

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Certificación de la elaboración del proyecto.....	II
Legalización del proyecto.....	III
Dedicatoria.....	IV
Agradecimiento.....	V
Índice de contenidos.....	VII
Lista de Figuras.....	XII
Lista de Tablas.....	XIV
Nomenclatura.....	XV
Anexos.....	XVII
Resumen.....	XVIII
Abstract.....	XX
CAPÍTULO 1.....	¡Error! Marcador no definido.
DESCRIPCION DEL PROYECTO.....	¡Error! Marcador no definido.
1.1. ANTECEDENTES.....	XII
1.2. DEFINICION DEL PROBLEMA.....	XIII
1.3. OBJETIVOS.....	XIV
1.3.1. GENERAL.....	XIV
1.3.2. ESPECIFICOS.....	XIV
1.4. ALCANCE.....	XIV
1.5. JUSTIFICACION E IMPORTANCIA DEL PROYECTO.....	XV
CAPÍTULO 2.....	XVII
MARCO CONTEXTUAL.....	XVII
2.1. EL VIENTO.....	XVII
2.1.1. DIRECCIÓN DEL VIENTO.....	XIX
2.1.2. CALENTAMIENTO DIFERENCIAL Y CONVECCION.....	XX
2.1.3. CLASES DE VIENTOS.....	XXI
2.1.3.1. Vientos Sinópticos.....	XXII
2.1.3.2. Brisas.....	XXII
2.1.3.3. Vientos Catabáticos y Anabáticos.....	XXIV
2.1.3.4. Viento Fohn.....	XXV
2.1.3.5. Efecto túnel.....	XXVI
2.1.4. TURBULENCIA ATMOSFÉRICA.....	XXVII
2.1.5. VELOCIDAD DEL VIENTO.....	XXVIII
2.1.5.1. Escala de Velocidades.....	XXXI
2.1.5.2. Variación de la Velocidad del Viento con la Altura.....	XXXIV
2.2. PRODUCCIÓN EÒLICA MUNDIAL.....	XXXV
2.2.1. DIVERSIFICACIÓN GEOGRÁFICA EN LA INDUSTRIA EOLICA.....	XXXVII

2.2.2. EUROPA.....	XXXVIII
2.2.3. AMÉRICA.....	XL
2.2.4. ASIA.....	XLI
2.2.5. AUSTRALIA/PACIFICO.....	XLII
2.2.6. ÁFRICA.....	XLII
2.3. ECUADOR Y SU RECURSO EÓLICO.....	XLVII
2.3.1. SELECCIÓN DEL SITIO DE EMPLAZAMIENTO.....	XLIX
2.3.1.1. Consideraciones de Ráfagas.....	LII
2.3.2. DEFINICION DE UN SITIO PUNTUAL.....	LIII
2.4. MAQUINAS EOLICAS.....	LIV
2.4.1. ASPECTOS GENERALES.....	LV
2.4.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	LVI
2.4.3. CLASIFICACIÓN DE LOS GENERADORES EÓLICOS.....	LVII
2.4.3.1. Máquinas de eje horizontal.....	LVII
2.4.3.2. Máquinas de eje vertical.....	LIX
2.4.3.3. Diferencia entre máquinas de rotores verticales y horizontales.....	LXI
CAPÍTULO 3.....	LXII
MARCO TEÓRICO.....	LXII
3.1. DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO.....	LXII
3.2. PROCESO.....	LXIII
3.2.1. APLICACION.....	LXIV
3.2.2. EXPERIENCIA PREVIA.....	LXIV
3.2.3. TOPOLOGÍA.....	LXV
3.2.4. CARGAS PREELIMINARES.....	LXV
3.2.5. POSIBLES DISEÑOS.....	LXVI
3.2.6. FUNCIONAMIENTO.....	LXVII
3.2.7. EVALUACIÓN.....	LXVII
3.2.7.1. Estáticas (no rotacionales).....	LXVII
3.2.7.2. Cargas Constantes (rotacionales).....	LXVIII
3.2.7.3. Cargas Cíclicas.....	LXVIII
3.2.7.4. Cargas Transientes.....	LXVIII
3.2.7.5. Cargas Impulsivas.....	LXVIII
3.2.7.6. Cargas Estocásticas.....	LXIX
3.2.7.7. Cargas de Resonancia Inducida.....	LXIX
3.2.8. ESTIMACIÓN DE COSTOS Y COSTOS DE LA ENERGÍA.....	LXIX
3.2.9. REDEFINIR EL DISEÑO.....	LXIX
3.2.10. CONSTRUCCIÓN DEL PROTOTIPO.....	LXX
3.2.11. PROBAR EL PROTOTIPO.....	LXX

3.2.12. DISEÑAR LA PRODUCCIÓN DE LA MÁQUINA	LXX
3.2.13. TOPOLOGÍA DE DISEÑO DE TURBINAS EÓLICAS	LXX
3.2.13.1. Orientación del rotor: axial o vertical.....	LXXI
3.2.13.2. Control de energía en el rotor: stall, pitch, yaw y superficies aerodinámicas.....	LXXI
3.2.14. MECANISMOS DE ORIENTACIÓN	LXXIV
CAPÍTULO 4.....	LXXVI
DISEÑO.....	LXXVI
4.1. PROPÓSITO	LXXVI
4.2. COMPONENTES.....	LXXVII
4.2.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	LXXIX
4.3. AERODINÁMICA	LXXIX
4.3.1. FUNDAMENTO.....	LXXIX
4.3.2. PARÁMETROS	LXXXI
4.3.3. FUERZAS ACTUANTES	LXXXII
4.3.3.1. Fuerzas de arrastre y ascensional en perfiles móviles	LXXXV
4.4. PERFILES AERODINAMICOS.....	LXXXVII
4.4.1. TERMINOLOGÍA AERODINÁMICA	LXXXVII
4.4.2. SUSTENTACION, EMPUJE Y PARAMETROS ADIMENSIONALES.....	LXXXVIII
4.4.2.1. Fuerza de empuje (sustentación)	LXXXIX
4.4.2.2. Fuerza de resistencia (arrastre).....	LXXXIX
4.4.2.3. Momento de giro	LXXXIX
4.4.2.4. Comportamiento aerodinámico de perfiles.....	XCII
4.5. TEORÍAS DE DISEÑO	XCIII
4.5.1. TEORIA DE MOMENTO UNIDIMENSIONAL Y EL LÍMITE DE BETZ.....	XCIII
4.5.2. TURBINA EOLICA IDEAL DE EJE HORIZONTAL, TEORÍA DE ROTACION DE ESTELA	C
4.5.3. TEORIA DE MOMENTO Y TEORIA DE ELEMENTOS DE LÁMINAS	CVIII
4.5.3.1. Teoría de Momento.....	CIX
4.5.3.2. Teoría del Elemento de lámina.....	CIX
4.6. PERFILES PARA ROTORES IDEALES.....	CXIV
4.6.1. PREDICCIÓN GENERAL DEL RENDIMIENTO DE UNA LÁMINA DE PERFIL DE UN ROTOR.....	CXVI
4.6.1.1. Teoría de franjas para un rotor generalizado, incluyendo rotación de estela.....	CXVI
4.6.1.2. Teoría de Momento.....	CXVI
4.6.1.3. Teoría de elementos de láminas	CXVII
4.6.1.4. Teoría de momento de elemento de lámina (BEM).....	CXVII
4.6.1.5. Métodos de Solución.....	CXVIII
4.6.2. CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE ENERGÍA.....	CXIX

4.6.3. PÉRDIDAS EN EL EXTREMO DE PALA.....	CXX
4.6.4. LÁMINA DE PERFIL PARA ROTORES ÓPTIMOS CON ROTACIÓN DE ESTELACXXI	
4.6.5. PROCEDIMIENTO GENERALIZADO DE DISEÑO DE UN ROTOR.....	CXXIII
4.6.6. GEOMETRÍA DE LOS PERFILES AERODINÁMICOS.....	CXXV
4.6.6.1. PERFILES NACA DE 4 DÍGITOS.....	CXXVII
4.6.6.2. PERFILES NACA DE 5 DÍGITOS.....	CXXIX
4.6.6.3. PERFILES NACA DE 6 DÍGITOS.....	CXXX
4.6.6.4. PERFILES NACA DE 7 DÍGITOS.....	CXXXI
4.6.6.5. PERFILES NACA DE 8 DÍGITOS.....	CXXXI
4.6.6.6. SINTESIS DE LA GEOMETRÍA DE PERFILES.....	CXXXII
4.6.6.7. RENDIMIENTO MECANICO Y AERODINAMICO.....	CXXXV
CAPÍTULO V.....	CXXXVIII
MATERIALES E IMPACTO AMBIENTAL.....	CXXXVIII
5.1. INTRODUCCIÓN.....	CXXXVIII
5.2. MATERIALES COMPUESTOS EN CONSTRUCCION DE ROTORES.....	CXL
5.3. CLASIFICACIÓN Y PROPIEDADES.....	CXLI
5.3.1. FIBRA DE CARBONO.....	CXLI
5.3.2. FIBRA DE VIDRIO.....	CXLII
5.3.3. RESINAS DE POLIESTER.....	CXLII
5.3.4. FIBRA DE KEVLAR.....	CXLII
5.3.5. EPOXICOS.....	CXLIII
5.3.6. MADERA LAMINADA.....	CXLIV
5.4. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE MATERIALES.....	CXLIV
5.5. JUSTIFICACIÓN DE LOS MATERIALES.....	CXLVII
5.6 ASPECTOS AMBIENTALES.....	CXLVIII
5.6.1. Beneficios Ambientales y Económicos.....	CXLIX
5.6.2. Efectos Ambientales.....	CL
5.6.2.1. Aspectos que afectan la percepción o el comportamiento humano.....	CLI
5.6.3. Aspectos Ecológicos.....	CLVII
CAPITULO 6.....	CLXI
6.1. FUNDAMENTO.....	CLXI
6.2. CARGAS Y ESFUERZOS.....	CLXII
6.2.1. CARGAS.....	CLXIII
6.2.1.1. Factores de seguridad parcial para cargas.....	CLXIV
6.2.1.2. Cargas estacionarias en el perfil.....	CLXVII
6.2.2. FUERZAS DE INERCIA.....	CLXVIII
6.2.3. PANDEO DE VIGAS EN CANTILIVER.....	CLXVIII
6.2.4. ROTACIÓN PLANAR DE UN CUERPO RÍGIDO.....	CLXIX

6.3. FATIGA	CLXX
6.4. ANÁLISIS DE ESFUERZOS.....	CLXXI
6.5. CODIGOS DE DISEÑO ESTRUCTURAL.....	CLXXII
CAPITULO 7.....	CLXXIII
7.1. SIMULACION AERODINAMICA	CLXXIV
7.2. SIMULACION, COSMOS FLOW.....	CLXXV
7.2.1. Construcción del Modelo en el Programa SolidWorks	CLXXVI
7.3. ANALISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS	CLXXVI
CAPITULO 8.....	CLXXVIII
ANÁLISIS ECONÓMICO – FINANCIERO	CLXXVIII
8.1. COSTOS DIRECTOS	CLXXVIII
8.1.1. ESTUDIO DE MERCADO.....	CLXXVIII
8.1.2. ESTUDIO TÉCNICO	CLXXIX
8.1.3. COSTOS DIRECTOS.....	CLXXIX
8.1.3.1. Mano de obra directa	CLXXXI
8.1.3.2. Otros Costos Directos	CLXXXI
8.2. COSTOS INDIRECTOS.....	CLXXXII
8.3. SERVICIOS ESPECIALIZADOS PARTICULARES	CLXXXIII
8.4. LOGÍSTICA DE MATERIALES.....	CLXXXIII
8.5. RELACIÓN BENEFICIO COSTO	CLXXXIII
8.6. ANÁLISIS DE LA TIR Y DEL VAN.....	CLXXXIV
8.6.1. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.....	CLXXXV
8.6.2. ÍNDICES ECONÓMICOS	CLXXXVII
CAPITULO 9.....	CXC
9.1. CONCLUSIONES.....	CXC
9.2. RECOMENDACIONES.....	CXCIII

CAPÍTULO 1

DESCRIPCION DEL PROYECTO

1.1. ANTECEDENTES

La creciente expectativa en el Ecuador en cuanto a la capacidad acertada de producción de energía eléctrica a través de energía eólica ha determinado que se

empiece a ampliar el horizonte e iniciar estudios de factibilidad y desarrollo en este campo.

Acesxilicon Cía. Ltda., por su parte ha empezado desde el 2005 a enfocar sus esfuerzos en un análisis minucioso al respecto, considerando al máximo las variables que garanticen el total funcionamiento cuando el proyecto TERIE se encuentre totalmente terminado y listo para su instalación.

TERIE [THE EOLIC RESOURCE IN ECUADOR] es el proyecto que desde el 2005 Acesxilicon ha empezado a desarrollar como respuesta a la problemática nacional de déficit energético, proyecto que ag4rupa además de una profunda ingeniería una responsabilidad enfocada hacia el desarrollo de una cultura energética sustentable y sostenible. TERIE en su etapa 1.1., es el proyecto que para el año 2008 Acesxilicon Cía. Ltda., pretende arrancar en su fase inicial, a través de la instalación del primer prototipo de Generador Eólico de capacidad de 100 KW diseñado y construido en el país.

Acesxilicon Design Technology es una empresa que instalará granjas eólicas a pequeña y mediana escala, para generación eléctrica en el Ecuador, a través de su proyecto TERIE que a partir del 2010 contará con inversión directa internacional gestionada por la empresa auspiciante para la construcción e implementación a mayor escala.

Por otra parte, el interés de la empresa Acesxilicon por la energía eólica, nace ante un débil pronunciamiento del Gobierno Nacional a través de su Ministerio de Energía y Minas en materia energética con fuentes renovables, que de acuerdo a fuentes del mismo Ministerio pretender iniciar estudios para el año 2025.

Desarrollar un campo aún no explotado toma altos riesgos de inversión, tiempo y desarrollo; sin embargo permitirá ampliar un nuevo mercado industrial para el país y para Latinoamérica que consolidará la tecnología del futuro con fuentes renovables, acorde a la realidad de nuestro país y por supuesto a la capacidad misma de generación eólica.

Contamos además con tecnología en este campo desarrollada por países de Europa como España, Alemania, Francia entre otros y en América Estados Unidos quienes a lo largo de más de 40 años de investigación han desarrollado modelos de producción a nivel de megavatios, lo que consolida la tecnología en ésta área.

1.2. DEFINICION DEL PROBLEMA

El efecto invernadero global debido al uso indiscriminado del petróleo ha incrementado el calentamiento del planeta debido a la pérdida de la capa de ozono, lo cual provoca que la energía que llega a la Tierra sea devuelta más lentamente, por lo que es mantenida más tiempo junto a la superficie y de ahí que se mantenga elevada la temperatura en la superficie.

Este calentamiento ha llevado a que los países más industrializados firmen un tratado para la reducción en la emanación de gases tóxicos denominado “Tratado de Kyoto” el cual fue firmado en 1992 bajo el compromiso mundial de reducir las emanaciones de gases que destruyan la capa de ozono.

Países de Europa principalmente ante una falta de energía generada por el petróleo se vio en la necesidad de desarrollar sistemas de producción de energía alternativa, de donde aprovechando el recurso eólico por su posición geográfica, está mejorando su capacidad de producción al punto que en la actualidad se encuentran máquinas eólicas de 3 MW, esta tecnología ha permitido cubrir la demanda siendo este campo el número uno en crecimiento energético a nivel mundial.

Ecuador por su parte debido a su posición geográfica dispone de varios sitios puntuales en donde se puede desarrollar este tipo de proyectos de generación de energía eléctrica con energía eólica, sin embargo la falta de decisión política ha hecho que no se empiece a desarrollar el know how en este tipo de energías limpias que aportan notablemente a la conservación del medio ambiente.

De ahí que la empresa privada está empezando a realizar estudios en cuanto a la factibilidad de proyectos aunque hasta la actualidad no se ha concretado ninguno en territorio continental, no así como sucede en Galápagos.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. GENERAL

Diseñar y Simular un Rotor Eólico de 100 kW para generación eléctrica

1.3.2. ESPECIFICOS

- Realizar el estudio profundo de fundamentos teóricos.
- Definir un sitio puntual para tabulación de datos.
- Definir parámetros y variables de diseño.
- Sintetizar el modelo matemático.
- Simular en software especializados las condiciones de operación.
- Seleccionar materiales para construcción.

1.4. ALCANCE

Se enfoca en definir el modelo de rotor eólico para generación eléctrica que cumpla las necesidades de producción eléctrica para la cual será diseñada y posteriormente construida, bajo condiciones de operación reales para nuestro país, acorde a parámetros tangibles como son presión, densidad, altitud, humedad y velocidad.

La parte fundamental en este proyecto de diseño y simulación de un rotor eólico es el diseño del perfil de alabe adecuado, para trabajar bajo las condiciones en las que se construirá el sistema de generación eléctrica: Este diseño se realiza previo el estudio general de las condiciones atmosféricas lo que permitirá tener una idea clara, para seleccionar las ecuaciones de movimiento del viento que se ajusten a los diferentes parámetros, las cuales nos darán el diseño más óptimo.

Se presentará además un estudio general de las cargas que soportan las palas por efecto del viento, así como se procederá a comparar los resultados obtenidos con modelos manufacturados existentes en el mercado internacional y se realizará un análisis económico financiero del costo del proyecto.

1.5. JUSTIFICACION E IMPORTANCIA DEL PROYECTO

Ecuador por más de 20 años ha soportado crisis en el sector energético que ha hecho que el país adquiera deudas que ascienden a millones de dólares y que incrementan cada año la brecha fiscal del estado, esto se ha visto amenazado además por un desinterés del Gobierno ante la problemática, de aquí nace la iniciativa de enfocarse en nuevos mercados para la producción energética, que determinen una fuente sustentable de generación y conservación del ambiente y que finalmente constituyan un aporte al desarrollo científico tecnológico para el campo energético del país.

Acesxilicon es una empresa que empezó a enfocar sus inversiones desde el 2005 en campos aún no explotados y de grandes magnitudes que, aprovechando su filosofía, oportunidades y el débil pronunciamiento del Ministerio de Energía y Minas en cuanto a proyectos similares, ha empezado a desarrollar su proyecto TERIE, el mismo que traerá además de una importante inversión al país, grandes ingresos económicos que cubrirán a cientos de familias ecuatorianas y que además envolverá proyectos ambientales en los cuales la empresa se ha visto inmersa.

Acesxilicon cuenta además con la facilidad de negociación internacional para ampliar proyectos similares, proyectos que involucren no solo un beneficio económico sino también un beneficio ambiental y de responsabilidad social, cambiando de esta manera la síntesis empresarial del País como futuro crecimiento económico.

Por un lado se mantiene un amparo legal por parte del Gobierno Nacional de acuerdo a La ley de Desarrollo de Energías Renovables, decretos que deben ser aprovechados y que permiten el pago de un monto superior al valor actual generado por otros tipos de fuentes como por ejemplo la hidroeléctrica.

Por otra parte el Ecuador por su posición geográfica mantiene un potencial eólico que no ha sido aprovechado hasta el momento, de acuerdo a datos proporcionados por institutos meteorológicos internacionales y nacionales que determinan la factibilidad para ciertos puntos.

La necesidad por implementar proyectos de energías sustentables y sostenibles se hace cada día más importante debido al calentamiento global del planeta, preocupación que nos involucra a todos los seres humanos como principales responsables de este calentamiento y como únicos capaces de determinar soluciones, ante lo cual se desarrolla este proyecto al contribuir al medioambiente y al desarrollo tecnológico científico del país.

Además se mantiene una demanda anual de energía del 2% de la capacidad instalada, lo que permite poner en marcha proyectos de generación de energía eléctrica que contribuyan en pequeña y mediana escala a la demanda permanente existente en el mercado nacional, lo que conlleva a desarrollar métodos de generación sustentable y sostenible a mediano y largo plazo.

CAPÍTULO 2

MARCO CONTEXTUAL

2.1. EL VIENTO

Se considera viento a toda masa de aire en movimiento, que surge como consecuencia del desigual calentamiento de la superficie terrestre. La Tierra recibe una gran cantidad de energía procedente del Sol que en lugares favorables puede llegar a ser del orden de 2000 kW/m² anuales y de esto solo el 2% de ella se transforma en energía eólica.

El viento es una fuente de energía renovable, es decir, llega de forma continua a la tierra y es inagotable, es una energía limpia ya que no requiere una combustión que produzca dióxido de carbono (CO₂), y no produce emisiones atmosféricas ni residuos contaminantes.¹

A los vientos se los define por su dirección, sentido e intensidad (velocidad) por lo que se lo considera físicamente como un vector tridimensional, aunque a veces la componente vertical no tenga mucha incidencia sobre el valor total.

Este hecho se manifiesta a nivel planetario, con un mayor calentamiento del aire en las zonas tropicales que lo hace ascender y su lugar es ocupado por aire más frío proveniente de los polos.

Esta acción se combina con la rotación de la tierra y la fuerza de la gravedad contribuyendo a la formación de los vientos.

¹ www.wikipedia.org, Energía Eólica, Español, 2006



Figura 2.1. Incidencia del viento
Fuente: www.fotosyadoo.com/viento

Una manifestación de las permanentes diferencias de presiones atmosféricas, que existen en nuestro planeta, es el movimiento del aire que no puede permanecer en reposo y se desplaza prácticamente sin cesar, en tanto que las corrientes constituyen los vientos.

El estudio del viento se limita a una porción de la atmósfera, donde funcionan las turbinas eólicas y que normalmente no sobrepasan los **100 o 200 metros** de altura. En esta región, la fricción origina una variación significativa de la velocidad con la altura y esta variación depende fuertemente de la rugosidad del terreno circundante, por lo que resulta importante una adecuada elección del sitio donde se instala la turbina.

Para la explotación energética de una zona, se debe tener en cuenta además del valor medio de la velocidad, su distribución anual, conjuntamente con la duración de los períodos de calma, dirección predominante del viento, intensidad de las ráfagas y sus variaciones diarias y estacionales.

Se define como energía eólica a la energía proveniente del viento debido al movimiento cinético de las moléculas en su proceso de interacción. Además de la

energía eólica, entre las distintas fuentes de energías renovables encontramos: solar, mareomotriz, hidráulica y biomasa.²

En la actualidad se utiliza, sobre todo, para mover aerogeneradores. En estos la energía eólica mueve una hélice y mediante un sistema mecánico se hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador, que produce energía eléctrica.

Para que su instalación resulte rentable, suelen agruparse en concentraciones denominadas parques eólicos conectados a su vez a las líneas de transmisión de alta tensión con lo cual aportan al sistema interconectado de distribución eléctrica.



