

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN EÓLICA
EN EL ECUADOR**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

BRAVO FIGUEROA DIEGO DAVID

DIRECTOR: ING. ANTONIO BAYAS

Quito, junio del 2005

DECLARACIÓN

Yo, Bravo Figueroa Diego David, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Bravo Figueroa Diego David

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Bravo Figueroa Diego David, bajo mi supervisión.



Ing. ANTONIO BAYAS

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A mi madre Magdalena, por ser la mujer que con su esfuerzo y tenacidad luchó para hacer de mí un hombre de bien. A mi esposa Vanessa, compañera inseparable en el último tramo de mi carrera. A mi Familia, pilar fundamental en mi crecimiento como ser humano. Al Ing. Antonio Bayas por su desinteresada colaboración en el desarrollo de este proyecto de titulación. A mis hermanos los ΔΚΠΤΑ2 que siempre extendieron su mano amiga cuando más lo necesité.

Para todos ellos mi muestra de afecto y agradecimiento por su valioso apoyo en la consecución de este título.

Diego.

DEDICATORIA

A la persona que me enseñó a sobrellevar con alegría y optimismo las dificultades de la vida, aquella que me levantó cada vez que caí y tiene palabras de aliento cada vez que lo necesito.

Dios me bendijo y me dio la oportunidad de nacer del seno de la mejor madre del mundo... A mi Maggy querida dedico mi esfuerzo.

Gracias Ma!

Tu hijo Diego.

INDICE DE CONTENIDO

CAPITULO 1	1
1.1 Objetivos	1
1.2 Alcance	1
1.3 Justificación	2
CAPITULO 2	
ENERGÍAS RENOVABLES	3
2.1 Introducción	3
2.1.1 Ventajas de las Energías Renovables con relación a las energías convencionales.	4
2.1.1.1 Ventajas Medioambientales	5
2.1.1.2 Ventajas Estratégicas	6
2.1.1.3 Ventajas Socioeconómicas	6
2.2 Energías Alternativas	7
2.2.1 Energía Solar Fotovoltaica	7
2.2.1.1 Ventajas de la Energía Fotovoltaica	8
2.2.2 Energía Eólica	9
2.2.2.1 La Tecnología Eólica	9
2.2.2.2 Ventajas de la Energía Eólica	11
2.2.2.3 Desventajas de la Energía Eólica	13
2.2.3 La Biomasa	13
2.2.3.1 Tipos de Biomasa	14
2.2.4 Energía Minihidráulica	18
2.2.4.1 Funcionamiento	18
2.2.4.2 Tipos de Turbinas	20
2.2.4.3 Ventajas Medioambientales	21
2.2.5 Energía Geotérmica	22
2.2.6 El Hidrógeno	23

CAPITULO 3

ENERGÍA EÓLICA	24
3.1 Generalidades	24
3.1.1 Aerogeneradores: Energía Accesible	24
3.1.2 Historia de los aerogeneradores	24
3.1.3 Distintas clases de aeromotor	26
3.1.3.1 Aeromotores de eje horizontal	26
3.1.3.2 Aeromotores de eje vertical	28
3.1.4 Constitución de un aeromotor	30
3.1.5 Torre de soporte del aerogenerador	31
3.1.6 Dispositivo para el almacenamiento de la energía producida	32
3.1.7 Fuente energética de apoyo	32
3.1.8 Dispositivo para vigilar el estado de las baterías de acumuladores	33
3.2 Meteorología – El Viento	33
3.2.1 Origen del viento	34
3.2.2 Velocidad del viento – Variaciones de la velocidad del viento en el tiempo	35
3.2.3 Variaciones de orientación del viento en el tiempo	36
3.2.4 Medición de las velocidades del viento	37
3.3 Lugares de emplazamiento de los aeromotores	38
3.3.1 Determinación del emplazamiento	38
3.3.2 Determinación en relación a elementos favorables	40
3.3.3 Torre de soporte	41
3.4 Motor Eólico	41
3.4.1 El Aeromotor: Estudio teórico	41
3.4.2 El Aeromotor: Descripción	43
3.4.3 Sistemas de protección	50
3.4.4 Dispositivo de orientación	51

3.5 Complementos para la utilización de Energía Eólica	54
3.5.1 El generador eléctrico	54
3.5.2 El Multiplicador	56
3.5.3 Recuperación de la energía en el soporte fijo	57
3.5.4 Protección contra los rayos	58
3.5.5 Soporte para aerogeneradores	59
3.5.6 Dispositivos de almacenamiento	60
3.5.7 Las fuentes de emergencia	67
3.6 Utilización de la energía eléctrica de origen eólico	68
3.6.1 Utilización de la energía eléctrica	68
3.7 Factibilidad de instalación de Proyectos de Generación Eólica	70
3.7.1 Evaluación Técnica	70
3.7.2 Evaluación Económica	74
3.7.3 Evaluación Institucional	77

CAPITULO 4

PROYECTOS EÓLICOS EN EL ECUADOR	78
4.1 Potencial eólico en el Ecuador	78
4.1.1 Pichincha	79
4.1.2 Imbabura	79
4.1.3 Azuay	79
4.1.4 Galápagos	79
4.1.5 Manabí	80
4.1.6 Loja	80
4.2 El Proyecto Salinas	80
4.2.1 El proyecto en breve	80
4.2.2 Seguridad en el precio y pago	81
4.2.3 Inversión sólida con retorno alto	81

4.3	Introducción	82
4.3.1	Proyectos Eólicos	82
4.3.2	Reseña histórica proyecto eólico Salinas	84
4.3.3	Estado Actual	85
4.4	Datos técnicos del Proyecto	86
4.4.1	El Sitio	86
4.4.2	Potencial Eólico	87
4.4.3	Datos técnicos de las turbinas eólicas	88
4.4.4	Plan de establecimiento	89
4.4.5	Supuesto de generación eléctrica	90
4.5	Factibilidad	92
4.5.1	Consideraciones legales	92
4.5.2	Arrendamiento de las áreas	94
4.5.3	Consideraciones geológicas y geotécnicas	94
4.5.4	Impacto ambiental	95
4.5.5	Acceso / Instalación	96
4.5.6	Conexión a la red	97
4.6	Datos Económicos	99
4.6.1	Presupuesto Inversión	99
4.6.2	Ingresos	100
4.6.3	Costos de Operación y Mantenimiento	102
4.6.4	Egresos	106
4.6.5	Rentabilidad del proyecto	107
4.6.6	Sensibilidad de la inversión	113
4.7	Proyecto Eólico Villonaco	114
4.7.1	Antecedentes	114
4.7.2	Estudio de mercado	116
4.7.2.1	Proyección de la demanda de energía	118
4.7.2.2	Potencial de energías renovables en la Provincia de Loja	120

4.7.3 Construcción del parque eólico Villonaco	123
4.7.3.1 Parque eólico Villonaco en cifras	123
4.7.3.2 Incentivos para la inversión	123
4.7.3.3 Beneficios para la Provincia de Loja	125
4.7.4 Aspectos económicos y financieros	125
4.7.5 Aspectos técnicos del proyecto	126
CAPITULO 5	
REGULACIONES EN EL ECUADOR	130
5.1 Introducción	130
5.2 Regulación No. CONELEC– 004/04	130
5.3 Potencia límite	132
5.4 Despacho preferente	132
5.5 Precio de la energía	133
5.6 Pago adicional por transporte	135
5.7 Liquidación de la energía	136
5.8 Punto de vista de las Empresas Distribuidoras	136
5.9 Legislaciones extranjeras al respecto de la generación con Energías Renovables	137
CAPITULO 6	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	140
6.1 Conclusiones	140
6.2 Recomendaciones	144
Bibliografía	146
Anexos	148

CAPITULO 1

1.1 OBJETIVOS

- Analizar la factibilidad de implementar proyectos de generación eólica en nuestro país.
- Realizar el estudio del desarrollo del proyecto de generación eólica Salinas en la Provincia de Imbabura y el proyecto Villonaco en la Provincia de Loja.

1.2 ALCANCE

El trabajo comprende:

- Realizar un estudio generalizado de los diferentes tipos de energías alternativas.
- Hacer un estudio detallado de la generación eólica.
- Dar a conocer la posibilidad de que centrales de generación eólica sean implementadas en nuestro país según las mediciones de la cantidad de viento producido por sector.
- Evaluar el desarrollo de proyectos de generación eólica propuestos anteriormente y que están en ejecución.
- Conocer la política de energías renovables en nuestro país y proponer una ley que incentive el desarrollo de las mismas.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Debido a que el Sector Eléctrico en nuestro país ha soportado varias crisis a lo largo de su historia, es necesario buscar otros tipos de generación alternativa de energía que permita ayudar a calmar en algo este problema.

Si bien la Interconexión con Colombia ha contribuido a mermar los problemas de estiaje que se daban en épocas anteriores, la implementación de centrales de generación con energías no convencionales es una nueva manera de tener fuentes inagotables de energía a través del tiempo que pueden ser utilizadas como complemento de la generación tradicional.

En nuestro país no existe una política que incentive el desarrollo de cualquier tipo de energía renovable, por esta situación, intentaremos proponer una ley que motive la implementación de diferentes proyectos para que en el futuro contribuyan eficazmente con el Sector energético del Ecuador.

CAPÍTULO 2

ENERGIAS RENOVABLES

2.1 INTRODUCCIÓN

Todas las actividades que se desarrollan en nuestra vida diaria están relacionadas con la energía; desde sus inicios, los seres humanos han buscado los medios para aprovechar la energía para su propio beneficio, podemos afirmar entonces, que el mundo no podría existir sin energía.

El descubrimiento del fuego en los albores de la civilización permitió disponer de calor y trabajar los metales para la fabricación de herramientas y de armas. La fuerza del agua y del viento, facilitó el procesamiento de los alimentos y granos en los molinos. Posteriormente, en la era industrial, la invención de la máquina de vapor dio a los seres humanos la posibilidad de producir grandes fuerzas para sus actividades de trabajo. Más adelante, la introducción de los motores de combustión interna que trabajan con combustibles fósiles derivados del petróleo llevó a la civilización a disfrutar de un alto grado de confort en el hogar y el trabajo.

Cada vez el hombre va descubriendo nuevas formas de aplicar la energía de forma más eficiente, aprovechando al máximo la capacidad energética de la materia, paralelamente se va creando una conciencia de que el desperdicio de energía y su uso excesivo, afectan el equilibrio de la naturaleza.

Las fuentes de energía se clasifican en renovables y no renovables.

Las energías no renovables son el petróleo, el gas natural y el carbón. Se las llama no renovables porque después de extraer estos combustibles de la tierra, no se los

vuelve a reponer y su disponibilidad es cada vez menor. Se forman por la descomposición producida durante miles de años de material orgánico en el interior de la tierra; la energía nuclear es también una fuente de energía no renovable.

Se conocen como Energías Renovables aquellas que se producen de forma continua y que son inagotables a escala humana. Son además, fuentes de abastecimiento energético respetuosas con el medio ambiente.

Existen diferentes fuentes de energía renovables, dependiendo de los recursos naturales utilizados para la generación de energía.

Las fuentes de energía renovables, provienen de fuentes inagotables, principalmente el Sol y la Tierra. Estas fuentes seguirán proveyendo de energía a través del tiempo y con ellas, los vientos, la fotosíntesis de las plantas, el ciclo de agua, las fuerzas del mar y el calor interior de la tierra.

El uso de las energías renovables permite reducir significativamente el impacto de las emisiones y los costos asociados a los combustibles.

En este capítulo, se hará un acercamiento a las energías renovables, evidenciando sus ventajas y desventajas con respecto a las energías tradicionales y la posibilidad de aplicación en diferentes sitios..

2.1.1 VENTAJAS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES CON RELACIÓN A LAS ENERGÍAS CONVENCIONALES.

Antes de analizar las ventajas que presentan las energías alternativas es importante recalcar cuales son las principales diferencias entre las energías renovables y las convencionales:

Renovables	Convencionales
Son limpias	Contaminan
Sin residuos	Generan emisiones y residuos
Inagotables	Son limitadas
Autóctonas	Provocan dependencia exterior
Equilibran desajustes interterritoriales	Utilizan tecnología importada

Cuadro No. 1

Principales diferencias entre las energías renovables y las convencionales.

Se pueden hacer ciertas especificaciones dentro de las ventajas que presentan las energías alternativas, de esta manera se tienen:

- Ventajas medioambientales
- Ventajas estratégicas
- Ventajas socioeconómicas

2.1.1.1 VENTAJAS MEDIOAMBIENTALES

Energías Renovables

- Las Energías Renovables no producen emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- Las energías renovables no generan residuos de difícil tratamiento.
- Las energías renovables son inagotables

Energías Convencionales

- Las energías producidas a partir de combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) sí los producen.
- La energía nuclear y los combustibles fósiles generan residuos que suponen durante generaciones una amenaza para el medio ambiente
- Los combustibles fósiles son finitos

2.1.1.2 VENTAJAS ESTRATÉGICAS

Energías Renovables

- Las energías renovables son autóctonas
- Las energías renovables evitan la dependencia exterior

Energías Convencionales

- Los combustibles fósiles existen sólo en un número limitado de países
- Los combustibles fósiles aumentan las importaciones energéticas

2.1.1.3 VENTAJAS SOCIOECONÓMICAS

Energías Renovables

- Las energías renovables crean cinco veces más puestos de trabajo que las convencionales.
- Las energías renovables contribuyen decisivamente al equilibrio interterritorial porque suelen instalarse en zonas rurales.
- Las energías renovables permiten desarrollar tecnologías propias.

Energías Convencionales

- Las energías tradicionales crean muy pocos puestos de trabajo respecto a su volumen de negocio
- Las energías tradicionales se sitúan en general cerca de zonas muy desarrolladas.
- Las energías tradicionales utilizan en su gran mayoría tecnología importada.

2.2 ENERGÍAS ALTERNATIVAS

2.2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Como el resto de las energías renovables, la tecnología fotovoltaica consiste en convertir directamente la radiación solar en electricidad; es una fuente de energía descentralizada, limpia, inagotable.

Actualmente la energía fotovoltaica ya es competitiva para electrificar emplazamientos relativamente alejados de las líneas eléctricas como, por ejemplo, viviendas rurales, bombeo de agua, señalización, alumbrado público, equipos de emergencia, etcétera.

Una instalación fotovoltaica aislada está formada por los equipos destinados a producir, regular, acumular y transformar la energía eléctrica. Y que son los siguientes:

Células fotovoltaicas: Es dónde se produce la conversión fotovoltaica, las más empleadas son las realizadas con silicio cristalino. La incidencia de la radiación luminosa sobre la célula crea una diferencia de potencial y una corriente aprovechable.

Placas fotovoltaicas: Son un conjunto de células fotovoltaicas conectadas entre sí. Estas células están encapsuladas para formar un conjunto estanco y resistente.

El Regulador: Tiene por función regular la carga y la descarga de las baterías y eventualmente protegerlas de una sobrecarga excesiva.

Baterías: Son el almacén de la energía eléctrica generada. En este tipo de aplicaciones normalmente se utilizan baterías estacionarias, que no sólo permiten disponer de electricidad durante la noche y en los momentos de baja insolación sino para varios días.

El Ondulador: Transforma la corriente continua (a 12, 24 o 48 v) generada por las placas fotovoltaicas y la acumulada en las baterías a corriente alterna.

2.2.1.1 Ventajas de la energía fotovoltaica:

Las principales ventajas de la energía fotovoltaica son:

- Evita un costoso mantenimiento de líneas eléctricas en zonas de difícil acceso
- Elimina los costes ecológicos y estéticos de la instalación de líneas en esas condiciones
- Contribuye a evitar el despoblamiento progresivo de determinadas zonas
- Es una energía descentralizada que puede ser captada y utilizada en todo el territorio
- Una vez instalada tiene un coste energético nulo
- Mantenimiento y riesgo de avería muy bajo
- Tipo de instalación fácilmente modulable, con lo que se puede aumentar o reducir la potencia instalada fácilmente según las necesidades
- No produce contaminación de ningún tipo.
- Se trata de una tecnología en rápido desarrollo que tiende a reducir el costo y aumentar el rendimiento.

2.2.2 ENERGÍA EÓLICA

El aprovechamiento del viento para generar energía es casi tan antiguo como la civilización, la primera y más sencilla aplicación fue la de las velas para la navegación.

Hace dos mil quinientos años ya se podían encontrar referencias escritas de la existencia de molinos utilizados para moler el grano o para bombear agua en la antigua Persia.

En el Siglo XX el hombre comienza a utilizar la energía eólica para producir electricidad pero en principio sólo para autoabastecimiento de pequeñas instalaciones.

En la década de los noventa comienza el desarrollo de esta energía cuando se toma conciencia de la necesidad de modificar el modelo energético basado en los combustibles fósiles y la energía nuclear, por los problemas que estos causan al medio ambiente.

En los últimos diez años del Siglo XX, gracias a un desarrollo tecnológico y a un incremento de su competitividad en términos económicos, la energía eólica ha pasado de ser una utopía marginal a una realidad que se consolida como alternativa futura que de momento complementaria, a las fuentes contaminantes.

2.2.2.1 La Tecnología eólica

Aerogenerador es el nombre que recibe la máquina empleada para convertir la fuerza del viento en electricidad. Los aerogeneradores se dividen en dos grupos: los de eje horizontal, los más utilizados y eficientes, y los de eje vertical.

El aerogenerador de eje horizontal, consta de tres partes básicas:

- **El rotor**, que incluye el buje y las palas, generalmente tres
- **La góndola**, dónde se sitúan el generador eléctrico, los multiplicadores y sistemas hidráulicos de control, orientación y freno.
- **La torre**, que debe ser tubular

Los aerogeneradores han pasado en tan sólo unos años de una potencia de 25 kW a los 1.500 kW, La explotación de la energía eólica se lleva a cabo fundamentalmente para la generación de electricidad que se vende a la red y ello se hace instalando un conjunto de molinos que se denomina parque.

En la actualidad los parques que se están inaugurando a nivel mundial tienen normalmente una potencia instalada que oscila entre los 10 y los 50 MW.

Cada parque cuenta además con una central de control de funcionamiento que regula la puesta en marcha de los aerogeneradores, controla la energía generada en cada momento, recibe partes metereológicos, etcétera.

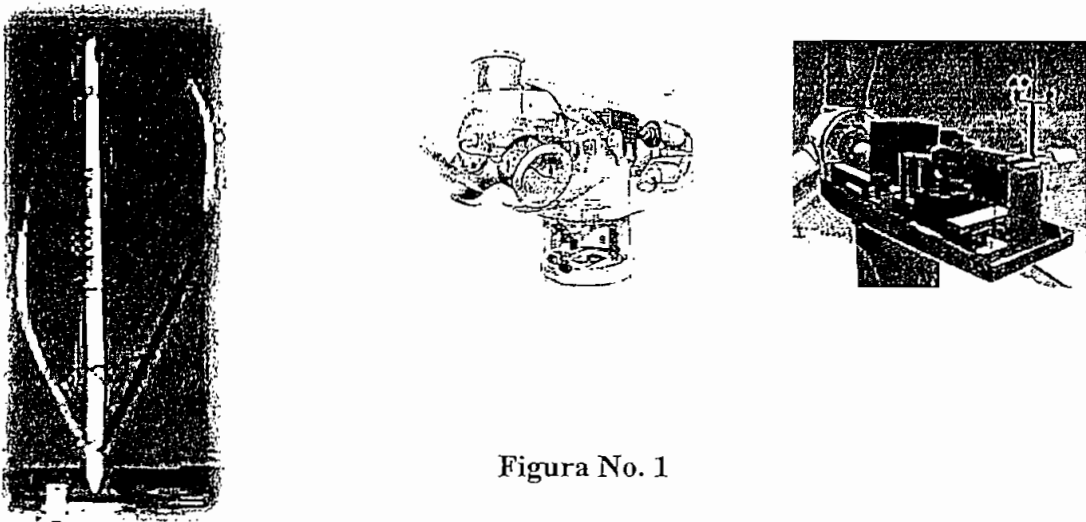


Figura No. 1

a) Generador eólico de eje vertical; b) Generadores eólicos de eje horizontal.

2.2.2.2 Ventajas de la energía eólica

La energía eólica no contamina, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles contribuyendo a evitar el cambio climático. Es una tecnología de aprovechamiento totalmente madura y puesta a punto.

Es una de las fuentes más baratas, puede competir en rentabilidad con otras fuentes energéticas tradicionales como las centrales térmicas de carbón (considerado tradicionalmente como el combustible más barato), las centrales de combustible e incluso con la energía nuclear, si se consideran los costos de reparar los daños medioambientales.

El generar energía eléctrica sin que exista un proceso de combustión o una etapa de transformación térmica supone, desde el punto de vista medioambiental, un procedimiento muy favorable por ser limpio y exento de problemas de contaminación. Se suprimen radicalmente los impactos originados por los combustibles durante su extracción, transformación, transporte y combustión, lo que beneficia la atmósfera, el suelo, el agua, la fauna, la vegetación y el medio ambiente en general.

Evita la contaminación que conlleva el transporte de los combustibles; gas, petróleo, gasoil, carbón. Reduce el intenso tráfico marítimo y terrestre cerca de las centrales. Suprime los riesgos de accidentes durante estos transportes: desastres con petroleros (traslados de residuos nucleares, etc). No hace necesaria la instalación de líneas de abastecimiento: Canalizaciones a las refinerías o las centrales de gas.

La utilización de la energía eólica para la generación de electricidad presenta nula incidencia sobre las características fisicoquímicas del suelo o su erosionabilidad, ya que no se produce ningún contaminante que incida sobre este medio, ni tampoco vertidos o grandes movimientos de tierras.

Al contrario de lo que puede ocurrir con las energías convencionales, la energía

eólica no produce ningún tipo de alteración sobre los acuíferos ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos. La generación de electricidad a partir del viento no produce gases tóxicos, ni contribuye al efecto invernadero, ni destruye la capa de ozono, tampoco crea lluvia ácida. No origina productos secundarios peligrosos ni residuos contaminantes.

Cada Kwh. de electricidad generada por energía eólica en lugar de carbón, evita:

0,60 Kg. de CO₂, dióxido de carbono

1,33 gr. de SO₂, dióxido de azufre

1,67 gr. de NO_x, óxido de nitrógeno

La electricidad producida por un aerogenerador evita que se quemen diariamente miles de litros de petróleo y miles de kilogramos de lignito negro en las centrales térmicas. Ese mismo generador produce idéntica cantidad de energía que la obtenida por quemar diariamente 1.000 Kg. de petróleo. Al no quemarse esos Kg. de carbón, se evita la emisión de 4.109 Kg. de CO₂, lográndose un efecto similar al producido por 200 árboles. Se impide la emisión de 66 Kg. de dióxido de azufre -SO₂- y de 10 Kg. de óxido de nitrógeno -NO_x- principales causantes de la lluvia ácida.

La energía eólica es independiente de cualquier política o relación comercial, se obtiene en forma mecánica y por tanto es directamente utilizable.

Al finalizar la vida útil de la instalación, el desmantelamiento no deja huellas.

Un Parque de 10 MW:

Evita: 28.480 Tn. Al año de CO₂

Sustituye: 2.447 Tep. (Toneladas equivalentes de petróleo)

Aporta: Trabajo a 130 personas al año durante el diseño y la construcción

Proporciona: Industria y desarrollo de tecnología

Genera: Energía eléctrica para 11.000 familias

2.2.2.3 Desventajas de la energía eólica

El aire al ser un fluido de pequeño peso específico, implica fabricar máquinas grandes y en consecuencia caras. Su altura puede igualar a la de un edificio de diez o más plantas, en tanto que la envergadura total de sus aspas alcanza unos veinte metros, lo cual encarece su producción.

Desde el punto de vista estético, la energía eólica produce un impacto visual inevitable, ya que por sus características precisa unos emplazamientos que normalmente resultan ser los que más evidencian la presencia de las máquinas (cerros, colinas, litoral). En este sentido, la implantación de la energía eólica a gran escala, puede producir una alteración clara sobre el paisaje, que deberá ser evaluada en función de la situación previa existente en cada localización.

Un impacto negativo es el ruido producido por el giro del rotor, pero su efecto no es mas acusado que el generado por una instalación de tipo industrial de similar entidad, y siempre que estemos muy próximos a los molinos.

También ha de tenerse especial cuidado a la hora de seleccionar un parque si en las inmediaciones habitan aves, por el riesgo mortandad al impactar con las palas, aunque existen soluciones al respecto como pintar en colores llamativos las palas, situar los molinos adecuadamente dejando "pasillos" a las aves o incluso en casos extremos hacer un seguimiento de las aves por radar llegando a parar las turbinas para evitar las colisiones.

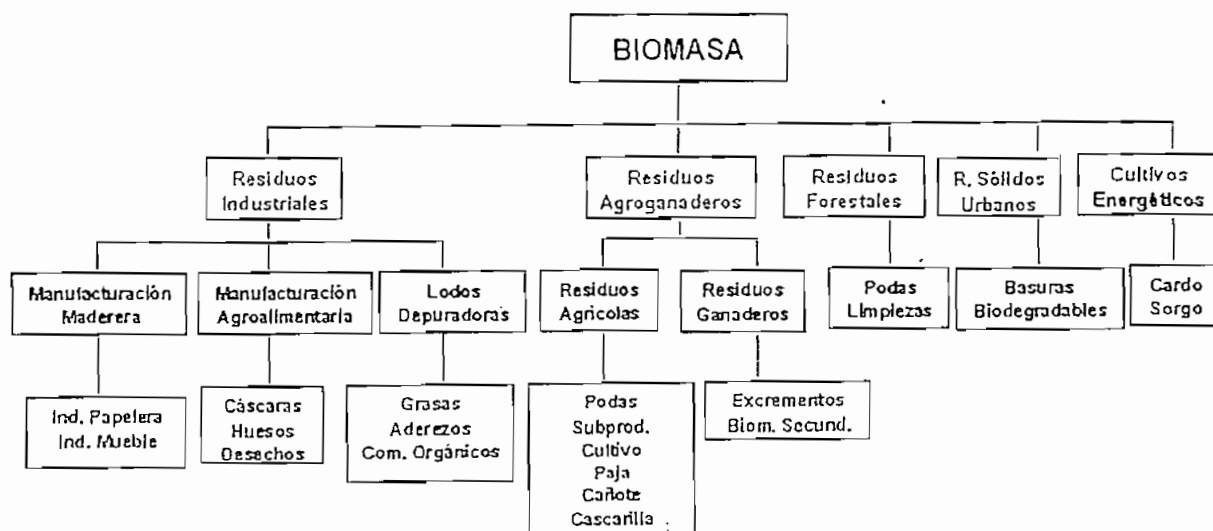
2.2.3 LA BIOMASA

Toda materia orgánica puede ser aprovechada para la producción de energía. Sin embargo, existen productos o cultivos que son mejores que otros por sus propiedades y dependiendo de la aplicación a la que estén destinados. La biomasa

abreviatura de "masa biológica" es un recurso renovable de energía proveniente de los residuos de la materia orgánica de tierra y mar que comprende una amplísima gama de materiales orgánicos incorporados y transformados por el reino animal, incluido el hombre. El hombre, además, la transforma por procedimientos artificiales para obtener bienes de consumo. Todo este proceso da lugar a elementos utilizables directamente, pero también a subproductos que tienen la posibilidad de encontrar aplicación en el campo energético. A cada tipo de biomasa corresponde una tecnología diferente; así, la biomasa sólida, como es la madera, se quema o gasifica, mientras que la biomasa líquida, como aceites vegetales, se utiliza directamente en motores o turbinas, y la biomasa húmeda se puede convertir biológicamente en gas de combustión.

La energía derivada de la biomasa es renovable indefinidamente. Al contrario de las energías eólica y solar, la de la biomasa es fácil de almacenar. En cambio, opera con enormes volúmenes combustibles que hacen su transporte oneroso y constituyen un argumento en favor de una utilización local y sobre todo rural.

2.2.3.1 Tipos de biomasa



Cuadro No. 2
Tipos de biomasa

El cuadro anterior, muestra los diferentes tipos de energía que se pueden obtener a través de la biomasa. Las fuentes de aprovechamiento de la biomasa para energía *proviene* principalmente de tres sitios:

- a) Desechos y basura industrial y municipal.
- b) Residuos de cultivos agropecuarios.
- c) Cultivos y plantaciones con propósitos energéticos.

2.2.3.1.1 Bosques

La única biomasa explotada actualmente para fines energéticos es la de los bosques. No obstante, la demanda energética sólo puede constituir una opción *razonable* en países donde la densidad territorial de dicha demanda es muy baja, así como también la de la población

2.2.3.1.2 Residuos agrícolas, deyecciones y camas de ganado

Estos constituyen otra fuente importante de bioenergía, aunque no siempre sea *razonable* darles este tipo de utilidad, es recomendable el uso de los residuos agrícolas en los casos en que no afecte apreciablemente a la fertilidad del suelo, y de las deyecciones y camas del ganado cuando el no utilizarlas sistemáticamente como estiércol no perjudique las productividades agrícolas.

2.2.3.1.3 Cultivos energéticos:

Es muy discutida la conveniencia de los cultivos o plantaciones con fines energéticos, no sólo por su rentabilidad en sí mismos, sino también por la competencia que ejercerían con la producción de alimentos y otros productos necesarios (madera, etc.). Las dudas aumentan en el caso de las regiones templadas, donde la asimilación fotosintética es inferior a la que se produce en zonas tropicales. Se deben estudiar de modo especial la posibilidad de ciertos cultivos

energéticos de plantas de elevada asimilación fotosintética. El problema de la competencia entre los cultivos clásicos y los cultivos energéticos no se plantearía en el caso de otro tipo de cultivo energético: los cultivos acuáticos. Una planta acuática particularmente interesante desde el punto de vista energético sería el jacinto de agua, que posee una de las productividades de biomasa más elevadas del reino vegetal (un centenar de toneladas de materia seca por hectárea y por año). Podría recurrirse también a ciertas algas microscópicas (micrófitos), que tendrían la ventaja de permitir un cultivo continuo. Así por ejemplo, el alga unicelular *Botryococcus braunii*, en relación a su peso, produce directamente importantes cantidades de hidrocarburos.

2.2.3.2 Métodos de conversión de la biomasa en energía

Aparte del caso excepcional de *Botryococcus braunii*, que produciría directamente petróleo, la utilización práctica de las diferentes formas de biomasa requiere unas técnicas de conversión.

2.2.3.2.1 Métodos termoquímicos

Estos métodos se basan en la utilización del calor como fuente de transformación de la biomasa. Están bien adaptados al caso de la biomasa seca, y en particular, a los de la paja y de la madera.

- **La combustión:** Es la oxidación completa de la biomasa por el oxígeno del aire, libera simplemente agua y gas carbónico, y puede servir para la calefacción doméstica y para la producción de calor industrial.
- **La pirólisis:** Es la combustión incompleta de la biomasa en ausencia de oxígeno a unos 500 °C, se utiliza desde hace mucho tiempo para producir carbón vegetal. Aparte de este, la pirólisis lleva a la liberación de un gas pobre, mezcla de

monóxido y dióxido de carbono, de hidrógeno y de hidrocarburos ligeros. Este gas de débil poder calorífico, puede servir para accionar motores diesel, para producir electricidad, o para mover vehículos. Una variante de la pirólisis, llamada pirólisis flash, lleva a 1000°C en menos de un segundo, tiene la ventaja de asegurar una gasificación casi total de la biomasa. De todas formas, la gasificación total puede obtenerse mediante una oxidación parcial de los productos no gaseosos de la pirólisis. Las instalaciones en las que se realiza la pirólisis y la gasificación de la biomasa reciben el nombre de gasógenos. El gas pobre producido puede utilizarse directamente como se indica antes, o bien servir de base para la síntesis de un alcohol muy importante, el metanol, que podría sustituir las gasolinas para la alimentación de los motores de explosión (carburol).

