/E U) estarán ubicadas en el centro de carga, que coincide con el centro geométrico lineal. El siguiente gráfico presenta esquemáticamente la selección de un grupo de turbinas de una fila.

Gráfico No. 4.6. Configuración eléctrica de baja tensión



4.3 SUBESTACIÓN PRINCIPAL

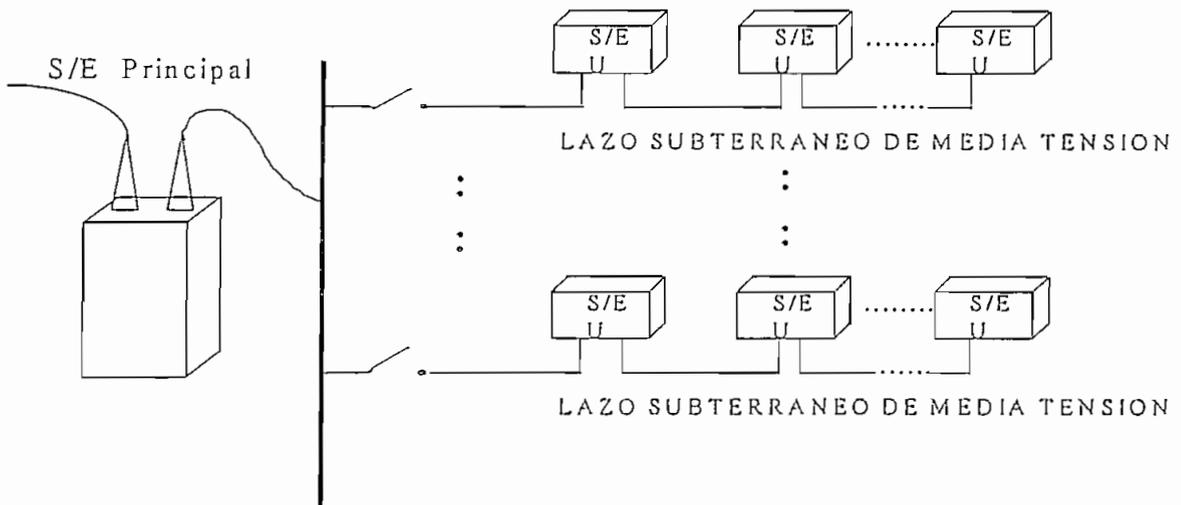
La energía recolectada por las subestaciones unitarias, que correspondería a la agrupación de varias turbinas, será recolectada nuevamente en media tensión mediante lazos que finalmente irían a otra subestación denominada principal.

Todo sistema eólico que esté concebido a gran escala, y no sólo para dar electricidad a una granja o poblado pequeño, resulta evidente como ya se había mencionado, necesitará más de un aerogenerador para cumplir el objetivo. De igual forma se necesitarán líneas de interconexión que nos permita transmitir la energía hacia los potenciales mercados de consumo.

La función de la subestación principal es elevar el voltaje de los alimentadores de media tensión a niveles adecuados para la transmisión. El voltaje elegido dependerá de los bloques de energía a transmitirse, así como de las redes locales existentes en las inmediaciones de la central. A mayores

capacidades de las centrales se debe elegir un mayor voltaje de transmisión para disminuir las pérdidas en los conductores.

☑ Gráfico No. 4.7. Configuración eléctrica típica en media tensión.



El caso específico de las centrales en estudio, Páramo Grande y Cotopaxi, definidas con capacidades de 7,2 MW y 4,8 MW como una primera etapa, permiten transmitir la energía a 23 kV, de tal forma que no se requeriría el uso adicional de un transformador elevador para evacuar la energía. Con estas consideraciones, la subestación principal se la utilizaría únicamente para seccionar los lazos de media tensión provenientes de las subestaciones unitarias.

Es importante definir el seccionamiento de las redes en media tensión, ya que se podrían aislar grupos de turbinas en las etapas de mantenimiento. El seccionamiento se realizará con interruptores de operación bajo carga.

4.4 LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN EN MEDIA Y ALTA TENSIÓN

La excitación de los estatores de los generadores asincrónicos en las turbinas, crea la necesidad de obtener de alguna fuente externa una potencia reactiva que origine el campo magnético en el entrehierro de tal forma de poder generar energía. Esta potencia reactiva se podría obtener de capacitores externos conectados en paralelo a cada aerogenerador. En el caso de sistemas interconectados puede ser fácil y económicamente obtenida de la red principal.

Para condiciones favorables de operación de la central (a plena carga) aumenta la potencia reactiva que debe suministrar la red principal a la central, lo cual hace pensar que es importante prever la

conexión de sendos capacitores en las fases de los generadores eólicos y así disminuir el flujo de reactivos y las pérdidas por exceso de corriente en las líneas de interconexión.

La ventaja de la instalación de capacitores es relativa por cuanto encarecería el costo de la central, pero las pérdidas suplementarias en los conductores debido a la corriente reactiva puede llegar a ser tan importante que justifique económicamente la instalación de los capacitores acoplados en paralelo a cada generador de la central eólica.

En sistemas interconectados, si la carga de la red principal desciende notablemente y la red en sí es relativamente pequeña, las condiciones operativas del sistema toman importancia. Puede darse el caso en que la central eólica esté generando una potencia superior a la carga total del sistema, la producción sobrante de la central eólica llegará a los otros generadores que son parte de la red principal haciéndoles funcionar como motores. Esta situación empeora si los generadores de la red principal funcionan con sistemas de protección de disyuntores contra retorno de corriente que operarán en tal situación, aislándose del sistema y dejando sin potencia reactiva a la central eólica si éste es único. La central eólica al no tener alimentación de la red no tomará carga, pudiendo ocurrir el embalamiento de la máquinas motrices.

De lo mencionado, una condición importante que se deben cumplir las centrales eólicas que no prevean capacitores, es que su capacidad sea menor que la demanda mínima de la red existente, que generalmente se da en las primeras horas del día. Ésto es fácilmente verificable en el sistema de la Empresa Eléctrica Quito donde su demanda mínima es de 105 MW. Esta condición además permite que la red principal absorba las fluctuaciones de voltaje y de carga.

Los niveles de tensión disponibles en el sistema de la Empresa Eléctrica Quito son 23 kV, 13,8 kV y 6,3 kV mientras que en el sistema nacional interconectados se pueden encontrar 138 kV para líneas de transmisión, y líneas de 69 kV y 46 kV en sistemas de subtransmisión de energía. Las alternativas reales disponibles para el caso específico de las centrales en estudio son la interconexión a las subestaciones de la Empresa Eléctrica Quito.

4.5 INTERCONEXIÓN CON LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO

Los sistemas de interconexión que podrían plantearse surgen de las ubicación geográfica de las subestaciones de la Empresa Eléctrica Quito que resulten más cercanas a los proyectos eólicos.

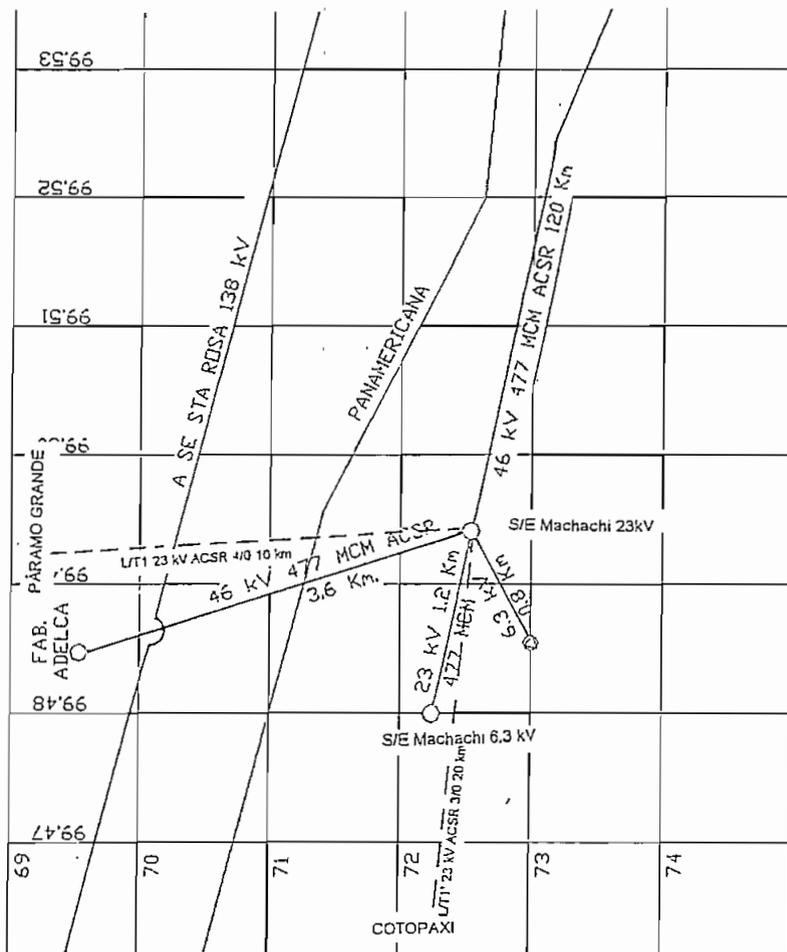
Las 3 subestaciones más cercanas y los voltajes disponibles son:

✓ Cuadro No. 4.8. Voltaje nominal. Subestaciones cercanas al proyecto.

SUBESTACION	ADELCA	MACHACHI 23 kV	MACHACHI 6,3 kV
VOLTAJE	46/6,3 kV	46/23 kV	23/6,3 kV

Fuente: Empresa Eléctrica Quito

✓ Gráfico 4.8. Ubicación geográfica. Subestaciones de la EEQ cercanas al proyecto



Las distancias entre las subestaciones y las centrales tienen gran importancia en la definición de la interconexión. La interconexión con subestaciones de alto voltaje permite mitigar las pérdidas en las líneas pero exigen altas inversiones tanto en la subestación de elevación como en el costo de las líneas. Las pérdidas en medio voltaje dependiendo de los bloques de energía a transmitirse serían relativamente mayores, pero los costos de inversión disminuyen.

✓ Cuadro No. 4.9. Distancias entre las centrales eólicas y las subestaciones de la EEQ. (km)

DISTANCIA	ADELCA	MACHACHI 23 kV	MACHACHI 6,3 kV
PÁRAMO GRANDE	7,2	10	10
COTOPAXI	20,4	20	18,5

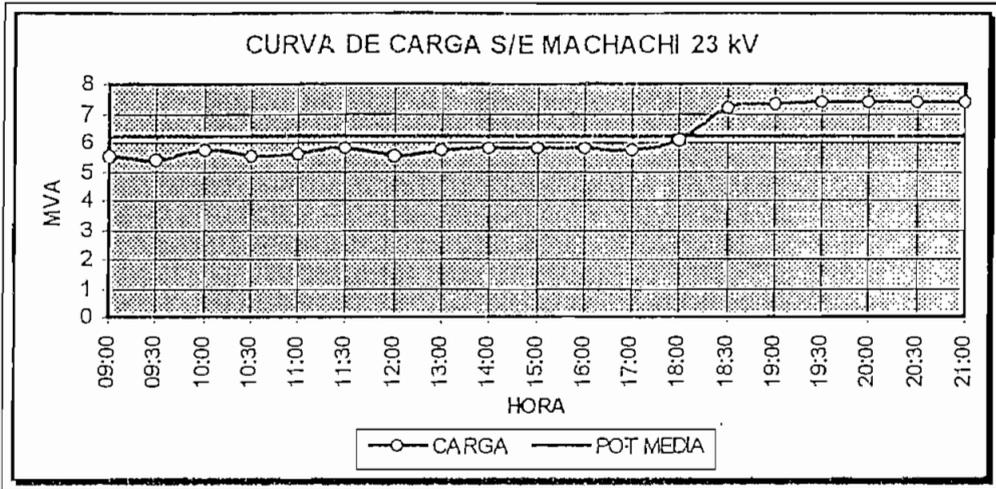
Las capacidades de las centrales Páramo Grande y Cotopaxi de 8,3 y 5,5 ~~kV~~^{MVA} no ameritan el uso de un voltaje de 46 kV, típico para transmisiones de potencia de 30 MW y superiores. El uso de este voltaje aumentaría los costos de inversión de las centrales ya que implicaría la inversión de transformadores de elevación a 46kV.

El uso de líneas de interconexión de 23kV resultaría adecuada para las capacidades definidas, energías producidas (referirse al numeral 7.1) y distancias de recorrido de las líneas de interconexión. La subestación *Machachi 6,3 kV*, debido a la menor distancia de los proyectos, resultaría la más conveniente para la interconexión (Gráfico No. 4.8). No obstante, de acuerdo a la planificación de la Empresa Eléctrica Quito, ésta desaparecería en el año 1997, quedando la subestación *Machachi 23 kV* ubicada en la población del mismo nombre como la más conveniente para la interconexión de la 2 centrales.

☑ Cuadro No. 4.10. Características SUBESTACIÓN MACHACHI 23 kV

Relación de voltajes	46/23 kV
Capacidad	15 / 20 kVA OA/FA
Número de primarios de carga	3
Demanda máxima 1995	7,8 MW 2,6 MVAR 8,3 MVA fp: 0,94
Demanda máxima 1996	8,1 MW 2,7 MVAR 8,5 MVA fp: 0,95
Tasa de crecimiento de la demanda en la subestación	3,25 %

Gráfico No. 4.9 Curva de carga S/E Machachi 23 kV



Fuente: Empresa Eléctrica Quito

La curva permite observar el bajo nivel de carga de la subestación respecto a la capacidad nominal de la misma. La demanda máxima proyectada para el presente año, 1996, es de 8.5 MVA que corresponde al 42,5 % de régimen nominal.

Las cargas instaladas en la subestación corresponden a la zona sur de la población de Machachi, extendiéndose hasta el área de Cotopaxi, límite de concesión de la Empresa Eléctrica Quito. Éstas cargas pueden ser suplidas por las centrales eólicas y la producción restante transmitida a otras áreas del sistema de la EEQ.

Capítulo 5

DISPOSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES

El viento si se compara con el agua constituye una fuente de potencia de baja densidad. La densidad del agua representa aproximadamente 1.000 veces la del aire a nivel del mar, por lo que para generar igual cantidad de potencia con una misma turbina y a una misma velocidad, deberá pasar 1.000 veces más aire que agua [13]. Esto significa que para obtener potencias relativamente altas con el recurso del viento, se necesitarán turbinas de gran diámetro así como la utilización de grandes campos de generación, para justificar así una interconexión con sistemas de generación locales.

A menudo se agrupan las turbinas eólicas en arreglos, en un esfuerzo de maximizar la producción de energía, dentro de una extensión determinada de terreno.

Es importante el conocimiento del flujo de viento dentro del arreglo para la optimización tanto del espaciamiento como del esquema general de las turbinas alcanzando un rendimiento máximo de energía. Es decir, teniendo pérdidas por arreglo en un límite aceptable. Las turbinas que se encuentren estrechamente espaciadas, pueden producir perturbaciones significativas reduciendo la producción de energía del arreglo y eventualmente causando la pérdida temprana de la turbina debido a la turbulencia asociada con éstas perturbaciones.

Las diferencias en el flujo del viento entre arreglos, están influenciadas no sólo por las perturbaciones individuales o colectivas de las turbinas sino también por variaciones en terreno, vegetación y condiciones meteorológicas locales. Los tres métodos de estudio de pérdidas por perturbaciones entre arreglos de turbinas están basados en mediciones de campo, simulaciones del túnel del viento y modelación numérica [5].

Numerosos estudios de mediciones de campo se han orientado a los efectos en los alrededores de turbinas aisladas y también, aunque en menor grado, dentro de arreglos pequeños y grandes. La información sobre estudios de perturbaciones características de turbinas aisladas es de gran

utilidad. Sin embargo, otros factores importantes para el arreglo se deben tener en cuenta, tales como terreno, turbulencia del ambiente y estabilidad atmosférica [5].

Otros estudios para turbinas individuales han intentado identificar la magnitud horizontal de la perturbación de la turbina, tanto viento abajo como en dirección transversal al mismo. Datos experimentales indican que las perturbaciones son determinadas por la velocidad del viento, turbulencia y estabilidad. Las pérdidas por perturbaciones disminuyen a bajas velocidades, bajas turbulencias ambientales y condiciones atmosféricas estables [5].

Varios análisis de perturbaciones en la sección transversal de turbinas individuales han demostrado que la mayor pérdida de velocidad (y de potencia) se localiza a lo largo de la línea de centro, a distancias viento abajo de entre dos y tres diámetros del rotor D . Estas pérdidas estarían entre el 35 y 45%, pero se reduce significativamente a aproximadamente 10% con distancias de $8 D$ y mayores [5].

El perfil de la perturbación en la estela de viento para condiciones típicas tanto atmosféricas como de viento y de terreno, tiene un área de incidencia que cubre 30° [8], teniendo como eje el punto de instalación de la torre.

Los efectos de las perturbaciones estudiados en arreglos pequeños (2 a 4 filas de turbinas) y en arreglos grandes (7 filas) en Estados Unidos han dado diversos resultados. El arreglo de pocas filas en terreno complejo con espacios de 8 a $11D$ en dirección del viento, y de 2 a $3 D$ a través del viento, ha presentado pérdidas de potencia en la segunda fila de entre 8 y 20% para velocidades medias de 10 m/s. Los arreglos de número de filas elevado, desarrollado en terreno llano tuvieron apenas pérdidas del 20% en la séptima fila respecto a la primera. Las diferencias en los resultados de estos estudios sugieren que los efectos de las perturbaciones para un arreglo de turbinas en general, será función de varios factores, incluyendo espaciamiento de turbinas, orografía de la zona, velocidades del viento y niveles de turbulencia [5].

Estos factores pueden ser dependientes de la localización específica del arreglo. Estas investigaciones subrayan la recomendación de considerar cuidadosamente la valoración del recurso y el proceso de la localización de las turbinas. Se recomienda realizar estudios de campo mediante mediciones de viento en el momento del montaje.

Existen varios modelos numéricos para aplicaciones de diseño de arreglos en áreas complejas. Estos modelos proveen evaluaciones relativamente simples del funcionamiento del arreglo. Varias limitaciones y problemas con estas simulaciones incluyen el hecho que no pueden proveer información sobre la turbulencia dentro del arreglo, y la superposición lineal de la perturbación de cada turbina individual llevaría a errores significativos [5].

Se tiene además que los datos de comprobación de campo a que se pueden relacionar estos modelos se limitan principalmente a datos de arreglos pequeños (2 a 4 filas). Las pérdidas debido a efectos de perturbaciones entre turbinas en un arreglo grande es generalmente desconocido todavía. [5]

✓ Figura No.5.1 Instalación típica de turbinas en arreglos de filas y columnas



Las turbinas seleccionadas de acuerdo a la disponibilidad y formas del terreno en Páramo Grande se localizarán en arreglos de 3 filas y 30 columnas, para obtener la capacidad de 7,2 MW (8,3 MVA). En Cotopaxi se prevé la instalación de 2 filas y 30 columnas para obtener 4,8 MW (5,5 MVA).

5.1 DISPOSICIÓN EN PLANO DE LAS TORRES

Los Modelos físicos han demostrado una gran habilidad en diseños de arreglos. Varias simulaciones del túnel de viento para efectos de perturbaciones se pueden realizar usando versiones a escala de la turbina del viento real. La comprobación de los experimentos modelados, se limita por falta de datos del campo. Se cree que los túneles aerodinámicos actuales y los métodos modernos para utilizarlos tienen perspectivas substancialmente mayores de éxito [5].

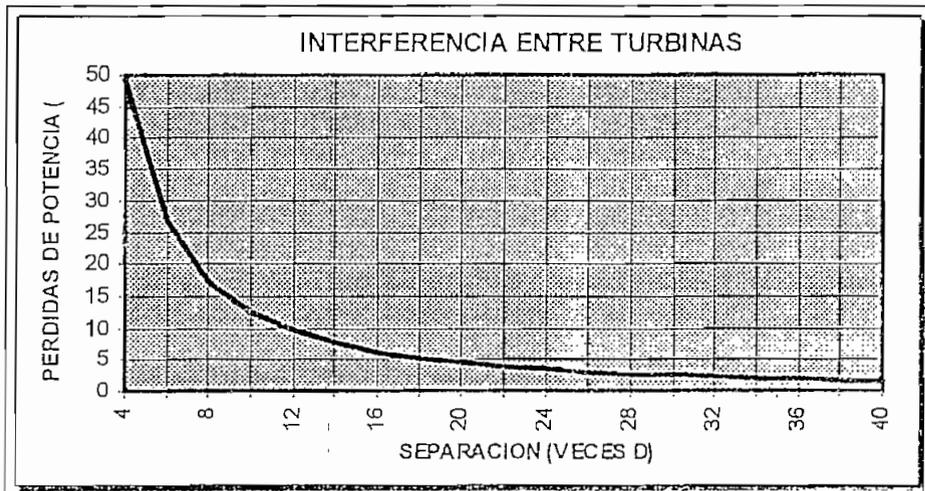
Las pérdidas por interferencia entre arreglos de turbinas, que dependen en mayor grado de la distancia entre filas, tienen también otros componentes como son las características geomorfológicas y atmosféricas, e incluso de las magnitudes de viento presentes así como de sus perfiles de turbulencia. Estos parámetros que se han adicionado a las pérdidas por interferencia, han hecho que la disposición de torres no se las pueda evaluar fácil o confiablemente en el campo teórico.

Simulaciones digitales del terreno para disposición de torres han llegado a desarrollarse pero con errores substanciales, lo cual ha hecho que la localización de turbinas para la etapa inicial se la

realice tomando experiencias de otros proyectos. Las etapas finales requieren estudios experimentales de campo.

Las pérdidas de potencia por interferencia recogida de la experiencia de varios proyectos desarrollados en Estados Unidos y Europa muestran un perfil de pérdidas de tipo exponencial, el mismo que se utilizará para definir la localización de las turbinas en las centrales en estudio .

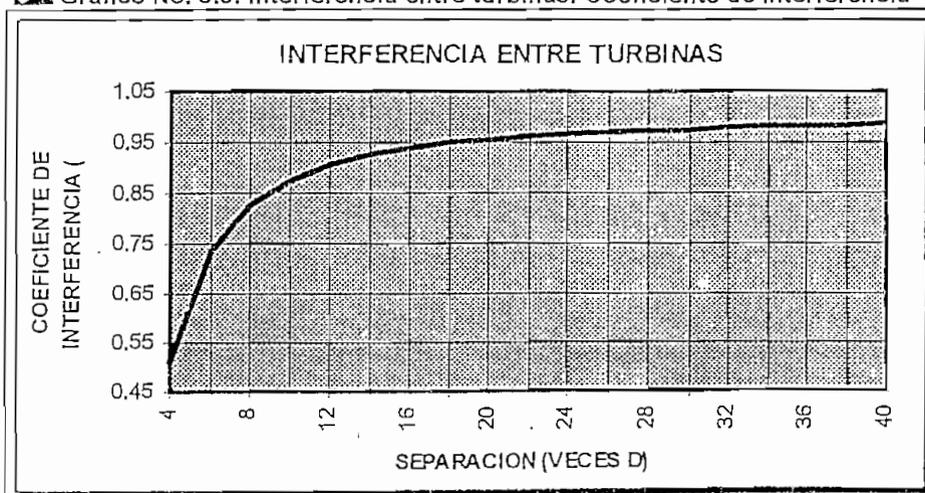
Gráfico No. 5.2. Interferencia entre turbinas



Referencia: Centro Regional de energía eólica [8].

El rendimiento en la separación de las filas, caracterizado por el coeficiente de interferencia (η) a partir de gráfico No 5.2 se puede presentar de otra forma como::

Gráfico No. 5.3. Interferencia entre turbinas. Coeficiente de interferencia



La función de pérdidas de carácter exponencial presentada en este gráfico se ajusta a la expresión:

$$\eta = 3,887 * Df^{-1.4955} \quad (31)$$

donde,

η : Coeficiente de interferencia entre turbinas [pu]

Df: Distancia entre filas [Veces el diámetro de las turbinas (D)]

El espaciamiento viento abajo tiene influencia, como ya se mencionó, sobre las longitudes de los alimentadores de baja tensión. A mayor espaciamiento disminuyen las pérdidas en el arreglo de turbinas pero aumentan los costos por mayores longitudes en los conductores eléctricos. Otro parámetro económico afectado con espaciamientos mayores son las pérdidas por efecto Joule en los mismos alimentadores. Las pérdidas en los conductores se pueden obtener aproximadamente de la curva de duración de potencia, para una turbina aislada.

En proyectos pequeños donde sólo es necesario la instalación de pocas filas de aerogeneradores el aprovechamiento del recurso es mayor, puesto que no existen mayores pérdidas por perturbaciones en el viento ocasionadas por las turbinas de filas anteriores.

La disposición óptima de las torres está ligadas a la disponibilidad de terreno, así como de las características geomorfológicas de la región. La potencia efectiva producida por cada turbina dentro del arreglo dependerá de la orientación del arreglo en conjunto, así como de las distancias entre filas y columnas definidas dentro del mismo.

ORIENTACIÓN DEL ARREGLO

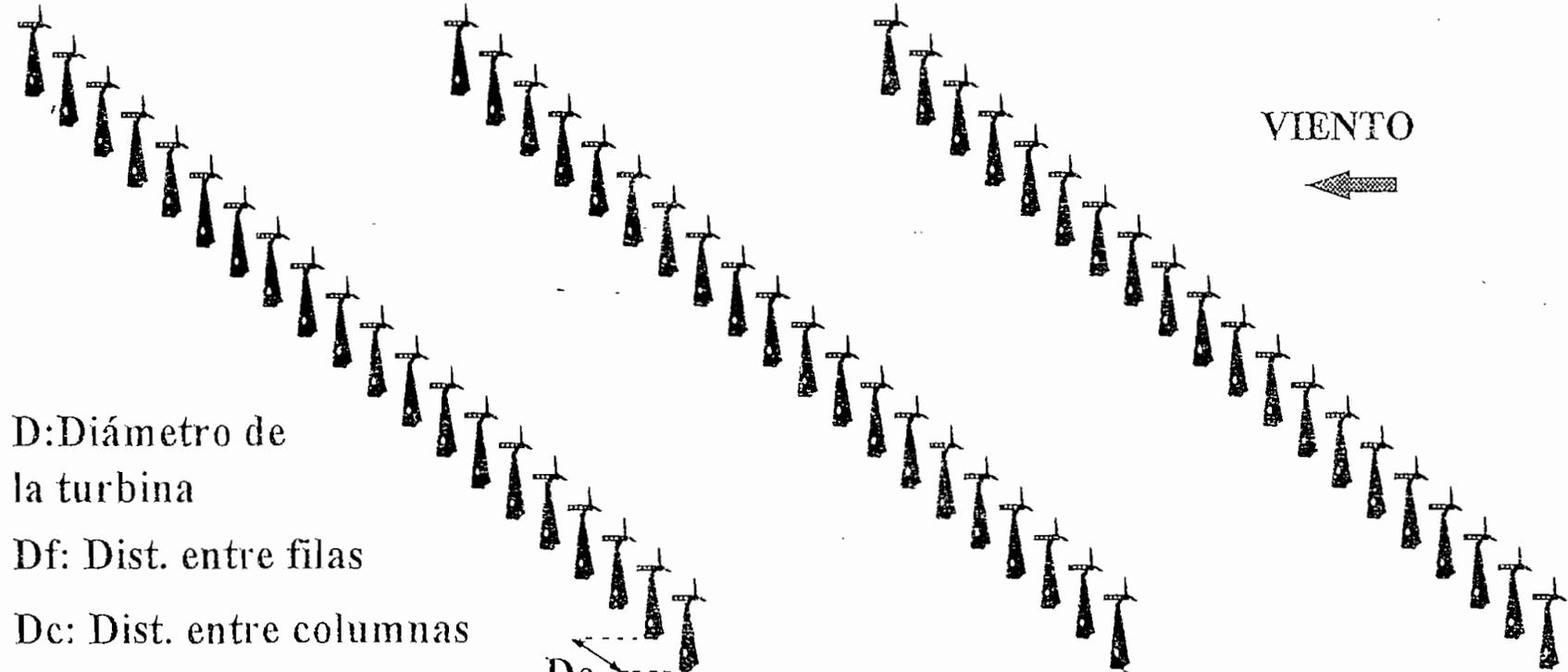
Reiterando el hecho de que las turbinas causan perturbaciones y pérdidas a las que están ubicadas posteriormente, la orientación del arreglo debe cumplir estrictamente el requisito de que las filas deben ubicarse a través de la dirección del viento, y las columnas en la dirección del mismo, entendiéndose que el número de turbinas de las filas es muy superior al de las columnas. A manera de ejemplo se presenta en la figura No. 5.4. un arreglo de 3 filas y 20 columnas frente a la dirección predominante del viento.

Fig. 5.4. ARREGLO DE TURBINAS

FILA 3

FILA 2

FILA 1



D: Diámetro de la turbina

Df: Dist. entre filas

Dc: Dist. entre columnas

Dc

Df

Tanto la magnitud del viento como su dirección no son parámetros constantes a lo largo del tiempo. Éstos tienen variaciones que pueden ser consideradas y evaluadas mediante métodos estadísticos. Cuando se trabaja con un número considerable de mediciones, o una muestra grande de datos, es de gran utilidad el uso de distribuciones de frecuencia utilizando un ancho de clase adecuado, de tal forma de simplificar los cálculos.

Es importante indicar que debido a que la energía del viento depende del cubo de la velocidad, la dirección en que prevalece el viento puede ser diferente a la dirección en que prevalece la energía del viento.

En las distribuciones de frecuencia, ya sea de la dirección del viento como de la dirección de la energía del viento se han considerado anchos de clase de 30 °C, obteniéndose las figuras No. 5.5, 5.6, 5.7 y 5.8 para las Centrales Páramo Grande y Cotopaxi respectivamente.

Los gráficos de distribución de la dirección de la energía del viento presentados muestran pequeños cambios respecto a la distribución de dirección del viento. La diferencia entre la distribución de dirección del viento y la distribución de energía, se debe a que existen vientos pequeños distribuidos continuamente en una dirección, mientras que los vientos fuertes de gran energía se concentran en otra, pero siempre cercana a la anterior.

Los gráficos 5.7 y 5.8, muestran distribuciones de frecuencia de carácter monomodal, no así la distribución de frecuencias de la dirección del viento de la Central Páramo Grande presentada en el gráfico 5.5 la misma que es bimodal [165° y 315°], lo cual permite concluir que los vientos distribuidos en las direcciones de [270° - 360°] en Páramo Grande, son de poca energía eliminándose así la característica bimodal existente en la distribución de dirección del viento.

Las distribuciones de frecuencias de las direcciones de energía observadas en los gráficos 5.7 y 5.8 son de tendencia central, pero presentan ligeros sesgos positivos (o hacia la derecha), de tal forma que se obtienen direcciones modales menores que sus respectivas medianas. Como se puede observar en estos gráficos, las direcciones en las que se concentra la mayor parte de la energía eólica se ubican en el intervalo de clase [150° - 180°] por lo que la dirección modal para la dirección del viento y de la energía del viento para ambas centrales es 165°, correspondiente al punto medio de la clase anterior. Las direcciones modales del viento y de la energía del viento son generalmente muy cercanas y típicamente coincidentes como se puede observar en los gráficos presentados.

Fig. 5.5. DISTRIBUCION ANUAL DE FRECUENCIAS DE LA DIRECCIÓN DEL VIENTO.
CENTRAL PÁRAMO GRANDE

DIREC (°C)	FREC. REL. (%)
0 - 30	3.0
30 - 60	2.5
60 - 90	2.5
90 - 120	5.8
120 - 150	16.8
150 - 180	23.5

DIREC (°C)	FREC. REL. (%)
180 - 210	12.4
210 - 240	3.7
240 - 270	1.4
270 - 300	9.5
300 - 330	14.4
330 - 360	4.4

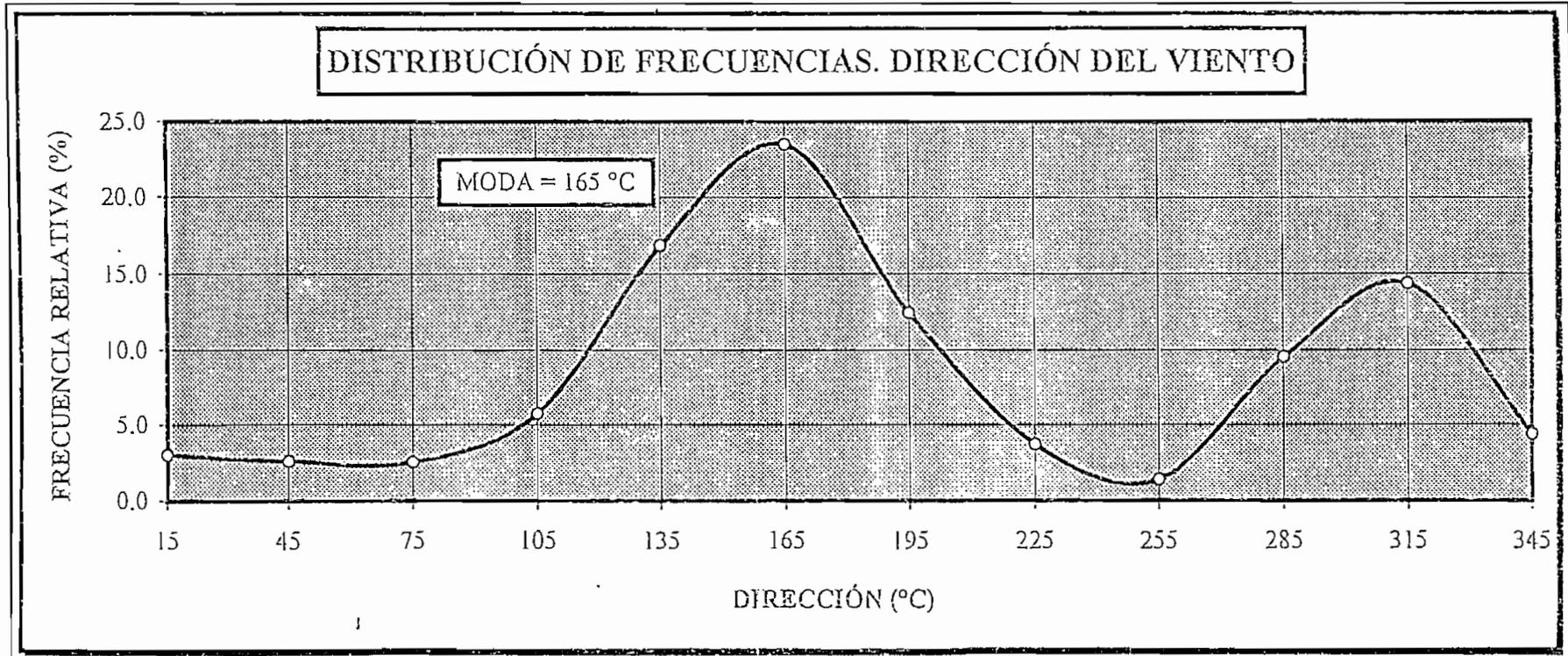


Fig. 5.6 DISTRIBUCION ANUAL DE FRECUENCIAS DE LA DIRECCIÓN DEL VIENTO.
CENTRAL COTOPAXI

DIREC (°C)	FREC. REL.(%)
0 - 30	4.1
30 - 60	0.8
60 - 90	1.0
90 - 120	1.8
120 - 150	17.3
150 - 180	35.7

DIREC (°C)	FREC. REL.(%)
180 - 210	26.9
210 - 240	1.7
240 - 270	0.3
270 - 300	0.9
300 - 330	2.6
330 - 360	6.9

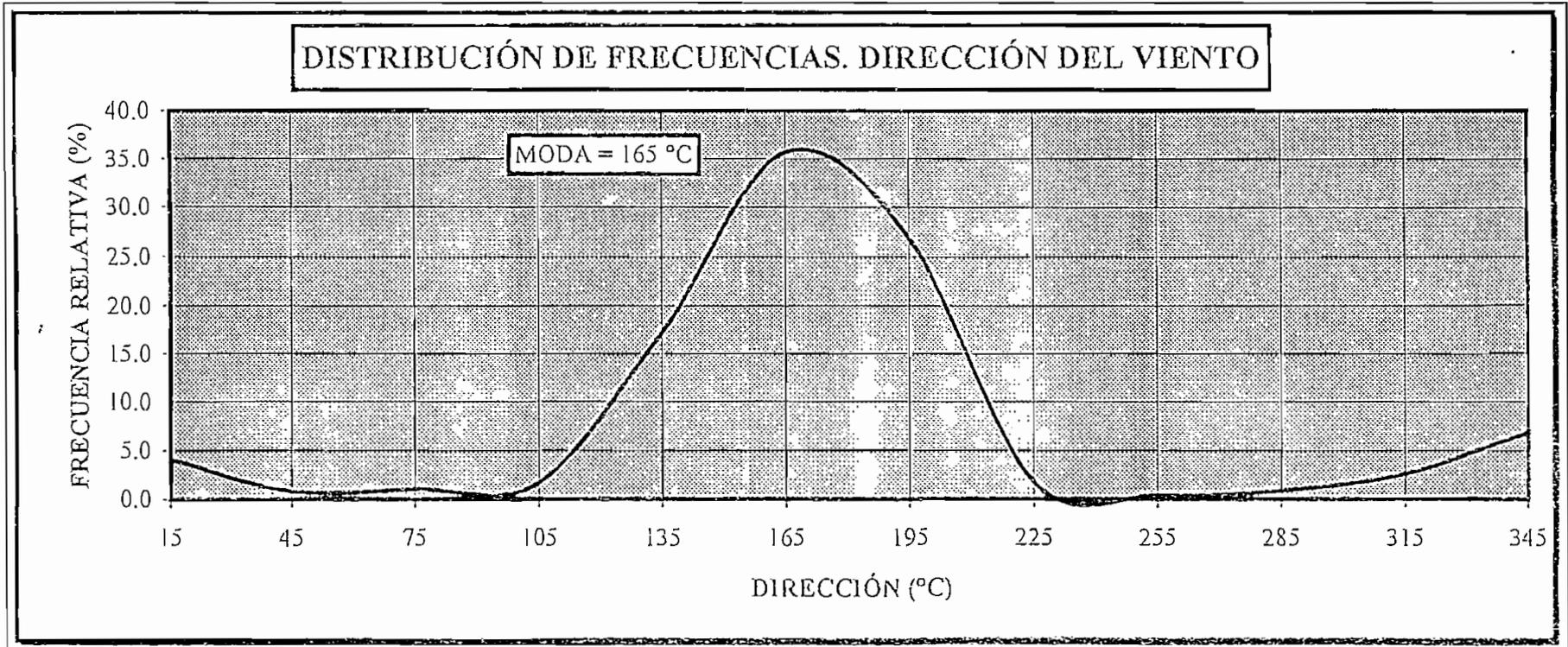


Fig. 5.7. DISTRIBUCIÓN ANUAL DE FRECUENCIAS DE LA DIRECCIÓN DE LA ENERGÍA DEL VIENTO
CENTRAL PÁRAMO GRANDE

DIREC (°C)	FREC. REL. (%)
0 - 30	0
30 - 60	0
60 - 90	0.1
90 - 120	2.4
120 - 150	11.3
150 - 180	42.1

DIREC (°C)	FREC. REL. (%)
180 - 210	36.7
210 - 240	0.5
240 - 270	0.2
270 - 300	1.2
300 - 330	4.7
330 - 360	0.9

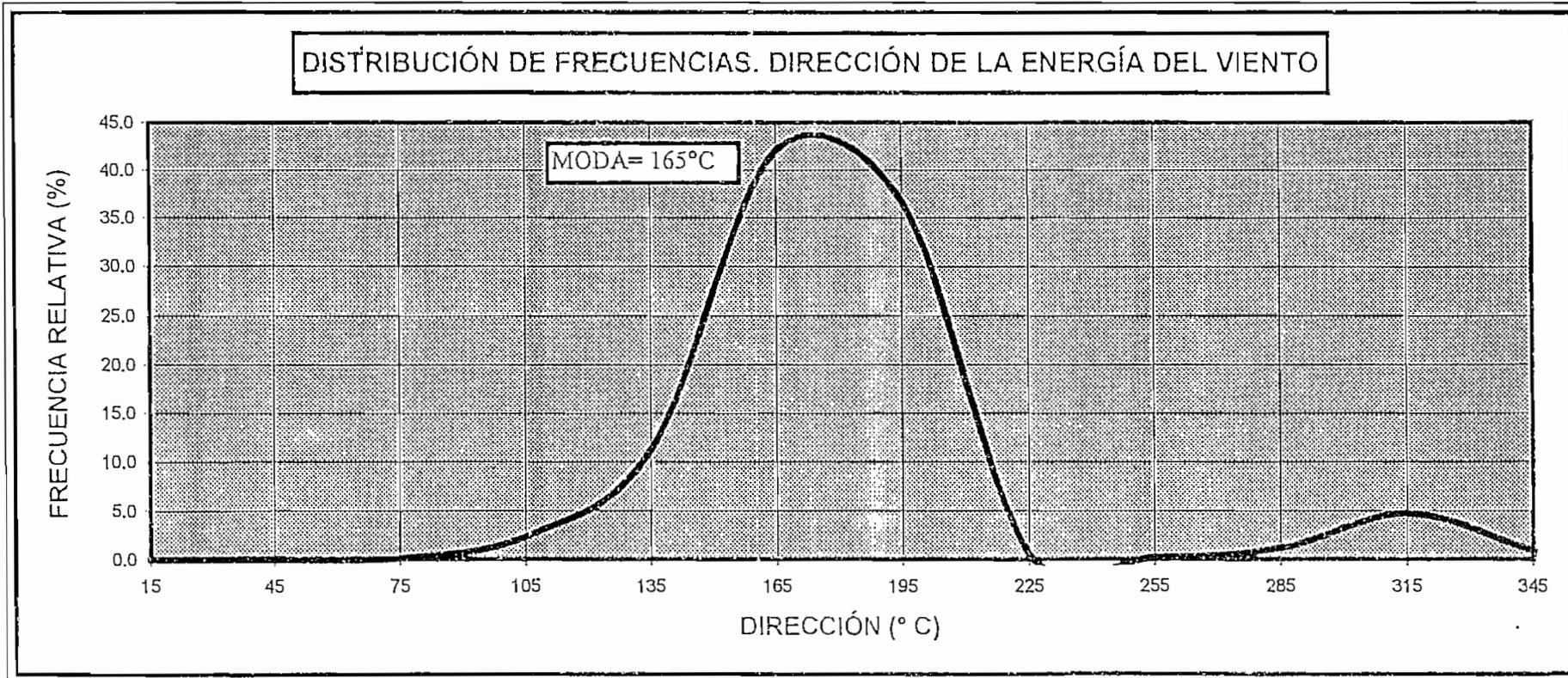
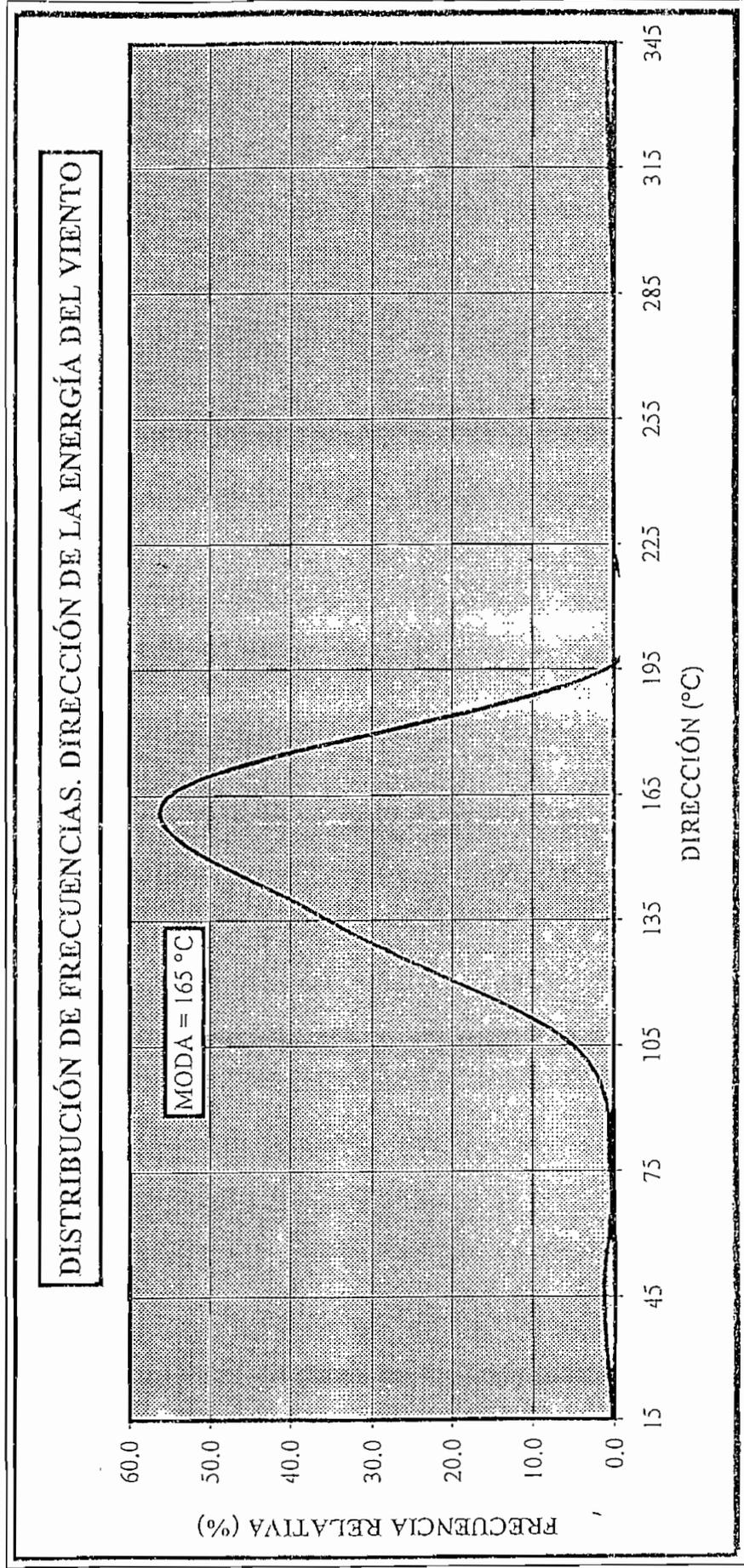


Fig. 5.8. DISTRIBUCIÓN ANUAL DE FRECUENCIAS DE LA DIRECCIÓN DE LA ENERGÍA DEL VIENTO. CENTRAL COTOPAXI

DIREC (°C)	FREC REL (%)	DIREC (°C)	FREC REL (%)
0 -30	0.9	180 - 210	1.1
30 - 60	0.1	210 - 240	4
60 - 90	0.1	240 - 270	9.7
90 - 120	0.1	270 - 300	25.7
120 - 150	0.5	300 - 330.	41.3
150 -180	0.8	330 - 360	13.7



Las localidades que presentan distribuciones de energía bimodales en cuanto a dirección, tienen mayores pérdidas por turbulencia, ya que la orientación del arreglo se lo define para la moda absoluta. La segunda moda (relativa) crearía mayores pérdidas por interferencia entre turbinas de una misma fila, cuya separación DC es generalmente pequeña. Ésta característica sirve para definir los espaciamientos óptimos entre columnas.

Las direcciones modales a considerarse deben estar ligadas a la producción de energía, que es lo finalmente comercializable, las mismas que son coincidentes entre ambas centrales, ya que los vientos superiores que concentran gran energía, luego que hacen su paso por Páramo grande, atraviesan las inmediaciones de la central Cotopaxi, justificándose de esta manera la estrecha correlación encontrada entre las dos centrales en el capítulo 3.

Complementariamente al análisis de distribución de frecuencias del viento y energía del viento, es importante considerar las diferencias en términos de magnitud del viento entre las mediciones (gradientes espaciales de velocidad o potencia según el caso) para las distintas torres de medición instaladas en los sitios de extensión de las centrales. Las turbinas irán ubicadas en zonas donde los gradientes de potencia y velocidad sean mayores.

En las extensiones previstas para la Central Páramo Grande se observa del análisis de distribución direccional y del Mapa A6.1 que el viento ingresa por la parte baja del Cerro *El Corazón* con una dirección de 165° del norte geográfico, hasta llegar a la parte alta del mismo, para luego dirigirse a la zona de Cotopaxi.

Las torres que registran mayores vientos medios, como era de esperarse de acuerdo al gráfico No 2.6, son las ubicadas en la parte más elevada del cerro (*SITES 3 y 4*). Los vientos ascendentes concentran sus mayores magnitudes en la parte alta de la elevación. La ubicación de las turbinas se realizará en estas inmediaciones.

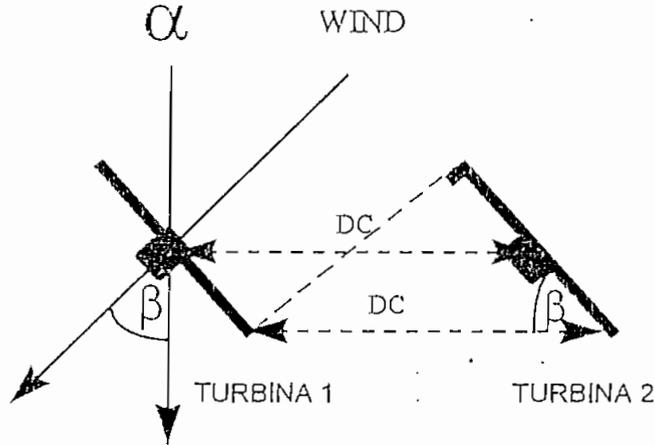
DISTANCIA ENTRE COLUMNAS

Las pérdidas debido a las interferencias entre turbinas son mayores cuando el viento tiene direcciones perpendiculares a la prevaeciente de energía. Teniéndose en tal caso, que las turbinas de una misma fila que se encuentran estrechamente espaciadas interfieren entre sí, perdiéndose la totalidad de la energía que podría producirse.

Las turbinas de una misma fila interferirán entre sí con vientos que tengan desviaciones mayores a un ángulo β a definirse, respecto a la dirección en que prevalece la energía del viento, α .

El análisis del ángulo β requiere de la definición de un arreglo de 2 turbinas separadas una distancia DC en una misma fila:

☑ Gráfico No. 5.9. Ángulo de interferencia



α : Ángulo en que prevalece el viento

β : Desviación del viento respecto a α

DC: Distancia entre columnas [veces el diámetro de la turbina]

El ángulo β , de acuerdo al gráfico 5.9, expresado en función de la distancia entre columnas DC, viene dado por:

$$\beta = \text{Cos}^{-1}(1/DC) \quad (32)$$

Es decir, los vientos con direcciones comprendidas entre $\alpha - \beta < x < \alpha + \beta$ no incurren en interferencias entre turbinas de una misma fila. Fuera de este rango las interferencias hacen que las turbinas prácticamente no produzcan energía alguna.

FUNCIÓN DE COSTO MÍNIMO

Las distancias entre columnas en el arreglo de turbinas tiene influencia sobre los costos de los conductores. Si se aumentan las distancias aumenta la inversión en conductores de baja y media tensión así como las caídas de tensión. Si se disminuyen las distancias se incurre en menos costos por conductores pero aumentan las pérdidas por interferencia entre turbinas. Esto nos lleva a plantear una función de costo mínimo que equilibre tal situación.

La función de costo mínimo se plantea como la suma de subfunciones dependientes de las pérdidas por interferencia entre turbinas de una misma fila, pérdidas en conductores de baja y media tensión, y costos de inversión en los conductores y zanjas. Todas estas subfunciones varían de acuerdo a la distancia entre columnas.

Para obtener la distancia óptima entre columnas basta plantear estos conceptos de pérdidas e inversiones en una fila de turbinas, que está conformada por 30 unidades para ambas centrales.

Para el caso de páramo grande con mediciones a 40 m, las pérdidas anuales porcentuales por interferencia que tiene una turbina obtenida del gráfico No 5.7, se puede expresar como:

$$P_c = 46,17 * DC^{-4,77} \quad (33)$$

P_c : Pérdidas anuales por interferencia entre columnas, [%]

DC : Distancia entre columnas [veces el diámetro de la turbina]

Tomando como referencia la energía anual producida por el *site* 3 que es el de mayor producción (149.882 kWh/año), se obtiene que el costo de las pérdidas en valor presente $F_1(DC)$ para 30 turbinas, con una tasa de descuento del 10 % y un precio del kWh de c\$ 5,00 (precio esperado)

$$F_1(DC) = 1.874.979 * DC^{-4,15} \text{ US\$} \quad (34)$$

Las pérdidas de energía anual por metro lineal de conductor de baja tensión para el calibre preseleccionado, cuyo cálculo detallado se presenta en el numeral 6.1, son de 2,7 kWh/m.año. La longitud total de los conductores de baja tensión en la fila de turbinas es de $4.572 * DC$ m y en alta $305 * DC$ m.

Las pérdidas totales en los conductores calculado en valor presente $F_2(DC)$ se expresan como una función de DC .

$$F_2(DC) = 4.519 * DC \text{ US\$} \quad (35)$$

Los costos de inversión se derivan básicamente de la compra de conductores eléctricos y de la construcción de zanjas para la red subterránea. El precio en el mercado local de los conductores de baja y media tensión es de 1,45 y 10,5 dólares por metro, y la construcción de zanjas \$ 3,00

por metro lineal (tasa de cambio de 3.340 sucres por dólar). Las longitudes de las zanjas para baja y media tensión son de $1.372*DC$ y $914*DC$ respectivamente.

La función de las inversiones F_3 (dc) para las longitudes y precios mencionados se expresa como:

$$F_3(DC) = 18.516 * DC \quad \text{US\$} \quad (36)$$

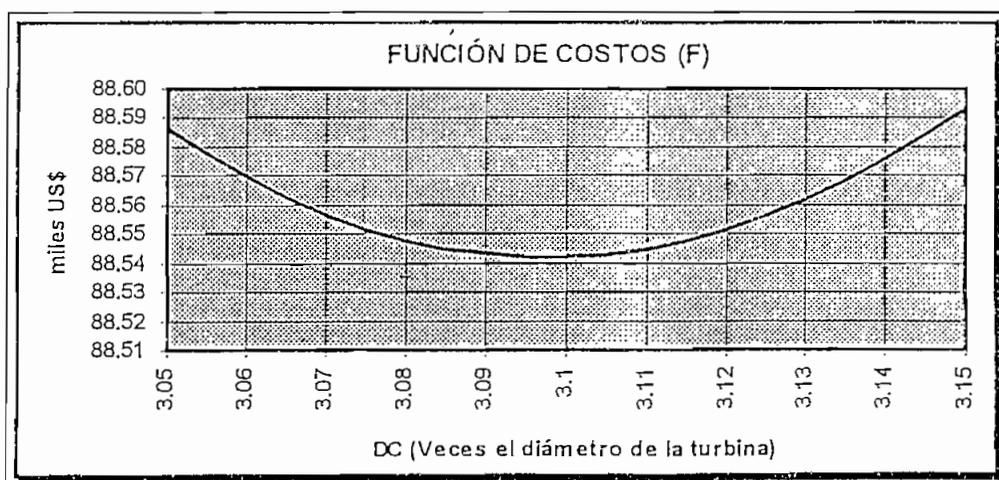
Se tiene entonces los costos globales F , que incluye costos de inversiones y de pérdidas:

$$F = F_1 + F_2 + F_3 \quad (37)$$

$$F(DC) = 1.874.979 * DC^{-4.15} + 4.519 * DC + 18.516 * DC \quad \text{US\$} \quad (38)$$

La distancia óptima entre columnas DC se calcula derivando e igualando a cero la función de costos F . La distancia obtenida es de 3,1 veces el diámetro de la turbina.

Gráfico No.5.10 Función de costo mínimo



DISTANCIA ENTRE FILAS

La distancia entre filas prácticamente no tienen influencia sobre los costos de inversiones de las centrales, pero elegir pequeñas distancias incrementan las pérdidas de acuerdo al gráfico No 5.2. En centrales donde la extensión del terreno es limitado el utilizar espaciamiento mayores también causaría problemas, ya que se instalarían menos turbinas. El espaciamiento entre filas elegido es de 15 veces el diámetro de la turbina. Las pérdidas porcentuales que se deben considerar al elegir este espaciamiento, de acuerdo al gráfico No. 5.2, son de 6,77% .

El factor de distribución FD definido como el producto entre las distancias entre filas y columnas quedaría establecido para Páramo Grande en $3,1 \times 15 = 46,5 \text{ m}^2$. La distribución de las turbinas en Páramo Grande se presenta en el mapa A6.2 del Anexo No.6.

Procediendo de la misma forma se calcula para Cotopaxi una distancia entre columnas de $2,8 D$ y se elige una distancia entre filas de $15 D$.

La distancia entre columnas calculada en Cotopaxi es menor que en Páramo Grande debido a que existe mayor energía concentrada cercana a la dirección prevaleciente (Gráfico No 5.8). El factor de distribución de turbinas para Cotopaxi se calcula en 42 m^2 .

5.2 SELECCIÓN DE GRUPOS Y SUBESTACIONES UNITARIAS

Las subestaciones unitarias de acuerdo a la configuración definida en 5.1. reunirá la producción de energía de diez turbinas, de tal forma que la capacidad de esta subestación, será elegida en tal sentido.

Los transformadores en redes de distribución convencionales que operaran con varias cargas, se dimensionan en base a factores de coincidencia que generalmente son menores que 0,5. En proyectos eólicos, debido a que las masas de aire se mueven en franjas muy anchas que podrían comprender varios kilómetros, hacen que los factores de coincidencia sean típicamente muy altos, aunque los vientos debido al retardo existente a lo largo de su recorrido podría generar variaciones instantáneas entre turbinas que se encuentren muy distantes.

La subestaciones unitarias que reúnen la producción de varias turbinas (10 en nuestro caso específico), presentan altos factores de coincidencia en generación, de tal forma que este factor se considera a efectos de cálculo como 1.

La capacidad nominal del transformador se calcula como:

$$S_T = N * STb * f\mu \quad (39)$$

donde,

ST: Capacidad del transformador [kVA]

N: Número de turbinas agrupadas en la subestación unitaria

STb: Capacidad nominal del aerogenerador, [kVA]

f μ : Factor de coincidencia

De la agrupación de 10 turbinas de capacidad 92 kVA con un factor de coincidencia de 1, se tiene:

$$S_T = 920kVA$$

Se elige un transformador de capacidad normalizada de 1.000 kVA.

Subestación unitaria

Capacidad:	1.000 kVA
Relación de Voltajes:	480/23.000 kV Y D
f. p:	0,87
Pérdidas: Constantes:	0,21 % (hierro)
Variables:	0.88 % (cobre)

5.3 RECORRIDO DE CABLES DE BAJA TENSIÓN

Como se había mencionado, las centrales eólicas por encontrarse generalmente en sitios aislados donde no se puede ejercer una vigilancia permanente, y por las perturbaciones que ocasiona todo objeto alto sobre las turbinas eólicas, utilizan configuraciones subterráneas tanto en sus circuitos en baja como en media tensión.

El uso de las configuraciones eléctricas subterráneas, permiten mantener además la filosofía del uso múltiple de la tierra, característica reservada para este tipo de centrales de generación, de tal forma que los campos eólicos puedan ser utilizados fácilmente en otras actividades agropecuarias, paralelamente a las actividades de producción de energía eléctrica.

La producción de energía de cada turbina esta asociada a una subestación unitaria mediante esquemas radiales que recorren longitudes que inician en la protección térmica del aerogenerador y terminan en la subestaciones unitarias junto a las otras 9 turbinas que conforman el grupo. Como cada fila de turbinas está conformada por 30 unidades el número de subestaciones unitarias serían de 3 en cada fila.

El recorrido de los conductores tanto de baja como de media tensión será generalmente en línea recta, pudiendo tener pequeñas desviaciones en función de las pendientes del terreno y de los obstáculos existentes a lo largo de su recorrido. El mapa A6.1 expuesto en el anexo No 6 denota la carencia de obstáculos significativos en el área de extensión de las centrales, de tal forma que se pueden despreciar longitudes adicionales.

Las longitudes de las zanjas en baja tensión se estiman en 4.300 y 2.600 metros para Páramo Grande y Cotopaxí respectivamente.

5.4 RECORRIDO DE CABLES EN MEDIA TENSIÓN

la función específica de los conductores de media tensión es recolectar la producción de energía de las subestaciones unitarias que elevan el voltaje de generación de 480 V a 23.000 V, y que a su vez reúnen la producción de 10 turbinas cada una.

Las zanjas en las que se colocan los conductores de media tensión irán paralelas a las filas de turbinas y consecuentemente paralelas a los conductores de baja tensión. Cada conductor de media tensión agrupa la producción de una fila de turbinas. Es decir que cada conductor recorre las distancias definidas por las 3 subestaciones unitarias que componen una fila. La longitud de estas zanjas se estiman en 3.400 y 2.000 metros, para las centrales de Páramo Grande y Cotopaxi respectivamente.

Cada uno de los conductores en media tensión finalmente es conectado mediante interruptores a la subestación principal. El recorrido de los conductores en baja tensión al igual que en media tensión se exponen mapa A6.2 del anexo No 6.

El esquema general de conexiones para las dos centrales se presentan seguidamente:

Gráfico No.5.11. Conexión en media tensión. Central Páramo Grande.