Figura 2.2. Representación de un parque eólico
FUENTE: [www.textoscientíficos.com/energía eólica](http://www.textoscientíficos.com/energía_eólica)

2.1.1. DIRECCIÓN DEL VIENTO

La dirección del viento a nivel del suelo, medida generalmente a algunos metros sobre el mismo, está fuertemente influenciada por la situación topográfica del lugar considerado.

² www.censolar.com, Centro de estudios de energía eólica, Español, 2006

Las diferencias térmicas, generadas por calentamiento no uniforme en el suelo, originan diferencias de presión entre puntos de la superficie terrestre, la que a su vez está en rotación sobre un eje. Las diferencias de presión provocan aceleraciones del movimiento del aire, inicialmente desde la zona de mayor presión a la de menor, siendo el viento una consecuencia de estas aceleraciones.

Al analizar los vientos, vemos que éstos se insertan en un complejo sistema sometido a un sin número de aceleraciones, algunas inerciales, que nunca llegarían a determinar un estado de equilibrio final. El viento, a su vez, transporta vapor de agua, pudiendo favorecer su concentración y dar lugar a la formación de nieblas, nubes y precipitaciones.

En gran escala, se ha encontrado una relación entre las isobaras, líneas que unen puntos de igual presión, y el viento predominante. Esta relación está ligada a la fuerza horizontal de presión y a la fuerza desviadora de Coriolis, que es de importancia fundamental para obtener el conocimiento del campo de vientos en los niveles de altura, sobre todo en latitudes templadas y frías.

Otros elementos a tener en cuenta son las convecciones nubosas, el transporte de la cantidad de movimiento por el propio viento y la fricción, tanto superficial como turbulenta en los diferentes niveles de la atmósfera.³

2.1.2. CALENTAMIENTO DIFERENCIAL Y CONVECCION

La convección es definida como el transporte de calor de un lugar a otro por medio del traslado de partículas de aire. Cuando dos superficies son calentadas en diferente forma, transmiten a su vez en forma diferente ese calor al aire que se encuentra sobre las mismas. El aire más caliente es menos denso por su expansión, mientras que las fuerzas gravitacionales actúan de forma tal que el aire

³ www.windpower.org, dirección del viento, español, 2006.

frío tiende a descender, el aire caliente a ascender y se produce entre ambos una circulación de la forma que se indica en la figura 2.3.



Figura 2.3. Calentamiento diferencial y convección

Fuente: Energía Eólica. Teoría y Características de Instalaciones; Ing. R. Jannini, Ing. J. Gonzalez, Ing. S. Mastrángelo.

Esta circulación genera un viento en superficie que va de la región fría a la región caliente e inversamente en niveles altos, determinando mayor presión en la parte fría y menor presión en el sector caliente, este proceso suele denominarse **convección seca** por ser una forma de transporte de calor en la que no interviene la humedad.

2.1.3. CLASES DE VIENTOS

El conocimiento de los vientos generales no es suficiente para una correcta utilización y ubicación de máquinas accionadas por el viento, por cuanto existen factores que modifican el régimen general que deben ser conocidos y considerados en cuenta a la hora de realizar un proyecto de este tipo, cuando el gradiente de presión y el gradiente de temperatura tienen distinta dirección, se produce una circulación de aire de sentido el camino más corto desde el gradiente de presión al de temperatura.

En general, los desplazamientos verticales del aire son pequeños en relación a los desplazamientos horizontales, por lo que se puede considerar que la dirección del desplazamiento del viento es sensiblemente horizontal y se determina y refiere

mediante el ángulo que conforma respecto a una dirección fija, que es la del Norte Geográfico. Tanto los vientos generales, como los sinópticos, están ligados a la circulación atmosférica y mantienen las mismas características sobre grandes extensiones de terreno.⁴

2.1.3.1. Vientos Sinópticos

Este tipo de viento sopla prácticamente en la horizontal, es el viento que permite esquematizar su movimiento por un vector orientado en el sentido hacia el cual sopla y cuyo origen está situado en el lugar de observación.

Los vientos regionales están regidos también por desplazamientos a la escala sinóptica de las masas de aire. Sus características vienen determinadas en función de situaciones meteorológicas dadas y muy precisas, como son la configuración isobárica y posición de los frentes, teniendo en cuenta también para cualquier lugar, tanto las condiciones geográficas regionales, como las locales (relieves, cotas, etc.), como se muestra en la figura 2.4.

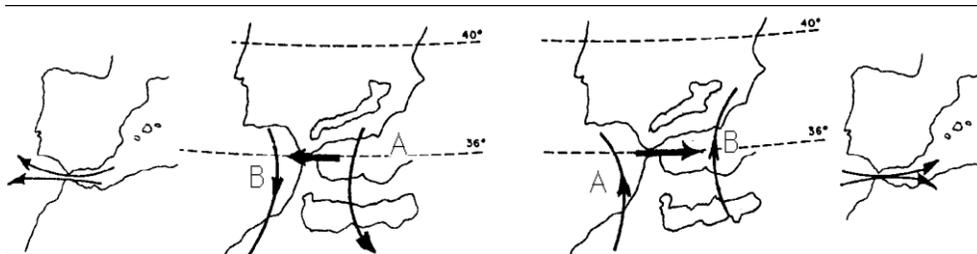


Figura 2.4. Vientos sinópticos, el viento sopla de las altas a las bajas presiones

Fuente: Energía Eólica. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria. Pedro Fernández Díez.

2.1.3.2. Brisas

⁴ www.meteomaire.com, clases de viento, español, 2006

Una aplicación del axioma anterior es la justificación del movimiento del aire tierra-mar en las costas, o tierra-agua en los lagos durante el día y la noche, como se muestra en la figura 2.5.; en las faldas de las montañas el aire se calienta durante el día y se va hacia las alturas, mientras que en la noche el aire frío, más pesado, baja hacia los valles, Figura 2.5.

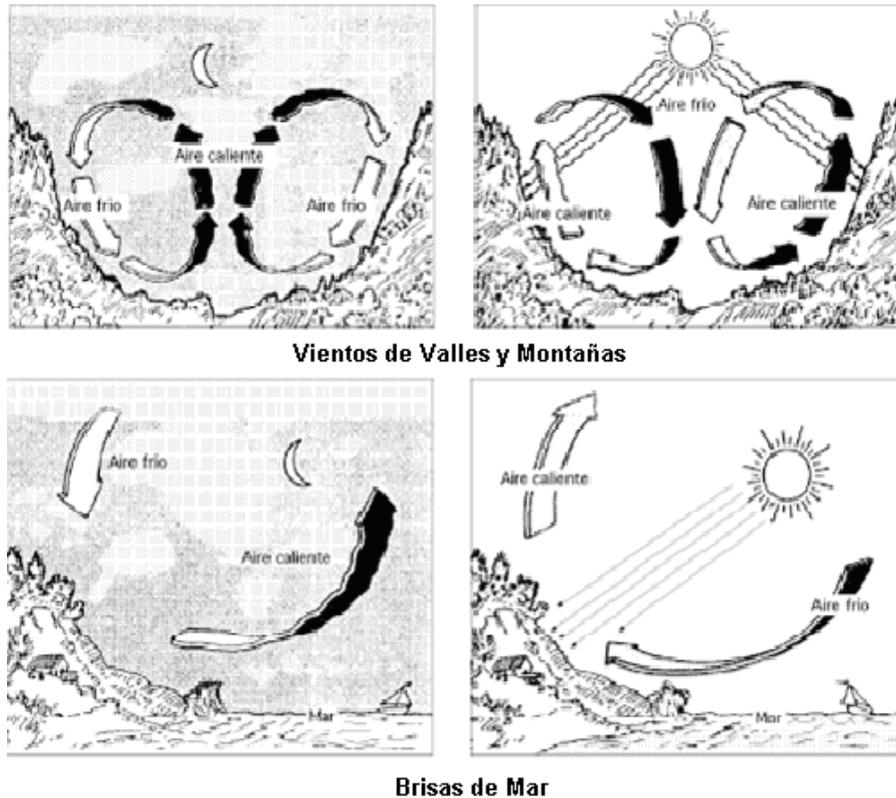


Figura 2.5. Vientos particulares y locales

Fuente: Energía Eólica. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria. Pedro Fernández Díez.

Los movimientos característicos del aire (tierra-mar) en las costas o (tierra-agua) en los lagos durante el día y la noche dan lugar a las brisas. El viento diurno o brisa marina, es debido a un descenso hacia la tierra del gradiente de presión barométrica, como consecuencia del calentamiento diurno de la capa inferior del aire que está en contacto con la tierra; como la superficie del mar adyacente no se calienta con tanta intensidad, permanece relativamente más fría.

En respuesta al gradiente de presión local, el aire se dirige hacia la tierra a baja altura. La brisa marina es relativamente fría y proporciona un agradable alivio en una estrecha franja de la zona costera en las calurosas tardes del verano. Por la noche se invierte el gradiente de temperatura debido al más rápido enfriamiento de la superficie del terreno; el gradiente de presión es ahora de la tierra hacia el mar, motivando un flujo de aire hacia el océano (brisa terrestre).

Las condiciones locales influyen considerablemente en el potencial eólico de una zona y puede suceder que dos lugares muy próximos tengan una gran diferencia de condiciones eólicas.

Los valles y las zonas entre dos montañas afectan enormemente al citado potencial al aumentar considerablemente la acción del viento, que varía notablemente con la altura.

Esta variación es consecuencia de la capa límite que se produce en el contacto de los fluidos viscosos con las superficies (aire y tierra).

2.1.3.3. Vientos Catabáticos y Anabáticos

El viento catabático, de la figura 2.6., es el producido por el descenso de aire fresco desde regiones elevadas o regiones más bajas, en forma de brisas, a través de laderas y valles. Este tipo de viento presenta poca relación con las isobaras, puesto que viene regido principalmente por la dirección de los valles a través de los cuales desciende.

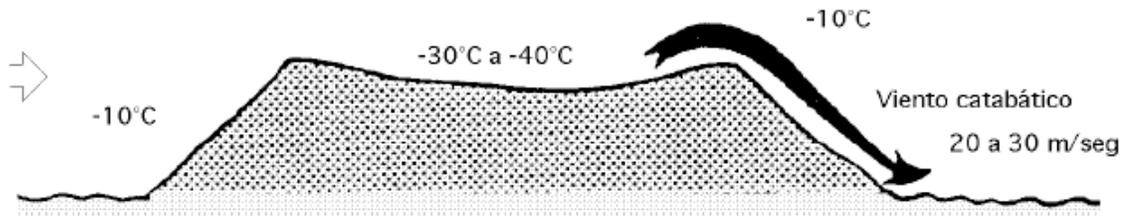


Figura 2.6. Viento Catabático

Fuente: Energía Eólica. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria. Pedro Fernández Díez.

El Viento Anabático es el que presenta una componente vertical ascendente, siendo el término opuesto a catabático.

2.1.3.4. Viento Fohn

El fohn es un viento fuerte, seco y cálido, que se produce en ocasiones en la ladera de sotavento (contraria a la que sopla el viento) de los sistemas montañosos, Figura 2.7.; un fohn fuerte se presenta precedido por un sistema de bajas presiones que avanza ocasionando fuertes vientos en la troposfera media y alta.

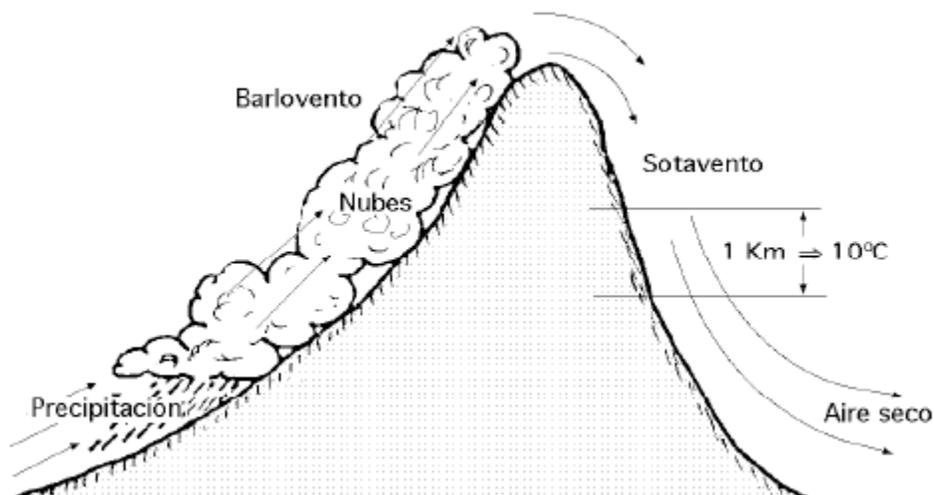


Figura 2.7. Efecto Föhn

Fuente: Energía Eólica. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria. Pedro Fernández Díez.

Cuando este sistema se acerca a una montaña, el aire sube por la ladera de barlovento, enfriándose por debajo de la temperatura de condensación, formando nubes que se mantienen adosadas a las cimas de las montañas, que provocan precipitaciones, por lo que el contenido de humedad del aire baja y así el aire que desciende por sotavento es seco, calentándose en el descenso a razón de 10°C por km.

También influye enormemente en la velocidad del viento la forma del relieve de la superficie de la tierra por donde discurre la corriente. Superficies de pendientes suaves y desnudas de obstáculos son los mejores lugares de potencial eólico, puesto que se van juntando las líneas de corriente del fluido y hacen que su velocidad aumente, Figura 2.8.

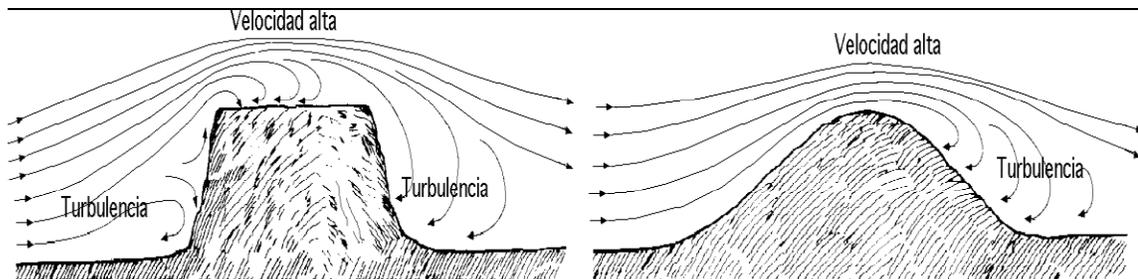


Figura 2.8. Influencia de obstáculos topográficos sobre la velocidad del viento

Fuente: Energía Eólica. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria. Pedro Fernández Díez.

2.1.3.5. Efecto túnel

Si toma un camino o un paso estrecho entre montañas observará que el aire se comprime en la parte de la montaña que está expuesta al viento, y su velocidad

crece considerablemente entre los obstáculos del viento. Esto es lo que se conoce como "efecto túnel".



Figura 2.9. Efecto túnel

Fuente: Windpower. www.windpower.org

Así pues, incluso si la velocidad normal del viento en un terreno abierto puede ser de, digamos, 6 metros por segundo, en un "túnel" natural puede fácilmente alcanzar los 9 metros por segundo. Situar un aerogenerador en un túnel de este tipo es una forma inteligente de obtener velocidades del viento superiores a las de las áreas colindantes.

Para obtener un buen efecto túnel el túnel debe estar "suavemente" enclavado en el paisaje. En el caso de que las colinas sean muy accidentadas, puede haber muchas **turbulencias** en esa área, es decir, el viento soplará en muchas direcciones diferentes (y con cambios muy rápidos). Si hay muchas turbulencias, la ventaja que supone la mayor velocidad del viento se verá completamente anulada, y los cambios en el viento pueden causar roturas y desgastes innecesarios en el aerogenerador.

2.1.4. TURBULENCIA ATMOSFÉRICA

Generalmente el movimiento atmosférico presenta características de flujo turbulento, en la atmósfera deben distinguirse dos tipos de turbulencias:

- Turbulencias de origen mecánico, y
- Turbulencias de origen térmico.

La turbulencia mecánica se genera por la presencia de obstáculos sobre la superficie, como edificios, árboles y vehículos que fuerzan al viento a pasar por encima de ellos produciendo remolinos de distintas características en la parte posterior de los obstáculos. El tamaño de los vórtices será relacionado con la velocidad media del viento y el tamaño y forma de los obstáculos.

La turbulencia térmica es producida por el movimiento ascendente de masas de aire calentadas en la superficie de la tierra y el descenso de masas frías que se mueven para ocupar el lugar dejado por las primeras. La turbulencia térmica puede ser inestable, neutral o estable. En el caso inestable, la temperatura del aire disminuye con la altura y la turbulencia producida por los obstáculos actúa como excitación inicial para ser luego amplificada y transportada. En el caso neutral, la temperatura es prácticamente constante con la altura y cualquier perturbación en la atmósfera no produce reacción.

Ambos tipos de turbulencia actúan simultáneamente y según los casos, será más importante uno que otro. La turbulencia térmica estable se manifiesta cuando la temperatura del aire aumenta con la altura y las perturbaciones son rápidamente amortiguadas. Si además, la velocidad del viento es baja, las perturbaciones mecánicas son reducidas y puede existir flujo laminar.⁵

2.1.5. VELOCIDAD DEL VIENTO

⁵ Jannini R et al, Energía Eólica, Teoría y características, Pág. 30-52

El viento viene definido por dos parámetros esenciales que son, su dirección y su velocidad. La dirección del viento y su valoración a lo largo del tiempo conducen a la ejecución de la llamada rosa de los vientos, figura 2.10.

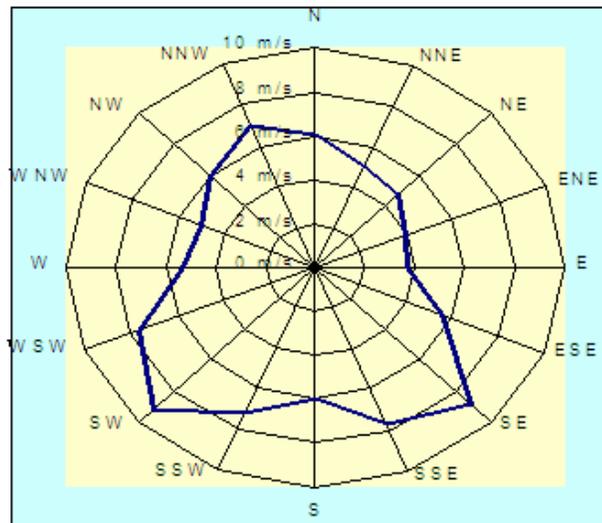


Figura 2.10. Rosa de los vientos

Fuente: European Wind Energy Association, www.ewea.org

La velocidad media del viento varía entre 3 y 7 m/seg., según diversas situaciones meteorológicas; es elevada en las costas, más de 6 m/s., así como en algunos valles más o menos estrechos. En otras regiones es, en general, de 3 a 4 m/s., siendo bastante más elevada en las montañas, dependiendo de la altitud y de la topografía. En la siguiente figura se puede ver el diseño de rosas de los vientos predominantes para un valle con características específicas.

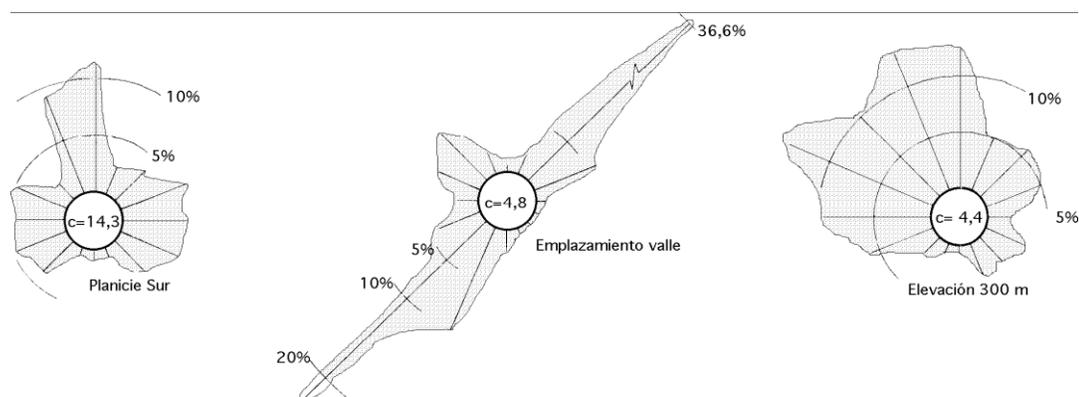


Figura 2.11. Rosas de viento características para un flujo dominante dentro de un valle, en una planicie sur y por encima de las elevaciones extremas de un valle

Fuente: Energía Eólica. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria. Pedro Fernández Díez.

La velocidad media del viento es más débil durante la noche variando muy poco, aumenta a partir de la salida del Sol y alcanza un máximo entre las 12 y 16 horas solares. Para realizar la medida de las velocidades del viento se utilizan los anemómetros; existen muy diversos tipos de estos aparatos, que en un principio se pueden clasificar en anemómetros de rotación y anemómetros de presión.

El anemómetro de rotación más característico es el de Papillon, que es un molino de eje vertical con cazoletas en forma de semiesfera o el de aletas oblicuas de Jules Richard. El anemómetro de presión se basa en el método del tubo de Pitot, figura 2.12.

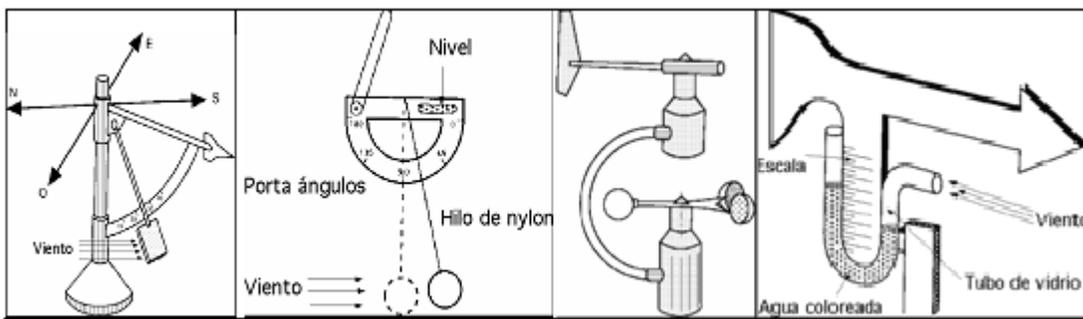


Figura 2.12. Tipos de anemómetros

Fuente: Energía Eólica. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria. Pedro Fernández Díez.