2.2.3.2.2 Métodos biológicos

- **La fermentación alcohólica** es una técnica empleada desde tiempos antiguos con los azúcares, que puede utilizarse también con la celulosa y el almidón, a condición de realizar una hidrólisis previa (en medio ácido) de estas dos sustancias. Pero la destilación, que permite obtener alcohol etílico prácticamente anhidrido, es una operación muy costosa en energía. En estas condiciones, la transformación de la biomasa en etanol y después la utilización de este alcohol en motores de explosión, tienen un balance energético global dudoso. A pesar de esta reserva, ciertos países (Brasil, E.U.A.) tienen importantes proyectos de producción de etanol a partir de la biomasa con un objetivo energético (propulsión de vehículos; cuando el alcohol es puro o mezclado con gasolina, el carburante recibe el nombre de gasohol).

La fermentación metánica es la digestión anaeróbica de la biomasa por bacterias. Es idónea para la transformación de la biomasa húmeda (más del 75 % de humedad relativa). En los fermentadores, o digestores, la celulosa es esencialmente la sustancia que se degrada en un gas, que contiene alrededor del

60% de metano y 40% de gas carbónico. El problema principal consiste en la necesidad de calentar el equipo, para mantenerlo a la temperatura óptima de 30-35°C. No obstante, el empleo de digestores es un camino prometedor hacia la autonomía energética de las explotaciones agrícolas, por recuperación de las deyecciones y camas del ganado. Además, es una técnica de gran interés para los países en vías de desarrollo.

2.2.4 ENERGÍA MINIBIDRAÚLICA

La energía potencial del agua ha sido aprovechada por los seres humanos desde los inicios de la civilización y actualmente la hidroelectricidad constituye el mayor componente del aporte de energía renovable en el mundo para la producción de electricidad. Se conoce como una energía renovable convencional.

2.2.4.1 Funcionamiento

Las centrales hidroeléctricas funcionan convirtiendo la energía cinética y potencial de una masa de agua al pasar por un salto en energía eléctrica. El agua mueve una turbina cuyo movimiento de rotación es transferido mediante un eje a un generador de electricidad.

Se consideran centrales minihidráulicas aquellas con una potencia instalada de 10 MW o menos, una frontera que hasta hace poco se situaba en los 5 MW.

Existen fundamentalmente dos tipos de centrales hidroeléctricas:

- Centrales de agua fluyente, son aquellos aprovechamientos que mediante una obra de toma, captan una parte del caudal circulante por el río y

lo conducen hacia la central para ser turbinado. Después, este caudal es devuelto al cauce del río. Estas centrales se caracterizan por tener un salto útil prácticamente constante, y un caudal turbinado muy variable, dependiendo de la hidrología. Por tanto, en este tipo de aprovechamiento, la potencia instalada está directamente relacionada con el caudal que pasa por el río.

- Centrales de pie de presa, son aquellas situadas aguas abajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos o a otros fines como abastecimiento de agua a poblaciones o riego, susceptibles de producir energía eléctrica, ya que no consumen volumen de agua. Tienen la ventaja de almacenar la energía (el agua) y poder emplearla en los momentos en que más se necesiten. Normalmente son las que regulan la capacidad del sistema eléctrico y con las que se logra de mejor forma el balance consumo/producción.

En las centrales de agua fluyente el esquema básico de las mismas suele contar con todos o algunos de los siguientes elementos: un azud o presa de derivación, que desvía parte del caudal a través de un canal o tubería hacia una cámara de carga; desde ésta parte una tubería forzada que conduce el agua hasta la turbina. Ésta se encuentra en el edificio de la central junto con el generador eléctrico y los elementos auxiliares. Por último, un canal de descarga devuelve el agua al cauce del río.

La potencia de una central hidroeléctrica depende del caudal que pueda turbinar y del salto, es decir, de la diferencia de cotas del agua a la entrada y la salida de la central. En función de dichos parámetros (salto y caudal) se elegirá el tipo de turbina más adecuada.

Para conocer correctamente las características de determinado aprovechamiento, es necesario disponer de datos de al menos veinte años hidrológicos.

2.2.4.2 Tipos de turbinas

Las turbinas empleadas en las centrales minihidráulicas se dividen en dos tipos:

- Turbinas de acción que es aquella que aprovecha únicamente la velocidad del agua, es decir su energía cinética.
- Turbinas de reacción que aprovecha tanto la velocidad del agua como la presión que le resta a la corriente en el momento de contacto.

2.2.4.2.1 La turbina de acción

El modelo más habitual es la Pelton, que consta de un disco circular o rodete que tiene montados unos álabes o cucharas de doble cuenca. También existen otros modelos como la Turgo de inyección lateral y la de Ossberger o Banki Michell de doble impulsión.

Este tipo de turbina se emplea fundamentalmente para el aprovechamiento hidroeléctrico de salto elevado y pequeño caudal.

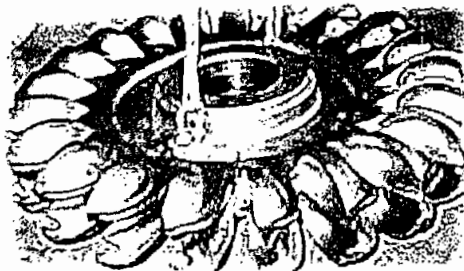
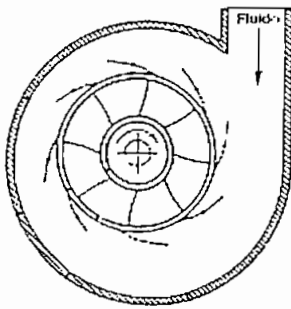


Figura No. 2

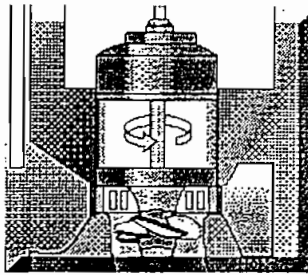
Turbina Pelton

2.2.4.2.2 La turbina de reacción

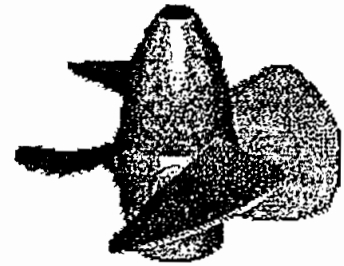
Las más utilizadas entre las de reacción son la turbina Francis y la turbina Kaplan. Estas suelen tener cuatro elementos fundamentales: carcasa o caracol, distribuidor, rodete y tubo de aspiración.



a)



b)



c)

Figura No. 3

a) Esquema de una turbina Francis; b) Turbina Kaplan; c) Esquema de una turbina Kaplan.

2.2.4.3 Ventajas medioambientales

- Es renovable.
- No es consuntiva. Se toma el agua en un punto y se devuelve a otro a una cota inferior.
- Es autóctona y, por consiguiente, evita importaciones del exterior.
- Es completamente segura para personas, animales o bienes.
- No genera calor ni emisiones contaminantes (lluvia ácida, efecto invernadero, etc.)

- Es verdaderamente respetuosa con el medio ambiente. El impacto que pueda producir es pequeño, fácilmente minimizable y en muchos casos evitable del todo (escalas para peces, caudal ecológico, soterramiento de canales de derivación o tuberías forzadas, pantallas vegetales, repoblación arbórea, etc.).
- Es eficaz, dado que proporciona al sistema potencia y producciones importantes en sí mismas.
- Genera puestos de trabajo en su construcción, mantenimiento y explotación.

2.2.5 ENERGÍA GEOTÉRMICA

La Tierra se puede comparar con una enorme olla de presión que guarda en su interior energía térmica que puede ser aprovechada para la producción de electricidad y calor. En todo el mundo existen fuentes de agua calientes que provienen de la Tierra y se las aprovecha para construir piscinas de aguas termales además son conocidos los sitios de emisión de vapor o géiseres.

La geotermia estudia las formas de utilización comercial de la energía de la Tierra con tecnología muy desarrollada; en el mundo se producen alrededor de 8000 MW de electricidad con la geotermia.

Las zonas volcánicas como la de Los Andes son idóneas para la instalación de centrales de este tipo. Estudios efectuados en la década de los 80 por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación identificaron 12 sitios potenciales en la zona interandina para la instalación de plantas geotérmicas con una capacidad energética

equivalente a 634 millones de GWh, suficiente para proporcionar toda la electricidad del país por 37 años.

Una planta geotérmica es básicamente una planta de vapor convencional donde el vapor se obtiene directamente de la tierra y no del calentamiento del agua con combustibles fósiles; se perfora la superficie hasta encontrar una fuente de agua caliente o vapor y el fluido se lo dirige a una turbina. El agua o vapor condensado utilizado se vuelve a inyectar a la tierra.

2.2.6 EL HIDRÓGENO

Se ha creado una gran expectativa en todo el mundo sobre las posibilidades de aprovechamiento energético del hidrógeno como combustible para transporte, lo cual permitirá reducir las emisiones contaminantes de los vehículos, contar con una fuente de energía renovable para sustituir la dependencia estratégica en los combustibles fósiles y mejorar la eficiencia energética.

La electricidad puede transformarse en cualquier otra forma de energía y, justamente, la celda de hidrógeno, es una pequeña generadora de electricidad. Al ser modulares, las celdas de combustible pueden proveer calor y electricidad a residencias, edificios o inclusive pequeñas poblaciones. Además pueden entregar energía a la red eléctrica o pueden ser grandes plantas generadoras a través de celdas regenerativas que consisten en unos reservorios de electrolito capaces de generar electricidad cuando se lo requiera. Constituyen una manera de almacenamiento químico.

CAPITULO 3

ENERGÍA EÓLICA

3.1 GENERALIDADES.

3.1.1 AEROGENERADORES: ENERGIA ACCESIBLE.

Los aerogeneradores, tienen diversas aplicaciones específicas, ya sea eléctricas o de bombeo de agua, mediante el aprovechamiento y transformación de energía eólica en energía mecánica. Se entiende por energía eólica a los vientos que existen en el planeta producto de fenómenos que se estudiarán más adelante.

Esta energía, es inagotable, no contamina; y aunque la instalación de uno de estos aparatos es relativamente costosa y morosa, a la larga se sentirán los resultados positivos, especialmente en el campo económico.

Un punto que vale hacer notar, es la autonomía frente a la fuente más cercana accesible, que no siempre se presenta en los pueblos alejados, por el costo que supone instalar una red hacia aquellos.

3.1.2 HISTORIA DE LOS AEROGENERADORES.

Es importante destacar algunas fechas dentro de la tecnología eólica y de la utilización de aeromotores.

En el siglo V AC se encuentran los primeros aeromotores en Asia; son máquinas de eje vertical iguales a las denominadas *panemonas* de algunas islas griegas. Más o

menos por la misma época, en Egipto se utilizaban molinos de eje vertical para moler grano y bombear agua, también en la zona de Sijistán entre Irán y Afganistán. Todos estos molinos tenían la finalidad de transformar la energía eólica en energía para el bombeo de agua y la molturación del grano entre otras.

En el siglo VII DC se da origen a los primeros modelos rústicos de los clásicos molinos holandeses que hoy en día son mecánicamente sofisticados. Los aeromotores para el bombeo de agua progresan con la invención de las múltipalas en 1870 por los americanos.

Fue en el año 1802 cuando Lord Kelvin trató de asociar un generador eléctrico a un aeromotor para la producción de energía eléctrica.

Hacia el año 1920 la energía eólica obtiene cierto éxito, pues había más de trescientos constructores de estos aparatos.

El estudio en los campos de la aerodinámica permitió alcanzar enormes progresos en los aeromotores hasta el año 1961 en el que el precio del petróleo bajó, poniendo al kilowatt "eólico" a precios inaccesibles. Todas las máquinas fueron desmontadas y vendidas al precio de chatarra.

Desde el año 1973 ocurre el proceso inverso, impulsando programas de estudio y realización de aerogeneradores. La demanda en países industrializados es mínima pero en países tercermundistas aumentó de nivel, esto por el obvio bajo costo de producción e instalación de estos aparatos en comparación a las ganancias retribuidas.

3.1.3 DISTINTAS CLASES DE AEROMOTOR.

Se definen en general, los aeromotores según la posición de su eje de rotación, con relación a la dirección del viento.

Así se dividen en:

- Aeromotores de eje horizontal.
 - Con el eje paralelo a la dirección del viento.
 - Con el eje perpendicular a la dirección del viento
- Aeromotores de eje vertical.
- Aeromotores que utilizan el desplazamiento de un móvil

3.1.3.1 Aeromotores de eje horizontal.

3.1.3.1.1 *Eje paralelo a la dirección del viento.*

Son las máquinas más difundidas, y con rendimiento superior a las demás. Incluyen aquellas de 1, 2, 3 o 4 palas, además de las típicas multipalas para el bombeo de agua.

Debemos distinguir aquellas de "cara al viento" y aquellas que tiene sus palas situadas de "espalda al viento".

Los aerogeneradores, generalmente van provistos de rotores bipala o tripala (cara al viento), para potencias inferiores a 1 kW ($P < 1$ kW). Y de espaldas al viento para potencias superiores a 1 kW ($P > 1$ kW).

Los aeromotores de eje horizontal paralelo a la dirección del viento, son los más extendidos, por tener el mejor rendimiento en relación a la energía máxima recuperable, conocida como *límite de Betz*.

3.1.3.1.3 Eje horizontal con rotor rueda de bicicleta.

Consisten en una hélice enfrentada al viento sustentada en lo alto de una torre que dispone de un gran número de palas de poco peso que presentan una superficie de alta resistencia al viento, todas ellas con forma plana y fijas a una rueda exterior con eje central. La velocidad de este tipo de rotor sin multiplicación es superior al de tipo hélice, a igualdad de revoluciones permite obtener mayor energía gracias a la gran superficie que expone al viento; de todas formas esa energía es limitada por el poco peso de la estructura, que impide instalar generadores de potencias superiores al kilovatio.

3.1.3.1.2 Eje horizontal perpendicular a la dirección del viento.

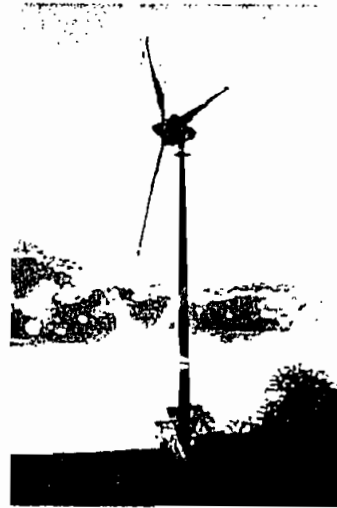
Los aerogeneradores más significativos de eje perpendicular a la dirección del viento, son el de perfil oscilante y el sistema de captación con palas batientes.

Estos sistemas se han estudiado ampliamente, también se construyeron prototipos; pero presentan más inconvenientes que ventajas; en especial necesitan sistemas de orientación igual a los de eje horizontal paralelo al viento. La recuperación de energía es en general complicada y no presenta un buen rendimiento.

La figura No. 4 presenta dos tipos de aeromotores con eje horizontal de diferente número de palas:



a)



b)

Figura No. 4

- a) Molino de eje horizontal con rotor de rueda de bicicleta
 b) Molino de eje horizontal con rotor de hélice de tres palas

3.1.3.2 Aeromotores de eje vertical.

Son presumiblemente, las primeras máquinas que se utilizaron para la captación de energía eólica, ya que son más sencillas que las de eje horizontal; no necesitan ningún sistema de orientación. Lo que constituye una ventaja constructiva. En funcionamiento las palas, los rodamientos y los ejes, no están sometidos a esfuerzos importantes por cambios de orientación. Son de fácil construcción.

No se ha experimentado un gran desarrollo en estos aparatos, por lo tanto, el rendimiento es mediocre (el rotor Savonius un 20% del límite de Betz).

Los aeromotores de eje vertical son generalmente de los siguientes tipos:

3.1.3.2.1 Aeromotores Savonius.

El modelo de rotor Savonius es el más simple. Consiste en un cilindro hueco partido por la mitad, en el cual sus dos mitades han sido desplazadas para convertirlas en una S; las partes cóncavas de la S captan el viento, mientras que los reversos presentan una menor resistencia al viento, por lo que girarán en el sentido que menos resistencia ofrezcan. Este sistema tiene el inconveniente de presentar una sobrepresión en el interior de las zonas cóncavas al no poder salir el aire, perjudicando el rendimiento; el sistema queda mejorado separando ambas palas y dejando un hueco entre ambas para que se exista un flujo de aire.

Debido a la gran resistencia al aire que ofrece este tipo de rotor, solo puede ser utilizado a bajas velocidades. El uso para generación de energía eléctrica precisaría de multiplicadores de giro que reducirían el rendimiento. Es por tanto útil para aplicaciones de tipo mecánico, como el bombeo de agua.

3.1.3.2.2 Aeromotores Darrieux

El rotor Darrieux consta de unas finas palas con forma de ala de avión simétrica, que están unidas al eje sólo por los dos extremos, con una curva especial diseñada para un máximo rendimiento entre las dos uniones del eje. El modelo de curva más utilizado es el denominado *Troposkien*, aunque también se utiliza la *catenaria*.

Este rotor presenta el problema de que no puede arrancar por sí mismo, teniendo que emplearse un sistema de arranque secundario, aunque una vez en marcha es capaz de mantenerse gracias a la aerodinámica de sus palas. Permite mayores velocidades que las del rotor Savonius, pero no alcanza a las de un rotor de eje horizontal; de todas formas ya es útil para la generación de energía eléctrica.

Los molinos de eje vertical tienen la ventaja de que no precisan dispositivos de orientación, ya que pueden captar el viento que provenga de cualquier dirección,

simplificando la maquinaria y evitando averías. Esta característica de captación omnidireccional, le permite ser instalado en cualquier terreno sin necesidad de *levantar altas torres, reduciendo costos.*

Emplea la sustentación de las palas y están caracterizados por débil par de arranque y velocidad de rotación elevada que permite la recuperación de una gran potencia.

Para mejorar el par de arranque se pueden acoplar otro tipo de rotores haciéndolo mixto (Savonius-Darrieux).

Este tipo de máquinas son susceptibles de competir con los aeromotores rápidos, bipalas y tripalas de eje horizontal; son objeto de estudio y desarrollo.

3.1.4 CONSTITUCIÓN DE UN AEROMOTOR.

Un aeromotor está constituido por las siguientes partes:

- **Un aeromotor de dos o tres palas** provisto de un *sistema de regulación*, que confiera al rotor una velocidad de rotación estable a partir de cierta velocidad del viento, y un *sistema de seguridad* destinado a frenar la máquina en caso de tempestad, si el sistema de regulación es inoperante a altas velocidades.
- **Un generador eléctrico** que puede estar directamente acoplado al aeromotor (las palas van directamente montadas en el eje del generador) o acoplado a un multiplicador (Las palas están colocadas entre el aeromotor y el generador).

Se verá que la velocidad de rotación depende del diámetro del rotor y disminuye cuando el diámetro aumenta. Entonces para tener un buen rendimiento, es necesario aumentar las revoluciones del aeromotor antes de acoplarlo al generador.

- **Mecanismo de giro** que permite a la máquina estar siempre orientada en la dirección del viento, cualquiera que sea esta. La energía producida en la parte móvil, se transmite por medio de un dispositivo colector asociado al mecanismo de rotación.
- **Cárter o armazón** que envuelve y protege a todas las piezas del conjunto de los factores climáticos.
- **Una cola** en el caso de que la máquina funcione de cara al viento, para obtener una orientación según los movimientos de la masa de aire.

3.1.5 TORRE DE SOPORTE DEL AEROGENERADOR.

La construcción de la torre de soporte es mecánicamente sencilla y muy importante, se deben cuidar diferentes factores como:

- **La altura.** El aerogenerador debe estar situado por encima de las perturbaciones causadas por el terreno.
- **La frecuencia.** Cualquier máquina giratoria es siempre asiento de vibraciones; es por tanto, esencial que la frecuencia propia de la torre sea muy diferente a la frecuencia de las vibraciones (*fundamentales y armónicas*), engendradas por el aerogenerador.
- **Mantenimiento.** El acceso a la torre debe ser fácil para su buen mantenimiento.

- **Robustez.** La torre deberá resistir las sobrecargas producidas, como ser: esfuerzos ocasionados por funcionamiento anormal, ráfagas de viento, y *turbulencias*.
- **Forma.** Preferiblemente no angular, para evitar esfuerzos innecesarios en la misma torre mejorando así el flujo de corrientes de aire.

3.1.6 DISPOSITIVO PARA EL ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA.

La estación eólica deberá disponer de un medio para el almacenamiento de la energía producida, esto con el fin de abastecimiento en períodos de calma atmosférica. En general el medio más accesible para este propósito son los acumuladores de plomo.

Vale hacer notar que una parte importante de la inversión esta dirigida a este campo. Aproximadamente de un 20% a 50% del total del costo.

3.1.7 FUENTE ENERGÉTICA DE APOYO.

Según la capacidad del aerogenerador, su utilización y los regímenes de viento, puede ser necesario el uso de fuentes de apoyo para garantizar el funcionamiento continuo de la instalación en caso de fallo en el aerogenerador y/o para disminuir el uso de almacenadores.

Para este objetivo, se utilizan motores de explosión (combustión interna), a diesel o gasolina u otro derivado del petróleo o batería de acumuladores cargada por células fotovoltaicas.

3.1.8 DISPOSITIVO PARA VIGILAR EL ESTADO DE LAS BATERÍAS DE ACUMULADORES.

A pesar de ser los acumuladores de plomo el medio más barato y fácil de instalar, necesitan una vigilancia muy severa.

Los acumuladores de plomo, son extremadamente sensibles a regímenes de descarga y sobrecarga prolongados. Por lo tanto es indispensable instalar un sistema manual o automático de vigilancia que deberá asegurar *prioritariamente*:

- El corte de la corriente de carga de la batería cuando está completamente cargada.
- La conmutación del circuito de utilización hacia la fuente de apoyo, si existe, cuando la batería esté descargada.
- La protección de los distintos elementos de la instalación mediante fusibles.
- Los medios para medir el buen funcionamiento de la estación (valor de la corriente de carga, de la tensión dada por aerogenerador, etc.).

3.2 METEOROLOGÍA – EL VIENTO

La finalidad de este subtítulo es tratar de manera superficial, aquel fenómeno tan perceptible pero que pasa tan desapercibido ante nosotros, el viento. Se abordará solamente algunas características del viento que serán útiles para la construcción de los aeromotores.

3.2.1 ORIGEN DEL VIENTO

La atmósfera constituida esencialmente por oxígeno, nitrógeno y vapor de agua, se caracteriza por su presión, que varía con la altura.

La radiación solar se absorbe de manera muy distinta en los polos que en el ecuador, a causa de la redondez de la tierra, es pues la energía absorbida en el ecuador mucho mayor a la de la absorbida en los polos. Estas variaciones de temperatura, provocan cambios en la densidad de las masas de aire, por lo que se desplazan en diferentes latitudes. Estas traslaciones se realizan desde las zonas en que la densidad del aire (presión atmosférica) es alta en dirección a las de baja presión atmosférica.

Se establece así, cierto equilibrio por transferencia de energía hacia las zonas de temperaturas extremas, que sin esto serían inhabitables. Existen otros desplazamientos que se ejercen perpendicularmente a la dirección del movimiento de las masas de aire, hacia la derecha en el hemisferio norte, y hacia la izquierda en el hemisferio sur.

Sin embargo, estas direcciones, están frecuentemente perturbadas por las tormentas que desvían la dirección dominante del viento y por los obstáculos naturales, (bosques, cañadas, depresiones, etc.) que modifican la circulación de las masas de aire en dirección y velocidad.

Otro factor que altera la dirección del viento es las depresiones ciclónicas que pueden desplazarse en cualquier dirección, pero de hecho, tienen ciertas direcciones establecidas, superponiéndose, al sistema general de presión atmosférica.

El viento se caracteriza entonces, por dos grandes variables respecto al tiempo: la velocidad y la dirección. La velocidad incide más directamente que la dirección en el rendimiento de la estación.

3.2.2 VELOCIDAD DEL VIENTO - VARIACIONES DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO EN EL TIEMPO.

3.2.2.1 Fenómenos instantáneos: Ráfagas.

Son difíciles de caracterizar y para tener una idea aproximada de estas variaciones, se necesitan registros meteorológicos de vientos periódicos, de por lo menos 20 años hacia atrás.

Por lo tanto, cuando se quiere utilizar la energía eólica, es importante tener en cuenta las ráfagas. Así, las variaciones bruscas de la velocidad del viento originan variaciones muy considerables de la energía aplicada al aeromotor.

Un viento presentado en ráfagas, impondrá condiciones que se deberán tener en cuenta durante la utilización del aeromotor y en el cálculo de su soporte; casi todos los sistemas de regulación tienen generalmente una inercia muy superior a la duración de una ráfaga.

3.2.2.2 Fenómenos diarios.

Se deben a los fenómenos térmicos producidos por la radiación solar. Las variaciones de temperatura con la altitud crean corrientes ascendentes. La velocidad media del viento es más débil por la noche, con pocas variaciones. Aumenta a partir de la salida del sol y alcanza su máximo entre las 12h00 y las 16h00

"El Viento Foehn". Si el viento recorre un sector montañoso se ve obligado a elevarse, lo que comporta la condensación y la lluvia. El calor perdido por el vapor de agua pasa al aire. En la otra vertiente de la montaña será seco y cálido.

3.2.2.1 Fenómenos estacionales.

3.2.2.1.1 Fenómenos mensuales

Las variaciones mensuales dependen esencialmente del lugar geográfico y solo las estadísticas meteorológicas pueden predecir estas variaciones.

3.2.2.1.2 Fenómenos anuales

Las variaciones anuales son periódicas con buena precisión en los datos, de modo que de un año a otro, es posible hacer una buena evaluación de la energía eólica recuperable en un lugar determinado.

Además las variaciones de velocidad del viento también dependen de la altitud y el relieve del terreno por el cual se mueven las masas de aire.

3.2.3 VARIACIONES DE ORIENTACION DEL VIENTO EN EL TIEMPO.

3.2.3.1 Variaciones instantáneas de dirección: turbulencias.

Son características propias de lugares con terreno accidentado que perturban las masas de aire. Estas variaciones instantáneas imponen esfuerzos muy severos a todos los aeromotores de eje horizontal.

Existen ciclones y anticiclones, que son dignos de tomar en cuenta al momento de probar el aeromotor.

Los *ciclones* se producen cuando existe una corriente tropical al este de una corriente polar, por efecto de la rotación de la tierra, tenderán a separarse quedando entre ellas una zona de vacío que derivará en un sistema de bajas presiones, si las

corrientes son muy potentes se forma un ciclón, de forma que el aire caliente se dirija al centro en sentido contrario a las manecillas del reloj.

El *anticiclón* procede de una corriente tropical al oeste de una polar en el que las presiones disminuyen del centro para afuera y las corrientes que salen lo hacen en sentido igual al de las *manecillas del reloj*.

3.2.3.2. Variaciones estacionales.

A cada estación le corresponde una *dirección general del viento*. Siendo esta muy particular al lugar en que se estudie tomando en cuenta la latitud y longitud en que se encuentre.

3.2.3.3. Importancia de estos fenómenos para la instalación eólica

El buen funcionamiento de la máquina requiere de un estudio profundo del lugar en función de los fenómenos antes explicados.

En el caso de utilización de aeromotores de pequeña y mediana potencia, la instalación esta adherida a los elementos desfavorables siendo estos en la mayoría de los casos insuperables.

3.2.4 MEDICIÓN DE LAS VELOCIDADES DEL VIENTO.

Antes de comenzar la explotación de una estación de energía eólica, en un lugar dado, es necesario disponer de un mínimo de datos sobre las características del viento en dicho lugar. Este estudio debe ser llevado con datos anteriores a tres años en un determinado lugar.

3.3 LUGARES DE EMPLAZAMIENTO DE LOS AEROMOTORES.

Para todo tipo de aeromotor la elección del emplazamiento es un elemento determinante, los parámetros varían según la potencia del aeromotor.

Para las grandes máquinas ($P > 100$ kW), el número de emplazamientos es casi limitado, puesto que el criterio esencial de elección es el costo de la unidad de energía (kWh) producida que debe ser competitiva con otras fuentes de energía. Es por lo tanto necesaria una gran cantidad de energía potencial y también un previo estudio profundo del viento en diferentes partes del lugar de emplazamiento.

Para pequeñas potencia ($P < 10$ kW); el número de emplazamientos es también limitado, puesto que el criterio esencial es en este caso es la proximidad al usuario. No es indispensable una gran cantidad de energía potencial.

3.3.1 DETERMINACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.

3.3.1.1 Potencial eólico.

La evaluación de la energía recuperable en un lugar debe conocerse o estimarse antes de cualquier otro trabajo. El usuario debe estar seguro de si el viento puede abastecer sus necesidades energéticas, y que la inversión no será desproporcionada al rendimiento del aeromotor.

Es necesario un pequeño estudio económico cuando en el posible emplazamiento se dispone de otra fuente de energía; como una línea de distribución, etc. Aunque este sería un estudio con una aplicabilidad de grandes envergaduras.

3.3.1.2 Consideraciones sobre el lugar de instalación cuando no se dispone de estadísticas apropiadas.

3.3.1.2.1 Medios para medir las velocidades del viento

Existen algunos aparatos para esta medición, pero el más utilizado es el anemómetro de cazoletas cuya rotación es más rápida cuanto mayor sea la velocidad del viento, hallándose en un registrador eléctrico que genera datos lineales.

Las lecturas de velocidad deberán hacerse a una hora fija (se harán todas las medidas a una misma hora y lugar).

3.3.1.3 Obstáculos de los alrededores.

3.3.1.3.1 Perturbaciones del viento con el terreno

- Colinas de pendientes -suaves y cima redondeada: lugar muy favorable, el incremento de velocidad puede llegar a un 20%.
- Colinas de pendientes fuertes y cima acantilada: lugar provocante de la destrucción del aeromotor en un tiempo breve.
- Peñón, árbol, edificio, casa, etc. Producen mucha turbulencia.
- En el suelo las perturbaciones aumentan con el viento.

Cuando se conozca la viabilidad de la energía eólica, será necesaria una selección del emplazamiento en función de las distancias a los posibles obstáculos y sobre todo en dirección de los vientos predominantes.

Siempre que sea posible, se emplazará el aeromotor en lugares no perturbados por los vientos dominantes y en caso contrario a una distancia que depende de la forma del obstáculo y su tamaño

- Torre (cuadrada o cilíndrica): 10 veces el diámetro.
- Muro: 10 veces la altura.
- Árboles: 6 veces la altura.
- Aeromotor cercano: 6 veces el diámetro (min.) hasta 12 veces el diámetro (máx.)