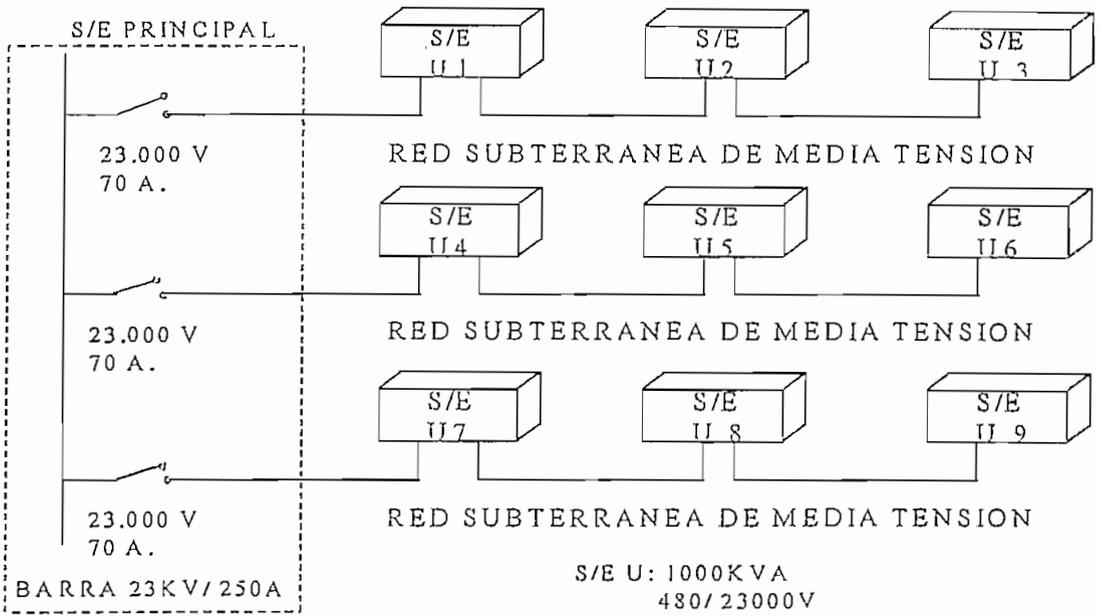
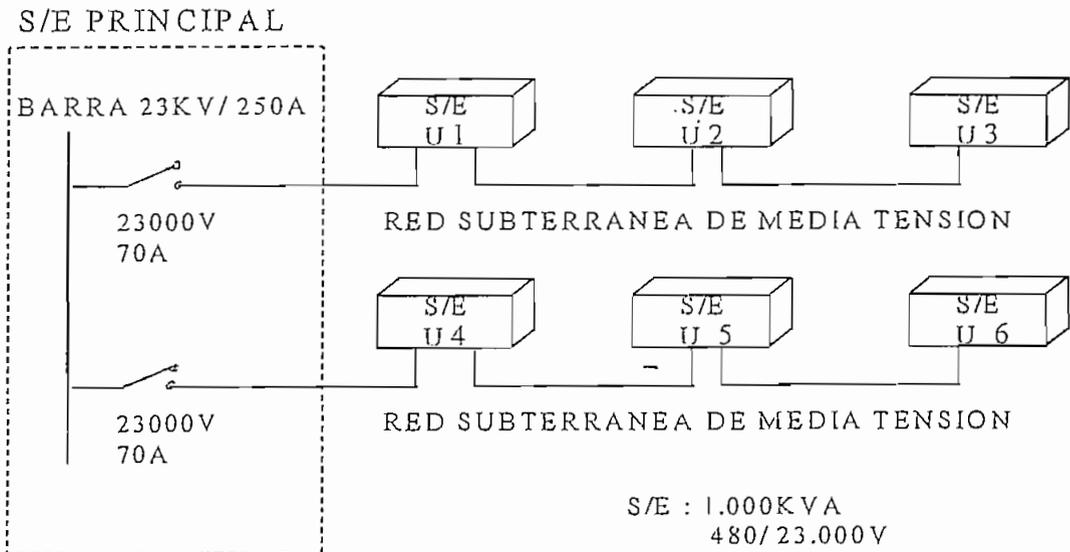


Gráfico No.5.12. Conexión en media tensión. Central Cotopaxi



Capítulo 6

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA RED

Las configuraciones utilizadas en las diferentes constituyentes de una red eléctrica como son en este caso: líneas en baja tensión, líneas en media tensión y red de interconexión, utilizadas complementariamente a las subestaciones unitarias y principal; tienen características propias que las diferencian entre sí.

Tales características vienen dadas principalmente por los calibres de los conductores y sus longitudes, las cuales se reducen a un solo parámetro eléctrico caracterizado por la impedancia. La selección de los calibres para los diversos conductores deberá realizarse tomando también en cuenta criterios económicos de tal forma de obtener mayores rentabilidades en las inversiones.

Otros parámetros eléctricos como regulación de voltaje, magnitud de cortocircuitos, flujos de potencia, etc, están vinculados a la impedancia. Con lo cual toma gran importancia dentro del estudio de los sistemas eléctricos.

A continuación se dan las características generales para los constituyentes principales de la red en mención para la central Páramo grande. Los parámetros de la central Cotopaxi se calculan de idéntica forma, por lo que para esta central se presenta solamente un sumario de resultados al final del capítulo.

6.1 CALIBRES, IMPEDANCIAS Y LONGITUDES EN BAJA TENSIÓN

De acuerdo a la capacidad nominal de 80 kW de las turbinas ESI-54-S y asumiendo un factor de potencia nominal de 0,87 típico para máquinas de inducción, se obtiene la corriente nominal del generador. Esta misma corriente será la que fluya por los circuitos radiales de baja tensión, y para la cual deberán seleccionarse los calibres de los conductores. Se tiene entonces:

$$I = \frac{P_n}{\sqrt{3} * V * f_p} \quad (40)$$

P_n : Potencia nominal de la turbina, [W]

V : Voltaje nominal, [V]

f_p : Factor de potencia del aerogenerador

Para $P=80 \text{ kW}$, $V=480 \text{ V}$ y $f_p=0,87$, la corriente nominal del sistema de baja tensión es de 110,6 A. Complementariamente se elige un breaker de 120 A como protección del aerogenerador. La selección del tipo de conductor exige un análisis económico.

Todos los sistemas, deben ser diseñados y planificados no sólo en base a su confiabilidad de servicio, sino también a su eficiencia económica. Es decir, se debe llegar siempre a un compromiso entre lo técnico y lo económico procurando suministrar la energía eléctrica con índices de confiabilidad aceptables y al menor costo posible.

Dentro de la selección del conductor más económico se deben plantear alternativas en torno al tipo de conductor y al calibre a utilizarse para distribuir o transmitir la energía de la central.

Los costos de inversión en los conductores de baja tensión permiten tener mejores rentabilidades en el uso de conductores de aluminio frente al cobre, a pesar de tener mayores pérdidas por efecto Joule.

A manera de ejemplo se presenta los costos en valor presente de un metro de conductor 1/0 de aluminio frente a uno de cobre para la red de baja tensión, considerando las pérdidas por efecto Joule específicas de la central páramo Grande. Igual criterio se utilizará para la selección del calibre del conductor. Se utiliza una tasa de descuento del 10% y US\$ 0,05 por kWh de pérdida.

 Cuadro No. 6.1 Valor presente. Conductores de cobre y aluminio

Conductor 1/0 AWG	Cobre	Aluminio
Inversión inicial (US\$)	4,40	1,05
Pérdidas (kWh/año)	3,31	4,29
Valor presente (US\$)	5,81	2,88

Para la corriente calculada en baja tensión se elegiría el conductor de aluminio TW-ALUMINIO-600V # 2/0 con capacidad para 115 A, no obstante con el análisis de valor presente de pérdidas e inversión, similar al cuadro anterior, se justifica económicamente el uso del conductor # 4/0.

El conductor de aluminio TW #4/0 tiene una resistencia de $0,269 \Omega/\text{km}$. Las inductancias en baja tensión son despreciables, de tal forma que la impedancia por kilómetro de conductor se mantiene en $0,269 \Omega$.

En una base de 100 MVA la impedancia sería $Z_{BAJA} = 116,8 \text{ pu/km}$

La longitud total aproximada de los conductores en baja tensión de acuerdo a los espaciamientos de filas y columnas definidos en el punto anterior sería de aproximadamente 42.800 metros.

6.2 CAPACIDADES E IMPEDANCIAS DE SUBESTACIONES UNITARIAS

Las subestaciones unitarias seleccionadas de acuerdo a la capacidad nominal de las 10 turbinas eólicas que reúne, han sido definidas en 1.000 kVA.

Los parámetros típicos para transformadores de esta capacidad, y para voltajes de 480 V en baja tensión, se presentan como:

Parámetros [48]

R: 0,9 %

X: 5,7 %

Z: 5,8 %

Estos parámetros pasados a una base de 100MVA, en el sistema por unidad serían:

R: 0,9 pu

X: 5,7 pu

Z: 5,8 pu

Entonces la impedancia de transformador sería $ZT = 0,9 + j5,7 \text{ pu}$

6.3 CALIBRES, IMPEDANCIAS Y LONGITUDES EN MEDIA TENSIÓN

La corriente nominal del sistema del sistema subterráneo de media tensión se calcula como:

$$I_{N2} = 10 * 110,6A * \left(\frac{480V}{23.000V}\right)$$

$$I_{N2} = 23,1A$$

La producción de cada fila de turbinas, en media tensión, es recolectada mediante una red de distribución y conectada a la subestación principal. De tal forma, que la corriente a la cual debe ser seleccionado el conductor, considerando la instalación de las tres subestaciones unitarias por cada fila de turbinas sería $I_{N2}' = 70A$

Los conductores a utilizarse, por la configuración subterránea, deben ser aislados para la tensión de 25 kV. La tensión normalizada para este tipo de conductores es de 25 kV y los parámetros se pueden obtener de catálogos [38].

Se elige el conductor aislado 2 AWG -25 kV de cobre, con capacidad de conducción de 195 A, por ser el menor calibre existente.

Parámetros del conductor

Resistencia: 0,52 Ω /km

Reactancia inductiva: 0,169 Ω /km

En por unidad para una base de 100 MVA se tiene:

Resistencia: 0,0983 pu/km

Reactancia inductiva: 0,0319 pu/km

La impedancia estaría expresada como $Z_{MEDI A} = 0,0983 + j0,0319$ pu/km.

Las longitudes aproximadas en media tensión son de 3.400 metros por fase. La longitud total de conductores sería de 10.200 m.

6.4 CAPACIDAD, IMPEDANCIAS. SUBESTACIÓN PRINCIPAL

Debido a que se ha definido la transmisión, de acuerdo a las capacidades de generación de las centrales y a las distancias a la subestación de interconexión, a niveles de 23 kV no se requiere de transformadores de elevación. De tal forma que la subestación principal esta concebida como de seccionamiento de los alimentadores de media tensión.

En esta subestación se ubicarán las protecciones para los alimentadores provenientes del secundario de las subestaciones unitarias a 23 kV. Las corrientes nominales de las protecciones sería de 70 A al nivel de tensión mencionado.

6.5 CALIBRES, IMPEDANCIAS, LONGITUD. LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN

Las impedancias de las líneas se expresan en términos de parámetros por unidad de longitud, que dependen del calibre y tipo de conductor, así como de la configuración utilizada.

Los parámetros para un calibre económico ACSR # 4/0 AWG se detallan como:

Resistencia: 0,2618 Ω /km

Reactancia inductiva: 0,46 Ω /km

La impedancia en por unidad, en una base de 100 MVA sería $Z_{LIT} = 0,0495 + j0,0867$ pu/km. La impedancia de secuencia cero es $Z_o = 0,0495 + j0,0823$.

La longitud de la línea de interconexión es de aproximadamente 10 km. En las tres fases se tendría una longitud total de 30 km de conductor.

Para la central Cotopaxi se tienen los siguientes parámetros en pu en una base de 100 MVA.

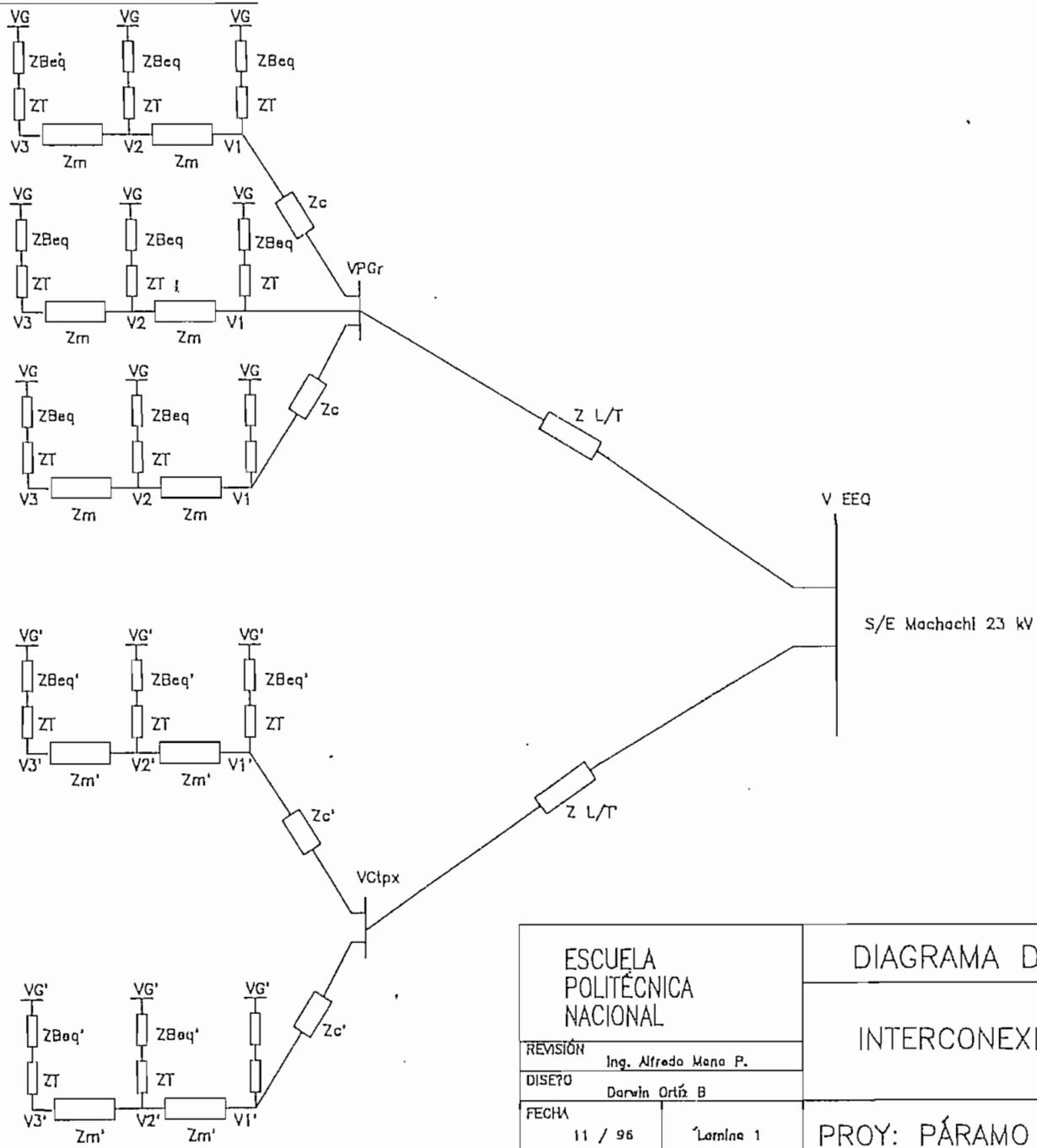
☑ Cuadro No. 6.2 Resumen de impedancias y longitudes.

Sistema	Selección	Impedancia (pu/km)	Longitud total conductores (m)
Baja tensión	TW Al. 2/0 AWG	185,3	25.600
Subestación unitaria	1.000 kVA	$0,9 + j5,7$	---
Media tensión	Cu 2 AWG	$0,0983 + j0,0319$	6.000
Interconexión	ACSR 3/0	$0,0625 + j0,0910$	60.000

El sistema en conjunto quedaría representado con el diagrama de impedancias descrito en la lámina 1. Los valores de las impedancias de dicho diagrama expresadas en pu en base 100 MVA, se presentan en el siguiente cuadro:

☑ Cuadro No. 6.3 Valores de impedancias

Páramo Grande		Cotopaxi		Descripción
Imp	Valor (pu)	Imp	Valor (pu)	
ZB	24,8208	ZB'	35,5878	Impedancia equivalente de la red de baja tensión. 10 aerogeneradores
ZT	$0,9 + j 5,7$	ZT'	$0,9 + j 5,7$	Impedancia del transformador. S/E unitaria
ZA	$0,0464 + j 0,0151$	ZA'	$0,0419 + j 0,0136$	Impedancia en media tensión
ZC	$0,0223 + j 0,00725$	ZC'	$0,0116 + j 0,00377$	Impedancia de tramos filas-S/E principal
Z L/T	$0,495 + j 0,867$	Z L/T'	$1,25 + j 1,8204$	Impedancia de la línea de transmisión



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL	DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS	
	INTERCONEXIÓN CON LA EEQ	
REVISIÓN Ing. Alfredo Mano P.	FECHA 11 / 96	
DISEÑO Darwin Ortíz B	Lámina 1	PROY: PÁRAMO GRANDE-COTOPAXI

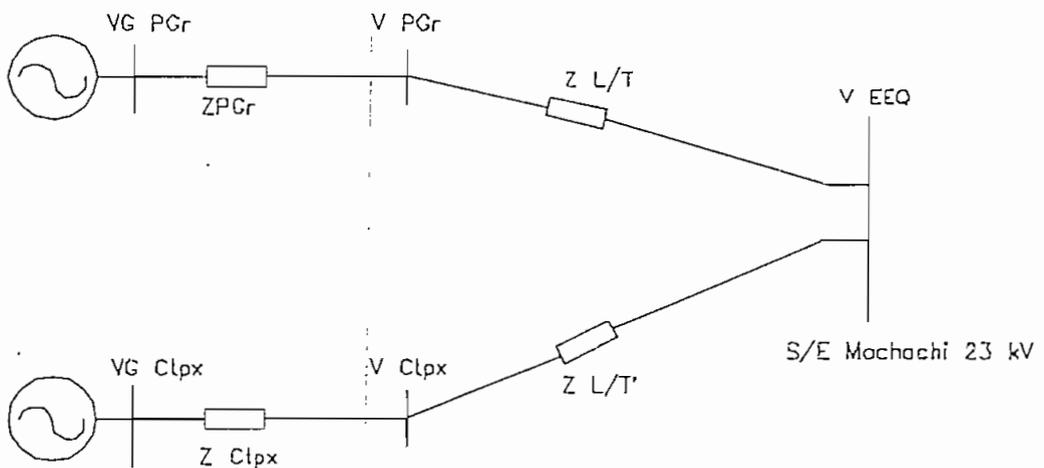
De los valores presentados en la tabla 6.3 , correspondientes a la configuración expuesta en la lámina 1 se obtienen las impedancias equivalentes de las centrales, vistas desde su respectiva subestación principal:

$$Z_{PGr} = 0,2017 + j0,6386 \text{ pu}$$

$$Z_{Clpx} = 0,3516 + j0,9557 \text{ pu}$$

Se tiene así el siguiente diagrama simplificado:

Gráfico No. 6.1 Diagrama de impedancias simplificado



Capítulo 7

CÁLCULOS ELÉCTRICOS

7.1 PRODUCCIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA

Las producciones de potencia y energía en centrales eólicas dependen mucho de la disponibilidad del recurso utilizado; velocidades y permanencias del viento existentes en las zonas potenciales. Sumado a estas variables meteorológicas, las centrales de viento presentan componentes adicionales como son las curvas de operación de las turbinas seleccionadas y el arreglo de turbinas en el campo, de las cuales también dependen los niveles de producción a obtenerse.

Se tiene así, que en arreglos de muchas filas, a pesar producir más energía, su rendimiento es menor respecto a tener arreglos de pocas filas, debido a las pérdidas por interferencia entre turbinas, descritas detalladamente con anterioridad.

Uno de los datos individuales más importantes en generación de energía es la curva de distribución de potencia. Esta curva, para la evaluación de la potencia disponible en el viento puede ser fácilmente obtenida a partir de la curva de duración de velocidad, tal como se procedió en el numeral 3.3. No obstante en la evaluación de la curva real de distribución de potencia de salida de las turbinas, debido a la distorsión de la función cúbica que presenta la máquina por sus componentes mecánicos y por saturaciones en valores sobre los nominales, es ineludible la simulación precisa de la turbina en estudio.

Gráfico No 7.1. Distribución de potencia real. Turbina ESI 54-S. P. Grande

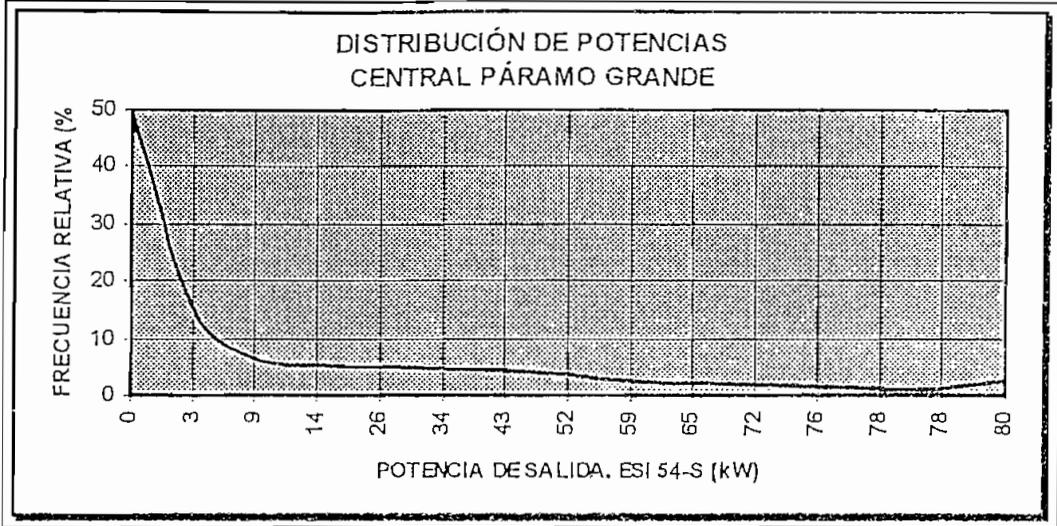
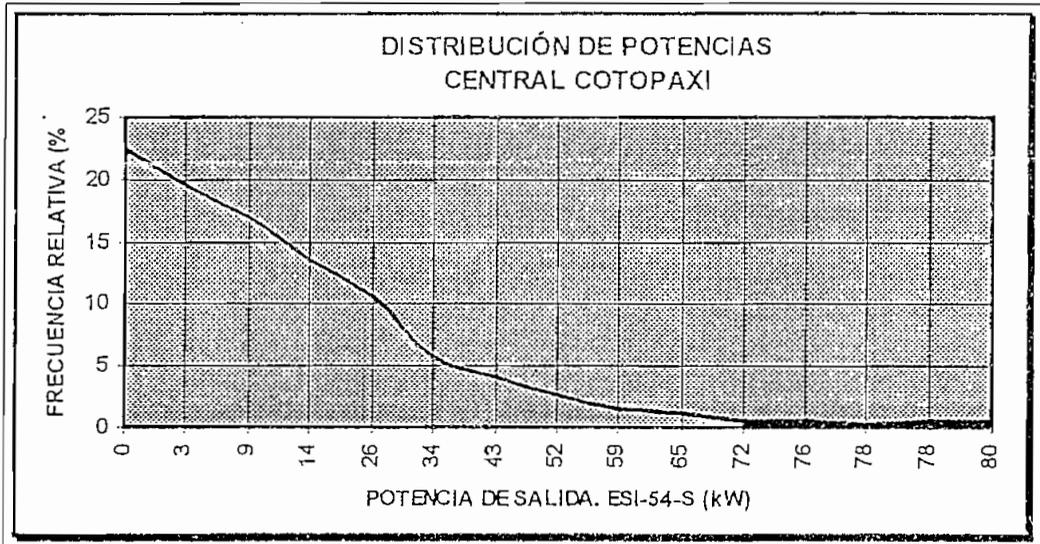


Gráfico No 7.2 . Distribución de potencia real. Turbina ESI 54-S. Cotopaxi



Se puede observar en las curvas presentadas, que tanto Páramo Grande como Cotopaxi concentra gran parte de sus vientos en la primera clase de la distribución (potencia = 0) lo que indica que en un porcentaje considerable de tiempo (igual al indicado en los gráficos) los vientos tienen velocidades inferiores al de arranque de las turbinas, lo cual se verá reflejado en bajos factores de planta y reducidas producciones de energía. Los valores medios de velocidad están alrededor de los 5 y 6 m/s, ligeramente superior a la velocidad de arranque de la turbina. Ésto hace que en el primera clase de la distribución de frecuencias, se acumulen todos los puntos que están bajo esta velocidad y que no generan energía.

La simulación aislada de la turbina seleccionada (ESI-54-S) para los *sites* 2 y 7 en el período de mediciones, se presenta mensualmente en el punto No 2 del anexo No 7. El cuadro No. 7.1 resume la producción de cada *site*. La producción del período octubre-enero ha sido obtenida mediante extrapolación, en base a los datos de mediciones de los restantes meses del año, febrero-septiembre/96.

Cuadro No 7.1. Producciones de energía mensual en cada *site* (kWh)

FECHA	SITE 1		SITE 2		SITE 3		SITE 4		SITE 7	
	26 m	40 m	26 m	40 m	26 m	40 m	26 m	40 m	26 m	40 m
Ene-96	872	1.243	2.204	3.575	1.854	2.643	3.006	4.285	6.718	9.577
Feb-96	2.235	3.186	2.022	3.322	3.174	4.524	2.584	3.683	4.960	7.071
Mar-96	1.063	1.515	1.603	2.552	1.604	2.286	1.735	2.473	3.250	4.633
Abr-96	1.219	1.738	2.115	3.639	1.965	2.801	2.311	3.294	2.079	2.963
May-96	2.415	3.442	3.098	5.177	4.197	5.982	3.878	5.528	2.894	4.125
Jun-96	6.856	9.772	6.717	10.206	9.173	13.075	8.237	11.741	5.382	7.671
Jul-96	13.914	19.833	12.717	16.364	16.163	23.038	14.703	20.957	10.976	15.645
Ago-96	14.030	19.998	13.511	18.479	16.670	23.761	15.237	21.719	10.062	14.342
Sep-96	16.581	23.634	15.257	21.063	20.919	29.818	18.652	26.586	11.404	16.255
PROYEC. ANUAL:	82.814	118.093	81.826	116.633	105.162	149.882	96.410	137.421	87.317	124.476

La distribución espacial de energía porcentual, se obtiene aproximadamente a partir de las distribuciones de velocidad de viento presentadas en el mapa A6.1, con la relación de energía en función de la velocidad ($E = k V^3$). Las producciones individuales de las turbinas y de las centrales para el año de mediciones, de acuerdo al arreglo de filas y columnas establecido en el numeral 5 y a la localización específica en la distribución espacial de energía, sin considerar las pérdidas por interferencia se presentan en las figuras No. 7.3 y 7.4.

Si se consideran las pérdidas por interferencia entre turbinas, las producciones globales de energía disminuirían respecto a las presentadas en los gráficos No 7.3 y 7.4. Estas producciones se presentan en los gráficos No 7.5 y 7.6 y resumen en conjunto en el cuadro siguiente:

Cuadro No. 7.2 Producción anual de las centrales. Año 1996 (MWh/año)

Producción	Central Páramo Grande		Central Cotopaxi	
	26 m	40 m	26 m	40 m
Sin interferencias	8.460	12.059	4.741	6.758
Con interferencias	7.694	10.967	4.538	6.469

Figura No. 7.3 Producción de cada turbina de acuerdo a la distribución espacial de potencia. Central Paramo Grande
 Valores en (%). 100% = 149.882 kWh/año

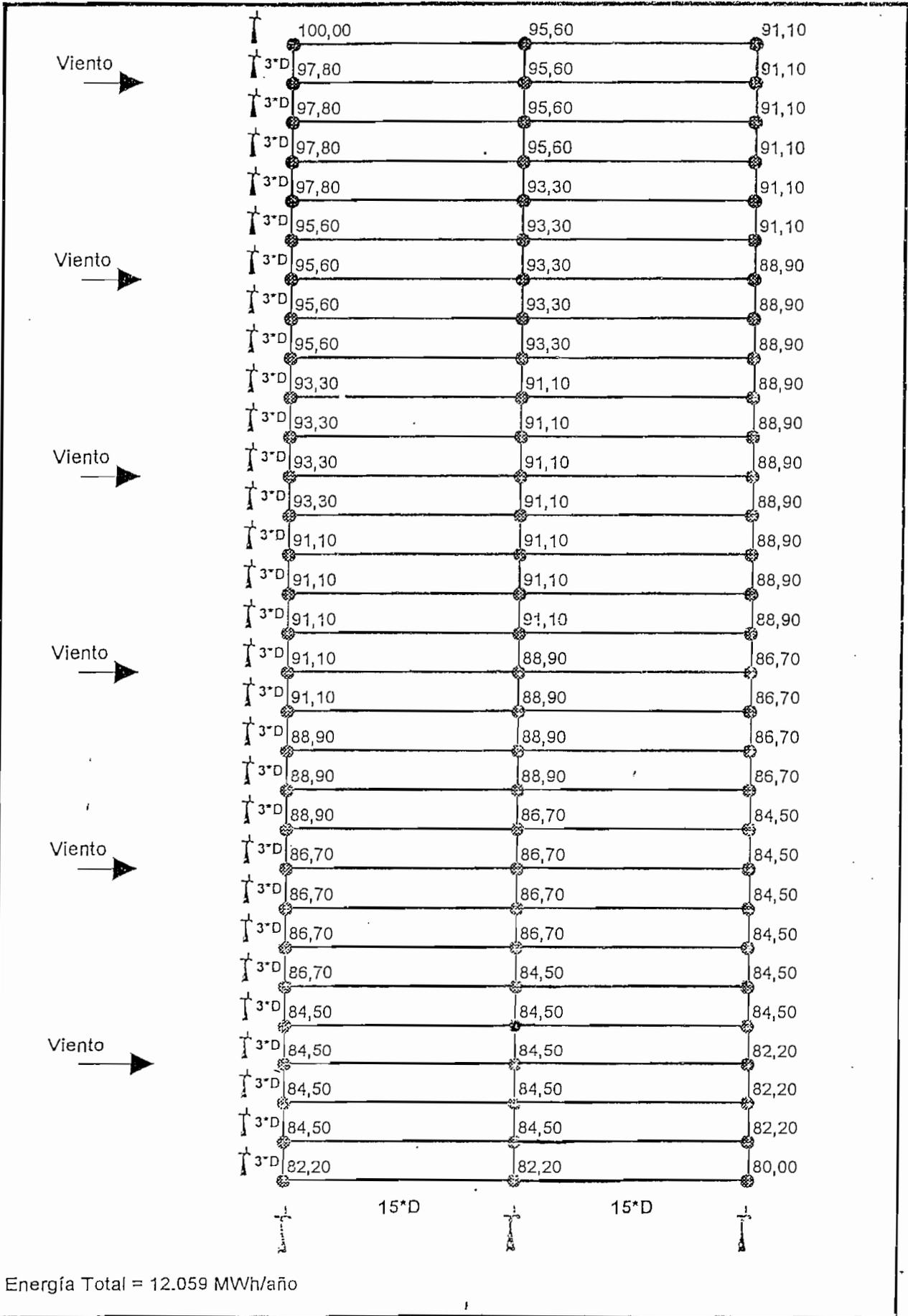


Figura No.7.4. Producción de cada turbina de acuerdo a la distribución espacial de potencia. Central Cotopaxi
 Valores en (%): 100% = 124.476 kWh/año

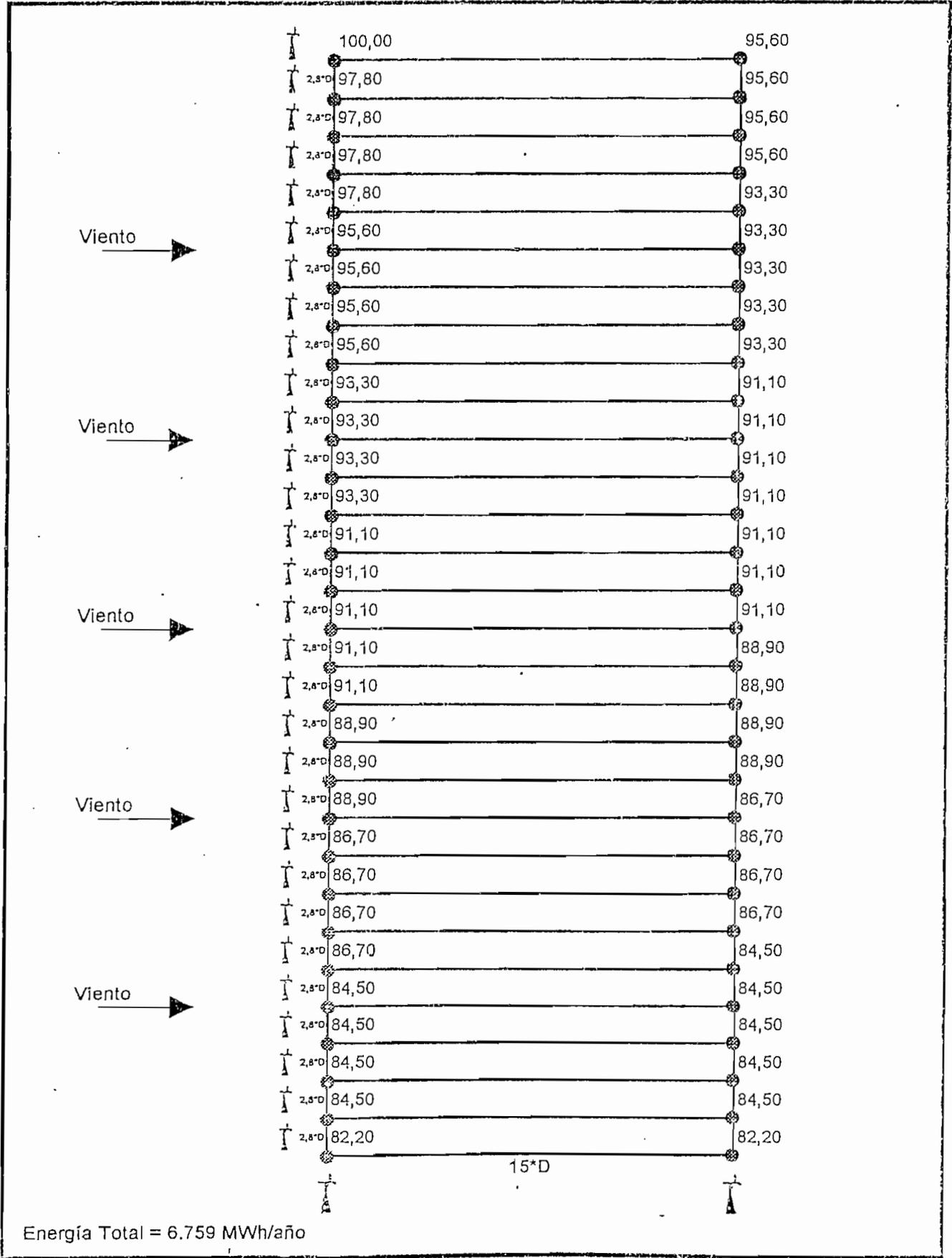


Figura N° 7.5 Producción de cada turbina considerando la distribución espacial de potencia y las perturbaciones. Central Páramo Grande.
 Valores en (%). 100% = 149.882 kWh/año

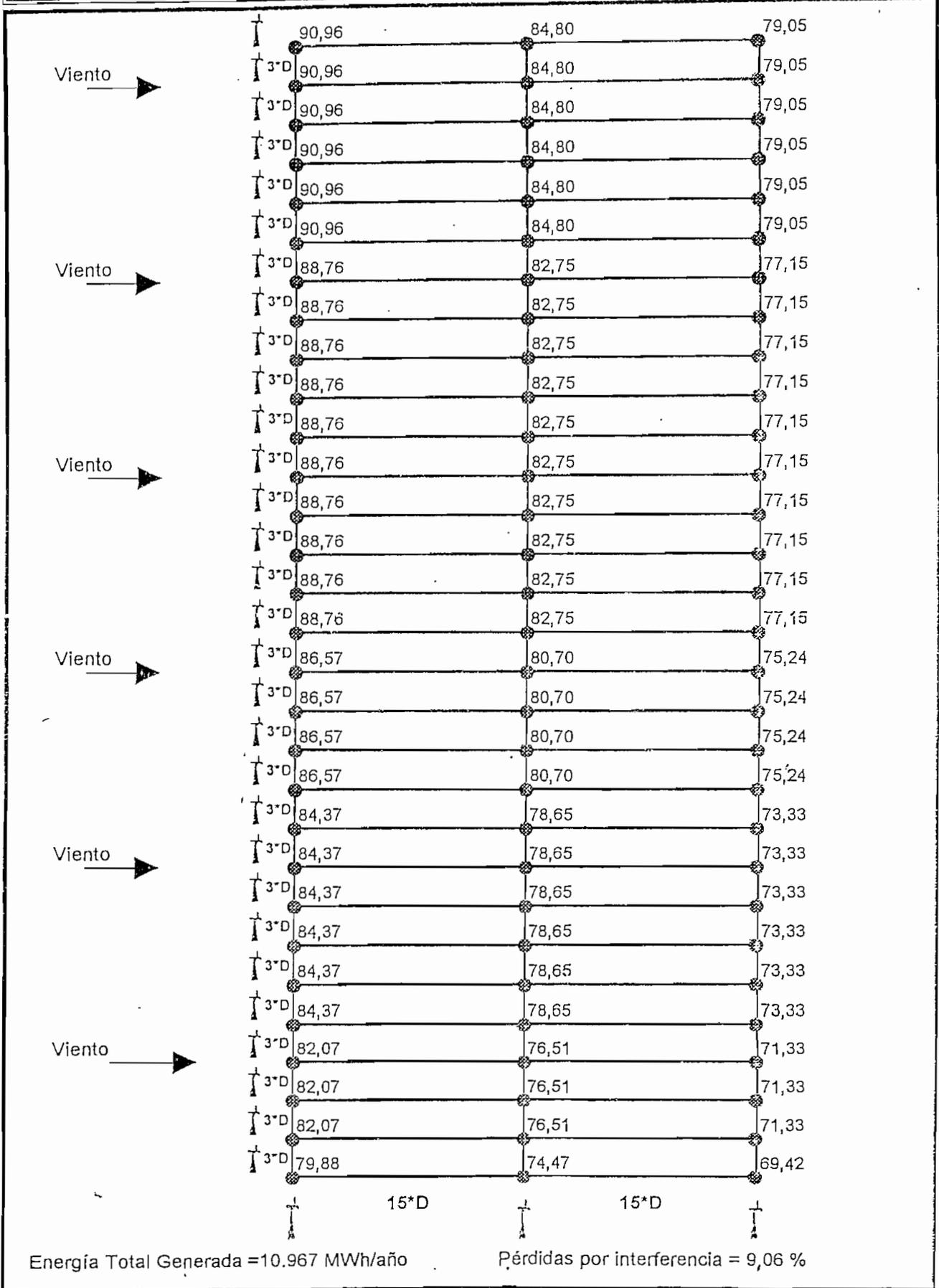
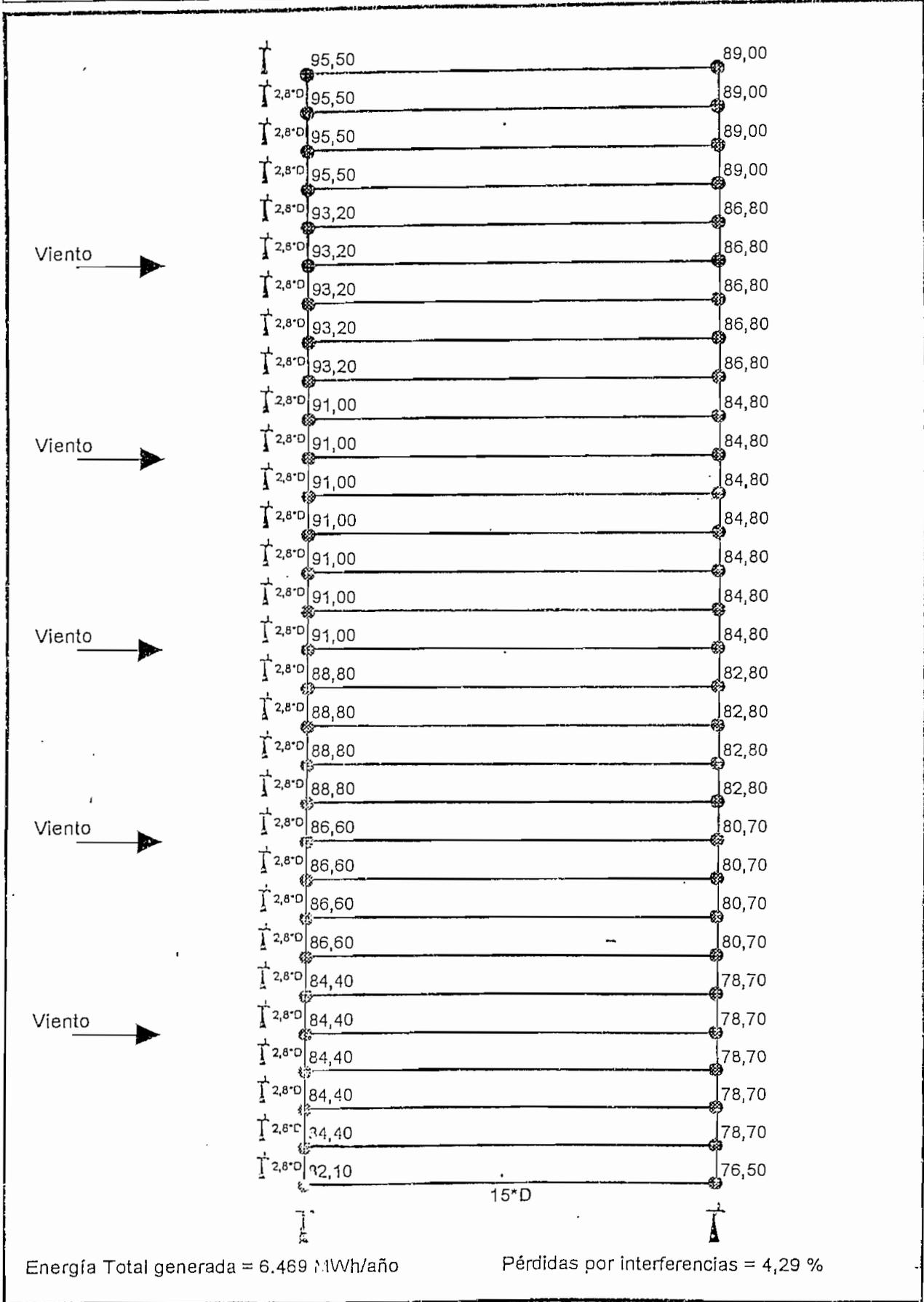


Figura No 7.6 Producción de cada turbina considerando la distribución espacial de potencia y las perturbaciones. Central Cotopaxi
 Valores en (%). 100% = 124.476 kWh/año



Las pérdidas por interferencias para los arreglos definidos en las centrales de Páramo Grande y Cotopaxi son de 9,06 y 4,29 % respectivamente. De igual forma, los factores de planta, considerando las interferencias, quedarían establecidos como 17,4 y 15,4% a 40 m de altura en su orden. En el mismo orden los factores de planta a 26 m serían de 12,2 y 10,8%.

Los factores de planta expuestos denotan una baja producción para las zonas mencionadas. Estos factores disminuirían aún más si se incrementara la capacidad de las centrales, debido a que se incurriría en arreglos de turbinas con un mayor número de filas, aumentando las pérdidas por interferencias. El cuadro siguiente presenta las producciones globales de energía (Páramo Grande, 90 turbinas y Cotopaxi 60) considerando las pérdidas por interferencia para el año de mediciones.

☑ Cuadro No 7.3. Producción (MWh). Año 1996. Páramo Grande y Cotopaxi

FECHA MES	PÁRAMO GRANDE		COTOPAXI	
	26 m	40 m	26 m	40 m
Ene-96*	136	193	349	498
Feb-96	232	331	258	368
Mar-96	117	167	169	241
Abr-96	144	205	108	154
May-96	307	438	150	214
Jun-96	671	957	280	399
Jul-96	1.183	1.686	571	813
Ago-96	1.220	1.739	523	745
Sep-96	1.530	2.181	593	845
Oct-96*	1.114	1.588	592	845
Nov-96*	682	972	552	787
Dic-96*	357	509	393	560
TOTAL	7.694	10.967	4.538	6.469

* Datos obtenidos mediante extrapolación

Gráfico No. 7.7. Perfil de producción. Páramo grande

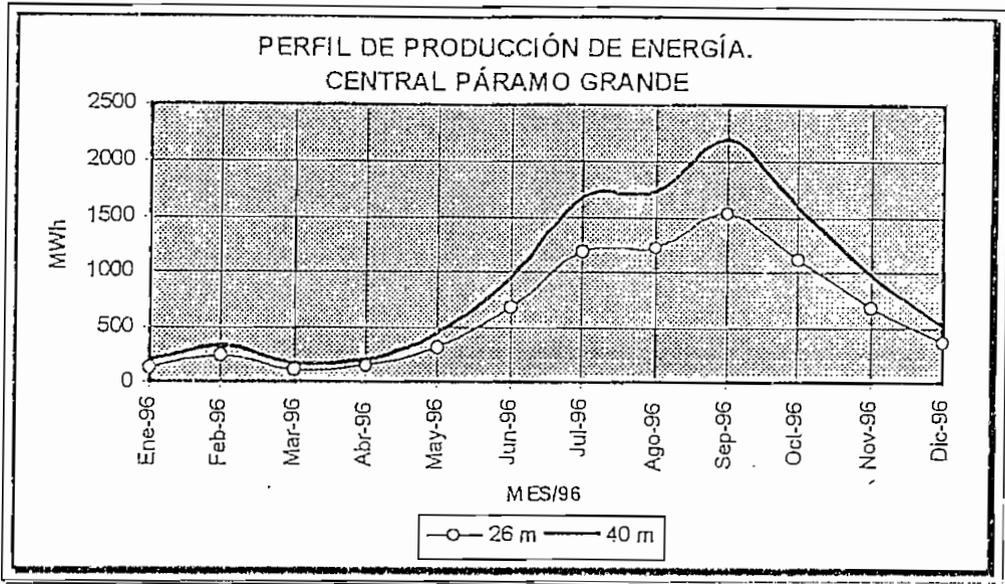
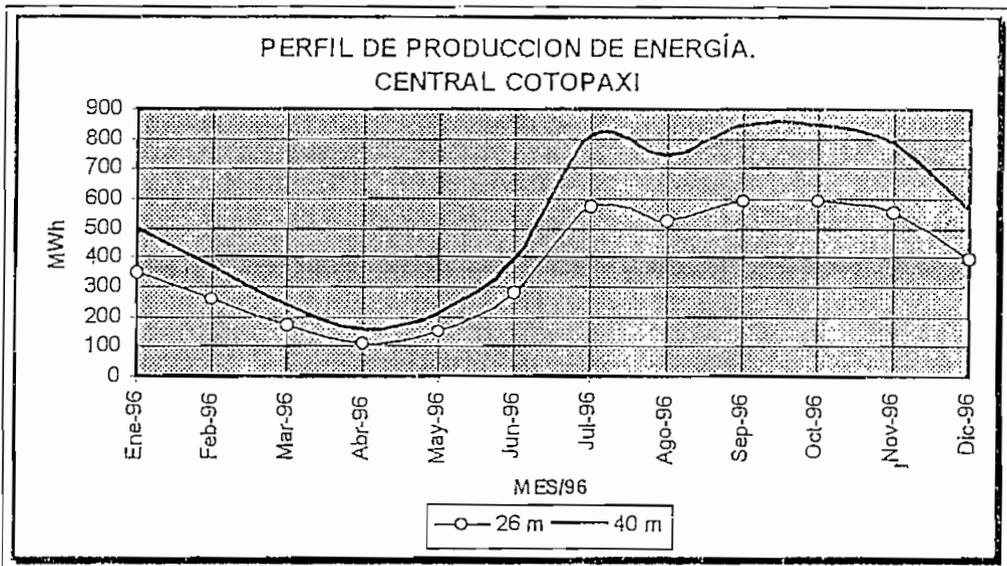


Gráfico No.7.8. Perfil de producción. Cotopaxi



Los meses de mayor producción de ambas centrales, de acuerdo a éstos gráficos, y en los cuales las turbinas estarían operando en su velocidad nominal o sobre ella, se encuentran en el período junio-septiembre extendiéndose hasta mediados de octubre, correspondiente a la época de verano. En el caso de Cotopaxi esta producción podría extenderse hasta noviembre para luego decrecer al finalizar el año.

PROYECCIÓN A LARGO PLAZO

Las producciones obtenidas en el período de mediciones deben ser proyectas a lo largo de la vida útil que tendrían las centrales, de tal forma de obtener los ingresos económicos verdaderos por la producción de energía. La vida útil estimada para las centrales es de 20 años.

Las correlaciones tanto en las velocidades del viento Corto-Largo plazo, como entre centrales: Páramo Grande-Cotopaxi, no deben incluir pérdidas por interferencias entre turbinas o pérdidas eléctricas. Éstas deberán ser consideradas posteriormente.

Los datos históricos de la Central Cotopaxi-Mínitrak se exponen en el Anexo No 2. Estos datos históricos de viento se encuentran a 10 m de altura por lo que para obtener la correlación con los datos de corto plazo serán corregidos a 26 m.

La ecuación que relaciona los datos de largo plazo con los de corto plazo para la Estación Cotopaxi-Mínitrak se describe como:

$$V_{LP} = 1,46 * e^{0,137 * V_{CP}} \quad (41)$$

donde,

V_{LP} : Velocidad a largo plazo

V_{CP} : Velocidad a corto plazo

A su vez, se tiene que la central Páramo Grande está relacionada espacialmente con la central Cotopaxi, mediante la siguiente relación (Cap. 3.2):

$$V_{P.Grande} = -3,556 + 1,647 * V_{Cotopaxi} \quad (42)$$

Las producciones de energía para ambas centrales en el largo plazo, se obtendrán de manera estimativa con la siguiente relación:

$$\overline{E}_{LP} = \overline{E}_{CP} * \left(\frac{\overline{V}_{LP}}{\overline{V}_{CP}} \right)^3 \quad (43)$$

donde,

\overline{E}_{LP} : Producción media anual en el largo plazo, [MWh]

\overline{E}_{CP} : Producción media anual en el corto plazo, [MWh]

\overline{V}_{LP} : Velocidad media anual en el largo plazo, [m/s]

\overline{V}_{CP} : Velocidad media anual en el corto plazo, [m/s]

Las producciones de las centrales de acuerdo a las distribuciones espaciales de potencias son de 8.460 MWh y 4.741 MWh para el año de mediciones y las velocidades medias de 5,3 y 6 m/s para Páramo Grande y Cotopaxi respectivamente a 26 metros de altura. Con lo cual se tiene que las producciones de energía a lo largo de la vida útil de la central, serían las expuestas en el siguiente cuadro:

☑ Cuadro No.7.4 Producción de energía a lo largo de la vida útil (MWh)

AÑO	P. GRANDE		COTOPAXI	
	26 m	40 m	26 m	40 m
1	7.103	10.125	3.476	4.954
2	9.455	13.476	4.076	5.810
3	13.543	19.305	4.979	7.097
4	5.531	7.884	2.937	4.187
5	7.103	10.125	3.476	4.954
6	9.455	13.476	4.076	5.810
7	13.543	19.305	4.979	7.097
8	5.531	7.884	2.937	4.187
9	7.103	10.125	3.476	4.954
10	9.455	13.476	4.076	5.810
11	13.543	19.305	4.979	7.097
12	5.531	7.884	2.937	4.187
13	7.103	10.125	3.476	4.954
14	9.455	13.476	4.076	5.810
15	13.543	19.305	4.979	7.097
16	5.531	7.884	2.937	4.187
17	7.103	10.125	3.476	4.954
18	9.455	13.476	4.076	5.810
19	13.543	19.305	4.979	7.097
20	5.531	7.884	2.937	4.187
PROMEDIO	8.908	12.698	3.867	5.512

Debido a la existencia de registros históricos confiables para un período de 4 años únicamente, la proyección considera que las producciones se repetirán cíclicamente a lo largo de la vida útil.

La producción de potencia en Páramo Grande y Cotopaxi a 40 m, de acuerdo a la distribución espacial de potencia, se calcula en 12.059 y 6.758 MWh respectivamente, para el año de mediciones completado con extrapolación. Esta producción es mermada a 10.967 y 6.469 MWh por la interferencias ocasionadas por las turbinas (Cuadro No.7.2) lo que representa el 9,06 y 4,29 % para las centrales en su orden. Estos porcentajes se reflejarán aproximadamente constantes a lo largo de la vida útil de las centrales. Se tiene así, los siguientes cuadros que incluyen las pérdidas por interferencia entre turbinas:

☑ Cuadro No. 7.5 Producción de energía a lo largo de la vida útil (MWh).

Incluye pérdidas por interferencia

Año	Central Páramo Grande		Central Cotopaxi	
	h = 26 m	h = 50 m	h = 26 m	h = 40 m
1	6.460	9.208	3.327	4.742
2	8.598	12.255	3.901	5.561
3	12.316	17.556	4.765	6.792
4	5.030	7.170	2.811	4.007
5	6.460	9.208	3.327	4.742
6	8.598	12.255	3.901	5.561
7	12.316	17.556	4.765	6.792
8	5.030	7.170	2.811	4.007
9	6.460	9.208	3.327	4.742
10	8.598	12.255	3.901	5.561
11	12.316	17.556	4.765	6.792
12	5.030	7.170	2.811	4.007
13	6.460	9.208	3.327	4.742
14	8.598	12.255	3.901	5.561
15	12.316	17.556	4.765	6.792
16	5.030	7.170	2.811	4.007
17	6.460	9.208	3.327	4.742
18	8.598	12.255	3.901	5.561
19	12.316	17.556	4.765	6.792
20	5.030	7.170	2.811	4.007
PROMEDIO	8.101	11.547	3.701	5.276

☑ Cuadro No. 7.6 Potencia media a lo largo de la vida útil (MW).

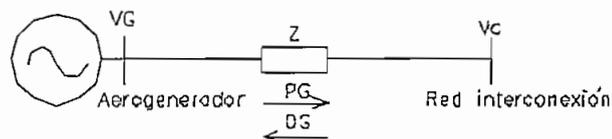
Incluye pérdidas por interferencia

Año	Central Paramo Grande		Central Cotopaxi	
	h= 26 m	h= 50 m	h= 26 m	h=40 m
1	0,7	1,1	0,4	0,5
2	1,0	1,4	0,4	0,6
3	1,4	2,0	0,5	0,8
4	0,6	0,8	0,3	0,5
5	0,7	1,1	0,4	0,5
6	1,0	1,4	0,4	0,6
7	1,4	2,0	0,5	0,8
8	0,6	0,8	0,3	0,5
9	0,7	1,1	0,4	0,5
10	1,0	1,4	0,4	0,6
11	1,4	2,0	0,5	0,8
12	0,6	0,8	0,3	0,5
13	0,7	1,1	0,4	0,5
14	1,0	1,4	0,4	0,6
15	1,4	2,0	0,5	0,8
16	0,6	0,8	0,3	0,5
17	0,7	1,1	0,4	0,5
18	1,0	1,4	0,4	0,6
19	1,4	2,0	0,5	0,8
20	0,6	0,8	0,3	0,5
PROMEDIO	0,9	1,3	0,4	0,6

7.2 REGULACIÓN DE VOLTAJE

Una de las características de calidad técnica en los parámetros eléctricos es la regulación de voltaje, la misma que deberá encontrarse dentro de los rangos contractuales impuestos por normas técnicas. La regulación de voltaje en sistemas de generación eólica tienen ciertas particularidades debido a la demanda de potencia reactiva de los generadores de inducción.

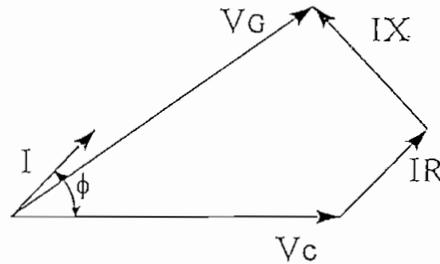
☑ Gráfico No.7.9. Conexión de un aerogenerador a la red



En la generación de energía con máquinas de inducción las potencias activa y reactiva tienen direcciones opuestas. La potencia activa en generadores de inducción va del generador a la barra de conexión, mientras que la potencia reactiva va de la barra de conexión al generador.

El voltaje en la barra de generación se la puede calcular en base al diagrama fasorial siguiente, en el cual está considerado el hecho de que el aerogenerador en términos de reactivos, representa una carga inductiva, la cual es abastecida desde la red a la que se interconecta.

Gráfico No.7.10. Diagrama fasorial del sistema



donde,

V_c : Voltaje en la red principal

V_G : Voltaje en los terminales del generador

I : Corriente de generación

R, X : Parámetros intrínsecos de la línea de interconexión

ϕ : Factor de potencia en el punto de operación

Se debe añadir el hecho de que las pérdidas de voltaje se compensan por oposición de potencias, dependiendo de la relación X/R de las diversas redes constituyentes del sistema. Las direcciones opuestas de las potencias, siempre favorecerán a la red en términos de regulación de voltaje, obteniéndose así caídas de voltaje mucho menores que las que se obtendrían con potencias fluyendo en la misma dirección. En tal sentido, el punto desfavorable en cuanto a regulación de voltaje será cuando los aerogeneradores estén en el límite de arranque. En este punto de operación a pesar de que la potencia activa producida es nula, la demanda de reactivos si existe, lo que aumentará la regulación.

De acuerdo al diagrama fasorial expuesto, la ecuación que rige al sistema eléctrico propuesto, es la siguiente:

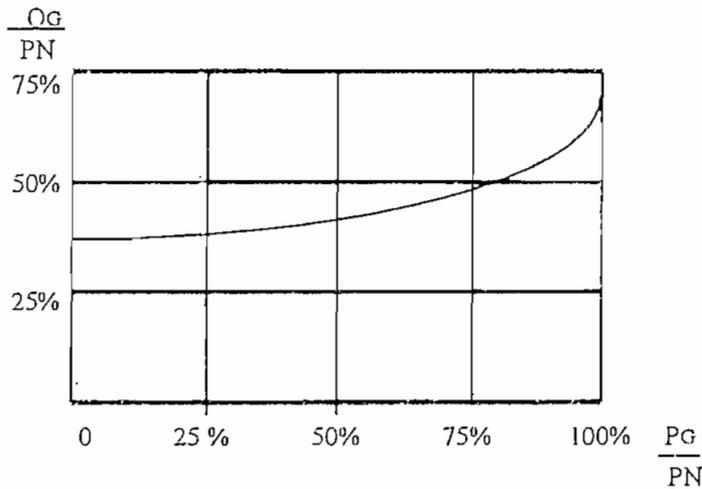
$$V_G = \sqrt{\left(V_c + \frac{P_G R - Q_G X}{V_c}\right)^2 + \left(\frac{P_G X + Q_G R}{V_c}\right)^2} \quad (44)$$

P_G, Q_G : Potencias activa y reactiva respectivamente, que fluyen por la red de interconexión.

V_C, V_G, R, X : Ya definidos

El régimen de generación dependerá del recurso del viento existente en cada instante. Para cada punto de generación de potencia activa, se tiene paralelamente una demanda de potencia reactiva de acuerdo al siguiente gráfico [8]:

Gráfico No. 7.11 Demanda de reactivos en función de la potencia activa generada



P_N : Potencia activa nominal

Cuando se conectan aerogeneradores a la red hay ciertas consideraciones generales importantes que hay que tener en cuenta para el control de voltaje para varias condiciones de carga del sistema. Tratándose de líneas de interconexión de longitudes significativas, es muy importante observar el comportamiento del voltaje.

Los cuadros siguientes presentan la distribución de voltaje presente en las centrales eólicas de acuerdo a la configuración expuesta en la lámina 1 y para distintos puntos de carga. Para esto se ha tomado un voltaje referencial de 1 (uno) en la barra de la subestación de interconexión, *Machachi 23 kV (46/23 kV)*.

La distribución real del voltaje en las centrales dependerá del valor que esté presente en la barra de la red principal, obtenidos del estudio de flujos de carga. No obstante las regulaciones porcentuales serán invariables.