La dirección del viento se comprueba mediante una veleta, mientras que la velocidad se mide con un anemómetro. Según sea la velocidad se pueden considerar tres tipos de definiciones:

- **Viento instantáneo;** se mide la velocidad del viento en un instante determinado.
- **Viento medio aeronáutico;** se mide la velocidad media durante 2 minutos

- **Viento medio meteorológico;** se mide la velocidad media durante 10 minutos

Hay que distinguir también entre golpe de viento y ráfagas. La ráfaga es un aumento brutal y de corta duración de la velocidad del viento, propio de tormentas y borrascas.

El golpe de viento concierne a la velocidad media del viento, cuando sobrepasa los 34 nudos, 62 km/hora, y es una señal de advertencia, sobre todo para la navegación marítima. Un golpe de viento corresponde a una velocidad media del viento comprendida entre 75 y 88 km/hora.

Las fuentes eólicas más interesantes se encuentran en las costas marinas y en determinados pasos entre montañas; existen zonas en las que se puede disponer de más de 3.000 kWh/m² año, y en otras puede que no se llegue a los 200 kWh/m² año.

2.1.5.1. Escala de Velocidades

Se ha establecido una escala de velocidades de vientos llamada Beaufort que las clasifica en 17 categorías:

Tabla 2.1. Grados o Escalas de Beaufort

Grados Beaufort	Nudos		m/s		km/h		Descripción	Presión s/superficie Plana en daN/m ²	
	de	a	de	a	de	a		de	a
0	<	1	0	0.2	<	1	Calma		
1	1	3	0.3	1.5	1.0	3.0	Ventolina	0.0	0.3
2	4	6	2.1	3.1	7.4	11.1	Brisa Suave	0.6	1.2
3	7	10	3.6	5.1	13.0	18.5	Brisa Leve	2	3
4	11	16	5.7	8.2	20.4	29.7	Brisa Moderada	4	9
5	17	21	8.8	10.8	31.5	38.9	Viento Refrescante	10	15
6	22	27	11.3	13.9	40.8	50.0	Viento Fuerte	17	25
7	28	33	14.4	17.0	51.9	61.2	Viento muy Fuerte	27	38
8	34	40	17.5	20.6	63.0	74.1	Temporal	40	55
9	41	47	21.1	24.2	76.0	87.1	Temporal Fuerte	58	76
10	48	55	24.7	28.3	89.0	101.9	Temporal muy Fuerte	79	104
11	56	63	28.8	32.4	103.8	116.8	Tempestad	108	137
12	64	71	32.9	36.5	118.6	131.6	Huracán	141	174
13	72	80	37.1	41.2	133.4	148.3		179	220
14	81	89	41.7	45.8	150.1	164.9		226	273
15	90	99	46.3	51.0	166.8	183.5		279	338
16	100	108	51.5	55.6	185.3	200.1		344	402
17	109	118	56.1	60.7	202.0	218.7	Ciclón	409	480

Fuente: Energía Eólica. Teoría y Características de Instalaciones; Ing. R. Jannini, Ing. J. Gonzalez, Ing. S. Mastrángelo.

Las últimas columnas indican la presión media en daN/m sobre superficies planas dispuestas perpendicularmente al viento, calculado como $p = 0.13 V^2$, siendo V en m/s.

Las mayores velocidades de vientos se encuentran en los ciclones tropicales y cerca de los 45° de latitud sur, (de 150 a 200 km/h), La mayor velocidad registrada fue de 416 km/h instantáneo, 338 km/h como promedio de 5 min., en New Hampshire EUA 12/4/34.

Tabla 2.2. Criterios de apreciación en el mar

Grados Beaufort	Criterios de Apreciación en el Mar
0	Mar en calma
1	Se forman rizos con aspecto de escamas pero sin espuma en las crestas
2	Rizos cortos, pero pronunciados. Crestas con aspectos cristalinos que no se rompen
3	Grandes Rizos. Las crestas comienzan a romper. Espuma de aspecto cristalino
4	Las olas cortas se alargan
5	Se forman crestas en las ondas de aguas acumuladas e estanques y lagunas
6	Comienzan a formarse grandes olas. Las crestas de espuma blanca se forman por todas partes. Brumazones
7	Se agita y la espuma de blanca de las olas comienza a formar regueros
8	Olas altas de mayor longitud. Las crestas comienzan a pulverizarse en brumas. La espuma se escapa
9	Las olas muy altas comienzan a romperse. Las brumas reducen la visibilidad
10	Se rompen violentamente las olas muy altas. Masas de espuma. Superficie del agua blanca. Visibilidad pobre

Fuente: Energía Eólica. Teoría y Características de Instalaciones; Ing. R. Jannini, Ing. J. Gonzalez, Ing. S. Mastrángelo.

Tabla 2.3. Criterios de apreciación en tierra

Grados Beaufort	Criterios de Apreciación en Tierra
0	El humo se eleva verticalmente
1	El viento inclina el humo pero no hace girar las veletas
2	Las hojas se mueven. El viento se siente en el rostro, giran las veletas
3	Las hojas y ramas pequeñas se mueven continuamente. Las banderas de tejido suave se extienden
4	El viento levanta el polvo y papeles sueltos, las ramas se agitan
5	Los árboles pequeños frondosos empiezan a balancearse
6	Se mueven ramas grandes. Vibran los hilos eléctricos, se oye el silbido. Resulta difícil utilizar el paraguas
7	Los árboles se agitan. Es molesto caminar contra el viento
8	Se rompen las ramas pequeñas. Se hace difícil caminar
9	Las ramas medianas se quiebran. Pequeños daños en las estructuras edilicias (se arrancan sombreretes de chimeneas, tejas de los techos, etc.)
10	Los árboles son arrancados de cuajo y daños estructurales considerables
> 11	Destrozos extensos. Techos arrancados, etc.

Fuente: Energía Eólica. Teoría y Características de Instalaciones; Ing. R. Jannini, Ing. J. Gonzalez, Ing. S. Mastrángelo.

2.1.5.2. Variación de la Velocidad del Viento con la Altura

El aumento de la velocidad del viento, a medida que nos separamos del suelo, es un fenómeno bien conocido. Así de una velocidad de 2 m/s a 20 metros de altura, la velocidad del viento pasa a 7 u 8 m/s a 300 metros de altura. La reducción de la velocidad en las proximidades del suelo se debe a la reducción experimentada por la vegetación, construcciones y obstáculos de otras clases.

Las determinaciones meteorológicas nos demuestran que el crecimiento relativo de la velocidad del viento con la altura respecto al suelo varía de un punto a otro. La velocidad del viento varía con la altura, siguiendo aproximadamente una ecuación de tipo estadístico, conocida como ley exponencial de Hellmann, de la forma:

$$\frac{V}{V_o} = \left(\frac{H}{H_o} \right)^n \quad \text{Ec. 2.1.}$$

donde, V_o es la velocidad observada a la altura H_o y V la velocidad observada a la altura H , Generalmente se toma para H_o el valor 10 m; n es un coeficiente que varía desde 0.10 a 0.40, dependiendo de la rugosidad del terreno.

También se puede aplicar la siguiente ley logarítmica:

$$\frac{V}{V_o} = \frac{\log \left(\frac{H}{Z_o} \right)}{\log \left(\frac{H_o}{Z_o} \right)} \quad \text{Ec. 2.2.}$$

donde, Z_o es la longitud relativa de la rugosidad del suelo.

Tabla 2.4. Factores z_o y n para diferentes rugosidades del suelo

Tipo de terreno	zo en m	n
Liso (mar, arena, nieve)	0.001-0.02	0.10-0.13
Moderadamente rugoso (hierba corta, campos de trigo u otros cereales, regiones rurales)	0.02-0.3	0.13-0.20
Rugosos (bosques, barrios)	0.3-2	0.20-0.27
Muy Rugoso (ciudades, altos edificios)	2-10	0.27-0.40

Fuente: Energía Eólica. Teoría y Características de Instalaciones; Ing. R. Jannini, Ing. J. Gonzalez, Ing. S. Mastrángelo.

En la tabla 2.4 se indican los valores de zo y n en función de rugosidades diversas. Se debe destacar que las alturas H y Ho no son relativas al suelo, sino respecto a un nivel de viento nulo. Esta puede ser por encima de los tallos de los cereales o la altura de ramaje de los árboles.

Puede plantearse la relación entre Zo y n:

$$n = 0.04 \ln zo + 0.003(\ln zo)^2 + 0.24 \quad \text{Ec. 2.3.}$$

Como la energía susceptible de ser captada es proporcional al cubo de la velocidad, se deduce que la relación entre las energías disponibles a H metros y a Ho metros sobre el suelo viene dada por la expresión

$$\frac{E}{Eo} = \left(\frac{H}{Ho} \right)^{3n} \quad 0.30 < 3n < 1.20 \quad \text{Ec. 2.4.}$$

Por lo tanto será de gran importancia para recoger el máximo de potencia colocar a los generadores lo más alto posible.⁶

2.2. PRODUCCIÓN EÓLICA MUNDIAL

La Capacidad de Energía Eólica Mundial es de 47.616 MW, con 8,321 MW adicionados en 2004. España, Alemania e India son mercados líderes, Australia-Pacífico muestra el más alto índice de crecimiento.

⁶ Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edición 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co. Pág. 15-30.

El mercado mundial para la generación eólica de electricidad una vez más mostró un desarrollo muy dinámico en el año 2004. En este año se añadieron 8,321 MW de nueva capacidad, convirtiéndose en un nuevo récord contra los 8,129 MW que se añadieron en 2003.

El nuevo líder en instalación es España con 2,061 MW, obteniendo por primera vez la posición número uno sobre Alemania (2,020 MW). Alemania, sin embargo, permanece como país líder en términos de su capacidad total, representando un tercio de las instalaciones de energía eólica como se puede apreciar en la figura 2.13.

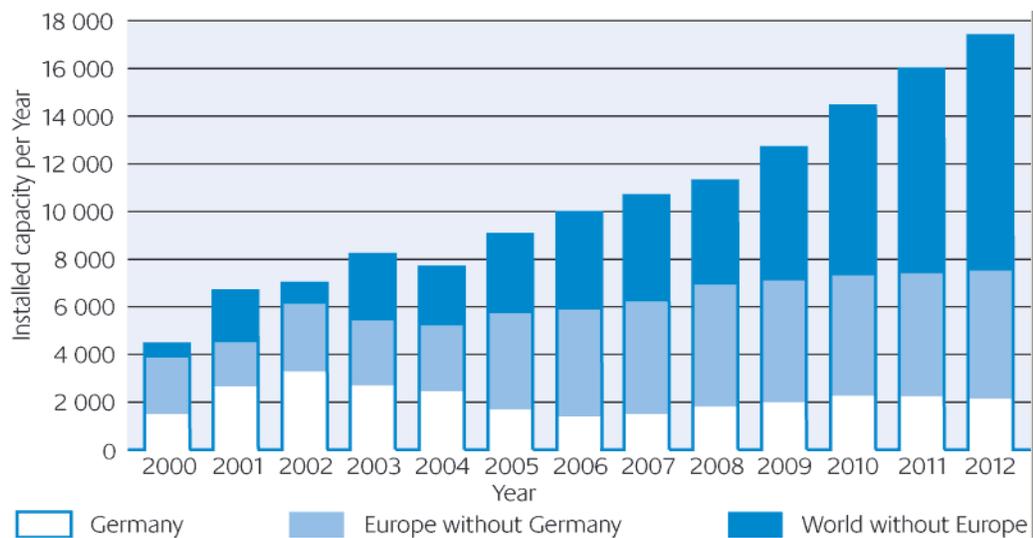


Figura 2.13. Evolución global del mercado

Fuente: EWEA/BWE (Asociaciones Europea y Alemana de Energía Eólica)

India se ha convertido en el tercer mercado mundial de energía eólica en términos de nuevas instalaciones (875 MW). Los países asiáticos esperan convertirse pronto en líderes por enfrente de los países líderes anteriores, como Dinamarca, con un incremento de solamente 7 MW, y convertirse el número cuatro también en términos de capacidad total. La región Australia – Pacífico mostró la más alta tasa

de crecimiento de todos los continentes. La capacidad instalada alcanzó 557 MW comparado con 233 MW en 2003, igualando una tasa de crecimiento de 135%.⁷

Desde los años 90 Alemania es pionera en el aprovechamiento e incremento de la energía eólica. En los años 80 únicamente había un número reducido de instalaciones de energía eólica con una capacidad total de unos pocos megavatios. A finales del 2005 la capacidad total en Alemania era ya de 18.428 MW distribuidos en un total de 17.574 instalaciones eólicas. Sólo en 2005 se instalaron 1.808 MW (1.049 instalaciones eólicas). Esto supone un crecimiento del 11 % en comparación con el año anterior.

Sin embargo, la tasa global de crecimiento decayó de un 26% en 2003, a un 21%. Esto es debido al hecho de que la industria del viento ha perdido fuerza, especialmente en los mercados tradicionales como Dinamarca, USA y el menos extenso, Alemania.

2.2.1. DIVERSIFICACIÓN GEOGRÁFICA EN LA INDUSTRIA EOLICA

En el año 2004, un proceso claro de diversificación puede observarse de acuerdo a la distribución de las nuevas acciones del mercado, mientras que en 2003, solo 10 ciudades tuvieron nuevas instalaciones de más de 100 MW.

En el 2004, 19 ciudades sumaron más de 100 MW. Aún se puede notar, que los cinco mercados líderes –Alemania, España, USA, Dinamarca e India – dominan el mercado total con instalaciones de 37,7 GW como indica la figura 2.14. Sin embargo, su participación cayó en 2004, de 82% a un 79%.

⁷ www.ewea.org, Reporte Mundial, Español, 2006

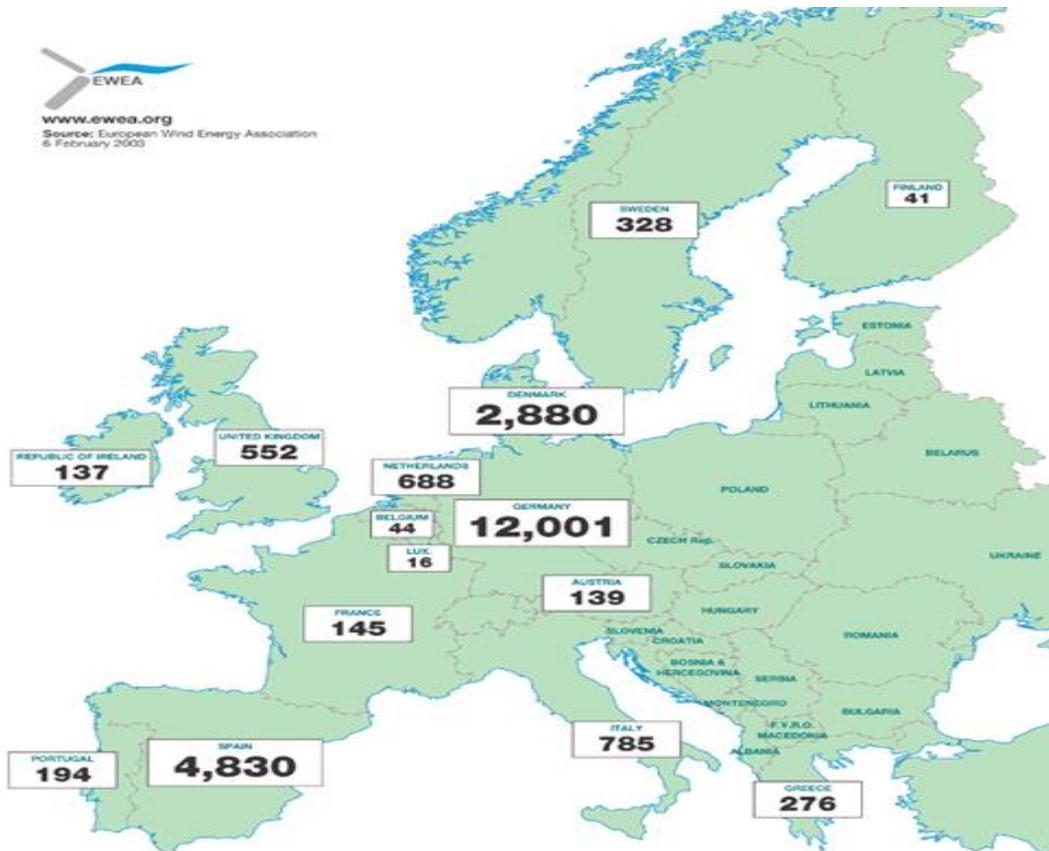


Figura 2.14. Diversificación geográfica

Fuente: EWEA/BWE (Asociaciones Europea y Alemana de Energía Eólica)

En términos de capacidad adicional, la participación de los cinco más altos mercados (5,337 MW), alcanzaron 64% del mercado mundial, después de haber obtenido un 79% en 2003. Este proceso de diversificación extenderá las bases de la industria eólica y fortalecerá las capacidades nacionales en muchas partes del mundo. Por lo tanto, un desarrollo aún más fuerte y dinámico del uso de energía eólica mundial se espera en un futuro cercano.⁸

2.2.2. EUROPA

Europa permanece como el continente líder en términos de capacidad instalada con 34.6 GW (72.5 % de la capacidad mundial) como indica la figura 2.15. Alemania perdió su posición número uno en Europa y en el mundo por primera vez

⁸ www.ewea.org, diversificación geográfica, reporte 2005, español, 2006.

desde hace más de una década cuando sobrepasó a Dinamarca. España después de su legislación mejorada en 2004, se ha convertido en el mercado eólico líder en términos de capacidad adicional y representa ahora un sexto de la capacidad eólica mundial (8,263 MW).

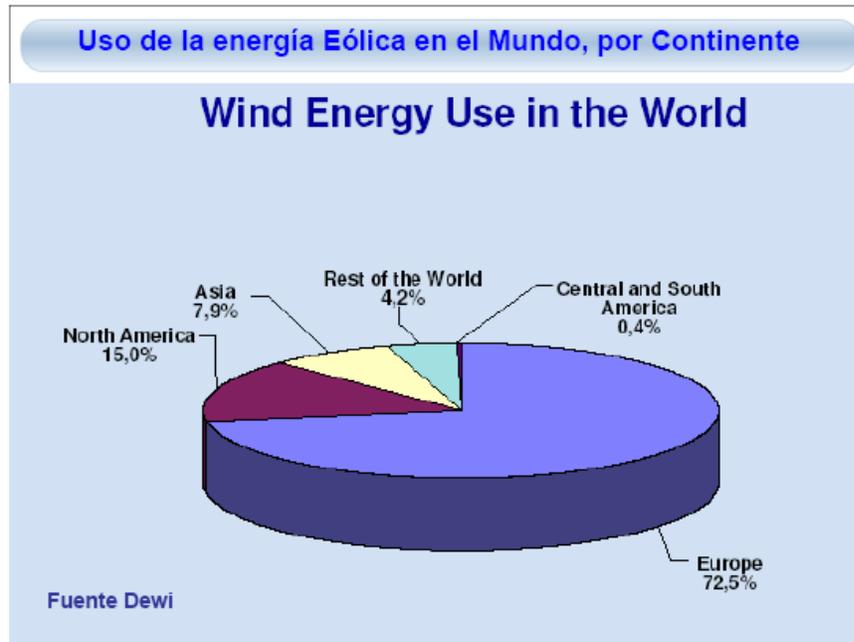


Figura 2.15. Energía eólica mundial

Fuente: EWEA/BWE (Asociaciones Europea y Alemana de Energía Eólica)

En Europa en el año 2003 surgieron muchos mercados de tamaño mediano mayores a 100 MW. En Noruega, Irlanda, Portugal y Francia se pudieron observar las tasas de crecimiento más altas (mayores al 50 %) como se observa en la siguiente figura:

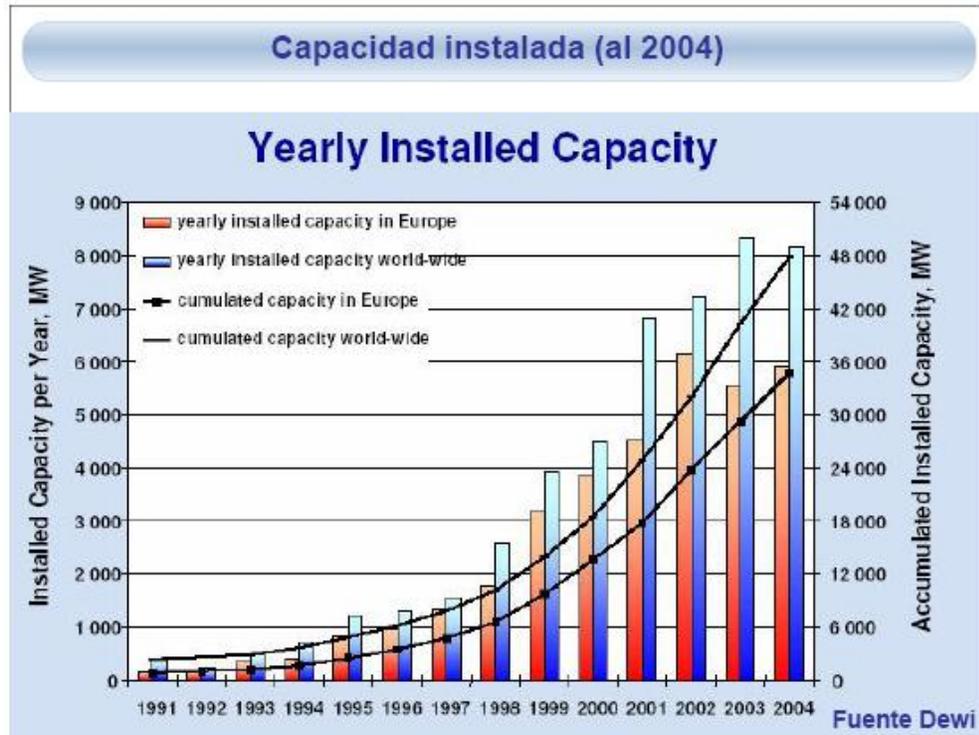


Figura 2.16. Capacidad instalada al 2004

Fuente: EWEA/BWE (Asociaciones Europea y Alemana de Energía Eólica)

2.2.3. AMÉRICA

El continente americano representó 7336 MW o un 15.4 % de la capacidad eólica global. En Norteamérica, el mercado de Estados Unidos después de un año récord en 2003, se desaceleró en 2004 debido a un retraso en la prolongación del crédito al impuesto de la producción con una capacidad adicional de sólo 370 MW (tasa de crecimiento de sólo 5.8 %) después de 1,685 MW en el 2003; por lo tanto, Estados Unidos ha perdido la posición número dos en capacidad total con España y aún ha alcanzado a Japón en términos de nueva capacidad.