En el caso particular del relieve se debe hacer el emplazamiento en lugares poco accidentados.

El objetivo de todo estudio eólico debe ser evitar las tensiones variables con el tiempo en velocidad que son dañinas para la máquina a corto o mediano plazo.

3.3.2 DETERMINACIÓN EN RELACIÓN A ELEMENTOS FAVORABLES.

- La mínima vegetación posible.
- Colinas de poca pendiente o estrechamientos de valles.
- Naturaleza del terreno para los cimientos de la torre. Sería perfecto si el terreno fuera rocoso. Se estudiará en particular la torre abatible.
- Medios de acceso fáciles para el mantenimiento y construcción.
- Proximidad del usuario o del almacenamiento; cuanto más cortas sean las transmisiones eléctricas, menos pérdidas habrá

3.3.3 TORRE DE SOPORTE.

Se determina la altura que muchas veces es el único parámetro que se puede variar en los aeromotores pequeños ya que los demás parámetros precedentes son muy poco variables.

La altura dependerá de los obstáculos circundantes. Según la ley de variación del viento en función de la altura y de los criterios de turbulencia; la altura se determina por el criterio que en los lugares favorables el soporte tendrá una altura mínima de 6 metros.

Más fácil y económico es disponer de una torre abatible. Los lugares que pueden proporcionar el máximo de energía anual sin crear problemas mecánicos son aquellos en los cuales los vientos son regulares con una velocidad media de 6 a 8 m/s.

3.4 MOTOR EÓLICO

3.4.1 EL AEROMOTOR: ESTUDIO TEÓRICO.

3.4.1.1 Energía suministrada por el viento.

La energía que el viento proporciona es una forma de energía cinética, en función de la masa y de la velocidad de un determinado volumen de aire. Si se considera que la masa por unidad de volumen o densidad del aire es constante se puede afirmar que la energía proporcionada por el viento está en función de su velocidad.

Desgraciadamente, no se puede captar toda esta energía ya que la velocidad del viento, una vez atravesada la superficie de captación, no es nunca nula y el teorema

de Betz demuestra que la máxima energía recuperable (teóricamente), es igual a $16/27$ (~60 %) de la energía total.

La potencia suministrada por un aeromotor es proporcional al cuadrado del diámetro o radio del rotor y al cubo de la velocidad del viento.

La energía proporcionada por un aeromotor adquiere la forma de energía mecánica, se puede utilizar directamente (bombeo) o transformar según las necesidades y posibilidades (electricidad, calor, etc.).

Además el límite de los diferentes aeromotores está dado por todos los rendimientos propios de las diferentes transformaciones, estos límites se pueden apreciar en el cuadro No: 3

Transformación	n mínimo	n máximo
El rotor	0.20	0.85
El multiplicador/reductor	0.7	0.98
El generador eléctrico	0.8	0.98
El transformador	0.85	0.98
El rectificador	0.9	0.98
Las baterías	0.7	0.8
Las pérdidas en las líneas de conducción	0.9	0.99

Cuadro No. 3

Rendimientos propios de los elementos de un aeromotor

n = régimen nominal

Por otro lado, el rendimiento de cada elemento depende del régimen de funcionamiento de la máquina, o sea, de la velocidad de rotación del rotor. Ello implica que, fuera del régimen nominal, aún disminuye más el rendimiento global del sistema.

3.4.2 EL AEROMOTOR - DESCRIPCIÓN.

3.4.2.1. Las palas del aeromotor.

Las palas son una parte muy importante del aeromotor ya que de su naturaleza dependen el buen funcionamiento y la duración de la vida de la máquina, así como su rendimiento.

Hay muchos elementos que caracterizan estas palas:

- Longitud
- Ancho
- Perfil
- Materiales
- Número

Entre estos elementos, la longitud, perfil y ancho se determinan por cálculo; los otros se eligen en función de criterios tales como: costo, resistencia a las condiciones climáticas de trabajo, etc.

3.4.2.1.1 *La longitud de las palas.*

El diámetro de las palas está en función de la potencia deseada. La determinación de éste, fija también la frecuencia de rotación máxima que la hélice no deberá pasar para evitar las tensiones en la punta de las palas debidas a la fuerza centrífuga. Es

esencial tener en cuenta la fatiga de las palas y los riesgos de vibraciones, sobre todo para las palas muy largas.

<i>Díámetro en m</i>	1	2	5	10	20	50
n max (rpm.)	2000	1000	400	200	100	40

Cuadro No. 4

Rendimientos de diversos tipos de aeromotores

Esta relación determina, en efecto, el rendimiento de la hélice en relación al límite de Betz, según el tipo de máquina.

3.4.2.1.2 *El perfil*

Se elige en función del par deseado, cada perfil proporciona, para el ángulo de ataque óptimo un par función de C_z y de C_x , (Despreciable ante C_z para el ángulo de ataque óptimo).

Cuando ya se ha elegido el perfil y la velocidad de giro para la velocidad nominal del viento, se determina el calaje.

Para la mayoría de aeromotores de mediana y pequeña potencia las palas no están alabeadas, es decir, el ángulo de ataque sólo es óptimo para una sección de la pala, situada entre la mitad y los dos tercios. Para los aeromotores de más de 100 kW tienen las palas alabeadas.

Las características de los perfiles se determinan en el túnel aerodinámico. Estos datos son constantes estudiadas en especial para la aviación militar y comercial. A

Cada perfil se le asocia generalmente el nombre del laboratorio y un número de referencia.

3.4.2.1.3 Ancho (Longitud de la cuerda del perfil)

El ancho de las palas no interviene en la potencia del aeromotor, que esta en función de la superficie barrida sino más bien interviene en el par de arranque (que son dos fuerzas de igual magnitud y sentido opuesto, cuyas líneas de acción son paralelas pero no coinciden. Estas no producen traslación, el único efecto del par es la rotación) que será mayor cuanto más ancha sea la pala, pero para obtener velocidades de rotación elevadas se prefieren las palas finas y ligeras. Entonces el resultado será un compromiso entre estos dos factores.

3.4.2.1.4 Materiales

Contrariamente a lo que se cree frecuentemente, no es la propia aerodinámica en donde está la dificultad, sino en la construcción y la resistencia de los materiales de la pala.

En todos los aeromotores actuales, se está estudiando el método de construcción de las palas que se deben hacer para aumentar la seguridad del funcionamiento, manteniendo los precios, sin que las máquinas se transformen en prototipos eternos que no puedan comercializarse.

Los materiales utilizados en las palas son esenciales tanto como el sistema de regulación, opinamos que son los dos elementos básicos que definen la calidad del aeromotor.

El material utilizado para las palas debe responder en los aeromotores modernos a frecuentes elevaciones de rotación y a otras exigencias; el material debe ser:

- Ligerero.
- Perfectamente homogéneo para facilitar la producción en serie.
- *Indeformable.*
- Resistente a la fatiga mecánica (en particular a las tensiones alternas debidas al funcionamiento de los rotores y las vibraciones).
- Resistente a la erosión y a la corrosión.
- De uso y producción sencillos.
- Costo bajo para que el aeromotor se pueda construir y vender.

Actualmente se encuentran cuatro tipos de materiales para hacer las palas de la hélice.

- **Madera.**

Presenta ciertas ventajas: Es sencilla, ligera, fácil de trabajar y resiste bien la fatiga.

La falta de homogeneidad obliga a los constructores a elegir las palas en función de su masa, la cual puede variar a lo largo del tiempo de diferente manera para dos palas iguales cuando están en servicio.

Estas variaciones de masa y estas deformaciones son el origen de vibraciones destructoras para los aeromotores.

El nogal y la haya son las dos maderas más utilizadas en la fabricación de las palas, pero el nogal es una madera escasa, por lo tanto cara, sobre todo si se quieren hacer palas de una longitud superior a 2 metros.

Para conservar las ventajas de la madera y reducir los inconvenientes, se puede recurrir a tratamientos o protecciones de la madera antes o después de hacer la pala:

- Chapas encoladas o chapas con baquelita

- Protección contra la humedad por tratamiento hidrófugo
- Protección del borde de ataque por un perfil pegado (o clavado)
- Protección total por un recubrimiento ligero
- Por revestimiento sintético duro (resinas de poliéster)
- Por revestimiento de neopreno.

- **Metal.**

Por lo general en las palas se emplea una aleación ligera con silicio o con magnesio, ya que con estos materiales se pueden obtener costos muy bajos si se producen grandes series (aluminio moldeado, hilado o repujado).

Sin embargo, hay que destacar que el aluminio resiste bastante mal la fatiga, lo cual limita su empleo. También existen materiales ligeros con características mecánicas superiores, pero su costo hace difícil su empleo.

- **Materiales sintéticos, resinas, fibras y otros.**

Algunos aeromotores funcionan con palas de materiales plásticos que son muy interesantes en ciertos aspectos porque tienen:

- Poco peso
- Insensibilidad a la corrosión
- Buena resistencia a la fatiga,

Sin embargo, estos mismos materiales presentan ciertos inconvenientes como su costo elevado y su falta de homogeneidad en la construcción (las características dimensionales pueden variar de una pala a otra) que están buscando ser reducidos.

Algunos aeromotores realizados por ERDA en colaboración con la NASA, están equipados con palas de fibra de carbono, según la tecnología utilizada en los helicópteros.

- **Palas compuestas.**

Las palas con diferentes materiales son una buena solución, en particular para los aeromotores de pequeña y mediana potencia. Las diferentes composiciones pueden ser:

- Aleación ligera + espuma de poliuretano
- Aleación ligera + poliéster y fibra de vidrio
- Madera + poliéster
- Madera + metal

Es indudable que las palas son la parte del aeromotor a las cuales les falta un desarrollo permanente para poder tener un funcionamiento óptimo.

3.4.2.1.5 Número de palas

Según el número de palas, los aeromotores se pueden clasificar en:

- **Aeromotor con par de arranque elevado.** Son las hélices multipalas conocidas por todo el mundo para el bombeo de agua y cuyo par de arranque es *proporcional* al número de palas y al diámetro. Su rendimiento respecto al límite de Betz es pequeño, puesto que la velocidad de la punta de la pala está limitada, su diámetro máximo es de 8 metros.
- **Aeromotores denominados "rápidos".** Generalmente son bipalas o tripalas; el número de palas no tiene influencia en la potencia proporcionada, sino que es función de la superficie barrida por el rotor.

Las máquinas que se construían antes eran generalmente tripalas, pero en la actualidad suelen ser bipalas, aunque sean de pequeña o gran potencia.

Las ventajas y desventajas de los generadores bipalas se muestran en el cuadro No. 5

Ventajas	Inconvenientes
- Velocidades de giro muy altas que permiten rendimientos elevados.	- Sensible a las vibraciones, es el principal inconveniente puesto que a igualdad de calidad la hélice bipala es menos resistente.
- Máquina muy simple en particular por su tipo de regulación.	- Más ruidosa por la velocidad de giro, ya que la velocidad de la punta de la pala es más elevada.
- Máquina más ligera y multiplicador más pequeño.	
- Conjunto menos costoso.	

Cuadro No. 5

Ventajas y desventajas de los generadores bipalas

Las hélices monopalas con contrapeso permiten mejorar el rendimiento del aerogenerador, pero los problemas de vibraciones son muy difíciles de evitar.

3.4.3 SISTEMAS DE PROTECCIÓN.

Cualquiera que sea el tipo de aeromotor es necesario, para evitar su destrucción cuando los vientos son demasiados fuertes, que esté provisto de un sistema que permita disminuir las tensiones mecánicas en la hélice.

3.4.3.1 Sistemas de frenado.

3.4.3.1.1 Sistemas de frenado manual.

Es el método más simple para proteger la hélice de la destrucción. Cuando el viento alcanza una cierta fuerza un operador detiene el rotor con ayuda de un freno, poniéndolo paralelo al viento (en bandera) o modificando el ángulo de calaje de las palas para obtener un par motor nulo (este es el sistema más eficaz).

3.4.3.1.2 Sistemas de frenado automático.

Los medios citados pueden automatizarse mediante la acción del viento sobre una "pala" de mando anexa que está paralela y es solidaria al plano de rotación de la hélice.

Cuando la presión del viento sobre la pala alcanza un cierto valor, acciona mecánicamente una leva para poner en bandera al rotor o frenar el eje de giro.

El dispositivo precedente puede asociarse a un resorte que ponga en funcionamiento (posición inicial), al aeromotor cuando la velocidad del viento esté por debajo de la velocidad máxima que puede aguantar el aeromotor; la acción en este caso puede ser progresiva, en efecto, el ángulo que forma el plano de la hélice con el viento, depende de la presión sobre la pala y la velocidad de rotación disminuiría hasta cero cuando el ángulo pase de 90° a 0° .

Estos sistemas no pueden utilizarse más que en los aeromotores cuya velocidad de giro no debe ser constante. Por otra parte, presentan el gran inconveniente de interrumpir el funcionamiento del aeromotor más allá de una cierta velocidad del viento.

Estos son los sistemas de regulación más utilizados en los aeromotores de bombeo, en los cuales la constancia de la velocidad de giro así como el rendimiento no son importantes, ya que el agua puede almacenarse fácilmente.

3.4.3.1.3 Utilización de la torre abatible como freno.

Se tratara de hacer una innovación más práctica para frenar o desactivar el giro del aeromotor.

Aprovechando el movimiento de la torre de tipo basculante, se desactivará el aeromotor por causas de viento fuerte, clima desfavorable, cese de actividad o parada de urgencia.

Este sistema es una variante del frenado automático visto anteriormente. Con una aplicación menos complicada.

3.4.4 DISPOSITIVO DE ORIENTACIÓN.

Los aeromotores de eje horizontal necesitan una orientación permanente de la máquina en una dirección paralela a la del viento para disminuir los esfuerzos y las pérdidas de potencia.

3.4.4.1 Características del aerogenerador proyectado.

Existen muchos dispositivos de orientación, elegidos generalmente de acuerdo con la potencia del aeromotor, estos son parte importante del buen rendimiento de la instalación eólica.

Los aeromotores de eje horizontal están sometidos a fuertes esfuerzos durante los cambios bruscos de orientación, originados por los cambios de velocidad y dirección del viento. Estos esfuerzos son mayores cuanto mayores sean las aceleraciones que se producen en un cambio de dirección.

Los cambios de dirección y las variaciones de frecuencia de rotación provocados por las ráfagas son el origen de vibraciones nefastas para el buen funcionamiento del aeromotor.

El sistema de orientación deberá cumplir con la condición necesaria de mantener el rotor cara al viento sin provocar grandes cambios de dirección del rotor cuando se produzcan cambios rápidos de la dirección del viento.

Para los aeromotores de pequeña y mediana potencia, cuya hélice está situada cara al viento, el dispositivo de orientación es una cola, constituida generalmente por una superficie plana (placa metálica o de madera) situada en el extremo de un soporte unido al cuerpo del aeromotor.

La condición antes descrita se obtiene por la determinación de la superficie de la cola sobre la cual se ejerce el par de giro, esta superficie se determina experimentalmente situando la máquina prototipo en un lugar donde la corriente de aire está perturbada y buscando la superficie óptima de la cola.

Cuando la cola se sitúa en el eje aeromotor, la longitud de soporte juega una función importante, puesto que cuanto más largo sea menos se situará en la zona de turbulencias del aeromotor, originadas por el giro de la hélice.

Para evitar que la cola este situada en la zona de turbulencias debidas a la rotación de la hélice (una distancia igual a 6 o 10 veces el diámetro), algunos constructores han equipado a sus aeromotores con colas cuya parte útil está situada fuera de las perturbaciones.

3.4.4.2 Dispositivo de orientación para aeromotores de cara al viento.

Para adaptar esta cola a lugares perturbados, los constructores han hecho una cola cuya superficie varía en función de las solicitudes originadas por los cambios de orientación del viento. La parte útil de la cola está constituida por una parte fija y una parte móvil articulada a la anterior mediante un material elástico.

En el caso de que se produzcan cambios de dirección del viento, la parte móvil gira, disminuyendo así el par de giro y por consiguiente la velocidad angular de orientación es menor así como los esfuerzos.

Las colas, que son muy eficaces, son muy difíciles de poner en práctica por causa de su peso y sus dimensiones en los aerogeneradores cuya hélice tenga un diámetro superior a 20 m (dimensión que corresponde a un potencia cercana a los 100 KW para una máquina con una velocidad nominal de 11m/s y un rendimiento del 65% con relación al de Betz).

La mayoría de los aeromotores destinado a instalaciones de pequeña potencia ($P < 10 \text{ kW}$) funcionan con la hélice situada contra el viento y están equipados con la cola orientadora.

Los aeromotores cuyo diámetro es superior a los 20 metros funcionan generalmente con la hélice a favor del viento, es decir, con ésta detrás de la torre de sustentación. Desgraciadamente, éste sistema de orientación implica un funcionamiento de la hélice que crea esfuerzos periódicos destructivos.

3.5 COMPLEMENTOS PARA LA UTILIZACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA.

3.5.1 EL GENERADOR ELÉCTRICO

El aeromotor puede accionar directamente o indirectamente (a través de un multiplicador), dos tipos de generador eléctrico:

- Generador de corriente continua (dínamo).
- Generador de corriente alterna (alternador).

Estos transformarán la energía mecánica en energía eléctrica, teniendo en cuenta las pérdidas ocurridas dentro el generador.

3.5.1.1 Generador de corriente continua. (Dínamo).

La máquina está formada por dos partes bien diferenciadas:

- **El circuito magnético** (bobina de inducción) que crea un campo de inducción en el entrehierro y recibe el nombre de inductor.
- **El bobinado de inducido** en el que se recupera la energía eléctrica producida por la rotación del rotor accionado por el aeromotor.

Para recuperar esta energía, el inducido va provisto de un *colector*, que en la mayoría de los casos tiene dos sectores aislados de 180°.

Dos *escobillas*, situadas una frente a otra, se ponen en contacto sucesivamente con el sector A después con el sector B, lo que permite que la corriente circule siempre en el mismo sentido.

Si se considera que el flujo producido por la bobina de excitación es constante (máquina compensada), la corriente resultante es proporcional a la velocidad de rotación.

3.5.1.2 Generador sincrónico de corriente alterna

La máquina consta de las siguientes partes.

La bobina de excitación que crea el campo magnético en el cual el entrehierro es móvil, es el rotor accionado por el aeromotor. Puede ser de dos tipos:

- Rotor bobinado alimentado por dos colectores continuos en los que la corriente circula siempre en el mismo sentido.
- Rotor de imanes permanentes, con lo que se suprimen escobillas y colectores, que pueden ser causa de averías.
- El inducido, en el que se recupera la energía, solidario a la carcasa, puede ser monofásico o trifásico. El trifásico permite obtener una tensión alterna casi sinusoidal (curva representativa de los valores del seno) y, por tanto, mejor rendimiento.

3.5.1.3 Ventajas y desventajas de los Generadores

El principal inconveniente de la dínamo es la presencia de escobillas y colectores, que requieren un mantenimiento periódico. Por otra parte, la dínamo es más pesada y cara que un generador de corriente alterna pero sin embargo, no necesita ningún dispositivo complicado para la carga de baterías.

Un simple diodo, que soporte la intensidad nominal de la dínamo, será suficiente para evitar que la batería pueda ser cortocircuitada por el inducido, cuando esté parado.

El alternador, principalmente del tipo de rotor de imanes permanentes, presenta muchas ventajas. Su mantenimiento es nulo debido a la total ausencia de piezas en rozamiento. Para una misma potencia es más ligero y económico

La desventaja es que debe girar a una velocidad más elevada y más estable que la dínamo (en general 3000 rpm) y además requiere un rectificador para la carga de baterías. A pesar de los inconvenientes propios de alternador, su utilización está generalizada, excepto para aeromotores de pequeña potencia, en los que la estabilidad de la velocidad de rotación no es suficiente.

En general, se utilizan alternadores trifásicos de imanes permanentes.

3.5.2 EL MULTIPLICADOR.

Se comprobó que el empleo de alternadores obliga a utilizar un multiplicador.

Efectivamente, los rotores de diámetro superior a los 5 metros, tienen velocidades de rotación demasiado bajas (<200rpm) para poder accionar directamente un alternador clásico por lo tanto, para estas máquinas, es imprescindible intercalar un multiplicador entre el aeromotor y el generador.

Hay tres tipos de multiplicador que pueden utilizarse con los aeromotores:

- **El multiplicador de engranajes**, de uno o varios ejes de ruedas dentadas cilíndricas. Es económico, pero de construcción embarazosa para conseguir relaciones de multiplicación elevadas.

- **El empleo de trenes planetarios** permite obtener multiplicaciones elevadas en un espacio reducido. La repartición de pares y esfuerzos entre varios satélites, así como la disposición coaxial, (perteneciente al eje o concerniente a él), de los ejes de entrada y salida facilitan una construcción compacta y relativamente ligera. Los satélites, arrastrados por un tren, engranan por una parte con el piñón colocado en el eje de salida, y por otra con una corona exterior fija. El eje de entrada es solidario con el tren que mueve satélites.

- **El reductor de acoplamiento cónico**, permite disponer el eje de salida perpendicular al de entrada.

En todos los casos, los dientes helicoidales aseguran un mejor rendimiento y también un funcionamiento más silencioso.

3.5.3 RECUPERACIÓN DE LA ENERGÍA EN EL SOPORTE FIJO.

3.5.3.1 Máquinas sin multiplicador

El generador eléctrico está siempre colocado en la parte móvil de la máquina. La energía eléctrica se transmite al soporte fijo mediante un conjunto de colectores y escobillas, generalmente sobredimensionados para evitar pérdidas inútiles por resistencia en los contactos demasiado elevada.

3.5.3.2 Máquinas con multiplicador

En este caso, puede estudiarse la solución del multiplicador colocado en la base, sobre todo para la recuperación de la energía mecánica. El multiplicador tiene entonces dos ejes perpendiculares, el eje horizontal y el vertical. Pero los problemas de estancamiento en el eje vertical son graves. En el caso de recuperación de energía eléctrica, interesa siempre utilizar el sistema de colectores escobillas.

3.5.4 PROTECCIÓN CONTRA LOS RAYOS

Los aerogeneradores se colocan generalmente en puntos elevados, y además deben ser más altos que los obstáculos de sus alrededores. Por tanto, frecuentemente constituyen los puntos de descarga de electricidad estática durante las tormentas.

Aunque, por propia constitución el generador está protegido contra las descargas eléctricas, por estar encerrado en una estructura metálica conectada a tierra (caja de Faraday), la instalación a la que está conectada puede ser destruida por las sobretensiones que se propagan por el cable eléctrico de alimentación colocado entre el aerogenerador y la utilización. El generador eléctrico puede resultar dañado por contracorriente, en caso de que la utilización quede en cortocircuito.

Por tanto, para emplazamientos expuestos a posibles descargas atmosféricas, es indispensable:

- Conectar la torre soporte a una buena toma de tierra

- Colocar disyuntores de gas en el punto de conexión de la utilización, con los cables eléctricos del aerogenerador. La tensión de cebado de los disyuntores debe ser aproximadamente el doble de la tensión máxima del generador eléctrico:

Estos disyuntores deben estar conectados a la toma de tierra por una línea lo más directa posible.

3.5.5 SOPORTE PARA AEROGENERADORES.

Los aeromotores de pequeña y mediana potencia, pueden estar colocados en dos tipos de soporte:

- Soportes autoportantes
 - Estructura metálica.
 - Tubulares.
 - De hormigón.

- Soportes atirantados
 - Estructura metálica.
 - Tubulares.

3.5.5.1 Los soportes atirantados abatibles.

Siempre que el terreno lo permita, es aconsejable utilizar un soporte atirantado basculante, que facilite el mantenimiento del aeromotor y del mismo soporte, en el suelo y por tanto con una mayor comodidad y sin peligro.

Empleando elementos tubulares, muy utilizados en los circuitos de distribución, y las bridas de unión normalizadas, la construcción de un soporte de hasta 15 m es simple y menos costosa que el soporte autoportante.

Debe realizarse un atirantamiento con cuatro vientos, inclinados 45° , un cable de acero galvanizado, y de forma que el punto de anclaje sobre el soporte sea lo

suficientemente bajo para no impedir el giro del rotor. La unión de los cables al suelo, debe hacerse a través de tensores que permitan regular la tensión de cada cable.

Cualquiera que sea el tipo de soporte utilizado, hay que tener en cuenta:

- La protección contra la corrosión
- La facilidad de montaje y desmontaje de la máquina
- Los riesgos de la formación de hielo.

Díámetro del aspa	Altura torre	Altura ancla	Secc. cable
2 m	15 m	14,2 m	11 m
5 m	15 m	13 m	20 m

Cuadro No. 6

Dimensionado de soportes atirantados y basculantes

3.5.6 DISPOSITIVOS DE ALMACENAMIENTO.

Dado que una característica esencial del viento es su discontinuidad en el tiempo, se han realizado diversos estudios destinados a desarrollar sistemas que permitan almacenar la energía producida por el viento y no utilizada directamente durante los períodos de producción a fin de restituir una parte, la mayor posible, durante los días de calma.

Este aspecto de la energía eólica es, aún hoy, uno de los que más frenan su desarrollo, ya que este almacenamiento, tanto más importante cuanto más irregular

sea el régimen de vientos, constituye frecuentemente una parte importante (> 20%) del costo de una instalación de producción de energía eléctrica a partir del viento.

Hay que remarcar que todos los dispositivos de almacenamiento, incluidas las baterías de acumuladores, tienen rendimientos entre el 70 y el 80%.

3.5.6.1 Acumuladores de plomo.

El tipo de acumulador de plomo que conviene utilizar, fue puesto a punto de 1860 por Planté. Desde entonces no ha sufrido más modificaciones que las destinadas a mejorar sus prestaciones, pero el principio de funcionamiento sigue siendo el mismo.

3.5.6.1.1 Construcción.

- El recipiente es de material aislante, vidrio o plástico.
- Las placas están formadas por rejillas de plomo-antimonio en las mallas de las cuales se encuentra la materia activa en forma de pasta.
- El electrolito es una solución de ácido sulfúrico cuya densidad es máxima al final de la carga (30%) y mínima al final de la descargar (16%).

3.5.6.1.2 Principio fundamental de funcionamiento.

Durante la descarga, el ácido sulfúrico del electrodo se descompone y forma por una parte agua y óxido de plomo en el ánodo y por otra, en el cátodo, se acumula sulfato de plomo insoluble.

Si la descarga es demasiado profunda, se forma sulfato de plomo incapaz de descomponerse por reacción inversa durante la carga, y las placas negativas se "sulfatan" (se vuelven blanquecinas).

Durante la carga, el fenómeno es exactamente el inverso, y cuando está del todo cargado se llega a la electrólisis del agua con desprendimiento de hidrógeno en el cátodo.

El electrolito, pues, participa estrechamente en la reacciones.

Una particularidad del acumulador de plomo, es su sensibilidad a la reacciones secundarias como la acción del ácido sulfúrico sobre el plomo y el óxido de plomo y las corrientes locales ocasionadas por la constitución heterogénea de las placas, sobre todo en las placas positivas en las que la fuerza electromotriz debida al contacto plomo-óxido de plomo es elevada.

El resultado de todo es la auto descarga y sulfatación progresiva de las placas.

Cuando las instalaciones se alimenten exclusivamente de la energía almacenada en las baterías, hay que cuidar el distribuir la descarga de las mismas, y no descargarlas simultáneamente siempre que sea posible (ver también las características de los fabricantes).

3.5.6.1.3 Determinación de la capacidad de la batería de acumuladores.

Para garantizar el suministro de energía en la utilización con un mínimo de discontinuidad, la batería de acumuladores deberá estar correctamente determinada, para ello necesitamos conocer:

- Los datos meteorológicos del emplazamiento. Cuanto más exactos sean estos datos, mejor será la determinación de la batería de acumuladores.
- La potencia del aerogenerador de que dispone la instalación.

- La potencia media consumida por la utilización (P). Esta potencia debe tener en cuenta todos los aparatos alimentados con energía eléctrica proveniente de la batería de acumuladores, y sus turnos, es decir el número de horas que funciona cada uno al día.

Todos los fenómenos que hemos citado, tienen carácter aleatorio esto quiere decir que la producción de energía es discontinua; el consumo varía según los días; el valor de la corriente dada por el aerogenerador, depende del estado de carga de las baterías; además, se ha visto ya que la energía restituida por la batería depende del régimen de descarga y, por otra parte, no toda la energía producida pasa por la baterías y por tanto no queda afectada por el rendimiento de éstas.

En el caso de que el dimensionamiento de la capacidad de la batería de acumuladores sea demasiado elevado, será necesario disponer de una fuente de emergencia mayor, o buscar otro emplazamiento con régimen de vientos más favorables, si es que es posible.

3.5.6.2 Control del estado de la carga de la batería de acumuladores. Circuitos asociados (control manual).

3.5.6.2.1 Aerogenerador equipado con generador de corriente continua.

Contiene los siguientes dispositivos de protección, en serie con el circuito de carga de la batería de acumuladores:

- Obligatoriamente, un diodo de potencia que evite que la batería pueda descargarse a través del generador, cuando esté parado por la falta de viento o por estar frenado.
- Un interruptor y un fusible en el circuito de carga del aerogenerador, que pueden estar colocados en la misma caja. El interruptor permite abrir el circuito de carga,

cuando las baterías estén totalmente cargadas. El fusible protege a los componentes en caso de falsas maniobras o de fallo de un componente; debe estar calibrado en función de la corriente máxima que puede proporcionar el aerogenerador.

- Un interruptor y un circuito de utilización (optativo) que proteja las baterías y el circuito eléctrico en caso de cortocircuito prolongado en la utilización.

- Dispositivo de control (optativos):

- Un voltímetro calibrado según la tensión de la batería y que sirve para verificar su estado de carga.

- Un amperímetro o testigo de carga montado en serie en el circuito de carga, que permita medir la corriente suministrada por el aerogenerador.

Empleando un amperímetro de cero central, podemos medir la corriente suministrada por el aerogenerador y la consumida por la utilización, pudiendo verificar así los cálculos de autonomía.

3.5.6.2.2 Aerogenerador equipado con alternador.

El diodo es sustituido por un rectificador monofásico o trifásico según el alternador utilizado.

Entre el alternador y el rectificador, puede intercalarse un transformador para adaptar la tensión de salida del alternador a la de la batería de acumuladores.

En todos los casos, el estado de carga de las baterías, debe ser comprobado periódicamente, verificando la concentración del electrolito del acumulador con un ácido graduado en densidad o en grados Baumé.

3.5.6.2.3 Empleo de un contador de amperios-hora

Otra posibilidad, válida para cualquier tipo de generador, consiste en emplear un contador reversible que nos de en cada instante el número de Amperios-hora almacenados en la batería. Este contador va provisto de los índices regulables que pueden colocarse en los niveles de frecuencia elegidos como umbral de carga o descarga. Estos índices, asociados a contactos, pueden gobernar un contador, la puesta en marcha de la fuente de energía, una sirena, etc.

Además, el contador está afectado por el rendimiento de la batería, cuyo valor puede elegirse en el momento de instalarlo.

Sin embargo el hecho de que estos contadores sean muy caros y no se adapten más que a una determinada capacidad de carga variable, puede ser un inconveniente en la utilización de los mismos.