✓ Cuadro No.7.7. Voltajes internos de la central Páramo Grande

Régimen de generación	Voltajes internos (pu)					Máxima regulación
Pg (%)	V PGr	V1	V2	V3	V6	ΔV (%)
0	0,98	0,98	0,98	0,98	0,96	-4,06
25	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	-2,67
50	0,99	0,99	0,99	0,99	0,97	-1,52
75	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	-0,53
100	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,14

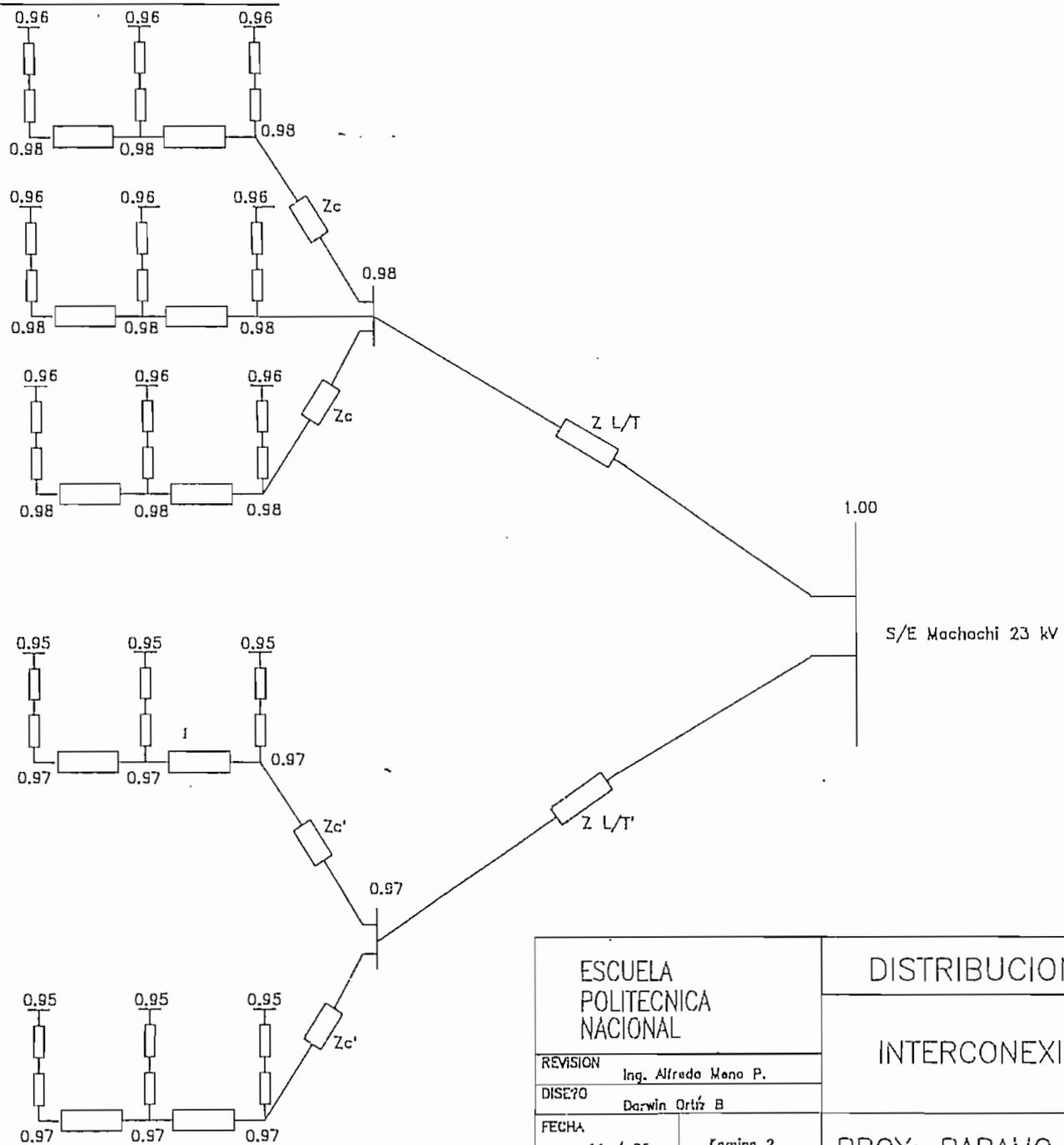
✓ Cuadro No.7.8. Voltajes internos de la central Cotopaxi

Régimen de generación	Voltajes internos (pu)					Máxima regulación
Pg (%)	V Ctpx	V1'	V2'	V3'	V6 Ctpx	Máx ΔV (%)
0	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95	-4,97
25	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	-2,79
50	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	-0,86
75	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	0,89
100	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	2,27

Es importante indicar que la regulación de voltaje en los conductores subterráneos de media tensión es insignificante debido a la baja impedancia del calibre seleccionado.

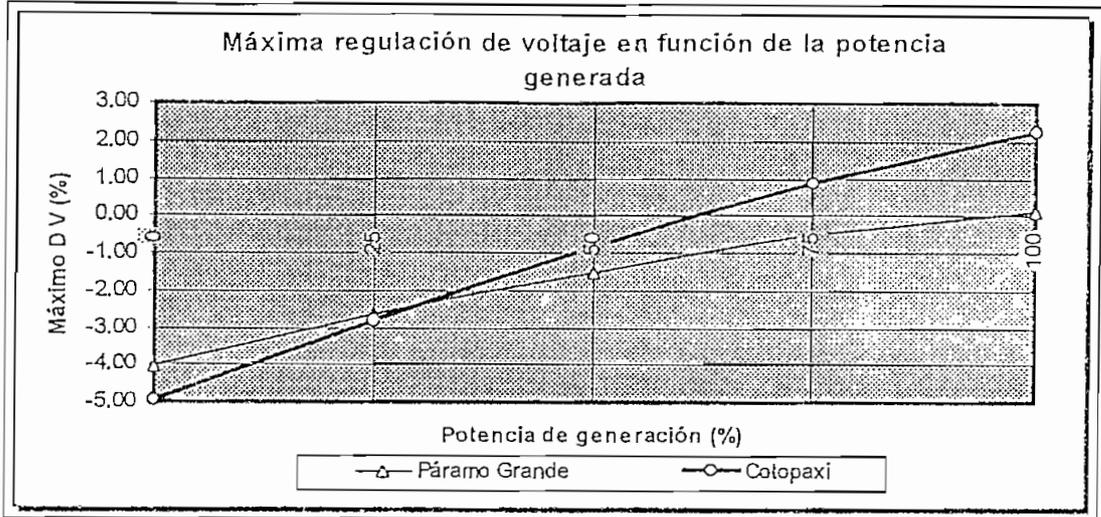
La máxima regulación presentada en los cuadros, corresponde al aerogenerador más alejado de la subestación unitaria respectiva. Se puede comprobar el hecho de que las condiciones desfavorables de regulación están en el punto de mínima generación, contrario a lo que sería en sistemas donde las potencias activa y reactiva tienen el mismo sentido, donde el punto desfavorable corresponde al régimen de máxima generación. Se observa además que en ambas centrales y para todo punto de operación, la regulación de voltaje no supera el 5%, tomado generalmente como límite operativo.

A partir de los cuadros No 7.7 y 7.8 se obtiene el gráfico No 7.12. Éste, ilustra para distintos puntos de operación, la máxima regulación de voltaje, que lógicamente corresponde a los aerogeneradores más alejados de las subestaciones unitarias. Adicionalmente, haciendo uso de estos cuadros, la lámina 2 presenta la distribución de voltajes en las centrales para las condiciones más desfavorables.



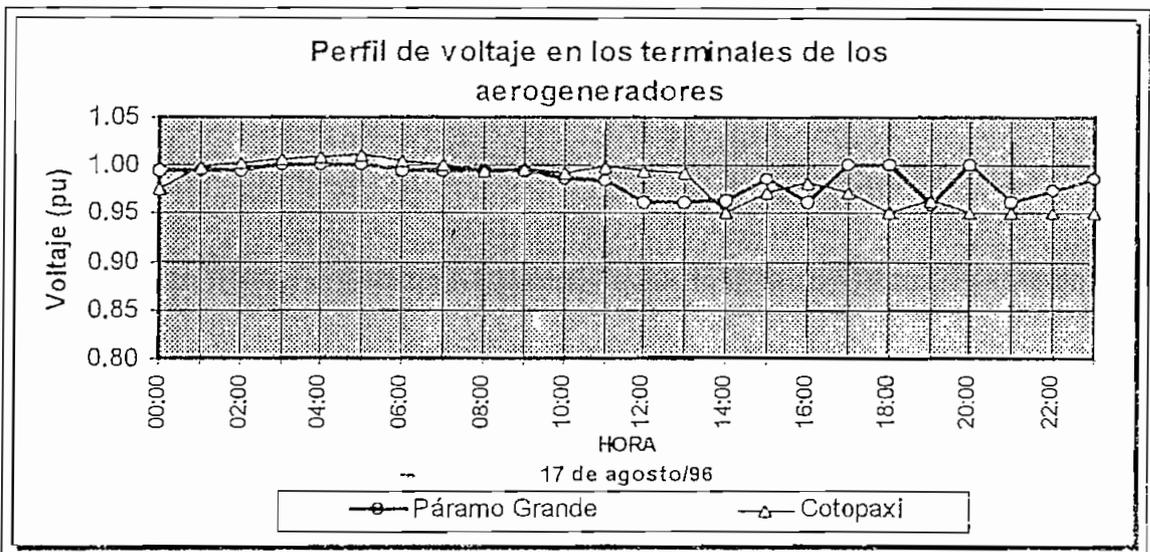
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL		DISTRIBUCION DE VOLTAJES	
		INTERCONEXION CON LA EEQ	
REVISION	Ing. Alfredo Mena P.		
DISEÑO	Darwin Ortiz B		
FECHA	11 / 96	Examina 2	PROY: PARAMO GRANDE-COTOPAXI

Gráfico No.7.12 Máxima regulación de voltaje en función del régimen de generación



La variabilidad del viento no permite presentar perfiles diarios representativos, no obstante se grafiza los perfiles de voltaje aproximados para un día cualquiera en base a promedios horarios de viento. El perfil exacto dependerá de las velocidades instantáneas presentes en las zonas.

Gráfico No.7.13 Perfil de voltaje para las centrales Páramo Grande y Cotopaxi.



Conexión del aerogenerador a la red

En el instante de conexión de las turbinas a la red existirían oscilaciones debido a las caídas de voltaje ocasionadas por corrientes transitorias elevadas. Las corrientes activantes son del orden de 5 a 8 veces la corriente de régimen, lo cual sumado al excesivo número de veces de conexión debido a la variabilidad de viento, ocasionarían condiciones de operación poco aceptables.

Actualmente los sistemas electrónicos han implementado técnicas de conexión gradual, para superar el mencionado problema. Estas técnicas consisten en elevar gradualmente el voltaje en los terminales del generador limitando así la corriente de conexión a niveles comparativos con la corriente nominal [8].

fluctuaciones del viento

El viento tanto en dirección como en magnitud es un parámetro variable, a tal punto que tiene un tratamiento estadístico en la evaluación de su potencial. La variabilidad excesiva del mismo se la considera como turbulencia, de acuerdo a la relación (17). Estas inestabilidades en el viento se reflejan al eje del rotor y seguidamente al sistema eléctrico mediante el generador, creando variaciones de los parámetros de salida: potencias activa, reactiva y voltaje.

Con mucha frecuencia se supone que la falta ocasional de vientos en una instalación de generación eólica, en ausencia de sistemas de almacenamiento, significa que los vientos no ofrecen producción de energía eléctrica alguna, lo cual es incierto para instalaciones que involucran muchas turbinas.

La potencia producida por los aerogeneradores se mantiene relativamente constante cuando operan en condiciones cercanas y superiores a las nominales. Pero este régimen no es el que siempre esta presente. La gran mayoría de las centrales eólicas instaladas funcionan con un factor de planta comparativamente bajo (0,2 - 0,4), que nos permitiría asegurar que en un gran lapso éstas operan en un punto inferior al nominal, llevándonos a pensar erróneamente que en estas condiciones las fluctuaciones de potencia y voltaje representan serios problemas.

Cuando se tiene una granja con una cantidad considerable de aerogeneradores, como es nuestro caso, las características de operación global son alentadoras, debido a que las fluctuaciones individuales en los parámetros de salida entre las turbinas individuales se compensan, ya que debido al retardo del viento y a los gradientes espaciales del viento, las velocidades instantáneas presentes en una turbina son diferentes en las otras. Entonces se puede concluir con seguridad que los parámetros globales de salida (voltaje y potencias) en centrales con muchas turbinas son relativamente constantes frente a las variaciones de velocidad del viento.

En centrales donde la generación depende de pocas turbinas las fluctuaciones de voltaje y potencia sí son representativas.

7.3 FLUJOS DE CARGA, CORTOCIRCUITOS Y ESTABILIDAD

Flujos de carga

Como ya se ha mencionado, la máquina de inducción operando como generador no provee potencia reactiva, sino más bien es un sumidero de reactivos; reactivos a ser obtenidos de alguna red existente. Los cambios en la absorción de reactivos del aerogenerador con la variación del viento, producirán cambios en los niveles de voltajes, consecuentemente cambiará la potencia activa generada (Gráfico No 7.11).

Los generadores de inducción también podrían operar aislados de toda red, utilizando capacitores en paralelo, no obstante las condiciones operativas se dificultan. El presente estudio que comprende la interconexión con el sistema de la Empresa Eléctrica Quito deberá enfocar los efectos de las centrales eólicas en la red de interconexión por los reactivos consumidos.

Las redes de gran longitud debido a la potencia de magnetización que necesitan los aerogeneradores tienen limitaciones en la transmisión de potencias elevadas. Cuando un generador eólico opera a velocidades superiores a una dada, el mismo puede que no obtenga la potencia de magnetización necesaria.

Ésto en consecuencia, se traduce en una aceleración del rotor que puede estar arriba de la velocidad de acoplamiento desconectando la turbina del sistema. El estudio de flujos de carga para el sistema compuesto por las centrales eólicas y la red de interconexión, deberá determinar si esta última tiene capacidad para asumir los reactivos que demandan las centrales eólicas sumados a los de las líneas de interconexión que tienen longitudes de 10 y 20 km para Páramo Grande y Cotopaxi respectivamente.

Debido a las variaciones en el recurso del viento, que se traducen en fluctuaciones de potencia, es importante caracterizar la operación de las mismas para distintos puntos de generación de potencia. Se tiene así que los flujos de potencia en el sistema en conjunto, serán estudiados para puntos de máxima, media y mínima generación. El estado de carga de la red de interconexión considerado, por indisponibilidad de información será sólo a demanda máxima.

La generación de potencia activa de las centrales se consigue asumiendo un factor de coincidencia en la generación de $I(\text{uno})$ entre las turbinas instaladas. La potencia reactiva correspondiente se obtiene de acuerdo al gráfico No 7.11.

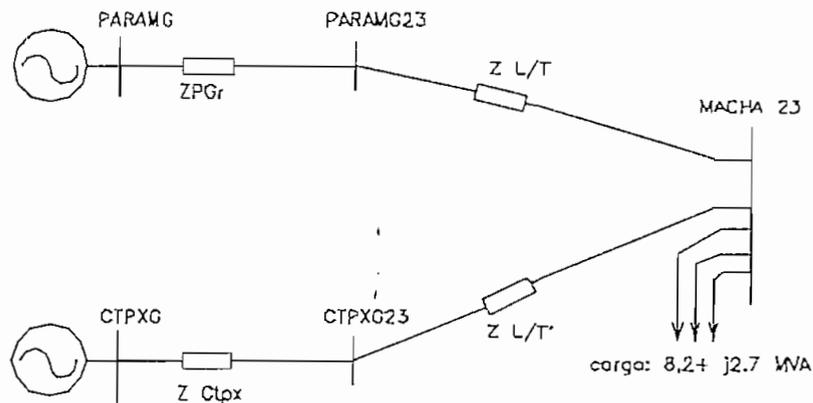
Las condiciones de generación a ser estudiadas serán entonces las presentadas en el siguiente cuadro:

☑ Cuadro No.7.9 Demanda de potencia reactiva para varios puntos de operación

Generación de potencia	Parana Grande		Cotopaxi	
	Activa (MW)	Reactiva (MVAR)	Activa (MW)	Reactiva (MVAR)
Máxima	7,2	-4,5	4,8	-3,0
Media	3,6	-3,2	2,4	-2,1
Mínima	0	-2,7	0	-1,8

Para el estudio de flujo de potencia se ha adoptado el diagrama simplificado expuesto en la figura No.6.1 con la nomenclatura de barras que presenta el mismo:

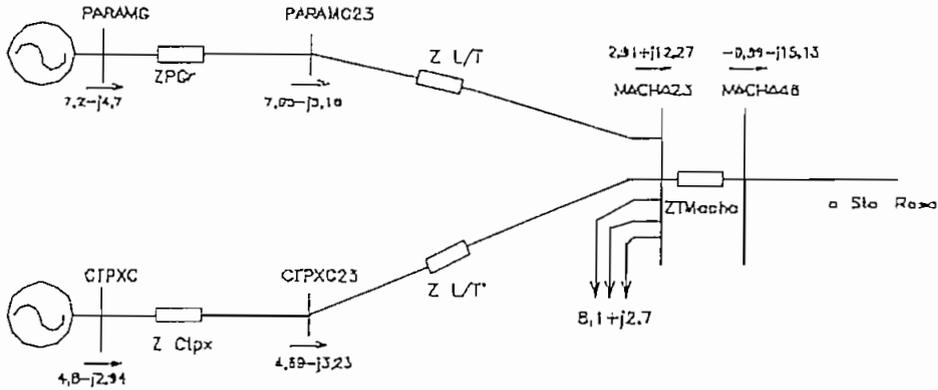
☑ Gráfico No.7.14 Diagrama de impedancias. Flujos de potencia



Para el estudio de flujos de potencia las impedancias internas Z_{PGr} y Z_{Cpx} , por limitaciones del programa utilizado, han sido consideradas como líneas de transmisión. Los datos y resultados se exponen detalladamente para las condiciones de máxima generación en el anexo No 8. En el mismo anexo para las condiciones de media y mínima generación sólo se resumen los datos y resultados en las barras de interés. La configuración del sistema de la Empresa Eléctrica Quito para la cual se presentan los flujos de potencia estudiados se presentan en la lámina No.3.

Los resultados de los flujos de potencia para la condición de máxima generación se presenta en el gráfico siguiente y los cuadros No.7.10 y 7.11 resumen las otras condiciones de operación.

Gráfico No. 7.15 Flujo de potencia. Generación máxima



Es importante indicar que la diferencia entre los flujos de potencia que salen de una barra y los que llegan a otra barra contigua se deben a las pérdidas en las impedancias de los elementos intermedios.

Cuadro No. 7.10 Flujo de potencia entre barras (MVA)

POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA (MW + jMVAR)					
GENERACIÓN	PARAMG- PARAMG23	PARAMG23- Machachi 23	CTPXG - CTPXG23	CTPXG23 - Machachi 23	Machachi 23- Machachi 46
Máxima	7,20 -j 4,70	7,05-j 5,16	4,8 -j 2,94	4,69-j 3,23	2,91-j 12,27
Media	3,6-j3,51	3,55-j3,66	2,4-j2,31	2,36-j2,41	-2,44-j 9,17
Mínima	0 -j2,67	-0,01-j2,72	0-j1,79	-0,01-j1,82	-8,20-j 7,35

Cuadro No. 7.11 Flujo en la línea Machachi - Sta. Rosa

GENERACIÓN	MW + jMVAR
Máxima	-0,99 - j 15,13
Media	-6,34 - j 11,19
Mínima	-12,10 - j 9,65

La última columna del cuadro No 7.10 denota que a condiciones de máxima generación las centrales eólicas estarían inyectando potencia activa al transformador de la subestación Machachi en la barra de 23 kV. Esta potencia sería consumida totalmente en la barra de 46 kV en la misma subestación.

Para las condiciones de media y mínima generación, las centrales eólicas no inyectan potencia activa al transformador, ya que ésta es consumida en la barra de 23 kV (potencia activa con signo negativo).

En el mismo cuadro y a demanda máxima, el transformador estaría operando a un régimen de carga muy inferior al nominal. Antes de la inclusión de las centrales, el régimen máximo del transformador de la subestación Machachi correspondía a la carga máxima conectada en los 3 primarios del lado de 23 kV (8,1+j2,7 MVA). La interconexión de las centrales a la red permiten disminuir aún más el régimen del transformador, debido a lo antes mencionado: los 3 primarios conectados en el lado de 23kV son abastecidos directamente por las centrales eólicas, *aliviando* la carga del transformador. En condiciones de demanda mínima del sistema, la energía excedente que se pudiere tener de las centrales eólicas, sería simplemente evacuada desde la subestación *Machachi 23 kV* hacia la subestación Sta. Rosa.

Adicionalmente, se tiene que la potencia reactiva demandada por los generadores de inducción de las centrales eólicas en cualquier condición de generación, son plenamente abastecidas por el sistema de la Empresa Eléctrica Quito, y proviene específicamente de la subestación Sta. Rosa mediante su respectiva línea de transmisión, como lo denota el cuadro No.7.11.

Los voltajes en las barras de interés para las diferentes condiciones de generación se presentan en el cuadro No. 7.12. En éste se puede observar que la inclusión de las centrales no ocasionan voltajes fuera de los límites operativos. Los voltajes en las otras barras del sistema de la EEQ se pueden observar en los resultados expuestos en el anexo No 8.

▣ Cuadro No. 7.12 Voltaje en las principales barras

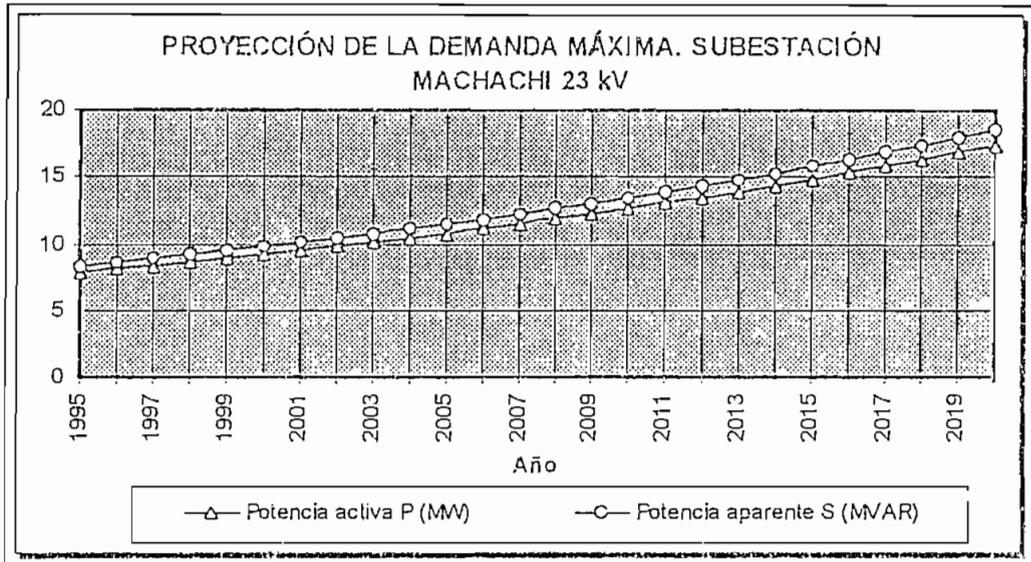
VOLTAJES (pu)					
GENERACIÓN	PARAMG	PARAMG23	CTPXG	CTPXG23	MACHACHI 23
Máxima	1,010	1,027	1,020	1,033	1,039 -
Media	1,020	1,036	1,020	1,034	1,050
Mínima	1,010	1,027	1,000	1,017	1,050

Cabe destacar que los resultados obtenidos para los flujos estudiados indican la inexistencia de sobrevoltajes o sobrecargas en transformadores, líneas o centrales de generación, tanto en el sistema de la EEQ como en las barras de las centrales eólicas estudiadas.

Se tiene además que el crecimiento de la demanda en la subestación *Machachi 23* no afectarían mayormente las condiciones operativas. Ésta subestación, de acuerdo a la tasa de crecimiento de

3,21%, no alcanzaría su capacidad máxima (20 MW) a lo largo de la vida útil de las centrales eólicas (1997-2017), menos aún cuando éstas últimas constituyen un soporte a la carga conectada en la misma. El siguiente gráfico permite visualizar el crecimiento de la demanda de la subestación *Machachi 23 kV* sin la inclusión de las centrales eólicas.

Gráfico No. 7.16. Proyección de la demanda máxima. S/E Machachi 23



El análisis de potencias activa y reactiva realizado, permiten concluir que la inclusión de las centrales eólicas al sistema de la EEQ es plenamente factible y que el sistema de interconexión en conjunto, no tendría problemas operativos.

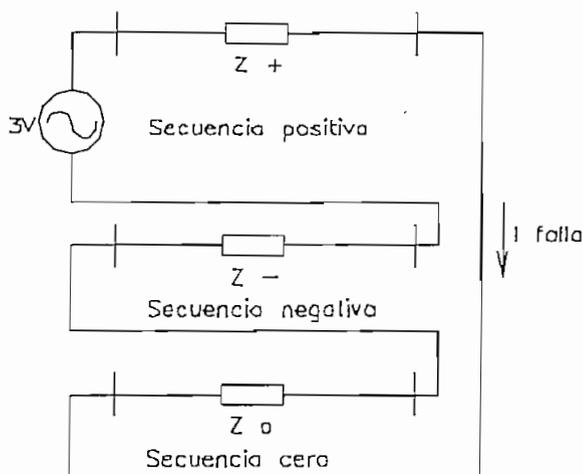
Cortocircuitos

Adicional al estudio de flujos de potencia, es necesario observar el comportamiento del sistema frente a los fenómenos de cortocircuito, ocasionados generalmente por diversas causas como: incorrectas maniobras, fallas del aislamiento, malos contactos eléctricos, etc

La determinación de las corrientes y potencias de cortocircuito representan uno de los aspectos más importantes en la selección y coordinación apropiada de los equipos de protección tales como interruptores, reconectores, fusibles, etc.

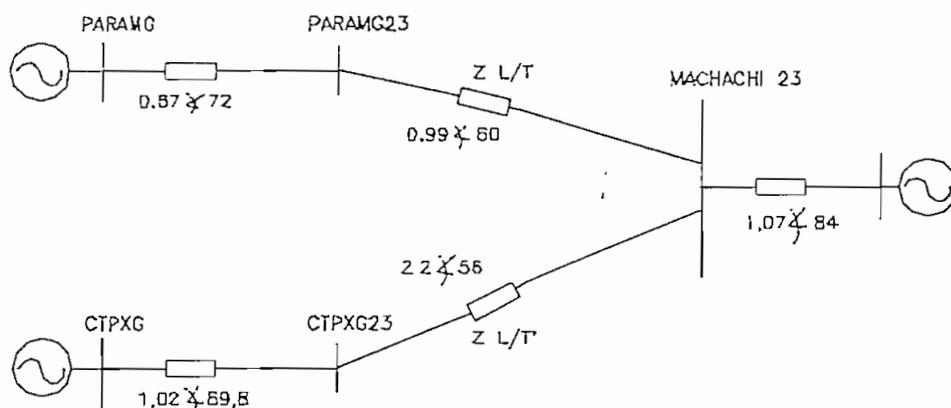
La mayoría de los estudios de cortocircuitos enfocan únicamente las fallas monofásicas y las trifásicas. La razón es que las fallas monofásicas son las más comunes y las fallas trifásicas son las que generan la mayor corriente de falla [18]. Los cortocircuitos trifásicos pueden ser fácilmente calculados con el diagrama de impedancias, mientras que los cortocircuitos monofásicos pueden calcularse con el método de las componentes simétricas. Gráfico No. 7.17 (Detalles en referencia [18]).

Gráfico No.7.17 Diagrama de secuencia. Falla monofásica



Las impedancias de cortocircuitos trifásico y monofásico en la barra de 23 kV de la subestación *Machachi 23 kV* otorgadas por la EEQ son: $1,073 \angle 83,9^\circ$ pu y $0,679 \angle 90^\circ$ pu. Éstas impedancias nos permiten substituir al sistema de la EEQ, visto desde la barra de interconexión, por una fuente de voltaje y una impedancia en serie de acuerdo al teorema de Thévenin. La base del sistema pu que se debe considerar en todos los parámetros expuestos será de 100 MVA.

Gráfico No.7.18 Diagrama de impedancias simplificado (pu). Secuencia positiva



Las impedancias de secuencia, vistas desde la barra respectiva de falla, se presentan seguidamente:

Cuadro No. 7.13 Impedancias de secuencia (pu).

FALLA EN LA BARRA	Z_+	Z_-	Z_0
INTERCONEXIÓN	$0,551 \angle 73,8^\circ$	$0,551 \angle 73,8^\circ$	$0,679 \angle 90^\circ$
PARAMG23	$0,488 \angle 71,3^\circ$	$0,488 \angle 71,3^\circ$	$1,582 \angle 72^\circ$
CTPXG23	$0,751 \angle 67,3^\circ$	$0,751 \angle 67,3^\circ$	$2,717 \angle 61^\circ$

De acuerdo a los gráficos No.7.17 y 7.18 y para las impedancias de secuencias presentadas, se tienen las siguientes corrientes de falla:

☑ Cuadro No 7.14 Corrientes de falla. Sistema de interconexión

FALLA EN LA BARRA	CORRIENTES DE FALLA			
	TRIFÁSICA		MONOFÁSICA	
	(pu)	(A)	(pu)	(A)
INTERCONEXIÓN	1,32	7.396	1,70	7.396
PARAMG23	2,05	8.911	1,17	5.100
CTPXG23	1,33	5.788	0,71	3.093

Las impedancias y potencias de cortocircuito trifásico, en las barras respectivas, quedarían definidas como:

☑ Cuadro No.7.15 Impedancias y potencias de cortocircuito

BARRA	POTENCIA DE CORTOCIRCUITO (kVA)	IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO (pu)
INTERCONEXIÓN	315	0,551 \angle 73,8°
PARAMG23	355	0,488 \angle 71,3°
CTPXG23	231	0,751 \angle 67,3°

Las corrientes en las respectivas líneas y demás elementos constituyentes del sistema de interconexión, para los dos tipos de falla considerados, se presentan en el siguiente cuadro:

☑ Cuadro No. 7.16 Aportes de corriente al cortocircuito

CORRIENTES EN ESTADO DE CORTOCIRCUITO (A)							
FALLA EN LA BARRA	Transf S/E Machachi	L / T	L / T'	S/E unitaria P. Grande	Aerogener P. Grande	S/E unitaria Cotopaxi	Aerogener Cotopaxi
FALLAS TRIFÁSICAS							
INTERCONEXIÓN	4.051	2.620	1.357	291	1.395	226	1.083
PARAMG23	1.846	2.423	618	721	3.456	103	493
CTPXG23	944	610	1.534	68	325	712	3.410
FALLAS MONOFÁSICAS							
INTERCONEXIÓN	7.396	0	0	0	0	0	0
PARAMG23	0	5.100	0	0	0	0	0
CTPXG23	0	0	3.093	0	0	0	0

Estabilidad

El uso de generadores asincrónicos (de inducción) significa que no tendremos problemas de estabilidad sincrónica. Los problemas de oscilaciones en los ángulos de voltaje que causan las inestabilidades en las máquinas, son exclusivos de los generadores sincrónicos.

7.4 PÉRDIDAS EN EL SISTEMA

Las pérdidas en los diferentes elementos de un sistema eléctrico dependen básicamente de la producción de energía, y de los parámetros resistivos involucrados al interior del sistema.

La reducción de las pérdidas eléctricas implica varios beneficios como el de una mayor disponibilidad de capacidad instalada y menores gastos de operación para un mismo beneficio económico de producción, que conlleva a una mayor producción con la utilización de los mismos niveles de energía primaria.

Técnicamente se recomienda que el porcentaje de pérdidas debe ser inferior al 10% y es deseable que sea aún inferior, del orden del 6 a un 8%. Sin embargo es importante anotar que el nivel óptimo de pérdidas es particular para cada sistema y depende de las características propias de su sistema eléctrico y de los costos y beneficios que se deriven de la reducción de pérdidas de energía [35].

Es por esto que la construcción de una red eléctrica debe contemplar todos estos aspectos y para ello deben tener en cuenta algunos factores como por ejemplo: materiales, rangos de conductores, etc.

A continuación, a manera de ejemplo se expone en breve detalle las pérdidas involucradas en cada una de las fases que componen la red eléctrica de la central Páramo Grande tomando como base la producción a una altura de 40 m para el año de medición.

Red de baja tensión

A partir de la energía producida incluyendo las interferencias, se calculan las pérdidas eléctricas en cada una de las etapas de la central. Las curvas de distribución de potencias presentada en los gráficos No. 7.1 y 7.2 son consideradas para los cálculos de pérdidas.

Las pérdidas en baja tensión de acuerdo a las curvas mencionadas se calcula en 2,7 kWh/m.año. Para una longitud de 10.700 metros por fase las pérdidas totales sería de 87.312 kWh que frente a la energía de entrada representa el 0.8 %.

Red subterránea de media tensión

La red subterránea en media tensión constituida por conductores aislados en 25 kV presenta dos tipos de pérdidas; pérdidas en el cobre por efecto Joule, y pérdidas en el aislamiento que son independientes de la carga.

Las pérdidas por efecto Joule de acuerdo a la configuración utilizada se calcula para Páramo Grande en 4.971 kWh/año. Estas pérdidas representan el 0.05% de la producción anual de la central.

Las pérdidas en el aislamiento W_D en [W/km], se calcula con la siguiente fórmula [38]:

$$W_D = \frac{Vf^2 * tg(\delta)}{Xc} \quad (45)$$

donde,

Vf : Voltaje de fase del sistema

$tg(\delta)$: Factor de pérdidas en el dieléctrico

Xc : Reactancia capacitiva del cable.

Para una longitud total de 10.200 metros, un voltaje de fase de $23000/\sqrt{3}$, un factor de pérdidas en el dieléctrico de 0,008 y una reactancia capacitiva Xc de 16.148 Ω .km [38] se tiene que las pérdidas en el aislamiento son de 7.806 kWh/año que representan el 0,07%.

Red de interconexión

Las pérdidas en la red de interconexión se obtienen de igual forma con las curvas de potencia presentada en 7.1. Estas pérdidas para Páramo Grande se calculan en 2,46 kWh/m. año. Para una longitud total de 30 km las pérdidas de energía son 278.400 kWh/año que representa el 2,5 % de la producción de la central.

Transformadores

Las pérdidas en los transformadores pueden dividirse en pérdidas constantes y en pérdidas variables. Las constantes tienen que ver con el hierro, mientras las variables son dependientes de la carga del transformador y son debidas al efecto Joule en el cobre.

Las pérdidas típicas en el cobre para transformadores de 1.000 kVA que son los utilizados como subestaciones unitarias a carga nominal son del 0,88 % y las pérdidas constantes son del 0,21 % de la capacidad del transformador [48].

Para la central Cotopaxí, las pérdidas se resumen de la siguiente manera:

Interferencias entre turbinas:	4,29 %
Red de baja tensión:	0,6 %
Red de media tensión:	En el cobre: 0,03 % En el aislamiento: 0,07
Red de interconexión:	2,3 %
Transformadores:	En el cobre: 0,88 % a plena carga En el hierro: 0,21 %

Factores de corrección

Las pérdidas variables como se ha mencionado depende las energías producidas, de tal forma que a mayor energía producida la corriente que circula por los conductores es mayor generando más calentamiento y mayores pérdidas. Para producciones menores las pérdidas disminuyen.

Las pérdidas variables que se dan básicamente en el cobre de los conductores, depende del cuadrado de la corriente, y esta última a su vez de la potencia o energía producida.

Para niveles de producción, diferente al obtenido para el año de medición, las pérdidas en el sistema se pueden estimar aproximadamente con la relación cuadrática de las energías generadas. Es decir si la producción aumenta al doble las pérdidas aumentarán 4 veces.

Con este criterio se calcula las pérdidas para las diferentes producciones en la vida útil de las centrales.

Corrigiendo las pérdidas para las producciones obtenidas cada año y considerando una disponibilidad técnica anual de las centrales de 0,97. se tienen las producciones finales de energía y potencia.

Cuadro No.7.17 Producción final de energía [MWh]

Año	Central Páramo Grande		Central Cotopaxi	
	h = 26 m	h = 50 m	h = 26 m	h = 40 m
1	6.005	8.495	3.052	4.360
2	7.953	11.087	3.586	5.106
3	11.137	15.002	4.381	6.214
4	4.667	6.660	2.571	3.684
5	6.005	8.495	3.052	4.360
6	7.953	11.087	3.586	5.106
7	11.137	15.002	4.381	6.214
8	4.667	6.660	2.571	3.684
9	6.005	8.495	3.052	4.360
10	7.953	11.087	3.586	5.106
11	11.137	15.002	4.381	6.214
12	4.667	6.660	2.571	3.684
13	6.005	8.495	3.052	4.360
14	7.953	11.087	3.586	5.106
15	11.137	15.002	4.381	6.214
16	4.667	6.660	2.571	3.684
17	6.005	8.495	3.052	4.360
18	7.953	11.087	3.586	5.106
19	11.137	15.002	4.381	6.214
20	4.667	6.660	2.571	3.684
PROMEDIO	7.441	10.311	3.398	4.841

Cuadro No. 7.18 Producción final de potencia [MW]

Año	Central Páramo Grande		Central Cotopaxi	
	h = 26 m	h = 50 m	h = 26 m	h = 40 m
1	0,69	0,97	0,35	0,50
2	0,91	1,27	0,41	0,58
3	1,27	1,71	0,50	0,71
4	0,53	0,76	0,29	0,42
5	0,69	0,97	0,35	0,50
6	0,91	1,27	0,41	0,58
7	1,27	1,71	0,50	0,71
8	0,53	0,76	0,29	0,42
9	0,69	0,97	0,35	0,50
10	0,91	1,27	0,41	0,58
11	1,27	1,71	0,50	0,71
12	0,53	0,76	0,29	0,42
13	0,69	0,97	0,35	0,50
14	0,91	1,27	0,41	0,58
15	1,27	1,71	0,50	0,71
16	0,53	0,76	0,29	0,42
17	0,69	0,97	0,35	0,50
18	0,91	1,27	0,41	0,58
19	1,27	1,71	0,50	0,71
20	0,53	0,76	0,29	0,42
Promedio	0,85	1,18	0,39	0,55

Las producciones presentadas en el cuadro No 7.17 representan la energía efectiva disponible a lo largo de la vida útil en la barra de interconexión, y es la considerada para los cálculos económicos.

Es importante anotar que las producciones presentadas podrían sufrir variaciones debido a que los registros históricos de la estación Cotopaxi-Minitrak que han servido de referencia para las correlaciones a largo plazo y de las cuales se obtienen las producciones a lo largo de la vida útil de la central, se realizan en base a sólo 3 mediciones diarias y con equipos que no son los apropiados para el muestreo del viento con fines de generación eléctrica. Adicionalmente, el período de mediciones considerado no cubre el año completo.

7.5 PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Los proyectos de generación eólica, como ya se ha mencionado, por la naturaleza del recurso, se encuentran alejados de las poblaciones urbanas e incluso rurales. En nuestro país específicamente los recursos del viento se concentran en los páramos de la región interandina. Estos sitios están caracterizados por niveles cerámicos que hacen que la protección contra descargas atmosféricas tenga importancia en la preservación de las condiciones los equipos que componen la central. Garantizando de este modo un servicio con índices de confiabilidad aceptables.

Las sobretensiones por descargas atmosféricas están ligadas a considerables cantidades de energía que pueden causar daños a los elementos de la central y/o a sus aislamientos respectivos. Las sobretensiones debido a descargas atmosféricas son de corta duración pero por la amplitud de la onda las más severas. La protección de los distintos elementos de la central exige el uso de equipos de protección adecuados.

PROTECCIÓN DE LAS TURBINAS [17]

Las descargas que podrían impactar en las torres o aspas y que además pueden tener varios puntos de contacto pueden introducirse a los equipos de la góndola (cubierta superior) tales como generadores, equipos controladores de la curva de potencia y demás componentes electrónicos que se encuentren al interior. Las ramificaciones de las descargas adicionalmente pueden afectar a otros componentes del sistema de generación.

Las descargas atmosféricas por su naturaleza, siempre tienden a encontrar caminos de baja resistencia eléctrica por la cual fluir hacia tierra. Ésta resistencia está dada generalmente por objetos de altura considerable. Los aerogeneradores debido a la altura de la torre en la cual van montados y a la longitud que tienen las aspas que componen el rotor del sistema, están siempre

expuestos a riesgos frente a descargas atmosféricas, para lo cual prevén sistemas de protección frente a estas contingencias.

Estos sistemas desvían las descargas sin producir daños en las aspas del rotor ni en el resto de la instalación. Los rayos son desviados desde las puntas de las aspas (o desde la góndola) hasta los cimientos de la torre, mediante un sistema adecuado de protección detallado seguidamente:

- Las puntas de las aspas están constituidas por una pieza de conductor moldeado (generalmente de aluminio por su bajo peso). Tanto en su parte frontal como en su parte posterior, debajo de la pieza metálica, se incorporan perfiles de aluminio que unen las puntas de las aspas con un anillo de aluminio ubicado en la base aislada de las aspas, a una distancia suficiente de sus partes conductoras (base de conexión de las aspas con el cubo del rotor), de tal forma de aislarlas completamente de las descargas. Debido a que la desviación de las descargas se producen en las base de las aspas, los cojinetes del rotor y demás componentes también quedarán protegidos de las descargas.
- La desviación del rayo hasta los cimientos se realiza mediante barras colectoras que conducen la descarga desde el anillo de aluminio de las aspas hasta las partes fijas de la instalación. De igual forma, otro sistema de barras colectoras conecta la góndola a la torre. Adicionalmente la góndola esta diseñada para que funcione como jaula de Faraday, desviando las descargas hacia la torre.

Con esta disposición se tiene un sistema completamente protegido frente a las descargas atmosféricas, independientemente del ángulo de las aspas o del giro del rotor.

PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN [18]

La incidencia de una descarga sobre un circuito de transmisión causa sobretensiones de alta magnitud entre fases y fase-tierra. Debido a la diferencia de potencial entre fases por la descarga, existirán corrientes de fuga hacia los otros conductores que se denominan corrientes de predescarga [18]. Los elementos más utilizados en la actualidad para la protección de líneas aéreas contra descargas atmosféricas son los cuernos de arqueo, los pararrayos y los hilos de guarda.

Cuernos de arqueo

Los cuernos de arqueo, a pesar de ser de construcción muy simple y económica tiene uso limitado debido a su incapacidad de autoextinguir la corriente de 60 Hz que sigue a la transitoria, produciéndose una falla fase-tierra y operando consecuentemente otras protecciones, disminuyendo la confiabilidad del sistema. Por tal razón estos dispositivos generalmente se usan combinados con pararrayos.

Pararrayos

Los pararrayos están sometidos a dos clases de tensiones: la tensión de operación del sistema a 60 Hz y la tensión transitoria debido a las descargas atmosféricas. En condiciones normales de operación, el entrehierro del pararrayos permite que pase una pequeña corriente a tierra; cuando se produce una sobretensión el aire del entrehierro se ioniza y la resistencia presenta poca oposición, permitiendo las descargas a tierra de las corrientes transitorias [18].

Después de que la corriente transitoria ha pasado la resistencia presenta una impedancia alta y la corriente a 60 Hz se elimina, presentando mejores características que los cuernos de arqueo. Los pararrayos de uso común en sistemas eléctricos con voltajes a niveles de distribución son los autovalvulares de clase distribución.

La selección de los pararrayos debe cuidar que las tensiones de descarga sean menores que el nivel básico de aislamiento del sistema. Para sistemas de 23 kV este nivel básico es de 150 kV (Normas EEQ).

Existen varias recomendaciones en cuanto a la selección de un pararrayos, pero la única regla confiable es la de cuidar que las tensiones de descarga del pararrayos sumado a la tensión inducida en los cables, sean menores al nivel básico de aislamiento del sistema. Un margen de diferencia recomendado es 20% [18].

Hilo de guarda

El hilo de guarda consiste en un conductor que se coloca a lo largo y paralelamente a los conductores. Debe ser soportado adecuadamente sobre las torres utilizadas y ser aterrizado continuamente a lo largo de su trayectoria. El hilo de guarda, correctamente ubicado, eliminará o al menos disminuirá la probabilidad de descargas directas en las líneas, que son las más perjudiciales por tener concentrada gran energía.

En redes eléctricas donde la densidad de carga es baja, el uso de hilos de guarda en la protección de la líneas representa un sistema atractivo. Se puede afirmar que la instalación de hilos de guarda es una de las mejores alternativas de protección contra descargas atmosféricas en zonas rurales. Tiene características operativas aceptables y comprende un sistema económico frente a la posibilidad de pararrayos [18].

En nuestras centrales, que comprenden la transmisión de energía con voltaje a nivel de distribución (23kV) y sin cargas intermedias en la extensión de las líneas, el uso de hilos de guarda es altamente recomendado frente a los pararrayos. Adicionalmente, se debe considerar que la extensión del

apantallamiento con hilos de guarda no necesariamente debe cubrir toda la línea, alternativamente, se puede extender el hilo solamente hasta salir de zonas donde el peligro de descargas existe, como son los páramos.

La configuración recomendada para el sistema de transmisión a 23 kV es el siguiente:

▣ Gráfico No. 7.19 Línea de 23 kV con hilo de guarda

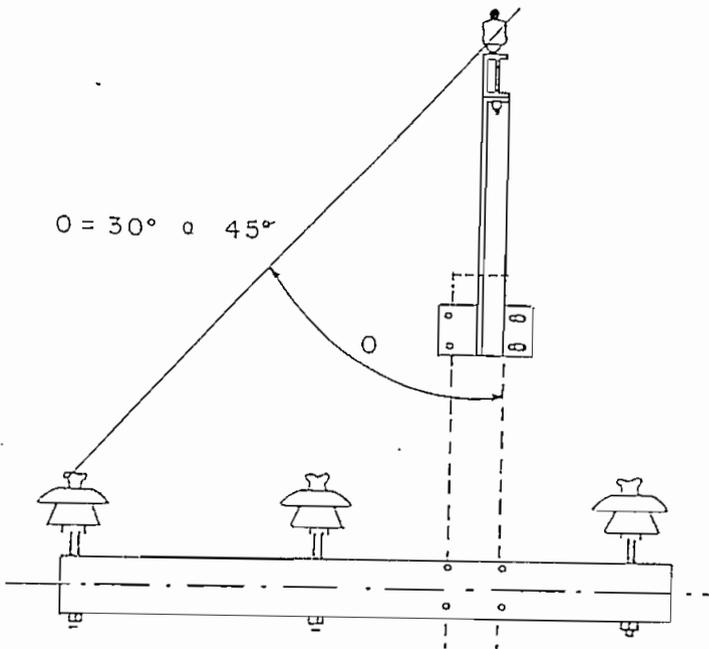


Figura 9.38 Línea de 23 kV con hilo de guarda.

Fuente: Redes de distribución. Referencia [18]

Una expresión que nos permite evaluar las bondades del blindaje a través de hilos de guarda es la siguiente [18]:

$$Pf = \text{anti log} \left(\frac{\theta s \sqrt{h}}{90} - 2 \right) \quad (46)$$

donde,

Pf : Probabilidad que falle el blindaje, [%]

θs : Ángulo entre el hilo de guarda y los conductores, [°C]

h : Altura sobre el suelo del hilo de guarda, [m]

Para una configuración típica con $h = 13,5$ metros y $\theta_s = 30^\circ \text{C}$ la probabilidad que falle el blindaje P_f es 0,17 %, lo cual representa un buen nivel de protección.

PROTECCIÓN DE LAS SUBESTACIONES UNITARIAS

Los aerogeneradores, por la altura de su torre y longitud de sus aspas, representan sendos mástiles frente a las descargas atmosféricas. Debido a esto, la probabilidad de que existan descargas directas hacia las subestaciones unitarias, que generalmente se alojan al pie de las torres, es prácticamente nula.

Adicionalmente, los transformadores de las subestaciones unitarias típicamente consisten de un blindaje exterior aterrizado a tierra, por lo que no requieren de otras protecciones contra las descargas atmosféricas.

Capítulo 8

CÁLCULOS ECONÓMICOS

A fines de la década de los setenta e inicios de los ochenta como consecuencia de la grave crisis energética mundial se instituye en nuestro país la investigación de las fuentes alternas, entre ellas la energía eólica, poniéndose en vigencia además el Programa de Recursos Renovables y aprobándose en 1982 la *Ley de Fomento de la Utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía* con la cual se tenía varios puntos de apertura y apoyo económico, pero que posteriormente fue derogada parcialmente. Las principales disposiciones eran [10]:

- ◆ La participación del estado en el fomento del desarrollo y uso de las fuentes no convencionales de energía
- ◆ La exoneración de impuestos a la importación de materiales y equipos no producidos en el país, para producción e instalación de sistemas destinados a la utilización de estas fuentes.
- ◆ La deducción de las inversiones realizadas en la obtención e instalación de sistemas destinados a la utilización de fuentes energéticas nuevas y renovables, de los ingresos sujetos al pago de impuesto a la renta.
- ◆ La creación de líneas de crédito subsidiadas en bancos estatales para la industrialización y adquisición de equipos que utilicen estas fuentes.

El desenvolvimiento de estas acciones dentro de un marco legal e institucional de poco apoyo político no han permitido hasta la actualidad el ingreso de estas nuevas tecnologías renovables en el país.

La factibilidad económica de estas tecnologías merecen especial atención, ya que prácticamente se ha logrado superar casi toda inconveniencia técnica. El análisis económico frente al técnico supone

un peso mayor en el estudio de factibilidad de proyectos eólicos y de energías alternativas en general.

Los costos de generación de energía se pueden dividir en dos grupos: costos de la central de generación y costos de suministro de energía.

Los costos de centrales de generación lo constituyen las inversiones de capital y las involucradas en la operación de la planta, excluyendo el suministro de energía. Estos costos son dependientes básicamente de la capacidad de la central.

Los costos de suministro de energía tienen que ver básicamente con el combustible utilizado: búnker, diesel, etc en el caso de centrales térmicas. Para el caso de centrales eólicas, cuyo recurso utilizado no tiene valor económico, este rubro no existe.

8.1 HIPÓTESIS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

La situación actual del sector eléctrico del país permite plantear hipótesis económicas favorables. La presencia de severos estiajes hidroeléctricos y la creciente demanda debido a la política de subsidios vigente y a los desequilibrios financieros de todos los sectores de la economía, entre los cuales el eléctrico, han formado un mercado potencial dispuesto a absorber cerca de 300 MW de potencia en el país, por lo que el proyecto final que supone la venta de energía generada por 12 MW de potencia instalada, repartida en las centrales de Páramo Grande y Cotopaxi, será plenamente demandada por el mercado nacional y particularmente por el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito en el momento mismo de la generación. Referirse a la *colocabilidad* de energía, 3.4.

Resulta conveniente mencionar que cuando no existe la disponibilidad de un mercado dispuesto a absorber instantáneamente la energía producida como es nuestro caso, o cuando se plantea al recurso del viento como una fuente de energía constante, y no como una fuente complementaria, es necesario pensar en alternativas de almacenamiento, con lo cual se encarecen significativamente los costos de producción.

Otras hipótesis se plantean en cuanto a la evaluación económica:

- La característica del recurso utilizado hace que la producción de potencia no sea despachable. El análisis de factibilidad económica y el contrato de venta, se deben enfrentar desde el punto de vista de producción sólo de energía y no de potencia, ya que no se puede asegurar un nivel estable de potencia debido a la aleatoriedad del viento, utilizado como fuente primaria. Los

rubros de ingreso de capitales entonces se deberán exclusivamente a la venta de energía sin considerar potencia o demanda contratada.

- El presupuesto de inversión será cubierto mediante crédito, lo cual implica desembolsos a lo largo del período de concesión del crédito, por concepto de intereses y pago de deuda. Otros egresos ajenos al presupuesto de inversión se consideran cubiertos mediante financiamiento directo.
- El período de concesión del crédito se ha considerado en 10 años a una tasa de interés anual del 10 % en moneda constante.
- Se asumirá para la evaluación económica que el valor de salvamento al final de la vida útil es despreciable, y que servirá sólo para desmontar y remover los equipos utilizados en la generación de energía. Es decir el valor de salvamento al final de la vida útil es nulo.
- Se consideran todos los costos de inversión inicial de la central concentrados al comienzo del primer año del proyecto. Los costos del seguro se pagan desde el inicio del proyecto y se calculan como el 3 % del activo fijo neto revalorizado año a año. Otras hipótesis consideradas serán mencionadas en el desarrollo del análisis.

8.2 PRESUPUESTO DE INVERSIÓN

Los proyectos de generación eólica generan altos flujos de caja en los primeros años debido al costo de las turbinas y a que los estudios de prefactibilidad y factibilidad incluyen exploraciones de terreno, estudios de características meteorológicas, e incluso prediseños de las centrales. Éstos, dependiendo del caso específico se realizan entre 1 y 3 años antes de que la central inicie su operación.

Luego de que los estudios de factibilidad indiquen la bondad del proyecto, se procede a la construcción y adecuación de vías de acceso y a la adquisición de equipos, que por su tecnología suponen un alto índice de inversión, que típicamente comprenden alrededor de un 70 % del costo total del proyecto.

Dentro de la adquisición de las turbinas eólicas se puede optar por tecnologías de remanufacturación, como el presente caso. Estas tecnologías comprenden la reconversión de turbinas ya utilizadas a un costo menor frente a las turbinas de manufactura nueva.

Una vez instalada la central, el flujo de caja toma otra tónica. Éste se caracteriza por bajos egresos debido al tipo de recurso natural que no tiene costo y que no necesita financiamiento. Los egresos existentes a lo largo de la vida útil, se deberán solamente al servicio de la deuda adquirida para el financiamiento de la central, a los costos de seguros y a otros costos de operación de la misma.

El comportamiento del flujo de caja de las centrales que utilizan recursos renovables como es nuestro caso son muy diferentes al de las centrales que utilizan combustibles fósiles como las térmicas. En las centrales térmicas se observa egresos relativamente bajos en el período de estudios y montaje, pero que luego se incrementan debido al alto costo de los combustibles utilizados.

Las nuevas tecnologías de equipos destinados a proyectos eólicos han hecho de éstos fuentes muy confiables, que no requieren mayores gastos en la operación ni en el mantenimiento. Dicho rubro en la mayoría de proyectos implementados está alrededor del 3% del costo global del proyecto.

El presupuesto de inversión para nuestras centrales en estudio supone una serie de acciones que se resumen seguidamente:

Estudios previos

Los fases previas consisten en primer término de estudios de prefactibilidad realizando análisis estadísticos preliminares de acuerdo a registros históricos de estaciones meteorológicas existentes. Se realizan cálculos estimativos de energía disponible en el viento de acuerdo con la distribución de Rayleigh o Weibull estimando los factores de forma y escala. Los datos obtenidos, a una altura determinada por la torre de medición, se corrigen de acuerdo al coeficiente de rugosidad de tal manera de obtener los gradientes de viento a diferentes alturas. Los parámetros atmosféricos como temperatura, presión y densidad también deben ser incluidos en esta fase.

La fase de prefactibilidad comprende además, evaluación de la disponibilidad del terreno, estudios preliminares de mercado energético, etc.

La fase de factibilidad comprende el afinamiento de los datos de viento mediante la instalación de torres de monitoreo apropiadas para evaluar el recurso y un prediseño del proyecto de acuerdo a los datos obtenidos

Adquisición de turbinas y equipos eléctricos

Resumiendo el proyecto, éste consiste de la instalación de 90 turbinas en Páramo Grande y 60 en Cotopaxi con una capacidad de 80 kW cada una, montadas en la parte alta de una torre construida en base a estructuras metálicas sujeta al suelo con cimientos de hormigón armado.

La energía generada por un grupo de turbinas es recolectada con transformadores de 1.000 kVA con relación de voltajes de 480/23000 V, que finalmente llevan la energía producida a la subestación de distribución *Machachi 23 kV* de la EEQ, que se encuentra a 10 y 20 km de Páramo Grande y Cotopaxi respectivamente.

Por la indisponibilidad local de las tecnologías requeridas, la mayor parte de los equipos deben ser importados. Las instalaciones subterráneas de baja tensión y la aérea en media tensión se pueden realizar con material y mano de obra local.

Entre otros equipos a utilizarse, se tiene previsto la instalación de transformadores, equipos de medición y protección, etc.

Transporte y trámites

La tecnología de remanufacturación que es utilizada en este proyecto, involucra ciertos rubros correspondiente a desmontaje y transportación de equipos en Estados Unidos, transporte marítimo de EEUU a Ecuador; descarga, transportación y montaje en Ecuador. Todas estas actividades con sus respectivos seguros de transportación. De igual forma se requieren viajes de inspección al sitio de montaje y viajes de observación de los equipos en el país de origen.

La obtención en las respectivas instituciones de permisos de importación, transportación y operación de la central son rubros que también deben ser considerados en el presupuesto de inversión.

Montaje y demás obras civiles

El terreno deberá ser adecuado de acuerdo con los requerimientos del montaje, para lo cual se requerirá de mano de obra durante un período de tiempo previo al mismo. De igual manera se

requerirá de trabajos y maquinaria para el ensamblaje y erección de la torres en el lugar de emplazamiento.

El montaje de las torres y de otras obras civiles utilizan terrenos de propiedad del estado en el caso de la Hacienda Aychapicho y de personas particulares en Cotopaxi lo cual involucra un costo por uso del suelo. Para las capacidades definidas se utilizará aproximadamente 70 Ha de terreno en Páramo Grande y 35 Ha en Cotopaxi.

Aunque actualmente existen las vías de acceso al lugar de montaje, éstas requieren ciertas adecuaciones, de tal forma que las máquinas necesarias para el montaje y posteriormente para el mantenimiento de la central no tengan imprevistos.

Los costos de la energía generada por las diferentes turbinas, dependen de la capacidad de la planta y de la configuración de las turbinas dentro de la extensión del campo. La etapa de montaje supone la construcción de canales de gran extensión para el tendido subterráneo de los conductores en baja y alta tensión. La construcción de las líneas aéreas de transmisión hasta las subestaciones de interconexión de la Empresa Eléctrica Quito también está contemplado.

Otros

Dentro del presupuesto de inversión se tienen otros egresos que sin ser mayores, deben ser considerados. Éstos corresponden a la adquisición de equipos y construcción de obras auxiliares para el correcto funcionamiento de las centrales. Entre los principales se prevé la adquisición de vehículos adecuados para terreno pantanoso y la construcción de talleres de mantenimiento y de control.

Los presupuestos de inversión para las dos centrales en estudio y a las dos alturas consideradas, se presentan seguidamente. Éstos son el resultado de tomar como referencia los costos de otras centrales eólicas que están en operación y de la investigación de costos en el mercado local.