Canadá ha mantenido muy bien su posición y tuvo una tasa de crecimiento de 38% (122 MW añadidos). Sin embargo, el mercado estadounidense después de la prolongación del crédito al impuesto de la producción (por dos años) tendrá tasas de crecimiento significativas en 2005.

Ningún país latinoamericano está en la lista de los veinte mercados eólicos mundiales más importantes. Brasil, sin embargo, espera empezar un desarrollo dinámico y sustancial en los años 2006-2007 con la implementación del programa Proinfa.

2.2.4. ASIA

Asia representó 4,726 MW o 9.9 % del mercado de energía eólica global en 2004 (en 2003, su participación era 8.2 %) India una vez más es el mercado líder en el continente asiático con capacidad adicional de 875 MW y una tasa de crecimiento de 42 %. Entre los países líderes en Asia se encuentra Japón (896 MW), que tuvo la tasa de crecimiento más alta en Asia (77.1 %) entre los mercados asiáticos más grandes, y China (764 MW) quien después de la conferencia mundial de energía eólica en 2004 y la reciente aprobación de la legislación con respecto a la energía renovable espera tener un sustancial crecimiento en un futuro cercano. Es interesante mencionar que Japón con una capacidad adicional de 390 MW ha alcanzado a Estados Unidos y representó el cuarto mercado de energía eólica a nivel mundial con respecto a nuevas instalaciones. Otro mercado interesante en los años venideros será Pakistán donde el gobierno ha aprobado un programa muy ambicioso de energía eólica.

2.2.5. AUSTRALIA/PACIFICO

En 2004 la región Asia-Pacífico ha sido la más dinámica a nivel mundial. Australia al igual que Nueva Zelanda fueron los mercados con las tasas más altas de crecimiento global, Australia casi duplicando (de 197 MW a 379 MW) y Nueva Zelanda más que cuadruplicando de (36 MW a 168 MW) en su capacidad instalada. Juntos, ambos países han instalado 547 MW comparado con 233 MW en 2003 – alcanzando una tasa de crecimiento de 135%.

2.2.6. ÁFRICA

En África a finales de 2004 se instalaron 392 MW. Egipto pudo conservar su posición número uno en el continente africano con instalaciones totales actuales de 300 MW. Solamente se logró un pequeño progreso en el resto de los países africanos, sin embargo, se esperan nuevas instalaciones en un futuro cercano, en Marruecos, Egipto, Túnez y Sudáfrica.

Considerando la gran necesidad de abastecimiento de energía sustentable en mucho países africanos, se tendrán que desarrollar e implementar estrategias de desarrollo que incluyan aplicaciones autónomas tan pronto como sea posible con objeto de aprovechar los enormes potenciales eólicos para el beneficio de la gente africana, de los cuales una minoría tienen acceso a la red pública.

Tabla 2.5. Capacidad eólica mundial instalada hasta diciembre de 2004

Worldwide wind energy installation figures per continent as at 31 December 2004

	Installed Capacity 2004 (MW)	Installed Capacity 2003 (MW)	World market share in 2004 [%]	World market share in 2003 [%]
Africa	391,7	271,5	0,8	0,7
America	7.335,5	6.842,6	15,4	17,4
Asia	4.726,0	3.217,6	9,9	8,2
AustraliaPacific	546,9	233,5	1,1	0,6
Europe	34.616,4	28.730,2	72,7	73,1
World	47.616,4	39.295,3	100,0	100,0

Fuente: EWEA/BWE (Asociaciones Europea y Alemana de Energía Eólica)

Tabla 2.6. Capacidad eólica instalada por países hasta diciembre del 2004

Worldwide wind energy installation figures per country as at 31 December 2004

Country	Additional Capacity in 2004 [MW]	Rate of Growth in 2004 [%]	Total Capacity installed end 2004 [MW]
Germany	2019,7	13,8	16.628,8
Spain	2061,0	33,2	8.263,0
USA	370,0	5,8	6.740,0
Denmark	7,0	0,2	3.117,0
India	875,0	41,5	2.985,0
Italy	221,0	24,4	1.125,0
The Netherlands	170,0	18,7	1.078,0
Japan	390,2	77,1	896,2
United Kingdom	240,0	37,0	888,0
China	197,0	34,7	764,0
Austria	191,0	46,0	606,0
Portugal	223,0	74,6	522,0
Greece	124,0	34,0	489,0
Canada	122,0	37,9	444,0
Sweden	43,0	10,8	442,0
France	138,0	55,6	386,0
Australia	181,8	92,2	379,0
Ireland	152,9	82,2	338,9
Egypt	120,0	66,7	300,0
Norway	176,0	176,0	276,0
New Zealand	131,6	362,5	167,9
Belgium	27,0	39,7	95,0
Finland	29,5	57,8	80,5
Costa Rica	0,0	0,0	79,0
Ukraine	12,2	21,6	68,6
Korea	48,3	209,3	68,4
Poland	6,0	10,5	63,0
Morocco	0,0	0,0	53,9
Luxembourg	13,0	59,1	35,0
Argentina	0,9	3,5	26,6
Latvia	2,0	8,3	26,0
Brazil	0,0	0,0	23,8
Turkey	0,0	0,0	20,6
Colombia	0,0	0,0	19,5
Tunisia	0,0	0,0	19,0
Czech Republic	7,0	70,0	17,0
South Africa	0,2	1,2	16,6
Iran	0,0	0,0	11,0
Russia	0,0	0,0	10,8
Switzerland	3,7	69,8	9,0
Lithuania	5,0	250,0	7,0
Croatia	6,0	-	6,0
Estonia	3,0	100,0	6,0
Slovakia	3,0	150,0	5,0
Hungary	1,2	60,5	3,3
Nigeria	0,0	0,0	2,2
Cyprus	0,0	0,0	2,0
Chile	0,0	0,0	2,0
Syria	0,0	0,0	1,45
Romania	0,0	0,0	1,0
Bulgaria	1,0	-	1,0
Cuba	0,0	0,0	0,45
Uruguay	0,0	0,0	0,15
World	8.321	21.2	47.616,4

Source: WWEA member survey and own research, sources available on request.

Fuente: EWEA/BWE (Asociaciones Europea y Alemana de Energía Eólica)

En el siguiente gráfico. Figura 2.17., se puede observar que, aunque el crecimiento de esta energía es considerable, frente a las energías convencionales, queda un largo camino para recorrer para que esta fuente menos contaminante de energía pueda contribuir significativamente a la generación de electricidad.

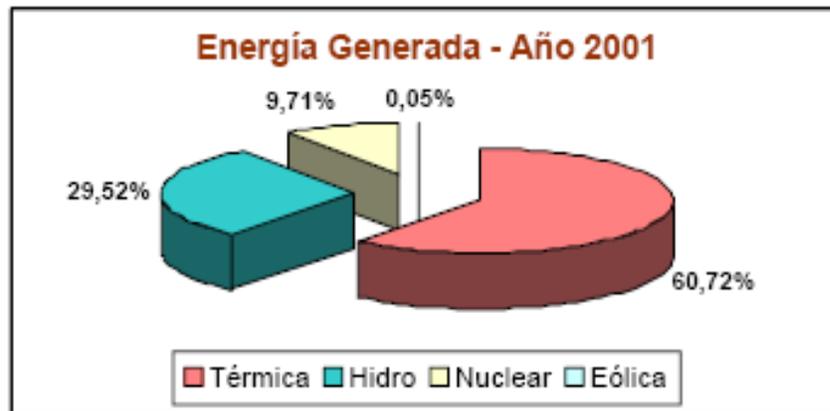


Figura 2.17. Comparación con otras formas de generación de energía

Fuente: EWEA/BWE (Asociaciones Europea y Alemana de Energía Eólica)

En las siguientes tablas y gráficos se indican datos estadísticos o predicciones de la capacidad eólica a instalar anualmente para el año 2009 de los principales países generadores de energía eólica tabla 2.7. Predicciones por ubicación geográfica al 2012 figura 2.18 y predicciones de crecimiento de mercado al 2013 figura 2.19.

Tabla 2.7. Predicción de la capacidad a instalarse al 2009

Predicción de la capacidad anual a instalar (al 2009)									
	Cumulative installed capacity (MW) by end of in 2004	Installed capacity (MW) in 2004	Fore cast 2005- 2009					Installed capacity between 2005-2009 sum	Cumulative installed capacity (MW) by end of 2009 Accu.
			2005	2006	2007	2008	2009		
Total America	7.391	518	2.850	3.400	2.600	2.950	3.650	15.250	22.641
Total Europe	34.705	5.921	5.705	8.640	7.940	9.345	10.245	39.875	74.580
Total Asia	3.785	1.077	1.180	1.450	1.550	1.875	1.875	7.930	11.715
Total other continents an areas	2.012	623	760	975	1.170	1.435	1.835	6.175	8.187
Total MW new capacity every year:		8.137	10.295	12.485	13.260	15.805	17.605	69.230	117.123
Accu capacity (MW)	47.893		58.188	70.653	83.913	99.518	117.123		

Fuente Dewi

Fuente: EWEA/BWE (Asociaciones Europea y Alemana de Energía Eólica)

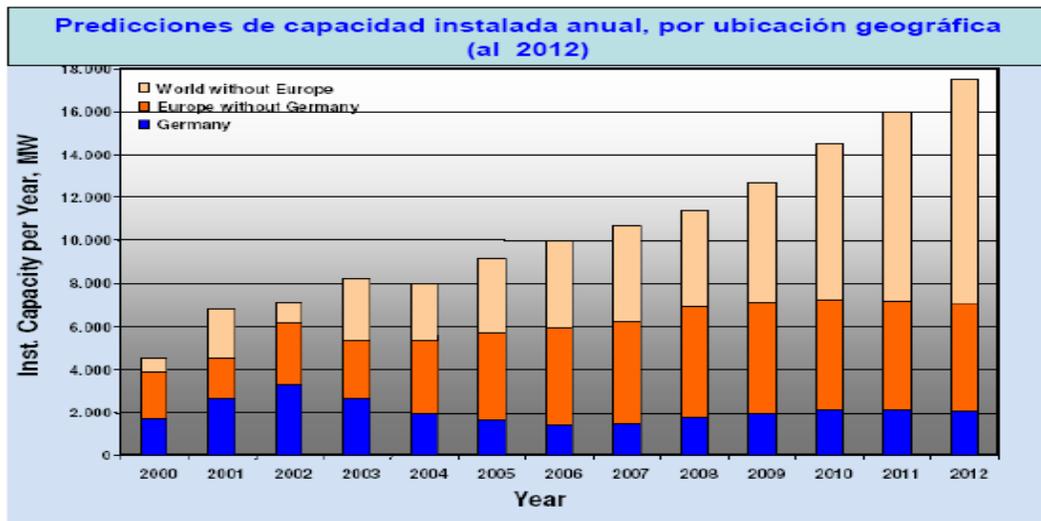


Figura 2.18. Predicción de capacidad por ubicación geográfica al 2012

Fuente: EWEA/BWE (Asociaciones Europea y Alemana de Energía Eólica)

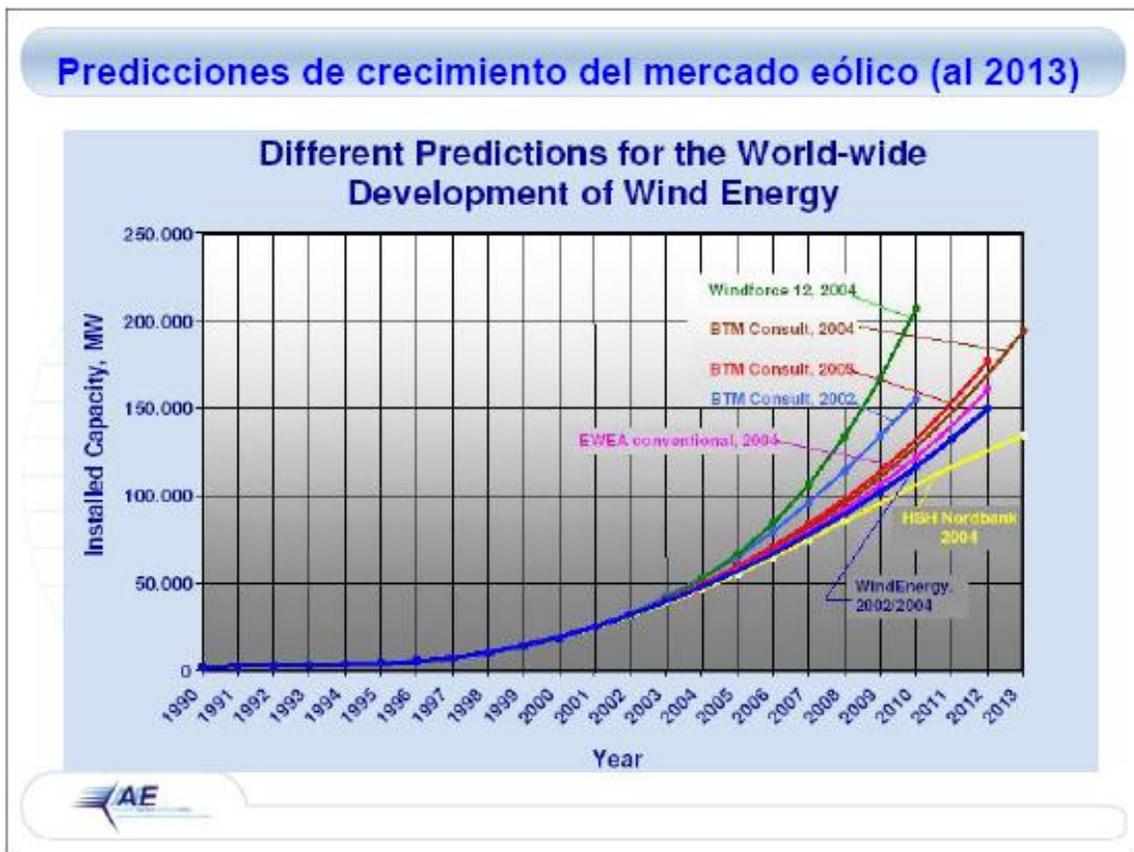


Figura 2.19. Predicciones de crecimiento del mercado eólico al 2013

Fuente: EWEA/BWE (Asociaciones Europea y Alemana de Energía Eólica)

2.3. ECUADOR Y SU RECURSO EÓLICO

El Ecuador por su situación geográfica, cuenta con sitios de especial interés para la aplicación de maquinas eólicas. Mas de 150 estaciones registran valores de velocidad de viento, los anuarios meteorológicos presentan datos para las 7, 13, y 19 horas, sin embargo se debe mencionar que la mayoría de los casos corresponden apreciaciones visuales de los encargados de las estaciones, lo que no hace que la información sea totalmente confiable, especialmente para aplicaciones energéticas, en las que se requiere de registros continuos.⁹

En el país dado su relieve se tiene una amplia variedad de microcolinas, muchas de ellas con una velocidad de viento alta y constante que permite la aplicación de maquinas eólicas. Se destacan sitios con velocidades de viento superiores a 5 m/s, entre los que se menciona los siguientes:

Provincia	Ciudad	Velocidad Viento m/s
Carchi	Ángel	6.5
Pichincha	Olmedo	5.03
Pichincha	Machachi	6.59
Galápagos	Seymur	5-10
Loja	Loja (VILLONACO)	11-12

Tabla 2.8. Localidades con vientos superiores a 5 m/s en el Ecuador

Fuente: Energías no Convencionales, Extracto de Clases, ESPE 2005

Lo suscrito no significa que no existen otros lugares, en los que sea factible la aplicación de la energía eolica, varias estaciones registran velocidades superiores a los 2.5 m/s. Puesto que el recurso es de carácter puntual pueden haber sitios

⁹ Ing. Carrasco Franklin, Energías no Convencionales, Extractos de Clase, ESPE 2005.

que no están registrados con excelentes características y precisión, se debe destacar que la costa es una zona bastante buena para las aplicaciones eólicas, durante el día existe una brisa del mar hacia la tierra y durante la noche, puesto que el agua se enfría lentamente, una brisa de la tierra al mar.

Debido a que la dirección y la velocidad del viento tienen un carácter aleatorio se debe realizar un manejo estadístico de los datos con el fin de determinar la factibilidad para que en un lugar se pueda aprovechar la energía eólica en forma económica.

Para el análisis se debe disponer de registros continuos, que permitan una evaluación horaria de la velocidad y dirección del viento: En caso de no disponer de esa información se puede recurrir a los promedios mensuales, estudiar la información de los moradores del lugar y observar la vegetación del lugar, como primera aproximación.¹⁰

Para aplicaciones energéticas se necesita una velocidad de viento no menor a 5 m/s, con lo que se puede pensar en aplicaciones de generación eléctrica, con la velocidad indicada y un rotor de 15m de diámetro, se lograría generar 10 Kw.

La cobertura de la generación eléctrica en el Ecuador ha venido en constante crecimiento. Este índice en la zona urbana es del 96% y para la zona rural del 78%, lo que da a entender que las redes de distribución están llegando cada vez a sitios más alejados. A pesar de que este índice es alto, existen zonas donde sobre todo en el sector rural que aún no han sido electrificadas, siendo sus razones el alto costo de inversión, la alta dispersión y el poco retorno financiero. Sin embargo, estas comunidades aisladas, se encuentran en sitios con especiales características susceptibles de ser aprovechadas con fines energéticos.

¹⁰ Ing. Carrasco Franklin, Energías no Convencionales, Extractos de Clase, ESPE 2005.

En este caso de la energía eólica, cuyas características de generación están asociadas a situaciones meteorológicas y de sitios puntuales para lo cual es necesario e imperante desarrollar estudios previos, en donde se determinen la factibilidad y rentabilidad de ubicar un proyecto de este tipo.

Cabe la pena mencionar que se ha monitoreado en algunos sitios puntuales de donde se ha recogido los siguientes valores:

Provincia	Localidad	Velocidad m/s
Carchi	El Ángel	6.6
Imbabura	Salinas	6.7
Pichincha	Machachi	7.1
Azuay	Huascachaca	7.9
Loja	Saraguro	5.2
Manabí	Boyacá	5.6
Guayas	Guayaquil	4.7
Galápagos	San Joaquón	7.9

Figura 2.20. Valores de Velocidad de Viento para sitios puntuales en Ecuador

Fuente: Boletín Bimensual Sep-Oct. 2003. Ec. Álvaro Michelena CIE

2.3.1. SELECCIÓN DEL SITIO DE EMPLAZAMIENTO

La instalación de una turbina debe ser cuidadosamente estudiada, pues su eficiente funcionamiento depende estrechamente de cuánto es afectada por obstáculos u ondulaciones del terreno circundante. Si existen edificios de una altura h en la zona, deberá tenerse en cuenta que el aparato deberá instalarse:

- a más de 10 h , detrás del edificio
- a más de 2 h , delante del edificio

Si estos requisitos no se cumplen, entonces deberá sobrepasar la altura del edificio, ubicando el aerogenerador a una altura sobre el suelo de más de 2 h como indica en la figura 2.21.

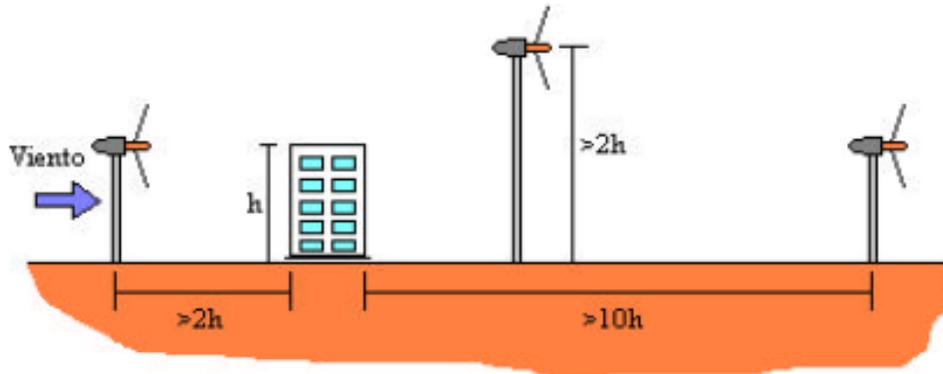


Figura 2.21. Requisitos para la instalación de una turbina en ciudades

Fuente: Las Tesinas de Belgrano. Universidad de Belgrano. Departamento de Investigación, Septiembre 2003.

En caso de barreras de árboles, el aparato deberá ubicarse a una distancia delante del comienzo de la barrera a más de 5 h, y en caso de ubicarse detrás de la barrera, deberá instalarse a más de 15 h como se muestra en la figura 2.22.

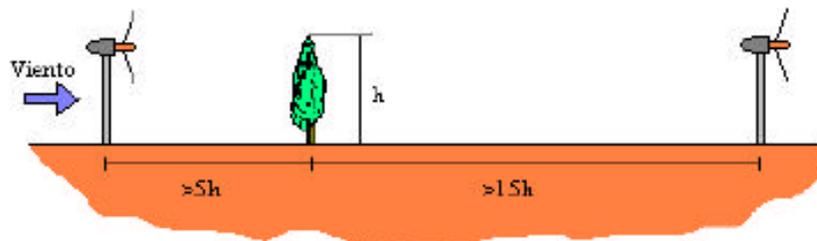


Figura 2.22. Requisitos para la instalación de una turbina en bosques

Fuente: Las Tesinas de Belgrano. Universidad de Belgrano. Departamento de Investigación, Septiembre 2003.

En todos los casos deberá evitarse la turbulencia producida por obstáculos alejándose del mismo o elevando la altura de la torre unas dos veces por encima del obstáculo próximo, como para poder ubicar toda la hélice fuera del área turbulenta.

Si el lugar de instalación corresponde a una zona montañosa, las partes más altas son recomendadas. Cuando el viento sobrepasa una montaña, las líneas de corriente se comprimen y el flujo se acelera alcanzando su valor máximo en la cima donde la velocidad media puede incrementarse hasta en un 50 % sobre el de la llanura circundante, como se detalla en la siguiente figura 2.23.

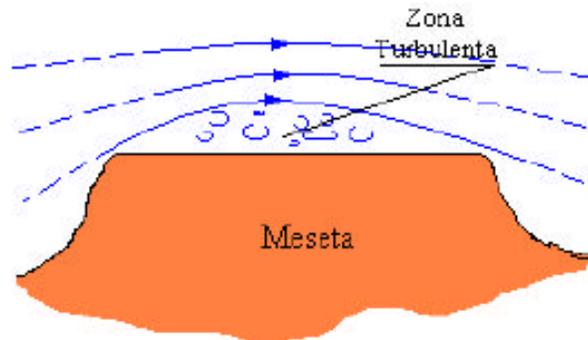


Figura 2.23. Zona montañosa, la parte alta es recomendada para la instalación
Fuente: Las Tesinas de Belgrano. Universidad de Belgrano. Departamento de Investigación, Septiembre 2003.