3.5.6.3 Valores de las tensiones de final de carga y descarga.

Las indicaciones más importantes para las tensiones y para la densidad volumétrica vienen especificadas por el fabricante, sin embargo, las siguientes indicaciones, permiten conseguir una regulación adaptada al tipo de utilización.

3.5.6.3.1 Valor de la tensión de final de carga.

El valor de la tensión cuando "hierve" un elemento acumulador de plomo de tipo semifijo es de 2,35v aproximadamente, a 25°C. Si se elige este valor como límite de final de carga, el consumo de agua por electrólisis será verdaderamente importante en caso de largos períodos de viento. La elección del valor umbral de final de carga, dependerá de las características propias de la instalación

El funcionamiento de la instalación será más satisfactorio cuanto más regulares sean el régimen de vientos y la utilización, ya que entonces nos acercaremos más a una utilización directa de la energía producida por el aerogenerador, sin pasar por la batería de acumuladores.

Para los emplazamientos en los que predomine el funcionamiento por carga y descarga, se ajustará el nivel de corte de la corriente de carga al máximo en función del consumo de agua.

Cualquiera que sea el ajuste, es importante que al final de la carga, la densidad del electrolito alcance el valor especificado por el fabricante de la batería.

3.5.6.3.2 Valor de la tensión de final de descarga por elemento

Depende del tipo de acumulador empleado, pero para acumuladores plomo de tipo semifijo es importante no descender por debajo de los 1,8 V por elemento, para evitar la formación de depósitos de óxido no soluble en la recarga y, por tanto, una disminución importante de la capacidad.

Además de los fenómenos de oxidación, el electrolito de las baterías descargadas se congela a temperaturas más altas. Según el emplazamiento, el valor elegido como umbral de descarga deberá tener en cuenta la posibilidad de congelación del electrolito, que puede provocar la rotura de los recipientes en los que están colocadas las placas y el electrolito.

Por otra parte, este valor de 1,8 V por elemento puede ser incompatible con el buen funcionamiento de los aparatos de instalación; en tal caso, el final de descarga vendrá evidentemente condicionado por el nivel de no funcionamiento de los aparatos.

3.5.7 LAS FUENTES DE EMERGENCIA

Las fuentes de emergencia deben proporcionar energía a la utilización en caso de ausencia de viento o avería en el aerogenerador.

En algunos casos, no es posible cortar la alimentación de la utilización aunque la batería está totalmente descargada. Entre las estaciones alimentadas por un aerogenerador y que dispongan de fuente de emergencia hay que distinguir aquellas que tengan un consumo medio inferior a 4 A de las que la tengan consumo medio superior a este valor.

En el primer caso, una batería de pilas químicas, generalmente alcalinas (potasa) con despolarización por aire, es la solución más adecuada ya que es el tipo de pilas que proporciona la energía eléctrica más económica. Su vida útil, en servicio, es de 3 años.

La tensión necesaria para el funcionamiento de la instalación se consigue conectando en serie los elementos necesarios.

La corriente nominal necesaria para la alimentación de la utilización puede conseguirse por conexión en paralelo de varias series de elementos. Pero siempre es preferible emplear pilas que den la corriente necesaria, para evitar que en la conexión en paralelo, unas series puedan descargarse en otras.

En el segundo caso es necesario utilizar un motor térmico que puede ser de dos tipos:

- Motores de gasolina para pequeñas potencias (1-2KW) y utilización poco frecuente.
- Motores diesel para potencias medias (3-20 KW) y uso más frecuente.

Siempre que sea posible debe evitarse la instalación de una fuente de emergencia, ya que son caras y si la instalación está bien dimensionada, su uso será muy poco frecuente.

3.6 UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE ORIGEN EÓLICO.

3.6.1 UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

Cualquiera que sea el tipo de aparato alimentado por energía eléctrica de origen eólico, se caracteriza por tres parámetros:

- La naturaleza de la tensión de alimentación y su valor
 - Continua
 - Alterna
 - Indistinta

- La potencia necesaria para su funcionamiento:
 - En el arranque
 - En régimen normal

- El factor de utilización: porcentaje de tiempo durante la cual el aparato está en funcionamiento y eventualmente, la frecuencia de utilización. Estos parámetros permiten definir:
 - El aerogenerador;
 - La batería de acumuladores;
 - Los aparatos anexos a la instalación;
 - La fuente de emergencia en caso de haberla.

3.6.1.1 Utilización de la energía eólica para usos domésticos

En este caso el número y tipo de aparatos es muy diverso, aunque para usuarios acostumbrados a vivir en sentidos aislados puede establecerse una prioridad de necesidades en el orden que se da a continuación. Este orden tiene en cuenta criterios de control y no de consumo.

- Iluminación de locales.
- Suministro de agua corriente.
- Refrigeración-Congelación.
- Equipos musicales, receptores de radio y televisión.
- Pequeñas herramientas de taller y motores eléctricos (circulares de calefacción, por ejemplo).
- Accesorios electrodomésticos.

Hay que resaltar que, excepto en emplazamientos muy favorables (lugares muy ventosos), no se considera la posibilidad de calefacción a partir de aerogeneradores.

3.6.1.2 Los convertidores

Los convertidores son de dos tipos:

- Continua-continua. Generalmente formados por reductores o elevadores de tensión a transistores o tiristores. Permiten adaptar la tensión de la batería a la de utilización.

- Continua-alterna. Pueden ser ondulares estáticos, a transistores o tiristores, o bien convertidores rotativos.

Los convertidores rotativos. Esencialmente constan de un motor de corriente continua acoplado a un alternador. La tendencia es sustituirlos por los estáticos. En utilizaciones con sobreintensidades de arranque frecuentes, pueden todavía emplearse con ventaja. Pudiéndose comprar fácilmente de ocasión.

3.7 FACTIBILIDAD DE INSTALACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN EÓLICA.

Al realizar un estudio de factibilidad de un proyecto eólico, se deben hacer principalmente tres tipos de evaluaciones: técnica, económica e institucional.

3.7.1 EVALUACIÓN TÉCNICA

La evaluación técnica tiene como objetivo determinar los parámetros necesarios para la operación de una central, estos son:

- **Lugar adecuado.**- el elegir un lugar adecuado, de fácil acceso y que presente las garantías necesarias para poder mantener un proyecto por largos períodos de tiempo es muy importante para la construcción de una central de tipo eólico.
- **Análisis de Producción Energética.**- Se deben evaluar todos los datos disponibles sobre el lugar identificado para levantar la posible central eólica.

El recurso eólico del sitio debe estar ampliamente documentado, se deben haber instalado anemómetros a diferentes alturas para determinar la calidad del viento durante al menos un año. La cantidad de anemómetros instalados depende del tamaño del proyecto y de la geografía del terreno.

Con estos datos se debe hacer una proyección a largo plazo de la producción esperada, esto permitirá hacer el estudio económico para determinar la rentabilidad del proyecto.

- **Selección de la Turbina eólica.-** Analizados los datos de los vientos esperados y la calidad de los mismos se puede elegir correctamente la turbina a utilizar en la central.

Las aerogeneradores están sujetos a vientos fluctuantes y, por tanto, a fuerzas fluctuantes. Esto se da particularmente en el caso de estar emplazados en un clima eólico muy turbulento. Los componentes sujetos a una flexión repetida pueden desarrollar grietas, que en última instancia pueden provocar la rotura del componente.

Los fabricantes de aerogeneradores deben certificar sus turbinas, garantizando que una vez cada 50 años pueden soportar vientos extremos de unos 10 minutos de duración.

En el diseño de una turbina eólica, es muy importante calcular por anticipado como vibrarán los diferentes componentes, tanto individualmente como en conjunto. También es importante calcular las fuerzas que participan en cada flexión y estiramiento de un componente.

- **Demanda de Electricidad.-** De la misma manera como se debe analizar el potencial eólico del sitio elegido para instalar la central, también debemos tomar en cuenta la demanda de electricidad en el mercado al cual va a servir la central; el tamaño de la red a la que se va a conectar y la estabilidad de la misma son otros factores a tomar en cuenta en la evaluación técnica del proyecto.

▪ **Operación y mantenimiento.**- En la evaluación técnica del proyecto deben constar todos los procesos de operación y mantenimiento de la central.

- Calidad de potencia: El término calidad de potencia se refiere a la estabilidad en la tensión, estabilidad en la frecuencia y a la ausencia de diversas formas de ruido eléctrico (p.ej., el parpadeo o la distorsión armónica) en la red eléctrica.
- Procesos de arranque y paro de la turbina: La mayoría de controladores electrónicos de aerogeneradores están programados para que la turbina funcione en vacío a bajas velocidades de viento. Una vez que el viento se hace lo suficientemente potente como para hacer girar el rotor y el generador a su velocidad nominal, es importante que el generador de la turbina sea conectado a la red eléctrica en el momento oportuno.

Para evitar esta situación los modernos aerogeneradores tienen un arranque suave, se conectan y se desconectan de la red de forma gradual mediante tiristores, un tipo de interruptor continuo de semiconductor que puede ser controlado electrónicamente. Los tiristores pierden alrededor de un 1 a un 2 por ciento de la energía que pasa a través de ellos. Así pues, los modernos aerogeneradores suelen estar equipados con un llamado interruptor derivante, esto es, un interruptor mecánico que es activado después de que la turbina ha efectuado el arranque suave. De esta forma se minimiza la cantidad de energía perdida

- Redes débiles. Refuerzo de red: Si una turbina se conecta a una red eléctrica débil (es decir, que está muy lejos de una red eléctrica con una baja capacidad de transporte de energía), pueden haber algunos problemas de oscurecimiento parcial/sobretensión de energía. En estos

casos puede ser necesario un refuerzo de red para transportar la corriente alterna desde el aerogenerador.

- o Flicker: El flicker es una expresión ingenieril para designar variaciones cortas en la tensión de la red eléctrica que pueden provocar que las bombillas parpadeen. Este fenómeno puede ser relevante si el aerogenerador está conectado a una red débil, ya que variaciones de viento efímeras causarán variaciones en la potencia generada. Hay varias formas de tratar este asunto en el diseño de una turbina: mecánicamente, eléctricamente y utilizando electrónica de potencia.
- o Islanding: El "islanding" es una situación que puede ocurrir si una sección de la red eléctrica se desconecta de la red eléctrica principal, como ocurriría por el disparo accidental o intencionado de un gran disyuntor en la red debido a paros en el suministro eléctrico o a cortocircuitos en la red. Si los aerogeneradores siguen funcionando en la parte de la red que ha quedado aislada, es muy probable que las dos redes separadas no estén en fase después de un breve intervalo de tiempo.

Un controlador electrónico tendrá que estar constantemente vigilando la tensión y la frecuencia de la corriente alterna de la red. En el caso de que la tensión o la frecuencia de la red local se salgan fuera de ciertos límites durante una fracción de segundo, la turbina se desconectará automáticamente de la red, e inmediatamente después se parará normalmente activando los frenos aerodinámicos.

3.7.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica debe tomar en cuenta:

3.7.2.1 Costos

- **Costos de Inversión de Capital:** Cuanto se debe invertir para poner en operación la central.

Una inversión en un aerogenerador le proporciona una rentabilidad real, es decir, electricidad, y no sólo una rentabilidad financiera (dinero efectivo). Esto es importante, porque si espera alguna inflación general en los precios durante los próximos 20 años, puede esperar que los precios de la electricidad sigan la misma tendencia.

El precio medio para los grandes parques eólicos modernos está alrededor de 1.000 dólares americanos por kilovatio de potencia eléctrica instalada, aún no se habla de producción de energía. En turbinas individuales o pequeños grupos de turbinas, estos precios estarán normalmente algo por encima.

- **Costos de Operación y mantenimiento:** Los modernos aerogeneradores están diseñados para trabajar alrededor de 120.000 horas de operación a lo largo de su tiempo de vida de diseño de 20 años.

Los costos de mantenimiento son generalmente muy bajos cuando las turbinas son completamente nuevas, pero que aumentan algo conforme la turbina va envejeciendo.

Los aerogeneradores más antiguos (25-150 kW) tienen costos de reparación y mantenimiento de una media de alrededor del 3 por ciento de inversión inicial de la turbina. Las turbinas más nuevas son en promedio sustancialmente más grandes, lo

que tendería a disminuir los costes de mantenimiento por kW de potencia instalada. Para las máquinas más nuevas los rangos estimados son del 1,5 al 2 por ciento al año de la inversión inicial de la turbina.

La mayoría de costos de mantenimiento son una cantidad anual fija para el mantenimiento regular de las turbinas, aunque algunos prefieren utilizar en sus cálculos una cantidad fija por kWh producido, normalmente alrededor de 0,01 dólares americanos/kWh. El razonamiento sobre el que se apoya este método es que el desgaste y la rotura en la turbina generalmente aumentan con el aumento de la producción.

Para determinar los costos de operación y mantenimiento, además se deben tener en cuenta el tiempo de vida útil del proyecto y la vida del diseño.

Los componentes de los aerogeneradores generalmente están diseñados para durar 20 años que es un compromiso económicamente útil que da una guía para desarrollar los componentes de las turbinas. Evidentemente, se podría diseñar alguno de los componentes para que durase más tiempo, aunque realmente sería un desperdicio si otros componentes principales fueran a averiarse más pronto.

La vida real de un aerogenerador depende tanto de la calidad de la turbina como de las condiciones climáticas locales, es decir, de la cantidad de turbulencias del emplazamiento.

- **Costos de Inversión Administrativo.**- Se refiere principalmente al costo que se debe asumir para remunerar a todos los trabajadores que darán vida al nuevo proyecto, así como a los costos que se deben cancelar para sacar todos los permisos legales antes de la operación de la central.

- **Depreciación:** La depreciación económica no se puede calcular a menos que se conozca los ingresos de la misma. La depreciación se define simplemente como la

disminución en el valor del capital de la inversión, utilizando como factor de actualización la tasa interna de retorno. Si se desconoce cuáles serán los ingresos de la inversión, tampoco se conoce la tasa de retorno, por lo que no podría calcular la depreciación económica.

No se debe confundir la depreciación económica con la depreciación fiscal o contable. La depreciación fiscal o contable es simplemente un conjunto de reglas mecánicas que no se utiliza para obtener los verdaderos costos por kWh de la energía

3.7.2.2 Valuación de energía:

- **Capacidad del Sistema.**- De acuerdo con un estudio sobre los costos y beneficios sociales de la energía eólica realizado por el instituto danés AKF, la electricidad eólica puede ser de un 30 a un 40 por ciento más valiosa para la red que si se produjera de forma totalmente aleatoria.
- **Beneficio Social.**- Se debe analizar el beneficio social y medioambiental de un proyecto de generación con energía eólica antes de construirlo, se debe intentar causar el menor impacto a la naturaleza y hacer que la sociedad en general se beneficie con la central.

3.7.2.3 Análisis de:

Para terminar con una correcta evaluación económica se debe hacer un análisis a conciencia de:

- Estructura del proyecto.
- Posibles riesgos.

- Variables económicas.
- Análisis de sensibilidad.

Aquí se debe incluir además una sección completa para el análisis de errores y fallos que se dan en centrales que usan energías renovables.

3.7.3 EVALUACIÓN INSTITUCIONAL

La evaluación institucional se refiere a determinar cuales son los apoyos y aportes que el Gobierno y/o las ONGs pueden brindar a un proyecto de generación con determinado tipo de energía renovable no convencional.

Se debe estudiar cuál es la legislación existente en el país con el fin de no ir contra las leyes establecidas y se analizarán todos los aspectos referentes a la comercialización de la energía producida por estas centrales.

4 CAPITULO 4

PROYECTOS EÓLICOS EN EL ECUADOR

4.1 POTENCIAL EÓLICO EN EL ECUADOR

En el Ecuador se han hecho estudios para determinar el potencial eólico en diferentes provincias especialmente de la Sierra, los lugares de los que se obtienen datos son:

PROVINCIA	LOCALIDAD
Carchi	El Angel
Imbabura	Salinas
Pichincha	Machachi, Malchingui, Páramo Grande
Cotopaxi	MINITRAC, Tigua
Chimborazo	Chimborazo, Tixán, Altar
Bolivar	Salinas, Simiatug
Azuay	Huascachaca
Loja	Villonaco, Saraguro, El tablón.
Galápagos	San Cristóbal

Cuadro No. 7
Potencial eólico en Ecuador

Las zonas en las que se han evaluado los recursos y en las que se podría tener una proyección para implementar proyectos de generación con energía eólica se detallan a continuación:

4.1.1 PICHINCHA

En el sector de Aloag y Machachi la empresa privada ha evaluado el recurso, el potencial esperado es de 34 MW; sin embargo, después del estudio de factibilidad se llega a la conclusión de que este proyecto no es rentable debido a los altos costos y la no presencia de vientos lo suficientemente estables a lo largo de todo el año.

4.1.2 IMBABURA

El proyecto Salinas, se evalúa un recurso para la producción de 13.5 MW. La Empresa encargada de la construcción es "Electroviento S.A.:" Además, los inversionistas tienen una carta de intención para posible venta de emisiones. A lo largo de este capítulo se estudia el proyecto en general.

4.1.3 AZUAY

En el sector de Huascachaca el HCPA en unión a la Empresa Eléctrica Centro Sur se están haciendo los estudios de prefactibilidad de una planta eólica de 20 MW.

4.1.4 GALÁPAGOS

En la Isla San Cristóbal se tiene un potencial de 2MW, recurso evaluado por empresas privadas, tiene el permiso de concesión y se está gestionando la obtención de recursos para la construcción de la planta.

En la Isla Santa Cruz, al igual que en San Cristóbal, la empresa privada ha evaluado un potencial de 3.1 MW. Está en desarrollo el estudio de prefactibilidad y se ha asignado el *financiamiento parcial para su construcción*.

4.1.5 MANABI

Montecristi, se están haciendo las mediciones de viento correspondientes, sin embargo, se podría obtener un potencial de hasta 50 MW.

4.1.6 LOJA

En la Provincia de Loja se tiene el más alto potencial eólico del Ecuador con un recurso esperado de alrededor de 110 MW distribuidos en diferentes sectores como Membrillo (alrededor de 50 MW), Chinchas (50MW) y el parque eólico Villonaco de 15 MW actualmente en ejecución. Estos proyectos tienen una posible aplicación MDL (Mecanismos de Desarrollo Limpio) que permite a una empresa o a un país con compromisos de reducciones, invertir en proyectos en países en vías de desarrollo.

4.2 EL PROYECTO SALINAS

4.2.1 EL PROYECTO EN BREVE

- Generación eléctrica a través del viento.
- 12 turbinas eólicas de 850 kW
- Capacidad total instalada de 10.2 MW
- 4 años de mediciones de viento.
- Energía generada anualmente 18 Mío kWh
- Energía limpia no contaminante.
- Ayuda a evitar 20000 ton. De CO₂ anuales

4.2.2 SEGURIDAD EN EL PRECIO Y PAGO

- Regulaciones especiales para dar preferencia a la energía renovable.
- Venta de energía fijada por diez años a 0,1125 USD/ kWh
- Despacho preferido de 100% de energía generada.
- Contrato de concesión incluido despacho.
- Pago asegurado a través de los fideicomisos a las distribuidoras que dan preferencia al pago de los fondos a los generadores privados.
- El inicio del proyecto está proyectado para cuando haya cobertura total de los costos reales de generación por los precios de energía.

4.2.3 INVERSIÓN SÓLIDA CON RETORNO ALTO.

- Inversión: 12'000.000 USD.
- Inversión propia (equity): 20%
- TIR de la rentabilidad financiera pronosticado encima del 24%
- Flujo de caja (cash flow) de 11%

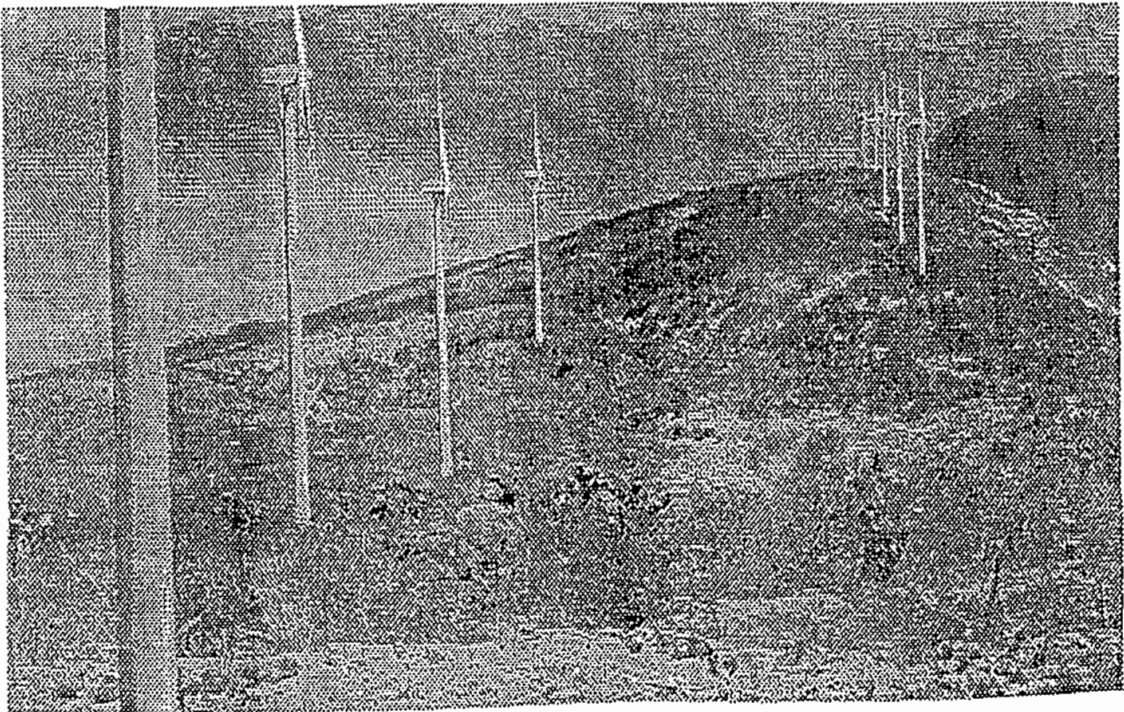


Fig. 4.1 Visualización del proyecto con turbinas eólicas

4.3 INTRODUCCIÓN

4.3.1 PROYECTOS EÓLICOS

Mirando el desarrollo de la técnica de las plantas eólicas, es interesante ver con que velocidad se aumentó la potencia promedio instalada. Debido al apoyo gubernamental en Europa, la potencia instalada creció en forma exponencial. Las primeras turbinas tenían una capacidad de unos 500 W. Y aspas de 3m de diámetro, ahora 14 años después se encuentran plantas eólicas con más de 2MW con aspas de un diámetro mayor a 80m.

Actualmente las plantas eólicas recientemente instaladas tienen una potencia nominal de 1000 a 1500 kW y utilizan aspas con un diámetro de más o menos 60m – 100m. Para su instalación se necesita grúas de una potencia de 800 ton. capaces de levantar la caja de generación que pesa hasta 50 ton. a una altura de 100m.

La tecnología de estas plantas es bastante desarrollada y madura. Una central eólica está funcionando independientemente; computadoras y sensores controlan todos sus funcionamientos. El estado actual como también, la generación actual o problemas en el funcionamiento se puede recibir a través de la línea telefónica. Las turbinas tienen una confiabilidad técnica del 97% lo que es mucho más que cualquier otra central eléctrica.

La regulación de la potencia de la turbina funciona a través del ángulo de aspas; cada aspa tiene motores para variar el ángulo a la dirección del viento regulando así la energía que la turbina recibe del viento. La cabeza de una planta eólica la cual contiene el generador automático se dirige a la dirección de donde proviene el viento.

La generación eléctrica a través de turbinas eólicas ganó gran territorio en los últimos años en todo el mundo. En algunos países europeos por ejemplo, la generación eólica tiene un crecimiento del 40% al 50% anual. Solamente en Alemania, España y Dinamarca se han instalado más de 3000 MW en el año pasado. Estos países llevan alrededor del 80% del total instalado en Europa (12.000MW)

Fuera de Europa, la energía eólica también se ha desarrollado como fuente limpia de generación. En Asia, en especial India y la China se han instalado ya 1500 MW en parques eólicos. A nivel mundial la potencia instalada es de alrededor de 17000 MW.

Con respecto a América Latina se encuentran las únicas grandes instalaciones en Costa Rica, Brasil y Argentina. En la costa del pacífico no se han realizado hasta ahora proyectos de energía eólica.

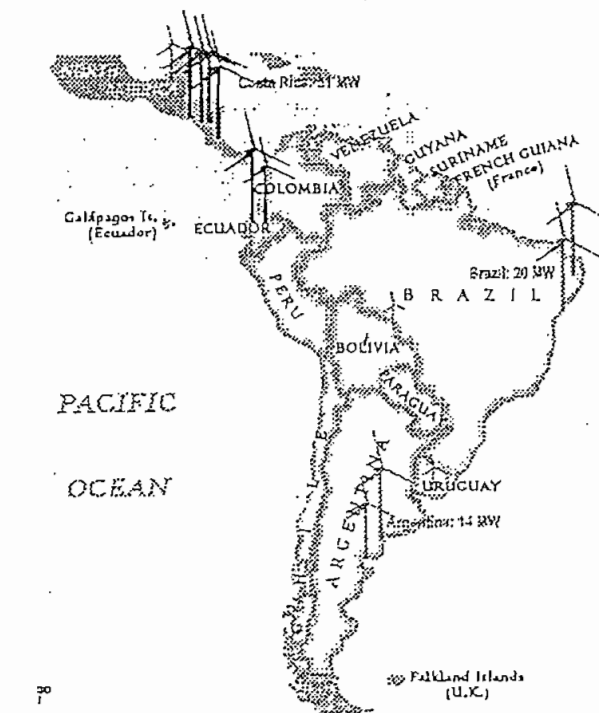


Fig. 4.2 Energía eólica en América Latina

4.3.2 RESEÑA HISTÓRICA PROYECTO EÓLICO SALINAS

MARZO 1996: La empresa Marketec SolViento S.A. instala una torre de medición de viento de 10m en el Valle de Salinas. Al mismo tiempo la empresa Windwarts Energie GMBH estudia datos de viento en Salinas en el año 1982-84

MAYO 1996: Las empresas mencionadas firman un contrato de cooperación para el desarrollo de un proyecto eólico en el valle de Salinas.

FEBRERO 1997: Se firma un convenio con el proveedor ENERCON para recibir un aporte financiero. A cambio el proveedor tendrá una ventaja del 5% en la venta de sus equipos.

MARZO 1997: Las empresas de planificación fundan la empresa ProViento Investigaciones eólicas.

JUNIO 1997: Se instalan tres torres de medición de 40m en diferentes sitios del valle de Salinas, montando en las torres 20 sensores de medición del viento como anemómetros y veletas que están registrando el potencial eólico de la zona.

ENERO 1999: El CONELEC fija los precios para la energía eólica del proyecto Salinas en 0,1005 USD/kWh

FEBRERO 2001: Se firma un convenio con el CONELEC con el fin de asegurar el desarrollo y construcción del proyecto.

OCTUBRE 2001: Constitución de la empresa ELECTROVIENTO S.A. GENERACIÓN EÓLICA SALINAS que será encargada de la operación del proyecto.

4.3.3 ESTADO ACTUAL

Se concluyó con el estudio de factibilidad con una base de datos de viento extremadamente amplia y confiable. Las tarifas que se han fijado por parte del CONELEC según resolución tomada en septiembre del año 2000. Además se firmó un convenio con el CONELEC para suscribir el contrato para la construcción de la central a corto plazo.

Actualmente se están realizando negociaciones finales para obtener el crédito del proyecto. Para esta inversión se necesitarán 12 millones USD de la cual el 77% vendrá a través de un crédito extranjero con la Empresa Dansk Vindkraft, pionera en proyectos eólicos en Dinamarca.

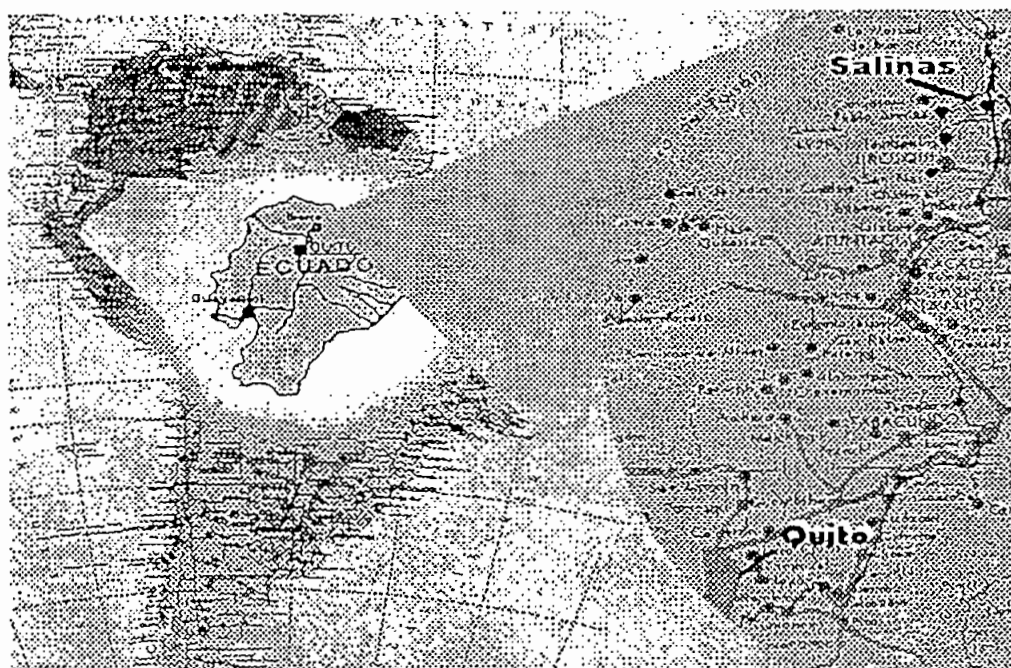


Fig. 4.3. Ubicación Proyecto eólico Salinas

4.4 DATOS TÉCNICOS DEL PROYECTO.

4.4.1 EL SITIO.-

El área escogida para el proyecto está ubicada en la cuenca del río Mira, (150 Km al norte de Quito) provincia de Imbabura. El valle de Salinas que es parte del valle del Chota se halla bordeado por el río Mira y se abre por la cordillera occidental hacia la costa.

En la ilustración se muestra, tanto el valle de Salinas como la ubicación donde se han realizado las mediciones.