Cuadro No 8.1. Presupuesto de inversión. Páramo Grande (8,3 MVA). 26 m

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO US\$	TOTAL US\$
1	ESTUDIOS Y DISEÑO	u	1	165.000	165.000
2	TURBINA DE 80 kW	u	90	22.800	2.052.000
3	DESMONTAJE Y TRANSPORTE EN USA	u	1	108.000	108.000
4	TRANSPORTE MARÍTIMO	contenedor	15	4.000	59.400
5	VIAJES DE OBSERVACIÓN DE EQUIPO	u	5	2.000	10.000
6	DESEMBARQUE ECUADOR	u	1	5.963	5.963
7	TRANSPORTE TERRESTRE ECUADOR	contenedor	15	1.250	18.563
8	DESCARGA DE CONTENEDORES	contenedor	15	250	3.713
9	SEGURO DE TRANSPORTE	u	1	5.963	5.963
10	PREPARACIÓN DEL TERRENO	u	1	6.750	6.750
11	ENSAMBLAJE Y ERECCION	u	90	1.500	135.000
12	FUNDACIONES	m3	405	164	66.218
13	INTERRUPTOR DE 480 V - 120A	u	90	150	13.500
14	INTERRUPTOR DE 480 V - 1.200A	u	9	1.200	10.800
15	INTERRUPTOR DE 23.000 V - 75 A	u	3	4.360	13.080
16	EXCAVACIÓN PARA BAJA TENSION	m	4.300	3	12.900
17	EXCAVACIÓN PARA ALTA TENSION	m	3.400	3	10.200
18	CONDUCT. BAJA TENSION. AL. 4/0 AWG	m	42.800	1,45	62.060
19	CABLES DE 25 kV Cu. 2AWG	m	10.200	10,5	107.100
20	LÍNEA AÉREA DE 23 kv. ACSR 4/0 AWG	km	10	6.600	66.000
21	TRANSFORMADOR 480/23.000 V	u	9	20.750	186.750
22	SUBESTACIÓN SECCIONAMIENTO 23 kv	u	1	10.000	10.000
23	SISTEMA DE MEDICIÓN Y CONTROL	u	1	25.000	25.000
24	SUPERVISIÓN DEL MONTAJE	u	1	11.250	11.250
25	VÍAS DE ACCESO	km	10	5.000	50.000
26	VEHICULOS 4X4	u	3	20.000	60.000
27	EDIFICIO DE CONTROL	m2	100	300	30.000
28	TALLERES DE MANTENIMIENTO	m2	200	200	40.000
29	PRUEBAS Y PUESTA EN MARCHA	u	1	20.000	20.000
30	IMPREVISTOS	2%	1	67.304	67.304
VALOR TOTAL (US\$)					3.432.512,00

Cuadro No. 8.2. Presupuesto de inversión Páramo Grande (8,3 MVA). 40 m

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO US\$	TOTAL US\$
1	ESTUDIOS Y DISEÑO	u	1	165.000	165.000
2	TURBINA DE 80 kW	u	90	24.077	2.166.930
3	DESMONTAJE Y TRANSPORTE EN USA	u	1	111.240	111.240
4	TRANSPORTE MARÍTIMO	contenedor	15	4.120	61.182
5	VIAJES DE OBSERVACIÓN DE EQUIPO	u	5	2.000	10.000
6	DESEMBARQUE ECUADOR	u	1	6.141	6.141
7	TRANSPORTE TERRESTRE ECUADOR	contenedor	15	1.288	19.119
8	DESCARGA DE CONTENEDORES	contenedor	15	258	3.824
9	SEGURO DE TRANSPORTE	u	1	6.141	6.141
10	PREPARACIÓN DEL TERRENO	u	1	6.750	6.750
11	ENSAMBLAJE Y ERECCION	u	90	1.545	139.050
12	FUNDACIONES	m3	405	168	68.204
13	INTERRUPTOR DE 480 V - 120A	u	90	150	13.500
14	INTERRUPTOR DE 480 V - 1.200A	u	9	1.200	10.800
15	INTERRUPTOR DE 23.000 V - 75 A	u	3	4.360	13.080
16	EXCAVACIÓN PARA BAJA TENSION	m	4.300	3	12.900
17	EXCAVACIÓN PARA ALTA TENSION	m	3.400	3	10.200
18	CONDUCT. BAJA TENSION. AL. 4/0 AWG	m	42.800	1,45	62.060
19	CABLES DE 25 kV Cu, 2AWG	m	10.200	10,5	107.100
20	LÍNEA AÉREA DE 23 kv. ACSR 4/0 AWG	km	10	6.600	66.000
21	TRANSFORMADOR 480/23.000 V	u	9	20.750	186.750
22	SUBESTACIÓN SECCIONAMIENTO 23 kv	u	1	10.000	10.000
23	SISTEMA DE MEDICIÓN Y CONTROL	u	1	25.000	25.000
24	SUPERVISIÓN DEL MONTAJE	u	1	11.250	11.250
25	VÍAS DE ACCESO	km	10	5.000	50.000
26	VEHICULOS 4X4	u	3	20.000	60.000
27	EDIFICIO DE CONTROL	m2	100	300	30.000
28	TALLERES DE MANTENIMIENTO	m2	200	200	40.000
29	PRUEBAS Y PUESTA EN MARCHA	u	1	20.000	20.000
30	IMPREVISTOS	2%	1	69.844	69.844
VALOR TOTAL (US\$)					3.562.056,00

Cuadro No. 8.3. Presupuesto de inversión. Cotopaxi (5,5 MVA). 26 m

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO US\$	TOTAL US\$
1	ESTUDIOS Y DISEÑO	u	1	110.000	110.000
2	TURBINA DE 80 kW	u	60	22.800	1.368.000
3	DESMONTAJE Y TRANSPORTE EN USA	u	1	72.000	72.000
4	TRANSPORTE MARÍTIMO	contenedor	10	4.000	39.600
5	VIAJES DE OBSERVACIÓN DE EQUIPO	u	4	2.000	8.000
6	DESEMBARQUE ECUADOR	u	1	3.975	3.975
7	TRANSPORTE TERRESTRE ECUADOR	contenedor	10	1.250	12.375
8	DESCARGA DE CONTENEDORES	contenedor	10	250	2.475
9	SEGURO DE TRANSPORTE	u	1	3.975	3.975
10	PREPARACIÓN DEL TERRENO	u	1	4.500	4.500
11	ENSAMBLAJE Y ERECCION	u	60	1.500	90.000
12	FUNDACIONES	m3	270	164	44.145
13	INTERRUPTOR DE 480 V - 120A	u	60	150	9.000
14	INTERRUPTOR DE 490 V - 1.200A	u	6	1.200	7.200
15	INTERRUPTOR DE 23.000 V - 75 A	u	2	4.360	8.720
16	EXCAVACIÓN PARA BAJA TENSION	m	2.600	3	7.800
17	EXCAVACIÓN PARA ALTA TENSION	m	2.000	3	6.000
18	CONDUCT. BAJA TENSION. AL. 2/0 AWG	m	25.600	1,24	31.680
19	CABLES DE 25 kV Cu. 2AWG	m	6.000	10,5	63.000
20	LÍNEA AÉREA DE 23 kV .AGSR 3/0 AWG	km	20	6.430	128.600
21	TRANSFORMADOR 480/23.000 V	u	6	20.750	124.500
22	SUBESTACIÓN SECCIONAMIENTO 23 kV	u	1	10.000	10.000
23	SISTEMA DE MEDICIÓN Y CONTROL	u	1	25.000	25.000
24	SUPERVISIÓN DEL MONTAJE	u	1	7.500	7.500
25	VÍAS DE ACCESO	km	3	5.000	15.000
26	VEHICULOS 4X4	u	3	20.000	60.000
27	EDIFICIO DE CONTROL	m2	100	300	30.000
28	TALLERES DE MANTENIMIENTO	m2	200	200	40.000
29	PRUEBAS Y PUESTA EN MARCHA	u	1	20.000	20.000
30	IMPREVISTOS	2%	1	47.061	47.061
VALOR TOTAL (US\$)					2.400.106,00

Cuadro No 8.4. Presupuesto de inversión. Cotopaxi (5,5 MVA). 40 m

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO US\$	TOTAL US\$
1	ESTUDIOS Y DISEÑO	u	1	110.000	110.000
2	TURBINA DE 60 kW	u	60	24.077	1.444.620
3	DESMONTAJE Y TRANSPORTE EN USA	u	1	74.160	74.160
4	TRANSPORTE MARÍTIMO	contenedor	10	4.120	40.788
5	VIAJES DE OBSERVACIÓN DE EQUIPO	u	4	2.000	8.000
6	DESEMBARQUE ECUADOR	u	1	4.094	4.094
7	TRANSPORTE TERRESTRE ECUADOR	contenedor	10	1.288	12.746
8	DESCARGA DE CONTENEDORES	contenedor	10	258	2.549
9	SEGURO DE TRANSPORTE	u	1	4.094	4.094
10	PREPARACIÓN DEL TERRENO	u	1	4.500	4.500
11	ENSAMBLAJE Y ERECCIÓN	u	60	1.545	92.700
12	FUNDACIONES	m3	270	168	45.469
13	INTERRUPTOR DE 480 V - 120A	u	60	150	9.000
14	INTERRUPTOR DE 480 V - 1.200A	u	6	1.200	7.200
15	INTERRUPTOR DE 23.000 V - 75 A	u	2	4.360	8.720
16	EXCAVACIÓN PARA BAJA TENSION	m	2.600	3	7.800
17	EXCAVACIÓN PARA ALTA TENSION	m	2.000	3	6.000
18	CONDUCT. BAJA TENSION. Al. 2/0 AWG	m	25.600	1,24	31.680
19	CABLES DE 25 kV Cu. 2AWG	m	6.000	10,5	63.000
20	LÍNEA AÉREA DE 23 kV .ACSR 3/0 AWG	km	20	6.430	128.600
21	TRANSFORMADOR 480/23.000 V	u	6	20.750	124.500
22	SUBESTACIÓN SECCIONAMIENTO 23 kV	u	1	10.000	10.000
23	SISTEMA DE MEDICIÓN Y CONTROL	u	1	25.000	25.000
24	SUPERVISIÓN DEL MONTAJE	u	1	7.500	7.500
25	VÍAS DE ACCESO	km	3	5.000	15.000
26	VEHICULOS 4X4	u	3	20.000	60.000
27	EDIFICIO DE CONTROL	m2	100	300	30.000
28	TALLERES DE MANTENIMIENTO	m2	200	200	40.000
29	PRUEBAS Y PUESTA EN MARCHA	u	1	20.000	20.000
30	IMPREVISTOS	2%	1	48.754	48.754
VALOR TOTAL (US\$)					2.486.476,00

Los datos presentados en las tablas anteriores pueden servir de referencia para el cálculo económico de otras centrales de mayor o menor capacidad. Varios de los rubros pueden mantenerse constantes, independientes de la capacidad de la central, otros pueden parametrizarse en función de la capacidad de la central.

El presupuesto de inversión a 40 m ha sido obtenido tomando como base el presupuesto a 26 m. El precio de las turbinas a 40 m ha sido incrementado estimativamente en 0,4 % por cada metro de torre aumentado a partir de los 26 m. El aumentar la altura de la torre de las turbinas, implica además el incremento del costo de la transportación y montaje. Estos incrementos se han estimado en 4% adicional.

De acuerdo con las inversiones iniciales globales se obtiene los costos de la potencia instalada para las centrales.

✓ Cuadro No. 8.5. Costo de la potencia instalada

Central	Inversión inicial (US\$)		Costo unitario (US\$/kW)	
	26 m	40 m	26 m	40 m
Páramo Grande	3.432.512	3.562.066	477	495
Cotopaxi	2.400.106	2.486.476	500	518

Los presupuestos de inversión para las centrales eólicas se pueden dividir en varios componentes de costos. Se tiene así las figuras No 8.1 y 8.2 que presentan dichos presupuestos, desglosados en costos de estudios previos, turbinas, transporte, equipo eléctrico, montaje y otros.

✓ Fig. No. 8.1 Componentes de inversión. Central Páramo Grande

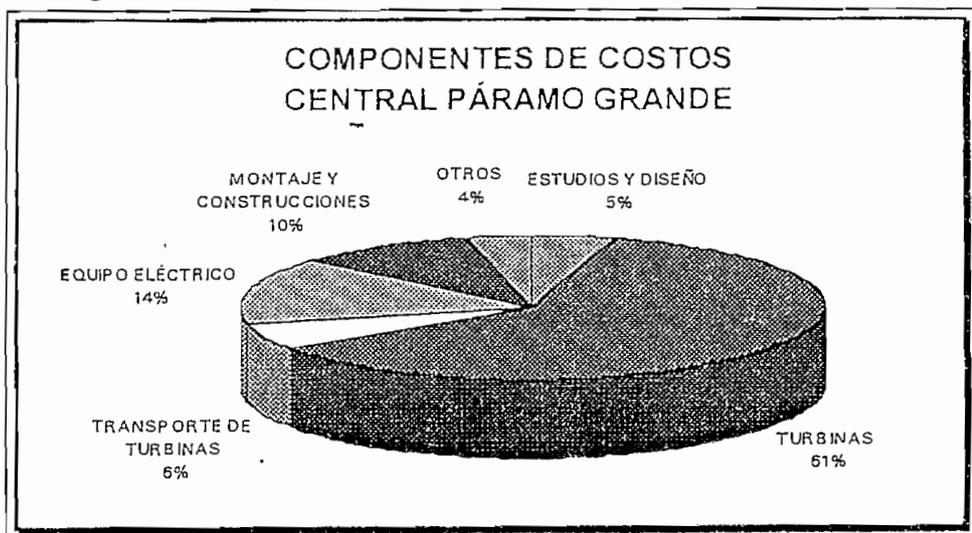
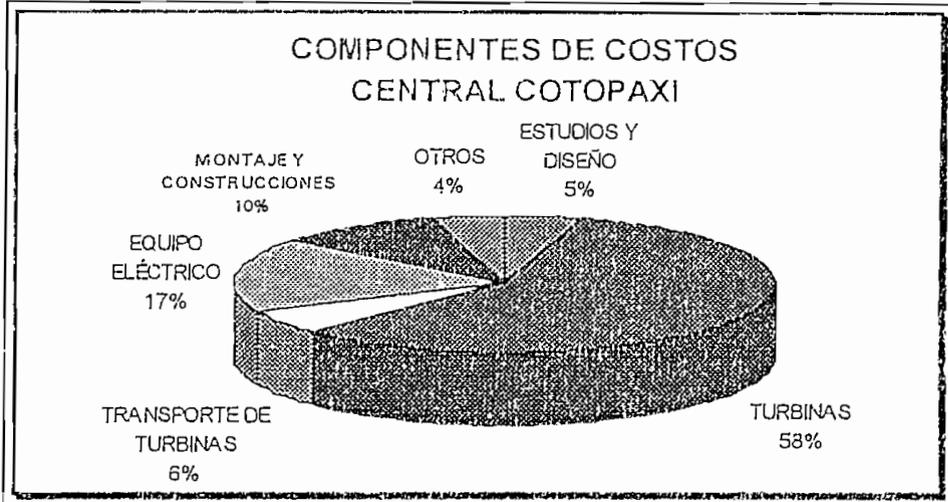


Fig. No. 8.2 Componentes de inversión. Central Cotopaxi

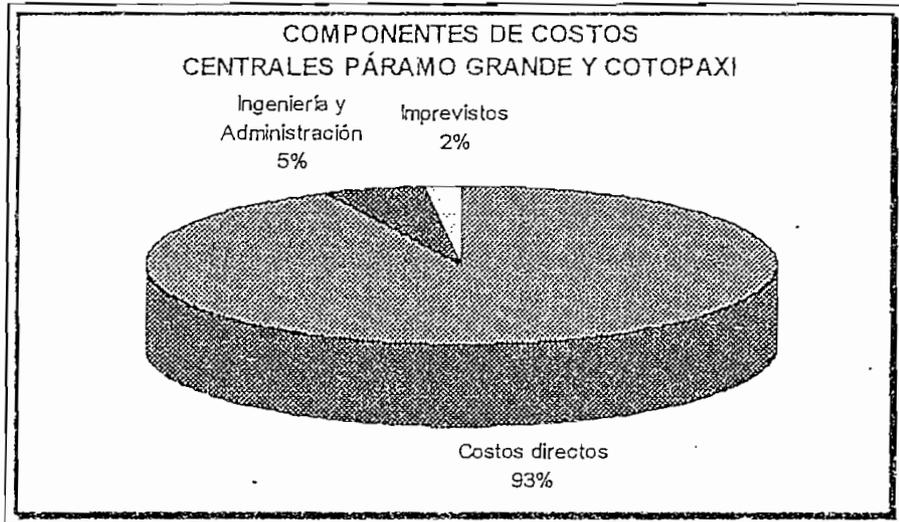


Se puede observar que los componentes de costo que mayor influencia tienen sobre la inversión inicial son las turbinas y el equipamiento eléctrico. Las turbinas, incluida su transportación, representa frente a la inversión global el 67 y 64 % para las centrales de Páramo Grande y Cotopaxi respectivamente. Estos porcentajes podrían aumentar a un rango de 70 a 80 % en centrales que utilizan turbinas de manufactura nueva.

El costo de los estudios de ingeniería, entre los cuales se encuentra la prefactibilidad, factibilidad y prediseños, en ambas centrales se calcula como un 5 % de la inversión total como se puede observar en el anterior gráfico presentado.

Los costos de inversión también se pueden presentar en dos componentes básicos: costos directos, — costos de ingeniería y administración, e imprevistos que generalmente se calculan como un porcentaje de los costos directos.

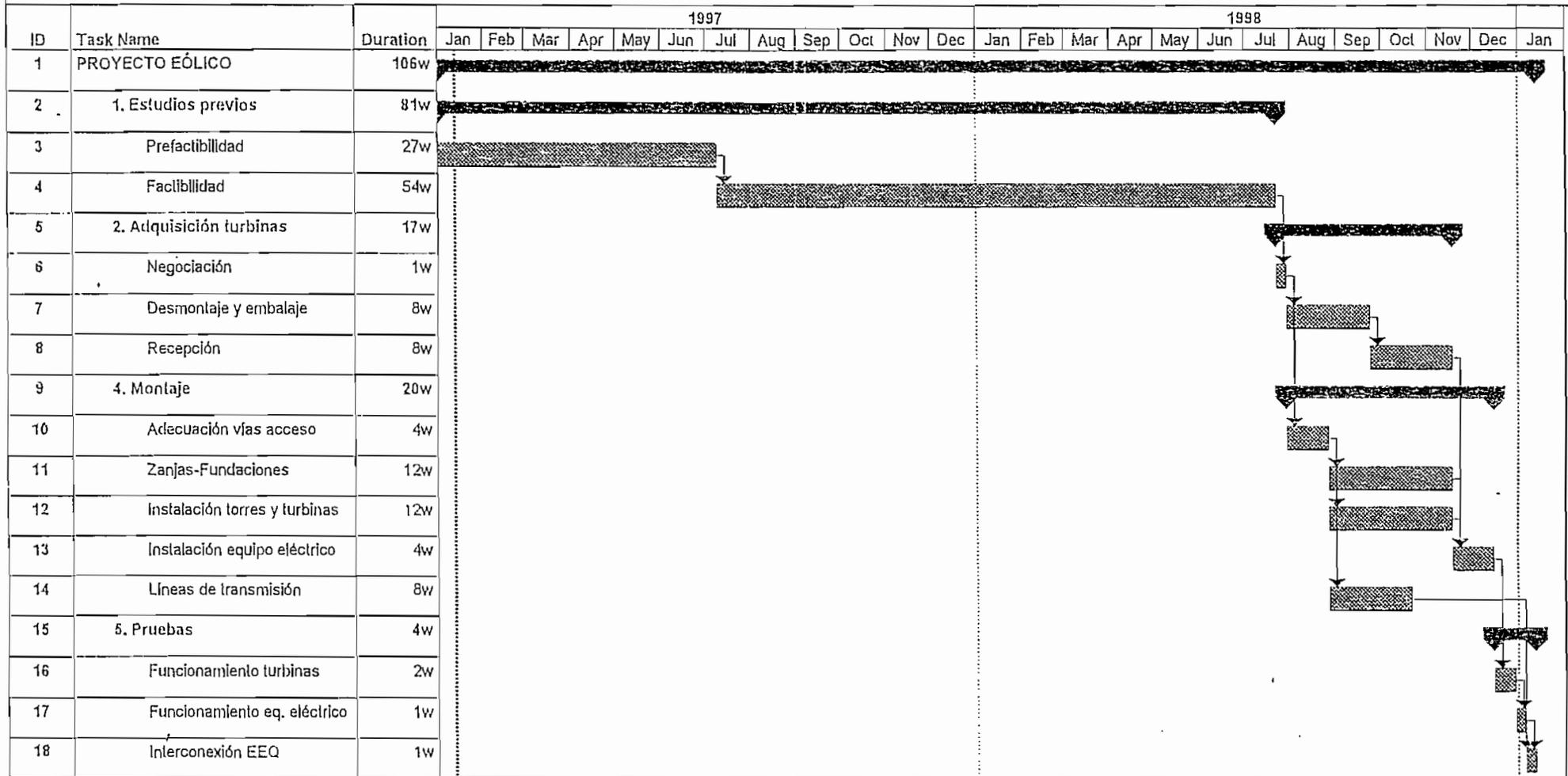
Gráfico No 8.3. Componentes de costo de las centrales



La puesta en marcha de las centrales se prevé estará en 6 meses finalizada la etapa de estudios previos. Debido al corto periodo de montaje no se consideran escalamientos en los presupuestos de inversión por intereses durante la construcción.

El plan de obras para la central Páramo Grande se presenta en el diagrama Gantt de la figura No. 8.4. Para Cotopaxi el diagrama variaría en pocas semanas, debido a que el número de turbinas del proyecto es menor.

Gráfico 8.4. DIAGRAMA GANTT. PROYECTO EÓLICO PÁRAMO GRANDE



CENTRAL PÁRAMO GRANDE	Task		Summary		Rolled Up Progress	
	Progress		Rolled Up Task			
	Milestone		Rolled Up Milestone			

8.3 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Las nuevas tecnologías de equipos destinados a proyectos eólicos han hecho de éstos, fuentes muy confiables que no requieren incurrir en mayores gastos en la operación y mantenimiento (O&M). Dicho rubro anual, en la mayoría de proyectos implementados está alrededor del 3% de los costos directos de inversión.

La clasificación general que comúnmente se realiza en cuanto a costos de operación, tiene que ver con los costos fijos y variables.

A. COSTOS FIJOS

Los costos fijos representan aquellos gastos anuales que son independientes de cualquier parámetro de la central o de la operación de ésta, no obstante podrían variar con los fenómenos inflacionarios.

Los principales rubros corresponden a:

- Costos de alquiler del terreno
- Sueldos de personal y beneficios sociales

B. COSTOS VARIABLES

Los costos variables representan principalmente el consumo de lubricantes, reposición de equipos y materiales. Son dependientes de los parámetros de operación y producción de la central y de la calidad de los equipos. Estos costos para efectos de cálculo se estiman como valores constantes y afectados únicamente por la inflación.

Las centrales como todo activo están expuestas a riesgos de distintos órdenes; climatológicos, atmosféricos, etc, por lo que la contratación de seguros representa una necesidad de vital importancia. Éstos costos de seguro podrían enmarcarse dentro de los costos variables, ya que son función de los activos fijos revalorizados para cada año, de acuerdo con la depreciación de los bienes de la central.

El costo de los seguros se calcula para cada año como una función del activo fijo remanente de las centrales en estudio. Este rubro se considera como el 3% de los activos fijos remanentes presentes en cada año de la vida de las centrales, asumiendo una depreciación lineal de los bienes.

Costo de seguros

Los equipos eléctricos así como sus accesorios se pueden ver afectados en mayor o menor grado por las condiciones de operación en su conjunto, sus períodos de mantenimiento preventivo, el oportuno o inoportuno mantenimiento correctivo, así como del régimen de carga al que se encuentren sometidos los diversos componentes, haciendo que su vida útil no sea tan precisa como se prevé o como lo supone el fabricante.

Sobre la vida útil de la central también tendrá importante influjo las condiciones ambientales a las que se encuentra expuesta, muchas de las cuales pueden ser relativamente impredecibles como son terremotos, inundaciones y demás desastres naturales que dependiendo de su magnitud dejarían fuera de operación a la central.

Los costos de seguros, como ya se ha mencionado se calculan anualmente como el 3% de los activos fijos netos revalorizados año a año. A manera de ejemplo se detallan los cálculos para la Central Páramo Grande considerando el presupuesto de inversión que se tendrían al utilizar turbinas a 40 m. de altura. Para 26 m y para la central Cotopaxi se presenta un sumario al respecto.

Los activos fijos revalorizados para cada año, se calculan restando de los activos fijos presentes la depreciación de los bienes de cada año. Los activos fijos presentes en el primer año corresponden aproximadamente al presupuesto de la inversión. Utilizando el método de depreciación lineal con el presupuesto de inversión de US\$ 3.562.066,00, se tiene el siguiente cuadro:

 Cuadro No. 8.6. Costos de seguro. Central Páramo Grande. 40 m

FINAL AÑO	Depreciación US\$	Activo fijo neto revalorizado US\$	Costos de seguro US\$
0	0	3.562.066	106.862
1	178.103	3.383.963	101.519
2	178.103	3.205.859	96.176
3	178.103	3.027.756	90.833
4	178.103	2.849.653	85.490
5	178.103	2.671.550	80.146
6	178.103	2.493.446	74.803
7	178.103	2.315.343	69.460
8	178.103	2.137.240	64.117
9	178.103	1.959.136	58.774
10	178.103	1.781.033	53.431
11	178.103	1.602.930	48.088
12	178.103	1.424.826	42.745
13	178.103	1.246.723	37.402
14	178.103	1.068.620	32.059
15	178.103	890.517	26.715
16	178.103	712.413	21.372
17	178.103	534.310	16.029
18	178.103	356.207	10.686
19	178.103	178.103	5.343
20	178.103	0	0

Los costos de seguros para las dos centrales y para las dos alturas consideradas, se presentan resumidamente en el siguiente cuadro:

▣ Cuadro No. 8.7. Costos de seguro. Centrales Páramo Grande y Cotopaxi (US\$)

Final Año	Páramo Grande		Cotopaxi	
	26 m	40 m	26 m	40 m
0	102.975	106.862	72.003	74.594
1	97.827	101.519	68.403	70.865
2	92.678	96.176	64.803	67.135
3	87.529	90.833	61.203	63.405
4	82.380	85.490	57.603	59.675
5	77.232	80.146	54.002	55.946
6	72.083	74.803	50.402	52.216
7	66.934	69.460	46.802	48.486
8	61.785	64.117	43.202	44.757
9	56.636	58.774	39.602	41.027
10	51.488	53.431	36.002	37.297
11	46.339	48.088	32.401	33.567
12	41.190	42.745	28.801	29.838
13	36.041	37.402	25.201	26.108
14	30.893	32.059	21.601	22.378
15	25.744	26.715	18.001	18.649
16	20.595	21.372	14.401	14.919
17	15.446	16.029	10.800	11.189
18	10.298	10.686	7.200	7.459
19	5.149	5.343	3.600	3.730
20	0	0	0	0

C. REPOSICIONES INTERMEDIAS

Las reposiciones intermedias corresponden a las obras y equipos que tienen una vida útil menor a la del proyecto global y que para la operación óptima de la central necesitan restauración o reposición en períodos fijos. Los costos generados por estos conceptos son considerados dentro del programa de inversiones de operación y mantenimiento.

Para las centrales en estudio se considera un rubro equivalente a considerar que todos los equipos tienen una vida útil igual a la de la central (20 años), por lo que que no existirían reposiciones intermedias.

Debido a las características cronológicas de inversión que tienen los proyectos de generación eólica, la inflación no tiene mayor efecto en los costos de producción de la energía, ya que al inicio de la montaje de la central se habrán dado la mayor parte de los egresos de caja requeridos.

La incidencia de la inflación y de los intereses intercalarios tienen apreciable incidencia en plantas donde se tienen notables egresos de caja en períodos posteriores a la etapa inicial como el caso de las térmicas. Los rubros que sufrirán los efectos de la inflación, para nuestras centrales, serán únicamente los de operación y mantenimiento que son estimados en el cuadro No 8.8 para el primer año del proyecto.

☑ Cuadro No. 8.8. Costos de O&M (US\$)

Concepto	Parámo Grande	Cotopaxi
Sueldos de personal y beneficios sociales	50.600	33.700
Repuestos, materiales y lubricantes	24.300	16.200
Alquiler de terreno, autoconsumos y otros	18.900	9.800
TOTAL	93.800	59.700

Estos costos, escalados con una tasa inflacionaria media del 3 %, se presentan a lo largo de la vida útil en el siguiente cuadro:

☑ Cuadro No. 8.9. Costos de operación y mantenimiento (US\$)

AÑO	PARAMO GRANDE	COTOPAXI
0	0	0
1	93.800	59.700
2	96.614	61.491
3	99.512	63.336
4	102.498	65.236
5	105.573	67.193
6	108.740	69.209
7	112.002	71.285
8	115.362	73.423
9	118.823	75.626
10	122.388	77.895
11	126.059	80.232
12	129.841	82.639
13	133.736	85.118
14	137.748	87.671
15	141.881	90.302
16	146.137	93.011
17	150.521	95.801
18	155.037	98.675
19	159.688	101.635
20	164.479	104.684

8.4 COSTOS FINANCIEROS

Para el financiamiento del proyecto se cuenta con un crédito que cubre totalmente el presupuesto de inversión. El costo del crédito se calcula con una tasa de interés del 10% sobre su capital en dólares.

A partir del monto inicial del préstamo (presupuestos de inversión correspondientes), se calculan los intereses y aportes al crédito, los cuales se presentan detalladamente en la primera parte del Anexo No. 9.

☑ Cuadro No. 8.10. Resumen costos financieros US\$ (intereses a pagar)

Final Año	Páramo Grande		Cotopaxi	
	26 m	40 m	26 m	40 m
0	0	0	0	0
1	343.251	356.207	240.011	248.648
2	321.714	333.856	224.951	233.046
3	298.023	309.271	208.386	215.884
4	271.962	282.227	190.163	197.007
5	243.296	252.479	170.119	176.241
6	211.763	219.756	148.070	153.399
7	177.077	183.760	123.817	128.273
8	138.922	144.165	97.138	100.634
9	96.952	100.611	67.791	70.231
10	50.784	52.701	35.510	36.787

☑ Cuadro No 8.11. Aportes al crédito (US\$)

Final Año	Páramo Grande		Cotopaxi	
	26 m	40 m	26 m	40 m
0	0	0	0	0
1	215.374	223.503	150.596	156.015
2	236.912	245.854	165.655	171.616
3	260.603	270.439	182.221	188.778
4	286.663	297.483	200.443	207.656
5	315.330	327.231	220.487	228.421
6	346.862	359.954	242.536	251.264
7	381.549	395.950	266.789	276.390
8	419.704	435.545	293.468	304.029
9	461.674	479.099	322.815	334.432
10	507.841	527.009	355.097	367.875

EGRESOS TOTALES DEL CRÉDITO

Los egresos financieros totales por año, se calculan sumando los intereses y los aportes al crédito.

 Cuadro No. 8.12. Egresos anuales debidos al crédito (US\$)

Páramo Grande	
26 m	40 m
558.625	579.710
Cotopaxi	
26 m	40 m
390.606	404.662

Se puede comprobar que estos valores corresponden al equivalente anual del monto total del crédito, amortizado a 10 años como período de crédito y a una tasa de descuento del 10%.

8.5 COSTOS DE PRODUCCIÓN POR kWh

El costo inicial del proyecto, de acuerdo a los rubros detallados en 8.2 tienen presupuestos de inversión de US\$ 3.432.512.00 y US\$ 3.562.066.00 para Páramo Grande, y, 2.400.106.00 y 2.486.476.00 para Cotopaxi para las alturas de montaje respectivas. Se tiene además varios egresos a lo largo de la vida útil por concepto de operación y mantenimiento, seguro y pago de servicios financieros ya expuestos.

Los cuadros presentados en la parte 2 del anexo No.9 presentan los egresos de cada uno de los rubros descritos, y que sirven de base para el cálculo de los costos de producción de energía para las 2 centrales en estudio.

El cálculo del valor presente de los flujos existentes para cada año se lo realiza con la siguiente expresión:

$$VP = \sum_{j=0}^n A_j * (1+i/100)^{-j} \quad (47)$$

donde,

V_p : Valor presente del flujo de caja, calculado para el año 0. [US\$]

A_j : Flujos de caja para el año j . [$j: 0 \dots n$]

i : Tasa de descuento para la cual se analiza el proyecto. En nuestro caso específico, $i = 12\%$ (costos de capital)

n : Período de vida útil del proyecto.

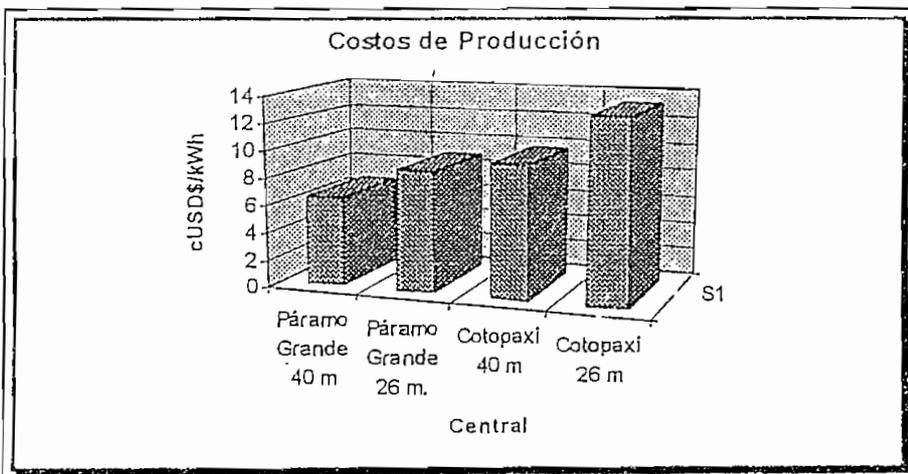
Los costos de producción se pueden calcular relacionando el equivalente anual de los egresos de cada año con el equivalente anual de producción en kWh.

Otra forma de evaluar el costo de producción por kWh es mediante el cálculo iterativo, variando el precio esperado del kWh, de tal forma de obtener una relación beneficio-costos igual a la unidad. Los costos obtenidos para las producciones de energía del cuadro No. 7.18, tomadas como más probables, se presentan en el cuadro siguiente:

☑ Cuadro No. 8.13. Resumen de costos de producción

Central	Uscents
Páramo Grande 40 m	6,53
Páramo Grande 26 m.	8,79
Cotopaxi 40 m	9,56
Cotopaxi 26 m	13,22

☑ Gráfico No. 8.5. Costos de producción por kWh



La posibilidad de generación a 26 y 40 metros para cada proyecto individual representan dos alternativas mutuamente excluyentes. Los costos de producción por kWh exigen la eliminación de una de estas alternativas.

En los resultados obtenidos se observan costos unitarios menores a una altura de 40 m, por lo que la alternativa de generación a 26 m tanto en Páramo Grande como en Cotopaxi es descartada.

La factibilidad de los proyectos en Páramo Grande y Cotopaxi se reduciría a obtener precios de venta superiores a los costos de producción presentados en el cuadro 8.13.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Generalmente la toma de decisiones respecto a un proyecto se realiza observando el rango completo del comportamiento de los parámetros económicos de salida, frente a cambios en los parámetros de entrada adoptados para el análisis, lo que constituye el análisis de sensibilidad. El análisis de sensibilidad se lo lleva a cabo simulando la variación de uno de los parámetros de entrada, manteniendo los restantes invariables.

Cuando todos los hechos en cuanto al proyecto se conocen en términos cuantitativos con precisión, la toma de decisiones respecto al mismo es simple, pero cuando existe cierta incertidumbre respecto a las condiciones en la que se evalúa el proyecto o a las que estará sujeto a lo largo de su vida útil es muy importante realizar un análisis de sensibilidad de tal forma de llenar los vacíos y confrontar los “errores” involucrados en los estimativos [45].

Sensibilidad en la producción de energía

Siendo reiterativos en que la potencia y la energía es función del cubo de la velocidad del viento y que una de las características principales del viento es su aleatoriedad, se debe hacer un análisis de la influencia de la certeza en los niveles de producción en la factibilidad económica del proyecto.

Las variaciones en las velocidades de viento y producciones esperadas se deberían básicamente al corto período de mediciones que ha sido considerado para el estudio. Además es de gran importancia mencionar que existen marcadas desviaciones entre las mediciones realizadas en Cotopaxi y las registradas por el INAMHI en el mismo sitio. Estas últimas han servido de base para la proyección a largo plazo de las dos centrales, por lo que la producción de energía esperada a lo largo de la vida útil de las centrales, consideraría ciertos errores.

Los costos de producción por kWh varían en función de la producción. Los siguientes gráficos presentan estos costos en función de la producción de energía considerando un rango de variación de $\pm 10\%$.

Gráfico No. 8.6. Sensibilidad frente a la variación de la producción. P Grande.

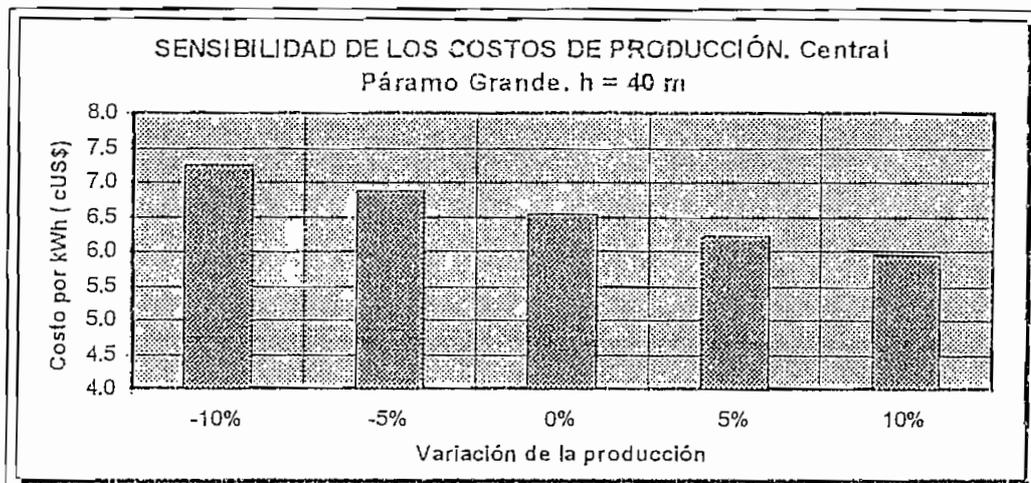
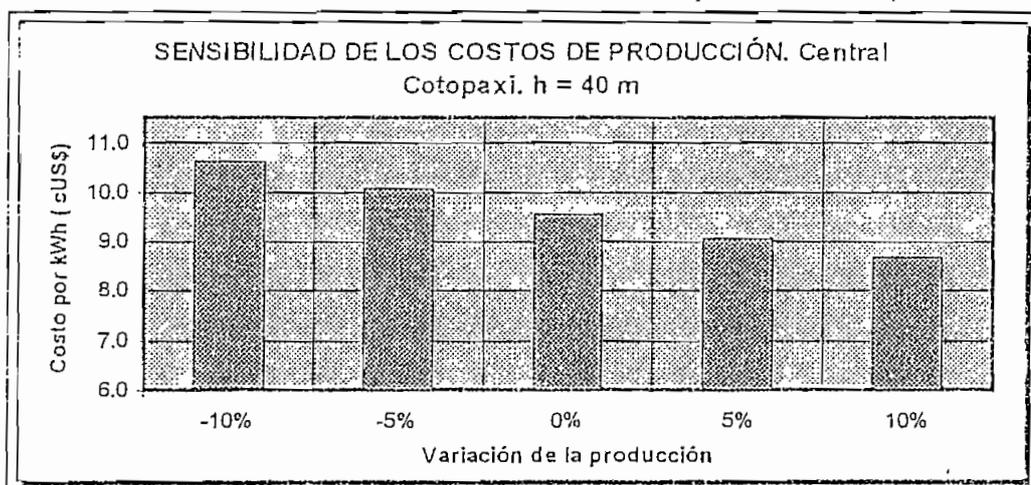


Gráfico No 8.7. Sensibilidad frente a la variación de la producción. Cotopaxi



Los costos de producción son función inversa de los niveles de producción por lo que se puede observar claramente en estos gráficos el aumento substancial de los costos de producción con la disminución porcentual de la producción.

8.6 PRECIOS DE VENTA DE ENERGÍA

La bondad de un proyecto de energía eléctrica se mide comparando los costos de producción con los de un sistema referencial de precios. Este sistema referencial que puede estar dado por los costos del sistema a interconectarse.

En nuestro caso, el sistema referencial de precios estaría definido por los precios de venta de la energía del INECEL mediante el sistema nacional interconectado a la Empresa Eléctrica Quito, que a objetivo de este trabajo ha sido definida como el consumidor potencial de la energía producida en el proyecto.

El precio de venta de energía en bloque del INECEL a las empresas eléctricas regionales depende del mercado de concesión de cada una y de los problemas financieros que presenten, beneficiándose así a las empresas que por tener un mercado restringido no puedan recuperar costos mediante la tarificación. Las tarifas más altas la pagan las empresas regionales que tienen un vasto mercado o que tienen un representativo desarrollo industrial.

Actualmente el INECEL factura a la Empresa Eléctrica Quito, de acuerdo al siguiente pliego:

✓ Cuadro 8.14. Facturación del INECEL a la EEQSA por venta de energía

E.E.Q.	CARGOS POR DEMANDA		CARGOS POR ENERGÍA S./kWh			MANTENIMIENTO O EMERGENCIA S./kWh	
	SISTEMA	CONTRATADA	EXCESO	PRIMEROS 250 kWh/kW	PRIMEROS 250 kWh/kW	EXCESO	CON RECARGO
138 kV	9.710	13.597	73	84	65	101	152
46 kV	10.000	14.000	75	87	67	104	157

Fuente: INECEL

Como se observa en este cuadro, el precio de venta depende del factor de carga con el que operen las empresas y del manejo de la demanda. Las empresas que operan con alto factor de carga pagarán menos.

De acuerdo con los factores de carga para el sistema de la Empresa Eléctrica Quito el precio medio de la energía en bloque que factura el INECEL a la EEQ es de 110 sucres/kWh (cUS\$ 3,30 al tipo de cambio actual, 3.340 S/. por US\$). Esta tarifa es sumamente baja, por cuanto los pliegos tarifarios no se han actualizado hasta la presente fecha.

Si se compara el precio de venta del INECEL a la EEQ con los de producción de las centrales se concluye a simple vista que no es factible económicamente competir con los precios de venta del INECEL y colocar la energía producida en la primera alternativa de *colocabilidad* presentada en 3.4 (alternativa A) que corresponde a la operación en la parte baja de la curva de carga.

De igual forma, los costos de producción de las centrales eólicas son mayores que los costos de operación que tendrían las centrales térmicas de la EEQ al eliminarse el subsidio de los combustibles (3,35 y 5,86 US\$cent/kWh sin incluir costos de capital) en la alternativa *C* de *colocabilidad* de energía, por lo que económicamente tampoco se justificaría el reemplazo de las térmicas existentes por las eólicas propuestas.

Paralelamente a lo mencionado, debido al actual sistema energético deficitario, los últimos estiajes registrados obligaron al estado a firmar contratos de compra-venta de energía térmica a precios promedios superiores a los 10 centavos de dólar. Lo cual indica que las centrales eólicas en estudio serían muy competentes frente a los costos de la energía térmica que presenta el mercado energético comercial.

Adicionalmente a lo dicho, la reciente Ley de Régimen del Sector Eléctrico aprobada, permite un esquema de libre competencia en el lado de la generación, eliminando todo tipo de subsidio a la energía eléctrica, con lo cual la expectativa de crecimiento del precio de la energía estaría en niveles superiores a los 7,00 centavos de dólar, con lo cual los proyectos podrían entrar en un rango factible.

8.7 ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO Y TASA INTERNA DE RETORNO

El resultado de un proyecto de inversión y su consiguiente toma de decisiones involucra el conocimiento suficiente de los parámetros de inversión y producción, poniendo considerable énfasis en la garantía de los datos respectivos y en sus estimativos, así como en el procesamiento y análisis cuidadoso de los mismos, de tal manera de llegar a resultados económicos que representen verdaderamente la figura del proyecto.

De acuerdo a los análisis de los niveles de producción esperados durante la vida del proyecto se tienen los beneficios del mismo. Éstos se calculan en base a los precios referenciales del mercado potencial definidos en el punto anterior

Los ingresos anuales debidos a la producción de una central de generación de energía en general, se pueden calcular en base a la siguiente fórmula:

$$BA = P1 * (Cp + FU * Ce) \quad (48)$$

donde,

BA : Beneficio anual, [US\$/año]

P : Potencia, [kW]

C_p : Costo de la potencia, [US\$/kW]

PI : Potencia, [MW]

FU : Factor de utilización de la planta (horas por año)

C_e : Costo de la energía, [US\$/MWh]

Para proyecto eólicos que no contemplan el despacho de potencia, la expresión anterior se simplifica a la siguiente relación:

$$BA = PI * FU * C_e \quad (49)$$

Para observar las ventajas económicas que nos ofrece el proyecto, se obtendrá la relación entre los beneficios de la central y los costos de la misma tomados en valor presente.

El valor presente de la expresión (47) puede calcularse indistintamente para los ingresos VP_i (ingresos por venta de energía, dependiente del precio unitario de venta) como para los egresos VP_e . El cociente de estos 2 parámetros representa la relación beneficio-costo del proyecto.

$$\text{Relación beneficio costo (B-C)} = \frac{VP_i}{VP_e} \quad (50)$$

El cálculo del valor presente de los flujos netos anuales también es un parámetro decisivo en un proyecto. Si el valor presente de los flujos netos de caja, para una tasa de descuento definida, es positivo, el proyecto es factible, caso contrario no. o lo que es lo mismo: la factibilidad de las centrales en estudio se daría, si se consigue que los precios equivalentes de venta de la energía superen los costos de producción presentados en el cuadro No 8.13, para la alternativa seleccionada (40 m).

Para que el proyecto resulte atractivo se deberá obtener relaciones beneficio-costo mayores a la unidad para la tasa de descuento definida. Cuando los costos se igualan a los beneficios o el valor

presente neto es nulo partiendo una tasa de descuento determinada, ésta última toma el nombre de tasa interna de retorno *TIR*.

La tasa interna de retorno es uno de los parámetros más utilizados para la evaluación de proyectos, ya que da una medida clara de la rentabilidad del proyecto. Ésta representa cualitativamente los "intereses" que nos pagaría nuestro proyecto a lo largo de la vida útil. Los proyectos son factibles cuando la *TIR* supera a la tasa de descuento considerada, que en nuestro caso concreto se ha tomado como 12 %.

Sensibilidad en el precio de venta de la energía

El precio de venta debe reflejar el costo del servicio, en los cuales se incluyen los costos de operación y mantenimiento, las reservas para la depreciación y la utilidad por inversión. Cualquier desajuste a estas condiciones llevará a desequilibrios económicos en el manejo de cualquier sistema.

El sistema tarifario actual, que continuamente viene arrastrando una tradición de subsidios han hecho que el INECEL y las empresas eléctricas que manejan la distribución no puedan cubrir sus costos de operación y dejar un margen de utilidades para nuevas inversiones. Esto tiene una connotación que va más allá de afectar al sector público.

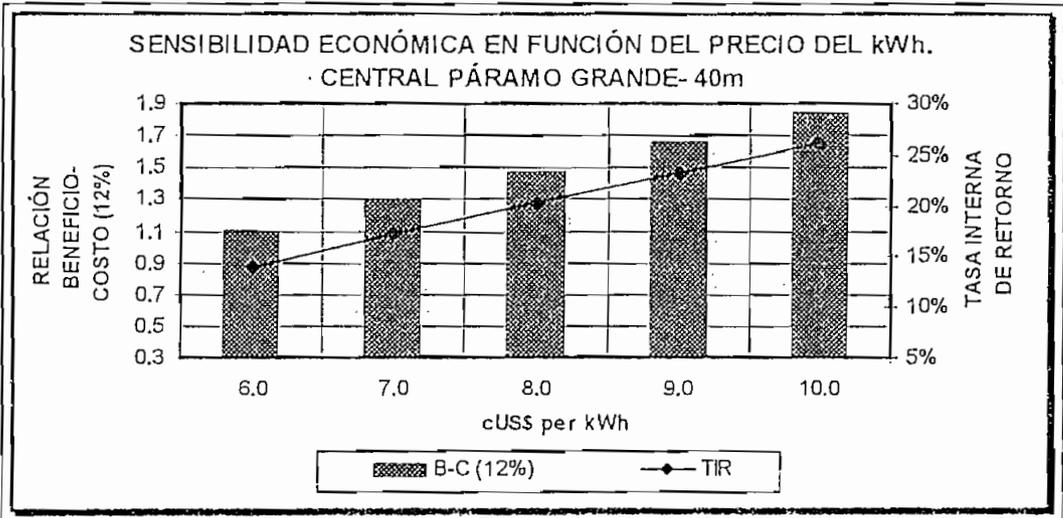
La aplicación tarifaria en el sector eléctrico se ha convertido básicamente en un problema de conveniencia política sin ninguna estimación técnica, lo que ha imposibilitado el elevar las tarifas para mantenerlas a niveles acordes con el costo del servicio. La última revisión tarifaria se realizó a mediados del año 1993 lo que representa en la actualidad un rezago de más de 3 años en el precio real de la energía.

El sector privado que actualmente ha querido ingresar en las inversiones del sector eléctrico se ha visto afectado por este fenómeno de ingerencia política de mantener precios irreales en la facturación eléctrica. La empresa privada tiene que competir precios referenciales exageradamente bajos, que en cuestiones económicas tienen un gran peso al momento de evaluar la factibilidad.

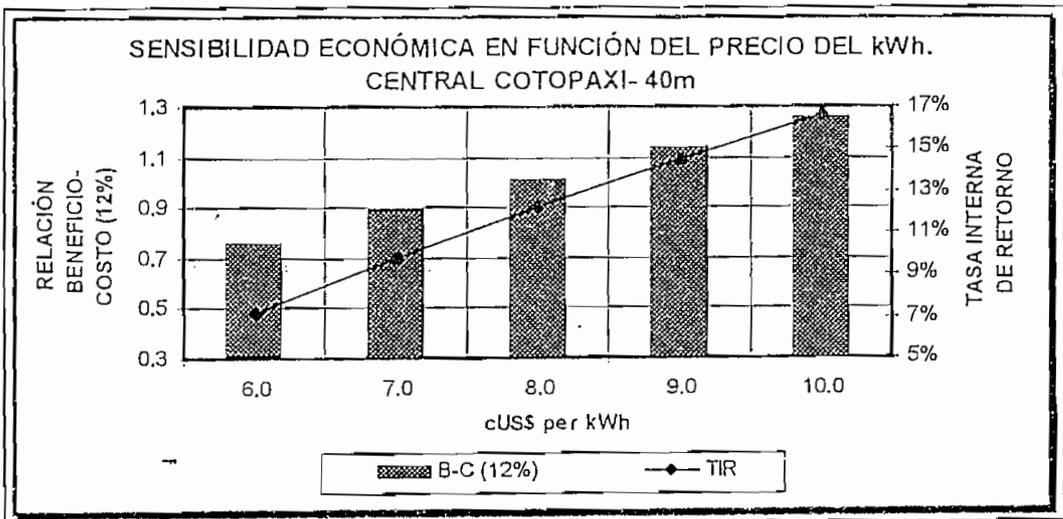
Los parámetros a determinar, serán la relación entre los beneficios y costos de los proyectos traídos a valor presente con una tasa de descuento del 10%, y la tasa interna de retorno. Ambos como una función del parámetro del que se desea determinar la sensibilidad.

El efecto del precio del kWh sobre la factibilidad de los proyectos eólicos en estudio se describen mediante los siguientes gráficos:

✓ Gráfico No. 8.8. Sensibilidad frente al precio del kWh. Central P. Grande. 40 m



✓ Gráfico No. 8.9 Sensibilidad frente al precio del kWh. Central Cotopaxi. 40 m



Si se definiera 7,00 centavos de dólar como precio competente del kWh dentro del nuevo esquema de libre competencia que tomaría el sector de la generación, se tendría una factibilidad del Proyecto Páramo Grande (turbina a 40 m), con una tasa interna de retorno de 17.2 % y una relación beneficio-costos de 1,3. El período de recuperación del capital sería aproximadamente 11 años.

Ahora bien, con este precio referencial de 7,00 centavos de dólar la central Cotopaxi no tendría mayor éxito de acuerdo con sus costos de producción (cuadro No 8.13). No obstante si se compara con los el precio de 10,00 centavos del último contrato de energía térmica la central Cotopaxi con las turbina instaladas a 40 m tendría una TIR de 18,7 % y una relación beneficio-costos de 1,4 con un período de recuperación del capital sería aproximadamente 10 años. Los parámetros económicos con este precio de venta en Páramo Grande serían TIR= 26,1% y relación beneficio-costos = 1,85 como se puede observar en las curvas del gráfico 8.8 y 8.9.

Capítulo 9

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El aporte de las fuentes de energía alternativa en nuestro país es marginal. En cuestiones de energía solar se tienen ciertas aplicaciones en calentamiento de agua y secado de productos agrícolas, en otras aplicaciones todos estos tipos de energía están rezagados. La falta de competitividad económica frente a las fuentes convencionales como resultado de subsidios otorgados por los gobiernos y del desenvolvimiento en un marco institucional de poco apoyo político, no ha permitido que el país cuente hasta la actualidad con proyectos de energía alternativa representativos.

La potencia y energía de producción en sistemas eólicos son funciones del cubo de la velocidad del viento, por lo que una incorrecta valoración del recurso del viento tendrá un impacto significativo en los parámetros decisivos del proyecto. Adicionalmente la producción de los aerogeneradores dependen del cuadrado del diámetro de las aspas, por lo que se tendrían producciones mayores con ligeros incrementos del mismo.

Los gradientes verticales del viento caracterizados por el coeficiente de rugosidad del terreno nos permite encontrar mejores condiciones de viento a mayor altura. Se tiene así que para las dos alturas consideradas en este estudio, 26 m y 40 m, los mejores resultados se obtuvieron para la última, por lo que la alternativa de generar con la turbina montada a 26 metros fue descartada tanto en Páramo grande como en Cotopaxi.

De acuerdo con la distribución de Weibull la producción de energía no depende sólo de la velocidad del viento representada por el factor de escala, sino también de la desviación estándar del mismo. Se concluye así, que sitios con iguales velocidades medias de viento, pueden tener diferentes perfiles de producción de energía.

Las estaciones meteorológicas del país y en general de Latinoamérica no cuentan con una infraestructura adecuada en cuanto a medición de viento. Estas estaciones, dependiendo del tipo de equipos utilizados en la medición y de los períodos de registro, se clasifican en tres órdenes descritos en 2.3, prevaleciendo en nuestro país las de tercer orden. En el caso del INAMHI el objetivo de estas estaciones es el monitoreo del viento con fines agropecuarios, por lo que los datos de viento presentados para fines energéticos tendrían errores considerables dependiendo de la estación. Este error se verá reflejado en forma cúbica en los cálculos de potencia y energía. Adicionalmente, la ubicación de los sensores de velocidad de viento y los horarios de muestreo a pesar de estar normalizados por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) varían de acuerdo con la institución, por lo que el análisis meteorológico del viento en las estaciones del país es aproximado.

Nuestro país por su ubicación geográfica en la franja ecuatorial, no es un sitio en el que prevalecen vientos altos y sostenidos. No obstante se pueden encontrar, aunque en forma muy localizada, sitios que podrían resultar potenciales para generación eólica: en la sierra se pueden encontrar zonas pertenecientes a las provincias de Loja, Pichincha, Imbabura, Carchi, Cañar, Chimborazo, etc; en la costa se tendrían sitios con buenas características en Esmeraldas, Manabí y Guayas. Las islas Galápagos también sería una zona atractiva para la implementación de este recurso, mientras que la región oriental carecería de recurso eólico. Referirse al cuadro No. 2.4 del presente estudio.

La característica de pureza ambiental permite concluir para las centrales en estudio una factibilidad totalmente viable en términos ecológicos. Del análisis realizado y del estudio llevado a cabo en la zona de Páramo Grande por técnicos ambientalistas, podemos aseverar que la generación eólica representa un tipo de fuente renovable de alta pureza por su reducido impacto ambiental, constituyendo así, una buena alternativa frente a las fuentes convencionales que traen un creciente deterioro al medio ambiente.

De acuerdo con los conceptos estudiados, las producciones de potencia y energía son proporcionales a la densidad atmosférica del sitio. Dependiendo de la elevación en la que se encuentren ubicados los proyectos eólicos, se tendrán pérdidas considerables por disminución de la densidad atmosférica. Nuestros proyectos específicos de Páramo Grande y Cotopaxi, ubicados sobre los 3.000 msnm, acusan pérdidas en la producción de energía en el orden del 30 %, respecto a la que se podría obtener a nivel del mar.

Desde el punto de vista de densidad atmosférica, los proyectos eólicos ubicados en las zonas costeras son favorecidos por la alta densidad atmosférica existente, $1,22 \text{ Kg/m}^3$. No obstante, los proyectos que pudieran realizarse en la región litoral de nuestro país estarían afectados, de acuerdo

con el análisis meteorológico realizado en 2.2, por perfiles de viento no tan atractivos como los que presenta la región interandina.

Las características de distribución horaria y mensual del viento, presentadas como isopletas de velocidad, permiten concluir que la máxima generación de energía que pudieren tener las centrales estarían en la mañana, sin coincidir con las demandas máximas de carga que se ubican aproximadamente entre las 18h00 y 21h00, por lo que darían poco soporte a estos picos de consumo. De igual forma, los estiajes de la cuenca del río Paute que regularmente se presentan en el período noviembre-marzo no recibirían mayor soporte de generación. No así el sistema hidráulico de la Empresa Eléctrica Quito, cuyos caudales disminuyen notablemente en las cuencas del Río San Pedro para el período junio-octubre. Período que coincide con los meses de mayor producción de las centrales eólicas.

Cuando no se tienen datos históricos del sitio que se pretende analizar, es recomendable caracterizar el viento tomando la información disponible de zonas contiguas, estableciendo correlaciones de datos a corto plazo con los registros a largo plazo de estaciones meteorológicas cercanas, con el objeto de determinar si los datos a corto plazo representan confiablemente los perfiles de viento requeridos. En el caso de Cotopaxi sí se cuenta con registros históricos, mientras que en Páramo Grande no. Por lo que para Páramo grande fue necesario establecer correlaciones con una estación cercana (Izobamba) sin buenos resultados. Los resultados apropiados de correlación de Páramo Grande se dieron con la misma estación Cotopaxi, debido a que el viento de mayor contenido energético en la mayor parte del tiempo cruza por las dos centrales.

La localización de torres tiene gran importancia en cuanto a la eficiencia de la granja eólica. Mayores espaciamientos entre filas y columnas permiten disminuir las pérdidas por interferencia entre turbinas, pero paralelamente aumentan los costos de inversión y de pérdidas en los conductores. Se debe llegar a un compromiso en estos parámetros.

Los proyectos eólicos caracterizados por grandes "plantaciones" de turbinas utilizan configuraciones eléctricas subterráneas tanto en baja como en media tensión, manteniendo así la filosofía ambiental del uso múltiple del suelo, pudiéndose utilizar éste para fines agropecuarios paralelamente a la actividad de producción de energía.

Tomando en cuenta la disponibilidad de voltaje en las inmediaciones de los proyectos, y la capacidad de las centrales se decidió la interconexión con la subestación *Machachi 23 kV* propiedad de la Empresa Eléctrica Quito a un nivel de tensión de 23 kilovoltios. Los estudios de flujos de potencia

para el sistema de interconexión fueron satisfactorios, pudiéndose obtener las potencias reactivas necesarias para el funcionamiento de las centrales eólicas.

Debido al gran número de turbinas utilizado y a las distancias que las separan, resulta necesario definir grupos de turbinas asociadas con subestaciones unitarias, las cuales finalmente se conectarán a una subestación principal. Se decidió en las centrales en estudio, la colección de 10 turbinas por cada subestación principal. Por el nivel de voltaje utilizado en las subestaciones unitarias no se requiere de una subestación principal con transformador, sino sólo de seccionamiento.

Los aerogeneradores, típicamente utilizan máquinas de inducción para la producción de energía. Esto hace que las potencias activa y reactiva tengan direcciones opuestas entre sí, favoreciendo a la regulación de voltaje respecto a tener ambas potencias en la misma dirección. Las condiciones desfavorables de regulación de voltaje corresponde a puntos de menor generación. Se tiene así que las máximas regulaciones se dan en el punto de menor generación, siendo éstas de 4,06 y 4,97 % en Páramo Grande y Cotopaxi respectivamente.

Las producciones obtenidas para el período de mediciones en Cotopaxi, podrían tener errores en exceso o defecto, debido que se asumió que las mismas distribuciones espaciales de Páramo Grande. De igual forma, los datos que han servido de base para las proyecciones no corresponden a períodos actualizados. Adicionalmente, la base de la información no es confiable por provenir de una estación de tercer orden cuyos registros está basados en 3 mediciones diarias. Por estas causas, se recomienda adicionar otras torres de medición en Cotopaxi y extender el programa de monitoreo a un período mínimo de 2 años tanto en Páramo Grande como en Cotopaxi.

Debido a la aleatoriedad del viento, en toda central eólica que no prevé almacenamiento de energía, no se puede obtener niveles estables de potencia, por lo que producción de potencia no pueden entrar en los conceptos de despacho de potencia. La venta de la producción, así como la parte contractual, se deben enfocar sólo a parámetros de energía, ya que no se puede ofrecer un despacho de potencia.

El sistema eléctrico de la EEQ, de acuerdo con los resultados de los flujos de potencia, está en capacidad de entregar los reactivos necesarios a las centrales estudiadas, por lo que no existirá problemas de carencia de reactivos que pudieran comprometer la producción de potencia activa de las centrales.

Los costos adicionales a las turbinas, no representan mayor inversión respecto al costo global del proyecto. El valor de las turbinas será verdaderamente el factor económico más importante en la

validación económica del proyecto. Adicionalmente, el efecto de la inflación tiene poca influencia sobre los costos de producción, ya que el mayor egreso se tiene al inicio del proyecto.

El presupuesto de inversión de las centrales Páramo Grande y Cotopaxi para la altura de montaje de la turbina más favorable (40 m) han sido de US\$ 3,562,066,00 y US\$ 2,486,476,00 respectivamente. En el mismo orden y a la misma altura, los costos de producción de las centrales han sido de 6,53 y 9,56 centavos de dólar por kWh. La factibilidad económica de los proyectos condiciona precios de venta de energía superiores a estos costos, en cuyo caso se obtendrían tasas internas de retorno mayores a la de descuento de 12 %.

De acuerdo con el estudio de *colocabilidad* se tiene un mercado energético deficitario dispuesto a absorber grandes cantidades de energía. La energía obtenida de las centrales eólicas representarán un importante aporte al desarrollo del sector eléctrico y a la conservación del medio ambiente. Con lo dicho la factibilidad técnica se complementa con los resultados positivos obtenidos en los estudios de regulación de voltaje, flujos de potencia y demás.

La factibilidad económica de las centrales eólicas estudiadas, como se menciona anteriormente, estaría condicionada a obtener precios de venta de energía superiores a 6,53 y 9,56 centavos de dólar por kWh (costos de producción) para Páramo grande y Cotopaxi respectivamente. La nueva estructura del sector eléctrico en estudio, que eliminaría todo tipo de subsidios, incentivaría el uso de fuentes no convencionales e incrementaría considerablemente el precio de la energía haría que ésta condición sea totalmente viable, consiguiéndose así la factibilidad económica de las centrales.

Adicionalmente, se tiene que los precios de venta de energía térmica del sector privado, debido al alto costo de los combustibles utilizados, presentan niveles superiores los 10 centavos de dólar por kWh. Las centrales estudiadas frente a esta figura de costos serán ampliamente factibles.

BIBLIOGRAFIA

1. ABB, "Energía eólica en plena expansión: Un parque eólico de 6 MW en la meseta de Golán"
Ed. ABB 1994
2. Alonso, Marcelo y Finn "Física" Ed. A. Wesley México, 1987
3. AWEA STANDARD "Design criteria recommended practices " USA, 1988
4. AWEA STANDARD "Recommended practice for the installation of wind energy conversion systems" USA, 1986
5. AWEA STANDARD "Recommended practice for the siting of wind energy conversion systems"
USA, 1986
6. AWEA STANDARD "Standard performance testing of wind energy conversion systems" USA,
1986
7. AWEA STANDARD "Standard procedures for meteorological measurements at a potential
wind turbine site" USA, 1986
8. Centro Regional de Energía Eólica "Boletín informativo" Argentina, 1995
9. Cerón, Oscar "Central eléctrica de baja potencia accionada por molino de viento" E.P.N Quito,
1978
10. Comisión Asesora Ambiental de la Presidencia de la República del Ecuador y Ministerio de
Energía y Minas "Estudios sobre lineamientos de políticas energéticas en el Ecuador" Ecuador,
1995.

11. Comisión Federal de Electricidad "Proyectos de energía eólica" México, 1996
12. CONADE y GTZ "Ecuador siglo XXI. Estrategia de desarrollo.- El reto de la energía en las próximas dos décadas" Quito, 1992
13. Considine, Douglas "Enciclopedia de la energía. Tecnología de las energías: solar, hidráulica, geotérmica y combustibles químicos" Ed. Marcombo Tomo 5 USA, 1989
14. DAC "Registros meteorológicos" Quito, Período: 1989-1993
15. Derdelinckx "Wind energy" Universidad de Bruselas. Bruselas
16. Empresa Eléctrica Quito "Normas para sistemas de distribución" Partes A y B. Edición 1994 Quito, 1994
17. ENERCON "Información técnica" Aurich Alemania. agosto 1996
18. Espinosa y Lara "Sistemas de distribución" Ed. Limusa México, 1990
19. Grijalva, Carlos "Modelación digital de un generador de inducción acoplado a una barra infinita" E.P.N Quito. 1992
20. Hernández, Luis "Estudio de una central Geotérmica" E.P.N. Quito, 1987
21. IEEE Transactions on power Systems "Windfarm layout as a senior electrical engineering student design project" USA Mayo 1993.
22. INAMHI. " Anuarios meteorológicos" Quito, Período: 1989-1993
23. INE "Evaluación del potencial solar y eólico de las provincias de Pichincha. Imbabura. Carchi. Esmeraldas y Napo" Quito. 1988

24. INECEL "Registros meteorológicos" Quito, 1989-1992
25. INECEL "Evaluación del potencial eólico del Ecuador" Quito, 1983
26. Jack, Park "The wind power book" Ed. Cheshire Books USA, 1981
27. Kennedy, J & Neville, A "Estadística para Ciencias e Ingeniería" Ed Harla México, 1982
28. Nájera, Pablo "Predicción de la inestabilidad de la máquina síncrona basado en el circuito equivalente" E.P.N. Quito, 1994
29. Násar Syed "Sistemas eléctricos de potencia" Ed. McGraw Hill USA, 1991
30. Naveas, Carlos "La turbina eólica rápida de eje horizontal" Chile
31. NRG System "CELLogger and TelePort Logger. Customer guide" Versión 2 USA, 1995
32. NRG System "Microsite. User's Guide" Versión 2.0 for windows USA, 1996
33. Obando, Wilfrido "Prototipo de central eólica" E.P.N Quito, 1981
34. OLADE "Atlas eólico preliminar de América Latina y El Caribe" Vol. III Quito, 1983
35. OLADE "Manual latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas" Colombia, 1990
36. OLADE & USAID "Proyectos de desarrollo de energía renovable" Quito, marzo 1996
37. Payne, William "Strategic planning for energy and the environment" Vol. 14 No 3 Ed. BOARD USA, 1995.