El viento detrás de la montaña se hace muy turbulento por lo que debe evitarse instalaciones en esta región. También deberán evitarse las instalaciones en mesetas o colinas con una parte superior plana, ya que la intensa turbulencia en esta zona puede dañar seriamente el funcionamiento de una hélice que barre regiones de velocidades de viento muy distintas.

En las zonas montañosas, también debe considerarse que durante la noche la tierra se enfría, enfriando a su vez, el aire de las capas adyacentes. Como el aire frío es más pesado, desciende por las laderas produciendo una brisa nocturna hacia el valle.

En la parte más baja se acumula el aire frío, estableciendo una región calma, sin vientos. Este fenómeno también ocurre en invierno, en el que la llegada de aire

frío desciende las laderas y se estaciona en los valles como indica la siguiente figura 2.24.

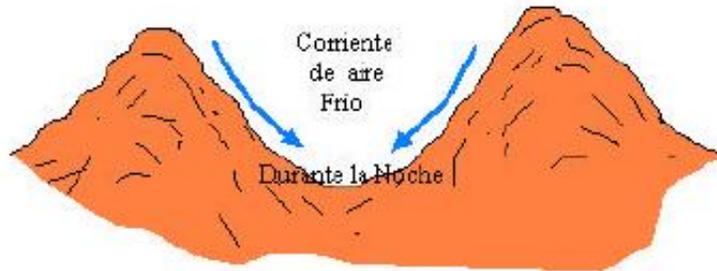


Figura 2.24. Zona montañosa, el valle es recomendable para la instalación

Fuente: Las Tesinas de Belgrano. Universidad de Belgrano. Departamento de Investigación, Septiembre 2003.

2.3.1.1. Consideraciones de Ráfagas

La velocidad media del viento es fundamental para el cálculo de la energía que pueden captar las turbinas eólicas, pero para el cálculo de resistencia estructural de las mismas, es necesario conocer los valores de velocidad media máxima de un lugar y los valores de las ráfagas que puedan ocurrir.

La velocidad media máxima, que se considera para los cálculos estructurales es normalmente de 60 m/s. Con esta velocidad, se asegura que la instalación de la turbina puede resistir las tormentas más severas. En algunos lugares como en la Antártida de vientos extremos muy intensos, es necesario tomar un margen adicional.

En cuanto a la velocidad V_r alcanzada por las ráfagas más intensas, pueden ser estimadas a partir de la velocidad media horaria máxima V_{max} de un lugar, por medio del factor de ráfaga.

$$fr = \frac{V_r}{V_{max}} \quad \text{Ec. 2.5.}$$

donde, f_r es el factor de ráfaga que varía entre 1,3 para terrenos suaves o en regiones próximas al mar y 2,5 para terrenos con numerosos obstáculos tales como edificios en las ciudades, V_r es la velocidad de ráfaga y V_{max} es la velocidad media horaria máxima. Para estos valores numéricos se supone una ráfaga de 2 segundos de duración.

2.3.2. DEFINICION DE UN SITIO PUNTUAL

Para definir un sitio puntual se empieza tomando los datos en coordenadas GPS de las posiciones cada determinada longitud y latitud del terreno para, mediante el programa SURFER, inscribir la topografía del terreno. Esto permitirá determinar la rugosidad del mismo y establecer el tipo de viento con el cual se va a iniciar el estudio.

Cuando se trata de proyectos a gran escala o proyectos de parques eólicos es necesario el monitoreo de por los menos 6 meses de la velocidad del viento, con lo cual se establece una gráfica de tendencia que permitirá proyectar la inversión y por consiguiente la rentabilidad del Proyecto para las diferentes épocas del año.

Posterior a esto se procede a instalar las torres de medición, que consiste de sensores meteorológicos los cuales toman los datos de las variables atmosféricas para procesarlos y gestionarlos en tablas estadísticas que permitan orientar la factibilidad de cada proyecto.

De acuerdo con los estudios realizados por ENERLOJA S.A., conjuntamente con el instituto Catalán de Energía de España y la consultora del viento Normawind de Barcelona, en la provincia de Loja existen vientos adecuados y constantes en comparación con otras partes del país (velocidad media 11 a 12 m/s).

Por lo cual hemos decidido realizar el emplazamiento de la turbina específicamente en el sector del cerro VILLONACO, en las inmediaciones de la ciudad de Loja, capital de la provincia del mismo nombre.

La zona de implantación, es un sector que se encuentra en el filo del cerro, con precipitaciones escasas y cuyas temperaturas oscilan entre 10 y 15 grados centígrados y una altura de 2670 a 2700 msnm.

Para la selección de este emplazamiento se tuvieron en cuenta factores generales del viento como los que se citó anteriormente y factores específicos del lugar como los que citaremos a continuación como: recurso eólico, compatibilidad con el entorno, conexión a la red eléctrica del sistema nacional interconectado, a través de la subestación Loja (Transelectric).

También se analizó, el no interferir con las actividades cotidianas de las comunidades cercanas, zonas de cultivos, de pastoreo, entre otros.¹¹

2.4. MAQUINAS EOLICAS

En la figura 2.25., se muestra esquemáticamente los principales componentes de un molino de eje horizontal para la producción de electricidad. El rotor extrae la energía del viento, transmitiéndola al eje del molino.

Entre este eje y el generador eléctrico suele ser necesario intercalar una transmisión, dado que la velocidad de giro del rotor para extraer la máxima potencia no está dentro de la gama de velocidades en la que el generador tiene un buen rendimiento, y de la carga de la batería cuando se prevé el almacenamiento de energía.

¹¹ Fuente: Enerloja S.A., Loja-Ecuador, Nov-2006.

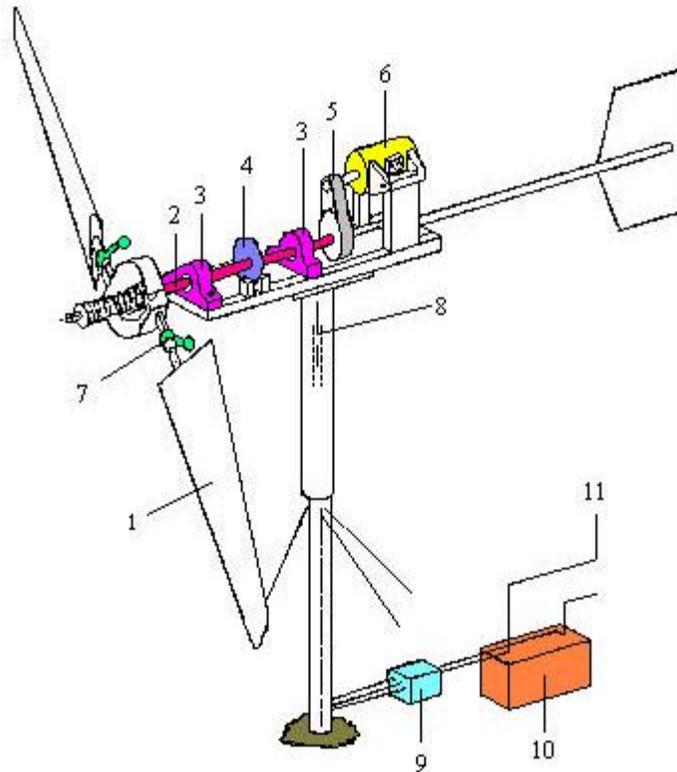


Figura 2.25. Componentes de una Máquina Eólica

Fuente: Las Tesinas de Belgrano. Universidad de Belgrano. Departamento de Investigación, Septiembre 2003.

- | | |
|-----------------------------|---|
| 1. Rotor o hélice | 7. Regulador de Velocidad |
| 2. Eje del Rotor | 8. Distribuidor Eléctrico |
| 3. Cojinetes | 9. Regulador para el distribuidor eléctrico |
| 4. Freno | 10. Batería |
| 5. Mecanismo de transmisión | 11. Conexión a la carga |
| 6. Generador Eléctrico | |

2.4.1. ASPECTOS GENERALES

Es evidente que la energía eólica es inagotable e independiente de cualquier relación comercial o de la política exterior y es importante porque la energía se

obtiene en forma mecánica y por tanto es directamente utilizable. En cuanto a la transformación en electricidad, ésta se realiza con un rendimiento excelente.

Más adelante se analizará el rendimiento así como las limitaciones de las máquinas eólicas y fundamentalmente se considerarán los factores ambientales como parámetros decisivos al momento del diseño, esto debido a la altura del lugar donde se ha seleccionado para iniciar el proyecto.

Finalmente su tecnología ya existe en su totalidad: actualmente no es necesario esperar a descubrimientos o progresos inciertos para pasar a la fase de las realizaciones industriales. Los inconvenientes de la energía eólica provienen directamente de las características del viento: el aire es un fluido de pequeño peso específico lo que implica fabricar máquinas grandes y en consecuencia caras.

Por otra parte, el viento es variable y por tanto hay que adaptar los aparatos a esta fuente aleatoria de energía, en particular estudiar el almacenamiento de la energía producida.

2.4.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

El problema del almacenamiento se plantea además de forma distinta según han sido ideadas para funcionar de forma independiente y se reservan para objetivos precisos: bombeo, irrigación, calefacción, alimentación de pequeñas instalaciones en zonas aisladas con corriente eléctrica que será menos regular que la de la red de distribución y, en cualquier caso, no interferirá con ella.

A pequeña escala, existen soluciones posibles para el almacenamiento de la energía. La utilizada con mayor frecuencia es la de las baterías de acumuladores.

Por el contrario, las máquinas con potencias de varios MW estarán directamente conectadas a la red. Los grandes tendidos públicos interconectados y la corriente

alterna existen para compensar las dificultades de almacenamiento y de transporte de una energía cuyo propio consumo siempre es fluctuante.

2.4.3. CLASIFICACIÓN DE LOS GENERADORES EÓLICOS

En una primera clasificación pueden dividirse las máquinas eólicas en dos grandes grupos: de eje vertical y de eje horizontal. Otra clasificación que puede realizarse es la división entre máquinas rápidas y máquinas lentas, conforme a su velocidad específica.

El rendimiento de un rotor eólico es el cociente entre la potencia que el mismo puede extraer del aire y la potencia del aire, con importantes diferencias según los modelos utilizados. Los rendimientos más altos corresponden a las máquinas de menor número de palas, pero eso no es indicativo de que estas sean las mejores. Eso depende del uso que se les quiera dar. Por ejemplo, si se pretende un elevado par de arranque se debe requerir máquinas de baja velocidad.

Las máquinas de alta velocidad tienen un par de arranque muy bajo, en función de los valores de potencia que estamos acostumbrados a manejar con otras formas de energía.¹²

Para obtener potencias razonables es necesario construir máquinas de gran porte, y cuando es necesario manejar potencias muy grandes se recurre a las llamadas “Granjas eólicas” o “Parques eólicos”.

2.4.3.1. Máquinas de eje horizontal

El viento incidiendo en forma oblicua sobre una pala, produce una fuerza que trata de arrastrar a la pala en su misma dirección. La fuerza se puede descomponer en

¹² Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edición 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co. Pág. 45-48.

dos partes: una en la dirección del viento y la otra en dirección normal. Si se monta la pala sobre un eje tal que impida su desplazamiento en la dirección del viento, la pala sólo podrá moverse en el sentido de la componente normal, iniciando un movimiento de rotación de un plano.

Cuando se inicia el movimiento de la pala en el plano de rotación aparece un viento relativo con la dirección del movimiento y con sentido contrario. Este viento relativo se compone con la velocidad real del viento y la del viento aparente que ve la pala.

Este viento aparente va modificando su dirección y amplitud en la medida en que varía la velocidad de la pala y es esta la razón por la que es muy importante la elección del ángulo que forma la pala con el plano de rotación.¹³

Los rotores eólicos de eje horizontal pueden ser multipala, tripala, bipala e incluso monopala o monóptero como se detalla en la figura 2.26. La diferencia entre ellos está dada por la velocidad específica de óptimo funcionamiento.

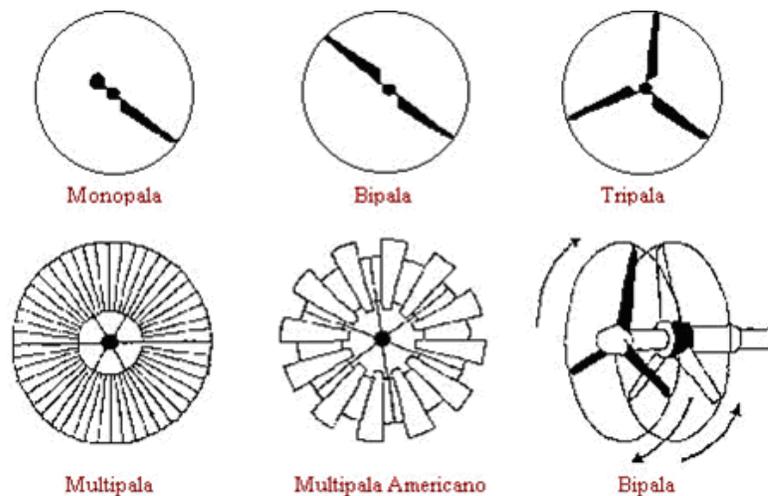


Figura 2.26. Tipos de rotores eólicos de eje horizontal

Fuente: Las Tesinas de Belgrano. Universidad de Belgrano. Departamento de Investigación, Septiembre 2003.

¹³ www.sandia.gov/wind, ingles, 2006

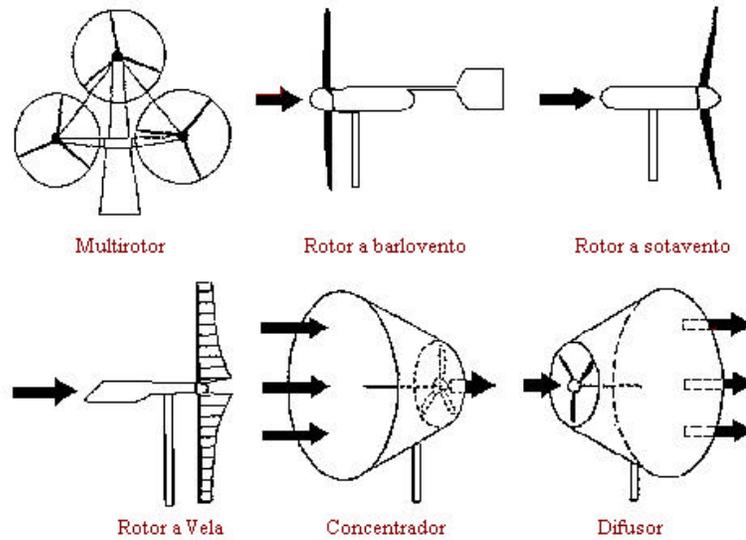


Figura 2.27. Posicionamiento de los rotores de eje horizontal

Fuente: Las Tesinas de Belgrano. Universidad de Belgrano. Departamento de Investigación, Septiembre 2003.

2.4.3.2. Máquinas de eje vertical

Entre las máquinas de eje vertical tenemos las lentas y las rápidas. Entre las primeras podemos mencionar el rotor tipo Persa y el rotor Savonius, mientras que en las rápidas encontramos el rotor Darrieus.¹⁴

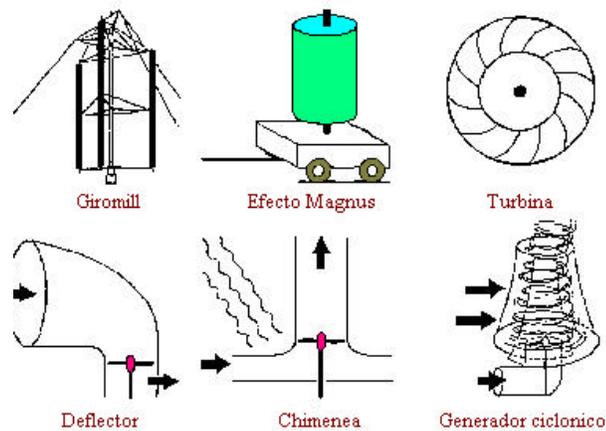


Figura 2.28. Máquinas de Eje Vertical

¹⁴ Facultad de Ingeniería y Tecnología Informática, Carrera de Ingeniería Electromecánica, Juan José Segurado Carrizo, Departamento de Investigación, Septiembre 2003

Fuente: Las Tesinas de Belgrano. Universidad de Belgrano. Departamento de Investigación, Septiembre 2003.

- **Rotor Savonius y Persa**

La máquina tipo persa es muy sencilla pero el inconveniente es que sólo funciona para una determinada dirección del viento. El principio de funcionamiento del rotor Savonius es también muy sencillo. Evidentemente, es una máquina de fácil construcción, solo basta un tambor de 200 lbs., pero su rendimiento es muy bajo.

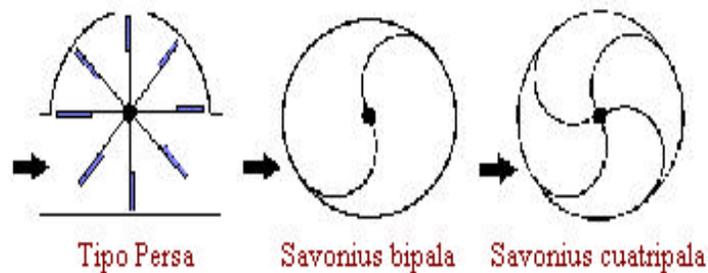


Figura 2.29. Esquema de Máquinas tipo Persa, Savonius y Cuatripala

Fuente: Las Tesinas de Belgrano. Universidad de Belgrano. Departamento de Investigación, Septiembre 2003.

- **Darrieus**

El principio de funcionamiento no es tan intuitivo como en los casos anteriores, porque es aerodinámico. Si un rotor de este tipo está quieto, por más que haya viento el mismo no arranca, ya que el par provocado por una pala se opone al par provocado por la otra. Si en cambio consideramos el rotor en movimiento, cada pala tendrá una velocidad tangencial que provoca un viento relativo, con una fuerza que siempre tiene una componente en la dirección del movimiento de la pala, manteniendo al rotor en movimiento.



Figura 2.30. Rotor Darrieus

Fuente: Las Tesinas de Belgrano. Universidad de Belgrano. Departamento de Investigación, Septiembre 2003.

Este tipo de rotor necesita algún dispositivo de arranque que puede ser un motor auxiliar o un rotor Savonius acoplado al eje como indica la figura anterior. Con respecto a la eficiencia y la cupla de los rotores de eje vertical lentos y rápidos caben apreciaciones similares a las de las máquinas de eje horizontal, con la diferencia de que en este caso las máquinas de eje vertical rápidas (Darrieus) no poseen cupla de arranque.

2.4.3.3. Diferencia entre máquinas de rotores verticales y horizontales

La diferencia radica en las ventajas e inconvenientes que cada una de estas disposiciones presenta:

- La máquina de eje horizontal tiene la ventaja de que posee su propia cupla de arranque y en ella es relativamente fácil efectuar un control de velocidad. Tiene el inconveniente de que es necesario montar el equipo conversor en la torre o efectuar una transmisión a 90°, y además requiere mecanismo de orientación.

- La máquina de eje vertical no requiere mecanismo de orientación (excepto el tipo persa) y la máquina convertora se puede montar en la base, pero en el caso del rotor Darrieus se requiere un elemento auxiliar de arranque.
- En las máquinas de eje vertical se limita la capacidad de producción de energía debido a la posición respecto al suelo, en tanto que las máquinas eólicas de eje horizontal permiten asimilar de mejor manera la energía del viento a alturas considerables en la escala de Megavatios.¹⁵

CAPÍTULO 3

MARCO TEÓRICO

3.1. DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO

El proceso de diseño de una turbina eólica involucra el concepto de acoplamiento de un largo número de componentes mecánicos y eléctricos en una máquina la cual convierta la energía del viento en energía útil. El proceso está sujeto a una serie de restricciones, sin embargo la viabilidad económica es la más importante.

El costo de energía de una turbina eólica es función de muchos factores, pero el más importante es el costo de la máquina mismo y la producción de energía anual y otros costos que se consideran también son: la instalación, la operación y el mantenimiento.

¹⁵ www.termica.webhop.info, Departamento de Energía Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria, Pedro Fernandez Díaz,

La producción de energía de una turbina es función del diseño mismo de la turbina y del recurso eólico. Los diseñadores no pueden influenciar en el control del recurso, pero sí ampliar los conocimientos en el diseño, en el descubrimiento de nuevos materiales y de nuevos componentes que permitan disminuir costos principalmente y obtener una energía competitiva con las tradicionales.

3.2. PROCESO

Existen un número de aproximaciones que deben ser tomados al momento de diseñar una turbina eólica, sin embargo estas consideraciones hemos simplificado en las siguientes:

- Determinar la aplicación
- Análisis de una experiencia previa
- Selección de la Topología
- Estimación preeliminar de cargas
- Desarrollo de un diseño tentativo
- Rendimiento Predictivo
- Evaluación del Diseño
- Estimación de costos y costo de energía
- Redefinición de Diseño
- Construir un Prototipo
- Probar el Prototipo
- Diseñar la Producción de la Máquina

Analizaremos ahora cada una de ellas con el propósito de enfocarnos en las más importantes basadas en las herramientas de diseño disponibles, por lo cual se ha hecho un resumen de cada una de las anteriores:

3.2.1. APLICACION

El primer paso para el diseño de una turbina eólica es determinar la aplicación. La aplicación será el factor principal al momento de determinar el tamaño de la máquina, el tipo de generador, el método de control y como será instalado y operado.

En la actualidad se tiene un amplio rango de tamaños, desde 500 a 1500 kW con rotores de diámetro entre 38 y 61 metros. Algunas máquinas son instaladas en grupos o en granjas eólicas donde la infraestructura para la instalación ha sido ampliamente desarrollada para su operación y mantenimiento.

Para comunidades pequeñas suelen ser pequeñas en el rango de 10 a 200 kW, fáciles para su instalación y mantenimiento por la simplicidad en su construcción pero con amplias consideraciones aerodinámicas en su diseño.

3.2.2. EXPERIENCIA PREVIA

Esta revisión debería considerar en particular la construcción de turbinas para similares aplicaciones. Una amplia variedad de turbinas eólicas han sido conceptualizadas, muchas han sido construidas y probadas al menos con algunos ángulos de ataque.

Las lecciones más importantes han sido tomadas de los proyectos más exitosos que han sido diseñados, puestos en operación y que se han mantenido durante su vida útil, esta experiencia previa ha permitido seguir mejorando en el rendimiento y por consiguiente ampliar el tamaño, al punto que actualmente se dispone de una

combinación de materiales que han llegado a suplir al acero en ciertos componentes haciendo a las máquinas más livianas y resistentes.