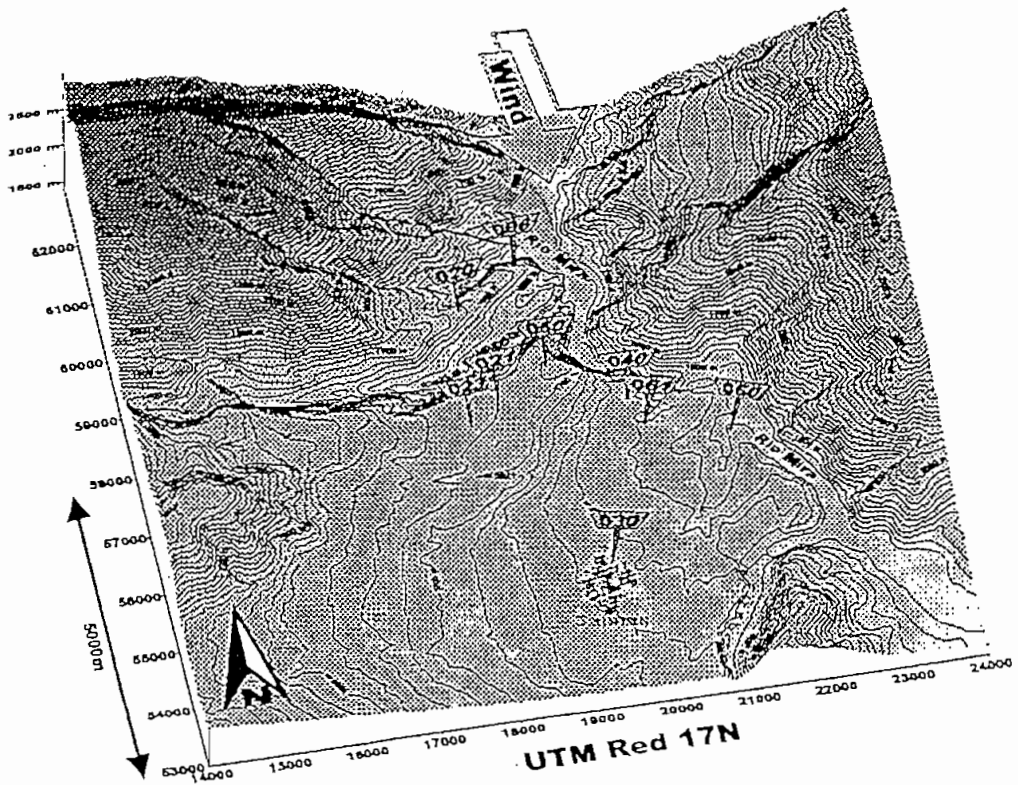


Fig. 4.4. Valle de Salinas – Provincia de Imbabura

4.4.2 POTENCIAL EÓLICO.-

El potencial eólico de la zona del proyecto se estudió ampliamente desde 1996 usando equipos de medición automática y torres de medición de 40m. de altura con anemómetros en tres niveles (20m, 30m y 40m). La primera torre fue instalada en 1996 en un sitio denominado No. 006. A partir del año 1997, con tres torres más, se registró la potencia eólica en 7 sitios diferentes, reubicando unas torres de un sitio a otro, elaborando así un mapa del potencial eólico.

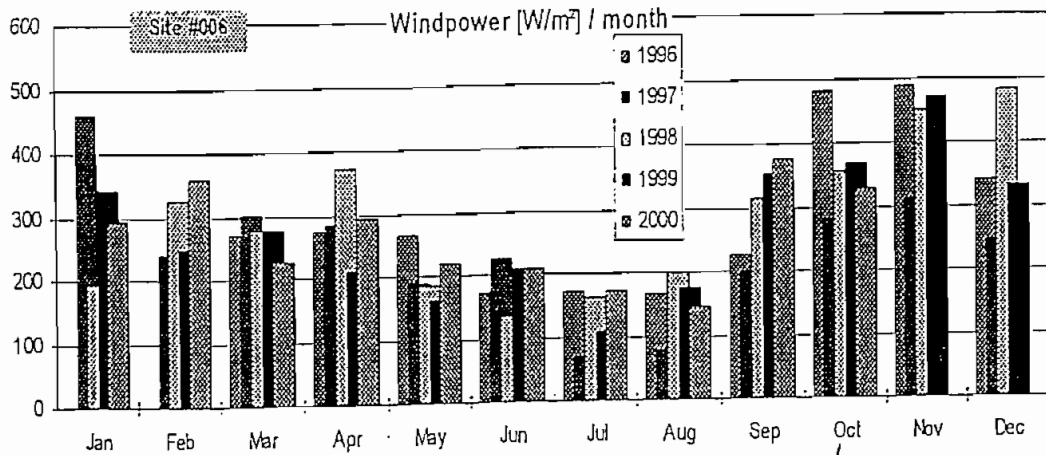


Fig. 4.5. Potencial eólico desde 1996

Los datos han demostrado que el mayor potencial eólico está en la loma (sitio No. 050). En este sitio el promedio de la velocidad medida era de 6,9 m/s para una altura de 40m. El sitio con los datos más amplios es el No. 040, aquí el promedio de la velocidad del viento es de 6,2 m/s en 40m tomando en cuenta los años 1997-2000. En el sitio No. 021 y No. 023 ya se baja significativamente el potencial eólico. Aquí el promedio resulta en 5,9 m/s en una altura de 40m.

Sitio No.	Velocidad promedio	Densidad de energía eólica / año
021, 023	5,9 m/s	313 w/m ²
30	5,0 m/s	219 w/m ²
40	6,2 m/s	315 w/m ²
50	6,9 m/s	461 w/m ²
60	< 5,0 m/s	<213 w/m ²

(datos tomados a una altura de 50m)

Tabla 4.1. Potencial eólico por sitio de medición

4.4.3 DATOS TÉCNICOS DE LAS TURBINAS EÓLICAS

Las consideraciones de generación eólica en este estudio fueron realizadas sobre la base de una planta de energía eólica del tipo VESTAS V52/850 de 850kW. Esta planta es de origen danés, cabe recalcar que en el mercado se encuentran otras plantas eólicas de similares características a la escogida.

Capacidad nominal por turbina	850 kW
Peso total de la turbina	80 ton
Peso de la cabeza (nacelle)	22 ton
Altura de la torre	49 m
Peso de la torre	48 ton
Diámetro del rotor	52m
Rotación	14 - 31 rpm
Regulación de capacidad	Pitch
Velocidad de arranque del viento	4 m/s
Velocidad del viento capacidad nominal	16 m/s
Vida útil	20 años

Cuadro 4.2
Datos técnicos, turbina VESTAS V52/850

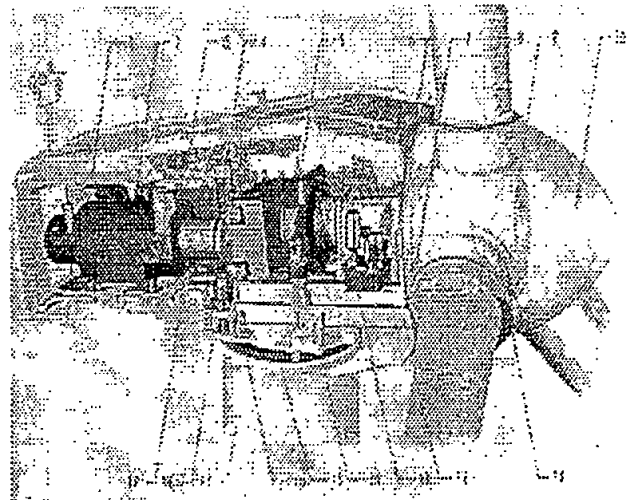


Fig. 4.6
Esquema turbina VESTAS V52/850

4.4.4 PLAN DE ESTABLECIMIENTO.

Los resultados de las mediciones eólicas demuestran que en el borde norte del valle de Salinas, por encima de las profundas quebradas de los ríos Mira y Palacara, existen superficies adecuadas para el establecimiento de doce turbinas eólicas. Estas áreas se encuentran alrededor de los sitios de medición No. 40 y No. 50. Para la primera fase del proyecto se aprovecha estas áreas más ventosas determinadas por las mediciones realizadas.

En el siguiente gráfico se muestra el mapa de Salinas con los sitios identificados y con los puntos de medición además de la dirección del viento en estos puntos. La distribución enseña la energía del viento en una escala de una centésima parte de la energía total; así se nota que apenas el 2 o 3% de la energía proviene de las direcciones sudeste mientras que la mayoría proviene del norte.

Los sitios identificados para posibles instalaciones se encuentran a una distancia mayor de 150m. La distancia tiene la aprobación por parte de técnicos de la Empresa Vestas.

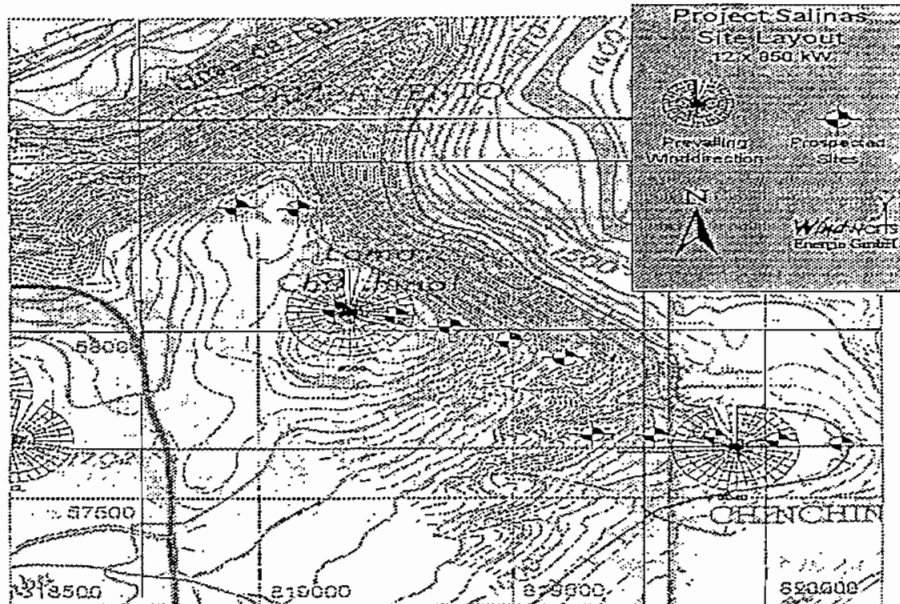


Fig. 4.7 Sitios proyectados para la instalación de las turbinas

4.4.5 SUPUESTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Tomando una planta de energía eólica del tipo Vestas V52/850 se calcula el siguiente rendimiento bajo las siguientes condiciones del sitio (densidad del aire: $\sigma = 0,985$ a $\sigma = 0,975 \text{ kg/m}^3$)

Sitio	Altura de torre (m)	Producción (KWh/a)	Factor de planta %
21	50	1600000	22
40	50	1800000	25
50	50	2000000	28

Cuadro 4.3. Rendimiento turbina VESTAS V52/850

La curva de producción diaria de una instalación de energía eólica en los sitios del valle de Salinas aumenta de forma constante durante el día alcanzando su nivel máximo entre las 10h00 y 16h00.

En las siguientes 5 horas vuelve a reducirse. Por lo general en las noches no sopla el viento. Durante todo el año se producen discrepancias mínimas de este esquema de producción.

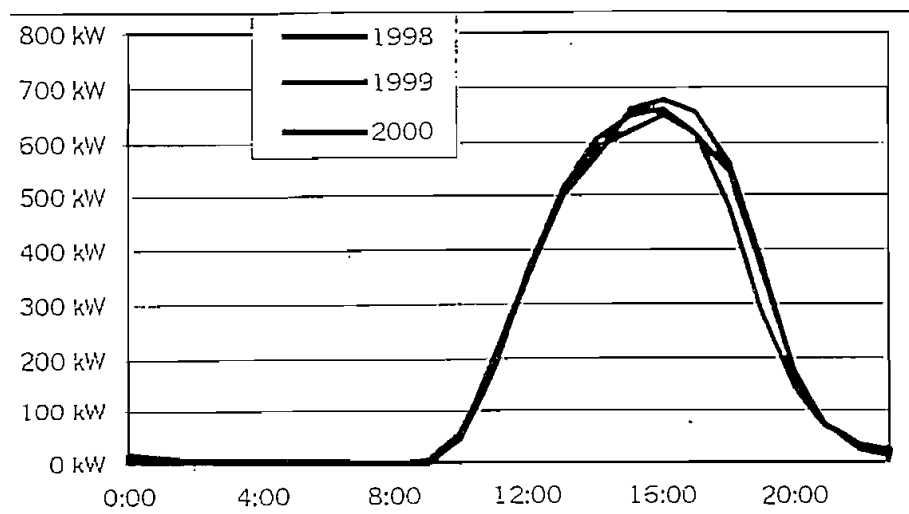


Fig. 4.8 Curva de producción eólica diaria

La curva de la producción en el año es óptima para las necesidades del mercado de energía en el Ecuador. En el tiempo de estiaje entre octubre y abril, cuando la generación hidráulica baja, el proyecto entregará la mayor parte de energía.

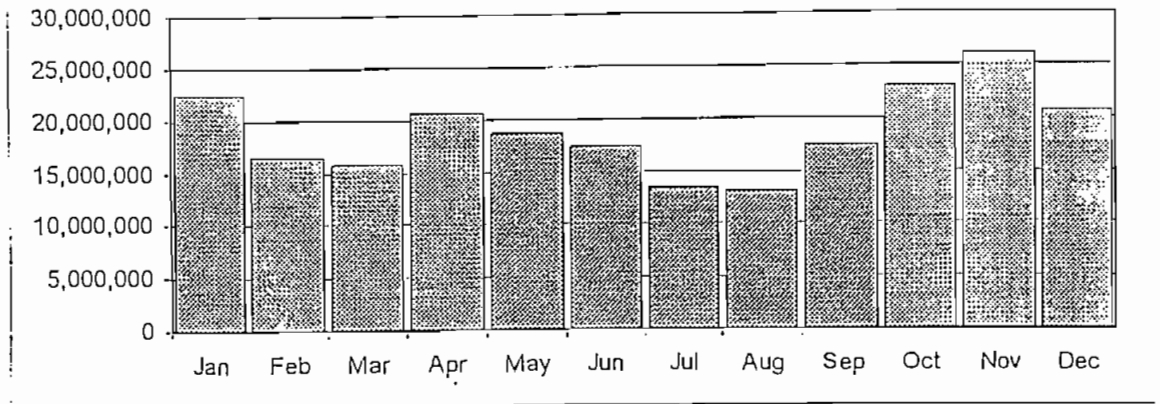


Fig. 4.9 Producción anual estimada del Proyecto Salinas

Las mediciones realizadas indican una producción total del proyecto de 23'230.000 kWh/año con doce turbinas de Vestas V52/850 kW. Por seguridad de cálculo se estima las siguientes pérdidas a la producción:

	Porcentaje	MWh
Producción anual	100%	23.23
Pérdidas		
Efecto de parque	4%	0.9292
Disponibilidad de turbinas	5%	1.1615
Pérdidas en cables y transformadores	4%	0.9292
Inseguridad en el cálculo	10%	2.323
Total pérdidas	23%	5.3429
PRODUCCIÓN NETA		17.8871

Cuadro 4.4. Producción neta Proyecto Salinas

4.5 FACTIBILIDAD

4.5.1 CONSIDERACIONES LEGALES

4.5.1.1 Permiso de construcción y operación

La empresa MARKETEC SOLVIENTO S.A. en representación del consorcio formado entre Marketec Energie GMBH obtienen el certificado de permiso que le garantiza el derecho exclusivo para la construcción y operación de proyecto eólico Salinas, el 22 de enero de 1999.

4.5.1.2 Legislación de venta de energía renovable.

Para promover el desarrollo de proyectos de energía con recursos renovables, el estado Ecuatoriano, al promulgar la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, incluye regulaciones que dan preferencia a los proyectos que generan energía eléctrica de origen eólico, solar, geotérmicas y biomasa.

En el siguiente capítulo de este trabajo se puntualizarán las leyes que fomentan la generación de energía con recursos renovables.

4.5.1.3 El Contrato de concesión

En el Contrato de concesión se incluye el precio de compra / venta de energía y el despacho preferente por ser un proyecto renovable no convencional, dando así una mayor seguridad al proyecto.

Además dicho contrato da seguridad al inversionista por futuros cambios en leyes o reglamentos, manteniendo la estabilidad económica y financiera del proyecto y

en el caso de controversias se establece que la solución se realizará a través de un arbitraje nacional o internacional si el caso lo ameritare.

4.5.1.4 Garantías del pago.

En el pasado a los generadores privados les resultó muy difícil recibir el 100% de la remuneración por la energía que le entregaron al Sistema Nacional Interconectado. Esta situación se basaba por la diferencia entre el precio de la energía que pagó el consumidor y el costo real que tenía la energía para generarse. En la resolución No. 0087/00 del 24 de mayo del 2000 el CONELEC fijó un aumento mensual de las tarifas de energía del 4% asegurando así que a fines del año 2002 el precio del consumidor de la energía representará su valor real por la generación, transmisión y distribución. Considerando el inicio de operación del proyecto eólico Salinas las distribuidoras no deben tener problemas en cancelar a las generadoras.

Además, el estado ecuatoriano creó a través de la fiduciaria mercantil un fideicomiso a los ingresos de las distribuidoras que tiene por objeto, entre otros, poner en preferencia el pago a los generadores privados, garantizando que se remunerará el 100% de su aporte a la red nacional.

La situación del MEM en el futuro será diferente. En general se puede decir que este proyecto no tendrá problemas de cubrir su valor de energía a través de los ingresos al CENACE por las distribuidoras. La energía anual facturada del proyecto será un 0,25% de la energía total generada por el país.

4.5.2 ARRENDAMIENTO DE LAS ÁREAS.

El terreno donde se construye el proyecto pertenece a la hacienda "San José de Salinas" y se ha firmado un contrato previo de promesa de arrendamiento con el propietario. El pago en este contrato preliminar se fijó en dos componentes básicos:

- El pago de USD 0,2 por metro cuadrado de terreno utilizado para las instalaciones eólicas e instalaciones adicionales y,
- El propietario del terreno participará con el 1% de las ganancias producto de la energía generada sobre su terreno.

4.5.3 CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS Y GEOTÉCNICAS.

Después de un estudio detallado se han llegado a las siguientes conclusiones:

- Los sitios de implantación son estables, salvo los sectores afectados por cárcavas de erosión.
- El subsuelo tiene una distribución variada de los materiales volcánicos depositados, esto acusa diferencias de resistencia a la perforación.
- Existen registros que indican una baja actividad sísmica en el sector que no es peligrosa para el desarrollo del proyecto.
- Las cárcavas de erosión han sido formadas por erosión hídrica, taludes empinados, depósitos volcánicos insipientemente consolidados y ausencia de vegetación.
- Existen otros 4 sectores estables que podrían utilizarse con fines de generación eólica.
- La zona tiene varias fuentes de materiales aprovechables como áridos para hormigones.

4.5.4 IMPACTO AMBIENTAL.

Los impactos negativos para el medio ambiente se pueden considerar de segundo grado en comparación a los beneficios que trae el uso de esta forma de energía en especial por la no contaminación con CO₂.

4.5.4.1 Impactos negativos

- Cambio del paisaje del valle por las torres.
- Contaminación acústica (ruido) por las aspas y generadores.

Se realizó un cálculo de la emisión sonora, según las disposiciones alemanas VDI, 2714 ("Expansión del eco al aire libre"). La turbina eólica Vestas V52/850 kW pueden operar bajo 5 diferentes esquemas para reducir su potencia acústica.

Los cálculos del nivel acústico se han realizado con una potencia acústica a 45m de 104,2 dB. Esto significa que la turbina opera con su máximo de generación. Los niveles de la potencia acústica hacen referencia a una velocidad de 8 m/s a una altura de 10m.

Los resultados obtenidos del nivel de potencia acústica calculados no sobrepasan los valores límites aceptados en Alemania, en los lugares críticos de inmisión.

4.5.4.2 Impactos positivos.

- Estimando que una central termoeléctrica del país necesita un galón de diesel para generar 10 kWh el proyecto ahorrará la importación de 2 millones de galones de diesel al año con el salvamento de los recursos naturales respectivos.

- Considerando una contaminación de una tonelada de CO₂/ MWh generado por una termoeléctrica de diesel, el proyecto ahorra al país una contaminación de 20.000 ton CO₂ al año lo que implica que a lo largo de toda la vida útil del proyecto se evitarán 400.000 ton CO₂.
- El proyecto genera diferentes áreas y tipos de trabajo en la zona rural.
- El tamaño de las plantas eólicas con sus aspas de un largo de 27m. girando silenciosamente en una altura de 60m. es espectacular, considerando que no hay proyectos de similares características en Colombia y Perú, se lo aprovechará también como zona turística.

4.5.5 ACCESO / INSTALACIÓN.

Las turbinas serán transportadas a los puertos marítimos de Guayaquil o de Esmeraldas y de ahí se transportarán por vía terrestre; el acceso general está dado por la vía Panamericana y la vía Ibarra – San Lorenzo.

En el terreno hay que construir las vías de acceso a los sitios así como la plataforma para la grúa y las cimentaciones además de un área de bodegas y la subestación de transmisión eléctrica.

Se estima que se deberán construir un total de 6 km de vías de acceso y 12 plataformas donde se instalarán las turbinas.

Para la instalación de las turbinas eólicas, especialmente para alzar la caja del generador a la altura de 50m. se requiere de una grúa muy potente, en el país se tiene una grúa móvil de 300 ton. Adicionalmente hay dos grúas de 160 ton. con las cuales no habrá problemas de instalación de las turbinas.

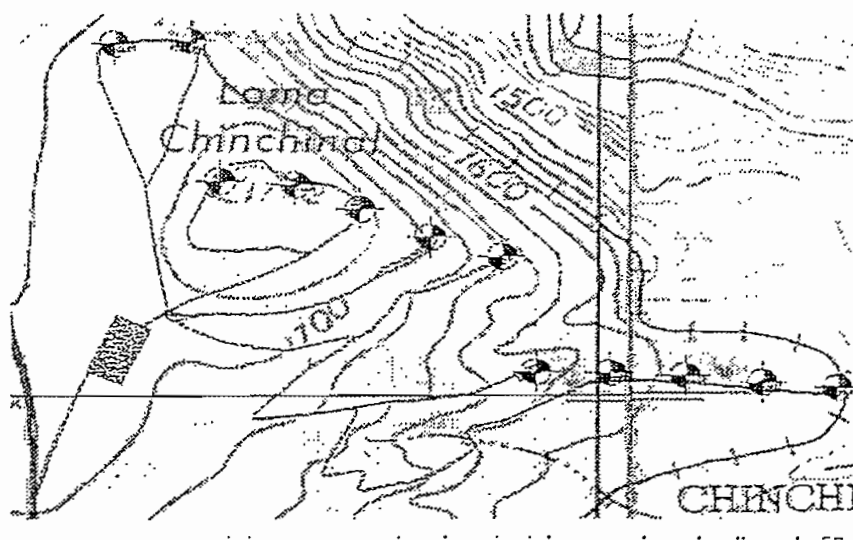


Fig. 4.10 Vías de acceso al Valle de Salinas

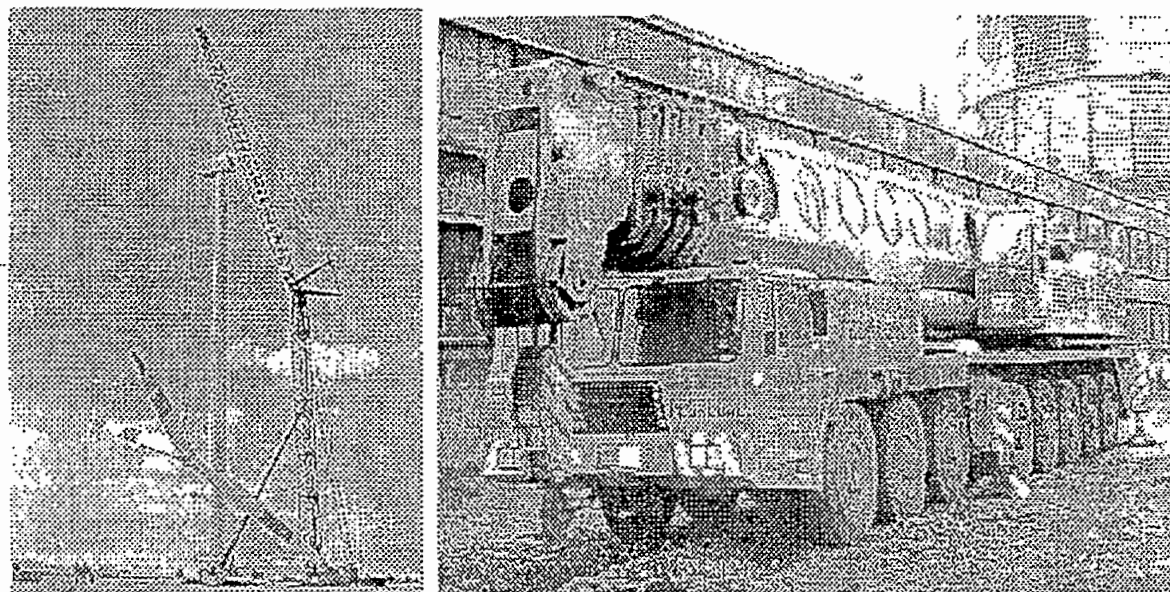


Fig. 4.11 Grúa de 300 ton. Disponible en Ecuador

4.5.6 CONEXIÓN A LA RED

La dotación energética actual del pueblo de Salinas se mantiene con una ramificación de 13,8 kV de una sola fase de la subestación del Chota, ubicada a 11 km de distancia. La capacidad de esta red de media tensión en la actualidad ya está subdimensionada. La empresa distribuidora regional EMELNORTE

informó que tiene previsto para el año 2005 la construcción de una línea de 69 kV empezando en el punto de conexión al SNI en Ibarra, pasando los sitios del proyecto en Salinas y terminando a unos 23 km del mismo.

La conexión del proyecto al SNI se va a realizar a través de la construcción de una línea de 69 kV directamente a la subestación de Transelectric en Bellavista en Ibarra. Esa conexión tiene un largo de aproximadamente 20 km.

En el área de proyecto está previsto instalar una subestación de 10 – 12 MVA. La línea de transmisión como la subestación pueden servir en el futuro a la distribuidora EMELNORTE.

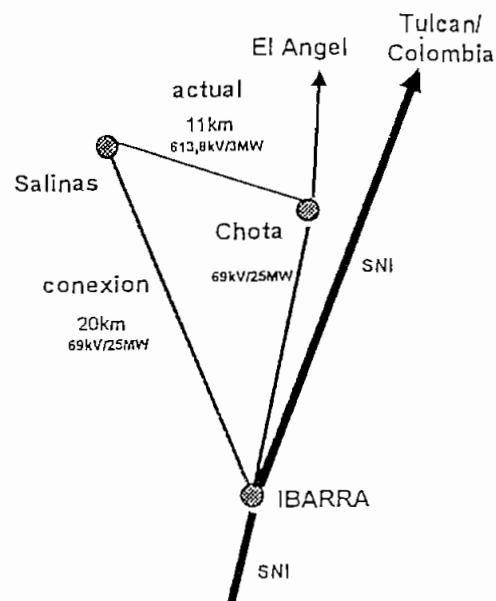


Fig. 4.12 Conexión del Proyecto Salinas al SIN

4.6 DATOS ECONÓMICOS

4.6.1 PRESUPUESTO INVERSIÓN.

El siguiente presupuesto es un estudio de la inversión necesaria para la ejecución del proyecto

CATEGORIAS DE INVERSION		TOTAL INVERSION (USD)	COMPONENTE NACIONAL (USD)	COMPONENTE EXTRANJERO (USD)
1	INGENIERIA Y ADMINISTRACIÓN	1,188,470.30	1,188,470.30	0.00
1.1	Estudios de factibilidad	390,000.00	390,000.00	0.00
1.2	Permisos	30,000.00	30,000.00	0.00
1.3	Supervisión	240,000.00	240,000.00	0.00
1.4	Ingeniería final	401,134.20	401,134.20	0.00
1.5	Impuestos	127,336.10	127,336.10	0.00
2	COSTOS DIRECTOS (2.1+2.2)	10,520,268.24	3,693,904.60	6,826,363.64
2.1	Obra civil	569,327.36	569,327.36	0.00
2.1.1	Fundiciones	299,328.00	299,328.00	0.00
2.1.2	Accesos	48,000.00	48,000.00	0.00
2.1.3	Bodegas	69,000.00	69,000.00	0.00
2.1.4	Montaje de equipos (grúa)	92,000.00	92,000.00	0.00
2.1.5	Impuestos obra civil (IVA)	60,999.36	60,999.36	0.00
2.2	Equipos	9,950,940.88	3,124,577.24	6,826,363.64
2.2.1	Generación	7,872,663.28	1,046,299.64	6,826,363.64
2.2.1.1	Sistema WEC	6,136,363.64	0.00	6,136,363.64
2.2.1.2	Transporte internacional	690,000.00	0.00	690,000.00
2.2.1.3	Aranceles	0.00	0.00	0.00
2.2.1.4	Transporte nacional	202,800.00	202,800.00	0.00
2.2.1.5	Impuestos equipo de generación (IVA)	843,499.64	843,499.64	0.00

2.2.2	Transmisión	2,033,477.60	2,033,477.60	0.00
2.2.2.1	Red de transformadores 13,8 kV	327,240.00	327,240.00	0.00
2.2.2.2	Subestación Salinas 13,8 kV / 69 kV	644,605.00	644,605.00	0.00
2.2.2.3	Línea de transmisión 69 kV	600,000.00	600,000.00	0.00
2.2.2.4	Punto de conexión SNI y medición	243,760.00	243,760.00	0.00
2.2.2.5	Impuesto equipo de transmisión (IVA)	217,872.60	217,872.60	0.00
2.2.3	Otros equipos	44,800.00	44,800.00	0.00
2.2.3.1	Carros	30,000.00	30,000.00	0.00
2.2.3.2	Muebles de oficina	10,000.00	10,000.00	0.00
2.2.3.3	Impuestos otros equipos (IVA)	4,800.00	4,800.00	0.00
3	CONTINGENTES	260,280.50	260,280.50	0.00
TOTAL INVERSION (1+2+3)		11,969,019.04	5,142,655.40	6,826,363.64
Porcentaje(%)		100.00	42.97	57.03

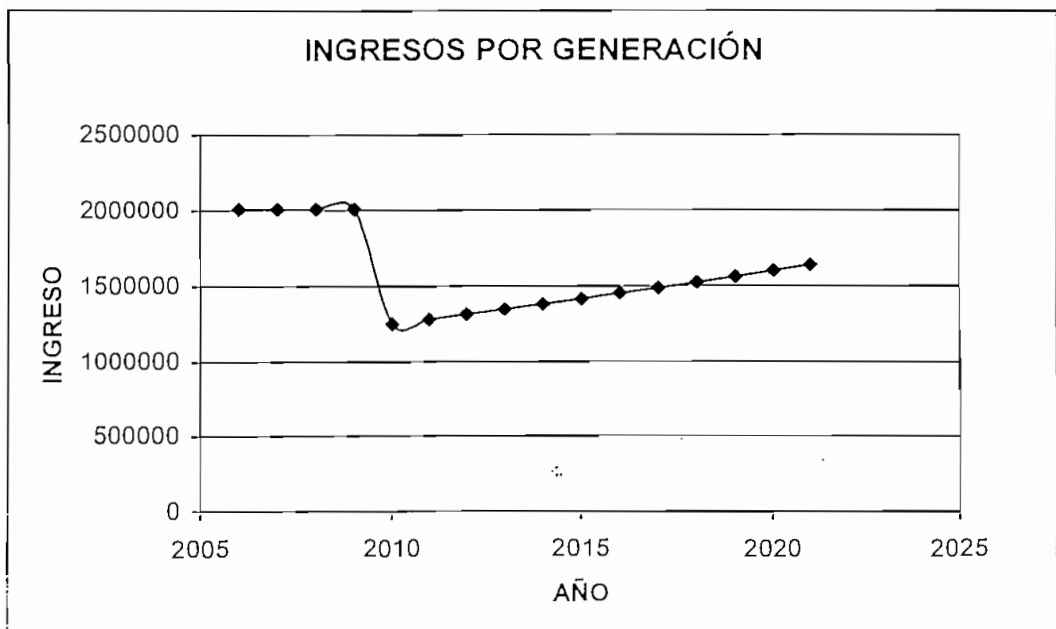
Cuadro 4.5. Presupuesto total de la Inversión

4.6.2 INGRESOS

Según la legislación actual el precio del kWh asegurado es de USD 0,1125 y se mantendrá durante diez años a partir de la fecha en la que entre en operación el proyecto. Para dar máxima seguridad se ha considerado para los cálculos de la rentabilidad del proyecto en los años siguientes un precio de USD 0,07 por cada kWh generado con un incremento anual del 2,5%.