38. PIRELLI "Introducao ao catálogo geral-cabos energia" Brasil
39. Ramírez, José "Enciclopedia CEAC de electricidad: Máquinas motrices - Generadores de energía eléctrica" 6ta Edición España, 1988
40. Rueda, Manuel "Flujo de carga, cortocircuitos y protecciones contra sobrecorrientes de alimentadores radiales de distribución" E.P.N. Quito, 1977
41. Solar Energy Research Institute, "Wind energy.- Technical information guide" USA, 1995
42. Spectrum, "Harnessing the wind" USA, noviembre 1995
43. TECNIALT CÍA LTDA "Estudio de factibilidad para la instalación y operación de una empresa de generación eléctrica con molinos de viento en el Ecuador" Quito, 1995
44. TECNIALT CÍA LTDA "Meteorological study to stablish wind profiles in the Alóag sector" Quito, 1995
45. Thuesen H.G, Fabricky W.J, G.J Thuesen "Ingeniería económica" Quinta edición Ed Prentice Hall España, 1981
46. Universidad San Francisco de Quito "Estudio de impacto ambiental: Proyecto Páramo Grande" Quito, abril 1996
47. Van Horne, James "Financial Management and policy" 2da edición Ed. Prentice Hall USA, 1971
48. Westinghouse Electric Corporation "Electrical transmission & distribution System" USA 1964

ANEXOS

ANEXO No. 1

PROGRAMAS UTILIZADOS

Programa para análisis de viento.

Programa para análisis técnico.

Programa para análisis económico.

1. PROGRAMAS UTILIZADOS

1.1 Programa para análisis de viento.

El programa utilizado para el análisis de viento ha sido el *Microsite*, el mismo que funciona con dos equipos adicionales, *BaseStation* y *CELLogger*. El *Microsite* es un programa que permite procesar los datos de viento y demás, obtenidos de una estación base (*BaseStation*), que a su vez le son enviados por un equipo de monitoreo *CELLogger* de los diferentes sites definidos y canales utilizados. Los datos que se obtiene de la *BaseStation* necesitan ser organizados en una base de datos del *Microsite* para el análisis y reporte de resultados.

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE MONITOREO 9300CL *CELLogger*

El 9300 CL *CELLogger* es un sistema de adquisición de datos, que colecta, almacena y transmite datos meteorológicos por medio de comunicación celular a un computador base que sirve de estación remota. El *CELLogger* tiene integrado un *modem* de comunicación y un teléfono celular mediante el cual automáticamente se realizan llamadas a la estación en intervalos definidos por el usuario, lo cual resulta un sistema atractivo para monitoreo en sitios alejados de la ciudad. La *BaseStation* puede ubicarse en una oficina de la ciudad.

El *CELLogger* tiene 12 canales de entrada, incluyendo 6 canales contadores de frecuencia para mediciones de velocidad de viento y 6 canales analógicos para mediciones de dirección de viento, temperatura, radiación solar, presión y otras variables meteorológicas.

Tiene tarjeta no volátil con capacidad de almacenamiento de datos para un año. Se pueden definir el intervalo de llamadas automáticas a la estación base en 1 hora, 4 horas, 1 día, 4 días, 1 y 2 semanas.

La frecuencia de muestreo es de 1Hz, es decir que sensa cada segundo todas las variables definidas. Registra promedios y desviaciones estándar de velocidad de viento en base a los muestreos anteriores. El intervalo de promedio es definido por el usuario en: 1,2,5,10,15 ó 60 minutos, siendo usado típicamente el promedio horario. Posee alta resolución y precisión en el muestreo de datos tanto digitales como analógicos.

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LA *Base Station*

Es un software de comunicación y almacenamiento de datos que utiliza un modem como interface para la comunicación con el *CELLogger* descrito anteriormente, las principales características son:

- Descarga automática de datos del *CELLogger* mediante llamada celular de este último.
- Envía información al *CELLogger* incluyendo intervalos de llamadas de actualización y en los promedios de registro.
- Modifica la información del sitio para convertir los datos *en bruto* a archivos en formato ASCII delimitados por coma, que pueden ser reconocidos por los softwares convencionales. Además se pueden definir las escalas y unidades de los datos registrados.

Requerimientos de la *BaseStation*

- Computador personal compatible.
- Microprocesador 80286 ó mayor.
- Modem con velocidad de 1200 bits por segundo o mayor

CARACTERÍSTICAS Y REQUERIMIENTOS Y DEL *MICROSITE NRG*

El *Microsite* produce reportes gráficos y tablas estandarizados para la visualización e impresión. Además permite exportar archivos con extensiones definidas por el usuario para utilizarlos en otros programas.

Los datos a ingresarse al *microsite* dependerá de las variables registradas por el *CELLogger*., pudiendo ser básicamente direcciones de viento y velocidades a varias alturas. Adicionalmente, dependiendo de los sensores instalados, se puede registrar temperatura, presión atmosférica, radiación solar, etc. Los resultados del análisis de datos se pueden presentar en distintos reportes, los cuales se dividen en reportes esenciales y los de uso especial:

Reportes de uso especial

- Tabla de distribución de frecuencias
- Gráfico de distribución de frecuencias
- Razón de velocidad del viento en 2 anemómetros
- Comparación de velocidades de viento horarias

Reportes esenciales

- Resumen de reportes
- Tabla de velocidad media del viento
- Gráfico de la velocidad promedio horaria del viento
- Gráfico de la velocidad diaria del viento
- Gráfico de la rosa de los vientos

- Distribución combinada de frecuencias de velocidad de viento y dirección
- Tabla de distribución combinada de intensidad de turbulencia.
- Tabla de coeficientes de rugosidad promedios
- Tabla de distribución combinada de coeficientes de rugosidad y dirección
- Tabla de dirección del viento y desviación estándar.
- Tabla de intensidad de turbulencia promedio
- Otras opciones ajenas al proyecto son:
 - Tabla de radiación solar
 - Gráfico de radiación solar
 - Gráficos de temperatura y voltajes de fuente interna.
- Tabla de dirección del viento
- Tabla de temperaturas promedio
- Gráfico de temperaturas promedio
- Producción de energía anual considerando la curva de producción de la turbina específica

REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DEL *Microsite NRG*

Para instalar el *microsite*, el computador a utilizarse debe cumplir los siguientes requisitos mínimos:

- Microsoft Windows 3.1
- Microprocesador 80386 SX, es recomendable 80486 o Pentium
- 15 MB de espacio libre en el disco duro
- 4 MB en memoria RAM. Es recomendable 8 MB
- Monitor VGA monocromático. Es recomendable VGA COLOR
- Drive para discos flexibles de 1.44 pulgadas

1.2 Programa para análisis técnico.

Para el análisis de los flujos de potencia en el sistema de *interconexión Centrales eólicas-S/E Machachi 23 kV*, se ha utilizado el programa Pflow de propiedad de la Empresa Eléctrica Quito. El programa Pflow utiliza el método desacoplado rápido de Newton-Raphson y requiere datos de impedancias el sistema por unidad.

Datos

Los principales datos requeridos son:

- Potencias activa y reactiva (máxima y mínima) de cada generador [MW, MVAR]
- Voltaje en las barras de generación [pu]
- Impedancias en por unidad de las líneas de transmisión [pu]
- Capacidad de conducción de las líneas de transmisión [A]
- Impedancias de los transformadores [pu]
- Capacidad de los transformadores [MVA]
- Potencias activa y reactiva de carga en las barras correspondientes [MW, MVAR]

Resultados

Los principales parámetros que reporta el programa son:

- Potencias activa y reactiva de cada generador
- Flujos de potencia en las líneas de transmisión
- Flujos de potencia en cada transformador incluyendo las pérdidas reactivas
- Voltaje presente en las barras definidas.

Opcionalmente se puede obtener visualmente reportes de contingencias en el sistema:

- Voltajes fuera del rango contractual de $\pm 5\%$
- Sobrecargas en las líneas
- Sobrecarga en los transformadores

Requerimientos mínimos del Pflow

Para instalar el Pflow, el computador a utilizarse debe cumplir los siguientes requisitos mínimos:

- Sistema operativo DOS 3.0
- Microprocesador 80286
- 1 MB de espacio libre en el disco duro
- 2 MB de memoria RAM
- Monitor VGA monocromático, es recomendable VGA COLOR
- Drive para discos flexibles de 3 1/2 ó 5 1/4 pulgadas

1.3 Programa para análisis económico.

El análisis económico de los proyectos se ha realizado en el *software Microsoft Excel*. El programa utiliza las funciones económicas internas del *Excel* y ha sido desarrollado en base a los requerimientos específicos de este estudio. Las consideraciones económicas del programa son las siguientes:

- Valores en dólares norteamericanos
- Monto del crédito igual al presupuesto de inversión inicial
- El presupuesto es invertido totalmente al inicio del proyecto
- Los costos de operación y mantenimiento (O&M) se corrigen cada año con la tasa de inflación especificada.
- Los costos de seguro se calculan como un porcentaje del activo fijo remanente (capítulo 8).
- Tasa de descuento = 12 %
- Vida útil de la central: 20 años
- Período de concesión del crédito: 10 años

Los datos a ingresarse y los resultados que reporta el programa son los siguientes.

Datos

- Presupuesto de inversión
- Producción anual de energía
- Tasa de interés del crédito solicitado
- Costo anual de O&M del primer año.
- Tasa de inflación, aplicada al costo de O&M
- Costo anual del seguro en porcentaje, aplicado al activo fijo remanente.
- Precio de venta del kWh

Reportes

- Flujo de caja detallado del proyecto
- Valor presente de los ingresos
- Valor presente de los egresos
- Valor presente neto
- Relación beneficio-costos (B-C)
- Tasa interna de retorno (TIR)

ANEXO No. 2

DATOS DE MEDICIONES EXISTENTES.- INAMHI

Cuadro A2.1 Estación Meteorológica Izobamba

Cuadro A2.2 Estación Meteorológica Cotopaxi-Minitrak

Cuadro No A2.1. Datos de viento. Estación Meteorológica Izobamba

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC	AVG	Desv Est
1979	2.1	2.2	1.8	2.0	2.0	2.8	3.3	3.0	2.4	2.3	2.0	2.3	2.4	0.5
1980	2.1	1.8	2.5	2.2	2.2	3.2	3.3	3.3	3.2	2.1	2.0	1.8	2.5	0.6
1981	1.9	1.8	1.8	1.8	2.0	2.4	3.1	3.0	3.5	1.9	1.7	1.9	2.2	0.6
1982	1.6	1.9	1.8	1.9	1.9	2.8	3.2	4.2	2.8	1.8	1.9	1.8	2.3	0.8
1983	1.9	1.8	1.8	1.6	1.8	2.5	2.9	3.2	2.6	2.1	2.2	1.9	2.2	0.5
1984	1.9	2.0	1.9	2.1	2.2	2.6	2.8	3.2	2.4	2.0	1.7	2.1	2.2	0.4
1985	1.8	2.3	2.1	2.1	2.4	2.6	3.3	3.0	2.6	2.3	2.3	1.7	2.4	0.5
1986	1.8	1.7	1.8	1.8	2.0	3.0	4.1	3.1	3.1	1.9	2.1	2.0	2.4	0.8
1987	2.2	2.6	2.0	2.2	2.2	3.1	2.5	3.1	2.5	1.7	2.0	2.4	2.4	0.4
1988	1.9	1.9	2.2	1.7	1.9	2.6	3.0	2.6	2.6	1.8	1.7	1.8	2.1	0.5
1989	1.7	1.8	1.7	2.0	2.4	2.1	3.1	3.1	3.3	2.2	2.0	2.0	2.3	0.6
1990	2.1	2.3	2.6	2.1	2.3	2.8	4.0	4.0	3.4	2.3	2.1	2.2	2.7	0.7
1991	2.1	2.3	1.7	2.1	1.9	2.5	3.0	4.0	2.5	2.9	1.9	1.9	2.4	0.7
1992	2.4	2.1	2.1	2.1	2.0	3.0	3.7	3.4	2.6	2.6	2.1	2.0	2.5	0.6
1993	2	1.9	2.1	1.9	2.0	3.3	3.1	3.6	2.6	2.4	1.8	1.8	2.4	0.6
AVG	2.0	2.0	2.0	2.0	2.1	2.8	3.2	3.3	2.8	2.2	2.0	2.0	2.4	
Desv Est	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2		0.6

Datos en m/s

Cuadro No A2.2. Datos de viento. Estación Meteorológica Cotopaxi-Minitrak

DATE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC	AVG	Desv. Est
1989	6.2	7.0	6.9	5.7	6.0	5.6	7.9	8.0	6.9	5.4	7.7	7.1	6.7	0.9
1990	6.6	6.0	6.5	5.2	6.3	7.5	7.5	8.2	7.9	6.5	7.1	8.6	7.0	1.0
1991	8.8	7.5	7.0	6.6	6.0	7.1	8.3	9.3	8.4	--	5.9	6.7	7.4	1.1
1992	7.0	6.5	6.4	4.6	5.0	6.2	8.3	8.9	6.2	6.1	5.0	6.2	6.4	1.3
1993	4.4	3.7	3.6	2.2	4.2	8.3	7.7	7.8	5.2	--	--	--	5.2	2.2
AVG	6.6	6.1	6.1	4.9	5.5	7.0	7.9	8.4	6.9	6.0	6.4	7.1	6.5	
DESV EST.	1.6	1.5	1.4	1.7	0.9	1.1	0.3	0.6	1.3	0.6	1.2	1.1		1.4

Datos en m/s

ANEXO No. 3

DATOS DE MEDICIONES REALIZADAS. VELOCIDAD DEL VIENTO

Páramo Grande.

- Site 1 (Medición a 26 y 40 metros)
- Site 2 (Medición a 26 metros)
- Site 3 (Medición a 26 metros)
- Site 4 (Medición a 26 metros)

Estación Meteorológica Izobamba.

- Site 5 (Medición 10 m)

Estación Meteorológica Cotopaxi-Minitrak.

- Site 7 (Medición a 26 m)

ANEXO No. 3. MEDICIONES REALIZADAS

CUADRO No. A 3.1 VELOCIDAD DE VIENTO PROMEDIO DIARIA (m/s)

DATE	SITE 1 h=26 m	SITE 2 h=26 m	SITE 2 h=40 m	SITE 3 h=26 m	SITE 4 h=26 m	SITE 7 h=26 m
01-Feb-96	1.55	1.38	1.44	2.17	1.72	3.78
02-Feb-96	2.04	1.62	1.84	1.93	1.86	3.86
03-Feb-96	2.66	2.47	2.73	2.54	2.51	4.19
04-Feb-96	2.72	2.90	3.31	2.57	2.71	4.28
05-Feb-96	4.39	5.10	5.57	4.78	4.87	5.27
06-Feb-96	3.35	3.82	4.15	3.71	3.96	4.75
07-Feb-96	2.44	2.34	2.32	2.36	2.52	4.13
08-Feb-96	2.09	2.09	2.11	1.88	2.04	3.94
09-Feb-96	1.88	1.91	2.00	1.78	1.58	3.82
10-Feb-96	2.88	1.80	1.89	3.10	1.86	4.12
11-Feb-96	5.22	3.82	4.46	6.28	4.75	5.38
12-Feb-96	5.68	5.00	5.91	6.77	5.78	5.77
13-Feb-96	4.35	4.05	4.68	5.03	4.22	5.09
14-Feb-96	2.13	2.27	2.28	2.47	2.09	4.04
15-Feb-96	3.72	3.40	3.80	4.19	3.40	4.74
16-Feb-96	2.72	3.83	4.39	3.22	3.43	4.56
17-Feb-96	2.12	2.40	2.35	2.05	1.88	3.98
18-Feb-96	2.40	2.10	2.21	2.13	1.86	3.99
19-Feb-96	3.09	3.25	3.60	2.96	2.99	4.45
20-Feb-96	3.05	2.92	3.14	2.98	2.57	4.35
21-Feb-96	3.28	3.66	3.80	3.38	3.32	4.61
22-Feb-96	2.98	3.24	3.50	3.39	3.18	4.51
23-Feb-96	3.24	3.58	3.80	3.51	3.35	4.61
24-Feb-96	2.03	1.95	2.02	2.14	1.96	3.94
25-Feb-96	5.75	5.30	6.28	5.69	5.25	5.62
26-Feb-96	5.36	4.59	5.19	6.25	4.87	5.51
27-Feb-96	2.78	2.54	2.88	4.01	3.00	4.45
28-Feb-96	2.24	2.41	2.55	2.24	2.11	4.05
29-Feb-96	2.62	2.85	3.11	2.33	2.41	4.19
01-Mar-96	1.68	2.19	2.20	1.74	1.53	3.82
02-Mar-96	1.88	1.82	1.96	1.84	1.81	3.85
03-Mar-96	2.66	2.34	2.53	2.81	2.15	4.16
04-Mar-96	2.61	2.60	2.92	2.85	2.70	4.26
05-Mar-96	2.52	2.51	2.79	2.30	2.22	4.11
06-Mar-96	2.76	3.42	3.75	3.32	3.39	4.52
07-Mar-96	2.66	2.90	3.19	2.71	2.38	4.25
08-Mar-96	2.27	2.65	2.85	1.95	1.78	4.01
09-Mar-96	3.08	3.28	3.54	3.34	3.13	4.51
10-Mar-96	3.46	4.19	4.57	3.75	3.88	4.81

DATE	SITE 1 h=26 m	SITE 2 h=26 m	SITE 2 h=40 m	SITE 3 h=26 m	SITE 4 h=26 m	SITE 7 h=26 m
11-Mar-96	3.40	3.98	4.47	3.02	2.94	4.57
12-Mar-96	3.07	3.82	4.24	3.47	3.35	4.62
13-Mar-96	3.49	3.83	4.30	4.02	3.41	4.74
14-Mar-96	2.53	2.71	2.98	2.42	2.34	4.17
15-Mar-96	2.33	1.98	2.15	1.84	1.32	3.86
16-Mar-96	2.54	2.74	2.98	2.36	2.37	4.17
17-Mar-96	3.60	3.14	3.52	3.21	2.95	4.52
18-Mar-96	2.99	3.38	3.51	3.48	3.34	4.55
19-Mar-96	2.63	2.96	3.16	2.63	2.46	4.25
20-Mar-96	3.43	2.95	3.33	2.88	2.52	4.39
21-Mar-96	2.42	2.51	2.70	2.51	2.49	4.16
22-Mar-96	2.32	2.50	2.56	2.10	2.16	4.06
23-Mar-96	2.41	2.00	2.16	2.59	2.14	4.06
24-Mar-96	3.20	3.16	3.40	3.43	2.93	4.50
25-Mar-96	3.00	3.47	3.82	3.11	3.29	4.51
26-Mar-96	3.29	3.06	3.14	2.95	2.59	4.40
27-Mar-96	4.58	4.15	4.78	5.01	4.28	5.14
28-Mar-96	4.47	3.68	4.08	5.17	4.11	5.07
29-Mar-96	2.24	1.84	1.81	1.96	1.30	3.85
30-Mar-96	2.64	2.73	2.98	2.34	2.36	4.18
31-Mar-96	2.54	2.91	3.14	2.46	2.81	4.26
01-Abr-96	3.63	4.04	4.58	3.65	3.89	4.80
02-Abr-96	3.44	3.83	4.44	3.80	3.51	4.72
03-Abr-96	3.03	3.25	3.61	3.22	2.74	3.73
04-Abr-96	4.16	4.21	4.78	4.53	4.11	5.82
05-Abr-96	3.81	3.57	4.24	4.61	3.95	4.71
06-Abr-96	3.68	4.85	5.59	3.61	4.16	5.17
07-Abr-96	3.22	3.78	4.27	3.20	3.32	5.21
08-Abr-96	2.09	2.71	2.75	2.25	2.03	2.77
09-Abr-96	1.78	2.47	2.50	1.54	1.63	2.94
10-Abr-96	2.30	2.15	2.27	2.09	1.65	1.57
11-Abr-96	1.47	1.47	1.43	1.16	0.98	1.41
12-Abr-96	2.50	2.63	2.67	2.42	2.25	3.50
13-Abr-96	2.64	2.97	3.08	2.75	2.74	3.03
14-Abr-96	2.93	3.74	4.07	3.36	3.31	3.75
15-Abr-96	2.49	2.69	2.88	2.53	2.46	3.32
16-Abr-96	3.38	3.19	3.47	3.28	3.07	2.81

DATE	SITE 1 h=26 m	SITE 2 h=26 m	SITE 2 h=40 m	SITE 3 h=26 m	SITE 4 h=26 m	SITE 7 h=26 m
17-Abr-96	1.58	1.55	1.37	1.41	1.04	2.86
18-Abr-96	1.36	1.43	1.43	1.25	0.95	2.55
19-Abr-96	2.91	2.80	3.01	2.67	2.52	2.69
20-Abr-96	2.12	2.25	2.30	2.14	1.94	3.64
21-Abr-96	2.85	3.01	3.19	2.77	2.90	3.66
22-Abr-96	2.53	3.52	3.83	2.82	3.17	4.44
23-Abr-96	2.84	3.09	3.33	2.58	2.41	4.27
24-Abr-96	2.89	3.15	3.42	3.33	3.05	2.90
25-Abr-96	2.45	2.56	2.79	2.04	2.07	3.21
26-Abr-96	4.00	3.75	4.34	3.75	3.38	4.76
27-Abr-96	3.93	5.51	6.53	4.99	5.75	5.88
28-Abr-96	3.95	4.93	5.76	5.90	5.77	5.32
29-Abr-96	2.46	2.77	3.07	3.21	2.74	4.24
30-Abr-96	2.45	2.89	3.22	3.34	2.65	4.73
01-May-96	3.19	3.22	3.85	3.96	3.68	4.68
02-May-96	3.61	5.81	6.81	5.21	5.80	5.31
03-May-96	7.31	6.86	8.21	8.59	7.50	5.92
04-May-96	5.77	6.08	7.12	6.62	6.37	5.60
05-May-96	4.09	5.25	6.26	5.35	5.67	5.45
06-May-96	0.94	1.63	1.82	1.43	1.11	4.93
07-May-96	2.59	2.40	2.69	2.62	2.49	2.99
08-May-96	1.70	1.91	2.02	1.78	1.58	2.93
09-May-96	4.83	4.54	5.44	5.64	4.74	6.20
10-May-96	6.75	7.09	8.47	8.33	7.80	6.51
11-May-96	4.20	5.43	6.54	6.49	6.34	6.37
12-May-96	3.15	3.69	4.10	3.14	3.07	4.68
13-May-96	2.90	3.06	3.48	2.18	2.27	3.42
14-May-96	1.89	1.62	1.78	1.57	1.23	2.46
15-May-96	2.63	2.53	2.83	2.53	2.57	2.67
16-May-96	1.86	2.13	2.28	2.04	2.03	2.59
17-May-96	2.12	1.72	1.90	2.03	1.60	2.93
18-May-96	2.89	2.23	2.59	3.59	2.81	3.86
19-May-96	2.98	3.09	3.48	3.82	3.38	4.01
20-May-96	3.13	2.34	2.47	3.19	2.41	2.95
21-May-96	2.93	2.83	3.26	4.04	3.58	5.89
22-May-96	2.31	2.36	2.46	2.25	1.99	4.54
23-May-96	1.90	2.31	2.46	2.45	2.23	3.67

DATE	SITE 1 h=26 m	SITE 2 h=26 m	SITE 2 h=40 m	SITE 3 h=26 m	SITE 4 h=26 m	SITE 7 h=26 m
24-May-96	3.05	3.44	3.98	3.54	3.42	4.24
25-May-96	2.01	2.95	3.18	2.52	2.25	3.51
26-May-96	3.89	3.40	3.82	4.20	3.77	3.92
27-May-96	3.22	2.92	3.23	3.74	2.81	4.57
28-May-96	2.40	3.04	3.42	2.96	2.98	4.25
29-May-96	1.71	2.07	2.19	1.99	1.78	3.30
30-May-96	2.33	2.31	2.44	2.33	1.98	2.41
31-May-96	2.67	2.07	2.30	2.41	2.00	3.14
01-Jun-96	2.19	2.26	2.45	2.03	1.87	2.64
02-Jun-96	3.19	3.59	3.95	2.82	2.93	4.01
03-Jun-96	4.05	4.10	4.80	4.46	4.88	4.68
04-Jun-96	3.58	4.91	5.75	5.14	5.17	5.23
05-Jun-96	6.80	7.80	9.30	7.66	7.89	7.16
06-Jun-96	9.78	8.69	10.42	10.44	9.57	7.04
07-Jun-96	8.71	8.11	9.57	9.60	9.13	8.11
08-Jun-96	12.45	12.19	14.50	13.88	13.23	9.17
09-Jun-96	10.11	9.73	11.71	11.46	10.28	7.36
10-Jun-96	7.07	6.63	7.98	8.49	7.36	6.66
11-Jun-96	5.06	4.80	5.57	5.50	5.14	5.25
12-Jun-96	5.09	5.56	6.59	6.68	6.41	6.36
13-Jun-96	2.51	3.37	3.68	3.62	3.44	4.88
14-Jun-96	2.80	2.52	2.55	3.46	2.88	3.62
15-Jun-96	2.20	2.05	2.09	2.21	1.68	2.28
16-Jun-96	1.88	2.00	2.00	3.07	2.28	3.38
17-Jun-96	2.88	3.80	4.19	3.34	3.35	5.53
18-Jun-96	2.58	3.48	3.67	2.90	2.85	6.04
19-Jun-96	3.17	3.31	3.39	4.01	3.49	4.78
20-Jun-96	3.49	3.97	4.38	3.63	3.76	4.72
21-Jun-96	4.40	5.07	5.75	5.26	5.17	5.27
22-Jun-96	4.88	5.21	6.14	6.10	5.77	6.02
23-Jun-96	4.61	3.80	4.37	5.30	4.40	4.49
24-Jun-96	3.32	3.95	4.87	4.08	4.60	4.83
25-Jun-96	2.65	3.28	3.58	3.12	3.02	3.83
26-Jun-96	2.69	3.38	3.79	2.94	2.82	3.94
27-Jun-96	1.68	1.96	2.08	1.75	1.64	2.46
28-Jun-96	1.67	1.11	1.02	1.57	0.94	2.58
29-Jun-96	2.93	2.53	2.75	3.09	2.63	2.71

DATE	SITE 1 h=26 m	SITE 2 h=26 m	SITE 2 h=40 m	SITE 3 h=26 m	SITE 4 h=26 m	SITE 7 h=26 m
30-Jun-96	1.31	1.68	1.67	1.65	1.54	3.47
01-Jul-96	2.40	1.82	2.15	3.15	2.49	4.40
02-Jul-96	5.11	4.15	4.79	5.89	4.68	5.32
03-Jul-96	3.68	2.52	2.76	4.13	2.81	4.56
04-Jul-96	4.69	4.12	4.56	5.77	4.88	6.16
05-Jul-96	3.91	3.61	4.03	4.45	3.66	4.48
06-Jul-96	4.71	5.45	6.46	5.86	6.77	6.06
07-Jul-96	2.90	3.46	4.03	2.89	2.96	4.08
08-Jul-96	3.34	2.58	3.12	2.86	2.60	3.13
09-Jul-96	2.44	2.23	2.54	2.18	2.00	3.19
10-Jul-96	3.01	3.53	4.35	3.02	3.19	5.15
11-Jul-96	3.27	3.84	4.56	4.02	3.96	5.36
12-Jul-96	1.87	2.91	3.63	2.58	3.34	6.13
13-Jul-96	4.98	4.70	5.76	5.58	5.36	7.10
14-Jul-96	4.99	4.32	5.15	5.15	4.56	5.87
15-Jul-96	10.21	8.66	10.51	11.10	9.42	7.11
16-Jul-96	11.16	9.79	11.71	12.16	10.83	7.93
17-Jul-96	14.04	11.87	14.51	15.44	13.11	11.09
18-Jul-96	12.62	10.62	12.99	14.11	11.95	9.18
19-Jul-96	5.78	5.23	6.11	6.40	5.85	4.99
20-Jul-96	8.85	8.38	9.83	10.72	9.50	8.16
21-Jul-96	16.06	14.57	17.20	17.63	15.40	11.01
22-Jul-96	17.11	17.16	19.61	19.61	17.69	13.67
23-Jul-96	4.17	5.64	6.26	5.55	5.82	5.45
24-Jul-96	3.01	2.91	3.13	2.81	2.72	3.24
25-Jul-96	3.00	2.46	2.94	2.42	2.35	4.21
26-Jul-96	2.70	2.29	2.72	2.64	2.39	3.56
27-Jul-96	3.13	3.86	4.60	3.28	4.00	4.46
28-Jul-96	4.04	4.88	5.85	4.82	5.49	5.65
29-Jul-96	7.66	7.14	8.37	8.65	7.79	5.79
30-Jul-96	7.71	7.28	8.78	8.32	7.79	7.14
31-Jul-96	11.05	11.42	13.63	12.55	11.89	9.05
01-Ago-96	10.41	10.44	12.43	11.73	10.69	8.77
02-Ago-96	5.38	6.34	7.51	5.88	6.07	7.13
03-Ago-96	4.37	5.19	6.24	5.04	5.52	6.70
04-Ago-96	5.20	5.80	6.73	5.60	5.63	5.40
05-Ago-96	5.77	5.47	6.85	6.83	6.32	7.11

DATE	SITE 1 h=26 m	SITE 2 h=26 m	SITE 2 h=40 m	SITE 3 h=26 m	SITE 4 h=26 m	SITE 7 h=26 m
06-Ago-96	5.62	4.91	6.08	6.40	5.64	5.59
07-Ago-96	8.24	6.82	8.25	8.56	7.60	5.82
08-Ago-96	5.55	4.65	5.63	6.27	5.62	5.79
09-Ago-96	3.96	2.89	3.62	4.47	3.47	3.75
10-Ago-96	7.44	7.09	8.44	8.59	7.60	5.35
11-Ago-96	13.54	13.82	16.05	16.22	15.07	10.53
12-Ago-96	10.13	9.81	11.68	11.20	10.64	7.64
13-Ago-96	7.88	7.66	9.09	8.47	8.03	7.03
14-Ago-96	11.19	10.97	12.73	12.54	11.75	7.89
15-Ago-96	11.67	10.77	12.84	13.31	12.08	7.99
16-Ago-96	13.18	12.82	15.13	15.07	13.59	9.71
17-Ago-96	7.77	8.53	10.02	9.73	9.08	8.34
18-Ago-96	7.95	7.06	8.43	8.54	7.63	5.86
19-Ago-96	4.53	4.68	5.46	4.21	4.53	6.52
20-Ago-96	3.45	4.25	4.85	3.85	4.48	6.01
21-Ago-96	5.09	5.52	6.46	5.14	5.20	4.65
22-Ago-96	4.31	4.49	5.22	4.53	4.09	6.27
23-Ago-96	4.00	3.88	4.40	4.46	3.98	4.93
24-Ago-96	3.03	3.37	3.74	3.68	3.21	4.74
25-Ago-96	2.45	2.78	3.10	2.80	2.54	3.25
26-Ago-96	2.09	2.39	2.58	2.43	2.12	3.31
27-Ago-96	4.03	3.76	4.33	4.39	3.54	3.79
28-Ago-96	4.24	5.09	5.92	4.79	4.89	5.22
29-Ago-96	3.33	3.63	4.33	4.30	3.87	4.65
30-Ago-96	3.83	3.84	4.55	4.27	3.64	4.87
31-Ago-96	3.26	3.10	3.65	3.93	3.16	4.17
01-Sep-96	5.60	5.14	6.23	6.97	5.96	5.31
02-Sep-96	3.37	3.95	4.81	4.12	3.93	4.26
03-Sep-96	3.60	3.68	4.64	4.21	4.34	4.84
04-Sep-96	3.87	3.55	4.42	4.19	4.04	4.14
05-Sep-96	4.06	3.35	4.18	4.99	4.27	4.52
06-Sep-96	6.84	5.85	6.98	7.56	6.64	5.22
07-Sep-96	4.70	4.48	5.32	5.08	4.50	5.19
08-Sep-96	3.19	3.15	3.81	3.34	3.23	4.01
09-Sep-96	4.55	4.40	5.29	4.66	4.64	5.16
10-Sep-96	6.60	7.30	8.72	8.59	8.58	7.22
11-Sep-96	9.99	9.35	11.22	11.11	10.16	7.96

DATE	SITE 1 h=26 m	SITE 2 h=26 m	SITE 2 h=40 m	SITE 3 h=26 m	SITE 4 h=26 m	SITE 7 h=26 m
12-Sep-96	8.07	7.99	9.61	9.70	8.82	8.05
13-Sep-96	11.89	11.56	13.36	13.45	12.62	9.36
14-Sep-96	11.55	11.21	12.89	12.88	12.12	8.82
15-Sep-96	13.50	13.04	15.21	15.31	13.75	9.58
16-Sep-96	10.72	9.65	11.86	12.54	10.89	8.27
17-Sep-96	11.37	10.33	12.44	13.00	11.63	8.22
18-Sep-96	5.58	5.93	7.15	6.82	6.62	6.67
19-Sep-96	4.72	4.91	6.14	5.33	5.21	6.35
20-Sep-96	5.51	6.14	7.50	6.57	6.65	6.93
21-Sep-96	9.72	8.38	10.21	11.09	9.76	6.95
22-Sep-96	6.17	6.48	7.83	8.02	7.54	5.97
23-Sep-96	3.70	3.66	4.33	3.31	3.75	6.16
24-Sep-96	2.81	7.54	9.04	8.89	8.26	7.27
25-Sep-96	2.51	3.25	4.03	3.49	3.08	5.04
26-Sep-96	3.27	4.95	6.12	4.92	5.53	5.85
27-Sep-96	4.42	4.46	5.50	4.95	4.98	5.25
28-Sep-96	2.34	2.76	3.41	2.64	2.58	4.48
29-Sep-96	4.05	3.94	4.98	4.26	4.10	4.83
30-Sep-96	4.32	4.82	5.90	5.58	5.59	6.43

SITE5. Estación Meteorológica Izobamba

DATE	Veloc (m/s) h=10 m	DATE	Veloc (m/s) h=10 m	DATE	Veloc (m/s) h=10 m
01-Mar-96	0.46	11-Mar-96	1.18	21-Mar-96	1.35
02-Mar-96	0.82	12-Mar-96	1.02	22-Mar-96	1.03
03-Mar-96	1.27	13-Mar-96	1.26	23-Mar-96	1.95
04-Mar-96	1.08	14-Mar-96	1.26	24-Mar-96	1.64
05-Mar-96	0.87	15-Mar-96	0.90	25-Mar-96	2.11
06-Mar-96	1.08	16-Mar-96	0.85	26-Mar-96	0.88
07-Mar-96	1.12	17-Mar-96	1.32	27-Mar-96	1.75
08-Mar-96	0.62	18-Mar-96	1.44	28-Mar-96	1.40
09-Mar-96	1.11	19-Mar-96	1.07	29-Mar-96	1.13
10-Mar-96	0.91	20-Mar-96	1.11	30-Mar-96	1.00
				31-Mar-96	2.12

ANEXO No. 4

ENERGIA COLOCABLE. SISTEMA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO

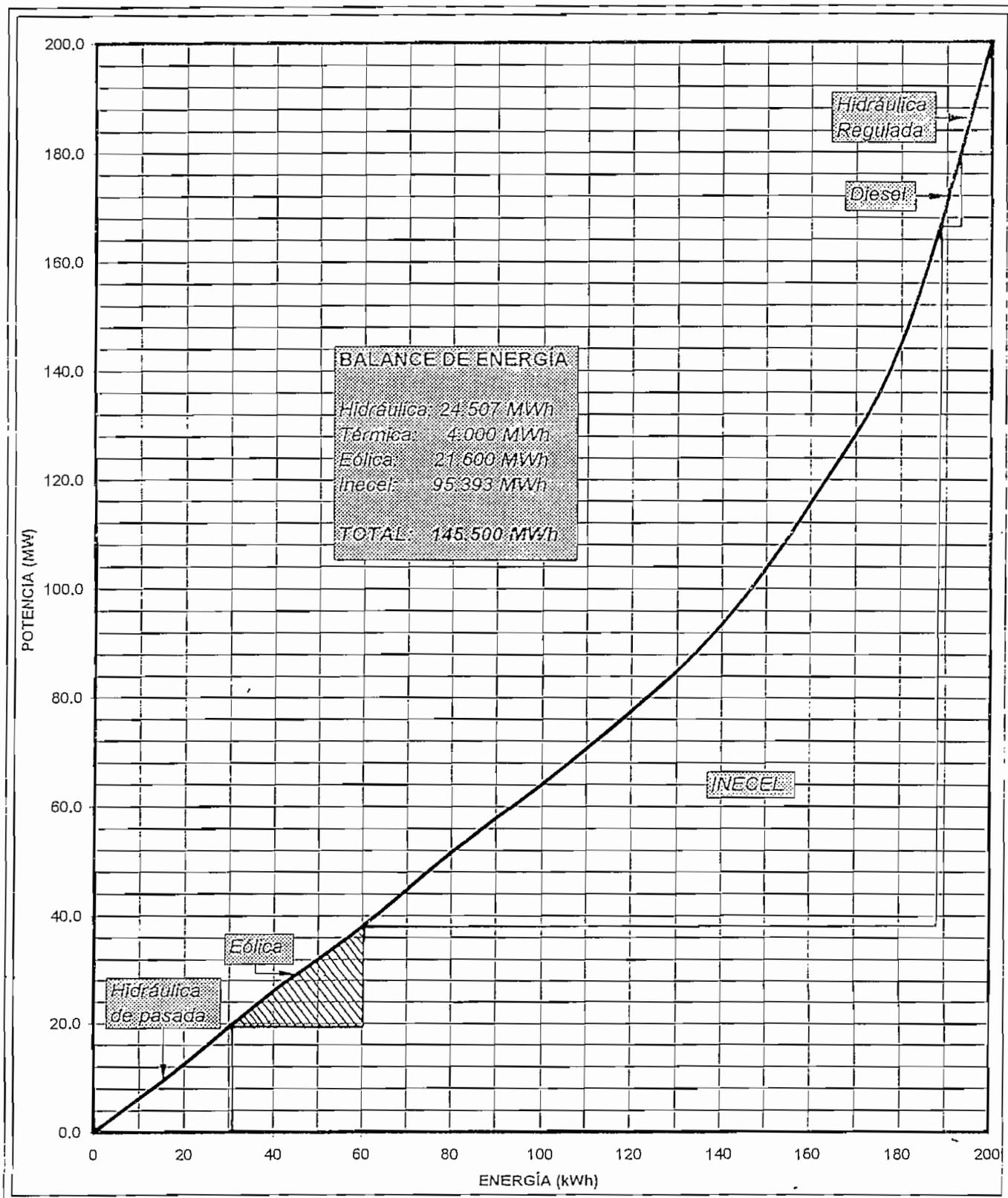
Gráfico A4.1. Simulación 1

Gráfico A4.2. Simulación 2

Gráfico A4.3. Simulación 3

Simulación 1. Alternativa A
Gráfico A 4.1

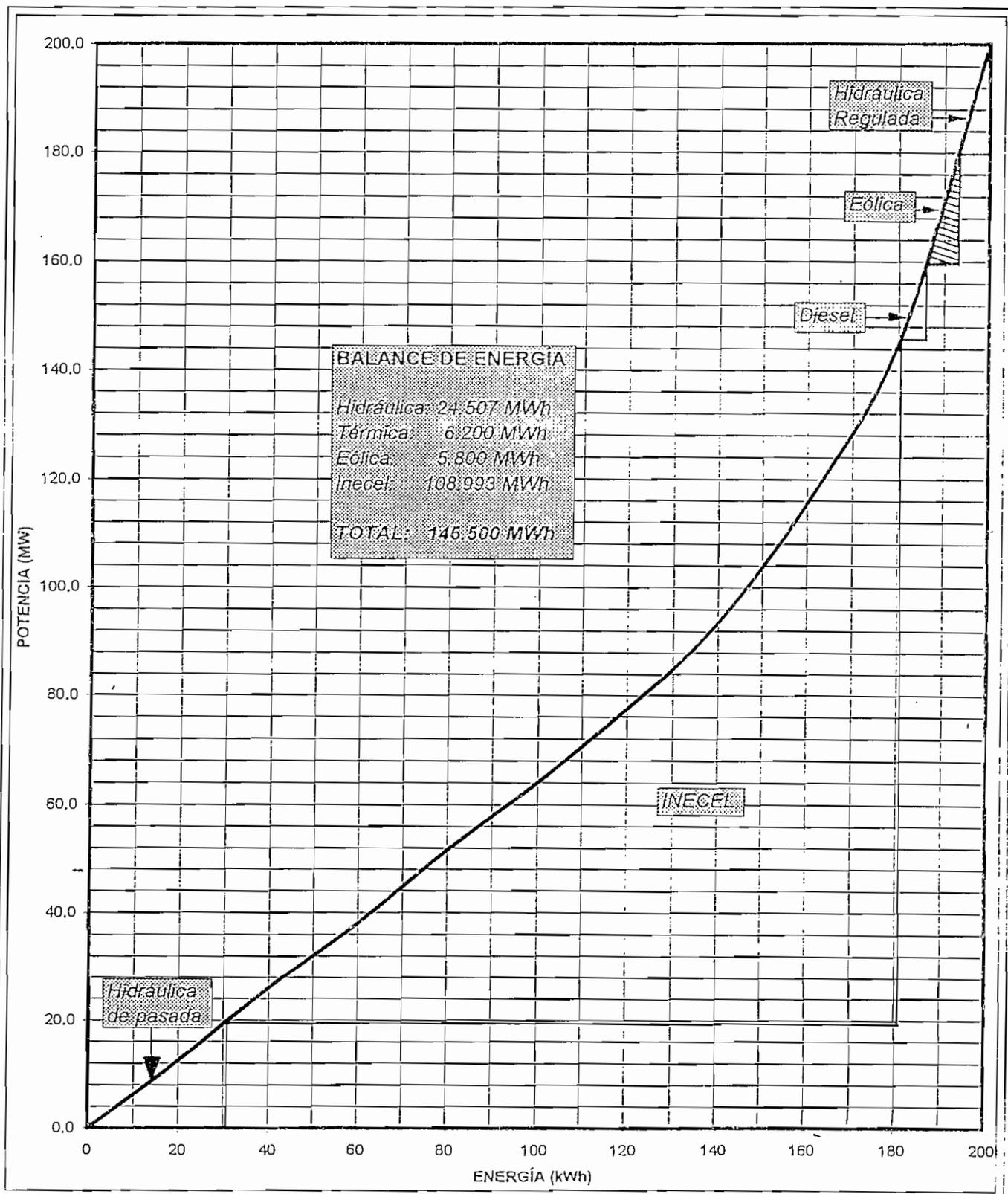
CURVA PARABÓLICA DE CONSUMO. EEQ
Junio 1995



Fuente: Tecnialt Cía Ltda. Estudio de prefactibilidad para la instalación y operación de una empresa de generación eléctrica con molinos de viento en el Ecuador [43]

Simulación 2. Alternativa B
Gráfico A 4.2

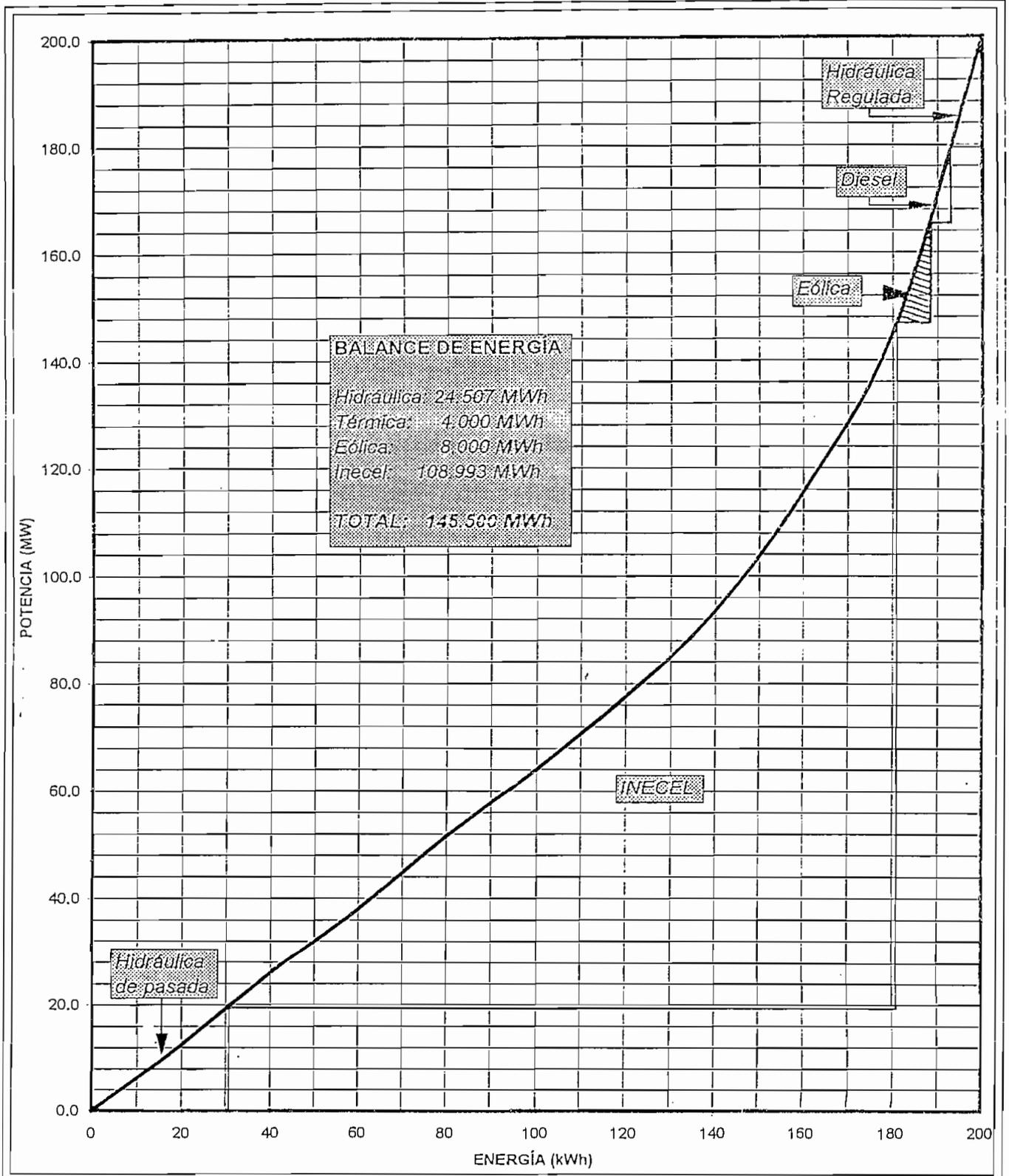
CURVA PARABÓLICA DE CONSUMO. EEQ
Junio 1995



Tecnialt Estudio de prefactibilidad para la instalación y operación de una empresa de generación eléctrica con molinos de viento en el Ecuador [43]

Simulación 3. Alternativa C
Gráfico A 4.3

CURVA PARABÓLICA DE CONSUMO. EEQ
Junio 1995



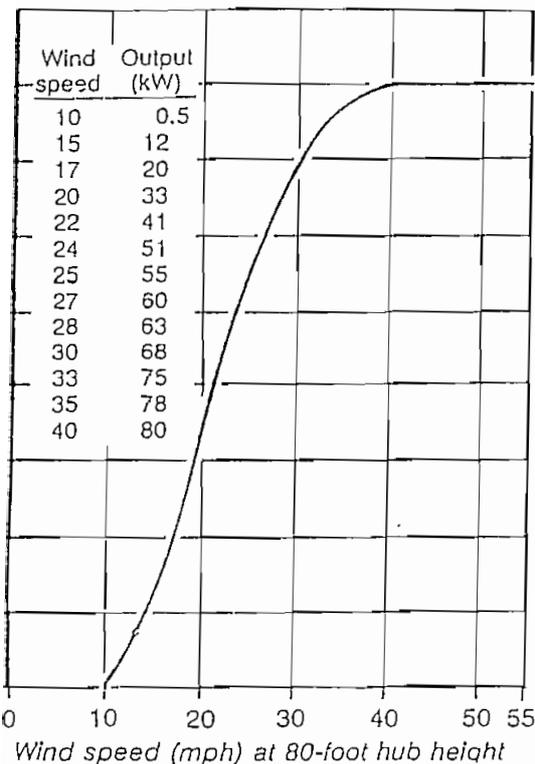
Fuente: Tecnialt Cía Ltda. Estudio de prefactibilidad para la instalación y operación de una empresa de generación eléctrica con molinos de viento en el Ecuador [43]

ANEXO No. 5

DESCRIPCIÓN DE LAS TURBINAS ANALIZADAS

- ESI54-S
- BOUMA WINDENERGIEBV
16m 75kW
- BEREWOUDE ENERGIEBV
WINDVANG 125-40 kW

The New Generation . . . A Systems Approach to Wind Technology.



Atmospheric Test Results

- Actual power curve
- All test data are site specific — results at other sites may vary.
- Data recorded at 400 feet above sea level.
- Tower height — 80'

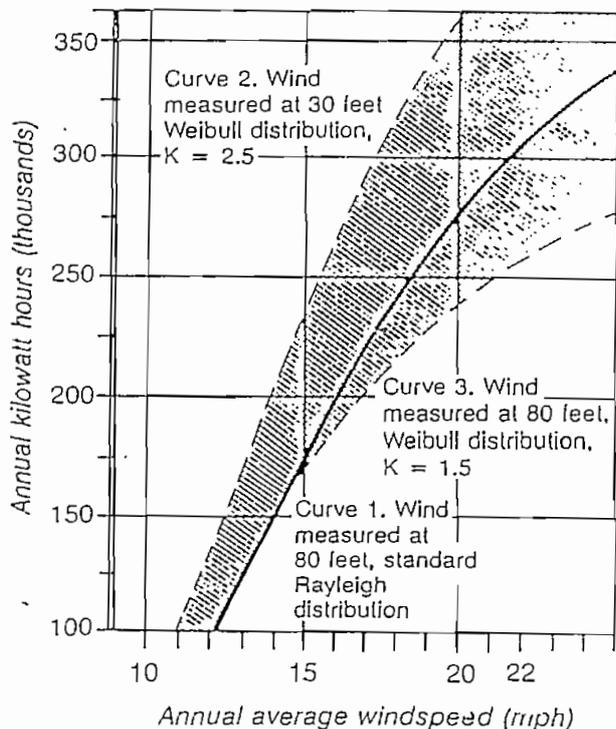
NOTE: The ESI-54-S is optimized for performance in higher annual average wind speeds (i.e., 16 mph or greater). The ESI-54, which operates at 77 rpm, is designed for optimal performance in lower annual average wind speed conditions. For details, contact ESI, Inc., Boulder, CO.

ESI-54-S

Predicted Energy Production (Annual Kilowatt Hour Output)

- Predicted Annual Energy assumes 100% availability
- Curve 1. (Solid Center Line) is computer generated using actual test data and standard Rayleigh Distribution. Shaded area represents possible variance due to actual site conditions.
- All corrections based on $\frac{1}{2}$ power law.

Wind speed (mph)	kWh (thousands)		
	curve 1	curve 2	curve 3
12	94	130	111
14	142	193	151
16	191	256	187
18	237	313	216
20	276	359	239
22	305	389	254





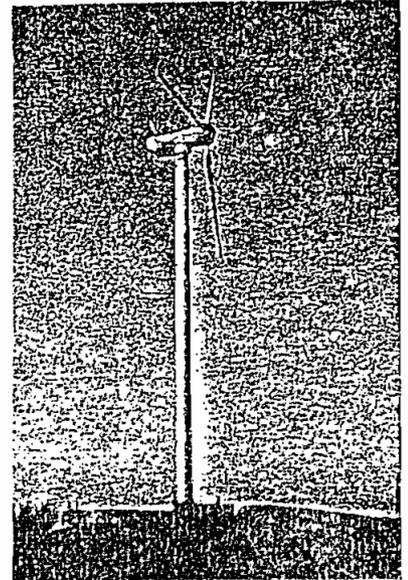
BOUMA WINDENERGIE BV

Bouma Windenergie
 Levensstraat 11
 704 RN Heerhugowaard
 Phone: +31/2207 17905 Telex: 57768

Type	: 16 m - 75 kW
Rotor Diameter	: 16 m
Number of blades	: 3
Blade Construction	: GRP
Tower Construction	: steel
Hub Height	: 24 m
Power Control	: blade stall
Overspeed Control	: pitch adjustment
Yawing Mechanism	: electric motor
Generator	: 3 phase 380 V
Rated Output	: 75 kW
Rated Wind Speed	: 14 m/s
Cut-in Wind Speed	: 4 m/s
Price	: Dfl. 140,000

About the manufacturer: Presently Bouma employs 30 people, working exclusively in the manufacture of wind turbines, and expands rapidly to fulfill export orders. In 1984 20 turbines have been delivered to Californian wind farms. The 20 m turbines show good availability in conditions of up to 20 mph average wind speed. For 1985 delivery of at least another 100 units is scheduled.

Other turbines: Bouma 11m - 22 kW; Bouma 20 m - 200 kW.



berewoud energie bv

Energy systems

Berewoud Energie
 P.O. Box 223
 3900 AE Veenendaal
 Phone: +31/8385 14151 Telex: 79404

Type	: Windvang 125 - 40
Rotor Diameter	: 12.5
Number of blades	: 3
Blade Construction	: GRP
Tower Construction	: compliant; tubular
Hub Height	: 18 m
Power Control	: electronically steered hydraulic pitch adjustment
Overspeed Control	: as power control; feathering in case of system failure
Yawing Mechanism	: electric motor
Generator	: induction machine; from 220 - 575 V, 50 or 60 Hz
Rated Output	: 40 kW
Rated Wind Speed	: 12 m/s
Cut-in Wind Speed	: 4 m/s
Price	: Dfl. 98,000

Special features: Corrosion resistance is given special attention. Stainless steel and hot dip galvanized components are used extensively. Electronics monitor turbine behaviour on many points such as rotor and tower unbalance. Custom made planetary gearbox improves efficiency in partial load conditions. Rotor blades of Stork design.

Other turbines: 5 m/4 kW, 6.5 m/7.5 kW, 8 m/15 kW; development of 20 m/125 kW in final stage.

About the manufacturer: Berewoud Energy is a joint venture of Machinefabriek Hendriks (construction) and Nettenbouw, a subsidiary of Internatio-Müller (electrical and electronic systems).