3.2.3. TOPOLOGÍA

Existe una amplia variedad de posibles diseños o topologías para turbinas eólicas. Esto se refiere al método de diseño seleccionado para iniciar un análisis. La mayoría de estas topologías se refieren al diseño del rotor y las más importantes se detallan a continuación:

- a. Orientación del eje del rotor, horizontal o vertical
- b. Control de energía:
 - Stall: Giro de la punta de la pala
 - Pitch: Giro de la totalidad de la pala
 - Superficies aerodinámicas de control
 - Yaw: Control dinámico de desplazamiento
- c. Posición del Rotor: barlovento (upwind) que es una posición frontal al viento y sotavento (downwind) donde el viento actúa primero sobre el mecanismo de orientación y luego sobre el rotor.
- d. Control de desplazamiento: conducido y libre o mixto
- e. Velocidad del rotor: constante o variable
- f. Diseño de la relación de velocidad periférica y solidez
- g. Tipo de buje: rígido, balanceado, alabes con bisagras o empernado.
- h. Número de alabes

3.2.4. CARGAS PREELIMINARES

Antes de proceder a diseñar, es necesario hacer una estimación preliminar de las cargas que debe soportar la turbina eólica. Estas cargas servirán como datos

referenciales de entrada en el diseño de los componentes individuales. La estimación de cargas en esta etapa del diseño puede envolver el uso de escalas en la aplicación de cargas en turbinas de similares diseños y aplicaciones o como una herramienta simple de análisis computacional.

Estas estimaciones son mejoradas a lo largo del proceso de diseño en donde los detalles de diseño son especificados, en esta etapa es importante mantener en mente todas las cargas que la turbina final necesitará para su funcionamiento. Este proceso puede facilitarse tomando como referencia estándares de diseño recomendadas.

3.2.5. POSIBLES DISEÑOS

Una vez que el diseño global ha sido seleccionado conjuntamente con las cargas aproximadas, un diseño preeliminar puede ser desarrollado. El diseño puede ser desarrollado para calcular los subsistemas con algunos componentes principales como por ejemplo:

- Rotor (alabes, buje y las superficies aerodinámicas de control)
- El tren de engranajes (ejes, acoples, caja de transmisión, frenos mecánicos, generador)
- Góndola y su base de soporte
- Torre y los cimientos

También se debe tener en cuenta una serie de consideraciones o parámetros de diseño, las cuales pueden aplicarse en la turbina completa, entre estas tenemos:

- Métodos de fabricación
- Facilidades en el mantenimiento
- Estética
- Ruido

- Otras condiciones ambientales

3.2.6. FUNCIONAMIENTO

En una primera etapa de diseño es necesario graficar el rendimiento pronosticado (curva de potencia) de la turbina. Esto será principalmente función del diseño del rotor pero será también afectado por el tipo de generador, eficiencia del tren de engranajes, método de operación (velocidad constante o variable) y el sistema de control seleccionado para controlar el embalamiento de la máquina.

3.2.7. EVALUACIÓN

El diseño preeliminar debe ser evaluado en su capacidad de soportar cargas porque se puede esperar un rendimiento pronosticado o no. La turbina debe soportar cargas extremas a lo largo de períodos que ocurren infrecuentemente así como para soportar fatiga acumulada que induzca un posible daño. El daño debido a la fatiga puede presentarse desde la variación de niveles de esfuerzos, que ocurren en una condición periódica proporcional a la velocidad del rotor, a una condición estocástica (al azar) o como resultado de cargas transientes.

Las cargas que debe soportar una turbina son las siguientes:

3.2.7.1. Estáticas (no rotacionales)

Se refiere a cargas constantes que no varían en el tiempo y que se encuentran en la estructura sin movimiento. Por ejemplo el crecimiento constante del viento en una turbina eólica inmóvil induciría cargas estáticas sobre varias partes de la máquina.

3.2.7.2. Cargas Constantes (rotacionales)

Cargas constantes también no varían en el tiempo aunque la estructura puede estar en movimiento. Por ejemplo el viento constante soplando sobre el rotor en rotación de una turbina eólica mientras éste está generando energía induciría cargas constantes en los alabes y en otras partes de la máquina.

3.2.7.3. Cargas Cíclicas

Son todas aquellas cargas que varían en una condición periódica o regular. Este término se aplica particularmente a las cargas cuyo crecimiento es debido a la rotación del rotor. Las cargas cíclicas se aumentan como resultado de algunos factores como son el peso de los alabes, la incidencia del viento y el movimiento de desvío de los alabes. Cargas cíclicas pueden también ser asociadas con la vibración de la estructura de la turbina u otros de estos componentes.

3.2.7.4. Cargas Transientes

Son cargas variantes en el tiempo las cuales crecen en respuesta a algunos eventos temporales externos. Pueden ser algunas oscilaciones asociadas con la respuesta transiente aunque eventualmente decaen. Por ejemplo son consideradas cargas transientes todas las cargas asociadas al tren de engranajes producto de la aplicación del freno.

3.2.7.5. Cargas Impulsivas

Son las cargas que varían en el tiempo en una duración relativamente corta donde se presentan picos de magnitud significativa. Un ejemplo de esto, tomado de la experiencia previa, se considera en los alabes sometidos a sotavento cuando estos pasan por detrás de la torre (a lo largo de la sombra de la torre), dos alabes del rotor se encuentran balanceados a una baja velocidad del eje reduciendo las cargas en el eje aunque necesariamente se utilicen balanceadores.

3.2.7.6. Cargas Estocásticas

Son cargas variantes en el tiempo, son por ejemplo las cargas cíclicas, transientes e impulsivas. En este caso las cargas varían al azar más evidentemente. En muchos casos el valor medio puede ser relativamente constante, pero puede haber significantes fluctuaciones del valor medio de estas cargas. Ejemplos de estas cargas son todas aquellas que reducen la resistencia de los alabes cuando el viento está muy turbulento.

3.2.7.7. Cargas de Resonancia Inducida

Son cargas cíclicas producto de la respuesta dinámica de algunas partes de la turbina como resultado de sobrepasar el límite de frecuencia natural de oscilación. Se puede alcanzar enormes magnitudes y puede producirse al no considerar en un diseño simple.

El análisis de las cargas en una turbina eólica nos lleva a desarrollar un código de diseño basado en diseños computarizados estándar.

3.2.8. ESTIMACIÓN DE COSTOS Y COSTOS DE LA ENERGÍA

Los factores predominantes se refieren al costo mismo de la turbina y su productividad. Es importante predecir los costos de la máquina. Se debe pensar en componentes existentes en el mercado y elementos estandarizados porque la producción unitaria lógicamente incrementará el costo en comparación con una producción en serie con materiales similares en complejidad y tamaño.

3.2.9. REDEFINIR EL DISEÑO

Cuando el diseño preliminar ha sido analizado para soportar cargas, cuando ha sido proyectada la capacidad de trabajo y cuando ha sido estimado un costo eventual de energía, existen algunas áreas en las cuales se puede haber un refinamiento, entre las cuales puede considerarse otra etapa de iteración de diseño y tal vez modificaciones subsecuentes al prototipo.

3.2.10. CONSTRUCCIÓN DEL PROTOTIPO

Una vez que el prototipo ha sido completamente diseñado, debería ser construido. En él se debe comprobar todas las suposiciones efectuadas en el diseño verificar los componentes y asegurarse que la turbina puede ser construida, instalada y operada bajo las condiciones esperadas. Normalmente la turbina entregará energía similar a la predicha ante lo que se puede instalar equipos de instrumentación que permitan medir la producción energética.

3.2.11. PROBAR EL PROTOTIPO

Después que el prototipo ha sido construido e instalado, éste está sujeto a varias pruebas. La energía es medida en una curva de energía desarrollada para verificar las predicciones de rendimiento y galgas extensiométricas pueden ser instaladas en componentes críticos, las cargas son medidas y comparadas con valores predichos.

3.2.12. DISEÑAR LA PRODUCCIÓN DE LA MÁQUINA

La etapa final es el diseño de la producción de la máquina. El diseño de esta máquina debe estar asociada al prototipo, puede haber algunas diferencias, sin embargo algunos componentes pueden ser mejorados durante el proceso de testeo de la máquina. Otros componentes pueden ser abaratados en costos para una producción en masa. Por ejemplo la soldadura puede ser apropiada para un prototipo pero para una producción en serie puede seleccionarse un proceso mejorado.

3.2.13. TOPOLOGÍA DE DISEÑO DE TURBINAS EÓLICAS

La topología se refiere a los parámetros principales que deben ser considerados en el momento de diseñar una turbina eólica donde se considera principalmente cuan liviano puede ser una turbina y hasta donde puede resistir sin sufrir daños:

3.2.13.1. Orientación del rotor: axial o vertical

La decisión más fundamental del diseño de una turbina eólica es probablemente la orientación del eje del rotor. La mayoría de las turbinas eólicas en la actualidad son de eje horizontal paralelo al suelo y existen muchas razones que justifican su uso, sin embargo entre las principales están:

- La solidez de un rotor de eje horizontal y por consiguiente la masa total del perfil en relación con el área de barrido es más baja cuando el eje es horizontal para una relación de velocidad periférica de diseño dado. Esto tiende a ahorrar el costo por kilovatio.
- La altura promedio del área de barrido del rotor puede ser mucho mayor a una mayor altura del suelo. Esto tiende a incrementar la productividad por cada kilovatio hora.

En tanto que para una turbina de eje vertical no se necesita de un sistema de orientación, esto debido a que el rotor puede aceptar viento de cualquier dirección. Otra ventaja puede ser que los alabes no necesitan estar alabeados y pueden tener una cuerda constante. Finalmente una última podría ser que no necesitan tren de engranajes, generador y freno, puesto que sería una torre estacionaria anclada al suelo.

Incompatibilidad entre estructura y sistemas control a menudo causan problemas en turbinas de eje vertical. Para evitarse problemas durante la instalación de estos sistemas lo más aconsejable es adoptar básicamente un método de control de punta de pala (stall control).

3.2.13.2. Control de energía en el rotor: stall, pitch, yaw y superficies aerodinámicas

Existen varias posibilidades de controlar la energía aerodinámicamente. La selección de cuales de estos métodos será utilizado determinará la variedad de métodos o vías en el diseño total de la turbina.

a. Control de Punta de Pala (Stall Control)

Toma ventajas al reducir sustentación aerodinámica para altos valores de ángulos de ataque reduciendo el torque a altas velocidades. Para que este control funcione, la velocidad del rotor debe ser controlado por separado, comúnmente por un generador de inducción conectado directamente a la red eléctrica. Los alabes en máquinas controladas por punta de pala están sujetas rígidamente al resto del buje, resultando en una simple conexión. La naturaleza de este sistema de control sin embargo es utilizado debido a que a través de éste se puede obtener la máxima energía a altas velocidades de viento. Algunas máquinas incluyen separadamente un sistema de freno que a altas velocidades hace que se pare la máquina antes de eventualidades fatales.

b. Control de la totalidad de la pala (Pitch Control)

Los alabes pueden ser rotados a lo largo del eje axial cambiando de esta manera el ángulo de abatimiento. Cambiando el ángulo de abatimiento también cambia el ángulo de incidencia de la velocidad relativa del viento en el torque total producido. Cambiar el ángulo de abatimiento produce mejores resultados que cambiar la inclinación de la punta de la pala.

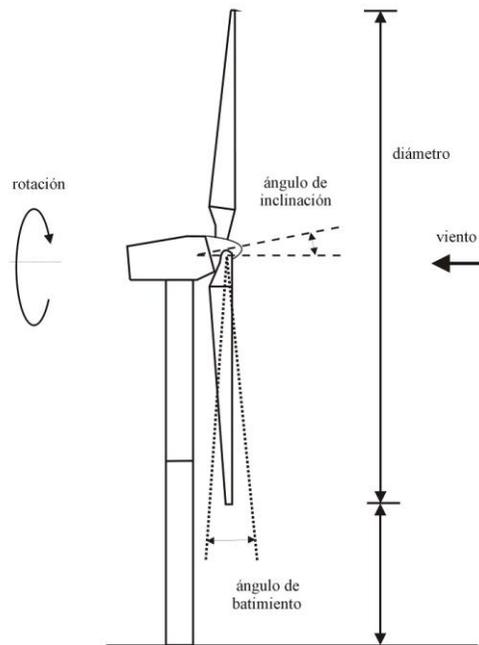


Figura 3.1. Control de energía de un rotor variando la totalidad de la pala
FUENTE: PhD. Mónica Chinchilla. Seminario Internacional UTA, Nov. 2006

c. Control mediante superficies aerodinámicas

Algunas máquinas eólicas utilizan superficies aerodinámicas para modificar la energía, generalmente se diseñan en conjunto con alerones.

d. Control mediante desvío

El rotor es girado de la dirección del viento reduciendo la energía absorbida. El método de control requiere sistema de giro robusto, el buje debe ser diseñado para soportar cargas giroscópicas debido a la rotación del sistema y es el método más simple de frenado.

Otros parámetros son considerados también en el diseño con son: la posición del rotor a barlovento y sotavento, el sistema de orientación libre o activo, la velocidad

de giro constante o variable y el diseño de la relación de velocidad periférica y la solidez.¹⁶

3.2.14. MECANISMOS DE ORIENTACIÓN

Uno de los principales problemas que plantean los aerogeneradores de eje horizontal es la necesidad de su orientación, de forma que el viento incida perpendicularmente al disco barrido por el rotor, con el fin de obtener la máxima potencia a base de hacer incidir la mayor cantidad de masa de aire en movimiento y así obtener la mayor cantidad de energía cinética, con este fin existen diferentes tipos de sistemas de orientación:

- Una cola o veleta que es un método muy eficaz sobre todo en máquinas pequeñas, como se muestra en la figura siguiente:

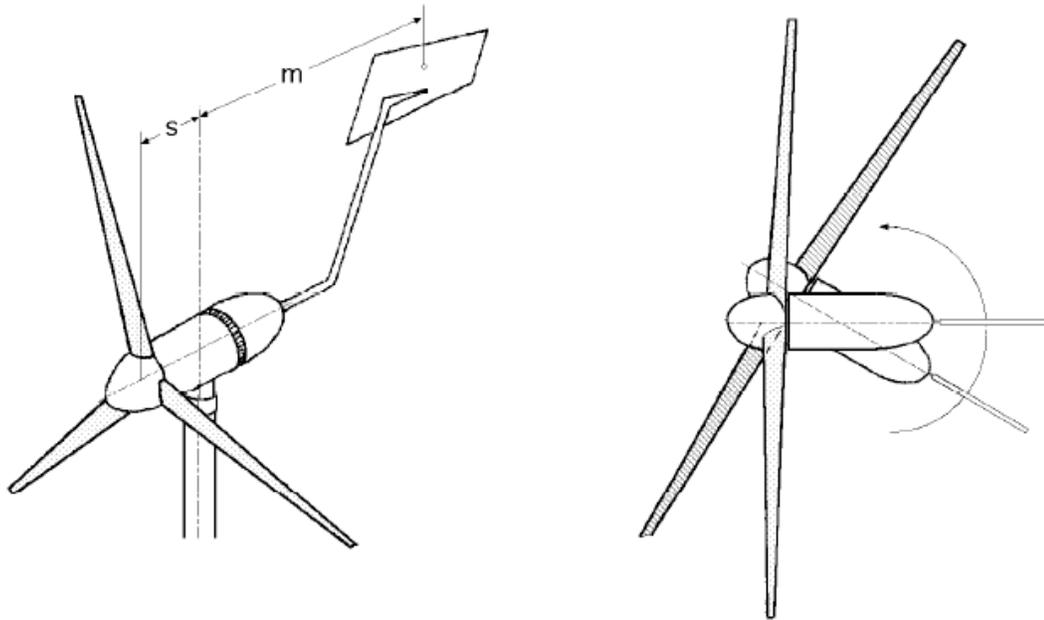


Figura 3.2. Orientación del Rotor mediante timón de cola

Fuente: Departamento de Energía Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria, Pedro Fernández Díaz, www.termica.webhop.info

¹⁶ ¹⁶ Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edición 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co. Pág. 249-265.

- Un sistema de orientación accionado por rotores auxiliares, como se muestra en la siguiente figura:

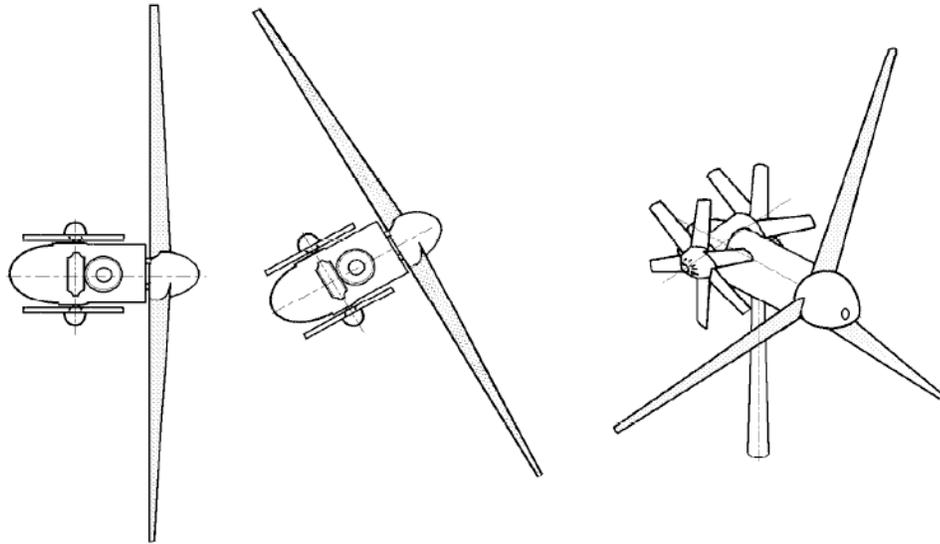


Figura 3.3. Orientación del Rotor por efecto de rotores auxiliares

Fuente: Departamento de Energía Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria, Pedro Fernández Díaz, www.termica.webhop.info

- Un servomotor controlado electrónicamente
- Un sistema de orientación por efecto de la conicidad que se da a las palas en su disposición y montaje sobre el cubo del rotor, como se muestra en la figura

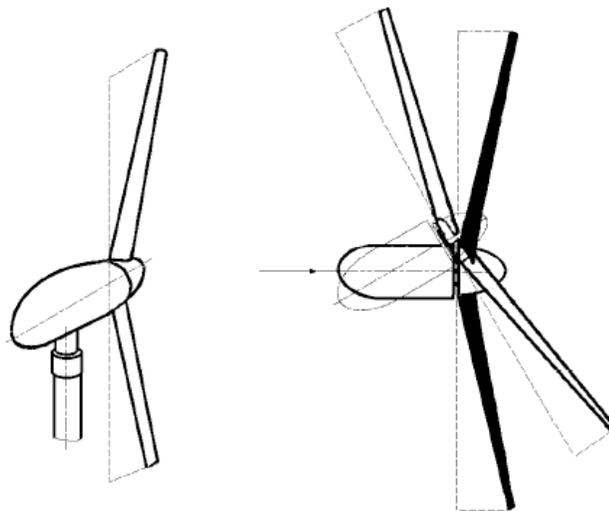


Figura 3.4. Orientación del Rotor por efecto de la conicidad

Fuente: Departamento de Energía Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria, Pedro Fernández Díaz, www.termica.webhop.info

CAPÍTULO 4

DISEÑO

4.1. PROPÓSITO

Los rotores de las turbinas eólicas son diseñados con el único propósito de extraer significativamente la energía del viento y convertirla en movimiento rotacional.

El análisis consiste en el manejo de un concepto globalizado de los parámetros básicos que rigen el principio de funcionamiento de las máquinas eólicas, para continuar con un estudio más profundo de la aerodinámica y finalmente simplificar las ecuaciones a un modelo acorde a las necesidades del sitio específico para el cual está diseñado.

Los rotores de las turbinas eólicas por otra parte deben operar bajo condiciones estables, tan bien, como en cargas variables periódicas y estocásticas. El objetivo del diseño del rotor se enfoca en mantener los esfuerzos cíclicos lo más bajo posible puesto que estas variaciones de cargas ocurren a lo largo de un número de ciclos en el que la fatiga es la mayor consideración, en donde además el rotor también es un generador de cargas cíclicas para el resto de la turbina y en particular para la caja de transmisión.¹⁷

¹⁷ www.lmglassfiber.com, blades for the whole World, English, 2006



Figura 4.1. Rotor Eólico LM Glasfiber

Fuente: www.lmglasfiber.com

El desarrollo de la tecnología actual y el eminente crecimiento en las comunicaciones permite adquirir una vasta experiencia en base a modelos anteriores que nos dan una idea centralizada del modelo posible a ser capitulado.¹⁸

La energía del viento no produce ninguna emisión y no se agota en un cierto plazo. Una sola turbina de viento de un megavatio (1 MW) por ejemplo, que funciona durante un año, puede reemplazar la emisión de más de 1.500 toneladas de dióxido de carbono, 6.5 toneladas de dióxido de sulfuro, 3.2 toneladas de óxidos del nitrógeno, y 60 libras de mercurio.

Se procederá a diseñar el tipo de rotor eólico, el tipo de perfiles aerodinámicos y el sistema de frenado que más se ajusten a nuestras necesidades, los materiales y las condiciones de funcionamiento, en base a la selección de los parámetros considerados para el diseño y que conforme avance el desarrollo se acoplará al diseño, justificando su selección, manejo y mejoramiento.

4.2. COMPONENTES

En la actualidad la tecnología ha permitido desarrollar máquinas eólicas con altas capacidades de generación eléctrica basadas en un modelo general de eje

¹⁸ www.sciencedirect.com, modeling renewable energy systems, English, 2007

horizontal, cuya tecnología de diseño la vamos a considerar para nuestro diseño debido a la amplia información desarrollada y difundida, cuyos componentes se detallan a continuación y se muestran en la figura siguiente:

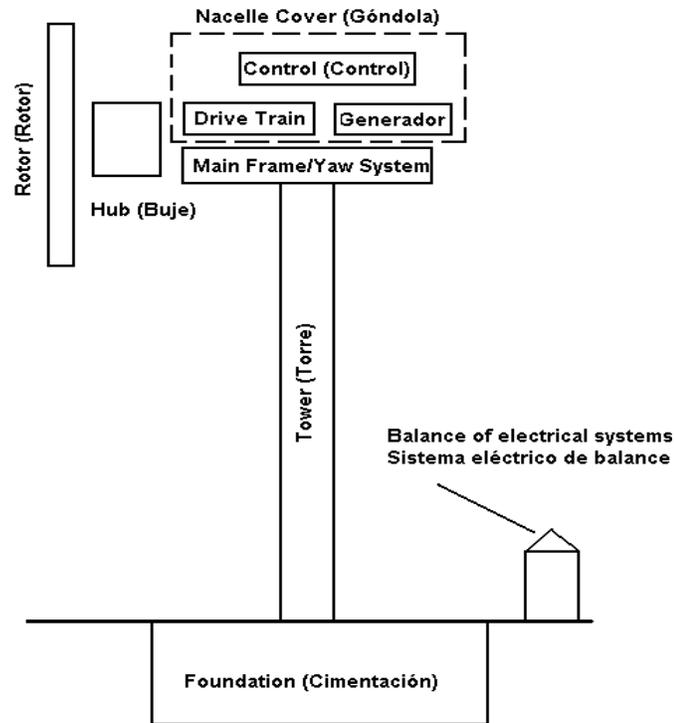


Figura 4.2. Componentes de un rotor eólico

Fuente: Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edition 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co.