De los cálculos realizados gracias a las mediciones tomadas en el sitio se considera una energía promedio generada por las doce turbinas de 17.887.000 kWh al año,

Año	Facturación (kWh)	Tarifa de venta (USD/kWh)	Ingresos (USD)
2006	17,887,000.00	0.1125	2,012,287.50
2007	17,887,000.00	0.1125	2,012,287.50
2008	17,887,000.00	0.1125	2,012,287.50
2009	17,887,000.00	0.1125	2,012,287.50
2010	17,887,000.00	0.0700	1,252,090.00
2011	17,887,000.00	0.0718	1,284,286.60
2012	17,887,000.00	0.0735	1,314,694.50
2013	17,887,000.00	0.0754	1,348,679.80
2014	17,887,000.00	0.0773	1,382,665.10
2015	17,887,000.00	0.0792	1,416,650.40
2016	17,887,000.00	0.0812	1,452,424.40
2017	17,887,000.00	0.0832	1,488,198.40
2018	17,887,000.00	0.0853	1,525,761.10
2019	17,887,000.00	0.0874	1,563,323.80
2020	17,887,000.00	0.0896	1,602,675.20
2021	17,887,000.00	0.0918	1,642,026.60
TOTAL			25,322,625.90



4.6.3 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El costo de operación y mantenimiento varía en los primeros tres años especialmente por la garantía de operación y mantenimiento por dos años a las turbinas, que está incluido en el precio. La empresa contratará su personal a compañías especiales. Se estima que aparte del gerente se contratará un ingeniero especialista con conocimientos en el manejo de parques eólicos, dos tecnólogos, mecánicos que recibirán una capacitación por parte del proveedor, dos guardías en el área del proyecto, una secretaria y un contador. La empresa tendrá una oficina en el proyecto y una representación en Quito.

4.6.3.1 Costos de operación y mantenimiento del primer año:

Categorías de costo		Cantidad	Mensual	Anual
1	Costos de personal		7,240.00	86,880.00
1.1	Gerente	1.00		
1.2	Ingeniero especialista	1.00		
1.3	Tecnólogos mecánicos	2.00		
1.4	Personal de seguridad	2.00		
1.5	Secretaria	1.00		
1.6	Contador	1.00		
2	Movilizaciones			4,080.00
2.1	Viáticos	2.00	50.00	1,200.00
2.2	Combustibles y lubricantes	2.00	120.00	2,880.00
3	Supervisión internacional			
3.1	Pasajes	1.00		
3.2	Estadía	5.00		
4	Materiales y repuestos			23,341.83
4.1	WEC	1.0%		

4.2	Línea de transmisión	2.5%	15,000.00
4.3	Subestación	0.5%	4,441.83
4.4	Vehículos	5.0%	1,500.00
4.5	Suministros		2,400.00
5	Seguros		1,500.00
5.1	WEC	1.00	
5.2	Vehículo	1.00	1,500.00
6	Arriendo terreno		27,922.88
6.1	Costo fijo	1.00	7,800.00
6.2	Costo variable	1.0%	20,122.88
Total costos de Operación y mantenimiento			143,724.71

4.6.3.2 Costos de operación y mantenimiento del segundo año:

Categorías de costo		Cantidad	Mensual	Anual
1	Costos de personal		7,600.00	91,200.00
1.1	Gerente	1.00		
1.2	Ingeniero especialista	1.00		
1.3	Tecnólogos mecánicos	2.00		
1.4	Personal de seguridad	2.00		
1.5	Secretaría	1.00		
1.6	Contador	1.00		
2	Movilizaciones			4,080.00
2.1	Víaticos	2.00	50.00	1,200.00
2.2	Combustibles y lubricantes	2.00	120.00	2,880.00
3	Supervisión internacional			
3.1	Pasajes	1.00		
3.2	Estadía	5.00		

4	Materiales y repuestos			23,341.83
4.1	WEC	1.0%		
4.2	Línea de transmisión	2.5%		15,000.00
4.3	Subestación	0.5%		4,441.83
4.4	Vehículos	5.0%		1,500.00
4.5	Suministros			2,400.00
5	Seguros			1,500.00
5.1	WEC	1.00		
5.2	Vehículo	1.00		1,500.00
6	Arriendo terreno			27,922.88
6.1	Costo fijo	1.00		7,800.00
6.2	Costo variable	1.0%		20,122.88
Total costos de Operación y mantenimiento				148,044.71

4.6.3.3 Costos de operación y mantenimiento del tercer año:

Categorías de costo		Cantidad	Mensual	Anual
1	Costos de personal		7,600.00	91,200.00
1.1	Gerente	1.00		
1.2	Ingeniero especialista	1.00		
1.3	Tecnólogos mecánicos	2.00		
1.4	Personal de seguridad	2.00		
1.5	Secretaría	1.00		
1.6	Contador	1.00		
2	Movilizaciones			4,080.00
2.1	Viáticos	2.00	50.00	1,200.00
2.2	Combustibles y lubricantes	2.00	120.00	2,880.00
3	Supervisión internacional			24,000.00

3.1	Pasajes	1.00	10,000.00
3.2	Estadía	5.00	14,000.00
4	Materiales y repuestos		84,705.47
4.1	WEC	1.0%	61,363.64
4.2	Línea de transmisión	2.5%	15,000.00
4.3	Subestación	0.5%	4,441.83
4.4	Vehículos	5.0%	1,500.00
4.5	Suministros		2,400.00
5	Seguros		54,267.00
5.1	WEC	1.00	52,767.00
5.2	Vehículo	1.00	1,500.00
6	Arriendo terreno		27,922.88
6.1	Costo fijo	1.00	7,800.00
6.2	Costo variable	1.0%	20,122.88
Total costos de Operación y mantenimiento			266,255.35

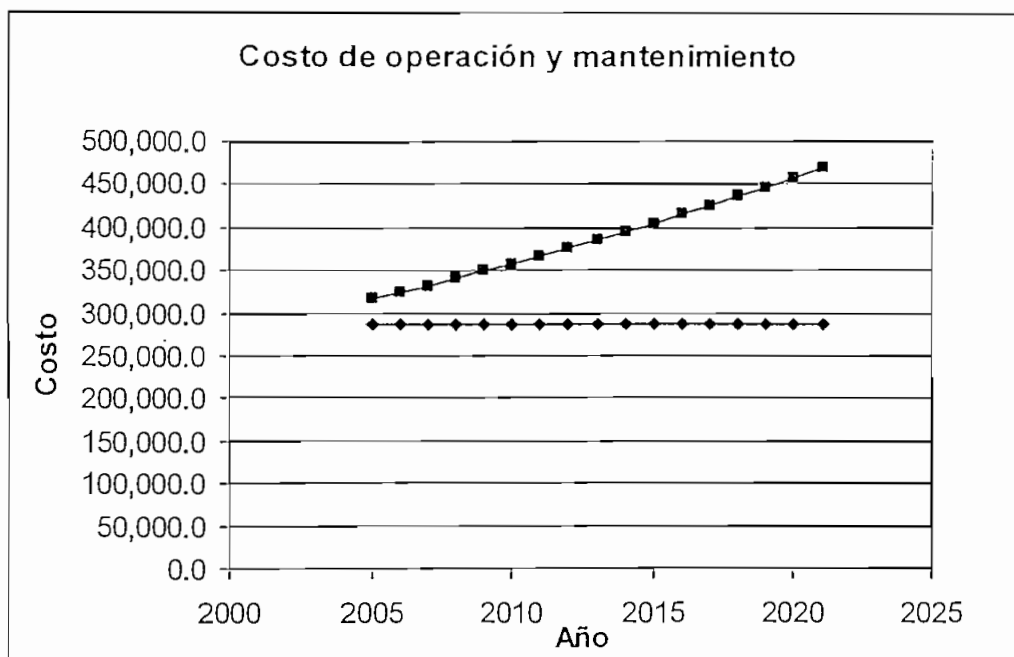
4.6.3.4 Adicional

En la inversión se considera la compra de autos nuevos en los años 2007, 2012 y 2017, además del mantenimiento extraordinario de las turbinas en el año 2012; para este mantenimiento se considera un 3% del valor inicial de las turbinas para gasto en mantenimiento especial y repuestos.

4.6.4 EGRESOS

A los costos de operación y mantenimiento se considera un incremento por la inflación del 2.5% anual.

Año	Facturación (kWh)	Costo de op. y mant. cte (USD / kWh)	Costo de op. y mant. cte (USD)	Tasa media de inflación (%)	Tasa media de inflación acumulada (%)	Costo de op. y mant. corriente (USD / kWh)	Costo de op. y mant. corriente (USD)
2006	17,887.0	0.016	286,575.0	2.5	1.13	0.0181	324,514.9
2007	17,887.0	0.016	286,575.0	2.5	1.16	0.0186	332,627.8
2008	17,887.0	0.016	286,575.0	2.5	1.18	0.0191	340,943.5
2009	17,887.0	0.016	286,575.0	2.5	1.21	0.0195	349,467.1
2010	17,887.0	0.016	286,575.0	2.5	1.24	0.0200	358,203.7
2011	17,887.0	0.016	286,575.0	2.5	1.28	0.0205	367,158.8
2012	17,887.0	0.016	286,575.0	2.5	1.31	0.0210	376,337.8
2013	17,887.0	0.016	286,575.0	2.5	1.34	0.0216	385,746.2
2014	17,887.0	0.016	286,575.0	2.5	1.37	0.0221	395,389.9
2015	17,887.0	0.016	286,575.0	2.5	1.41	0.0227	405,274.6
2016	17,887.0	0.016	286,575.0	2.5	1.44	0.0232	415,406.5
2017	17,887.0	0.016	286,575.0	2.5	1.48	0.0238	425,791.7
2018	17,887.0	0.016	286,575.0	2.5	1.52	0.0244	436,436.5
2019	17,887.0	0.016	286,575.0	2.5	1.55	0.0250	447,347.4
2020	17,887.0	0.016	286,575.0	2.5	1.59	0.0256	458,531.1
2021	17,887.0	0.016	286,575.0	2.5	1.63	0.0263	469,994.3
			4,871,775.0				6,605,771.6



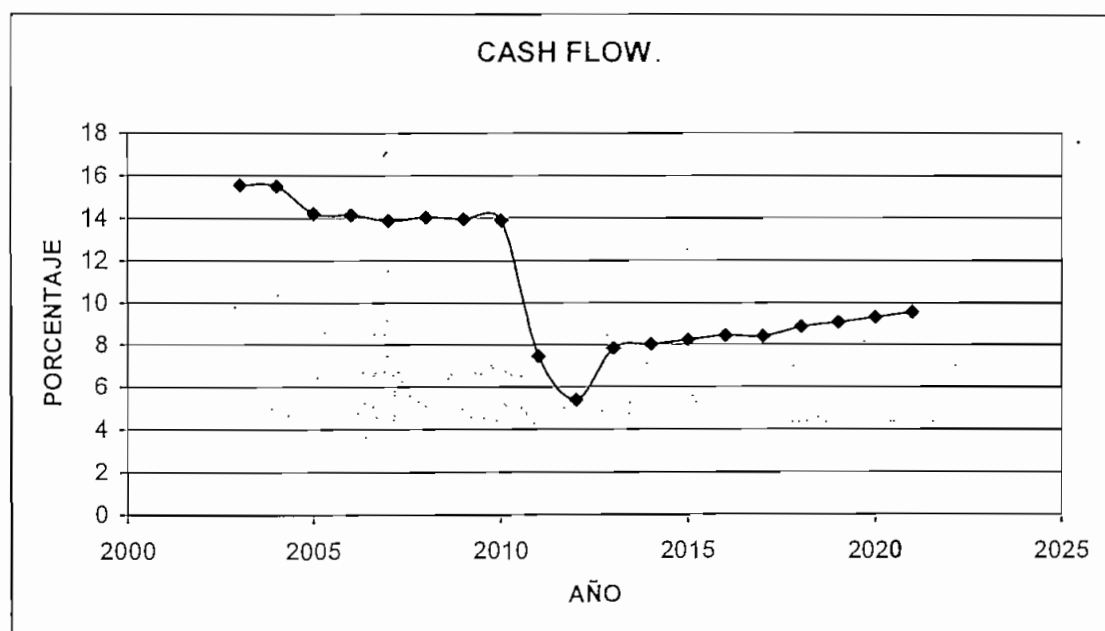
4.6.5 RENTABILIDAD DEL PROYECTO

En las siguientes tablas se considera el financiamiento de la inversión, la cual se hará mediante un crédito sin interés a diez años. La parte de dinero fresco (Equity) está fijada en 21% de la inversión total del proyecto. A los costos de operación y mantenimiento se aplica una tasa de inflación anual de 2.5%. Una vez terminado el precio fijado por el CONELEC, se estima como mínimo de precio de venta 0.07 USD/kWh con un incremento anual de 2.5%

4.6.5.1 Cash Flow sin financiamiento

Año	Inversiones USD.	Ingresos USD.	Egresos USD.	Ing. Neto USD.	Ing. Neto Acumulado USD.	Cash Flow %
2002	11969019		11969019	-11969019	-11969019	
2003		2012288	147318	1864970	-10104049	15.58
2004		2012288	155539	1856749	-8247300	15.51
2005		2012288	308610	1703678	-6543622	14.23
2006		2012288	316326	1695962	-4847660	14.17
2007	23194	2012288	347428	1664860	-3182800	13.91
2008		2012288	332340	1679948	-1502852	14.04
2009		2012288	340648	1671640	168788	13.97

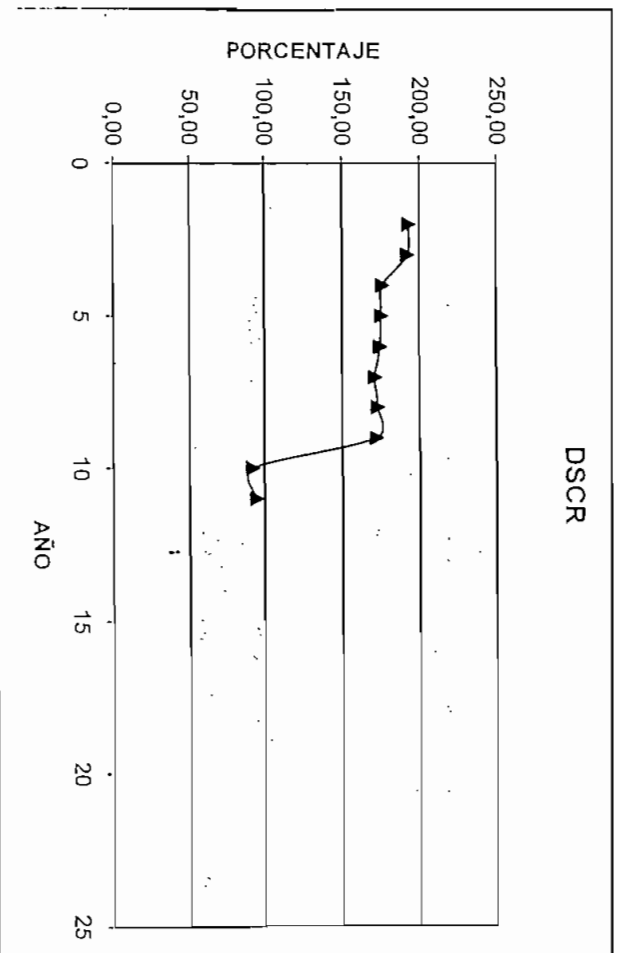
2010		2012288	349164	1663124	1831912	13.9
2011		1252090	357893	894197	2726109	7.47
2012	267785	1283392	634626	648766	3374875	5.42
2013		1315477	376012	939465	4314340	7.85
2014		1348364	385412	962952	5277292	8.05
2015		1382073	395047	987026	6264318	8.25
2016		1416625	404923	1011702	7276020	8.45
2017	29690	1452041	444737	1007304	8283324	8.42
2018		1488342	425423	1062919	9346243	8.88
2019		1525550	436058	1089492	10435735	9.1
2020		1563689	446960	1116729	11552464	9.33
2021		1602781	458134	1144647	12697111	9.56
Cash Flow						10.85



Como el proyecto Salinas se beneficiará diez años del precio fijado por el CONELEC a partir de la fecha de entrar en operación, el promedio del Cash Flow se incrementará al 11.22%

4.6.5.2 Índice de servicio de pago del préstamo (DSCR)

Año	Equity USD.	Ingresos USD.	Costo Op. Y Mant. Corriente USD.	Egresos USD.	Ing. Neto sin financiamiento USD.	Amortizacion Crédito USD.	DSCR %
2001	2.325.959.00			2.325.959.00	-2.325.959.00		
2002		2.012.288.00	147.318.00	147.318.00	1.864.970.00	964.306.00	193.40
2003		2.012.288.00	155.539.00	155.539.00	1.856.749.00	964.306.00	192.50
2004		2.012.288.00	308.610.00	308.610.00	1.703.678.00	964.306.00	176.70
2005		2.012.288.00	316.326.00	316.326.00	1.695.962.00	964.306.00	175.90
2006		2.012.288.00	324.234.00	324.234.00	1.688.054.00	964.306.00	175.10
2007	23.194.00	2.012.288.00	332.340.00	355.534.00	1.656.754.00	964.306.00	171.80
2008		2.012.288.00	340.648.00	340.648.00	1.671.640.00	964.306.00	173.40
2009		2.012.288.00	349.164.00	349.164.00	1.663.124.00	964.306.00	172.50
2010		1.252.090.00	357.893.00	357.893.00	894.197.00	964.306.00	92.70
2011		1.283.392.00	366.841.00	366.841.00	916.551.00	964.306.00	95.00
2012	267.785.00	1.315.477.00	376.012.00	643.797.00	671.680.00		
2013		1.348.364.00	385.412.00	385.412.00	962.952.00		
2014		1.382.073.00	395.047.00	395.047.00	987.026.00		
2015		1.416.625.00	404.923.00	404.923.00	1.011.702.00		
2016		1.452.041.00	415.047.00	415.047.00	1.036.994.00		
2017	29.690.00	1.488.342.00	425.423.00	455.113.00	1.033.229.00		
2018		1.525.550.00	436.058.00	436.058.00	1.089.492.00		
2019		1.563.689.00	446.960.00	446.960.00	1.116.729.00		
2020		1.602.781.00	458.134.00	458.134.00	1.144.647.00		
2021		1.642.851.00	469.587.00	469.587.00	1.173.264.00		
						DSCR	161.90



Considerando el precio fijado por el CONELEC por diez años a partir de la fecha de entrar en operación, el promedio del DSCR se incrementaría por 16 puntos a 177% y se mantiene sobre los 170% todo el tiempo.

En general la empresa va a crear un fondo de liquidez de por lo menos USD 500.000 durante el tiempo del pago del préstamo. Este fondo se puede utilizar para cubrir en los años 2010 y 2011 la falta de ingresos en el pago de la deuda.

4.6.5.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Año	Equity USD.	Amortización Crédito -USD.	Ingresos USD.	Corriente USD.	Egresos corrientes USD.	Ing. Neto USD.	Ing. Neto - imp. a la renta USD.
2001	2,325,959.00				2,325,959.00	-2,325,959.00	2,325,959.00
2002		964,306.00	2,012,288.00	147,318.00	1,111,624.00	900,664.00	675,498.00
2003		964,306.00	2,012,288.00	155,539.00	1,119,845.00	892,443.00	669,332.00
2004		964,306.00	2,012,288.00	308,610.00	1,272,916.00	739,372.00	554,528.00
2005		964,306.00	2,012,288.00	316,326.00	1,280,632.00	731,656.00	548,742.00
2006		964,306.00	2,012,288.00	324,234.00	1,288,540.00	723,748.00	542,811.00
2007	23,194.00	964,306.00	2,012,288.00	332,340.00	1,319,839.00	715,642.00	519,336.00
2008		964,306.00	2,012,288.00	340,648.00	1,304,954.00	707,334.00	530,500.00
2009		964,306.00	2,012,288.00	349,164.00	1,313,470.00	698,818.00	524,113.00
2010		964,306.00	1,252,090.00	357,893.00	1,322,199.00	-70,109.00	-52,582.00
2011		964,306.00	1,283,392.00	366,841.00	1,331,146.00	-47,755.00	-35,816.00
2012	267,785.00		1,315,477.00	376,012.00	643,797.00	939,465.00	503,760.00
2013			1,348,364.00	385,412.00	385,412.00	962,952.00	722,214.00
2014			1,382,073.00	395,047.00	395,047.00	987,026.00	740,269.00
2015			1,416,625.00	404,923.00	404,923.00	1,011,702.00	758,776.00
2016			1,452,041.00	415,047.00	415,047.00	1,036,994.00	777,745.00
2017	29,690.00		1,488,342.00	425,423.00	455,113.00	1,062,919.00	774,922.00
2018			1,525,550.00	436,058.00	436,058.00	1,089,492.00	817,119.00
2019			1,563,689.00	446,960.00	446,960.00	1,116,729.00	837,547.00
2020			1,602,781.00	458,134.00	458,134.00	1,144,647.00	858,486.00
2021			1,642,851.00	469,587.00	469,587.00	1,173,264.00	879,948.00
TIR						33.24%	24.11%

El TIR antes de impuestos se incrementará por casi dos puntos a 34.6% y el TIR con los impuestos subirá a 25.5%, ya que el proyecto "Salinas" se beneficiará de

diez años del precio fijado por el CONELEC a partir de la fecha de entrar en operación.

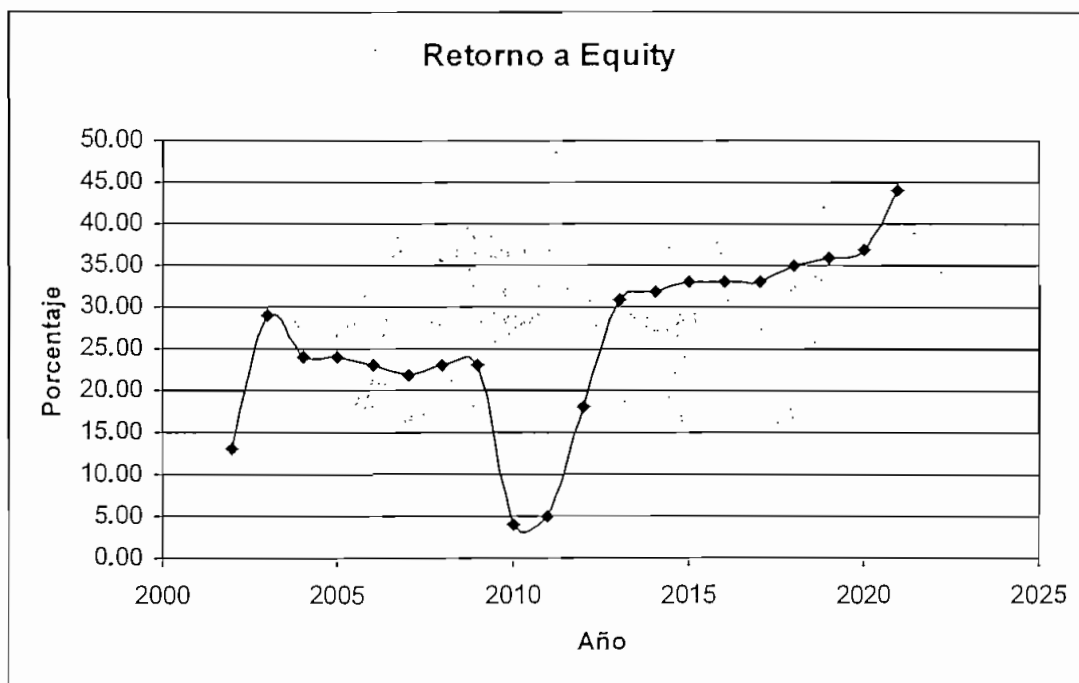
4.6.5.4 Retorno a la tasa de inversión propia

Por seguridad del proyecto se establecerá un fondo de liquidez, el cual se mantendrá a USD. 500.000 en los primeros diez años mientras se amortiza el crédito. Una vez concluida esta fase, el fondo se rebajará a un monto de USD. 200.000. El retorno al dinero fresco de los accionistas tendrá, según los datos actuales y cálculos realizados, probablemente el siguiente transcurso:

- En el primer año el retorno será menos de 20% por acumular una liquidez de 500.000.
- En el año siguiente se podrá dar más utilidades por la falta de los costos en el mantenimiento y repuesto de las turbinas.
- En los siguientes seis años se espera un retorno de aproximadamente 23 a 24%
- En el año 2010 y 2011 por la baja en los ingresos y el pago del principal del préstamo se va a bajar la liquidez y el retorno al dinero fresco.
- Con la terminación del pago del préstamo en el 2012 el retorno sube a valores mayores del 30%. El fondo de liquidez se mantendrá en los años siguientes a solo USD. 200,000
- En el último año el retorno tendrá una nueva alza a más de 40% por la devolución de la liquidez

Año	Ing. Neto USD.	Fondo de liquidez USD.	Retorno a Equity (con imp.) USD.	Retorno a Equity %	Acumulado %
2001	-2,325,959.00	0.00			0.00
2002	900,664.00	500,000.00	300,498.00	13.00	13.00
2003	892,443.00	500,000.00	669,332.00	29.00	42.00
2004	739,372.00	500,000.00	554,528.00	24.00	66.00
2005	731,656.00	500,000.00	548,742.00	24.00	90.00

2006	723,748.00	500,000.00	542,811.00	23.00	113.00
2007	715,642.00	500,000.00	519,336.00	22.00	135.00
2008	707,334.00	500,000.00	530,500.00	23.00	158.00
2009	698,818.00	500,000.00	524,113.00	23.00	181.00
2010	-70,109.00	300,000.00	97,418.00	4.00	185.00
2011	-47,755.00	100,000.00	114,184.00	5.00	190.00
2012	939,465.00	200,000.00	428,760.00	18.00	208.00
2013	962,952.00	200,000.00	722,214.00	31.00	239.00
2014	987,026.00	200,000.00	740,269.00	32.00	271.00
2015	1,011,702.00	200,000.00	758,776.00	33.00	304.00
2016	1,036,994.00	200,000.00	777,745.00	33.00	337.00
2017	1,062,919.00	200,000.00	774,922.00	33.00	370.00
2018	1,089,492.00	200,000.00	817,119.00	35.00	405.00
2019	1,116,729.00	200,000.00	837,547.00	36.00	441.00
2020	1,144,647.00	200,000.00	858,486.00	37.00	478.00
2021	1,173,264.00	0.00	1,029,948.00	44.00	522.00
Total			12,147,248.00	522.00	



Al mantener el precio fijado por el CONELEC durante diez años a partir de la fecha de entrar en operación, el retorno a Equity del proyecto "Salinas" se incrementará por 25 puntos a 547% manteniéndose sobre los 15% anual todo el año.

4.6.6 SENSIBILIDAD DE LA INVERSIÓN.

4.6.6.1 Variación del precio de venta

Según la legislación actual el precio asegurado de 10.05 cUSD/kWh tendrá validez durante diez años a partir de la fecha en que el proyecto Salinas entre en operación. Para dar máxima seguridad se ha considerado para los cálculos de la rentabilidad del proyecto en los años siguientes un precio de 7 cUSD/kWh con un incremento anual del 2.5%

Si el precio se mantiene en 10 cUSD/kWh el TIR del proyecto subirá a 27% y aun con un precio competitivo de 5 cUSD/kWh el TIR no bajará a menos de 20%. En general se puede decir que la rentabilidad del proyecto no depende mucho del precio de energía a partir del año 2010.

4.6.6.2 Variación de la energía generada.

El proyecto eólico dispone de una base en los datos de medición del viento muy amplio. En uno de los sitios se ha medido 4 años y los resultados muestran que la variación en la energía que hubiera sido generada en estos años solamente hubiese variado en un 3%, por asuntos de seguridad se ha considerado un error del 10% en las mediciones realizadas y más 13% de pérdidas por diferentes razones no estimadas. La variación tiene su punto cero en las 17.8 MWh/año que se han usado como base en los cálculos. La sensibilidad del TIR frente a la variación de la energía facturada es más grande. Por el gran margen de seguridad al asumir pérdidas del 23%, se puede estimar que habrá normalmente más energía generada que la que se ha calculado. En general una variación anual en proyectos de energía eólica hasta 10% es normal. Se podría determinar que por efectos del fenómeno de "El Niño" la producción podría bajar en un máximo del 10 al 15% ese año

4.7 PROYECTO EÓLICO VILLONACO

4.7.1 ANTECEDENTES

El final del siglo XX supuso la toma de conciencia sobre los peligros del progresivo calentamiento atmosférico (cambio climático global) y la necesidad de desarrollar nuevas formas de producción energética. La Cumbre Mundial del Clima de Kyoto de 1997, el Libro Verde de la Comunidad Europea, la puesta en marcha de sus mecanismos de flexibilidad, presentan un oportunidad única a países en desarrollo como el Ecuador, para poner en marcha proyectos que contribuyan a aplacar el denominado "Efecto Invernadero", ayudando a su desarrollo económico en forma sostenible con el medio ambiente.

En el Ecuador los habitantes de la provincia de Loja, en la última década han enfrentado serios problemas derivados de la inestabilidad de las estaciones verano-invierno, debido al cambio climático global que ya se evidencia en nuestra región, los que afectan al crecimiento social, económico y productivo de diferentes comunidades. Problemas que han provocado que zonas altamente productivas se vean influenciadas por el fenómeno de migración de los pobladores hacia provincias nor-occidentales y otros países en búsqueda de nuevas oportunidades de trabajo que les permita su subsistencia.

La falta de identificación y desarrollo de proyectos de generación hidroeléctrica, evidenciarán un déficit de generación a partir del año 2006, lo que supone como solución emergente la construcción de grandes proyectos de generación térmica, que involucran el uso de combustibles fósiles que ocasionarán la emisión de CO₂ al ambiente, colaborando con el efecto invernadero.

Este fenómeno se comenzará a evidenciar en un futuro inmediato a través de fenómenos extremos como sequías, inundaciones, olas de calor, inestabilidad climática, erupción de volcanes, etc.

Desde tiempo atrás la energía del movimiento, conocida como energía eólica, ha servido para mover pequeñas y grandes embarcaciones, para extraer el agua de los pozos en lugares donde es escasa, o para moler el grano en los molinos.