ANEXO No. 6

LOCALIZACIÓN DE TORRES

Mápa A6.1. Distribución espacial *isovientos* la extensión de la central Páramo Grande. Hcda Aychapicho. h=40 m

Mápa A6.2. Localización de aerogeneradores y configuración esquemática de la red eléctrica

ANEXO No. 7

RESULTADOS DEL MICROSITE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

1. Producción anual de energía. Selección de turbinas.
Páramo Grande. Site2: 40 m
Cotopaxi. Site 7. 26 m

2. Producción mensual de energía. Turbina ESI-54-S.
Páramo Grande. Site 2: $h = 40$ m

3. Producción anual de energía. Turbina ESI-54-S.
 - a) Páramo Grande. Site 1-4: $h = 26$ y 40 m
 - b) Cotopaxi. Site 7: $h = 26$ m

**PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA.
SELECCIÓN DE TURBINAS**

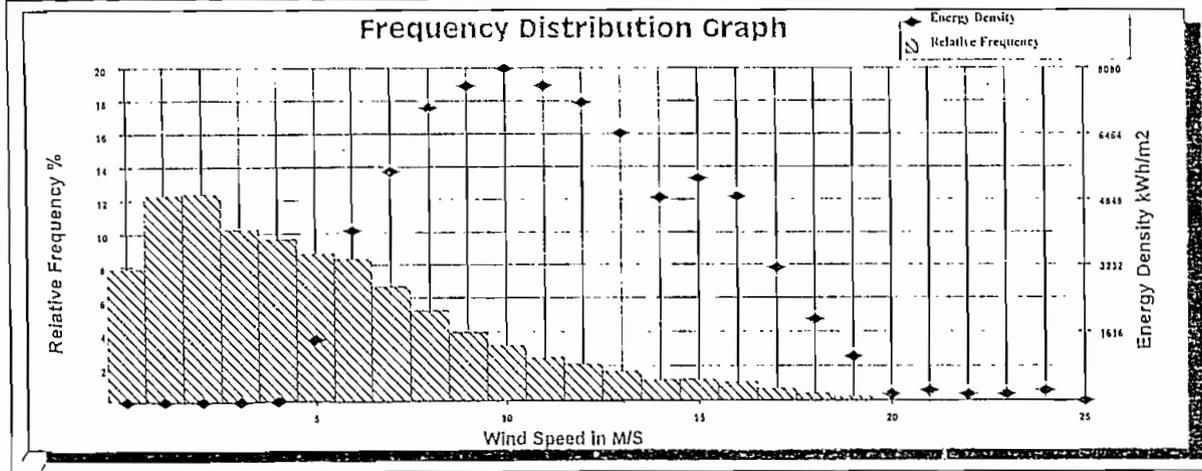
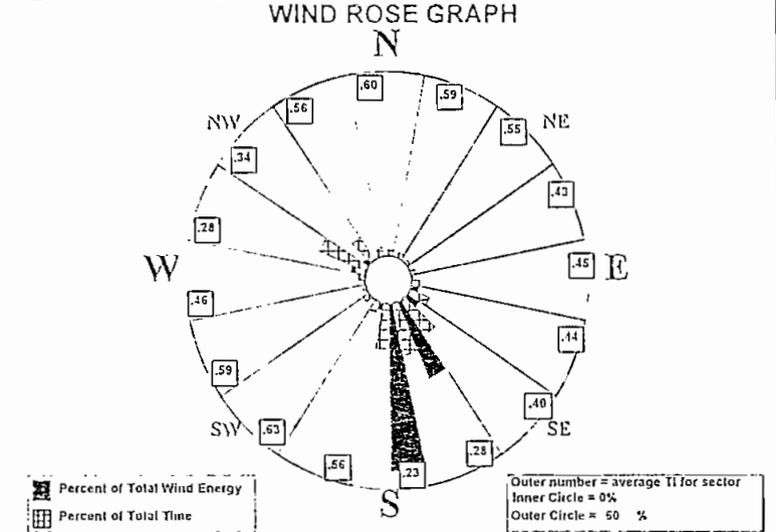
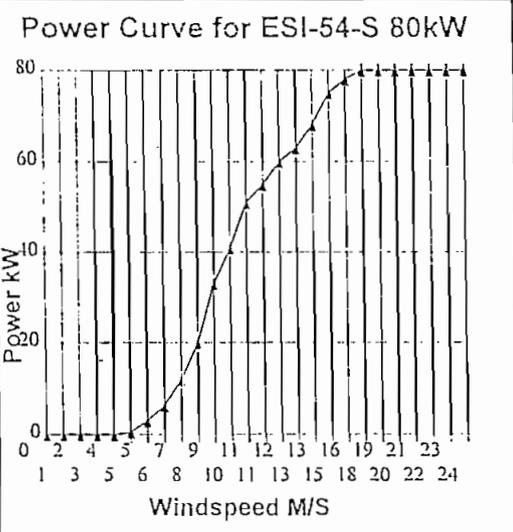
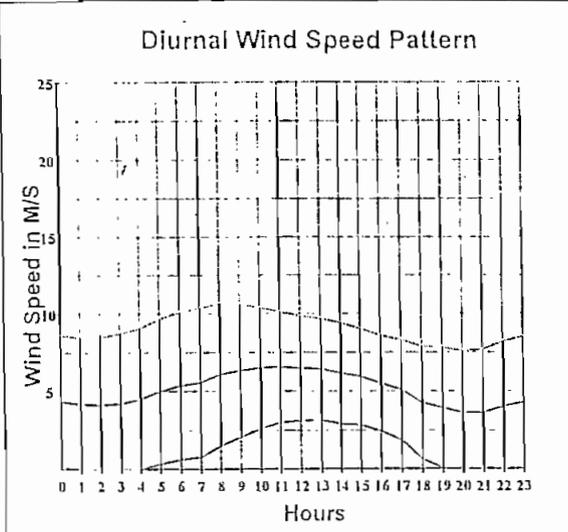
Páramo Grande. Site2: 40 m

Cotopaxi. Site 7: 26 m

Site Information
 Project: PARAMO GRANDE
 Location: ALOAG
 Site Elevation: 3300M
 Averaging Time: 60 min

Sensor 1 Information
 Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 40M

Sensor 2 Information
 Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 40M



Statistics

Estimated Energy Output	77649 KWH
Calculated Air Density	0.872 kg/m3
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	5.1 M/S
Average Turbulence Intensity	0.46
Mean Energy Wind Direction	S
Mean Wind Direction	SSE
Capacity Factor	0.17
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	ESI INC
Turbine Model	ESI-54-S 80kW
Turbine Rating	80.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	116633 KWH/Year

Site Information

Project: PARAMO GRANDE - COTOPAXI
Location: Páramo Grande
Site Elevation: 3330M
Averaging Time: 60 min

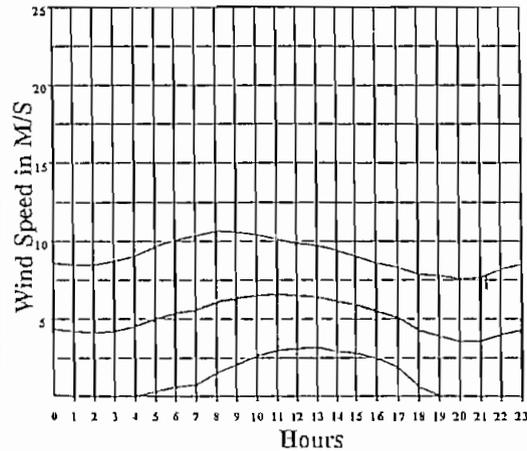
Sensor 1 Information

Channel: 1
Type: Anemometer
Scale: 0.763693330
Offset: 0.0000
Description: Anemometer
Height: 40M

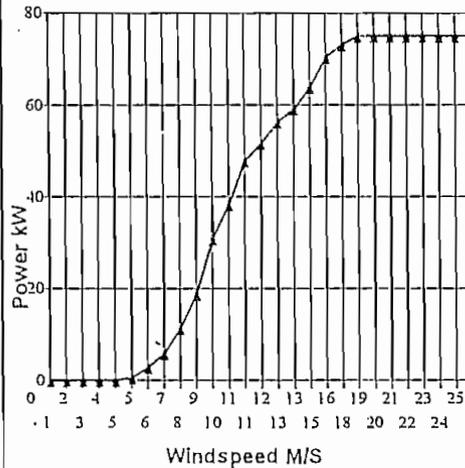
Sensor 2 Information

Channel: 7
Type: Direction Vane
Scale: 1.000000000
Offset: 0.0000
Description: Direction Vane
Height: 40M

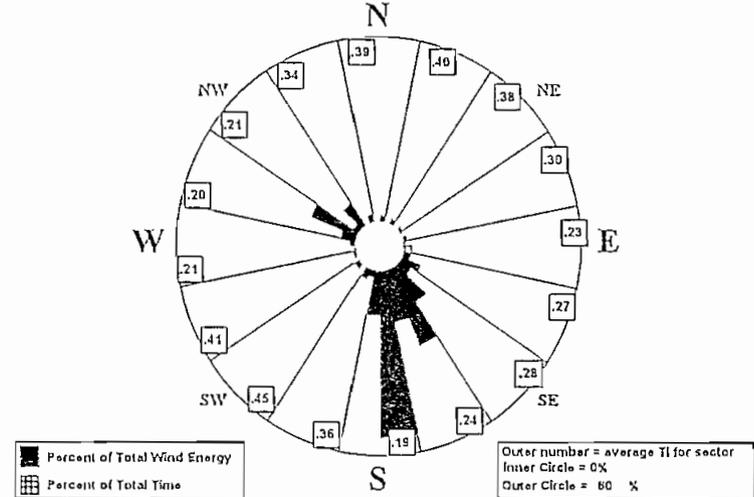
Diurnal Wind Speed Pattern



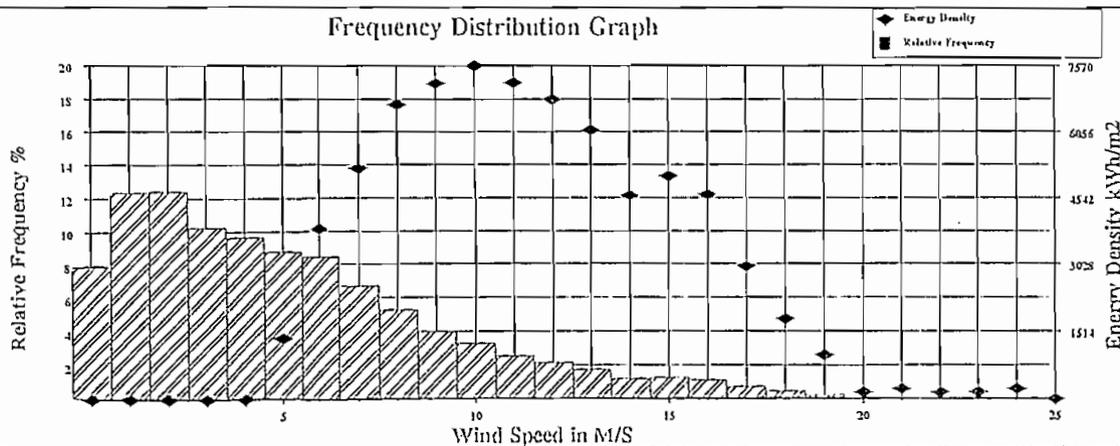
Power Curve for BOUMA 16m-75kW



WIND ROSE GRAPH



Frequency Distribution Graph



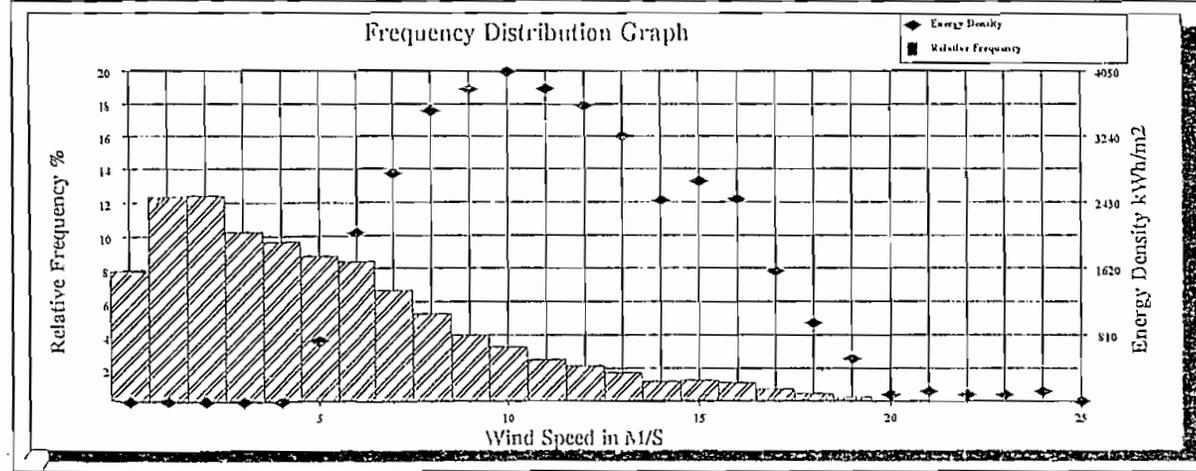
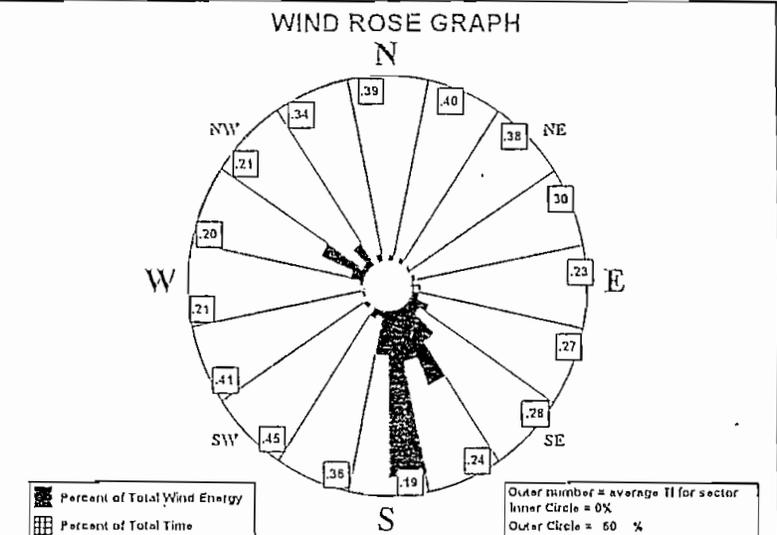
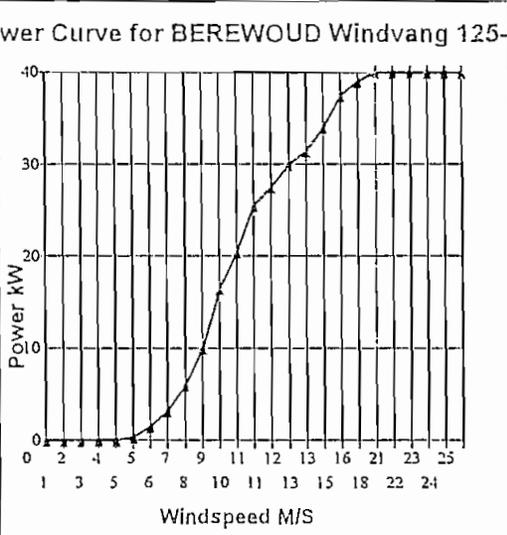
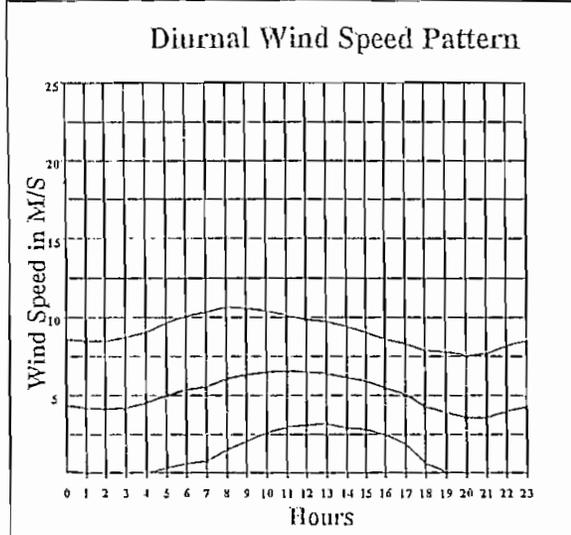
Statistics

Estimated Energy Output	72823 KWH
Calculated Air Density	0.869 kg/m3 (temperature data and pressure based on elevation)
Average Wind Speed	5.1 M/S
Average Turbulence Intensity	0.30
Mean Energy Wind Direction	S
Mean Wind Direction	SSE
Capacity Factor	0.17
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	BOUMA WINDENERGIE BV
Turbine Model	BOUMA 16m-75kW
Turbine Rating	75.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	109384 KWH/Year

Site Information
 Project: PARAMO GRANDE - COTOPAXI
 Location: Páramo Grande
 Site Elevation: 3330M
 Averaging Time: 60 min

Sensor 1 Information
 Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 40M

Sensor 2 Information
 Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 40M



Statistics

Estimated Energy Output	38850 KWH
Calculated Air Density	0.869 kg/m3
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	5.1 M/S
Average Turbulence Intensity	0.30
Mean Energy Wind Direction	S
Mean Wind Direction	SSE
Capacity Factor	0.17
Average Temperature	0,0 C
Turbine Manufacturer	BEREWOD ENERGIE BV
Turbine Model	BEREWOD Windvang
Turbine Rating	40,0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	58355 KWH/Year25-40

ESTIMATED ENERGY PRODUCTION

Date Range
96-04-01 TO 96-09-30

SITE 0007

Site Information

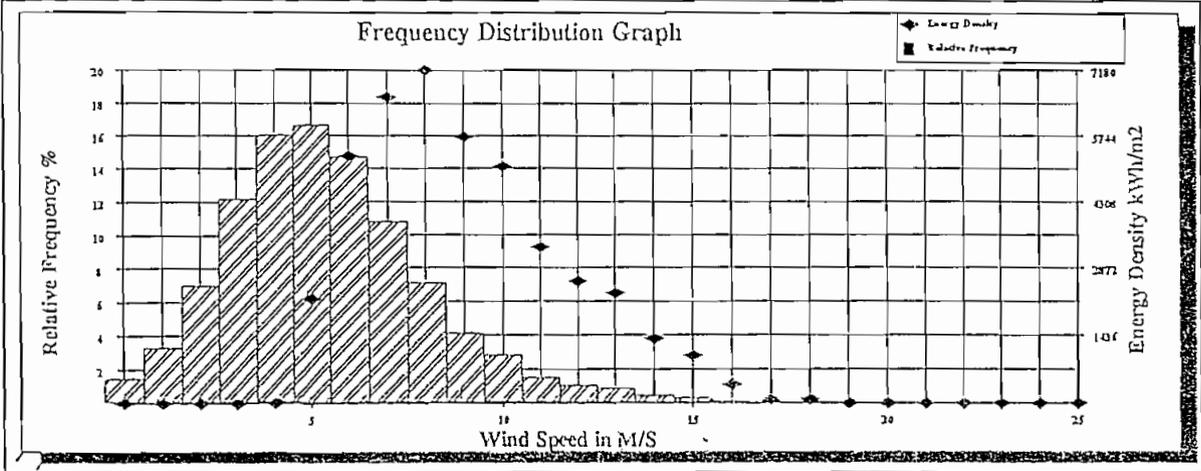
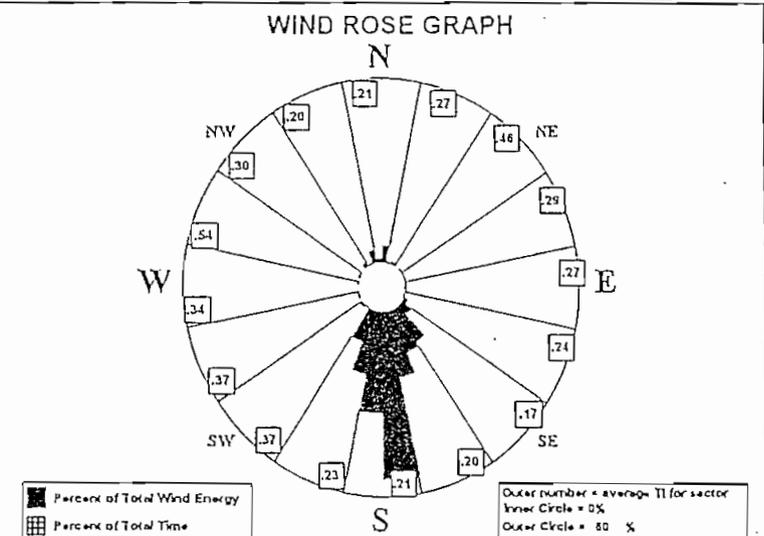
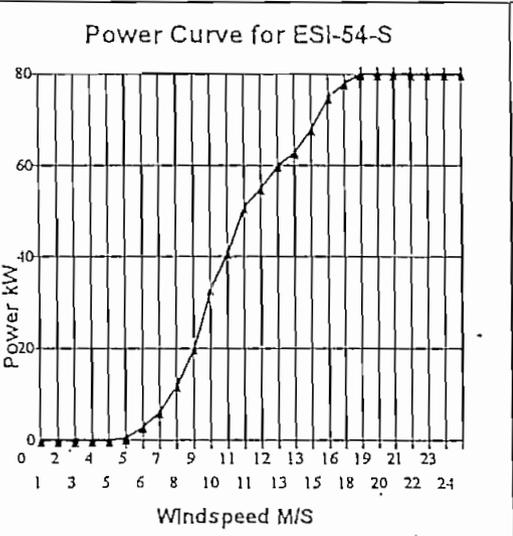
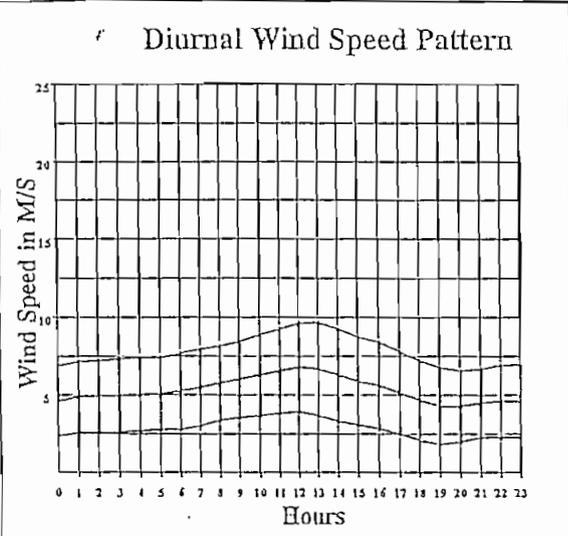
Project: PARAMO GRANDE - COTOPAXI
 Location: Colopaxi
 Site Elevation: 3540M
 Averaging Time: 60 min

Sensor 1 Information

Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 26M

Sensor 2 Information

Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 26M



Statistics

Estimated Energy Output	43190 KWH
Calculated Air Density	0.852 kg/m3
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	5.3 M/S
Average Turbulence Intensity	0.29
Mean Energy Wind Direction	S
Mean Wind Direction	S
Capacity Factor	0.12
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	ESI INC
Turbine Model	ESI-54-S
Turbine Rating	80.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	87317 KWH/Year

Site Information

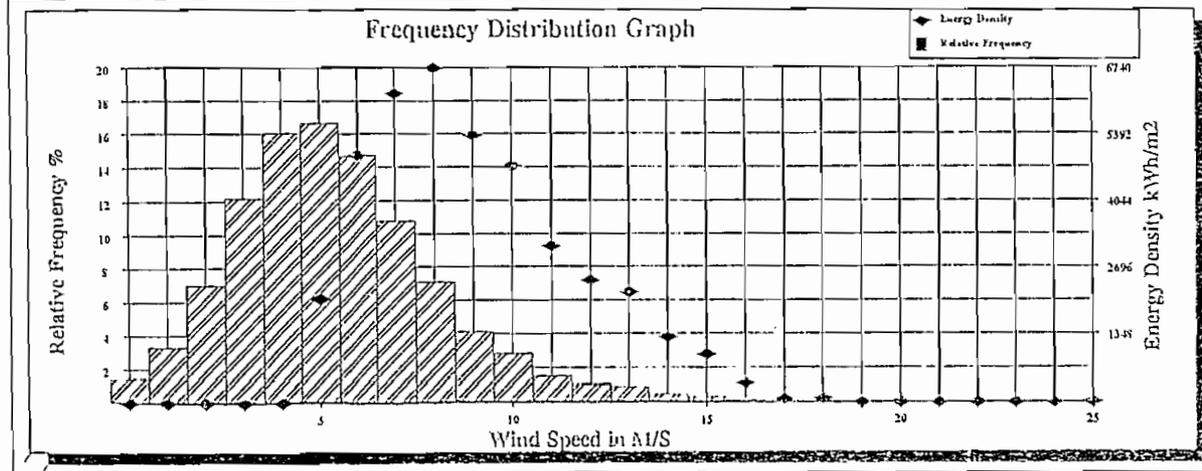
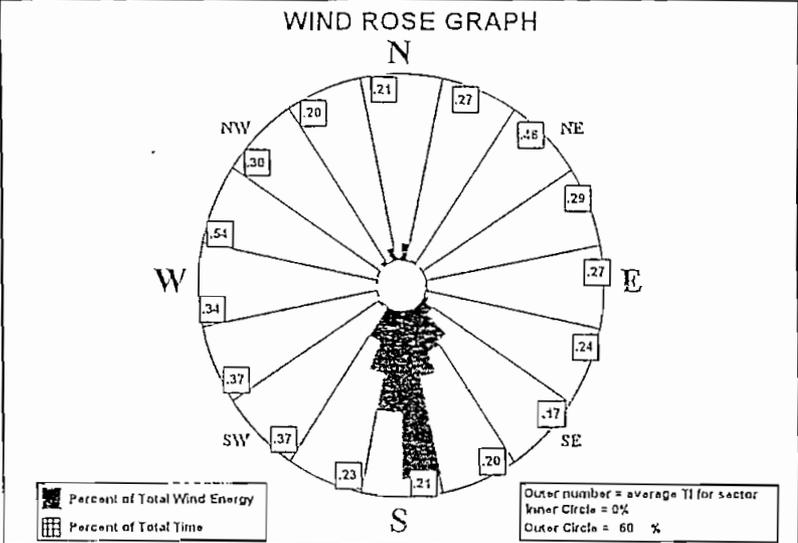
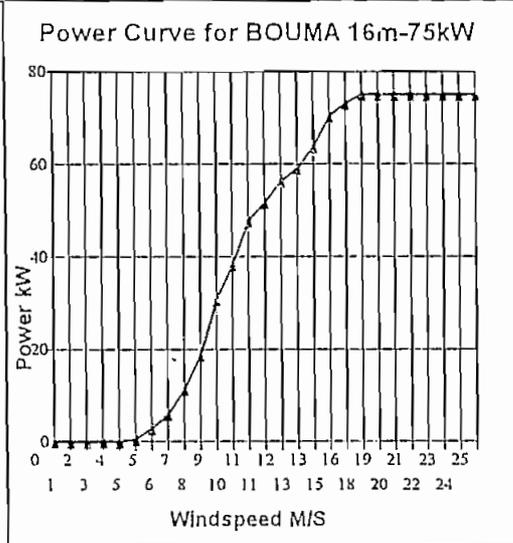
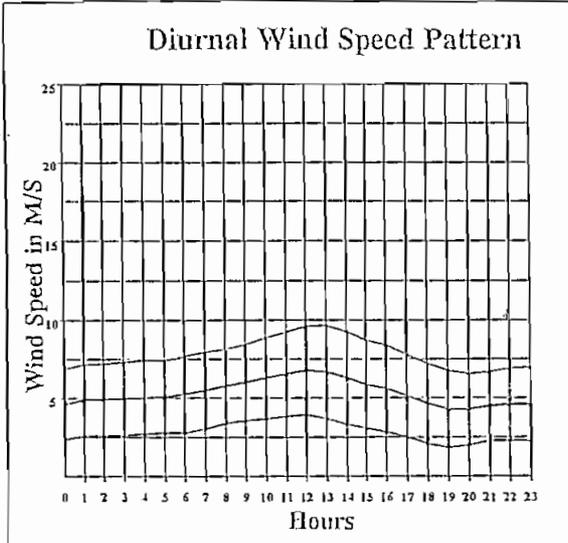
Project: PARAMO GRANDE - COTOPAXI
 Location: Colopaxi
 Site Elevation: 3540M
 Averaging Time: 60 min

Sensor 1 Information

Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 26M

Sensor 2 Information

Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 26M



Statistics

Estimated Energy Output	40520 KWH
Calculated Air Density	0.852 kg/m ³
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	5.3 M/S
Average Turbulence Intensity	0.29
Mean Energy Wind Direction	S
Mean Wind Direction	S
Capacity Factor	0.12
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	BOUMA WINDENERGIE BV
Turbine Model	BOUMA 16m-75kW
Turbine Rating	75.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	81919 KWH/Year

ESTIMATED ENERGY PRODUCTION

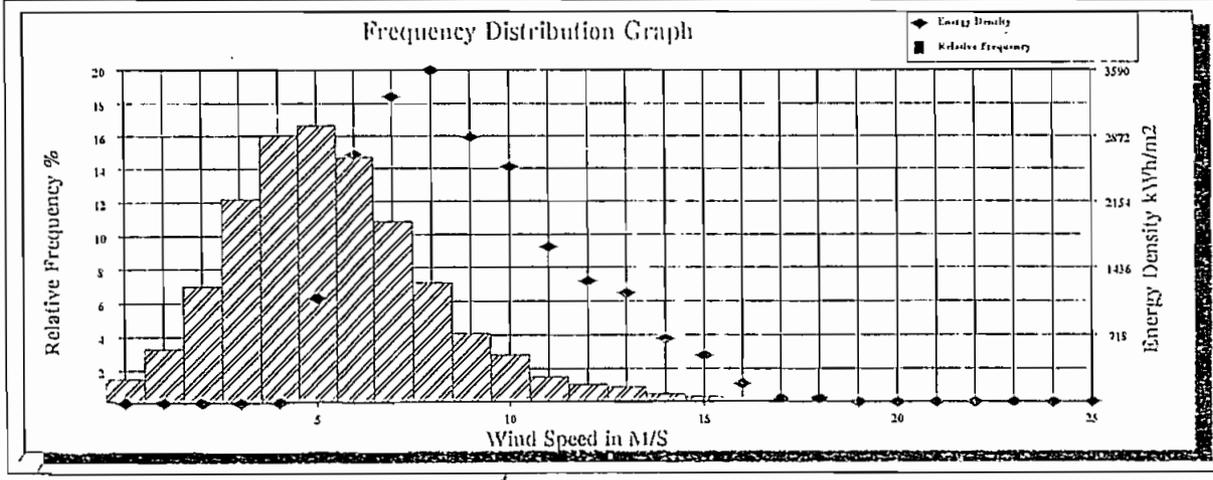
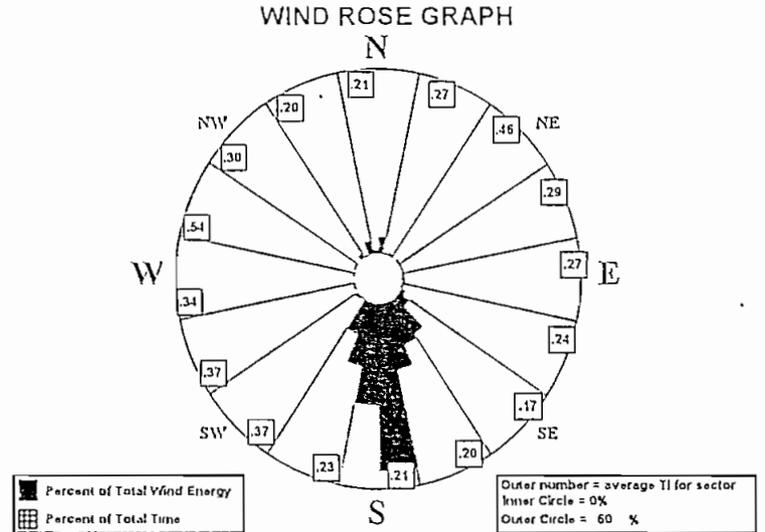
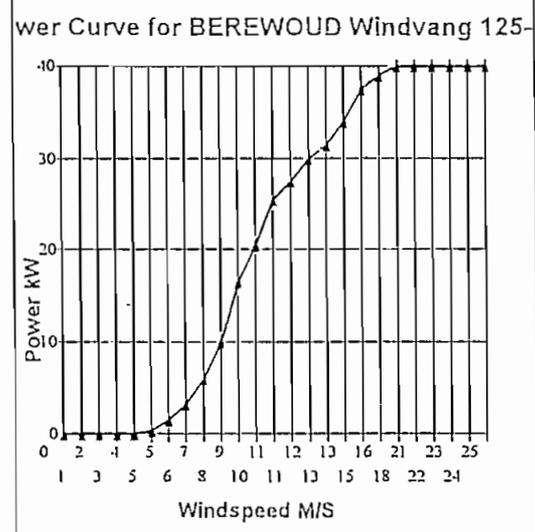
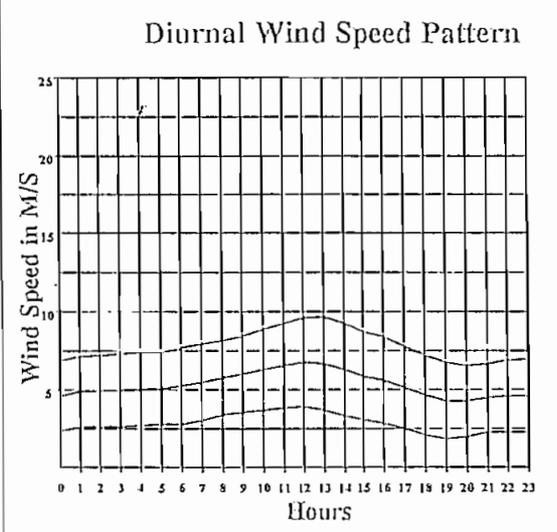
Date Range
96-04-01 TO 96-09-30

SITE 0007

Site Information
 Project: PARAMO GRANDE - COTOPAXI
 Location: Cotopaxi
 Site Elevation: 3540M
 Averaging Time: 60 min

Sensor 1 Information
 Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 26M

Sensor 2 Information
 Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 26M



Statistics

Estimated Energy Output	21635 KWH
Calculated Air Density	0.852 kg/m ³
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	5.3 M/S
Average Turbulence Intensity	0.29
Mean Energy Wind Direction	S
Mean Wind Direction	S
Capacity Factor	0.12
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	BEREWOD ENERGIE BV
Turbine Model	BEREWOD Windvang
Turbine Rating	40.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	43739 KWH/Year25-40

**PRODUCCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA.
TURBINA ESI-54-S.**

Páramo Grande. Site 2: $h = 40$ m

Site Information

Project: PARAMO GRANDE
 Location: ALOAG
 Site Elevation: 3300M
 Averaging Time: 60 min

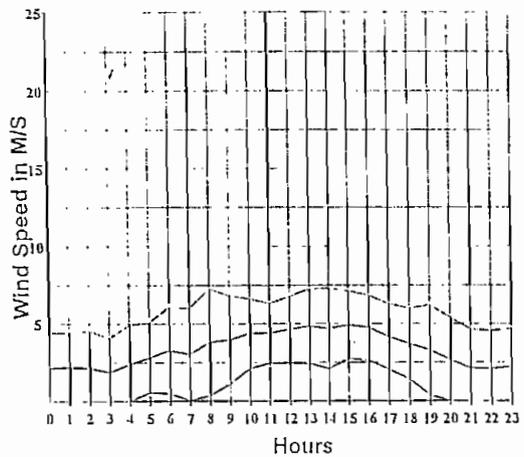
Sensor 1 Information

Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 40M

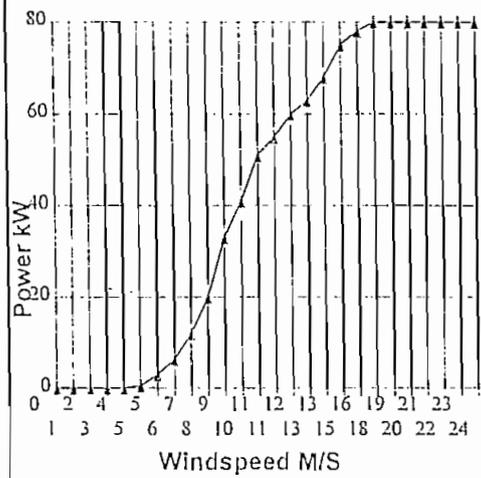
Sensor 2 Information

Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 40M

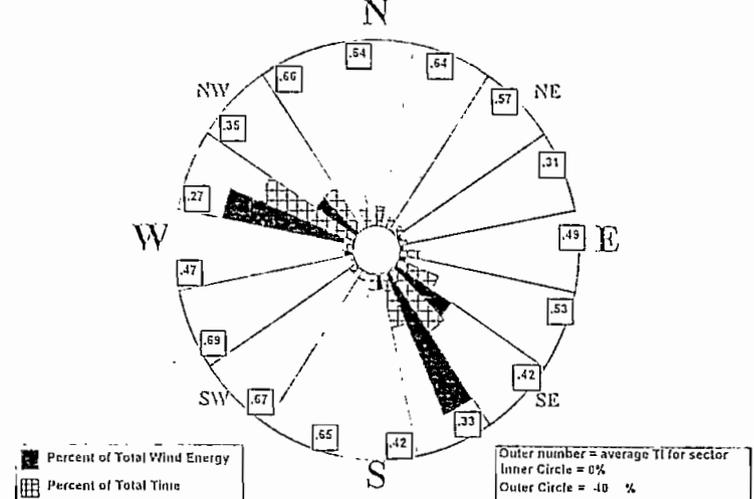
Diurnal Wind Speed Pattern



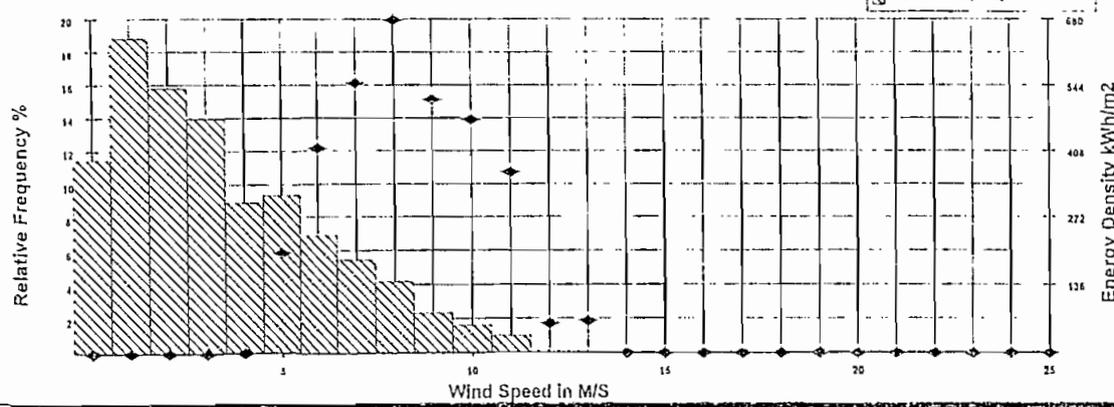
Power Curve for ESI-54-S 80kW



WIND ROSE GRAPH



Frequency Distribution Graph



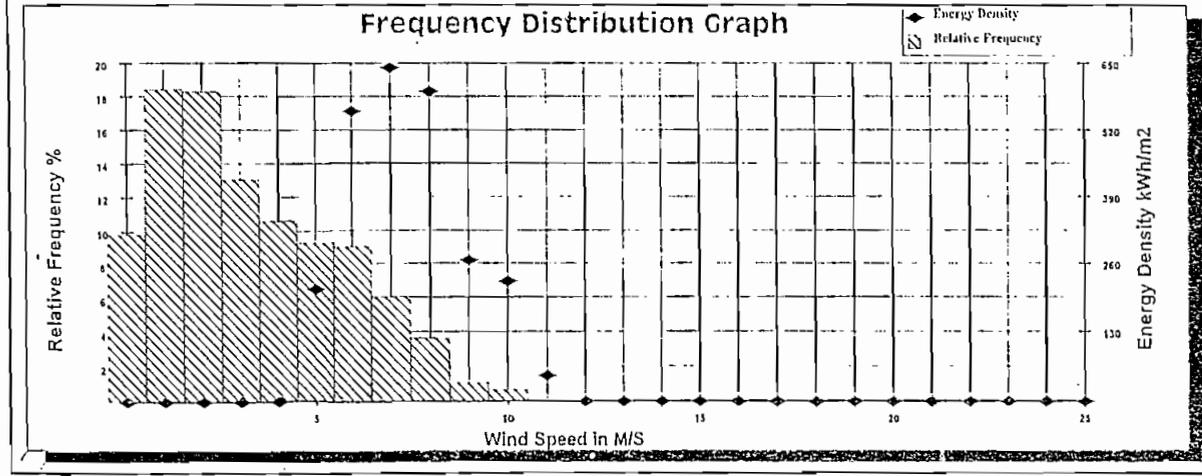
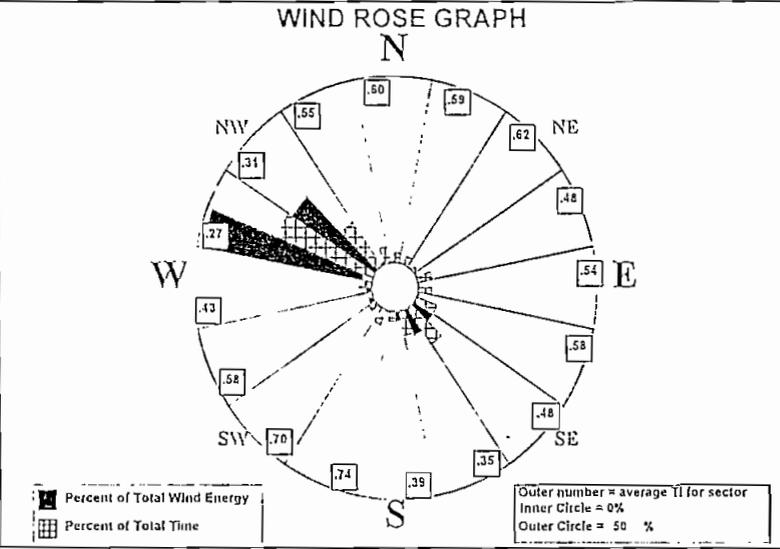
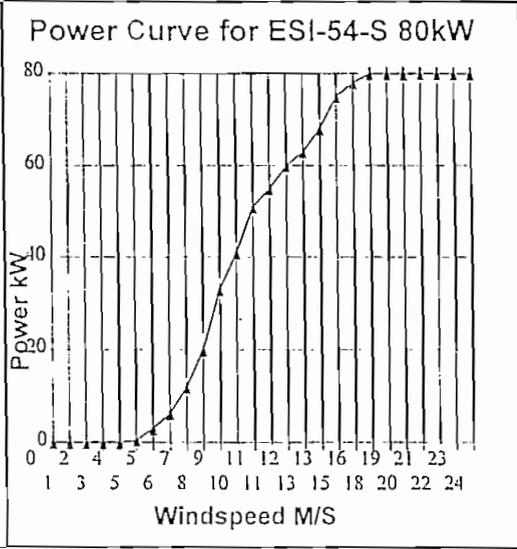
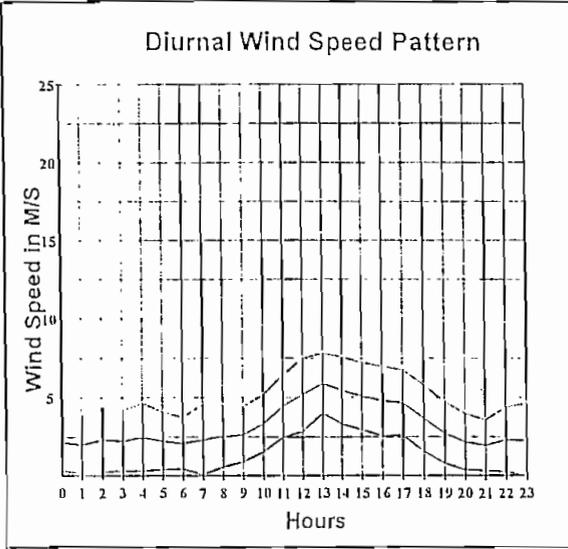
Statistics

Estimated Energy Output	3322 KWH
Calculated Air Density	0.872 kg/m ³
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	3.4 M/S
Average Turbulence Intensity	0.51
Mean Energy Wind Direction	SSE
Mean Wind Direction	WNW
Capacity Factor	0.06
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	ESI INC
Turbine Model	ESI-54-S 80kW
Turbine Rating	80.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	41811 KWH/Year

Site Information
 Project: PARAMO GRANDE
 Location: ALOAG
 Site Elevation: 3300M
 Averaging Time: 60 min

Sensor 1 Information
 Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 40M

Sensor 2 Information
 Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 40M



Statistics

Estimated Energy Output	2552 KWH
Calculated Air Density	0.872 kg/m ³
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	3.2 M/S
Average Turbulence Intensity	0.51
Mean Energy Wind Direction	WNW
Mean Wind Direction	WNW
Capacity Factor	0.04
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	ESI INC
Turbine Model	ESI-54-S 80kW
Turbine Rating	80.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	30048 KWH/Year

Site Information

Project: PARAMO GRANDE
 Location: ALOAG
 Site Elevation: 3300M
 Averaging Time: 60 min

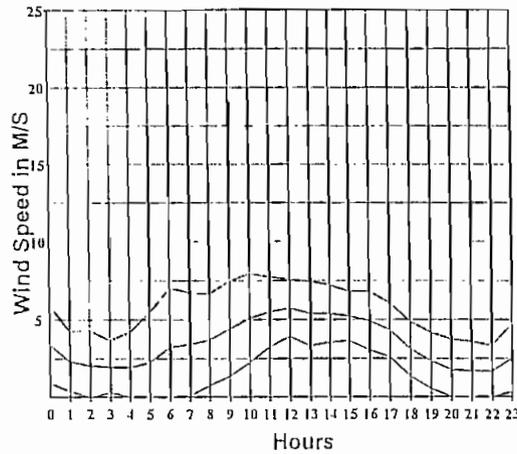
Sensor 1 Information

Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 40M

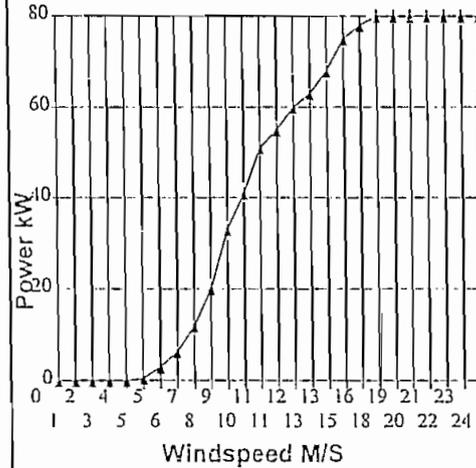
Sensor 2 Information

Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 40M

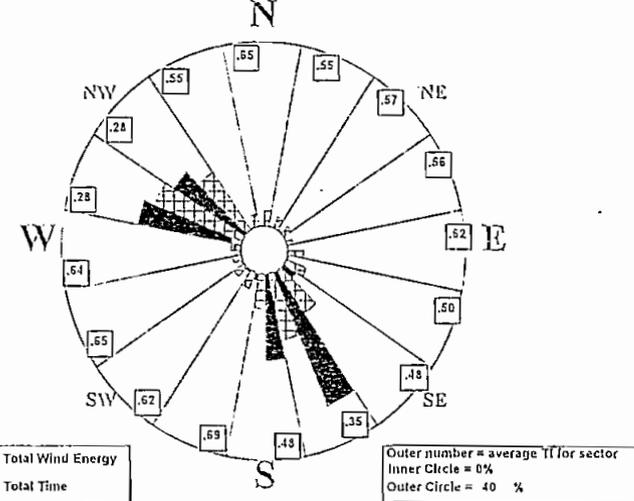
Diurnal Wind Speed Pattern



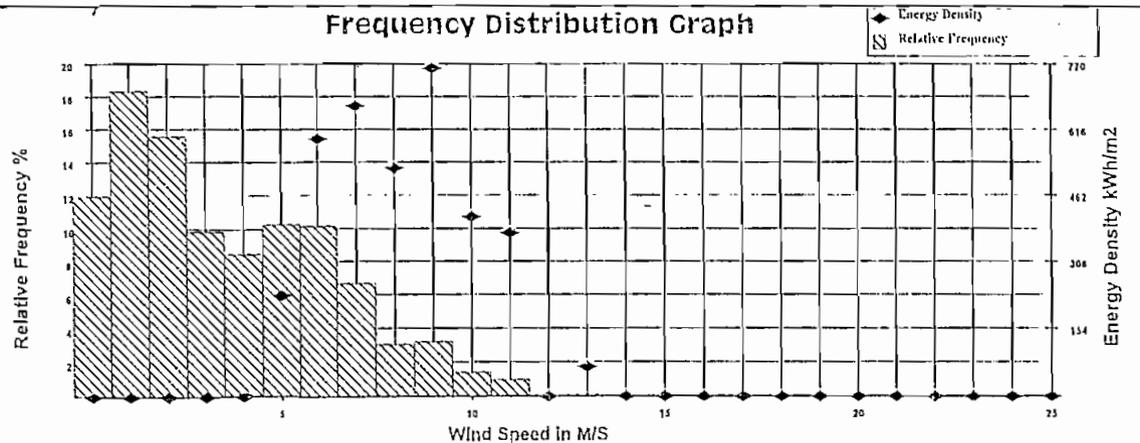
Power Curve for ESI-54-S 80kW



WIND ROSE GRAPH



Frequency Distribution Graph



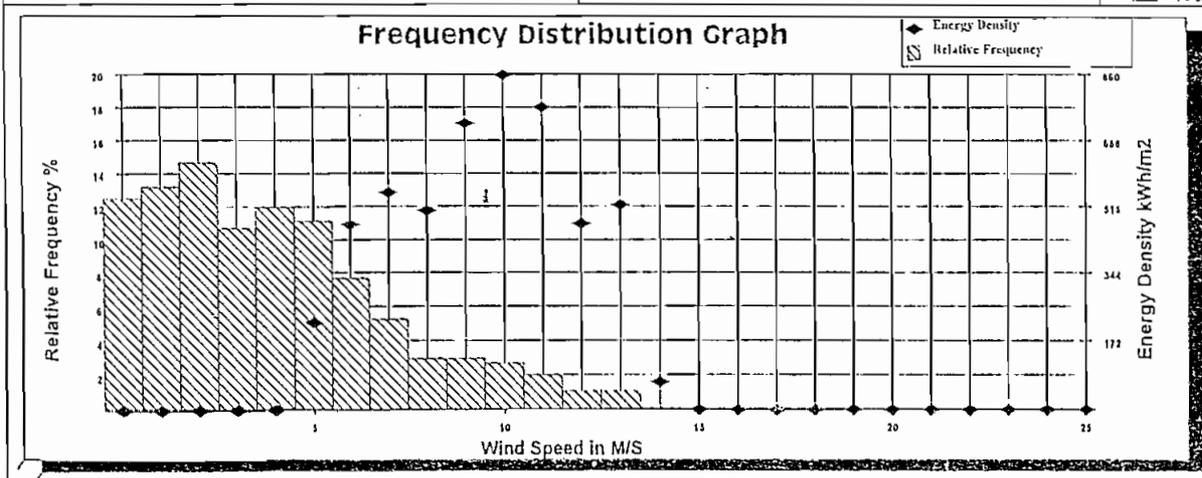
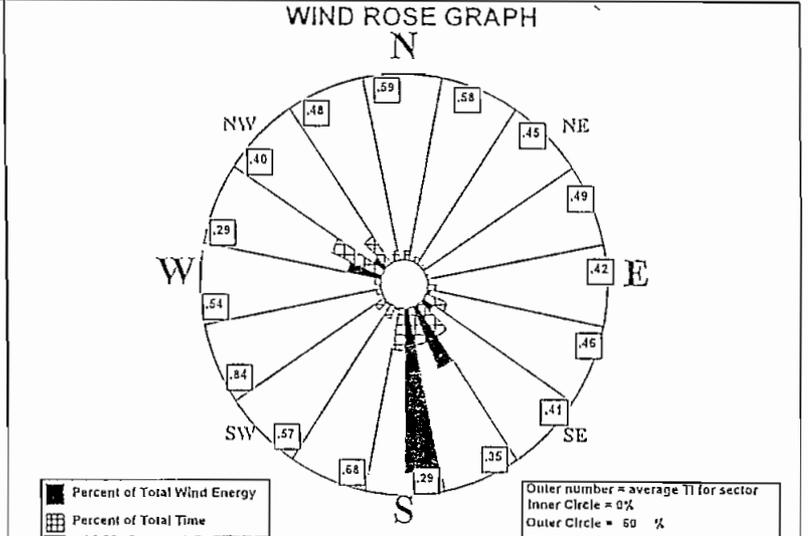
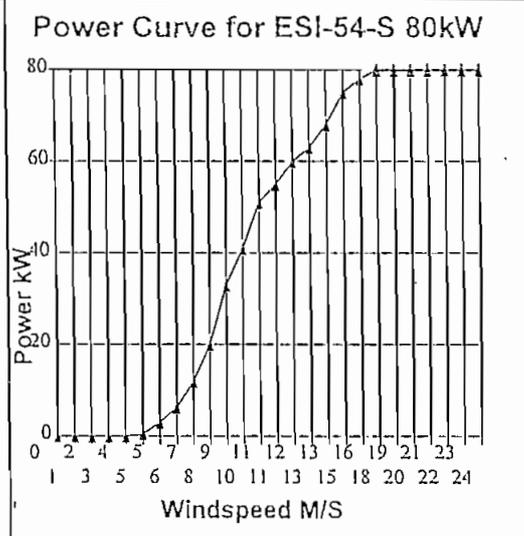
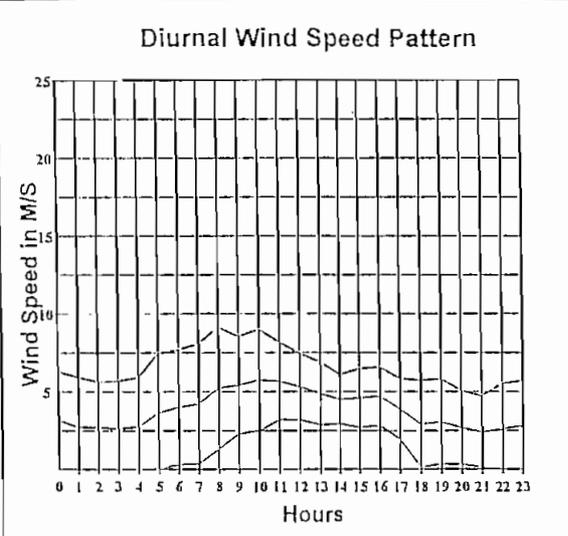
Statistics

Estimated Energy Output	3639 KWH
Calculated Air Density	0.872 kg/m ³
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	3.5 M/S
Average Turbulence Intensity	0.53
Mean Energy Wind Direction	SSE
Mean Wind Direction	WNW
Capacity Factor	0.06
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	ESI INC
Turbine Model	ESI-54-S 80kW
Turbine Rating	80.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	44275 KWH/Year

Site Information
 Project: PARAMO GRANDE
 Location: ALOAG
 Site Elevation: 3300M
 Averaging Time: 60 min

Sensor 1 Information
 Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 40M

Sensor 2 Information
 Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 40M



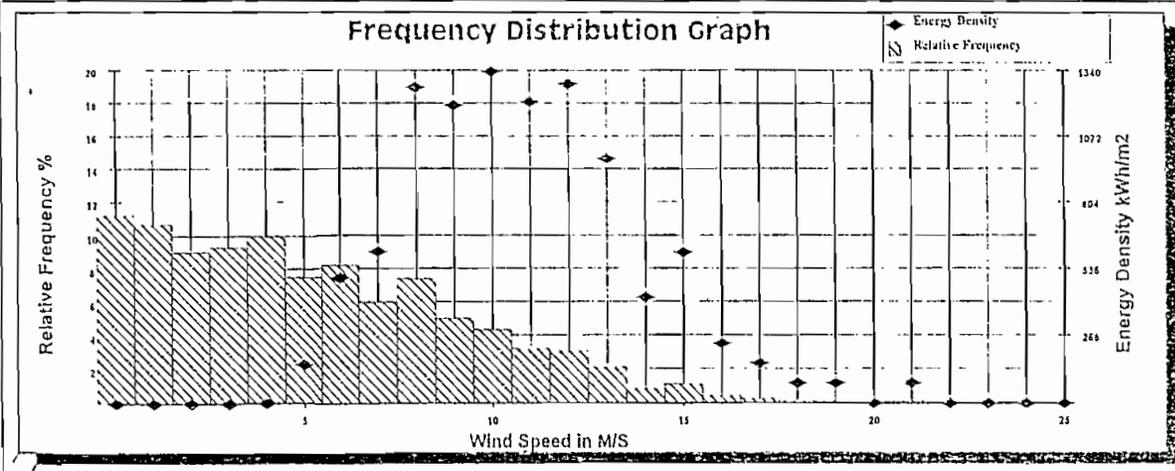
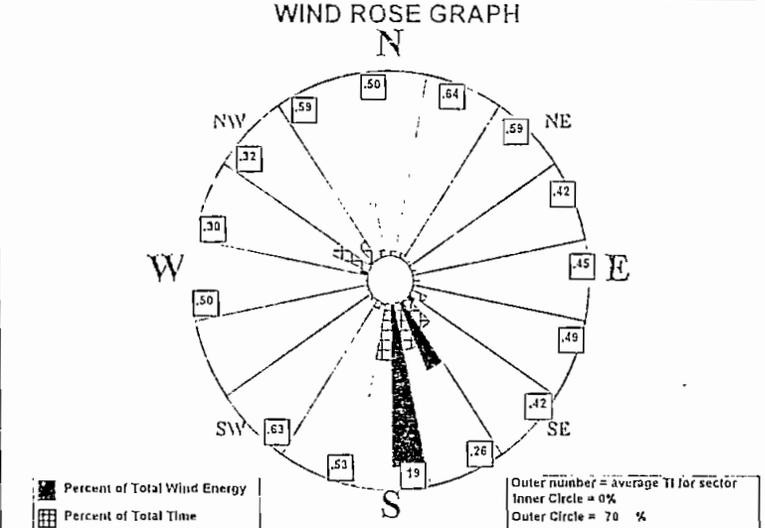
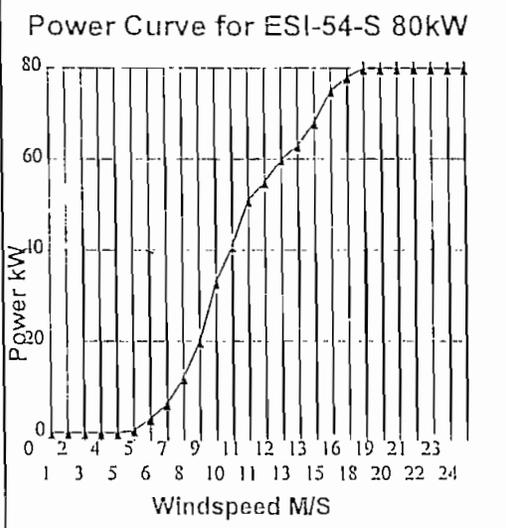
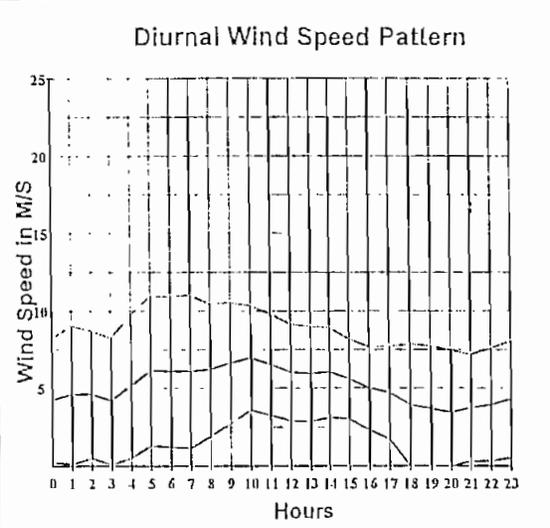
Statistics

Estimated Energy Output	5177 KWH
Calculated Air Density	0.872 kg/m ³
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	3.9 M/S
Average Turbulence Intensity	0.49
Mean Energy Wind Direction	S
Mean Wind Direction	WNW
Capacity Factor	0.09
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	ESI INC
Turbine Model	ESI-54-S 80kW
Turbine Rating	80.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	60955 KWH/Year

Site Information
 Project: PARAMO GRANDE
 Location: ALOAG
 Site Elevation: 3300M
 Averaging Time: 60 min

Sensor 1 Information
 Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 40M

Sensor 2 Information
 Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 40M



Statistics

Estimated Energy Output	10206 KWH
Calculated Air Density	0.872 kg/m ³
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	5.2 M/S
Average Turbulence Intensity	0.46
Mean Energy Wind Direction	S
Mean Wind Direction	S
Capacity Factor	0.18
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	ESI INC
Turbine Model	ESI-54-S 80kW
Turbine Rating	80.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	124173 KWH/Year

Site Information

Project: PARAMO GRANDE
 Location: ALOAG
 Site Elevation: 3300M
 Averaging Time: 60 min

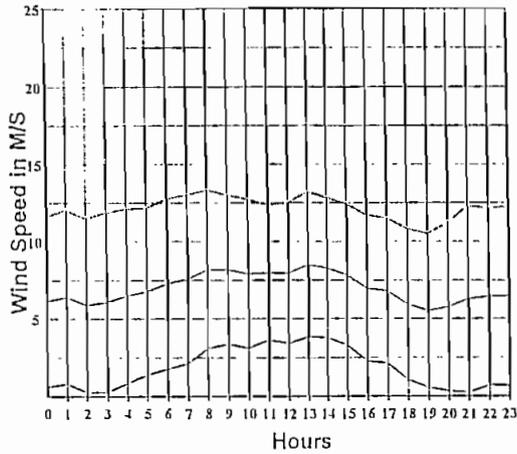
Sensor 1 Information

Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 40M

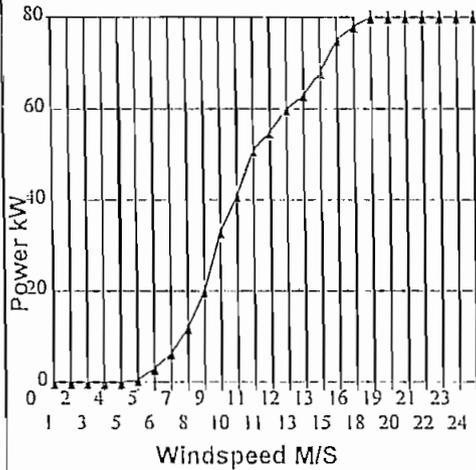
Sensor 2 Information

Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 40M

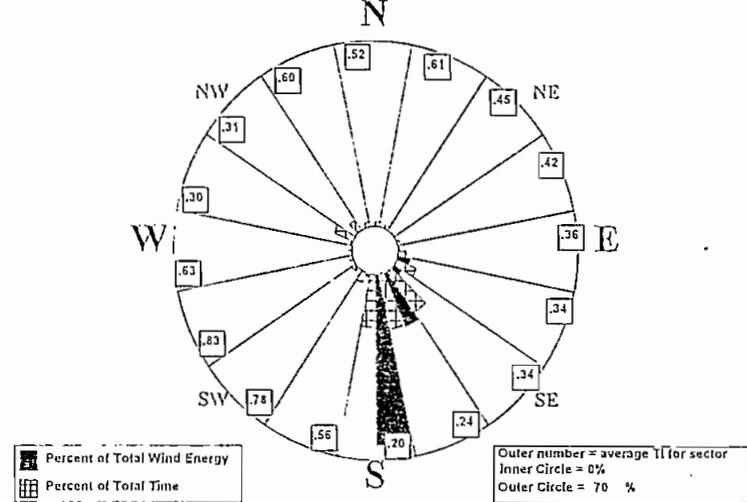
Diurnal Wind Speed Pattern



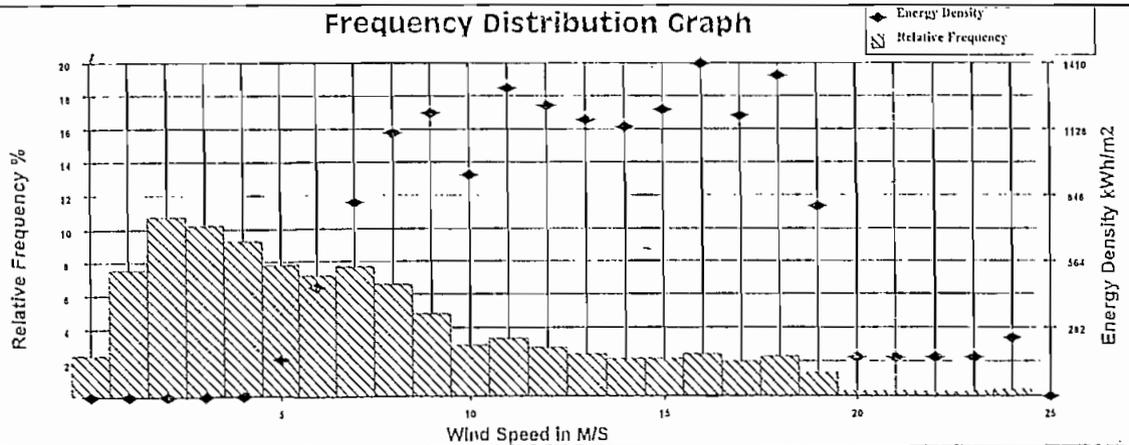
Power Curve for ESI-54-S 80kW



WIND ROSE GRAPH



Frequency Distribution Graph



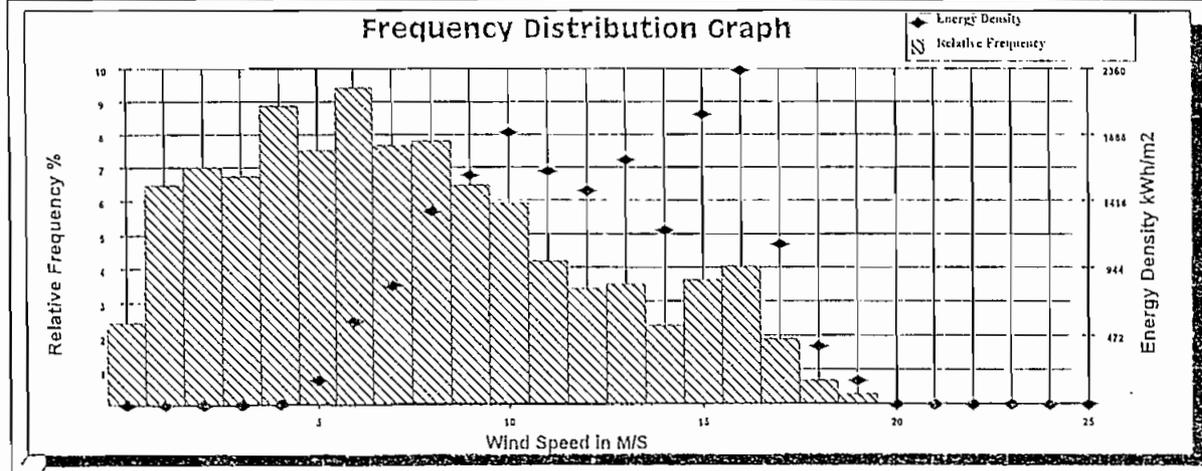
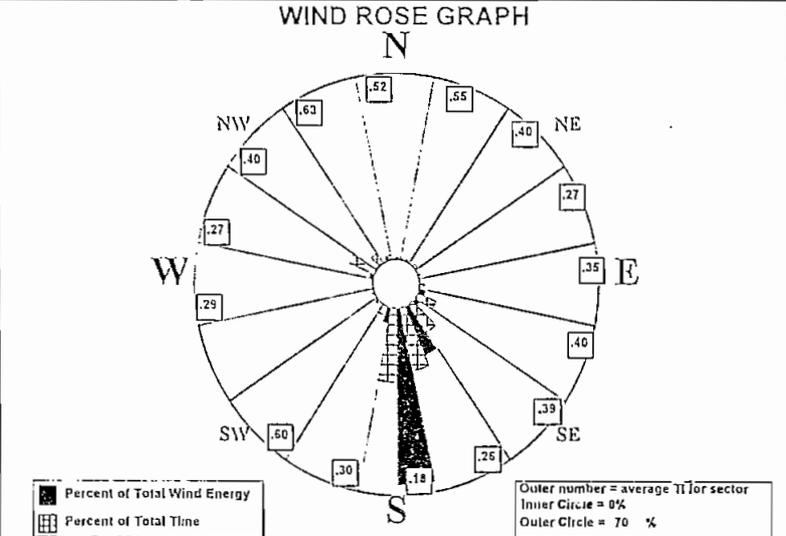
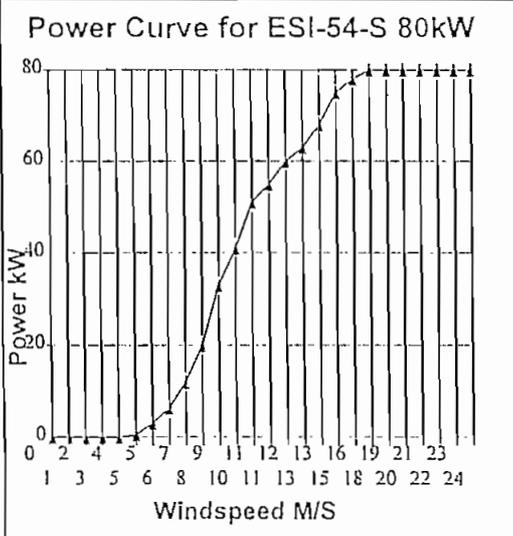
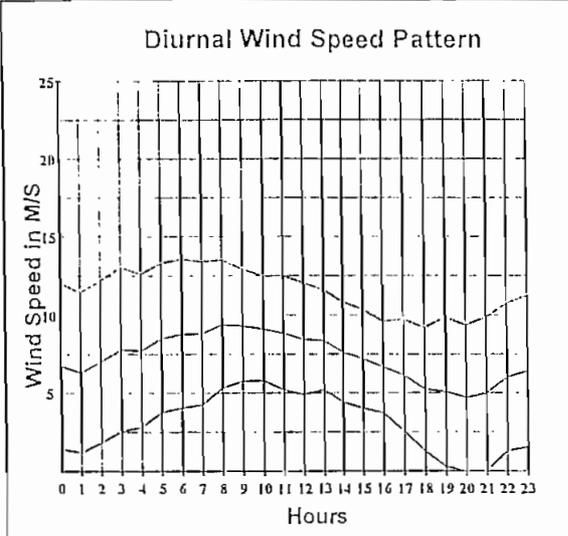
Statistics