Page. 4.

- El rotor, el cual consiste de las palas y el buje de soporte
- El tren de engranajes, que incluye los componentes de rotación de la turbina eólica (excluye el rotor), generalmente se consideran: el eje, la caja de marchas, acoples, el freno mecánico y el generador.
- La barquilla (o góndola) que es la estructura principal, incluye el alojamiento de la turbina eólica, anclaje y el sistema de orientación.
- La torre y los cimientos.
- El tablero de control mecánico

- El tablero de control del sistema eléctrico, incluye cables, caja de interruptores, transformadores y posibles convertidores electrónicos de energía.¹⁹

El diseño propiamente consiste en el ajuste del perfil aerodinámico a las necesidades específicas del sitio puntual, consideraciones que varían por la posición geográfica del sitio seleccionado y las variables atmosféricas tomadas.

4.2.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Las principales particularidades en el diseño y construcción de las turbinas eólicas incluyen:

- a. Número de Alabes: comúnmente 2 o 3
- b. Orientación del Rotor: barlovento o sotavento
- c. Material de los alabes, método de construcción y perfil
- d. Diseño del soporte de los alabes (buje): método rígido, por oscilación o flexible
- e. Control de energía vía control aerodinámico (stall control) o control pitch (pitch control), métodos activos o pasivos.
- f. Velocidad fija o variable del rotor
- g. Orientación por acción autoalineante (libre orientación), o control directo (orientación activa)
- h. Generador de inducción o asincrónico
- i. Caja de engranes o volante directo del generador¹

4.3. AERODINÁMICA

4.3.1. FUNDAMENTO

¹⁹ Wind Energy Explained, Theory, Design and Application, J.F. Manwell J.G. McGowan A.L. Rogers, page 5

La aerodinámica es el estudio de las fuerzas y el resultado del movimiento de objetos en el aire, es una ciencia de la ingeniería concerniente a la interacción entre cuerpos y la atmósfera. Aplicaciones tecnológicas incluyen el diseño de aviones, helicópteros, vehículos de terreno, misiles, aviación aeroespacial, sistemas de propulsión de energía, sistemas de conversión de energía entre otros.²⁰

El estudio de la aerodinámica permite determinar las características del fluido que pasa a través de un determinado perfil. Una vez que las líneas de flujo han sido determinadas, las fuerzas y momentos aerodinámicos en el cuerpo pueden ser calculados.²¹

Diseñar los perfiles aerodinámicos de una turbina eólica implica importantes decisiones acerca de la forma, estructura, materiales y manufactura. El propósito de un proceso de diseño es optimizar el rendimiento y extender la mantenibilidad como proceso posterior a bajo costo.

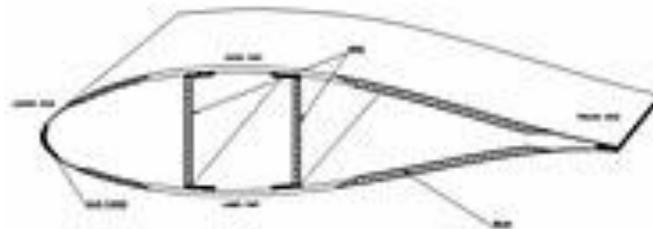


Figura 4.3. Esquema de la sección de un perfil aerodinámico

Fuente: Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edition 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co.

Page. 4.

El principio básico de diseño de los alabes no ha cambiado desde 1978, la tecnología es la que ha permitido ir optimizando estos diseños, extendiendo el período de vida útil, la eficiencia y en otras palabras lo que nos permitirá tener como base de conocimiento en futuros desarrollos.

²⁰ www.aerodyn.org, aerodynamic, English, 2007

²¹ Foundations of aerodynamics. KUETHE SCHETZER, Second Edition

En la actualidad el diseño de los alabes de los rotores eólicos está basado en modelos y cálculos de la industria aeronáutica, sin embargo existen software integrados que permiten calcular la estructura y la aerodinámica.

Para inicializar el diseño de un perfil aerodinámico, es necesario conocer las especificaciones de la turbina eólica, estas especificaciones nos permiten optimizar cálculos iniciales en cuanto a la geometría, estructura, el rendimiento anual y total de la turbina eólica.

El diseño aerodinámico está definido por el ancho, espesor, dirección y el perfil; estos parámetros están directamente asociados con el flujo del aire y con la resistencia (perfil y estructura), de esta manera el propósito principal es optimizar el rendimiento y disminuir las cargas.²²

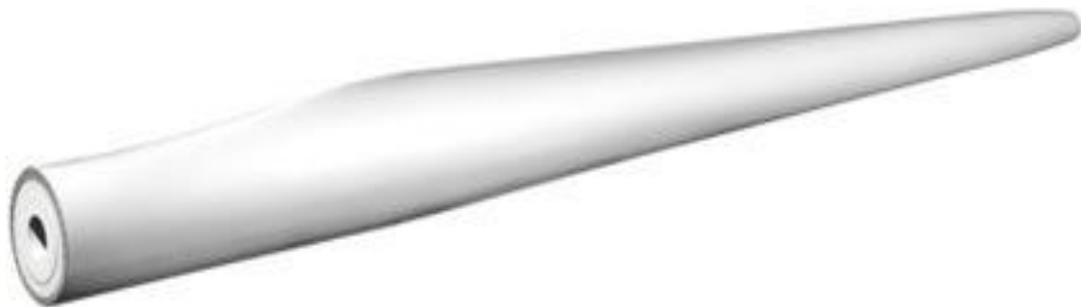


Figura 4.4. Alabe LM Glasfiber

Fuente: www.lmglassfiber.com

4.3.2. PARÁMETROS

El rotor consiste en el buje y las palas de la turbina, estos son los componentes considerados de mayor importancia en el rendimiento y en el coste final durante la instalación.

El tamaño y dimensionamiento de un rotor eólico se determina calculando:

²² <http://www.lmglassfiber.com/Technology/Design/Aerodynamics.aspx>, English, 2007.

- a) El área A frontal del mismo, para ello se lo debe suponer como una máquina motriz, a la que de antemano se tiene que prefijar y asignar la energía que se desea se genere.
- b) El promedio de energía que se puede obtener a partir de los recursos eólicos del lugar donde se vaya a instalar la máquina eólica.

Conocidos los datos energéticos, de la máquina y de la fuente energética, se igualan y se determina el área A de barrido por el rotor y la longitud de las palas.²³

4.3.3. FUERZAS ACTUANTES

De los estudios efectuados de la resistencia del aire sobre una placa plana, se observa que la resultante **R** de las fuerzas aplicadas a la placa es un vector cuyo centro de aplicación es su centro aerodinámico o centro de empuje, siendo su dirección perpendicular a la placa, su sentido el del viento, y su intensidad proporcional a la superficie **S** expuesta y al cuadrado de la velocidad del viento, expresado en la siguiente ecuación:

$$R = k S v^2 \quad \text{Ec. 4.1.}$$

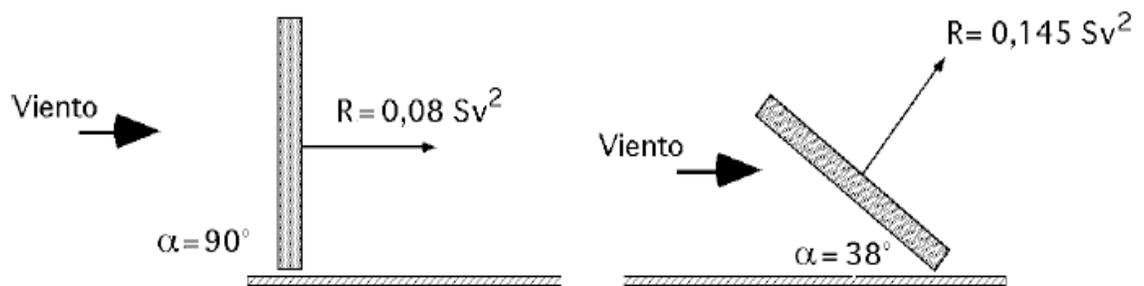


Figura 4.5. Incidencia del viento sobre una placa plana.

Fuente: Fundamentos Aerodinámicos de las Máquinas Eólicas, Reporte Oct. 2006.

²³ <http://www.termica.webhop.info/>

donde, k es un coeficiente que depende del ángulo de incidencia, de las unidades elegidas y de la turbulencia del movimiento, S es la sección frontal del perfil y v es la velocidad del viento. Si el ángulo de inclinación α es más pequeño el valor de R es más grande por lo que el rendimiento aumenta al mantener bajos valores del ángulo de inclinación.

Si el ángulo α , que forma el plano de la placa con la dirección del viento, es grande surge una sobrepresión en la parte delantera de la placa y una depresión en la parte posterior de carácter turbillionario.

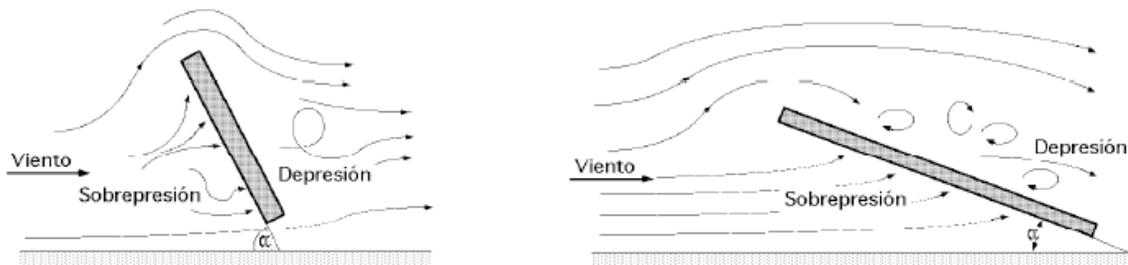


Figura 4.6. Efecto de depresión y sobrepresión sobre placas planas

Fuente: Fundamentos Aerodinámicos de las Máquinas Eólicas, Reporte Oct. 2006.

Si el ángulo α de incidencia es pequeño, la sobrepresión aparecerá en la parte inferior de la placa y la depresión por encima, por lo que aparece una fuerza que tiende a elevarla, conocida como fuerza de sustentación o de elevación.

Para perfiles planos de longitud L paralelos a la velocidad del viento, el valor del número de Reynolds es:

Régimen Laminar:
$$C_w = \frac{1,328}{\sqrt{Re}} \quad ; \quad Re < 10^5$$

Régimen Turbulento:
$$C_w = \frac{0,074}{Re^{1/5}} \quad ; \quad 10^5 < Re < 10^7$$

$$C_w = \frac{0,455}{(\log Re)^{-2,58}} \quad ; \quad Re > 10^7$$

donde, C_w es el coeficiente de resistencia (Penetración), **Re** es el número de Reynolds, definido por la siguiente ecuación:

$$Re = \frac{vL}{\nu} \quad \text{Ec. 4.2.}$$

donde, ν es la viscosidad dinámica, **L** es la longitud de la sección del perfil y **v** es la velocidad de incidencia del viento.²⁴

Para otros perfiles no planos con su eje de simetría paralelo a la dirección del viento los valores del coeficiente C_w se presentan en la siguiente figura:

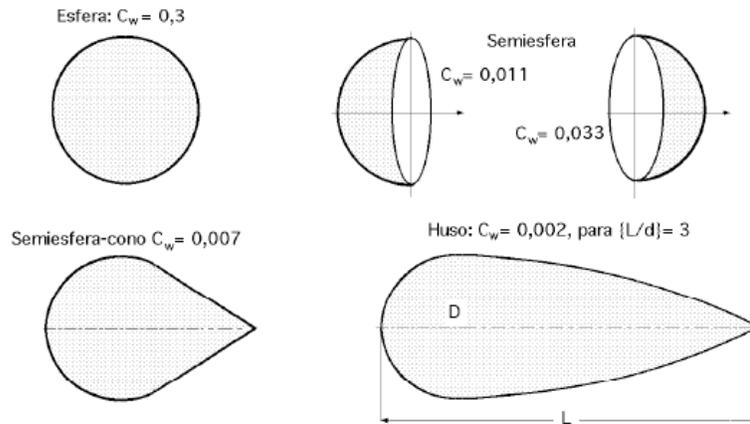
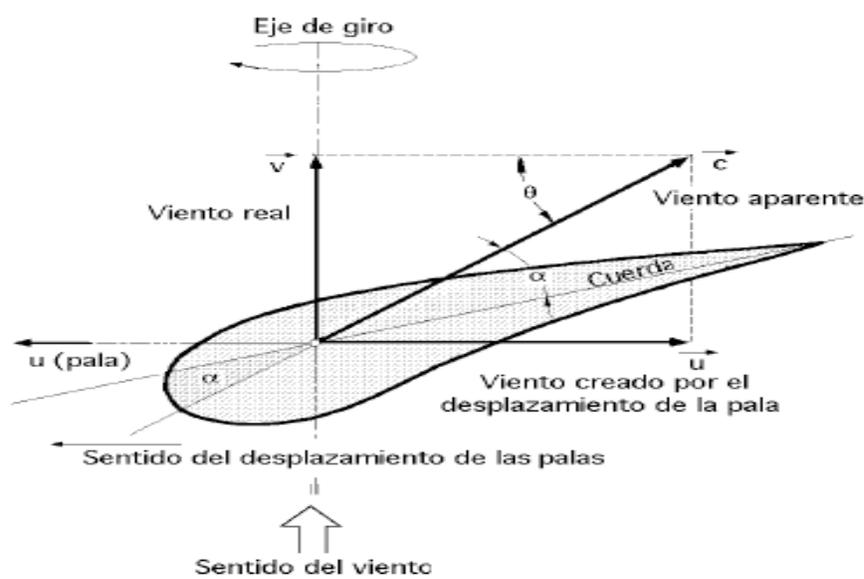


Figura 4.7. Coeficientes C_w para algunos perfiles semiesféricos

Fuente: Fundamentos Aerodinámicos de las Máquinas Eólicas, Reporte Oct. 2006.

Cuando el objetivo es diseñar perfiles aerodinámicos, aparecen coeficientes que son valores nominales que caracterizan a cada perfil, además de que estos coeficientes permiten determinar el rendimiento del perfil. Se definen el coeficiente de sustentación C_l, el coeficiente de resistencia C_r y el coeficiente de momento angular C_m.

²⁴ Departamento de Energía Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria, Pedro Fernández Díaz, Energía Eólica.



Para cada perfil aerodinámico existe un específico o valor

de cada uno de estos coeficientes, los cuales se encuentran en función de las fuerzas de sustentación, resistencia y momento que se generan cuando el viento en este caso tiene incidencia sobre dicho perfil.

Para un perfil diseñado en forma aerodinámica se definen dos zonas que son:

- a) El **extradós** que es la parte superior del perfil en donde los filetes del aire están en depresión.
- b) El **intradós** que es la parte inferior del perfil en donde los filetes del aire están en sobrepresión.

4.3.3.1. Fuerzas de arrastre y ascensional en perfiles móviles

La fuerza que actúa en el centro aerodinámico de un elemento de pala en rotación, de superficie frontal elemental dS , viene dado por dR

Figura 4.8. Velocidades que aparecen sobre la pala de un aerogenerador

Fuente: Fundamentos Aerodinámicos de Máquinas Eólicas, Reporte Oct. 2006.

Esta fuerza se puede descomponer a su vez en otras dos, tanto en la entrada del viento en el perfil móvil, como a la salida.

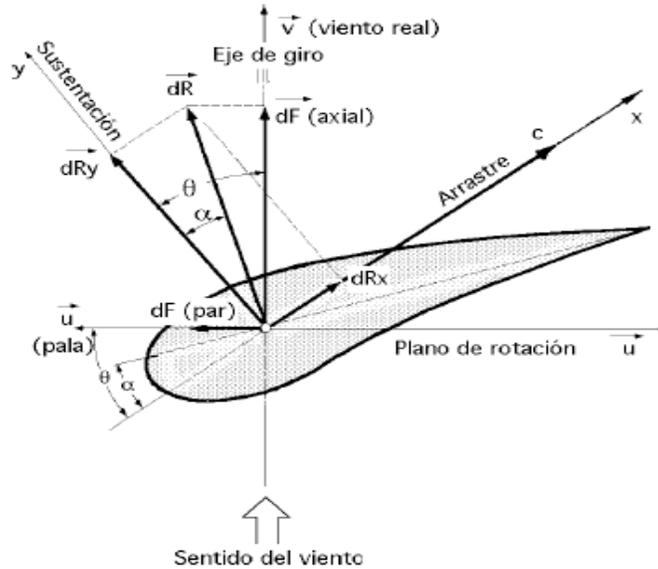


Figura 4.9. Fuerzas que aparecen sobre la superficie de un aerogenerador

Fuente: Fundamentos Aerodinámicos de Máquinas Eólicas, Reporte Oct. 2006.

A la entrada del perfil móvil se tiene un viento de velocidad \mathbf{v} que da lugar a la fuerza axial F_{ax} y a la fuerza de par F_{par} .

A la salida del perfil móvil se tiene un viento de velocidad aparente \mathbf{c} que da lugar a la fuerza de arrastre F_{arr} (Drag) y a la fuerza de sustentación F_{sust} (Lift).

$dR_x = D$ En la dirección c del viento aparente que corresponde con una degradación de la energía.

$dR_y = L$ Es la fuerza ascensional o empuje sobre el elemento de la pala que produce su movimiento.

Para un elemento de pala diferencial en rotación dS , se tiene:

Fuerza de arrastre:
$$dR_x = dD = \frac{1}{2} C_x \rho c^2 dS \quad \text{Ec. 4.3.}$$

Fuerza ascensional:
$$dR_y = dL = \frac{1}{2} C_y \rho c^2 dS \quad \text{Ec. 4.4.}$$

donde, $C_x =$ es el coeficiente de arrastre, representado también: C_D , $C_y =$ es el coeficiente ascensional, representado también: C_L , $\rho =$ es la densidad del aire, $dS =$ es el área del elemento diferencial de la pala que se ofrece al viento y $C =$ es la longitud característica del perfil igual a la longitud de la cuerda.

Ambos coeficientes dependen del tipo de perfil, del ángulo de incidencia y del número de Reynolds.²⁵ Estos coeficientes caracterizan a los perfiles aerodinámicos en categorías y series que serán analizadas más adelante.

Los coeficientes C_D y C_L están relacionados por el coeficiente aerodinámico total C_T de la forma:

$$C_T^2 = C_D^2 + C_L^2 \quad \text{Ec. 4.5.}$$

4.4. PERFILES AERODINAMICOS

Los perfiles aerodinámicos son considerados como secciones curvadas longitudinal y transversalmente generadas del estudio de la incidencia de un fluido sobre un cuerpo, flujo que genera fuerzas de acenso y de arrastre afectando así en la geometría y tamaño de cada sección que conforma la longitud total de una pala de rotor en este caso particular, los perfiles aerodinámicos tienen la funcionalidad de generar una alta fuerza de sustentación en comparación con la fuerza de resistencia y es así que extraen la energía proveniente del viento para mover las palas y generar energía eléctrica para este caso.

4.4.1. TERMINOLOGÍA AERODINÁMICA

Una serie de términos son utilizados para caracterizar un perfil aerodinámico, los que se muestran a continuación en la siguiente figura:

²⁵ Departamento de Energía Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria, Pedro Fernández Díaz, Energía Eólica.

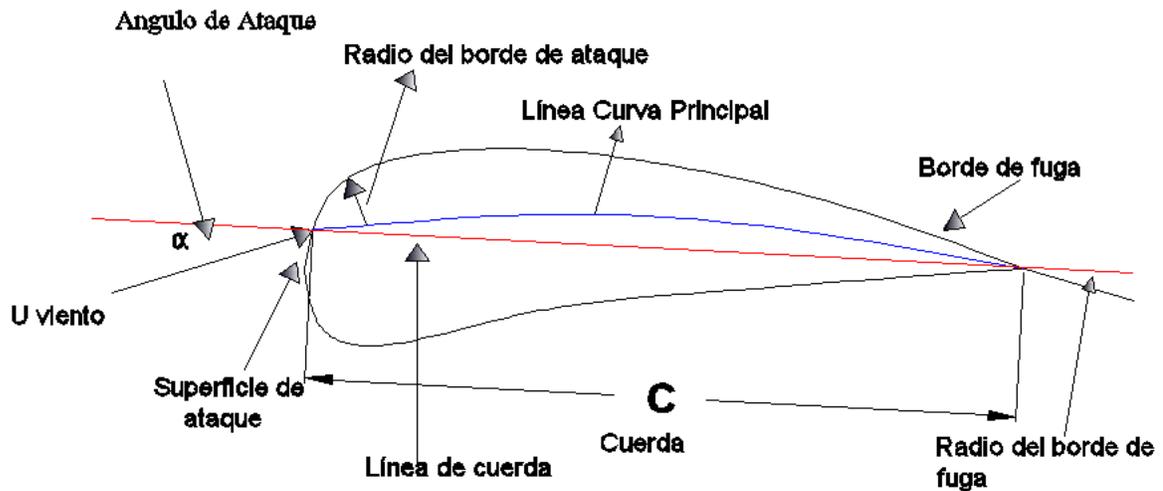


Figura 4.10. Nomenclatura Aerodinámica

donde:

- Lc = Línea de curvatura principal que se encuentra en el medio de la superficie del intradós y extradós.
- C = Línea recta entre las superficies de entrada y salida del perfil cuya distancia se denomina C como la cuerda.
- Dcp = Distancia entre la línea de curvatura principal y la línea de cuerda.
- e = Espesor entre la superficie de extradós e intradós.
- (α) = Ángulo de ataque comprendido entre la velocidad relativa del viento y la línea de cuerda.

4.4.2. SUSTENTACION, EMPUJE Y PARAMETROS ADIMENSIONALES

El flujo del aire sobre un perfil aerodinámico produce una distribución de fuerzas sobre la superficie del perfil. El flujo de aire en la parte convexa del perfil genera disminución en la presión, es decir una succión, en tanto que para la sección inferior cóncava del perfil se genera el empuje.