4.7.1.1 Recursos eólicos y demanda eléctrica

Una serie de evaluaciones científicas recopiladas en el informe presentado por Greenpeace denominado como Vientos de Cambio demostró que los recursos eólicos mundiales son abundantes y están bien diseminados por los seis continentes. En la actualidad, el recurso eólico técnicamente recuperable que se encuentra disponible en el planeta en su totalidad se sitúa en 53.000 teravatios (1 Teravatio hora = 1 TWh = 1KWh x 10⁹) hora (al cubo) por año (aproximadamente el cuádruplo del total del consumo eléctrico mundial en 1998).

El informe deja claro que los recursos eólicos en el planeta jamás podrán ser un factor restrictivo en la utilización de la energía eólica para la producción eléctrica; incluso aunque en el 2020 la energía eólica generará el 10% de la electricidad mundial, aún quedaría la mayor parte del recurso sin explotar.

El desarrollo de los parques eólicos en el mar, cuyo despegue en Europa se estima par los próximos años, aporta un potencial mayor para satisfacer la demanda eléctrica. En Europa, el recurso eólico combinado tanto en tierra como en el mar será suficiente para cubrir más del 20% de la demanda eléctrica anticipada en el año 2020.

Una mejor en la tecnología e instalaciones más económicas podrían incrementar esta cifra de manera significativa sobre todo en los programas en el mar.

La red eléctrica puede perfectamente aceptar grandes cantidades de electricidad intermitente de origen eólico. En Dinamarca, la planificación que se ha marcado el Gobierno para la obtención de energía eólica en el 2030 se calcula en el 50% de la electricidad. No obstante, se prevé que el porcentaje medio adecuado en todo el mundo sea seguramente el 20% para la penetración potencial de la energía eólica en los sistemas de la red eléctrica.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) estima que en el año 2020 se duplique el consumo eléctrico mundial de seguir como hasta ahora. La creciente demanda eléctrica en el futuro supone que la energía eólica necesitará generar entre 2500 y 3000 TWh de electricidad por año, si se quiere alcanzar el 10% de la demanda eléctrica mundial en un período de 20 años. Con esto se demuestra que la energía eólica es una fuente inagotable y limpia para generar electricidad en el mundo entero y porque no en la provincia de Loja al Sur del Ecuador.

- El Cerro Villonaco se encuentra orientado de Norte a Sur y la dirección del viento es perpendicular al mismo, este cerro divide los valles de Loja y Catamayo, entre los que existe una gran diferencia de temperaturas medias que originan una gradiente de presiones que alimentan aún mas el viento aliso proveniente de oriente. La existencia de la red de 69 KV y la subestación Obrapia garantizan la evacuación de la totalidad de la energía generada al Sistema Nacional Interconectado con un precio de venta de US\$ 0.1005. La velocidad media del viento en el sitio es de 12m/seg.

4.7.2 ESTUDIO DE MERCADO

Según los datos obtenidos de la página electrónica del CONELEC, el Sistema de Generación Eléctrica en el país, está compuesto por generadores térmicos, hidráulicos y 280 MW de potencia producto de la interconexión con Colombia. La

Producción y consumo del mercado eléctrico ecuatoriano, en el primer semestre del 2003 se lo muestra en el Cuadro 4.6. Igualmente, se sabe que la mayor parte de la potencia producida es hidráulica con un 46.80%, 45.70% y 7.5% es potencia importada. En la producción de la generación de térmicos, básicamente se utiliza Gas, diesel, bunker y nafta.

Según el plan de electrificación 2002-2011 preparado por el Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC), la demanda de energía eléctrica se estima aumente en aproximadamente un 5% anual, por lo que se tiene previsto el ingreso de nuevas plantas de generación, tanto hidroeléctricas como térmicas, en fechas determinadas. Hasta el momento, no han podido entrar en operación muchas de esas empresas de generación como se tenía previsto, ya sea por problemas políticos o económicos, los cuales no han sido fáciles de superar.

POTENCIA INSTALADA					
POTENCIA INSTALADA Y EFECTIVA TOTAL POR EMPRESA A JUNIO DE 2003					
TIPO DE EMPRESA	Tipo Central	Nominal (MW)	Nominal %	Efectiva (MW)	Efectiva %
GENERADORA	Hidráulica	1.568,29	42,03	1.526,19	43,69
	Térmica Gas	615,84	16,50	571,50	16,36
	Térmica Gas Natural	140,00	3,75	130,00	3,72
	Térmica MCI	113,33	3,04	103,80	2,96
	Térmica Vapor	476,03	12,76	474,25	13,58
TOTAL GENERADORA		2.913,49	78,08	2.805,74	80,31
DISTRIBUIDORA	Hidráulica	144,70	3,88	142,47	4,08
	Térmica Gas	23,40	0,63	18,80	0,54
	Térmica MCI	292,37	7,84	229,43	6,57
TOTAL DISTRIBUIDORA		460,47	12,35	390,70	11,19
AUTOPRODUCTORA	Hidráulica	33,34	0,89	32,97	0,94
	Térmica Gas Natural	18,75	0,50	15,75	0,45
	Térmica MCI	25,35	0,68	23,35	0,67
TOTAL AUTOPRODUCTORA		77,44	2,07	72,07	2,06
IMPORTACIÓN	Importación	280,00	7,50	225,00	6,44
TOTAL IMPORTACIÓN		280,00	7,50	225,00	6,44
TOTAL GENERAL		3.731,40	100,00	3.493,51	100,00

Cuadro 4.6 Potencia Instalada y efectiva por tipo de Empresa

Lamentablemente muchos de los proyectos planificados se encuentran retrasados y no se sumarán a la demanda de energía en los plazos previstos, por diferentes problemas, entre los cuales tenemos los siguientes:

San Francisco, en el Oriente, tiene aprobado su construcción desde hace nueve años, pero tiene un problema legal y necesita de cuatro años para estar listo, e igual sucede con el proyecto Mazar. En los proyectos termoeléctricos, la principal causa de no entrar en operación o no llegarse a construir, es la falta de políticas claras por parte del gobierno, por lo cual los inversionistas privados no están dispuestos a invertir en el país.

Con estos antecedentes se puede concluir que la generación eléctrica en el Ecuador no avanza en forma tal, que pueda cubrir la demanda de energía para satisfacer el crecimiento con el cual viene desarrollándose el país, es por esto que la construcción de parques Eólicos en el Ecuador, de alguna manera contribuirá con el progreso y desarrollo del sector con aporte de energía tanto a la provincia como al país en general. Además; que la generación de esta clase de energía es limpia y no contaminante.

4.7.2.1 Proyección de la Demanda de energía del Ecuador

El Consejo Nacional de Electrificación del Ecuador CONELEC, periódicamente, estudia y emite el Plan de Electrificación del Ecuador. En Febrero del 2002, publicó la última versión del **Plan de electrificación del Ecuador**, que corresponde al período 2002-2011, de igual manera en la página electrónica del CONELEC, se emitió un informe semestral a junio del 2003, con los principales indicadores eléctricos Nacionales, e información de generación y venta de energía eléctrica.

De la información que entrega el CONELEC, sobre la demanda de energía a partir del año 1990 hasta el año 2002, se puede realizar una proyección hasta el 2011, si se toma en cuenta una tasa de crecimiento del 4.2% en la que es la energía facturada, 4.5% para la energía disponible, 5% para la energía neta, y 5% para la energía bruta producida. Estos porcentajes son el resultado de la media, tomados de cada uno de las energías, en el periodo comprendido entre 1990 al 2002.

Los resultados obtenidos de esta manera son muy conservadores si comparamos con los proyectados en la publicación del CONELEC en febrero del 2002, pero más acertado a la realidad cuando los comparamos con los resultados reales obtenidos, hasta el primer semestre del 2003.

De aquí obtenemos que la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas, en el año 2002 es de 3451 MWH, que aparentemente cubriría toda la energía necesaria para el consumo nacional. El problema del sistema eléctrico ecuatoriano, no es de potencia sino de energía, especialmente en los períodos de estiaje de la vertiente Oriental o Amazónica (Octubre-Marzo), pues de ella depende la mayor producción hidroeléctrica.

Los certificados emitidos para nueva generación, vigentes a Diciembre del 2001, que aún no llegan a la firma de contratos, si se concretan, se tendría una potencia nominal adicional de 824 MW y una energía media anual de 5048 GW/año.

En el año 2002, entra en operación una central térmica a gas de 159 MW y una MCI (Motor de Combustión Interna) de 87 MW, siendo estas dos centrales, las únicas de importancia que han entrado en funcionamiento en los últimos 5 años.

El parque generador eléctrico debe crecer acorde a las necesidades de demanda de energía eléctrica de la población ecuatoriana, y es así que le Ecuador necesita generar 150 MW para cubrir con el crecimiento anual de demanda de energía, que se le suma 250 MW de déficit ya existente.

Es decir que la demanda insatisfecha del sector eléctrico nacional es de 350 MW.

4.7.2.2 Potencial de energías renovables en la provincia de Loja.

El H. Consejo Provincial de Loja a través de la Unidad de Energías Renovables, se encuentra realizando estudios en varios sitios donde se estima que puedan existir recursos eólicos, es por esto que se logró implementar un Plan de Desarrollo Eólico Provincial con 5 sitios inicialmente como son: Membrillo, Ventanas, Santiago, Chinchas y Villonaco. Cabe resaltar que todos estos sitios tienen potencial eólico favorable, es decir que todos tienen una velocidad de viento sobre los 9m/seg. En base a estos antecedentes el mejor sitio por sus condiciones eólica, es el sitio Villonaco. Este primer sitio que se ha seleccionado para la construcción de un primer parque eólico es que garantiza que la producción de energía eléctrica sea mayor que en otras partes del país, debido a que la cantidad de energía que se puede generar varía exponencialmente al cubo con la velocidad medio del viento del sitio. Lo que nos permite trabajar con factor de planta del 50% lo que garantiza el retorno de las inversiones a realizarse en este proyecto.

Como primeros resultados se ha podido estimar que la capacidad de la provincia de Loja es de alrededor de 110 MW. Esto se constituye en un gran aliciente para el sector energético nacional por cuánto se puede tomar en cuenta este nuevo tipo de energía alternativa en el Ecuador.

4.7.2.2.1 *Provincia de Loja*

La Provincia de Loja se encuentra ubicada al sur del país, sus límites son: al norte con las provincias del Azuay y el Oro, al sur y oeste con la República del Perú y al este con la provincia de Zamora Chinchipe. La provincia de Loja se encuentra

dentro de las siguientes coordenadas geográficas: 03°19'49" latitud sur en el río León (Norte); 04°45'00" latitud sur, en el límite con el Perú (Sur); 79°05'54" longitud oeste, en la cordillera oriental (Este); 80°29'03" longitud oeste, en Cazaderos (Oeste)

La superficie de la provincia de Loja, de acuerdo a los datos que reporta el Instituto Geográfico Militar (IGM), es de 12.192 km². La provincia de Loja se encuentra dividida entre 16 cantones que son: Calvas, Catamayo, Celica, Chaguarpamba, Espíndola, Gonzanamá, Loja (Cabecera provincial), Macará, Olmedo, Paltas, Pindal, Puyando, Quilanga, Saraguro, Sozoranga y Zapotillo.

Según el último censo realizado por el INEC la población de la provincia de Loja a decrecido considerablemente ya que según las proyecciones del censo de 1990 en la provincia de Loja deberían existir 440.000 habitantes en el año 2002, sin embargo existen 404.000 habitantes, esto debido principalmente a que en la última década han enfrentado serios problemas derivados de la inestabilidad de las estaciones verano-invierno, debido al cambio climático que ya se evidencia en nuestra región al igual que en el mundo entero, afectando el crecimiento social, económico y productivo de diferentes comunidades.

Estos problemas, entre otros, han provocado que zonas altamente productivas se vayan influenciadas por el fenómeno de migración de los pobladores de la provincia hacia provincias nor-occidentales y otros países en busca de actividades productivas que les permita su subsistencia.

4.7.2.2 Alto potencial eólico y marco normativo preferente y obligatorio para el despacho de energía-

Loja ha sido calificado por la Dirección Nacional de Energías Renovables del Ministerio de Energías y Minas y organismos internacionales como el sitio donde existe el mayor promedio de velocidad media registrada sobre todo el territorio

ecuatoriano factible de aprovecharse en el desarrollo de proyectos eólicos, en la actualidad existe la posibilidad de construir al menos 110 MW, dentro de un programa de desarrollo de parques eólicos en la provincia de Loja.

El primer sitio que se ha seleccionado para la construcción del parque eólico es sobre el cerro Villonaco donde la velocidad media anual de este sitio es 12 m/s lo que garantiza que la producción de energía eléctrica sea mayor que en otras partes del país, debido a que la cantidad de energía que se puede generar varía exponencialmente al cubo con la velocidad media del viento del sitio. El Cerro Villonaco se encuentra orientado de norte-sur y la dirección del viento es perpendicular al mismo, este cerro divide los valles de Loja y Catamayo, entre los que existe una gran diferencia de temperaturas medias que originan una gradiente de presiones que alimentan aún mas el viento aliso proveniente de oriente. La existencia de la red de 69 KV y la subestación de Transeléctric y/o la de Obrapía garantiza la evacuación de la totalidad de la energía generada al Sistema Nacional Interconectado.

El contar con vientos Clase I que superan los 11m/s, un bajo nivel de turbulencia y un marco normativo que garantiza el pago y despacho de forma preferencial y obligatoria durante 10 años con un precio de USD \$ 0.1005 por kWh, que se interconecte al sistema nacional interconectado SNI garantiza la viabilidad financiera del proyecto.

La ejecución del proyecto se encuentra cargo de la Unidad Ejecutora de Energía Renovable del HCPL con la asistencia técnica del Instituto Catalán de Energía Barcelona España, a través la consultora NORMAWIND, con la supervisión del Ministerio de Energía y Minas.

4.7.3 CONSTRUCCIÓN DEL PARQUE EÓLICO VILLONACO DE 15 MW EN LOJA – ECUADOR

El H. Consejo Provincial de Loja ha finalizado la FASE I del proyecto Eólico Villonaco, esta FASE constituye la medición de la velocidad del viento en el cerro Villonaco durante un año, con el objeto de determinar su factibilidad eólica, técnica, económica y ambiental para la construcción de un primer parque eólico de 15 MW que se conecte al Sistema Nacional Interconectado.

Se ha conseguido además el permiso de concesión del CONÉLEC y se están haciendo las gestiones para obtener el financiamiento para su construcción con inversionistas Canadienses.

4.7.3.1 Parque Eólico Villonaco en cifras

- Longitud: 2800 m
- Número de Aerogeneradores: 11
- Potencia por Aerogeneradores: 1,3 MW
- Potencia eléctrica instalada: 14,3 MW
- Producción neta anual del parque: 66,012 KWh al año
- Equivale al consumo doméstico de más de 170.000 personas

4.7.3.2 Incentivos para la Inversión

- El potencial eólico existente que garantiza la rentabilidad del proyecto
- El marco normativo vigente en las Leyes del Régimen del Sector Eléctrico para el pago preferencial y obligatorio de la energía que se venderá al Mercado Eléctrico Mayorista (CENACE) conforme a la regulación del CONELEC generada por fuentes renovables como la eólica que permite la

venta de energía al Sistema Nacional Interconectado, con un precio establecido de 10.05 centavos de dólar por kw/h y un pago adicional por transporte de 0.06 \$USD/kwh/km, con un límite de 1.5 \$USD/kwh que permite amortizar la posible construcción de redes para su interconexión.

- La ley 136 que se creó con el fin de fomentar la producción y evitar el éxodo poblacional de la provincia de Loja. Los beneficios que otorga esta ley van dirigidos a lograr la exoneración del pago del IVA, impuesto a la renta y de los derechos arancelarios.
- El Art. 67 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico indica "Exonérese el pago de aranceles, demás impuestos adicionales y gravámenes que afecten a la importación de materiales y equipos no producidos en el país, para la investigación, producción e instalación de sistemas destinados a la utilización de energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otros previo informe favorable del CONELEC.- Exonérese del pago de impuestos sobre la renta durante cinco años a partir de su instalación a la empresa que con su inversión instalen y operen centrales de producción de electricidad usando los recursos energéticos no convencionales señalados en el inciso anterior."

Esto le da un gran impulso económico al proyecto lo que se refleja en los flujos de efectivo que mostrarán una alta rentabilidad y una liquidez efectiva que nos permitirá asumir el tipo de endeudamiento que necesitamos para el desarrollo del proyecto EÓLICO VILLONACO.

- El parque Eólico Villonaco dispone de totales garantías de rendimiento, en base a los estudios contrastados sobre períodos y velocidades de viento en la zona, lo que a su vez ofrece una alta rentabilidad financiera de manera que sea atractivo par la inversión.

4.7.3.3 Beneficios para la Provincia de Loja

- Se beneficiará a 150 localidades de la provincia de Loja con una población aproximada de 450.000 Hab. a través del proyecto de Desarrollo de Aguas Subterráneas y el respectivo subsidio a sus sistemas de bombeo, por medio de las utilidades que perciba el HCPL dentro del paquete accionario que mantenga en la empresa.
- Es una fuente de generación de recursos y empleo en la provincia de Loja.
- Fomento de la utilización de energías renovables no convencionales y que no producen contaminación ambiental.
- Se dejarán de emitir aproximadamente 54.000 Ton de CO₂ al medio ambiente/año.
- Se creará un fondo para proyectos de Desarrollo Limpio en la provincia de Loja.

4.7.4 ASPECTOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS

La ejecución de un proyecto contempla la existencia de muchas necesidades y recursos limitados. El análisis económico identifica, cuantifica y evalúa los costos y beneficios económicos que la implementación del proyecto propuesto ocasionaría para la economía de la provincia de Loja y el país. El análisis financiero permitirá definir tales valores para que la entidad responsable pueda insertar estas cifras en su planificación de ingresos, costos y flujos de caja.

Un aspecto importante que se ha tomado en cuenta es que al solicitar un financiamiento el proyecto debe responder con el pago de intereses y capital, por

tal motivo en los estados de flujos de efectivo se ha dispuesto el pago prioritario de estas obligaciones, para brindar una mayor seguridad a los financistas.

Para efectos de estudiar los resultados financieros obtenidos del proyecto eólico Villonaco, se los ha proyectado basado en las proyecciones de inversión, ingresos por ventas y costos operativos los mismos que se detallan a continuación:

DESCRIPCIÓN	VALOR
<i>Proyección total de Inversión</i>	20.147.100,00
Costos operativos anuales	1.780.145,00
TIR	20,20%
VAN	10.500.000,00

DETALLE	CANTIDAD	PRECIO POR KW/h	Ingreso Total Anual
kWh * año	66.000.000,00	\$ 0,1005	6.633.000,00

4.7.5 ASPECTOS TÉCNICOS DEL PROYECTO

4.7.5.1 Descripción del emplazamiento

El emplazamiento de Villonaco está situado en las montañas del oeste de la ciudad de Loja (Ecuador). La sierra está situada al sur del Cerro Villonaco, con una orientación NNW-SSE, longitud aproximada de 3 km y altura media de 2635 metros.

Estas características junto con velocidades medias del viento elevadas (como se verá en el apartado 3) hacen pensar en la instalación de aerogeneradores entre

800 y 1500 KW de clase 1 o especial, que sumen una cantidad a los sumo de 15 MW.

4.7.5.2 Descripción estaciones de medición

Se han instalado dos torres de medición en el emplazamiento: Villonaco y Villonaco 2. Cada una equipada con tres niveles de velocidad y dos niveles de dirección (los extremos). Son descritas a continuación:

4.7.5.2.1 Villonaco 1

Altura: 2720 m

Período de medición: 15-Oct-02 a 17-oct-03

Logger: Wilog

Nivel	30 m	20 m	10m
ANEMOMETROS			
Marca	Vector	Vector	Vector
Calibración	MEASNET-	MEASNET-DEWI	MEASNET-DEWI
VELETAS			
Marca	Thies		Thies
TERMOMETRO			
Marca		NRG (3m)	

4.7.5.2.2 Villonaco 2

Altura SNM: 2656 m

Periodo de medición: 12-ago-03 a 17-oct-03

Logger: Wilog

Nivel	40 m	30 m	20 m
ANEMOMETROS			
Marca	Vector	Vector	Vector
Calibración	MEASNET-	-	MEASDET-DEWI
VELETAS			
Marca	Thies		Thies
TERMÓMETRO			
Marca	NRG (3 m)		

4.7.5.3 Resultados Campaña de Medición Parque Eólico Villonaco

Las características y diferencias más destacables entre las estaciones de Villonaco 1 y Villonaco 2 son:

- Diferencia de las alturas de torre (30m y 40m)
- Perfil inverso hasta los 30m
- Periodo de medición muy diferente entre estaciones (12 y 3 meses)
- Existencia de dos vientos predominantes. El de ENE es el mas frecuente y de velocidad media superior.

4.7.5.4 Turbulencias y clase IEC

	Villonaco 30 m
Periodo	12 meses
Vel. Media (m/s)	12,63
Racha máxima (m/s)	39,62
Turb. A 15 m/s	9%
Clase	S

4.7.5.5 Temperatura media

La temperatura media de Villonaco es de 10.72°C, con una variación tanto diaria como mensual poco destacable. Cabe destacar la no aparición de heladas. Ver la tabla adjunta.

	Temp. Promig.	Temp. Max	Temp. Min.
Oct.-02	11.0	18.0	7.3
Nov-02	10.8	18.5	7.8
Dic-02	11.5	18.6	8.3
Ene-03	11.0	18.6	8.3
Feb-03	11.1	19.8	8.0
Mar-03	11.0	20.3	6.9
Abr-03	11.1	19.6	7.7
May-03	11.6	15.9	8.2
Jun-03	10.3	16.6	7.6
Jul-03	9.2	15.4	5.1
Ago-03	9.9	16.4	6.9
Sep-03	11.0	20.0	7.1
Oct-03	11.3	19.6	8.4
Total	10.7	20.3	5.1

El punto de conexión del proyecto Villonaco al SNI será a través de la S/E Loja que tiene niveles de tensión de 69 y 138 kV a menos de 5 km del emplazamiento de la central.

Los factores claves que se han tomado en cuenta para el desarrollo del proyecto es que cumple con todas las normativas legales, técnicas, ambientales y logísticas para su instalación y puesta en operación.

5 CAPITULO 5

REGULACIONES EN EL ECUADOR

5.1 INTRODUCCIÓN

Un medio de incentivar la Generación de Energía con Recursos renovables en el Ecuador es tener una Ley que apoye y ofrezca estabilidad al inversionista que se muestre interesado en estos tipos de proyectos; en este sentido, el Gobierno del Ecuador a través del CONELEC ha publicado la Regulación No. CONELEC – 004/04 “PRECIOS DE LA ENERGÍA PRODUCIDA CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES”. En este capítulo se analizará dicha Regulación y se la comparará con la anterior, además que se propondrán algunos puntos de vista que podrían mejorar este escrito.

5.2 REGULACIÓN NO. CONELEC – 004/04

La Regulación No. CONELEC – 004/04 entró en vigencia a partir del 1 de enero del 2005 y sustituye a la Regulación No. CONELEC – 003/02. Básicamente el objetivo de la misma es establecer los precios, período de vigencia y forma de despacho para la energía entregada al Sistema Nacional Interconectado, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales, considerando estas a las eólicas, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y pequeñas centrales hidroeléctricas .

Cabe destacar que las pequeñas centrales hidroeléctricas de hasta 10 MW son contempladas como generadora con fuente renovable no convencional a partir de esta Regulación.

Esta regulación tiene como base el capítulo IX de la "LEY DE régimen del Sector Eléctrico" que en su parte pertinente enuncia:

CAPÍTULO IX: RECURSOS ENERGETICOS NO CONVENCIONALES

Art. 63.-

El Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas.

El CONELEC asignará con prioridad fondos del FERUM a proyectos de electrificación rural a base de recursos energéticos no convencionales tales como energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras de similares características.

Art. 64.-

El Consejo Nacional de Electrificación dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad.

Además, la Regulación toma en cuenta otros factores como el de incentivar la producción de energía con recursos renovables no convencionales pese al alto costo inicial de inversión para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles. La inversión inicial se ve compensada por los bajos costos variables de producción que garantizan la recuperación del capital a mediano plazo.

Se espera que la generación con energías renovables ayuden a dotar de servicio eléctrico en especial a las zonas rurales y sistemas aislados de nuestro país, además de crear nuevas fuentes de trabajo con el consiguiente desarrollo de tecnologías propias.

5.3 POTENCIA LÍMITE

A excepción de las pequeñas centrales hidroeléctricas cuya capacidad no puede exceder los 10 MW, el CONELEC reconoce el precio de la energía y su vigencia para centrales de generación con una potencia nominal instalada de hasta 15 MW. En centrales que excedan este límite, solamente la producción correspondiente a los primeros 15 MW tendrán los precios contemplados en esta Regulación, el resto de la producción será tratado como si se tratara de una central convencional. Los límites podrán ser revisados y reajustados en el futuro, en función del incremento de la potencia instalada del parque generador del MEM.

5.4 DESPACHO PREFERENTE

El CENACE deberá despachar preferentemente la energía generada por centrales que usan recursos renovables no convencionales, el límite de la capacidad instalada establecida no deberá sobrepasar el 2% de la capacidad instalada por los generadores del MEM, de acuerdo al Art. 21 del Reglamento Sustitutivo para el Funcionamiento del MEM.

Art. 21.- Energías renovables no convencionales.-

El despacho preferente de plantas que utilicen energías renovables no convencionales, por parte del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), no podrá exceder el 2% de la capacidad instalada de los generadores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Toda la energía proveniente de fuentes renovables no convencionales entregada al Sistema Nacional Interconectado (SNI) no formará parte del despacho económico; esto es, sus costos no serán tomados en cuenta para la fijación del costo marginal.

El CONELEC establecerá los precios que el Centro Nacional de Control de

Energía (CENACE) utilizará para valorar la producción de cada una de estas plantas, sobre la base de referencias internacionales, cuyo valor total será distribuido proporcionalmente a las transacciones económicas realizadas por los distribuidores y grandes consumidores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Si el límite se excediera, el despacho se lo hará de la misma manera que se hace con las centrales convencionales, es decir en orden de mérito económico en base a su costo variable de producción.

Todas las plantas generadoras deberán tener un punto de conexión técnicamente adecuado con el sistema de transmisión o de distribución, este punto se utilizará para la medición comercial de la energía entregada.

Lógicamente las plantas generadoras con energías renovables deberán cumplir los estándares normales de calidad de producto, así como también preverán la energía que se va a entregar al S.N.I. a través del CENACE para que este realice la programación diaria de despacho.

5.5 PRECIO DE LA ENERGÍA

En los nuevos precios emitidos por esta regulación, se contempla, a diferencia de la anterior, el precio de cada kWh generado por las pequeñas centrales hidroeléctricas, también se ha hecho una verificación de los precios y se ha hecho una diferenciación en cuanto a proyectos realizados en el territorio Insular.

Los precios establecidos se garantizarán y estarán vigentes por un período de doce años a partir de la fecha de suscripción del contrato de permiso, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre del 2006. Una vez cumplido el período de vigencia indicado, las centrales operarán en el MEM con un tratamiento similar a cualquier central convencional.

A partir del año 2007 el CONELEC realizará una revisión de los precios de la energía y su nueva vigencia luego de un estudio basado en referencias internacionales o cualquier otro tipo de procedimiento que se estimare conveniente.

Los precios a reconocerse en la presente Regulación son:

CENTRALES	PRECIO (cUSD/kWh)	
	Territorio Continental	Territorio Insular
EOLICAS	9.31	12.10
FOTOVOLTAICAS	28.37	31.20
BIOMASA Y BIOGAS	9.04	9.94
GEOTERMICAS	9.17	10.08
HIDROELECTRICAS	HASTA 5 MW	5.80
	DE 5 MW A 10 MW	5.00

Tabla 5.1

Precios por kWh generado por Centrales de Generación con recursos no convencionales.

Si hacemos una comparación con los precios de la regulación anterior, vemos que la nueva reconoce, a excepción de la generación con recursos geotérmicos y fotovoltaicos, precios menores por kWh generado, los precios anteriores eran los siguientes:

CENTRALES	PRECIO (cUSD/kWh)
EOLICAS	10.05
FOTOVOLTAICAS	13.65
BIOMASA Y BIOGAS	10.23
GEOTERMICAS	8.12

Tabla 5.2

Precios anteriores por kWh generado por Centrales de Generación con recursos no convencionales.

Los motivos por los que se han considerado estos cambios son porque ahora el CONELEC tiene muchas más referencias internacionales en las cuales se puede basar para establecer el precio de la energía generada con recursos renovables, además, el despunte mundial de la tecnología que se utiliza en estas centrales permite que cada vez los precios de generación sean mucho más competitivos en el mercado.

Los precios ofrecidos por el CONELEC en realidad son buenos para las generadoras tomando en cuenta el tiempo de vigencia que tendrían.

Es importante puntualizar que los precios fijados en esta Regulación, son también aplicables para el caso de Sistemas no incorporados al SNI

La energía producida por este tipo de generadores y entregada a un sistema no incorporado, se considerará, para efectos de liquidación, como entregada al MEM y su costo se distribuirá entre todos los agentes

5.6 PAGO ADICIONAL POR TRANSPORTE

El CONELEC contempla que en el caso de que se requiera construir una línea de transmisión para evacuar la energía de la central hasta el punto de conexión con el Sistema, se pagará adicionalmente un valor que va desde los 0.06 USD/kWh/km centavos hasta un máximo de 1.5 centavos USD/kWh Este pago se realizará si el sistema requerido para la conexión ha sido construido en su totalidad por el propietario de la central de generación.

En este inciso, cabe recalcar que la regulación contempla que se reconoce el pago adicional a los primeros 25 km. de longitud de la línea de transmisión, si la línea supera este límite, se aplicará el límite máximo del pago por transporte.

5.7 LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA

El CENACE será el encargado de cancelar los precios que deberán percibir las generadoras no convencionales bajo las mismas normas que se aplican a los generadores convencionales.

Los precios fijados en esta regulación son también aplicables para el caso de sistemas no incorporados.

5.8 PUNTO DE VISTA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.

La Regulación No. CONELEC – 004/04 está enunciada para incentivar el desarrollo de la generación con recursos renovables no convencionales, sin embargo, según las empresas distribuidoras, hay algunos puntos de vista que no se han tomado en cuenta en la redacción de dicha Regulación.

La Empresa Eléctrica Quito S.A. a través de su Gerente General, Ing. Carlos Andrade Faini, ha enviado un comunicado al CONELEC en el que hace ciertas puntualizaciones que, según su punto de vista, se deben tomar en cuenta en siguientes regulaciones.

En este comunicado se evidencia que el CONELEC no especifica cuales son las centrales que se pueden beneficiar con los precios diferenciados para la generación con energías alternativas, ya que se incluye como recursos energéticos no convencionales a centrales de generación hidráulica de hasta 10 MW, pudiendo beneficiarse parcialmente de esta disposición también las centrales de mayor capacidad; se señala que si el generador supera ese límite, las potencias y energía excedentes deberán ser comercializadas como cualquier generador convencional. Es decir que todos los generadores hidráulicos, podrán exigir el cumplimiento de esta regulación, independientemente de la capacidad instalada asegurándose un precio alto por lo menos para una porción de su energía producida.

En esta aseveración existe un error ya que la Regulación No. CONELEC – 004/04 especifica claramente que las minicentrales hidroeléctricas no se tomarán en cuenta para esta consideración.