Estimated Energy Output	16364 KWH
Calculated Air Density	0.872 kg/m3
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	7.0 M/S
Average Turbulence Intensity	0.47
Mean Energy Wind Direction	S
Mean Wind Direction	SSE
Capacity Factor	0.28
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	ESI INC
Turbine Model	ESI-54-S 80kW
Turbine Rating	80.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	192673 KWH/Year

Site Information
 Project: PARAMO GRANDE
 Location: ALOAG
 Site Elevation: 3300M
 Averaging Time: 60 min

Sensor 1 Information
 Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 40M

Sensor 2 Information
 Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 40M



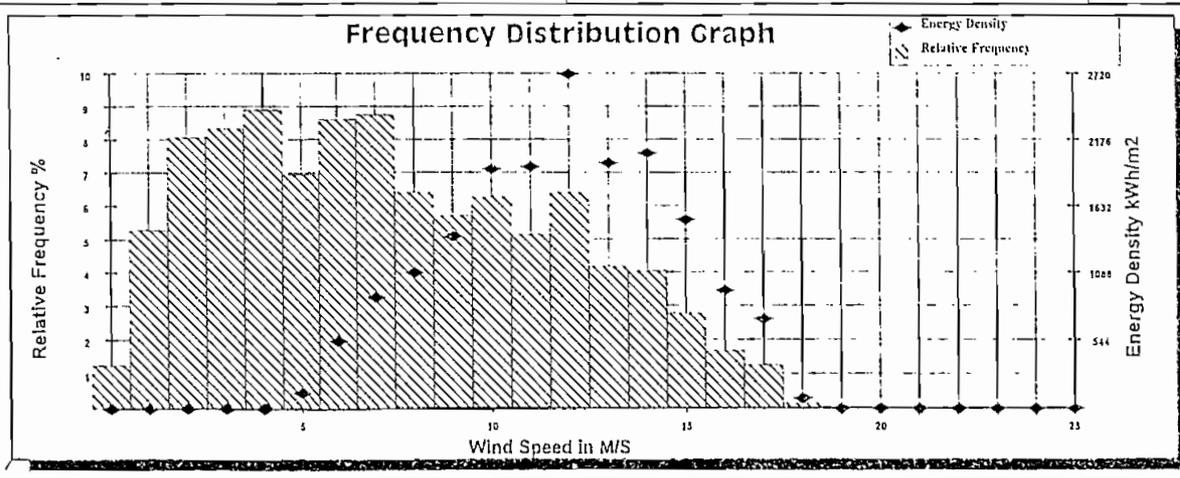
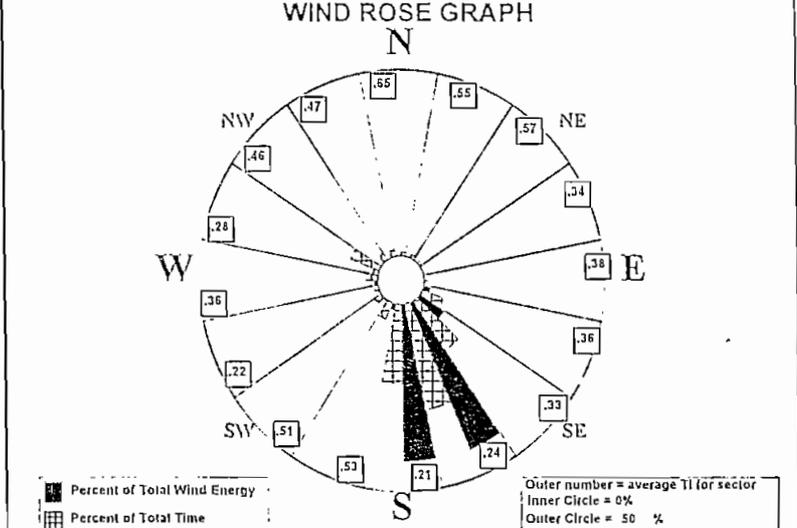
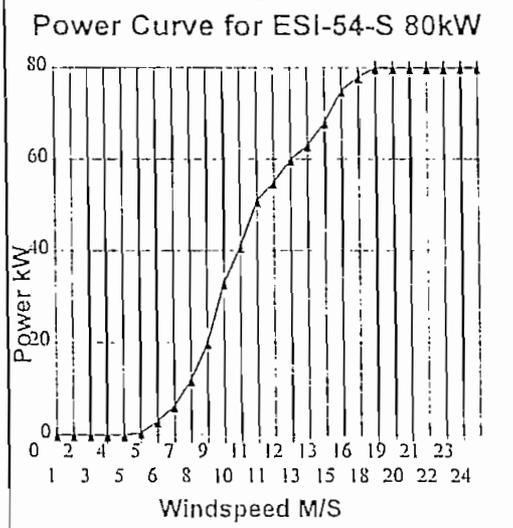
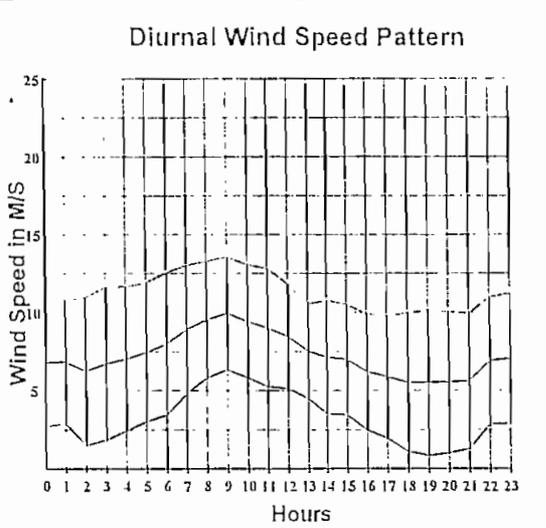
Statistics

Estimated Energy Output	18479 KWH
Calculated Air Density	0.872 kg/m3 (temperature data and pressure based on elevation)
Average Wind Speed	7.3 M/S
Average Turbulence Intensity	0.39
Mean Energy Wind Direction	S
Mean Wind Direction	S
Capacity Factor	0.31
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	ESI INC
Turbine Model	ESI-54-S 80KW
Turbine Rating	80.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	217575 KWH/Year

Site Information
 Project: PARAMO GRANDE
 Location: ALOAG
 Site Elevation: 3300M
 Averaging Time: 60 min

Sensor 1 Information
 Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 40M

Sensor 2 Information
 Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 40M



Statistics

Estimated Energy Output	17921 KWH
Calculated Air Density	0.872 kg/m ³
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	7.3 M/S
Average Turbulence Intensity	0.41
Mean Energy Wind Direction	SSE
Mean Wind Direction	SSE
Capacity Factor	0.31
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	ESI INC
Turbine Model	ESI-54-S 80kW
Turbine Rating	80.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	218039 KWH/Year

**PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA.
TURBINA ESI-54-S.**

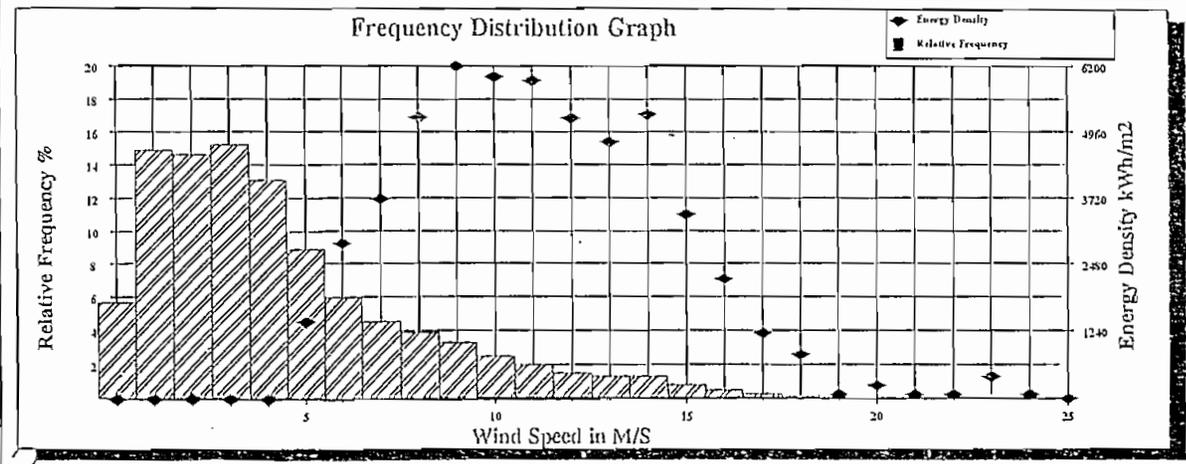
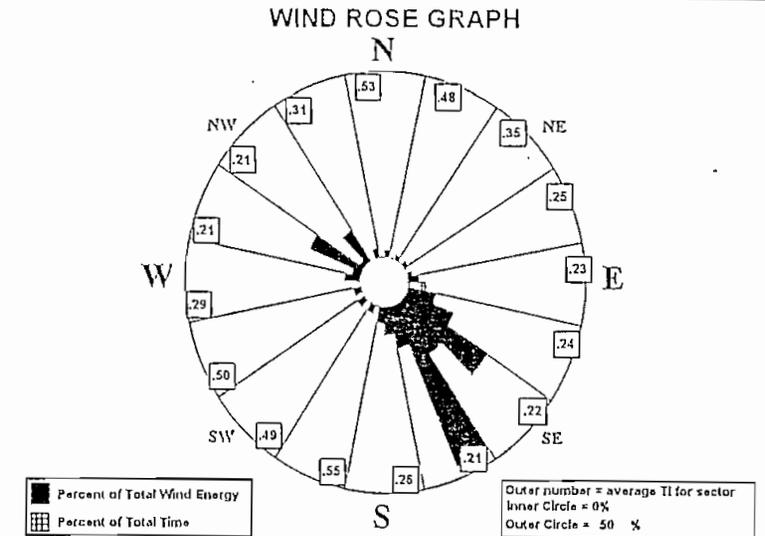
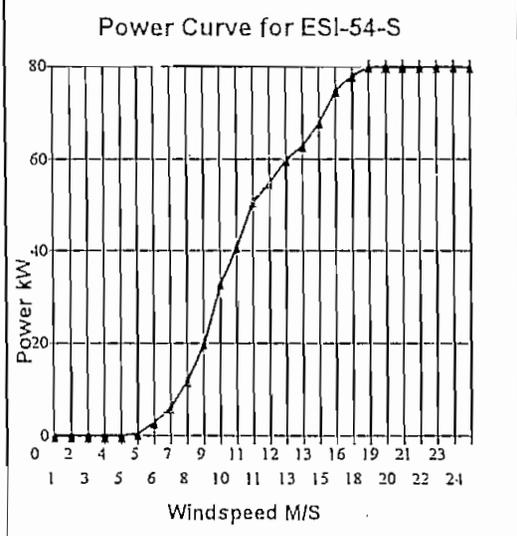
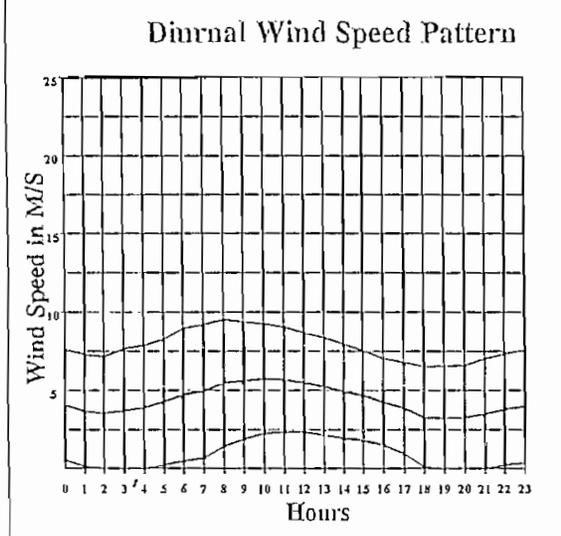
a) Páramo Grande. Site 1- 4: $h = 26$ y 40 m

b) Cotopaxi. Site 7: $h = 26$ m

Site Information
 Project: PARAMO GRANDE - COTOPAXI
 Location: Páramo Grande
 Site Elevation: 3350M
 Averaging Time: 60 min

Sensor 1 Information
 Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 26M

Sensor 2 Information
 Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 26M



Statistics

Estimated Energy Output	55134 KWH
Calculated Air Density	0.869 kg/m ³
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	4.4 M/S
Average Turbulence Intensity	0.33
Mean Energy Wind Direction	SSE
Mean Wind Direction	WNW
Capacity Factor	0.12
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	ESI INC
Turbine Model	ESI-54-S
Turbine Rating	80.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	82814 KWH/Year

Site Information

Project: PARAMO GRANDE - COTOPAXI
Location: Páramo Grande
Site Elevation: 3330M
Averaging Time: 60 min

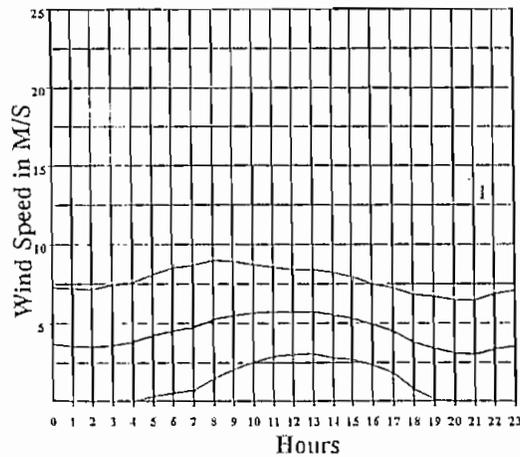
Sensor 1 Information

Channel: 3
Type: Anemometer
Scale: 0.763693330
Offset: 0.0000
Description: Anemometer
Height: 26M

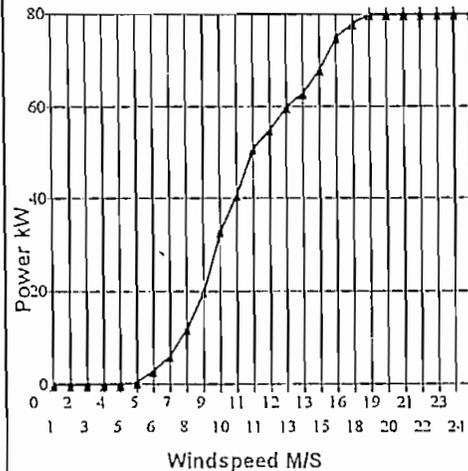
Sensor 2 Information

Channel: 7
Type: Direction Vane
Scale: 1.000000000
Offset: 0.0000
Description: Direction Vane
Height: 40M

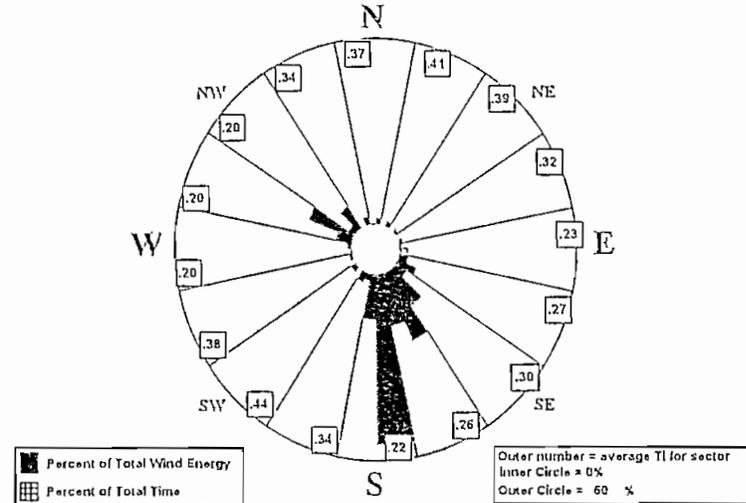
Diurnal Wind Speed Pattern



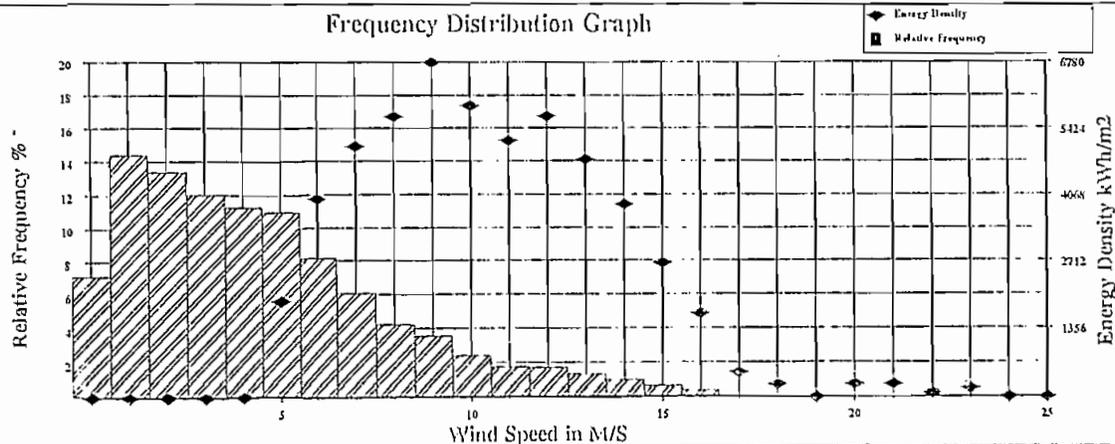
Power Curve for ESI-54-S



WIND ROSE GRAPH



Frequency Distribution Graph



Statistics

Estimated Energy Output	54476 KWH
Calculated Air Density	0.871 kg/m3
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	4.4 M/S
Average Turbulence Intensity	0.30
Mean Energy Wind Direction	S
Mean Wind Direction	SSE
Capacity Factor	0.12
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	ESI INC
Turbine Model	ESI-54-S
Turbine Rating	80.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	81826 KWH/Year

Site Information

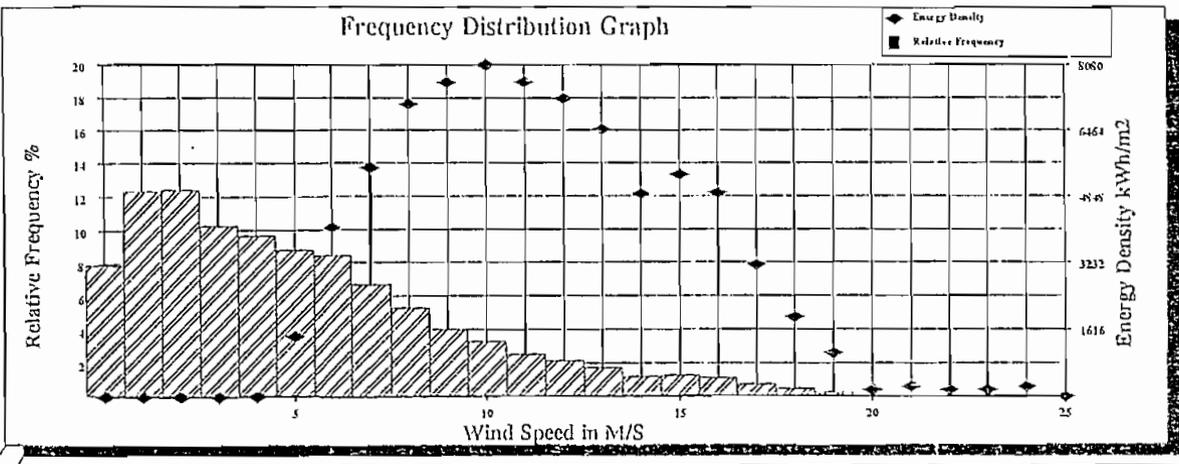
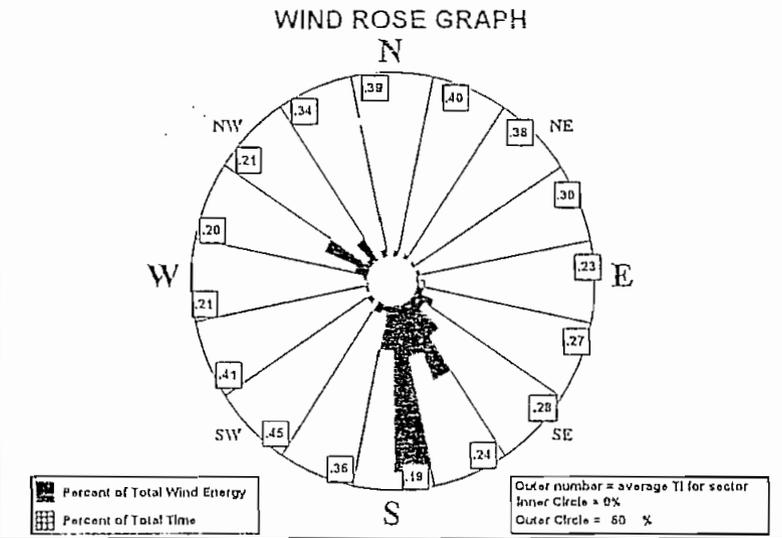
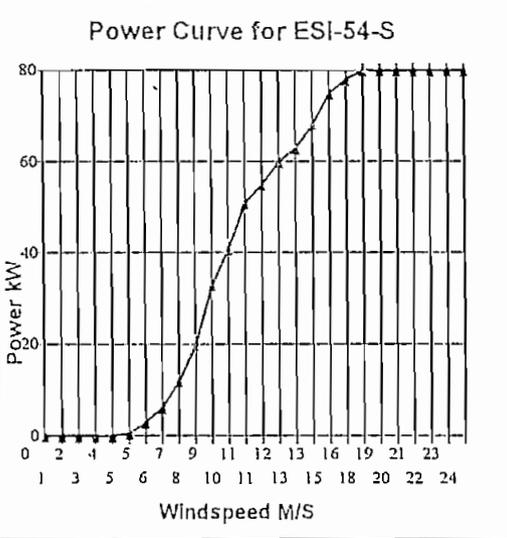
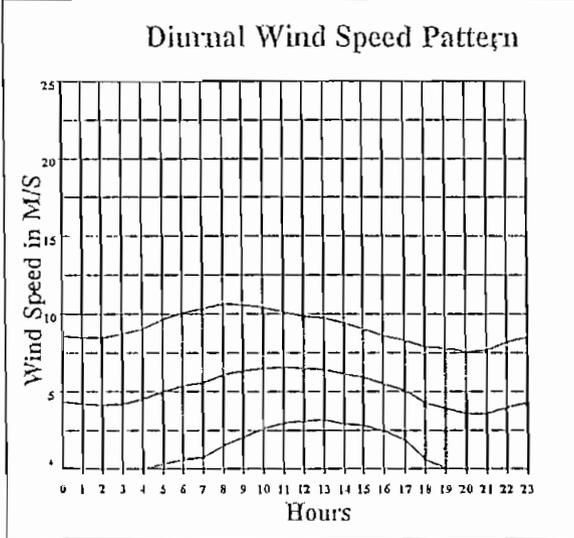
Project: PARAMO GRANDE - COTOPAXI
 Location: Páramo Grande
 Site Elevation: 3330M
 Averaging Time: 60 min

Sensor 1 Information

Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 40M

Sensor 2 Information

Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 40M



Statistics

Estimated Energy Output	77649 KWH
Calculated Air Density	0.869 kg/m ³
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	5.1 M/S
Average Turbulence Intensity	0.30
Mean Energy Wind Direction	S
Mean Wind Direction	SSE
Capacity Factor	0.17
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	ESI INC
Turbine Model	ESI-54-S
Turbine Rating	80.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	116633 KWH/Year

Site Information

Project: PARAMO GRANDE - COTOPAXI
Location: Páramo Grande
Site Elevation: 3500M
Averaging Time: 60 min

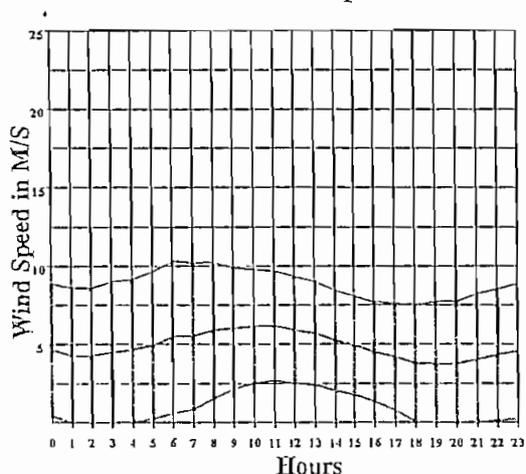
Sensor 1 Information

Channel: 1
Type: Anemometer
Scale: 0.763693330
Offset: 0.0000
Description: Anemometer
Height: 26M

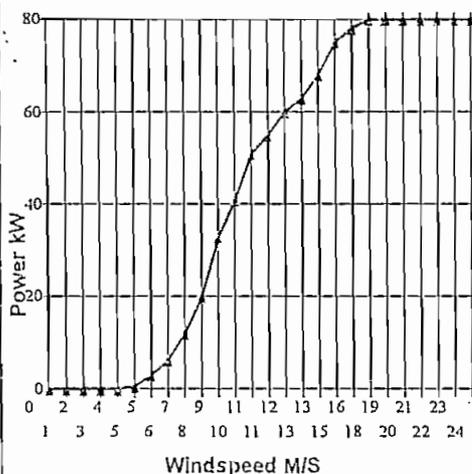
Sensor 2 Information

Channel: 7
Type: Direction Vane
Scale: 1.000000000
Offset: 0.0000
Description: Direction Vane
Height: 26M

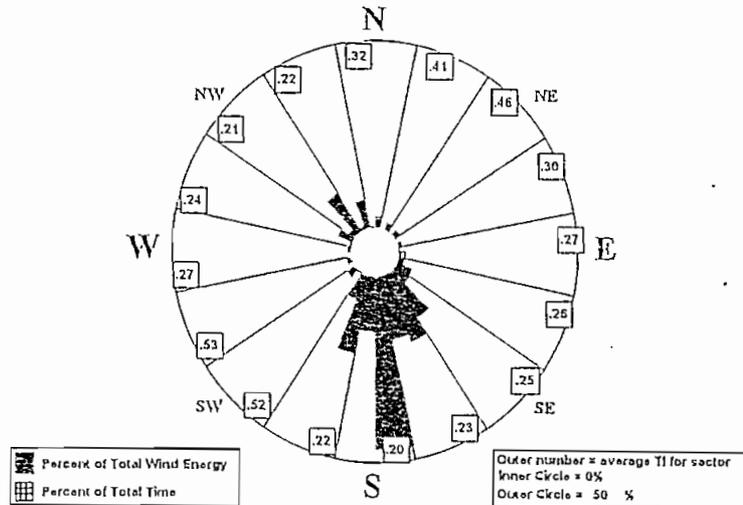
Diurnal Wind Speed Pattern



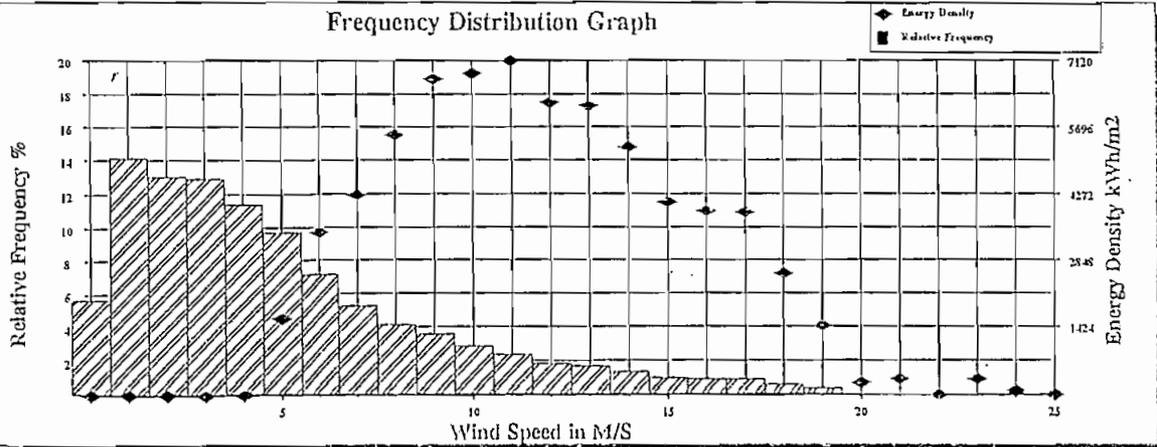
Power Curve for ESI-54-S



WIND ROSE GRAPH



Frequency Distribution Graph



Statistics

Estimated Energy Output	70005 KWH
Calculated Air Density	0.855 kg/m3
(temperature data and pressure based on elevallon)	
Average Wind Speed	4.9 M/S
Average Turbulence Intensity	0.31
Mean Energy Wind Direction	S
Mean Wind Direction	SSE
Capacity Factor	0.15
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	ESI INC
Turbine Model	ESI-54-S
Turbine Rating	80.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	105152 KWH/Year

Site Information

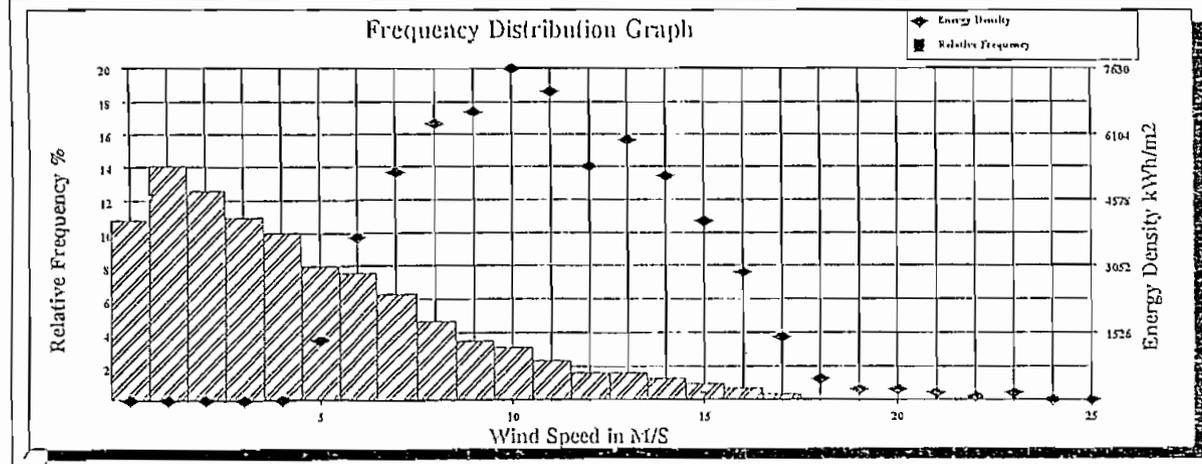
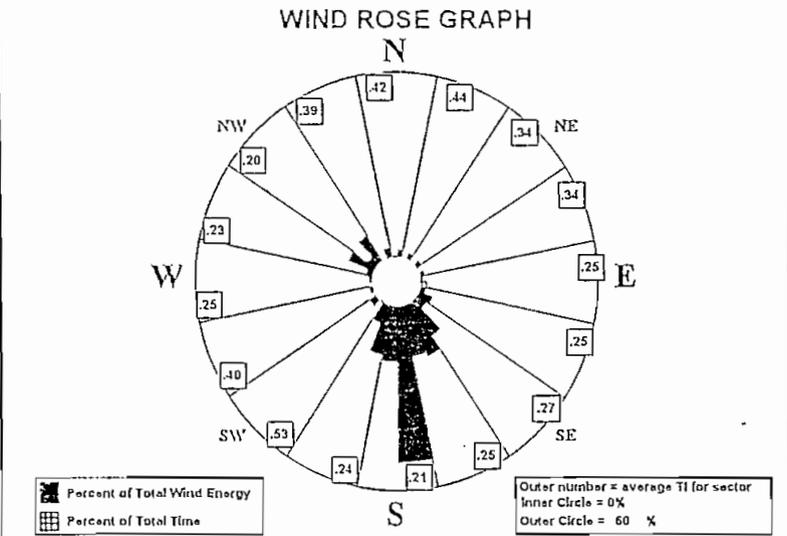
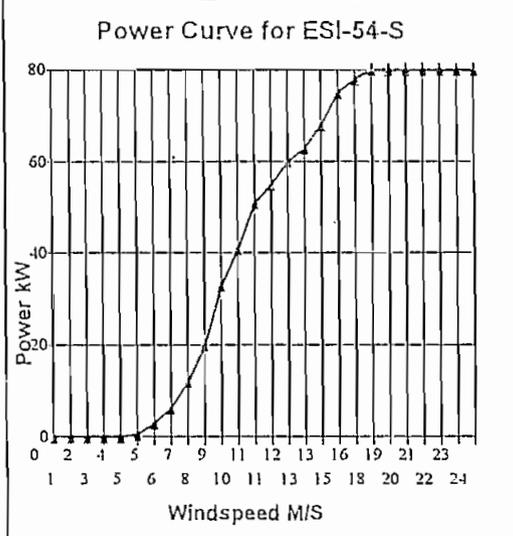
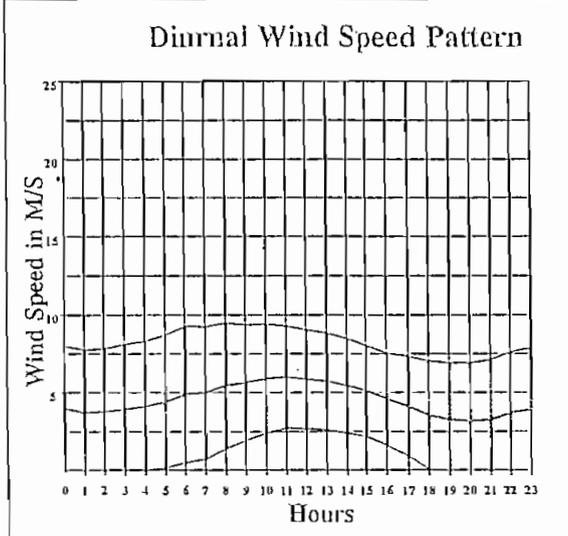
Project: PARAMO GRANDE - COTOPAXI
 Location: Páramo Grande
 Site Elevation: 3500M
 Averaging Time: 60 min

Sensor 1 Information

Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 26M

Sensor 2 Information

Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 26M



Statistics

Estimated Energy Output	64185 KWH
Calculated Air Density	0.856 kg/m ³
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	4.5 M/S
Average Turbulence Intensity	0.31
Mean Energy Wind Direction	S
Mean Wind Direction	S
Capacity Factor	0.14
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	ESI INC
Turbine Model	ESI-54-S
Turbine Rating	80.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	96410 KWH/Year

ESTIMATED ENERGY PRODUCTION

Date Range
96-04-01 TO 96-09-30

SITE 0007

Site Information

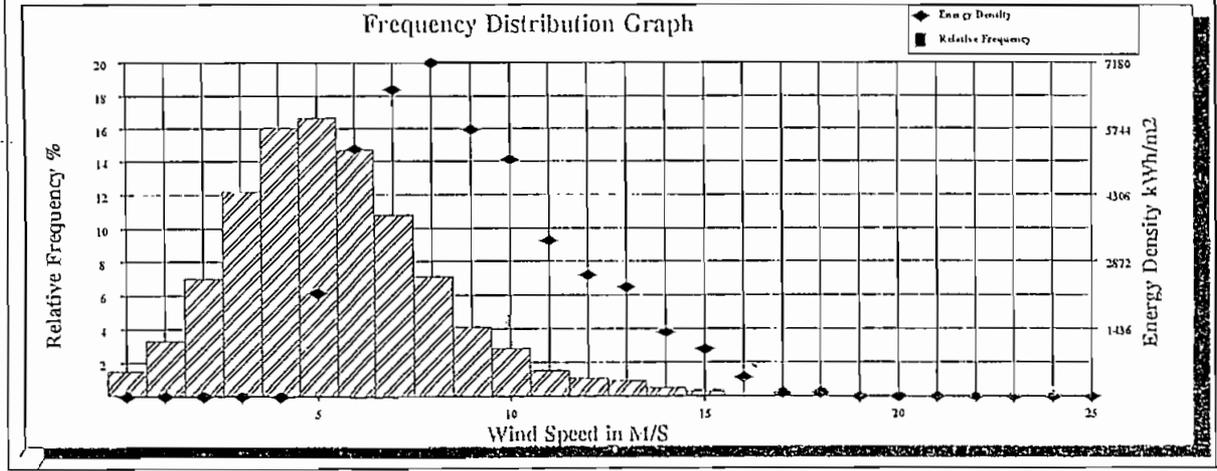
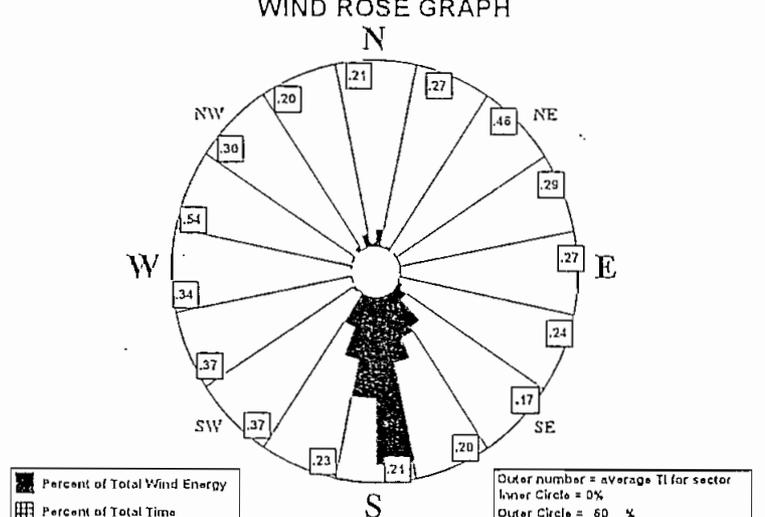
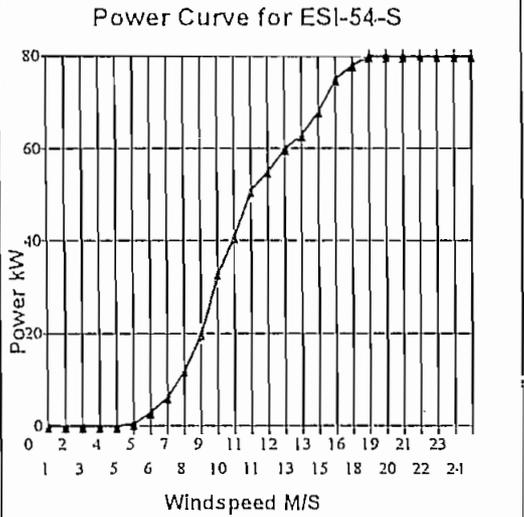
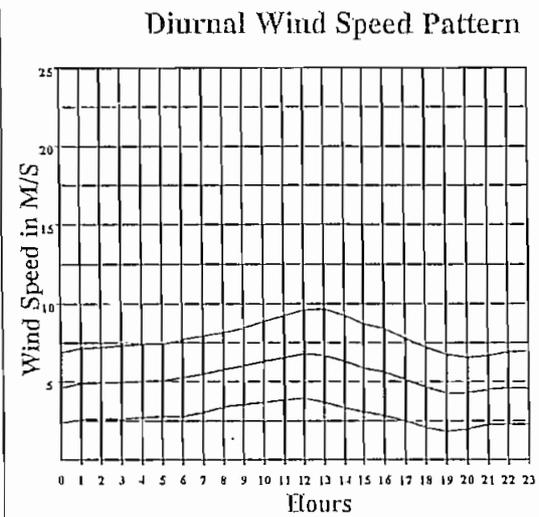
Project: PARAMO GRANDE - COTOPAXI
 Location: Cotopaxi
 Site Elevation: 3540M
 Averaging Time: 60 min

Sensor 1 Information

Channel: 1
 Type: Anemometer
 Scale: 0.763693330
 Offset: 0.0000
 Description: Anemometer
 Height: 26M

Sensor 2 Information

Channel: 7
 Type: Direction Vane
 Scale: 1.000000000
 Offset: 0.0000
 Description: Direction Vane
 Height: 26M



Statistics

Estimated Energy Output	43190 KWH
Calculated Air Density	0.852 kg/m3
(temperature data and pressure based on elevation)	
Average Wind Speed	5.3 M/S
Average Turbulence Intensity	0.29
Mean Energy Wind Direction	S
Mean Wind Direction	S
Capacity Factor	0.12
Average Temperature	0.0 C
Turbine Manufacturer	ESI INC
Turbine Model	ESI-54-S
Turbine Rating	80.0 kW
Number of Turbines	1
Estimated Annual Production	87317 KWH/Year

ANEXO No. 8

FLUJOS DE CARGA

1. Datos
2. Resultados

DATOS

HDGC

SISTEMA : PGCXMAX FECHA : 09/12/1996 HORA : 09:12:49

Operaciones de otros sistemas

FLUJO A DMAX Y GENERACIÓN MÁXIMAS

C BARRAS AC =====

BT	1	13-1	6.3	6.3	1	3.2	1.3	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0
BT	1	13-2	6.3	6.3	1	3.2	1.3	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0
BE	1	C.CHILLO	2.3	1	0	0	0	0	0	1.8	1.8	0.9	0.9	0.970.970	0	0	0	0
B	1	C.CUM	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0.989.950	0	0	0	0
BE	1	C.CUMB	G	4.2	1	0	0	0	0	42	40	12	121.021.02	0	0	0	0	0
B	1	C.GHQ	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0.989.950	0	0	0	0
B	1	C.GTQ	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0.989.950	0	0	0	0
BE	1	C.HGQN	G	6.3	1	0	0	0	0	11	6.9	5	2.990.970	0	0	0	0	0
BE	1	C.LULUNG	G	6.3	1	0	0	0	0	9	2.7	2.4	2.4.996.988	0	0	0	0	0
B	1	C.NAY	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0.950.950	0	0	0	0
BE	1	C.NAYO	G	6.9	1	0	0	0	0	29.8	29.8	14	141.00.993	0	0	0	0	0
BE	1	C.PASO	G	4.2	1	0	0	0	0	4.5	4.5	2.2	1.9931.01	0	0	0	0	0
B	1	C.PASO46	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0.950.950	0	0	0	0
B	1	C.TG	INE	138	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0.960.960	0	0	0	0
BE	1	C.TGHQ	G13.8	1	0	0	0	0	0	618.8	16	13	10.51.01.980	0	0	0	0	0
BE	1	C.TGINEG	G	6.6	1	0	0	0	0	019.4	19.4	-2.4	-5.9.9911.02	0	0	0	0	0
BT	1	CARO	6.3	6.3	1	12.1	3.6	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	CAROL	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	CCUM	46A	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
BE	1	CTPXG	23	1	0	0	0	0	0	4.8	4.8	0	-31.02.950	0	0	0	0	0
B	1	CTPXG23	23	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
BT	1	EPICL	23	23	1	28.3	7.1	0	10.3	0	0	0	0	0.950.950	0	0	0	0
B	1	EPICL46	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0.974.950	0	0	0	0
BT	1	IYAQU	6.3	6.3	1	12.3	4	0	3	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	IYAQUI	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	MACHA	23	23	1	8.1	2.7	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	MACHA	46	46	1	3.9	1.1	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	NOROLP	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0.989.950	0	0	0	0
BT	1	OLIMP	6.3	6.3	1	10.7	2.2	0	4.5	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	P.GUER	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
BE	1	PARAMG	23	1	0	0	0	0	0	7.2	7.2	0	-4.51.01.950	0	0	0	0	0
B	1	PARAMG23	23	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
BT	1	PGUER	6.3	6.3	1	8.4	2.8	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	S/E	4	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	S/E	6	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	S/E	7	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	S/E	8	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	S/E	9	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	S/E11	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	S/E12	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	S/E13	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	S/E15	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	S/E16	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	S/E17	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
BT	1	S/E18	23	23	1	39.6	11.6	0	4.5	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	S/E18	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
BT	1	S/E19	1313.2	1	8.6	4.1	0	4.6	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
BT	1	S/E19	23	23	1	17.8	8.6	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	S/E19	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	S/E3	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	S/E3	6.3	6.3	1	29.6	11.7	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
BT	1	S/E4	6.3	6.3	1	16.9	5.5	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0
B	1	S/E6	6.3	6.3	1	3.4	1.1	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0	0	0

BT	1	S/E7	6.3	6.3	1	14.9	5.4	0	3	0	0	0	01.05.950	0	0
B	1	S/E8	6.3	6.3	1	5.4	1.8	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0
BT	1	S/E9	6.3	6.3	1	8.3	3	0	3	0	0	0	01.05.950	0	0
BT	1	S10N	6.3	6.3	1	8.5	2.1	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0
BT	1	S10V	6.3	6.3	1	5.6	1.4	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0
BT	1	S17-16.3	6.3	6.3	1	5.6	2.4	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0
BT	1	S17-26.3	6.3	6.3	1	6.4	2.7	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0
BT	1	SALEG	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	01.03.950	0	0
B	1	SALEG138	138	138	1	0	0	0	0	0	0	0	0.956.950	0	0
B	1	SANGOL23	23	23	1	4.5	1.9	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0
B	1	SANGOL46	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	01.03.950	0	0
B	1	SE10V	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0
BT	1	SE11	6.3	6.3	1	8.4	3.6	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0
BT	1	SE12	6.3	6.3	1	7.2	2.1	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0
BT	1	SE15	6.3	6.3	1	12.4	5.3	0	4.5	0	0	0	01.05.950	0	0
BT	1	SE16	6.3	6.3	1	30.6	11.1	0	3	0	0	0	01.05.950	0	0
B	1	SE19	138	138	1	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0
BT	1	SRAFA	1313.2	1313.2	1	7	2.3	0	3.6	0	0	0	01.05.950	0	0
BT	1	SRAFA	23	23	1	16.6	5.5	0	3.5	0	0	0	01.05.950	0	0
B	1	SRAFA	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0.967.950	0	0
BT	1	SROSA	23	23	1	14	3.5	0	4.5	0	0	0	01.05.950	0	0
B	1	SROSA138	138	138	1	0	0	0	0	0	3	0	01.05.950	0	0
BE	1	SROSA230	230	230	1	0	0	0	0	0	0	0	0.990.990	0	0
BT	1	SROSA46	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	01.04.950	0	0
B	1	SUR	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0.989.950	0	0
B	1	SUR	6.3	6.3	1	6.6	2.2	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0
BT	1	TUMBC	23	23	1	28.6	8.3	0	4.3	0	0	0	01.05.950	0	0
B	1	TUMBC	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0
B	1	VICEN	46	46	1	0	0	0	0	0	0	0	0.956.950	0	0
B	1	VICEN138	138	138	1	31.8	10.3	0	0	74	74	8	01.05.950	0	0

C LINEAS AC =====

L	1	C.CUM	46	46	C.NAY	46	4610	5360.01939.05854	0	0	1.8		
L	1	C.CUM	46	46	CCUM	46A	461010720.00034.00094	0	0	0.1			
L	1	C.CUM	46	46	NOROLP	46	461010720.02109.05857	0	0	3.9			
L	1	C.CUM	46	46	TUMBC	46	4610	5360.01534.04526	0	0	1.4		
L	1	C.GHQ	46	46	SUR	46	4610	5360.02537.06630	0	0	4.6		
L	1	C.GHQ	46	46	C.GTQ	46	4610	5360.00415.01128	0	0	0.7		
L	1	C.GTQ	46	46	SUR	46	4610	5360.05906.15517	0	0	5.3		
L	1	C.PASO	46	46	SANGOL	46	4610	5360.27228.28876	0	0	7.5		
L	1	C.TG	INE	138	VICEN	138	13810	5360.00560.01699	0	0	4.5		
L	1	CCUM	46A	46	NOROLP	46	461010720.02109.05857	0	0	3.9			
L	1	CTPXG	23	23	CTPXG	23	2310	2401.35163.95572	0	0	0		
L	1	CTPXG	23	23	MACHA	23	2310	24001.25001.8200	0	0	12.43/0	ACSR	
L	1	EPICL	46	46	S/E3	46	4610	5360.02786.07572	0	0	2.5		
L	1	EPICL	46	46	SUR	46	4610	5360.04089.12197	0	0	3.7		
L	1	NOROLP	46	46	IYAQUI	46	4610	5360.01255.03408	0	0	1.1		
L	1	NOROLP	46	46	S/E18	46	4610	5360.04781.14096	0	0	4.8		
L	1	PARAMG	23	23	PARAMG	23	2310	2750.20174.63859	0	0	0		
L	1	PARAMG	23	23	MACHA	23	2310	2750.49500.86700	0	0	6.24/0	ACSR	
L	1	S/E	6	46	S/E	8	46	4610	4720.01092.02804	0	0	0.6	
L	1	S/E	9	46	P.GUER	46	4610	5360.00837.02272	0	0	0.4	995	
L	1	S/E12	46	46	CAROL	46	4610	5360.03563.10249	0	0	3.2		
L	1	S/E13	46	46	IYAQUI	46	4610	5360.01116.03029	0	0	1.0		
L	1	S/E15	46	46	S/E17	46	4610	5360.04823.09070	0	0	2.0		
L	1	S/E17	46	46	S/E19	46	4610	5360.05515.09441	0	0	2.8		
L	1	S/E3	46	46	S/E	7	46	4610	5360.03941.11755	0	0	3.6	
L	1	SALEG	46	46	S/E13	46	4610	5360.01456.04342	0	0	0.8		
L	1	SALEG	46	46	S/E	7	46	4610	5360.04238.11815	0	0	3.9	
L	1	SALEG	46	46	S/E	9	46	4610	5360.03076.08576	0	0	2.8	
L	1	SALEG	46	46	S/E11	46	4610	5360.02119.05908	0	0	1.9		
L	1	SALEG	46	46	S/E16	46	4610	5360.04735.13915	0	0	4.1		

L	1	SALEG138	138	SE19	138	13810	6240.00465	02012	0	0	6.2
L	1	SANGOL46	46	SRAFA	46	4610	5360.05580	16808	0	0	5.0
L	1	SRAFA	46	C.GTQ	46	4610	5360.02368	07250	0	0	2.2
L	1	SROSA138	138	SALEG138		1381012482	00725	03143	0.01600	15.8	
L	1	SROSA138	138	VICEN138		1381010720	01408	04769	0.01165	11.4	
L	1	SROSA46	46	MACHA	46	4610	5360.08315	25101	0	0	7.6
L	1	SROSA46	46	EPICL46		461010720	13280	42800	0	0	6.2
L	1	SROSA46	46	SRAFA	46	4610	5360.09703	28943	0	0	8.9
L	1	SUR	46	S/E	4	46	4610	5360.01108	03019	0	1.0
L	1	SUR	46	S/E	6	46	4610	5360.01419	04018	0	1.2
L	1	VICEN	46	NOROLP46		4610	5360.04574	13644	0	0	4.2
L	1	VICEN	46	SE10V	46	4610	5360.01451	03153	0	0	1.0
L	1	VICEN	46	S/E12	46	4610	5360.00724	02148	0	0	0.6

C TRANSF. REGULADORES =====

R	1	13-1	6.3	6.3	S/E13	46	46	13-1	6.3	6.3	7.78	5.7316	0	
T	1	13-1	6.3	6.3	S/E13	46	4610	6.3		01.4320		0	0	6.3048.31
R	1	13-2	6.3	6.3	S/E13	46	46	13-2	6.3	6.3	7.33	6.0026	0	
T	1	13-2	6.3	6.3	S/E13	46	4610	6.3		01.3430		0	0	6.3048.31
R	1	CARO	6.3	6.3	CAROL	46	46	CARO	6.3	6.3	7.41	5.4816	0	
T	1	CARO	6.3	6.3	CAROL	46	4610	30.5		0.65700		0	0	6.3046.00
R	1	EPICL	23	23	EPICL46		46	EPICL	23	2327.3820	1816		0	
T	1	EPICL	23	23	EPICL46		4610	40		0.34600		0	023.0046.40	
R	1	IYAQU6.3	6.3	6.3	IYAQUI46		46	IYAQU6.3	6.3	6.3	7.41	5.4816	0	
T	1	IYAQU6.3	6.3	6.3	IYAQUI46		4610	20		0.62500		0	0	6.0046.00
R	1	MACHA	23	23	MACHA	46	46	MACHA	23	2327.3820	1816		0	
T	1	MACHA	23	23	MACHA	46	4610	20		0.85960		0	021.9046.40	
R	1	OLIMP6.3	6.3	6.3	NOROLP46		46	OLIMP6.3	6.3	6.3	7.41	5.4824	0	
T	1	OLIMP6.3	6.3	6.3	NOROLP46		4610	20		0.68870		0	0	6.3046.00
R	1	PGUER6.3	6.3	6.3	P.GUER46		46	PGUER6.3	6.3	6.3	7.41	5.4816	0	
T	1	PGUER6.3	6.3	6.3	P.GUER46		4610	20		0.62500		0	0	6.0046.00
R	1	S/E18	23	23	S/E18	46	46	S/E18	23	2327.3820	1816		0	
T	1	S/E18	23	23	S/E18	46	4610	40.5		0.52660		0	023.0046.40	
R	1	S/E19	1313.2	1313.2	S/E19	46	46	S/E19	1313.2	1313.2	16.3012	0024	0	
T	1	S/E19	1313.2	1313.2	S/E19	46	4610	20		0.82030		0	013.2046.00	
R	1	S/E19	23	23	S/E19	46	46	S/E19	23	2327.3820	1816		0	
T	1	S/E19	23	23	S/E19	46	4610	33		0.48388		0	023.0046.00	
R	1	S/E19	46	46	SE19	138	138	S/E19	46	4651.1141	8216		0	
T	1	S/E19	46	46	SE19	138	13810	100		0.15180		0	046.00138.0	
R	1	S/E3	6.3	6.3	S/E3	46	46	S/E3	6.3	6.3	7.50	5.5325	0	
T	1	S/E3	6.3	6.3	S/E3	46	4610	20		0.15380		0	0	6.0048.42
R	1	S/E4	6.3	6.3	S/E	4	46	S/E4	6.3	6.3	7.41	5.4816	0	
T	1	S/E4	6.3	6.3	S/E	4	4610	20		0.62500		0	0	6.3046.00
R	1	S/E7	6.3	6.3	S/E	7	46	S/E7	6.3	6.3	7.41	5.4824	0	
T	1	S/E7	6.3	6.3	S/E	7	4610	20		0.68550		0	0	6.3048.31
R	1	S/E8	6.3	6.3	S/E	8	46	S/E8	6.3	6.3	7.33	6.0016	0	
T	1	S/E8	6.3	6.3	S/E	8	4610	10		0.98000		0	0	6.3048.31
R	1	S/E9	6.3	6.3	S/E	9	46	S/E9	6.3	6.3	7.33	6.0016	0	
T	1	S/E9	6.3	6.3	S/E	9	4610	10		0.87625		0	0	6.3048.31
R	1	S10N	6.3	6.3	VICEN	46	46	S10N	6.3	6.3	7.41	5.4824	0	
T	1	S10N	6.3	6.3	VICEN	46	4610	20		0.68870		0	0	6.3046.00
R	1	S10V	6.3	6.3	SE10V	46	46	S10V	6.3	6.3	7.33	6.0026	0	
T	1	S10V	6.3	6.3	SE10V	46	4610	12.5		0.67200		0	0	6.3048.31
R	1	S17-16.3	6.3	6.3	S/E17	46	46	S17-16.3	6.3	6.3	7.78	6.2416	0	
T	1	S17-16.3	6.3	6.3	S/E17	46	4610	6.3		01.4320		0	0	6.3048.42
R	1	S17-26.3	6.3	6.3	S/E17	46	46	S17-26.3	6.3	6.3	7.00	5.7316	0	
T	1	S17-26.3	6.3	6.3	S/E17	46	4610	10		0.87875		0	0	6.3046.00
R	1	SALEG138	138	SALEG	46	46	SALEG	46	46162.3120	048			0	
T	1	SALEG138	138	SALEG	46	4610	100			0.14200		0	0138.046.00	
R	1	SE11	6.3	6.3	S/E11	46	46	SE11	6.3	6.3	7.33	6.0016	0	
T	1	SE11	6.3	6.3	S/E11	46	4610	10		0.87625		0	0	6.3048.31
R	1	SE12	6.3	6.3	S/E12	46	46	SE12	6.3	6.3	7.33	6.0016	0	

T	1	SE12	6.3	6.3	S/E12	46	4610	10	0.87625	0	0	6.3048.31	
R	1	SE15	6.3	6.3	S/E15	46	46	SE15	6.3	6.3	7.41	5.4824	0
T	1	SE15	6.3	6.3	S/E15	46	4610	20	0.67470	0	0	6.3046.00	
R	1	SE16	6.3	6.3	S/E16	46	46	SE16	6.3	6.3	7.41	5.4816	0
T	1	SE16	6.3	6.3	S/E16	46	4610	40	0.33725	0	0	6.3046.00	
R	1	SRAFA	1313.2		SRAFA	46	46	SRAFA	1313.2	14.6712	0.0016		0
T	1	SRAFA	1313.2		SRAFA	46	4610	10	0.82840	0	0	13.2046.00	
R	1	SRAFA	23	23	SRAFA	46	46	SRAFA	23	2327.3820	0.1816		0
T	1	SRAFA	23	23	SRAFA	46	4610	20	0.85960	0	0	23.0046.40	
R	1	SROSA	23	23	SROSA46	46	SROSA	23	2327.3820	0.1816			0
T	1	SROSA	23	23	SROSA46	4610	20	0.69200	0	0	0	23.0046.40	
R	1	SROSA138	138		SROSA46	46	SROSA46	46153.3125	4	5	20		
T	1	SROSA138	138		SROSA46	4610	75	0.12500	0	0	0	138.046.00	
R	1	TUMBC	23	23	TUMBC	46	46	TUMBC	23	2327.0620	0.0016		0
T	1	TUMBC	23	23	TUMBC	46	4610	33	0.48388	0	0	23.0046.00	

C TRANSF. TAP FIJO =====

T	1	C.CHILLO	2.3		SRAFA	23	2310	2.40	02.0000	0	0	2.1924.08		
T	1	C.CUMB	G 4.2		C.CUM	46	4610	500	0.21298	0	0	4.0045.12		
T	1	C.HGQN	G 6.3		C.GHQ	46	4610	150	0.66330	0	0	6.4548.68		
T	1	C.LULUNG	6.3		SUR	46	461011	1.20	01.1022	0	0	6.0045.32		
T	1	C.NAYO	G 6.9		C.NAY	46	4610	330	0.08833	0	0	6.6646.82		
T	1	C.PASO	G 4.2		C.PASO46	4610	5.60	01.1550	0	0	0	4.2850.00		
T	1	C.TGHQ	G13.8		C.GTQ	46	461052	2.50	0.20028	0	0	13.4844.94		
T	1	C.TGHQ	G13.8		C.TG	INE	1381027	2.30	0.48840	0	0	13.14144.1		
T	1	C.TGINEG	6.6		C.TG	INE	13810	400	0.11030	0	0	6.82148.7		
T	1	S/E	6	46	46	S/E6	6.3	6.310	6.30	01.3440	0	0	44.77	6.63
T	1	SANGOL46	46		SANGOL23	2310	7.50	0.79000	0	0	0	43.8121.90		
T	1	SROSA230	230		SROSA138	13810	3750	0.02058	0	0	0	223.8145.2		
T	1	SUR	46	46	SUR	6.3	6.310	6.30	01.3420	0	0	46.94	6.63	
T	1	VICEN138	138		VICEN	46	4610	860	0.10760	0	0	140.848.42		

HDGC

SISTEMA : PGCXMED FECHA : 09/12/1996 HORA : 09:19:39

Operaciones de otros sistemas

FLUJO A DEMANDA MÁXIMA Y GENERACIÓN MEDIA

Idéntico a los datos de generación máxima excepto por:

C BARRAS AC =====

BE	1	CTPXG	23	1	0	0	0	0	2.4	2.4	0	-2.11	02.950	0	0
B	1	CTPXG23	23	1	0	0	0	0	0	0	0	01.05	.950	0	0
BE	1	PARAMG	23	1	0	0	0	0	3.6	3.6	0	-3.21	02.950	0	0
B	1	PARAMG23	23	1	0	0	0	0	0	0	0	01.05	.950	0	0

C LINEAS AC =====

L	1	CTPXG	23	CTPXG23	2310	2401.35163	95572	0	0	0					
L	1	CTPXG23	23	MACHA	23	2310	24001.25001	8200	0	0	0	12.43/0	ACSR		
L	1	PARAMG	23	PARAMG23	2310	2750.20174	63859	0	0	0					
L	1	PARAMG23	23	MACHA	23	2310	2750.49500	86700	0	0	0	6.24/0	ACSR		

HDGC

SISTEMA : PGCXMIN

FECHA : 09/12/1996

HORA : 09:24:51

Operaciones de otros sistemas

FLUJO A DEMANDA MAXIMAX Y GENERACIÓN MÍNIMA

Idéntico a los datos de generación máxima excepto por:

C BARRAS AC =====

BE	1	CTPXG	23	1	0	0	0	0	0	0	-1.81.00.950	0	0
B	1	CTPXG23	23	1	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0
BE	1	PARAMG	23	1	0	0	0	0	0	0	-2.71.01.950	0	0
B	1	PARAMG23	23	1	0	0	0	0	0	0	01.05.950	0	0

C LINEAS AC =====

L	1	CTPXG	23	CTPXG23	2310	2401.35163.95572	0	0	0
L	1	CTPXG23	23	MACHA 23	2310	24001.25001.8200	0	0	12.43/0 ACSR
L	1	PARAMG	23	PARAMG23	2310	2750.20174.63859	0	0	0
L	1	PARAMG23	23	MACHA 23	2310	2750.49500.86700	0	0	6.24/0 ACSR

RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA.

DEMANDA MÁXIMA Y GENERACIÓN MÁXIMA

SISTEMA : PGCXMAX FECHA : 09/12/1996 HORA : 09:12:49
 Operaciones de otros sistemas
 % Loading factor -> 0
 AC buses -> 83
 PV buses -> 10
 AC elem. -> 88
 No. Areas -> 0
 Iterations -> 7 (Maximum = 15)
 Max. p.u. mismatch -> 3.755e-08 (Tolerance = 0.0001)
 Reference Bus(es) -> 76 SROSA230 230 (Angle= 0.00 deg.)

RESULTADOS DE BARRAS. Generación máxima

l = límite inferior		h = límite superior		o = sobre el límite		u = bajo el límite					
A num	BARRAS	P GENER	Q GENER	P CARGA	Q CARGA	P SHUNT	P SHUNT				
n	B Nombre KV V(pu) d(grd)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)				
0	1 13-1 6.3 6.3 1.0500 -12.70	0.00	0.00	3.20	1.30	0.00	0.00				
0	2 13-2 6.3 6.3 1.0500 -12.54	0.00	0.00	3.20	1.30	0.00	0.00				
0	3 C.CHILLO 2.3 0.9700 -16.19	1.80h	0.91	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	4 C.CUM 46 46 1.0335 -8.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	5 C.CUMB G 4.2 1.0200 -4.28	40.00	9.96	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	6 C.GHQ 46 46 0.9983 -10.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	7 C.GTQ 46 46 0.9996 -10.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	8 C.HGQN G 6.3 0.9900 -8.32	6.90	4.02	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	9 C.LULUNG 6.3 0.9960 -10.22	2.70	4.17	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	10 C.NAY 46 46 1.0450 -7.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	11 C.NAYO G 6.9 1.0000 -6.60	29.80h	11.68	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	12 C.PASO G 4.2 0.9930 -7.66	4.50h	3.31	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	13 C.PASO46 46 1.0243 -10.41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	14 C.TG INE 138 1.0365 -2.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	15 C.TGHQ G13.8 1.0100 -7.03	16.00	16.98	0.00	0.00	0.00	0.00	6.12			
0	16 C.TGINEG 6.6 0.9910 -1.83	19.40h	-2.72	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	17 CARO 6.3 6.3 1.0500 -11.95	0.00	0.00	12.10	3.60	0.00	0.00				
0	18 CAROL 46 46 1.0363 -7.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	19 CCUM 46A 46 1.0334 -8.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	20 CTPXG 23 1.0200 5.17	4.80h	-2.94	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	21 CTPXG23 23 1.0325 2.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	22 EPICL 23 23 0.9500 -18.67	0.00	0.00	28.30	7.10	0.00	9.30				
0	23 EPICL46 46 0.9814 -12.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	24 IYAQU6.3 6.3 1.0500 -14.12	0.00	0.00	12.30	4.00	0.00	3.31				
0	25 IYAQUI46 46 1.0256 -9.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	26 MACHA 23 23 1.0398 -4.62	0.00	0.00	8.10	2.70	0.00	0.00				
0	27 MACHA 46 46 1.0012 -6.24	0.00	0.00	3.90	1.10	0.00	0.00				
0	28 NOROLP46 46 1.0268 -9.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	29 OLIMP6.3 6.3 1.0500 -13.33	0.00	0.00	10.70	2.20	0.00	4.96				
0	30 P.GUER46 46 1.0205 -11.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	31 PARAMG 23 1.0100 3.11	7.20h	-4.70	0.00	0.00	0.00	0.00				
0	32 PARAMG23 23 1.0268 0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				

0	33	PGUER	6.3	6.3	1.0500	-14.16	0.00	0.00	8.40	2.80	0.00	0.00
0	34	S/E	4	46	46	0.9819	-12.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	35	S/E	6	46	46	0.9835	-12.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	36	S/E	7	46	46	0.9971	-12.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	37	S/E	8	46	46	0.9823	-12.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	38	S/E	9	46	46	1.0219	-11.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	39	S/E11	46	46	1.0258	-10.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	40	S/E12	46	46	1.0451	-7.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	41	S/E13	46	46	1.0265	-10.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	42	S/E15	46	46	1.0227	-11.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	43	S/E16	46	46	0.9989	-12.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	44	S/E17	46	46	1.0298	-10.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	45	S/E18	23	23	1.0500	-25.48	0.00	0.00	39.60	11.60	0.00	4.96
0	46	S/E18	46	46	0.9824	-12.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	47	S/E19	13	13.2	1.0500	-13.18	0.00	0.00	8.60	4.10	0.00	5.07
0	48	S/E19	23	23	1.0500	-14.21	0.00	0.00	17.80	8.60	0.00	0.00
0	49	S/E19	46	46	1.0500	-9.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	50	S/E3	46	46	0.9763	-13.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	51	S/E3	6.3	6.3	1.0500	-16.10	0.00	0.00	29.60	11.70	0.00	0.00
0	52	S/E4	6.3	6.3	1.0500	-18.73	0.00	0.00	16.90	5.50	0.00	0.00
0	53	S/E6	6.3	6.3	1.0485	-14.42	0.00	0.00	3.40	1.10	0.00	0.00
0	54	S/E7	6.3	6.3	1.0500	-18.29	0.00	0.00	14.90	5.40	0.00	3.31
0	55	S/E8	6.3	6.3	1.0500	-15.03	0.00	0.00	5.40	1.80	0.00	0.00
0	56	S/E9	6.3	6.3	1.0500	-15.12	0.00	0.00	8.30	3.00	0.00	3.31
0	57	S10N	6.3	6.3	1.0500	-9.93	0.00	0.00	8.50	2.10	0.00	0.00
0	58	S10V	6.3	6.3	1.0500	-8.90	0.00	0.00	5.60	1.40	0.00	0.00
0	59	S17-16	6.3	6.3	1.0500	-15.03	0.00	0.00	5.60	2.40	0.00	0.00
0	60	S17-26	6.3	6.3	1.0500	-13.65	0.00	0.00	6.40	2.70	0.00	0.00
0	61	SALEG	46	46	1.0300	-10.41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	62	SALEG138	138	138	1.0068	-4.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	63	SANGOL	23	23	0.9878	-12.73	0.00	0.00	4.50	1.90	0.00	0.00
0	64	SANGOL	46	46	1.0039	-10.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	65	SE10V	46	46	1.0467	-6.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	66	SE11	6.3	6.3	1.0500	-14.78	0.00	0.00	8.40	3.60	0.00	0.00
0	67	SE12	6.3	6.3	1.0500	-10.40	0.00	0.00	7.20	2.10	0.00	0.00
0	68	SE15	6.3	6.3	1.0500	-15.72	0.00	0.00	12.40	5.30	0.00	4.96
0	69	SE16	6.3	6.3	1.0500	-18.62	0.00	0.00	30.60	11.10	0.00	3.31
0	70	SE19	138	138	0.9998	-4.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	71	SRAFA	13	13.2	1.0500	-13.91	0.00	0.00	7.00	2.30	0.00	3.97
0	72	SRAFA	23	23	1.0500	-18.03	0.00	0.00	16.60	5.50	0.00	3.86
0	73	SRAFA	46	46	1.0026	-10.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	74	SROSA	23	23	1.0500	-11.91	0.00	0.00	14.00	3.50	0.00	4.96
0	75	SROSA138	138	138	1.0431	-2.41	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	76	SROSA230	230	230	0.9900	0.00	227.86	147.16	0.00	0.00	0.00	0.00
0	77	SROSA	46	46	1.0400	-6.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	78	SUR	46	46	0.9862	-11.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	79	SUR	6.3	6.3	0.9830	-16.98	0.00	0.00	6.60	2.20	0.00	0.00
0	80	TUMBC	23	23	1.0500	-17.18	0.00	0.00	28.60	8.30	0.00	4.74
0	81	TUMBC	46	46	1.0258	-9.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	82	VICEN	46	46	1.0480	-6.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	83	VICEN138	138	138	1.0345	-2.96	74.00h	8.00	31.80	10.30	0.00	0.00

RESULTADOS DE LINEAS AC

num	BARRA P	num	BARRA Q	FLUJO	FLUJO	PERDIDA	PERDIDA			
Bp	Nombre	KV	Bq	Nombre	KV	C	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
4	C.CUM	46	46	81	TUMBC	46	28.73	7.96	0.13	0.38
4	C.CUM	46	46	28	NOROLP	46	20.61	4.56	0.09	0.24

4	C.CUM	46	46	19	CCUM	46A	46	1	20.28	4.48	0.00	0.00
4	C.CUM	46	46	10	C.NAY	46	46	1	-29.62	-10.32	0.18	0.54
6	C.GHQ	46	46	7	C.GTQ	46	46	1	-22.13	-3.68	0.02	0.06
6	C.GHQ	46	46	78	SUR	46	46	1	29.03	7.29	0.23	0.60
7	C.GTQ	46	46	73	SRAFA	46	46	1	-3.52	-2.95	0.00	0.02
7	C.GTQ	46	46	78	SUR	46	46	1	14.02	3.43	0.12	0.32
7	C.GTQ	46	46	6	C.GHQ	46	46	1	22.15	3.73	0.02	0.06
10	C.NAY	46	46	4	C.CUM	46	46	1	29.80	10.86	0.18	0.54
13	C.PASO	46	46	64	SANGOL	46	46	1	4.50	2.99	0.08	0.08
14	C.TG	INE	138	83	VICEN	138	138	1	2.74	11.38	0.01	0.02
18	CAROL	46	46	40	S/E12	46	46	1	-12.10	-4.63	0.06	0.16
19	CCUM	46A	46	28	NOROLP	46	46	1	20.28	4.48	0.09	0.24
19	CCUM	46A	46	4	C.CUM	46	46	1	-20.28	-4.48	0.00	0.00
20	CTPXG		23	21	CTPXG	23	23	1	4.80	-2.94	0.11	0.29
21	CTPXG	23	23	26	MACHA	23	23	1	4.69	-3.23	0.38	0.55
21	CTPXG	23	23	20	CTPXG	23	23	1	-4.69	3.23	0.11	0.29
23	EPICL	46	46	77	SROSA	46	46	1	-26.36	-3.92	0.98	3.16
23	EPICL	46	46	78	SUR	46	46	1	-12.97	0.63	0.07	0.21
23	EPICL	46	46	50	S/E3	46	46	1	11.03	2.60	0.04	0.10
25	IYAQUI	46	46	41	S/E13	46	46	1	13.24	-7.65	0.02	0.07
25	IYAQUI	46	46	28	NOROLP	46	46	1	-25.54	6.04	0.08	0.22
26	MACHA	23	23	32	PARAMG	23	23	1	-6.70	5.79	0.36	0.63
26	MACHA	23	23	21	CTPXG	23	23	1	-4.31	3.79	0.38	0.55
27	MACHA	46	46	77	SROSA	46	46	1	-0.99	-15.13	0.19	0.58
28	NOROLP	46	46	82	VICEN	46	46	1	-36.12	-3.06	0.57	1.70
28	NOROLP	46	46	46	S/E18	46	46	1	40.52	19.42	0.92	2.70
28	NOROLP	46	46	25	IYAQUI	46	46	1	25.62	-5.82	0.08	0.22
28	NOROLP	46	46	19	CCUM	46A	46	1	-20.20	-4.24	0.09	0.24
28	NOROLP	46	46	4	C.CUM	46	46	1	-20.52	-4.31	0.09	0.24
30	P.GUER	46	46	38	S/E 9	46	46	1	-8.40	-3.29	0.01	0.02
31	PARAMG		23	32	PARAMG	23	23	1	7.20	-4.70	0.15	0.46
32	PARAMG	23	23	26	MACHA	23	23	1	7.05	-5.16	0.36	0.63
32	PARAMG	23	23	31	PARAMG	23	23	1	-7.05	5.16	0.15	0.46
34	S/E 4	46	46	78	SUR	46	46	1	-16.90	-7.74	0.04	0.11
35	S/E 6	46	46	78	SUR	46	46	1	-8.80	-3.37	0.01	0.04
35	S/E 6	46	46	37	S/E 8	46	46	1	5.40	2.12	0.00	0.01
36	S/E 7	46	46	61	SALEG	46	46	1	-33.70	-15.19	0.58	1.62
36	S/E 7	46	46	50	S/E3	46	46	1	18.80	11.48	0.19	0.57
37	S/E 8	46	46	35	S/E 6	46	46	1	-5.40	-2.11	0.00	0.01
38	S/E 9	46	46	61	SALEG	46	46	1	-16.71	-3.58	0.09	0.24
38	S/E 9	46	46	30	P.GUER	46	46	1	8.41	3.31	0.01	0.02

39	S/E11	46	46	61	SALEG	46	46	1	-8.40	-4.34	0.02	0.05
40	S/E12	46	46	82	VICEN	46	46	1	-19.36	-7.36	0.03	0.08
40	S/E12	46	46	18	CAROL	46	46	1	12.16	4.79	0.06	0.16
41	S/E13	46	46	61	SALEG	46	46	1	6.82	-10.64	0.02	0.07
41	S/E13	46	46	25	IYAQUI	46	46	1	-13.22	7.72	0.02	0.07
42	S/E15	46	46	44	S/E17	46	46	1	-12.40	-1.34	0.07	0.13
43	S/E16	46	46	61	SALEG	46	46	1	-30.60	-11.40	0.51	1.49
44	S/E17	46	46	49	S/E19	46	46	1	-24.47	-7.54	0.34	0.58
44	S/E17	46	46	42	S/E15	46	46	1	12.47	1.48	0.07	0.13
46	S/E18	46	46	28	NOROLP	46	46	1	-39.60	-16.72	0.92	2.70
49	S/E19	46	46	44	S/E17	46	46	1	24.81	8.12	0.34	0.58
50	S/E3	46	46	36	S/E 7	46	46	1	-18.60	-10.90	0.19	0.57
50	S/E3	46	46	23	EPICL	46	46	1	-11.00	-2.50	0.04	0.10
61	SALEG	46	46	43	S/E16	46	46	1	31.11	12.88	0.51	1.49
61	SALEG	46	46	39	S/E11	46	46	1	8.42	4.40	0.02	0.05
61	SALEG	46	46	38	S/E 9	46	46	1	16.79	3.82	0.09	0.24
61	SALEG	46	46	36	S/E 7	46	46	1	34.28	16.82	0.58	1.62
61	SALEG	46	46	41	S/E13	46	46	1	-6.79	10.71	0.02	0.07
62	SALEG138	138	138	75	SROSA138	138	138	1	-135.16	-84.78	1.80	4.45
62	SALEG138	138	138	70	SE19	138	138	1	51.36	23.59	0.15	0.63
64	SANGOL	46	46	73	SRAFA	46	46	1	-0.08	0.81	0.00	0.00
64	SANGOL	46	46	13	C.PASO	46	46	1	-4.42	-2.91	0.08	0.08
65	SE10V	46	46	82	VICEN	46	46	1	-5.60	-1.61	0.00	0.01
70	SE19	138	138	62	SALEG138	138	138	1	-51.21	-22.96	0.15	0.63
73	SRAFA	46	46	77	SROSA	46	46	1	-25.40	-3.64	0.64	1.90
73	SRAFA	46	46	7	C.GTQ	46	46	1	3.52	2.97	0.00	0.02
73	SRAFA	46	46	64	SANGOL	46	46	1	0.08	-0.81	0.00	0.00
75	SROSA138	138	138	83	VICEN138	138	138	1	25.34	10.27	0.10	-2.17
75	SROSA138	138	138	62	SALEG138	138	138	1	136.96	89.22	1.80	4.45
77	SROSA	46	46	73	SRAFA	46	46	1	26.03	5.53	0.64	1.90
77	SROSA	46	46	23	EPICL	46	46	1	27.34	7.08	0.98	3.16
77	SROSA	46	46	27	MACHA	46	46	1	1.18	15.71	0.19	0.58
78	SUR	46	46	35	S/E 6	46	46	1	8.82	3.41	0.01	0.04
78	SUR	46	46	34	S/E 4	46	46	1	16.94	7.85	0.04	0.11
78	SUR	46	46	23	EPICL	46	46	1	13.04	-0.42	0.07	0.21
78	SUR	46	46	7	C.GTQ	46	46	1	-13.90	-3.10	0.12	0.32
78	SUR	46	46	6	C.GHQ	46	46	1	-28.80	-6.70	0.23	0.60
81	TUMBC	46	46	4	C.CUM	46	46	1	-28.60	-7.58	0.13	0.38
82	VICEN	46	46	40	S/E12	46	46	1	19.38	7.44	0.03	0.08
82	VICEN	46	46	65	SE10V	46	46	1	5.60	1.62	0.00	0.01
82	VICEN	46	46	28	NOROLP	46	46	1	36.69	4.76	0.57	1.70
83	VICEN138	138	138	75	SROSA138	138	138	1	-25.24	-12.44	0.10	-2.17
83	VICEN138	138	138	14	C.TG INE	138	138	1	-2.74	-11.36	0.01	0.02

RESULTADOS DE REGULADORES

l = limite inferior				h = limite superior				o = sobre el limite				u = bajo el limite							
num	BARRA P			num	BARRA Q			FLUJO	FLUJO	PERDIDA	PERDIDA	TAP	TAP			num	BARRA CONTR.		
Bp	Nombre	KV		Bq	Nombre	KV	C	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	(pu)	(grad)	T		Br	Nombre	KV	
1	13-1	6.3	6.3	41	S/E13	46	46	1	-3.20	-1.30	0.00	0.17	1.0427	0.00	V	1	13-1	6.3	6.3
2	13-2	6.3	6.3	41	S/E13	46	46	1	-3.20	-1.30	0.00	0.16	1.0414	0.00	V	2	13-2	6.3	6.3
17	CARO	6.3	6.3	18	CAROL	46	46	1	-12.10	-3.60	0.00	1.03	1.0397	0.00	V	17	CARO	6.3	6.3
18	CAROL	46	46	17	CARO	6.3	6.3	1	12.10	4.63	0.00	1.03	1.0397	0.00	V	17	CARO	6.3	6.3
22	EPICL	23	23	23	EPICL	46	46	1	-28.30	2.20	0.00	2.88	0.9653	0.00	V	22	EPICL	23	23
23	EPICL	46	46	22	EPICL	23	23	1	28.30	0.68	0.00	2.88	0.9653	0.00	V	22	EPICL	23	23
24	IYAQU6.3	6.3	6.3	25	IYAQUI	46	46	1	-12.30	-0.69	0.00	0.91	1.0308	0.00	V	24	IYAQU6.3	6.3	6.3
25	IYAQUI	46	46	24	IYAQU6.3	6.3	6.3	1	12.30	1.51	0.00	0.91	1.0308	0.00	V	24	IYAQU6.3	6.3	6.3
26	MACHA	23	23	27	MACHA	46	46	1	2.91	-12.27	0.00	1.76	1.1802	0.00	V	26	MACHA	23	23
27	MACHA	46	46	26	MACHA	23	23	1	-2.91	14.03	0.00	1.76	1.1802	0.00	V	26	MACHA	23	23
28	NOROLP	46	46	29	OLIMP6.3	6.3	6.3	1	10.70	-1.99	0.00	0.77	1.0071	0.00	V	29	OLIMP6.3	6.3	6.3
29	OLIMP6.3	6.3	6.3	28	NOROLP	46	46	1	-10.70	2.76	0.00	0.77	1.0071	0.00	V	29	OLIMP6.3	6.3	6.3
30	P.GUER	46	46	33	PGUER6.3	6.3	6.3	1	8.40	3.29	0.00	0.49	1.0483	0.00	V	33	PGUER6.3	6.3	6.3
33	PGUER6.3	6.3	6.3	30	P.GUER	46	46	1	-8.40	-2.80	0.00	0.49	1.0483	0.00	V	33	PGUER6.3	6.3	6.3
34	S/E 4	46	46	52	S/E4	6.3	6.3	1	16.90	7.74	0.00	2.24	1.1184	0.00	V	52	S/E4	6.3	6.3
36	S/E 7	46	46	54	S/E7	6.3	6.3	1	14.90	3.72	0.00	1.53	1.0748	0.00	V	54	S/E7	6.3	6.3
37	S/E 8	46	46	55	S/E8	6.3	6.3	1	5.40	2.11	0.00	0.31	1.0884	0.00	V	55	S/E8	6.3	6.3
38	S/E 9	46	46	56	S/E9	6.3	6.3	1	8.30	0.27	0.00	0.58	1.0274	0.00	V	56	S/E9	6.3	6.3
39	S/E11	46	46	66	SE11	6.3	6.3	1	8.40	4.34	0.00	0.74	1.0593	0.00	V	66	SE11	6.3	6.3
40	S/E12	46	46	67	SE12	6.3	6.3	1	7.20	2.57	0.00	0.47	1.0240	0.00	V	67	SE12	6.3	6.3
41	S/E13	46	46	2	13-2	6.3	6.3	1	3.20	1.46	0.00	0.16	1.0414	0.00	V	2	13-2	6.3	6.3
41	S/E13	46	46	1	13-1	6.3	6.3	1	3.20	1.47	0.00	0.17	1.0427	0.00	V	1	13-1	6.3	6.3
42	S/E15	46	46	68	SE15	6.3	6.3	1	12.40	1.34	0.00	1.00	1.0323	0.00	V	68	SE15	6.3	6.3
43	S/E16	46	46	69	SE16	6.3	6.3	1	30.60	11.40	0.00	3.60	1.0869	0.00	V	69	SE16	6.3	6.3
44	S/E17	46	46	60	S17-26.3	6.3	6.3	1	6.40	3.12	0.00	0.42	1.0451	0.00	V	60	S17-26.3	6.3	6.3
44	S/E17	46	46	59	S17-16.3	6.3	6.3	1	5.60	2.94	0.00	0.54	1.0585	0.00	V	59	S17-16.3	6.3	6.3
45	S/E18	23	23	46	S/E18	46	46	1	-39.60	-6.64	0.00	10.08	1.1443	0.00	V	45	S/E18	23	23
46	S/E18	46	46	45	S/E18	23	23	1	39.60	16.72	0.00	10.08	1.1443	0.00	V	45	S/E18	23	23
47	S/E19	1313.2	1313.2	49	S/E19	46	46	1	-8.60	0.97	0.00	0.55	0.9949	0.00	V	47	S/E19	1313.2	1313.2
48	S/E19	23	23	49	S/E19	46	46	1	-17.80	-8.60	0.00	1.87	1.0447	0.00	V	48	S/E19	23	23
49	S/E19	46	46	70	SE19	138	138	1	-51.21	-18.17	0.00	4.78	1.0847	0.00	V	49	S/E19	46	46
49	S/E19	46	46	48	S/E19	23	23	1	17.80	10.47	0.00	1.87	1.0447	0.00	V	48	S/E19	23	23
49	S/E19	46	46	47	S/E19	1313.2	1313.2	1	8.60	-0.42	0.00	0.55	0.9949	0.00	V	47	S/E19	1313.2	1313.2
50	S/E3	46	46	51	S/E3	6.3	6.3	1	29.60	13.40	0.00	1.70	1.0979	0.00	V	51	S/E3	6.3	6.3

51 S/E3 6.3 6.3	50 S/E3 46 46 1	-29.60	-11.70	0.00	1.70 1.0979	0.00 V	51 S/E3 6.3 6.3
52 S/E4 6.3 6.3	34 S/E 4 46 46 1	-16.90	-5.50	0.00	2.24 1.1184	0.00 V	52 S/E4 6.3 6.3
54 S/E7 6.3 6.3	36 S/E 7 46 46 1	-14.90	-2.09	0.00	1.63 1.0748	0.00 V	54 S/E7 6.3 6.3
55 S/E8 6.3 6.3	37 S/E 8 46 46 1	-5.40	-1.80	0.00	0.31 1.0884	0.00 V	55 S/E8 6.3 6.3
56 S/E9 6.3 6.3	38 S/E 9 46 46 1	-8.30	0.31	0.00	0.58 1.0274	0.00 V	56 S/E9 6.3 6.3
57 S10N 6.3 6.3	82 VICEN 46 46 1	-8.50	-2.10	0.00	0.50 1.0170	0.00 V	57 S10N 6.3 6.3
58 S10V 6.3 6.3	65 SE10V 46 46 1	-5.60	-1.40	0.00	0.21 1.0125	0.00 V	58 S10V 6.3 6.3
59 S17-16.3 6.3	44 S/E17 46 46 1	-5.60	-2.40	0.00	0.54 1.0585	0.00 V	59 S17-16.3 6.3
60 S17-26.3 6.3	44 S/E17 46 46 1	-6.40	-2.70	0.00	0.42 1.0451	0.00 V	60 S17-26.3 6.3
61 SALEG 46 46	62 SALEG138 138 1	-83.80	-48.62	0.00	12.56 0.9127	0.00 V	61 SALEG 46 46
62 SALEG138 138	61 SALEG 46 46 1	83.80	61.19	0.00	12.56 0.9127	0.00 V	61 SALEG 46 46
65 SE10V 46 46	58 S10V 6.3 6.3 1	5.60	1.61	0.00	0.21 1.0125	0.00 V	58 S10V 6.3 6.3
66 SE11 6.3 6.3	39 S/E11 46 46 1	-8.40	-3.60	0.00	0.74 1.0593	0.00 V	66 SE11 6.3 6.3
67 SE12 6.3 6.3	40 S/E12 46 46 1	-7.20	-2.10	0.00	0.47 1.0240	0.00 V	67 SE12 6.3 6.3
68 SE15 6.3 6.3	42 S/E15 46 46 1	-12.40	-0.34	0.00	1.00 1.0323	0.00 V	68 SE15 6.3 6.3
69 SE16 6.3 6.3	43 S/E16 46 46 1	-30.60	-7.79	0.00	3.60 1.0869	0.00 V	69 SE16 6.3 6.3
70 SE19 138 138	49 S/E19 46 46 1	51.21	22.96	0.00	4.78 1.0847	0.00 V	49 S/E19 46 46
71 SRAFA 1313.2	73 SRAFA 46 46 1	-7.00	1.67	0.00	0.42 1.0349	0.00 V	71 SRAFA 1313.2
72 SRAFA 23 23	73 SRAFA 46 46 1	-14.80	-0.80	0.00	1.94 1.0635	0.00 V	72 SRAFA 23 23
73 SRAFA 46 46	72 SRAFA 23 23 1	14.80	2.74	0.00	1.94 1.0635	0.00 V	72 SRAFA 23 23
73 SRAFA 46 46	71 SRAFA 1313.2 1	7.00	-1.25	0.00	0.42 1.0349	0.00 V	71 SRAFA 1313.2
74 SROSA 23 23	77 SROSA46 46 1	-14.00	1.46	0.00	1.25 1.0043	0.00 V	74 SROSA 23 23
75 SROSAL38 138	77 SROSA46 46 1	68.56	34.46	0.00	6.35 0.9686	0.00 V	77 SROSA46 46
77 SROSA46 46	75 SROSAL38 138 1	-68.56	-28.11	0.00	6.35 0.9686	0.00 V	77 SROSA46 46
77 SROSA46 46	74 SROSA 23 23 1	14.00	-0.21	0.00	1.25 1.0043	0.00 V	74 SROSA 23 23
80 TUMBC 23 23	81 TUMBC 46 46 1	-28.60	-3.56	0.00	4.03 1.0508	0.00 V	80 TUMBC 23 23
81 TUMBC 46 46	80 TUMBC 23 23 1	28.60	7.58	0.00	4.03 1.0508	0.00 V	80 TUMBC 23 23
82 VICEN 46 46	57 S10N 6.3 6.3 1	8.50	2.60	0.00	0.50 1.0170	0.00 V	57 S10N 6.3 6.3

RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA.
DEMANDA MÁXIMA Y GENERACIÓN MEDIA

SISTEMA : PGCXMED FECHA : 09/12/1996 HORA : 09:19:39

Operaciones de otros sistemas

% Loading factor -> 0
AC buses -> 83
PV buses -> 10
AC elem. -> 88
Iterations -> 5 (Maximum = 15)

Max. p.u. mismatch -> 7.986e-06 (Tolerance = 0.0001)
Reference Bus(es) -> 76 SROSA230 230 (Angle= 0.00 deg.)

RESULTADOS DE BARRAS AC

l = límite inferior h = límite superior o = sobre el límite u = bajo el límite

A num	BARRAS	P GENER	Q GENER	P CARGA	Q CARGA	P SHUNT	P SHUNT
n	B Nombre KV	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)
0	20 CTPXG 23	2.40h	-2.31	0.00	0.00	0.00	0.00
0	21 CTPXG23 23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	26 MACHA 23 23	0.00	0.00	8.10	2.70	0.00	0.00
0	27 MACHA 46 46	0.00	0.00	3.90	1.10	0.00	0.00
0	31 PARAMG 23	3.60h	-3.51	0.00	0.00	0.00	0.00
0	32 PARAMG23 23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

RESULTADOS DE LINEAS AC

l = límite inferior h = límite superior o = sobre el límite u = bajo el límite

num BARRA P	num BARRA Q	FLUJO	FLUJO	PERDIDA	PERDIDA
Bp Nombre KV	Bq Nombre KV C	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
20 CTPXG 23	21 CTPXG23 23 1	2.40	-2.31	0.04	0.10
21 CTPXG23 23	26 MACHA 23 23 1	2.36	-2.41	0.13	0.19
21 CTPXG23 23	20 CTPXG 23 1	-2.36	2.41	0.04	0.10
26 MACHA 23 23	32 PARAMG23 23 1	-3.43	3.87	0.12	0.21
26 MACHA 23 23	21 CTPXG23 23 1	-2.23	2.60	0.13	0.19
27 MACHA 46 46	77 SROSA46 46 1	-6.34	-11.19	0.14	0.41
31 PARAMG 23	32 PARAMG23 23 1	3.60	-3.51	0.05	0.16
32 PARAMG23 23	26 MACHA 23 23 1	3.55	-3.66	0.12	0.21
32 PARAMG23 23	31 PARAMG 23 1	-3.55	3.66	0.05	0.16

RESULTADOS DE REGULADORES

l = límite inferior h = límite superior o = sobre el límite u = bajo el límite

num BARRA P	num BARRA Q	FLUJO	FLUJO	PERDIDA	PERDIDA	TAP	TAP	num BARRA CONTR.
Bp Nombre KV	Bq Nombre KV C	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	(pu)	(grad) T	Br Nombre KV
26 MACHA 23 23	27 MACHA 46 46 1	-2.44	-9.17	0.00	0.91	1.1401	0.00 V	26 MACHA 23 23
27 MACHA 46 46	26 MACHA 23 23 1	2.44	10.09	0.00	0.91	1.1401	0.00 V	26 MACHA 23 23

RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA.
DEMANDA MÁXIMA Y GENERACIÓN MÍNIMA

SISTEMA : PGCXMIN FECHA : 09/12/1996 HORA : 09:24:51
 FLUJO A D MAX Y GEN MIN
 Operaciones de otros sistemas
 % Loading factor -> 0
 AC buses -> 83
 PV buses -> 10
 AC elem. -> 88
 Iterations -> 5 (Maximum = 15)
 Max. p.u. mismatch -> 8.014e-06 (Tolerance = 0.0001)
 Reference Bus(es) -> 76 SROSA230 230 (Angle= 0.00 deg.)

RESULTADOS DE BARRAS AC

l = l;mite inferior h = l;mite superior o = sobre el l;mite u = bajo el l;mite

A num	BARRAS	P GENER	Q GENER	P CARGA	Q CARGA	P SHUNT	P SHUNT
n	B Nombre KV V(pu) d(grd)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)
0	20 CTPXG 23 1.0000 -11.47	0.00	-1.79	0.00	0.00	0.00	0.00
0	21 CTPXG23 23 1.0171 -11.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	26 MACHA 23 23 1.0500 -13.03	0.00	0.00	8.10	2.70	0.00	0.00
0	27 MACHA 46 46 1.0057 -8.73	0.00	0.00	3.90	1.10	0.00	0.00
0	31 PARAMG 23 1.0100 -12.02	0.00	-2.67	0.00	0.00	0.00	0.00
0	32 PARAMG23 23 1.0269 -12.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

RESULTADOS DE LINEAS AC

l = l;mite inferior h = l;mite superior o = sobre el l;mite u = bajo el l;mite

num	BARRA P	num	BARRA Q	FLUJO	FLUJO	PERDIDA	PERDIDA
Bp Nombre KV	Bq Nombre KV	C	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	
20 CTPXG 23	21 CTPXG23 23	1	-0.00	-1.79	0.01	0.03	
21 CTPXG23 23	26 MACHA 23 23	1	-0.01	-1.82	0.04	0.06	
21 CTPXG23 23	20 CTPXG 23	1	0.01	1.82	0.01	0.03	
26 MACHA 23 23	32 PARAMG23 23	1	0.05	2.78	0.03	0.06	
26 MACHA 23 23	21 CTPXG23 23	1	0.05	1.88	0.04	0.06	
27 MACHA 46 46	77 SROSA46 46	1	-12.10	-9.65	0.20	0.59	
31 PARAMG 23	32 PARAMG23 23	1	0.00	-2.67	0.01	0.04	
32 PARAMG23 23	26 MACHA 23 23	1	-0.01	-2.72	0.03	0.06	
32 PARAMG23 23	31 PARAMG 23	1	0.01	2.72	0.01	0.04	

RESULTADOS DE REGULADORES

l = l;mite inferior h = l;mite superior o = sobre el l;mite u = bajo el l;mite

num	BARRA P	num	BARRA Q	FLUJO	FLUJO	PERDIDA	PERDIDA	TAP	TAP	num	BARRA	CONTR.
Bp Nombre KV	Bq Nombre KV	C	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	(pu)	(grad)	T	Br	Nombre	KV
26 MACHA 23 23	27 MACHA 46 46	1	-8.20	-7.35	0.00	1.19	1.1227	0.00	V	26	MACHA 23	23
27 MACHA 46 46	26 MACHA 23 23	1	8.20	8.55	0.00	1.19	1.1227	0.00	V	26	MACHA 23	23

ANEXO No. 9

ANÁLISIS ECONÓMICO

1. Tablas de amortización del crédito

Páramo Grande. Altura de Montaje: 26 m

Páramo Grande. Altura de Montaje: 40 m

Cotopaxi. Altura de Montaje: 26 m

Cotopaxi. Altura de Montaje: 40 m

2. Flujo de caja. Precio de venta: 7,00 US\$cent por kWh

Páramo Grande. Altura de Montaje: 26 m

Páramo Grande. Altura de Montaje: 40 m

Cotopaxi. Altura de Montaje: 26 m

Cotopaxi. Altura de Montaje: 40 m

1. Tablas de amortización del crédito

Páramo Grande. Altura de Montaje: 26 m

Páramo Grande. Altura de Montaje: 40 m

Cotopaxi. Altura de Montaje: 26 m

Cotopaxi. Altura de Montaje: 40 m

Amortization Table. Páramo Grande 26 m

The amortization table at the end of this worksheet calculates the principal and interest payments, ending balance, and cumulative interest for any 48 consecutive payment periods of a loan.

- ◆ To use the table, change the values in the Initial Data section of the worksheet.
- ◆ To print the table, choose Print from the File menu. The print area is set to A1:G77.
- ◆ If you increase the term of the loan or the number of payments, you will need to add more payment periods to the table. Select cells A75:G77, then drag the Fill handle (+) into the cells below the table.
- ◆ Most formulas on this worksheet are contained in defined names. To see the names and formulas, choose Name from the Insert menu, and then choose Define. Select a name from the list ('Amortization Table!Interest, for example).

Initial Data

LOAN DATA

Loan amount: \$3,432,512
 Annual interest rate: 10.0%
 Term in years: 10
 Payments per year: 1
 First payment due: 01/01/1997

TABLE DATA

Table starts at date:
 or at payment number: 1

PERIODIC PAYMENT

Entered payment:
 Calculated payment: \$558,625.46

The table uses the calculated periodic payment amount, unless you enter a value for "Entered payment."

CALCULATIONS

Use payment of: \$558,625.46
 1st payment in table: 1

eginning balance at payment 1: \$3,432,511.65
 Cumulative interest prior to payment 1: \$0.00

Table

No.	Payment Date	Beginning Balance	Interest	Principal	Ending Balance	Cumulative Interest
1	01/01/1997	3,432,512	343,251	215,374	3,217,137	343,251
2	01/01/1998	3,217,137	321,714	236,912	2,980,226	664,965
3	01/01/1999	2,980,226	298,023	260,603	2,719,623	962,987
4	01/01/2000	2,719,623	271,962	286,663	2,432,960	1,234,950
5	01/01/2001	2,432,960	243,296	315,330	2,117,630	1,478,246
6	01/01/2002	2,117,630	211,763	346,862	1,770,768	1,690,009
7	01/01/2003	1,770,768	177,077	381,549	1,389,219	1,867,085
8	01/01/2004	1,389,219	138,922	419,704	969,515	2,006,007
9	01/01/2005	969,515	96,952	461,674	507,841	2,102,959
10	01/01/2006	507,841	50,784	507,841	0	2,153,743

Amortization Table. Páramo Grande 40 m

The amortization table at the end of this worksheet calculates the principal and interest payments, ending balance, and cumulative interest for any 48 consecutive payment periods of a loan.

- ◆ To use the table, change the values in the Initial Data section of the worksheet.
- ◆ To print the table, choose Print from the File menu. The print area is set to A1:G77.
- ◆ If you increase the term of the loan or the number of payments, you will need to add more payment periods to the table. Select cells A75:G77, then drag the Fill handle (+) into the cells below the table.
- ◆ Most formulas on this worksheet are contained in defined names. To see the names and formulas, choose Name from the Insert menu, and then choose Define. Select a name from the list ('Amortization Table!Interest, for example).

Initial Data

LOAN DATA

Loan amount: \$3,562,066
 Annual interest rate: 10.0%
 Term in years: 10
 Payments per year: 1
 First payment due: 01/01/1997

TABLE DATA

Table starts at date:
 or at payment number: 1

PERIODIC PAYMENT

Entered payment:
 Calculated payment: \$579,709.91

The table uses the calculated periodic payment amount, unless you enter a value for "Entered payment."

CALCULATIONS

Use payment of: \$579,709.91
 1st payment in table: 1

Beginning balance at payment 1: \$3,562,066.47
 Cumulative interest prior to payment 1: \$0.00

Table

No.	Payment Date	Beginning Balance	Interest	Principal	Ending Balance	Cumulative Interest
1	01/01/1997	3,562,066	356,207	223,503	3,338,563	356,207
2	01/01/1998	3,338,563	333,856	245,854	3,092,710	690,063
3	01/01/1999	3,092,710	309,271	270,439	2,822,271	999,334
4	01/01/2000	2,822,271	282,227	297,483	2,524,788	1,281,561
5	01/01/2001	2,524,788	252,479	327,231	2,197,557	1,534,040
6	01/01/2002	2,197,557	219,756	359,954	1,837,602	1,753,795
7	01/01/2003	1,837,602	183,760	395,950	1,441,653	1,937,556
8	01/01/2004	1,441,653	144,165	435,545	1,006,108	2,081,721
9	01/01/2005	1,006,108	100,611	479,099	527,009	2,182,332
10	01/01/2006	527,009	52,701	527,009	0	2,235,033

Amortization Table. Cotopaxi 26 m

The amortization table at the end of this worksheet calculates the principal and interest payments, ending balance, and cumulative interest for any 48 consecutive payment periods of a loan.

- ◆ To use the table, change the values in the Initial Data section of the worksheet.
- ◆ To print the table, choose Print from the File menu. The print area is set to A1:G77.
- ◆ If you increase the term of the loan or the number of payments, you will need to add more payment periods to the table. Select cells A75:G77, then drag the Fill handle (+) into the cells below the table.
- ◆ Most formulas on this worksheet are contained in defined names. To see the names and formulas, choose Name from the Insert menu, and then choose Define. Select a name from the list ('Amortization Table!Interest, for example).

Initial Data

LOAN DATA

Loan amount: \$2,400,106
 Annual interest rate: 10.0%
 Term in years: 10
 Payments per year: 1
 First payment due: 01/01/1997

TABLE DATA

Table starts at date:
 or at payment number: 1

PERIODIC PAYMENT

Entered payment:
 Calculated payment: \$390,606

The table uses the calculated periodic payment amount, unless you enter a value for "Entered payment."

CALCULATIONS

Use payment of: \$390,606
 1st payment in table: 1

Beginning balance at payment 1: \$2,400,106
 Cumulative interest prior to payment 1: \$0.00

Table

No.	Payment Date	Beginning Balance	Interest	Principal	Ending Balance	Cumulative Interest
1	01/01/1997	2,400,106	240,011	150,596	2,249,510	240,011
2	01/01/1998	2,249,510	224,951	165,655	2,083,855	464,962
3	01/01/1999	2,083,855	208,386	182,221	1,901,634	673,347
4	01/01/2000	1,901,634	190,163	200,443	1,701,192	863,511
5	01/01/2001	1,701,192	170,119	220,487	1,480,705	1,033,630
6	01/01/2002	1,480,705	148,070	242,536	1,238,169	1,181,700
7	01/01/2003	1,238,169	123,817	266,789	971,380	1,305,517
8	01/01/2004	971,380	97,138	293,468	677,912	1,402,655
9	01/01/2005	677,912	67,791	322,815	355,097	1,470,446
10	01/01/2006	355,097	35,510	355,097	0	1,505,956

Amortization Table. Cotopaxi 40 m

The amortization table at the end of this worksheet calculates the principal and interest payments, ending balance, and cumulative interest for any 48 consecutive payment periods of a loan.

- ◆ To use the table, change the values in the Initial Data section of the worksheet.
- ◆ To print the table, choose Print from the File menu. The print area is set to A1:G77.
- ◆ If you increase the term of the loan or the number of payments, you will need to add more payment periods to the table. Select cells A75:G77, then drag the Fill handle (+) into the cells below the table.
- ◆ Most formulas on this worksheet are contained in defined names. To see the names and formulas, choose Name from the Insert menu, and then choose Define. Select a name from the list ('Amortization Table!Interest, for example).

Initial Data

LOAN DATA

Loan amount: \$2,486,476
 Annual interest rate: 10.0%
 Term in years: 10
 Payments per year: 1
 First payment due: 01/01/1997

TABLE DATA

Table starts at date:
 or at payment number: 1

PERIODIC PAYMENT

Entered payment:
 Calculated payment: \$404,662.48

The table uses the calculated periodic payment amount, unless you enter a value for "Entered payment."

CALCULATIONS

Use payment of: \$404,662.48
 1st payment in table: 1

Beginning balance at payment 1: \$2,486,475.78
 Cumulative interest prior to payment 1: \$0.00

Table

No.	Payment Date	Beginning Balance	Interest	Principal	Ending Balance	Cumulative Interest
1	01/01/1997	2,486,476	248,648	156,015	2,330,461	248,648
2	01/01/1998	2,330,461	233,046	171,616	2,158,844	481,694
3	01/01/1999	2,158,844	215,884	188,778	1,970,066	697,578
4	01/01/2000	1,970,066	197,007	207,656	1,762,411	894,585
5	01/01/2001	1,762,411	176,241	228,421	1,533,989	1,070,826
6	01/01/2002	1,533,989	153,399	251,264	1,282,726	1,224,225
7	01/01/2003	1,282,726	128,273	276,390	1,006,336	1,352,497
8	01/01/2004	1,006,336	100,634	304,029	702,307	1,453,131
9	01/01/2005	702,307	70,231	334,432	367,875	1,523,362
10	01/01/2006	367,875	36,787	367,875	0	1,560,149

2. Flujo de caja. Precio de venta: 7,00 US\$cent por kWh

Páramo Grande. Altura de Montaje: 26 m

Páramo Grande. Altura de Montaje: 40 m

Cotopaxi. Altura de Montaje: 26 m

Cotopaxi. Altura de Montaje: 40 m

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD. Páramo Grande 26 m

DATOS

PRECIO DE VENTA INICIAL kWh (US\$)	0.0700
------------------------------------	--------

RESULTADOS

VALOR PRESENTE DE LOS INGRESOS (12%) US\$	4,704,403
VALOR PRESENTE DE LOS EGRESOS (12%) US\$	4,881,753
VALOR PRESENTE NETO (12%) US\$	-177,350
RELACION BENEFICIO - COSTO (12%)	0.96
TIR (%)	11.3%

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

ANO	0	1	2	3	4	5	6
INGRESOS							
VENTA DE ENERGIA	0	420,350	573,411	827,067	356,983	473,108	645,379
TOTAL INGRESOS	0	420,350	573,411	827,067	356,983	473,108	645,379
EGRESOS DIRECTOS							
INVERSIÓN INICIAL	3,432,512						
COSTOS DE O&M	0	93,800	96,614	99,512	102,498	105,573	108,740
COSTOS DE SEGURO	102,975	97,827	92,678	87,529	82,380	77,232	72,083
TOTAL EGRESOS DIRECTOS	3,535,487	191,627	189,292	187,041	184,878	182,804	180,823
FLUJO NETO	-3,535,487	228,723	384,119	640,026	172,105	290,303	464,557
EGRESOS CRÉDITO							
INTERESES FINANCIEROS	0	343,251	321,714	298,023	271,962	243,296	211,763
APORTES AL CRÉDITO	0	215,374	236,912	260,603	286,663	315,330	346,862
TOTAL EGRESOS CRÉDITO	0	558,625	558,625	558,625	558,625	558,625	558,625
Rentabilidad sin impuestos	-102,975	-329,902	-174,506	81,400	-386,521	-268,322	-94,069

Nota: Valores en dólares

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD. Páramo Grande 26 m

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

AÑO	7	8	9	10	11	12	13	14	15
INGRESOS									
VENTA DE ENERGÍA	930,871	401,787	532,487	726,380	1,047,704	452,215	599,319	817,547	1,179,200
TOTAL INGRESOS	930,871	401,787	532,487	726,380	1,047,704	452,215	599,319	817,547	1,179,200
EGRESOS DIRECTOS									
INVERSIÓN INICIAL									
COSTOS DE O&M	112,002	115,362	118,823	122,388	126,059	129,841	133,736	137,748	141,881
COSTOS DE SEGURO	66,934	61,785	56,636	51,488	46,339	41,190	36,041	30,893	25,744
TOTAL EGRESOS DIRECTOS	178,936	177,147	175,459	173,875	172,398	171,031	169,778	168,641	167,625
FLUJO NETO	751,935	224,640	357,027	552,505	875,306	281,184	429,541	648,906	1,011,575
EGRESOS CRÉDITO									
INTERESES FINANCIEROS	177,077	138,922	96,952	50,784					
APORTES AL CRÉDITO	381,549	419,704	461,674	507,841					
TOTAL EGRESOS CRÉDITO	558,625	558,625	558,625	558,625	0	0	0	0	0
Rentabilidad sin impuestos	193,310	-333,985	-201,598	-6,121	875,306	281,184	429,541	648,906	1,011,575

Nota: Valores en dólares

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD Paramo Grande 26 m

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

AÑO	16	17	18	19	20
INGRESOS					
VENTA DE ENERGÍA	508,972	674,538	920,157	1,327,200	572,853
TOTAL INGRESOS	508,972	674,538	920,157	1,327,200	572,853
EGRESOS DIRECTOS					
INVERSIÓN INICIAL					
COSTOS DE O&M	146,137	150,521	155,037	159,688	164,479
COSTOS DE SEGURO	20,595	15,446	10,298	5,149	0
TOTAL EGRESOS DIRECTOS	166,732	165,968	165,335	164,837	164,479
FLUJO NETO	342,240	508,571	754,822	1,162,363	408,374
EGRESOS CRÉDITO					
INTERESES FINANCIEROS					
APORTES AL CRÉDITO					
TOTAL EGRESOS CRÉDITO	0	0	0	0	0
Rentabilidad sin impuestos	342,240	508,571	754,822	1,162,363	408,374

Nota: Valores en dólares

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD. Páramo Grande 40 m

DATOS

PRECIO DE VENTA INICIAL kWh (US\$) 0.0700

RESULTADOS

VALOR PRESENTE DE LOS INGRESOS (12%), US\$	6,522,636
VALOR PRESENTE DE LOS EGRESOS (12%), US\$	5,034,035
VALOR PRESENTE NETO (12%), US\$	1,488,601
RELACION BENEFICIO - COSTO (12%)	1.30
TIR (%)	17.2%

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

ANO	0	1	2	3	4	5	6
INGRESOS							
VENTA DE ENERGÍA	0	594,650	799,373	1,114,094	509,429	669,284	899,701
TOTAL INGRESOS	0	594,650	799,373	1,114,094	509,429	669,284	899,701
EGRESOS DIRECTOS							
INVERSION INICIAL	3,562,066						
GASTOS DE O&M	0	93,800	96,614	99,512	102,498	105,573	108,740
COSTOS DE SEGURO	106,862	101,519	96,176	90,833	85,490	80,146	74,803
TOTAL EGRESOS DIRECTOS	3,668,928	195,319	192,790	190,345	187,987	185,719	183,543
FLUJO NETO	-3,668,928	399,331	606,583	923,748	321,442	483,565	716,158
EGRESOS CRÉDITO							
INTERESES FINANCIEROS	0	356,207	333,856	309,271	282,227	252,479	219,756
APORTES AL CRÉDITO	0	223,503	245,854	270,439	297,483	327,231	359,954
TOTAL EGRESOS CRÉDITO	0	579,710	579,710	579,710	579,710	579,710	579,710
Rentabilidad sin impuestos	-106,862	-180,379	26,873	344,038	-258,268	-96,145	136,448

Nota: Valores en dólares

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD. Páramo Grande 40 m

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

AÑO	7	8	9	10	11	12	13	14	15
INGRESOS									
VENTA DE ENERGÍA	1,253,922	573,367	753,285	1,012,621	1,411,300	645,330	847,829	1,139,714	1,588,431
TOTAL INGRESOS	1,253,922	573,367	753,285	1,012,621	1,411,300	645,330	847,829	1,139,714	1,588,431
EGRESOS DIRECTOS									
INVERSIÓN INICIAL									
COSTOS DE D&M	112,002	115,362	118,823	122,388	126,059	129,841	133,736	137,748	141,881
COSTOS DE SEGURO	69,460	64,117	58,774	53,431	48,088	42,745	37,402	32,059	26,715
TOTAL EGRESOS DIRECTOS	181,462	179,479	177,597	175,819	174,147	172,586	171,138	169,807	168,596
FLUJO NETO	1,072,460	393,888	575,688	836,803	1,237,153	472,744	676,691	969,907	1,419,835
EGRESOS CRÉDITO									
INTERESES FINANCIEROS	183,760	144,165	100,611	52,701					
APORTES AL CRÉDITO	395,950	435,545	479,099	527,009					
TOTAL EGRESOS CRÉDITO	579,710	579,710	579,710	579,710	0	0	0	0	0
Rentabilidad sin impuestos	492,750	-185,822	-4,022	257,093	1,237,153	472,744	676,691	969,907	1,419,835

Nota: Valores en dólares

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD. Páramo Grande 40 m

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

AÑO	16	17	18	19	20
INGRESOS					
VENTA DE ENERGIA	726,324	954,239	1,282,759	1,787,793	817,485
TOTAL INGRESOS	726,324	954,239	1,282,759	1,787,793	817,485
EGRESOS DIRECTOS					
INVERSIÓN INICIAL					
COSTOS DE O&M	146,137	150,521	155,037	159,688	164,479
COSTOS DE SEGURO	21,372	16,029	10,686	5,343	0
TOTAL EGRESOS DIRECTOS	167,510	166,551	165,723	165,031	164,479
FLUJO NETO	558,815	787,688	1,117,035	1,622,762	653,006
EGRESOS CRÉDITO					
INTERESES FINANCIEROS					
APORTES AL CRÉDITO					
TOTAL EGRESOS CRÉDITO	0	0	0	0	0
Rentabilidad sin impuestos	558,815	787,688	1,117,035	1,622,762	653,006

Nota: Valores en dólares

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD. Cotopaxi 26 m

DATOS

PRECIO DE VENTA INICIAL kWh (US\$)	0.0700
------------------------------------	--------

RESULTADOS

VALOR PRESENTE DE LOS INGRESOS (12%), US\$	2,150,733
VALOR PRESENTE DE LOS EGRESOS (12%), US\$	3,360,286
VALOR PRESENTE NETO (12%), US\$	-1,209,553
RELACIÓN BENEFICIO - COSTO (12%)	0.64
TIR (%)	4.5%

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

AÑO	0	1	2	3	4	5	6
INGRESOS							
VENTA DE ENERGÍA	0	213,640	258,551	325,346	196,658	240,454	291,001
TOTAL INGRESOS	0	213,640	258,551	325,346	196,658	240,454	291,001
EGRESOS DIRECTOS							
INVERSIÓN INICIAL	2,400,106						
COSTOS DE O&M	0	59,700	61,491	63,336	65,236	67,193	69,209
COSTOS DE SEGURO	72,003	68,403	64,803	61,203	57,603	54,002	50,402
TOTAL EGRESOS DIRECTOS	2,472,109	128,103	126,294	124,538	122,838	121,195	119,611
FLUJO NETO	-2,472,109	85,537	132,257	200,808	73,820	119,258	171,390
EGRESOS CRÉDITO							
INTERESES FINANCIEROS	0	240,011	224,951	208,386	190,163	170,119	148,070
APORTES AL CRÉDITO	0	150,596	165,655	182,221	200,443	220,487	242,536
TOTAL EGRESOS CRÉDITO	0	390,606	390,606	390,606	390,606	390,606	390,606
Rentabilidad sin impuestos	-72,003	-305,069	-258,349	-189,798	-316,786	-271,348	-219,216

Nota: Valores en dólares

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD. Cotopaxi 26 m

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

AÑO	7	8	9	10	11	12	13	14	15
- INGRESOS									
VENTA DE ENERGÍA	366,180	221,340	270,633	327,524	412,139	249,121	304,600	368,631	463,866
TOTAL INGRESOS	366,180	221,340	270,633	327,524	412,139	249,121	304,600	368,631	463,866
EGRESOS DIRECTOS									
INVERSIÓN INICIAL									
COSTOS DE O&M	71,285	73,423	75,626	77,895	80,232	82,639	85,118	87,671	90,302
COSTOS DE SEGURO	46,802	43,202	39,602	36,002	32,401	28,801	25,201	21,601	18,001
TOTAL EGRESOS DIRECTOS	118,087	116,625	115,228	113,897	112,633	111,440	110,319	109,272	108,302
FLUJO NETO	248,093	104,715	155,405	213,628	299,506	137,681	194,281	259,359	355,563
EGRESOS CRÉDITO									
INTERESES FINANCIEROS	123,817	97,138	67,791	35,510					
APORTES AL CRÉDITO	266,789	293,468	322,815	355,097					
TOTAL EGRESOS CRÉDITO	390,606	390,606	390,606	390,606	0	0	0	0	0
Rentabilidad sin impuestos	-142,513	-285,891	-235,201	-176,979	299,506	137,681	194,281	259,359	355,563

Nota: Valbres en dólares

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD Cotopaxi 26 m

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

AÑO	16	17	18	19	20
INGRESOS					
VENTA DE ENERGÍA	280,387	342,829	414,898	522,085	315,578
TOTAL INGRESOS	280,387	342,829	414,898	522,085	315,578
EGRESOS DIRECTOS					
INVERSIÓN INICIAL					
COSTOS DE O&M	93,011	95,801	98,675	101,635	104,684
COSTOS DE SEGURO	14,401	10,800	7,200	3,600	0
TOTAL EGRESOS DIRECTOS	107,411	106,601	105,875	105,235	104,684
FLUJO NETO	172,976	236,228	309,022	416,850	210,894
EGRESOS CRÉDITO					
INTERESES FINANCIEROS					
APORTES AL CRÉDITO					
TOTAL EGRESOS CRÉDITO	0	0	0	0	0
Rentabilidad sin impuestos	172,976	236,228	309,022	416,850	210,894

Nota: Valores en dólares

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD. Cotopaxi 40 m

DATOS

PRECIO DE VENTA INICIAL kWh (US\$)	0.0700
-------------------------------------------	--------

RESULTADOS

VALOR PRESENTE DE LOS INGRESOS (12%), US\$	3,370,984
VALOR PRESENTE DE LOS EGRESOS (12%), US\$	3,461,808
VALOR PRESENTE NETO (12%), US\$	-90,824
RELACION BENEFICIO - COSTO (12%)	0.97
TIR (%)	11.5%

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

AÑO	0	1	2	3	4	5	6
INGRESOS							
VENTA DE ENERGÍA	0	335,720	404,957	507,617	309,972	377,856	455,783
TOTAL INGRESOS	0	335,720	404,957	507,617	309,972	377,856	455,783
EGRESOS DIRECTOS							
INVERSIÓN INICIAL	2,486,476						
COSTOS DE O&M	0	59,700	61,491	63,336	65,236	67,193	69,209
COSTOS DE SEGURO	74,594	70,865	67,135	63,405	59,675	55,946	52,216
TOTAL EGRESOS DIRECTOS	2,561,070	130,565	128,626	126,741	124,911	123,139	121,425
FLUJO NETO	-2,561,070	205,155	276,331	380,876	185,060	254,717	334,358
EGRESOS CRÉDITO							
INTERESES FINANCIEROS	0	248,648	233,046	215,884	197,007	176,241	153,399
APORTES AL CRÉDITO	0	156,015	171,616	188,778	207,656	228,421	251,264
TOTAL EGRESOS CRÉDITO	0	404,662	404,662	404,662	404,662	404,662	404,662
Rentabilidad sin impuestos	-74,594	-199,507	-128,331	-23,786	-219,602	-149,945	-70,305

Nota: Valores en dólares

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD. Cotopaxi 40 m

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

AÑO	7	8	9	10	11	12	13	14	15
INGRESOS									
VENTA DE ENERGÍA	571,328	348,876	425,280	512,987	643,034	392,663	478,656	577,372	723,741
TOTAL INGRESOS	571,328	348,876	425,280	512,987	643,034	392,663	478,656	577,372	723,741
EGRESOS DIRECTOS									
INVERSIÓN INICIAL									
COSTOS DE O&M	71,285	73,423	75,626	77,895	80,232	82,639	85,118	87,671	90,302
COSTOS DE SEGURO	48,486	44,757	41,027	37,297	33,567	29,838	26,108	22,378	18,649
TOTAL EGRESOS DIRECTOS	119,771	118,180	116,653	115,192	113,799	112,476	111,226	110,050	108,950
FLUJO NETO	451,557	230,696	308,627	397,795	529,235	280,186	367,431	467,322	614,791
EGRESOS CRÉDITO									
INTERESES FINANCIEROS	128,273	100,634	70,231	36,787					
APORTES AL CRÉDITO	276,390	304,029	334,432	367,875					
TOTAL EGRESOS CRÉDITO	404,662	404,662	404,662	404,662	0	0	0	0	0
Rentabilidad sin impuestos	46,894	-173,967	-96,035	-6,867	529,235	280,186	367,431	467,322	614,791

Nota: Valores en dólares

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD. Cotopaxi 40 m

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

AÑO	16	17	18	19	20
INGRESOS					
VENTA DE ENERGÍA	441,946	538,732	649,837	814,577	497,414
TOTAL INGRESOS	441,946	538,732	649,837	814,577	497,414
EGRESOS DIRECTOS					
INVERSIÓN INICIAL					
COSTOS DE O&M	93,011	95,801	98,675	101,635	104,684
COSTOS DE SEGURO	14,919	11,189	7,459	3,730	0
TOTAL EGRESOS DIRECTOS	107,930	106,990	106,134	105,365	104,684
FLUJO NETO	334,016	431,742	543,702	709,212	392,729
EGRESOS CRÉDITO					
INTERESES FINANCIEROS					
APORTES AL CRÉDITO					
TOTAL EGRESOS CRÉDITO	0	0	0	0	0
Rentabilidad sin impuestos	334,016	431,742	543,702	709,212	392,729

Nota: Valores en dólares