El comunicado continúa afirmando que si se toma en cuenta la potencia que se beneficiaría (alrededor de 78MW, 2% de la potencia instalada) según el Art. 21 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del MEM, el período de vigencia de los precios preferenciales para la generación con energías renovables no convencionales y que los pagos se deberán hacer en función de la energía demandada, algunas empresas distribuidoras y grandes clientes, deberán pagar la energía a este tipo de centrales con precios que sobrepasan el PRG (Precio Referencial de Generación) por un largo plazo.

También existe un error en este segundo enunciado ya que la regulación reconoce precios de 5,8 cUSD/kWh en el caso de centrales que no sobrepasen los 5 MW y de 5 cUSD/kWh en centrales de 5 a 10 MW. En cualquiera de los dos casos, el precio fijado es menor al PRG de 5,96 cUSD/kWh determinado en Octubre del 2004 por el CENACE.

El ANEXO 1 contiene la Regulación No. CONELEC – 004/04 y el ANEXO 2 el documento del Ing. Carlos Andrade Faini dirigido al CONELEC.

5.9 LEGISLACIONES EXTRANJERAS AL RESPECTO DE LA GENERACIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES.

Se puede hacer una comparación con diferentes legislaturas que rigen en otros países a propósito de la energía eólica; en Argentina, la Provincia de Buenos Aires tiene una legislación propia a partir del año 2000 que dictamina una retribución de 10 centavos por cada kWh eólico enviado al MEM o a servicio público. Además facilita líneas de crédito para los inversionistas y exime durante 10 años el impuesto inmobiliario.

En la Provincia de Santa Cruz se tiene un proyecto de Ley que establece el precio por kWh generado en 5 centavos y estabilidad fiscal por 10 años.

Las mayores críticas que se hacen a la Legislación eólica en este país es que no promueve transferencias tecnológicas ni procesos de integración de componentes propios del país.

En Brasil, se han liberado los equipos del IVA y se introdujo la Ley de Valores Normativos, donde ciertos impuestos a las generadoras se consideran como un pass-through al consumidor final.

Desde el año 2003 se han implementado las siguientes medidas normativas:

- Que las instalaciones eólicas, mini y microhidráulicas, biomásicas y solares accedan a un fondo de subsidios (actualmente sólo para hidroeléctricas del sector público) y para proyectos térmicos asociados a las renovables citadas.
- Requerir estipular un descuento "igual o mayor" que el 50% en las tarifas de transmisión para instalaciones eólicas o solares menores de 30 MW.
- Permitir subsidios para instalaciones eólicas o solares rurales descentralizadas.
- Requerir la obligación a los distribuidores y comercializadores suscripción de contratos de 10 años para la compra del 100% de la energía generada por instalaciones eólicas, mini y microhidráulicas, biomásicas y solares, hasta un 10% de la energía eléctrica total generada en el país.
- El valor de compra-venta de energía será afectado de un coeficiente VR que es igual al precio de mercado de la energía de los megaemprendimientos hidroeléctricos, efectuados de los siguientes valores:

1. Pequeñas centrales hidroeléctricas: 1.25
2. Para biomasa: 1.4
3. Para eólica: 1.75
4. Para Solar: 4.15

Otra forma de promoción, contemplada en el proyecto brasileño es la vigente en los U.K. (Non Fossil Fuel Obligation -NFFO-) y en varios estados de los EE.UU., donde se estipula la obligación de compra de cierto porcentaje de energía renovable respecto del total de la energía generada, resultantes de una licitación de valores o a precios determinados por el gobierno, según el caso.

Una cuestión colateral, pero de gran importancia para la rentabilidad de los emprendimientos en base a renovables, es que se crearía un importante mercado de comercialización de certificados de emisiones evitadas de CO₂ (CERs) mediante el denominado internacionalmente Clean Development Mechanism (CDM) determinado en el Protocolo de Kyoto (1997).

El mercado actual en la banca CER's es totalmente informal, pero existe y son varias las instituciones internacionales y ESCOS que los comercializan. Desde el momento en que se concretó la firma del Protocolo de Kyoto por un 50% de los países comenzará a operar el mercado formal a través de los dos métodos establecidos: sumideros y sustitución de fuentes; y los valores por Tn de C capturado o por kWh generado mediante fuentes limpias se elevarán considerablemente.

Según lo anteriormente enunciado, se puede establecer que al menos dos países latinoamericanos, considerados como desarrollados "Argentina y Brasil", promueven e incentivan tanto con precios preferenciales como con exoneración de impuestos y estabilidad por largos plazos de tiempo a los inversionistas interesados en estos proyectos de generación, de tal manera, el encaminamiento de las leyes ecuatorianas va a la par con los avances mundiales en esta área.

6 CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El uso de energías renovables en la generación eléctrica, permite reducir el impacto de las emisiones generadas por el petróleo y carbón así como los costos asociados a los combustibles; además que es una fuente inagotable, limpia y que promueve el desarrollo tecnológico interno.

El estudio realizado evidencia que al encaminar al país a la producción eléctrica con estos recursos, se comienzan a sentir las ventajas medioambientales, socioeconómicas y tecnológicas que se crean con respecto a la generación tradicional.

- La energía solar fotovoltaica ya se utiliza para electrificar emplazamientos alejados de la línea de distribución eléctrica. Es un medio de dotar de energía a sitios de difícil acceso.

Es una tecnología que tiende a reducir el costo y aumentar su propio rendimiento.

- Otra fuente de generación con recursos renovables es la utilización de los residuos de la materia orgánica "Biomasa".

La energía derivada de la biomasa es renovable indefinidamente; por tal razón, algunas empresas en el Ecuador están estudiando la posibilidad de utilizar sus desechos en este tipo de generación, de esta manera podrán tener mayores ingresos por la producción con material que prácticamente está siendo desechado.

- Las pequeñas centrales hidroeléctricas (hasta 10 MW de potencia instalada) están consideradas también como generadoras con recursos renovables.
- La energía geotérmica es básicamente una planta de vapor convencional donde el vapor se lo obtiene de la tierra y no del calentamiento del agua con combustibles fósiles.

Nuestro país por ser atravesado por la Cordillera de Los Andes, es un potencial generador con este recurso, se calcula que de explotarse completamente la energía generada por este recurso serviría para satisfacer completamente la demanda de electricidad nacional a lo largo de 37 años.

- El Ecuador tiene una gran potencial eólico estimado en casi 200 MW distribuidos principalmente en las provincias de la serranía.

La generación eléctrica con recursos eólicos, puede sobrepasar tranquilamente el límite establecido en el Art. 21 del Reglamento Sustitutivo para el funcionamiento del MEM que establece que el despacho preferente de plantas que utilizan energías renovables no debe sobrepasar el 2% de la capacidad instalada de los generadores del Mercado Eléctrico Mayorista, El CONELEC no descarta sugerir al Ejecutivo hacer una revisión de dicho Reglamento en el caso de que la generación con energías renovables comience a despuntar en el país, ya que la tendencia mundial va hacia el incentivo para estos proyectos y así disminuir los impactos, especialmente ambientales, que sufre nuestro planeta.

- La Energía eólica es muy accesible, además que es inagotable y puede producir un impacto muy bajo en comparación a las ventajas obtenidas. Si bien es un recurso costoso de instalar, a mediano plazo se sienten principalmente los beneficios económicos y medioambientales

- Los sitios estudiados para el posible emplazamiento de los diferentes proyectos eólicos en el país, tienen la virtud de contar con vientos de muy buena calidad casi todo el tiempo. En sitios como Villonaco, se tienen vientos promedios de 12 m/seg que sobran altamente al mínimo necesario para la instalación de estas centrales.
- En la región Insular, se puede aprovechar de este recurso para proveer de energía con mucho menor impacto ambiental que el que se tiene a causa de la generación convencional; esto contribuiría al desarrollo de toda la población y el crecimiento económico de la región.
- Después de hacer la evaluación técnica, económica e institucional de la factibilidad de implementar proyectos de generación eólica en el Ecuador, se llega a la conclusión de que si es posible construir centrales de este tipo en el país.

La evaluación técnica permite determinar los sitios adecuados para la implantación, el análisis de la producción energética, la selección de la turbina, los costos por operación y mantenimiento, la demanda de electricidad y la estabilidad del proyecto.

La evaluación económica determina la capacidad del sistema así como el beneficio social y ambiental que se puede obtener con la instalación de la planta.

La evaluación institucional comprende la probabilidad de poder obtener aportes y apoyos gubernamentales o privados, así también debe estudiar todos los aspectos legales a tomar en cuenta antes de la construcción o el desarrollo de un proyecto.

- El proyecto eólico Salinas, en su primera etapa, tendrá una capacidad total instalada de 10.2 MW distribuidas en 12 turbinas de 850 kW.

Tendrá el precio preferencial durante 10 años según la Regulación No. CONELEC - 003/02 ya que el convenio para su construcción ha sido firmado antes del 2005.

Este proyecto está en proceso de financiamiento, por lo que se espera que pueda entrar en funcionamiento en los seis primeros meses del año 2006.

- La Provincia de Loja tiene actualmente el mayor potencial eólico del Ecuador con un estimado de 110 MW.

Se pueden establecer cinco sitios a utilizar en un futuro plan de desarrollo eólico provincial, estos sitios son: Membrillo, Ventanas, Santiago, Chinchas y Villonaco, todos ellos tienen una velocidad de viento promedio sobre los 9 m/seg. En el sector Villonaco, la velocidad promedio del viento es de 12 m/seg.

En el sector de Villonaco se construirá una primera planta de generación eólica porque garantiza el retorno de las inversiones de este proyecto. Tendrá una potencia instalada de 14,3 MW en 11 generadores de 1.3 MW cada uno.

El proyecto eólico Villonaco tiene ya el permiso de concesión del CONELEC y en la actualidad se están haciendo las gestiones para conseguir el financiamiento con inversionistas canadienses para su construcción.

- La Legislación ecuatoriana, siguiendo la tendencia mundial, apoya e incentiva los proyectos de generación con recursos renovables no convencionales, principalmente aplicando tarifas especiales por plazos determinados a la energía producida en estas centrales, estos precios son revisados periódicamente y fijados en base a referencias internacionales.

6.2 RECOMENDACIONES

- Es de vital importancia que los organismos pertinentes hagan respetar los estudios del impacto ambiental que se presentan antes de la aprobación de un proyecto de generación con energías alternativas.
- El CONELEC deberá tomar en cuenta la realidad Nacional y el desarrollo de los proyectos de generación con energías eólicas para establecer los precios de la energía a partir del 2007, si bien las referencias internacionales son importantes, algunas de estas no se ajustan a la realidad de nuestro país.

Algunos puntos a tomar en cuenta en la siguiente regulación deben ser:

- El sitio del emplazamiento y la eficiencia del mismo.

Se deben dar normativas para precisar el precio de acuerdo a las mediciones reales de la velocidad y calidad del viento disponible en los diferentes sitios seleccionados para el emplazamiento de una central eólica, de esta manera se conseguirá retribuir por la energía generada de una manera más justa.

- Las pequeñas centrales hidroeléctricas no deben ser consideradas dentro del límite de despacho de energía establecido en el Reglamento Sustitutivo para el funcionamiento del MEM.

Puesto que se pretende incentivar la construcción del mayor número posible de mini centrales eléctricas a lo largo del territorio ecuatoriano y el recurso con el que estas centrales operan no se debe considerar como no convencional ya que el desarrollo energético del país se ha dado con centrales hidroeléctricas.

- Se debe exigir que el CONELEC en cooperación con el Ministerio de Energía preparen el mapa del potencial eólico del país para mantener una base de datos actualizada de los sitios preferenciales para el emplazamiento de distintos parques eólicos a lo largo del territorio nacional, esto se hará para facilitar el desarrollo de futuros proyectos optimizando los tiempos de mediciones principalmente de las velocidades y clases de vientos.
- El Gobierno Nacional debe tener total predisposición para revisar el porcentaje límite del 2% del despacho de la energía generada por centrales que utilizan recursos renovables no convencionales establecido en el Reglamento sustitutivo para el funcionamiento del MEM; según como se vayan desarrollando las energías alternativas en el Ecuador, nuestro país no puede quedarse fuera de la tendencia mundial que apunta a incentivar el desarrollo de estas tecnologías para reducir la dependencia de centrales que utilizan combustibles fósiles en sus procesos.
- El Gobierno Nacional debe volver a considerar la exoneración de pagos tributarios a las empresas interesadas en proyectos de generación con energías renovables no convencionales con la finalidad de masificar este tipo de generación y dar un estímulo adicional al inversionista.

BIBLIOGRAFÍA

ELECTROVIENTO S.A.

GENERACIÓN EÓLICA SALINAS, Estudio de factibilidad del proyecto eólico "Salinas"

Imbabura, 2001

HONORABLE CONSEJO PROVINCIAL DE LOJA

PROYECTO EÓLICO VILLONACO, Resumen Ejecutivo

Loja, 2004

CONELC, Plan Nacional de Electrificación 2002 – 2011.

Quito, Febrero 2002

CONELC, Regulación No. 003/02,

Quito, Marzo 2002

CONELC, Regulación No. 004/04,

Quito, Enero 2005

LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Capítulo IX, Artículos 63, 64.

Sánchez Miño, Santiago

Introduction of Distributed Generation in Developing Countries: The Case of Ecuador.

Master Thesis Postgraduate Programme Renewable Energies (PPRE),

Universitat Oldenburg, Alemania, 2002

Sánchez Miño, Santiago

Energías Renovables, conceptos y aplicaciones

Seminario de Energías Alternativas, EPN, 2003

Tecnologías limpias y modernas en el sector energético y de transporte en los Países Andinos.

SEMINARIO INTERNACIONAL

Quito, 2005

Desarrollo de tecnologías alternativas

SEMINARIO INTERNACIONAL

Loja, 2004

www.windpower.org

Asociación Danesa de la Industria Eólica

www.ewea.org

Asociación Europea de Energía Eólica

www.awea.org

Asociación Americana de Energía Eólica

REGULACION No. CONELEC – 004/04

PRECIOS DE LA ENERGIA PRODUCIDA CON RECURSOS
ENERGETICOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD
CONELEC

Considerando:

Que, el Art. 63. de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas;

Que, la seguridad energética para el abastecimiento de la electricidad debe considerar la diversificación y participación de las energías renovables no convencionales, a efectos de disminuir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles;

Que, es de fundamental importancia la aplicación de mecanismos que promuevan y garanticen el desarrollo sustentable de las tecnologías renovables no convencionales, considerando que los mayores costos iniciales de inversión, se compensan con los bajos costos variables de producción, lo cual a mediano plazo, incidirá en una reducción de los costos de generación y el consiguiente beneficio a los usuarios finales;

Que, como parte de la equidad social, se requiere impulsar el suministro de la energía eléctrica hacia zonas rurales y sistemas aislados, en donde no se dispone de este servicio, con la instalación de centrales renovables no convencionales, distribuyendo los mayores costos que inicialmente estos sistemas demandan entre todos los usuarios del sector;

Que, para disminuir en el corto plazo la dependencia y vulnerabilidad energética del país, es conveniente mejorar la confiabilidad en el suministro, para lo cual se requiere acelerar el proceso de diversificación de la matriz energética, prioritariamente con fuentes de energía renovable no convencionales –ERNC-, con lo cual se contribuye a la diversificación y multiplicación de los actores involucrados, generando nuevas fuentes de trabajo y el desarrollo de una tecnología propia;

Que, la apertura a la competencia del Mercado Eléctrico Mayorista se justifica sobre la base de una generación que a la vez que garantice el suministro, respete el medio ambiente, incorporando tecnologías que la resguarden y preserven la utilización de los recursos no renovables, especialmente en zonas altamente sensibles como la Provincia Insular de Galápagos;

Que, como parte fundamental de su política energética, la mayoría de países a nivel mundial, vienen aplicando diferentes mecanismos de promoción a las tecnologías renovables no convencionales entre las que se incluyen las pequeñas centrales hidroeléctricas, lo que les ha permitido desarrollar en forma significativa este tipo de recursos;

Que, el Art. 64 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el CONELEC dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad;

Que, en la parte final del Art. 52, del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se establece que la operación de las centrales de generación que utilicen fuentes no convencionales se sujetarán a reglamentaciones específicas dictadas por el CONELEC;

Que, para el cumplimiento de las políticas y disposiciones legales y reglamentarias, referidas en los considerandos anteriores, tanto en el Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado como en el Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, se han dictado las normas que permitirán el Despacho y Operación de las unidades que utilizan energías renovables no convencionales; concretamente en el Art. 21 del Reglamento últimamente citado, se ha fijado la facultad del CONELEC para establecer los precios que el CENACE debe utilizar para valorar la producción de cada una de estas plantas, sobre la base de referencias internacionales, cuyo valor total será distribuido proporcionalmente a las transacciones económicas realizadas por los Distribuidores y Grandes Consumidores en el MEM; y,

En ejercicio de las facultades otorgadas por los literales a) y e) del Art. 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico,

RESUELVE :

Expedir la presente Regulación por la cual se establecen los precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales.

1. OBJETIVO Y ALCANCE.

La presente Regulación tiene como objetivo el establecimiento de los precios, su período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica

entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales.

Para los efectos de la presente regulación, las energías renovables no convencionales comprenden las siguientes: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y nuevas pequeñas centrales hidroeléctricas.

2. DEFINICIONES.

Central a biomasa: central que genera electricidad utilizando como combustibles: residuos forestales, residuos agrícolas, residuos agroindustriales y ganaderos y residuos urbanos.

Central a biogás: Central que genera electricidad utilizando como combustible el biogás obtenido en un digestor como producto de la degradación anaerobia de residuos orgánicos.

Central convencional: Central que genera electricidad utilizando como energía primaria las fuentes de energía que han tenido ya una larga trayectoria de explotación y comercialización a nivel mundial, como por ejemplo: agua, carbón, combustibles fósiles, derivados del petróleo, gas natural, materiales radioactivos, etc.

Central eólica: Central que genera electricidad en base a la energía cinética del viento.

Central geotérmica: Central que genera electricidad utilizando como energía primaria el vapor proveniente del interior de la tierra.

Central no convencional: Central que utiliza para su generación recursos energéticos capaces de renovarse ilimitadamente provenientes del: sol (fotovoltaicas), viento (eólicas), agua, (pequeñas centrales hidroeléctricas),

interior de la tierra (geotérmicas), biomasa, biogás, olas, mareas, rocas calientes y secas, las mismas que, por su relativo reciente desarrollo y explotación, no han alcanzado todavía un grado de comercialización para competir libremente con las fuentes convencionales, pero que a diferencia de estas últimas, tienen un impacto ambiental muy reducido.

Central solar fotovoltaica: Central que genera electricidad en base a la energía de los fotones de la luz solar, que al impactar las placas de material semiconductor del panel solar fotovoltaico, desprenden los electrones de su última órbita, los mismos que al ser recolectados forman una corriente eléctrica.

Pequeñas Centrales Hidroeléctricas: Generación a base de centrales hidroeléctricas con capacidad instalada igual o menor a 10 megavatios.

3. POTENCIA LÍMITE.

Exceptuando a las pequeñas centrales hidroeléctricas cuya capacidad nominal instalada no puede superar 10 MW, para las demás tecnologías renovables no convencionales, la presente Regulación reconoce el precio de la energía y su vigencia de aplicación para centrales de generación con una potencia nominal instalada de hasta 15 MW. En el caso que la potencia nominal instalada de la central supere el límite de los 15 MW, solamente la producción correspondiente a los primeros 15 MW tendrán los precios que contempla esta regulación, mientras que la potencia y energías excedentes deberán ser comercializados como cualquier central convencional. El límite antes señalado podrá ser reajustado en el futuro, en función del incremento de la potencia instalada del parque generador del MEM.

4. DESPACHO PREFERENTE.

El CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales

entreguen al Sistema, hasta el límite de capacidad instalada establecido en el Art. 21 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del MEM.

Si el límite del 2% se supera, con la incorporación de nuevas centrales no convencionales, éstas serán despachadas en orden de mérito económico, en base a su costo variable de producción de igual forma que las centrales convencionales que operan en el MEM.

El despacho preferente y obligatorio se efectuará por central; los precios de la energía no serán tomados en cuenta para la determinación del costo marginal horario en el MEM.

5. PUNTO DE ENTREGA Y MEDICION.

El punto de entrega y medición de la energía producida por este tipo de plantas, será el punto de conexión con el Sistema de Transmisión o Distribución, adecuado técnicamente para entregar la energía producida.

El sistema de medición comercial deberá cumplir con lo indicado en la Regulación vigente sobre la materia.

6. CALIDAD DEL PRODUCTO.

Los parámetros técnicos para la energía eléctrica suministrada por estos generadores, en el punto de entrega al SNI, serán los mismos que los establecidos para los generadores convencionales, señalados en las Regulaciones, que sobre la materia, estén vigentes.

7. REQUISITOS PARA LA CONEXION.

En el punto de entrega, el generador debe instalar todos los equipos de conexión, control, protección y medición cumpliendo con la normativa vigente sobre la materia y demás requisitos que se exijan en los instructivos de conexión del transmisor o del distribuidor.

8. PREVISION DE ENERGIA A ENTREGARSE.

Los generadores que están sujetos al despacho centralizado, deben comunicar al CENACE, la previsión de producción de energía horaria de cada día, dentro de los plazos establecidos en los Procedimientos de Despacho y Operación, a efectos de que el CENACE realice la programación diaria.

Los generadores que no están sujetos al despacho centralizado, deberán cumplir con lo establecido en el Art.29 del Reglamento de Despacho y Operación.

9. PRECIO DE LA ENERGIA.

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh, son aquellos indicados en el cuadro que se presenta mas adelante.

No se reconocerá pago por potencia a la producción de las centrales no convencionales.

CENTRALES	PRECIO (cUSD/kWh) Territorio Continental	PRECIO (cUSD/kWh) Territorio Insular de Galápagos
EOLICAS	9.31	12.10
FOTOVOLTAICAS	28.37	31.20
BIOMASA Y BIOGAS	9.04	9.94
GEOTERMICAS	9.17	10.08
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS HASTA 5 MW	5.80	6.38
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS MAYORES A 5 MW HASTA 10 MW	5.00	5.50

9.1. Consideración especial para la Provincia de Galápagos

Para la Provincia de Galápagos se aplicarán los precios, resultado de la multiplicación de los valores establecidos para proyectos ubicados en el territorio continental por un factor de *mayoración*. El factor de *mayoración* que se ha considerado para centrales no convencionales que se instalen en Galápagos son: 1.3 para centrales eólicas y 1.1 para las demás tecnologías.

10. VIGENCIA DE LOS PRECIOS

Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 12 años a partir de la fecha de suscripción del contrato de permiso, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2006.

Cumplido el periodo de vigencia indicado en el párrafo inmediato anterior, las centrales renovables no convencionales operarán en el MEM, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha.

De igual forma, para el caso de las centrales renovables no convencionales que pertenezcan a los sistemas aislados, terminado el periodo de vigencia, seguirán operando con un tratamiento similar a las centrales convencionales, de acuerdo a las normas que rijan sobre la materia a esa fecha.

Se respetarán los precios y vigencia establecidos en la Regulación 003/02 para los contratos de permiso suscritos hasta el 31 diciembre de 2004, siempre y cuando las centrales hayan entrado en operación comercial hasta esta fecha; si no fuere este el caso, se aplicarán los precios y vigencia determinados por la presente Regulación.

11. PRECIO DE LA ENERGIA A PARTIR DEL 2007.

Para aquellos proyectos cuyos contratos se suscriban o por incremento de capacidad se modifiquen a partir del año 2007, el CONELEC realizará una revisión de los precios de la energía y su periodo de vigencia, los que serán aplicables únicamente para los casos antes señalados a partir de ese año y por un período de vigencia que el CONELEC lo definirá en esa fecha.

Para la revisión de los precios y fijación del plazo de vigencia, indicados en el párrafo inmediato anterior, el CONELEC realizará el estudio correspondiente basado en referencias internacionales de este tipo de energías o cualquier otro procedimiento que estimare conveniente.

12. PAGO ADICIONAL POR TRANSPORTE.

A los precios fijados para la energía medida en el punto de entrega, establecidos en el numeral anterior, se sumará un pago adicional por transporte, únicamente en el caso de requerirse la construcción de una línea de transmisión, para evacuar la energía de la central hasta el punto de conexión con el Sistema. Este pago adicional se lo efectuará si el sistema requerido para la conexión al punto de entrega es construido en su totalidad por el propietario de la central de generación.

El pago adicional por Transporte es de 0.06 centavos USD/kWh/Km., con un límite máximo de 1.5 centavos USD/kWh.

13. LIQUIDACION DE LA ENERGIA.

El CENACE, sobre la base de los precios establecidos en la presente Regulación, liquidará mensualmente los valores que percibirán los generadores no convencionales por la energía medida en el punto de entrega, bajo las mismas normas de liquidación que se aplica a generadores convencionales.

La liquidación realizada por el CENACE a los Distribuidores y Grandes Consumidores, deberá considerar el cargo correspondiente para remunerar a los generadores no convencionales, en forma proporcional a la energía mensual comprada por aquellos en el MEM, sea en contratos a plazo o en el mercado ocasional.

14. SISTEMAS NO INCORPORADOS.

Los precios fijados en esta Regulación, son también aplicables para el caso de Sistemas no incorporados al S.N.I.

La energía producida por este tipo de generadores y entregada a un sistema no incorporado, se considerará, para efectos de liquidación, como entregada al MEM y su costo se distribuirá entre todos los agentes, con el procedimiento establecido en el numeral anterior.

Para efectos de las liquidaciones, el CENACE determinará, en conjunto con los generadores no convencionales y distribuidores que no se encuentren incorporados al SNI, el procedimiento necesario para efectuar la liquidación de la energía que entregan y reciben.

DISPOSICION FINAL

La presente Regulación entrará en vigencia a partir del 1 de enero de 2005 sustituyendo a la Regulación No. CONELEC 003/02, la misma que queda derogada en todas sus partes, a partir de la fecha indicada.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 280/04 en sesión de 24 de diciembre de 2004.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC

ANEXO 2

Documento dirigido al CONELEC por parte del Ing. Carlos Andrade Faini, Gerente de la EEQ S.A.

CAF –

Quito, DM.

Ingeniero

Ruben Barreno Ramos

PRESIDENTE DEL DIRECTORIO DEL CONELEC

Presente.-

De mi consideración:

Ing. Carlos Andrade Faini, Gerente General de la Empresa Eléctrica Quito S.A., comparezco ante usted y manifiesto lo siguiente:

Con fecha 24 de diciembre del 2004, el CONELEC aprobó la Regulación CONELEC 004/04 referente a los precios de la Energía producida con recursos energéticos no convencionales.

Esta regulación, con respecto a la anterior, introduce entre las energías renovables "no convencionales" a las nuevas pequeñas centrales hidroeléctricas (de capacidad menor o igual a 10 MW), por lo que en el presente documento se analiza las implicaciones que esta nueva consideración tiene en la situación del Mercado Eléctrico Mayorista.

Aun cuando esta consideración contradice la definición de "Central Convencional" que consta en la misma regulación, donde se define como central convencional "Las fuentes de energía que han tenido una larga trayectoria de explotación y comercialización, como por ejemplo agua, carbón, etc.", se incluye como recursos energéticos no convencionales a las centrales de generación hidráulica de hasta 10MW, pudiendo beneficiarse parcialmente de esta disposición también las

centrales de mayor capacidad ya que en la misma se señala si el generador supera este límite, las potencias y energía "excedentes" deberán ser comercializadas como cualquier generador convencional. Es decir que todos los generadores hidráulicos, podrán exigir el cumplimiento de esta regulación independientemente de su capacidad instalada, asegurándose un precio alto por lo menos para una porción de su energía producida.

De acuerdo a lo establecido en el Art. 21 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del MEM, la potencia que podrá beneficiarse de esta regulación corresponde al 2% de la potencia instalada, es decir, aproximadamente 78MW.

La regulación garantiza por un periodo de 12 años, mediante el despacho obligatorio y preferente; la venta de la energía producida a un precio de 5.8 ctvs. USD/KWh, si la central es menor a 5MW y de 5.0 ctvs. USD/KWh, si la central está entre 5 y 10MW (incluido potencia), precios que se encuentran por encima del PRG reconocido a través de la tarifa, que tendrán que ser cubiertos por distribuidores y grandes consumidores de manera proporcional a la demanda. Adicionalmente si el generador tiene necesidad de conseguir una línea de transmisión para poder conectarse al SNI se le reconocerá un pago adicional por transporte desde 0.06 USD/KWh/Km hasta un límite de 1.5 centavos USD/KWh.

Estos precios como se indicó, son superiores al PRG, consecuentemente contribuyen al incremento de precio y déficit tarifario existente a pesar de que por años, las autoridades del sector han hablado de la importancia de la participación de la energía hidráulica en la solución de este problema.

Si se toma en cuenta que los pagos deberán hacerse en función de la energía demandada, independientemente la energía comprada en contratos o en mercado ocasional, significa que la EEQ deberá pagar aproximadamente el 22% de la energía adquirida a estas pequeñas centrales hidroeléctricas a precios mayores

que el PRG. Adicionalmente, se debe tomar en cuenta que en estas condiciones los generadores no estarán interesados en suscribir contratos con las Empresas de Distribución en mejores condiciones económicas y financieros. De acuerdo a experiencias de negociación con giradores hidráulicos de esta capacidad, se ha conocido que para el cierre financiero de un proyecto cuyo costo por MW instalado se encuentra por 1600 USD, el generador necesitaría vender su energía a un precio aproximado de 4.5 USD/KWh, por periodos entre 7 y 10 años, plazo suficiente para cumplir su deuda (claro esta que si estos plazos se amplían, a 12 años por ejemplo, los precios deberían disminuir), y estarían en capacidad de al final del periodo compensar al distribuidor por el riesgo asumido en suscribir el contrato.

De lo expuesto, es necesario tomar medidas encaminadas a equilibrar las condiciones para no perjudicar a los agentes compradores de energía del MEM, así, de los consumidores finales, entre las que se sugiere las siguientes:

- Reducir el plazo de garantía de precio, ya que el plazo actual (12 años) es excesivo; para el financiamiento de proyectos de este tipo, el plazo necesario esta en el orden de los 5 a 7 años dependiendo de la capacidad de la central.
- El proceso de selección de los generadores que se beneficiarían de la regulación, debe ser a través de concursos públicos, considerando las mejores ofertas, estableciendo los precios estipulados en la regulación como precios límites máximos y no como precios fijos.
- En caso de que distribuidores o grandes consumidores suscribiesen contratos con pequeños generadores hidráulicos a precios menores que los contemplados en la regulación, se debe permitir que el pago de esta energía sea pasado a la tarifa a consumidor final. Además se deberá considerar esta energía como parte de la que le corresponde recibir en función proporcional a su demanda, de acuerdo a lo establecido en la Regulación 004/04

- Para viabilizar la aplicación de las recomendaciones anteriores, el distribuidor que suscriba un contrato con la central hidroeléctrica de capacidad hasta 10 MW, deberá presentarse en la subasta anual de asignación de "Energía Renovable no Convencional" y de resultar favorecido, la energía comprometida deberá considerarse como parte de la energía asignada.

En espera de que estos criterios sean tomados en cuenta, me suscribo.

Atentamente,

Ing. Carlos-Andrade Faini
GERENTE GENERAL