Mientras tanto, la fricción debido a la viscosidad entre el aire y la superficie de sustentación retarda la circulación de aire en un cierto grado a un lado de la superficie del perfil.

Como resultado de esta interacción se originan dos fuerzas y un momento que actúan sobre la línea de cuerda del perfil a una distancia de $c/4$ del borde de entrada y se denomina “cuarto de cuerda”.

4.4.2.1. Fuerza de empuje (sustentación)

Definido por ser perpendicular o por tener una dirección perpendicular a la dirección de entrada del viento. La fuerza de sustentación es una consecuencia de la presión desigual que ocurre entre las superficies superior e inferior del perfil.

4.4.2.2. Fuerza de resistencia (arrastre)

Definida por ser paralela a la dirección de entrada del viento. La fuerza de resistencia se origina debido a dos razones: la primera es la fuerza de fricción producida por la viscosidad del aire al friccionar sobre la superficie y la segunda es debido a la variación de la presión en la superficie inferior del perfil hacia la parte del borde de fuga.

4.4.2.3. Momento de giro

Que aparece en el eje de giro axial perpendicular a la sección transversal del perfil.

El parámetro no dimensional más importante que permite definir las características de las condiciones del flujo del fluido se denomina el número de Reynolds, y está definido por:

$$Re = \frac{UL}{\nu} = \frac{\rho UL}{\mu} = \frac{\text{Fuerza Inercial}}{\text{Fuerza de viscosidad}} \quad \text{Ec. 4.6.}$$

donde: $\rho =$ es la densidad del fluido, $\mu =$ es la viscosidad del fluido, $\nu = \mu / \rho$ es la viscosidad cinemática, $U =$ es la velocidad de fluido y $L =$ es la longitud de cuerda del perfil.

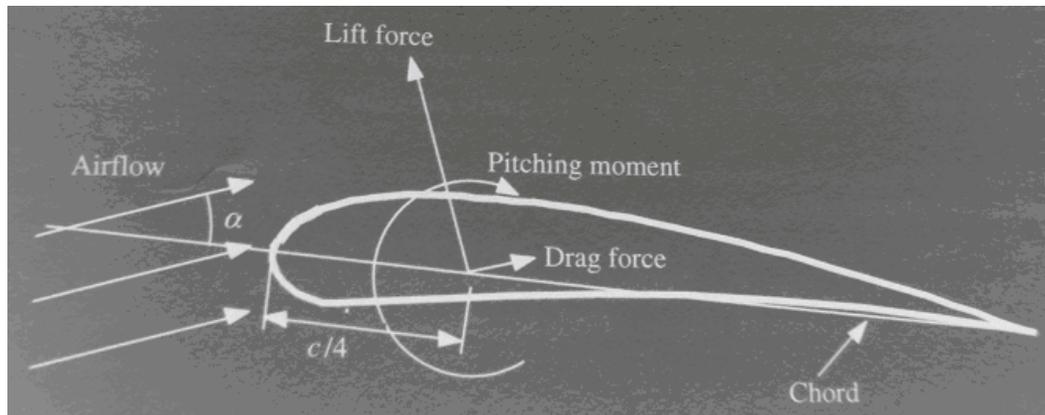


Figura 4.11. Fuerzas de empuje y resistencia en un perfil estacionario, α es el ángulo de ataque y C es la cuerda del perfil.

Fuente: Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edition 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co.

Los coeficientes de fuerzas y momento son también función del número de Reynolds y pueden ser definidos en dos y tres dimensiones. El diseño del rotor usualmente utiliza coeficientes en dos dimensiones, determinados por un rango de ángulos de ataque y un número de Reynolds.

Se define en dos dimensiones los parámetros de:

Coeficiente de sustentación:

$$C_l = \frac{\frac{L}{l}}{\frac{1}{2}\rho U^2 c} = \frac{\text{Fuerza de sustentación} / \text{Unidad de longitud}}{\text{Fuerza Dinámica} / \text{Unidad de longitud}} \quad \text{Ec. 4.7.}$$

Coeficiente de resistencia:

$$C_d = \frac{\frac{D}{l}}{\frac{1}{2}\rho U^2 c} = \frac{\text{Fuerza de resistencia} / \text{Unidad de longitud}}{\text{Fuerza dinámica} / \text{Unidad de longitud}} \quad \text{Ec. 4.8.}$$

Coeficiente de momento de giro:

$$C_m = \frac{M}{\frac{1}{2}\rho U^2 A c} = \frac{\text{Momento de giro}}{\text{Momento Dinámico}} \quad \text{Ec. 4.9.}$$

donde:

ρ = Densidad del aire

U= Velocidad de flujo constante

A= Área proyectada del perfil (cuerda x tramo)

C= Longitud de cuerda

l= Tramo de perfil

Los perfiles para turbinas de eje horizontal son diseñados con bajos ángulos de ataque donde los coeficientes de sustentación son altos en tanto que los coeficientes de resistencia son bastante bajos.

El coeficiente de sustentación (Cl) es alrededor de 0 para valores de ángulos de ataque de cero e incrementa por sobre 1,0 antes de que decrezcan los valores más altos de ángulos de ataque. El coeficiente de resistencia es mucho más bajo que el coeficiente de sustentación a menores ángulos de ataque y viceversa.

4.4.2.4. Comportamiento aerodinámico de perfiles

Existen significantes diferencias en el comportamiento de perfiles para diferentes números de Reynolds.

El comportamiento aerodinámico de perfiles puede ser categorizado en tres grupos:

a) Régimen de flujo inherente (Unido)

Para valores bajos de ángulos de ataque (no superior a 7 grados) el flujo se desplaza unido a la parte superior del perfil, la sustentación se incrementa con el ángulo de ataque y la resistencia es relativamente baja.

b) Régimen de crecimiento elevado de pérdida/sustentación

En este régimen (7 a 11 grados) los picos del coeficiente de sustentación sobre el perfil llegan rápidamente a sufrir pérdida. Las pérdidas ocurren cuando el ángulo de ataque excede un valor crítico (entre 10 y 16 grados dependiendo del número de Reynolds) y las capas de flujo en la superficie superior se separan y originan turbulencia reduciendo la sustentación e incrementando la resistencia.

Este efecto puede ocurrir para ciertas secciones del perfil o para ciertas condiciones de operación de la turbina, esto usualmente limita la potencia de la turbina a altas velocidades.

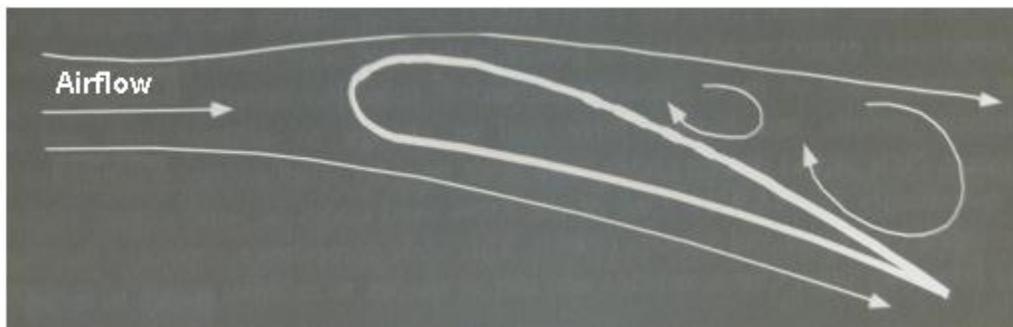


Figura 4.12. Ilustración de pérdida aerodinámica

Fuente: Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edition 2003, USA,

c) Régimen de pérdida completa/placa plana

Para valores de ángulos de ataque superiores a 90 grados, en este régimen, el perfil reacciona como una placa plana con valores aproximadamente iguales de los coeficientes de sustentación y resistencia para ángulos de ataque de 45 grados y cero en valores de sustentación para 90 grados.

4.5. TEORÍAS DE DISEÑO

La producción energética de un rotor eólico depende de la interacción entre el viento y el rotor, así el viento es considerado como una combinación del viento principal y la fluctuación originada alrededor del flujo principal. La experiencia ha demostrado que los aspectos más importantes en el rendimiento de una turbina eólica están determinados por las fuerzas aerodinámicas generadas por el viento.

Las teorías de diseño son una combinación de la teoría de momento y la teoría de elementos de láminas en una teoría de franjas que permiten calcular el rendimiento de un rotor en base a las características de la sección anular del rotor, las características totales del rotor son obtenidas de la integración de cada sección y de la suma obtenida de cada sección anular.

4.5.1. TEORIA DE MOMENTO UNIDIMENSIONAL Y EL LÍMITE DE BETZ

Un modelo simple atribuido a Betz en 1926 permitió determinar la energía que se extrae del rotor de una turbina ideal, el empuje del viento sobre un rotor ideal y el efecto de la operación del rotor en un campo de viento local.

El modelo simple está basado en una teoría de momento lineal desarrollada hace 100 años para predecir el rendimiento de los propulsores de una aeronave, este análisis asume un control de volumen, en donde los límites de frontera son las superficies de una corriente del tubo y dos secciones transversales, como se muestra en la siguiente figura:

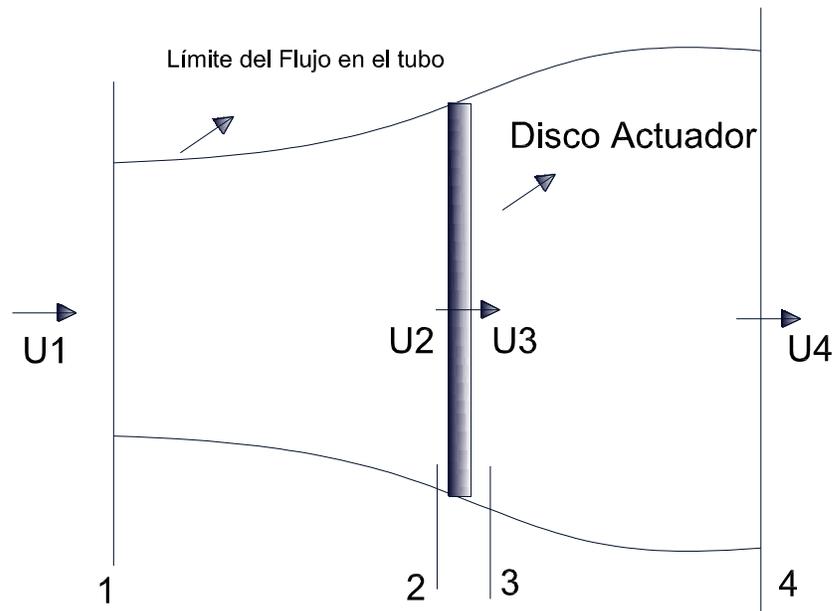


Figura 4.13. Modelo de un disco actuador de una turbina eólica, U significa la velocidad del viento; 1, 2, 3 y 4 indican las diferentes posiciones.

Fuente: Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edition 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co.

La turbina está representada por un disco actuador uniforme el cual establece una discontinuidad de la presión en la corriente de flujo de aire fluyendo a través de éste. El análisis no se limita a un tipo específico de turbina eólica, además se asume las siguientes consideraciones:

- Estado de flujo del fluido constante, incompresible y homogéneo.
- No existe resistencia friccional.
- Infinito número de alabes.
- Empuje uniforme sobre el área del rotor o disco.

- Sin rotación de la estela
- La presión estática lejos de la parte delantera y de la parte trasera del rotor es igual a la presión estática del ambiente no disturbado.

Aplicando la teoría de la conservación unidimensional de un momento lineal a un volumen de control, considerando el fluido incompresible, el flujo en el tiempo invariable, el empuje es igual y opuesto al cambio del momento del flujo de aire en un tubo.

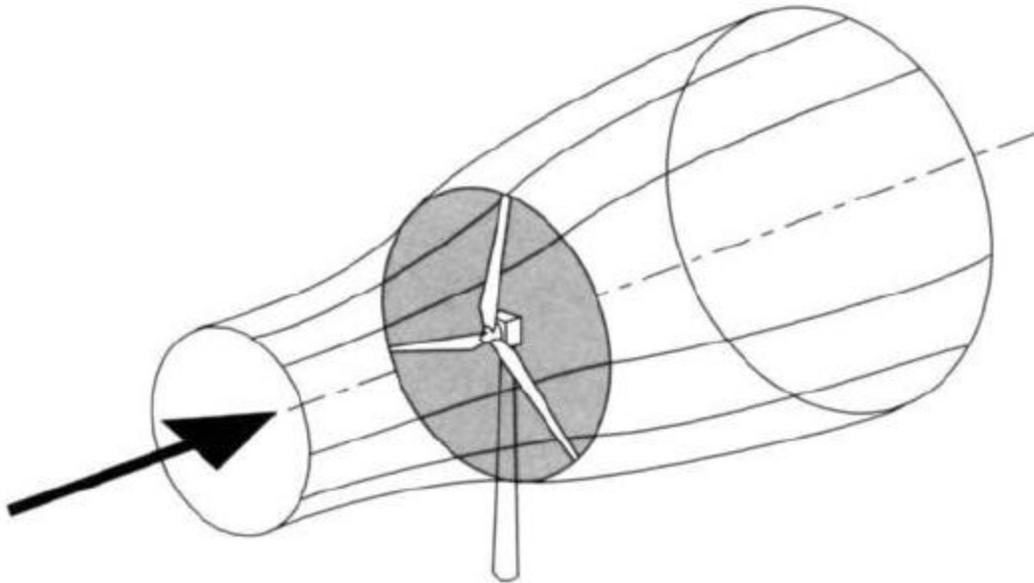


Figura 4.14. Energía que se extrae de una corriente de tubo en una turbina eólica

FUENTE: Wind Energy Handbook, página. 42.

$$T = U_1 (\rho AU)_1 - U_4 (\rho AU)_4 \quad \text{Ec. 4.10.}$$

donde, T = es el empuje, ρ = densidad del aire, A = es el área transversal U = es la velocidad del aire y los subíndices indican los valores en cada sección. El empuje está representado como el cambio en la energía cinética entre dos puntos tomados en el disco actuador mostrado en la figura 4.13.

Para el estado de un flujo constante, tenemos:

$$(\rho AU)_1 = (\rho AU)_4 = \dot{m} \quad \text{Ec. 4.11.}$$

donde, \dot{m} es el flujo de masa.

Entonces:

$$T = \dot{m}(U_1 - U_4) \quad \text{Ec. 4.12.}$$

El empuje es positivo en orden con la velocidad del rotor, U_4 es menor que la velocidad U_1 , no existe trabajo realizado en ninguna parte de la turbina del rotor.

La ecuación de Bernoulli se utiliza también con dos volúmenes de control a lo largo del disco actuador, en la entrada tenemos:

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho U_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho U_2^2 \quad \text{Ec. 4.13.}$$

Y a la salida del disco actuador:

$$p_3 + \frac{1}{2}\rho U_3^2 = p_4 + \frac{1}{2}\rho U_4^2 \quad \text{Ec. 4.14.}$$

Se asume ahora que las presiones en la parte delantera y trasera del disco son las mismas: ($p_1 = p_2$), y la velocidad a través del disco actuador es la misma: ($U_2 = U_3$), el empuje puede ser expresado como la suma neta de las fuerzas en cada lado del actuador:

$$T = A_2(p_2 - p_3) \quad \text{Ec. 4.15.}$$

De la diferencia de presiones ($p_2 - p_3$) y reemplazando en la ecuación anterior, tenemos:

$$T = \frac{1}{2}\rho A_2(U_1^2 - U_4^2) \quad \text{Ec. 4.16.}$$

Igualando las ecuaciones de empuje y considerando que el flujo de masa es $A_2 U_2$, se obtiene:

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2} \quad \text{Ec. 4.17.}$$

Así la velocidad del viento en el plano del rotor, usando un simple modelo es la suma de las velocidades a la entrada y a la salida.

Ahora introducimos un factor de inducción axial **a**, interpretado como el decrecimiento fraccional de la velocidad del viento entre el flujo libre y el plano del rotor:

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \quad \text{Ec. 4.18.}$$

$$U_2 = U_1(1 - a) \quad \text{Ec. 4.19.}$$

Y

$$U_4 = U_1(1 - 2a) \quad \text{Ec. 4.20.}$$

Este factor de inducción expresa la relación entre la velocidad de entrada al rotor y el cambio de velocidad entre la entrada y el instante mismo de incidencia del viento sobre el rotor, tal como se muestra en la figura 4.18.

Para el caso de U4 el valor del factor de inducción axial incrementa desde 0 hasta un valor máximo de $a=1/2$, en donde la teoría ya no es aplicable.

Para determinar la potencia de salida, se calcula a partir de las veces del empuje del viento sobre el disco:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_2 (U_1^2 - U_4^2) U_2 = \frac{1}{2} \rho A_2 U_2 (U_1 + U_4) (U_1 - U_4) \quad \text{Ec. 4.21.}$$

Sustituyendo U2 y U4 de las ecuaciones 4.19 y 4.20 mencionadas, se tiene:

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 4a(1 - a)^2 \quad \text{Ec. 4.22.}$$

Donde el volumen de control del área del rotor A2 es reemplazado por A, y la velocidad del viento U1 es reemplazado por U.

El rendimiento del rotor de una turbina eólica es usualmente caracterizado por el coeficiente de energía, Cp expresado:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho U^3 A} = \frac{\text{Rotor power}}{\text{Power in the wind}} \quad \text{Ec. 4.23.}$$

El coeficiente de energía es un factor adimensional que representa la fracción de energía que puede extraer el rotor del viento, el coeficiente de energía en términos del factor de inducción es:

$$C_p = 4a(1-a)^2 \quad \text{Ec. 4.24.}$$

Derivando la ecuación anterior con respecto a **a** se obtiene el máximo valor de Cp el cual es de 1/3, éste reemplazando en la ecuación 4.24 se obtiene un valor de:

$$C_p = \frac{16}{27} = 0,5926 \quad \text{Ec. 4.25.}$$

Este coeficiente determina que, el idealmente el área utilizada del rotor, será los 2/3 del área de la sección total del disco, es decir que en el mejor de los casos si un rotor ideal fuese diseñado y operado al punto que la velocidad en el rotor fuese los 2/3 de la corriente de la velocidad del viento, éste podría operar en su máxima capacidad de producción de energía, es decir que la máxima energía que se puede extraer de un rotor idealmente hablando es el 0,5926% de su capacidad.

Similarmente el empuje axial en el disco puede determinarse a partir de la siguiente ecuación:

$$T = \frac{1}{2}\rho A U_1^2 [4a(1-a)] \quad \text{Ec. 4.26.}$$

Y el coeficiente adimensional de empuje axial [Ct] está determinado por:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho U^2 A} = \frac{\text{Thrust Force}}{\text{Dynamic Force}} \quad \text{Ec. 4.27.}$$

Igualmente derivando el factor de empuje se tiene que un máximo valor de C_p de 1 cuando $a=1/2$. Para una potencia máxima con un valor de $a=1/3$ C_T toma un valor de $8/9$.

En la siguiente figura se ilustran los coeficientes de energía y empuje para una turbina ideal Betz, lo cual expresa una primera idea de la energía que se puede extraer de un rotor eólico.

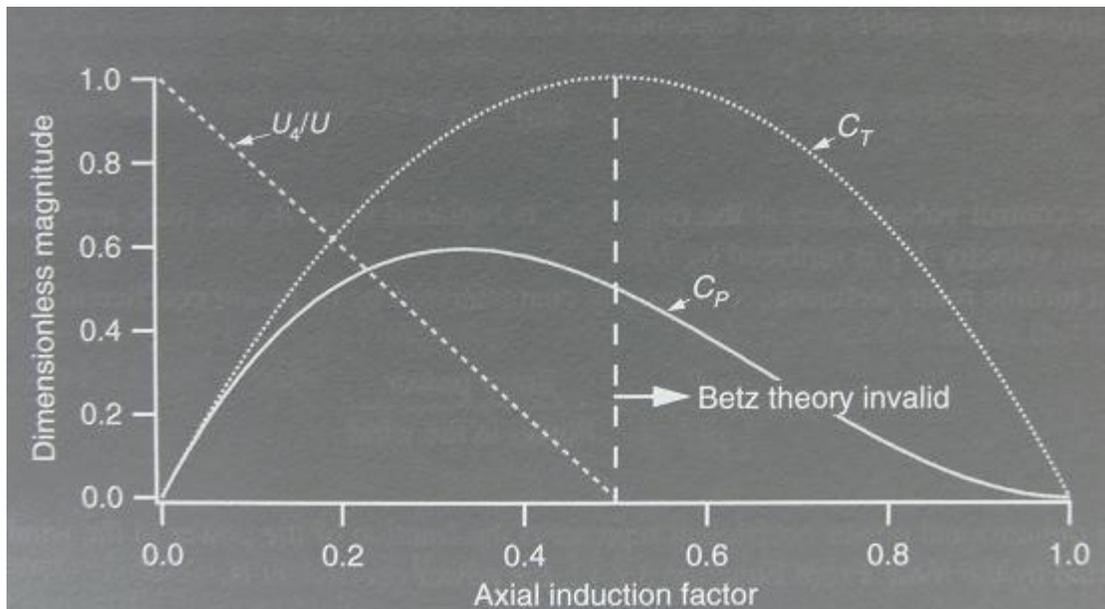


Figura 4.15. Parámetros de operación para una turbina ideal Betz, U es la velocidad del viento en calma, U_4 es la velocidad detrás del rotor, C_p es el coeficiente de energía y C_t es el coeficiente de empuje.

Fuente: Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edition 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co.

Este modelo idealizado es limitado puesto que no es válido para factores de inducción axial mayores a 0,5, en la práctica se puede obtener valores de coeficientes de empuje de hasta 2,0 por lo que se requiere otra teoría que permita mejorar el rendimiento.

Adicional en la práctica son tres los factores que impiden que no se obtenga un límite de Betz $C_{P,max} = 16/27$:

- Rotación de la estela detrás del rotor

- Un número finito de alabes y las pérdidas asociadas en la punta
- La resistencia aerodinámica diferente de cero²⁶

Estas tres consideraciones determinan que no se pueda obtener un límite de Betz en una turbina eólica, lo que hace necesario desarrollar una teoría más avanzada que permita optimizar el diseño y considerar los parámetros anteriores.

4.5.2. TURBINA EOLICA IDEAL DE EJE HORIZONTAL, TEORÍA DE ROTACION DE ESTELA

Este análisis considera el caso donde la rotación del rotor genera un momento angular el cual está relacionado con el torque del rotor. En el caso de la rotación del rotor de una turbina eólica, el flujo detrás del rotor rota en dirección opuesta al rotor, en reacción al torque generado por el flujo sobre el rotor.

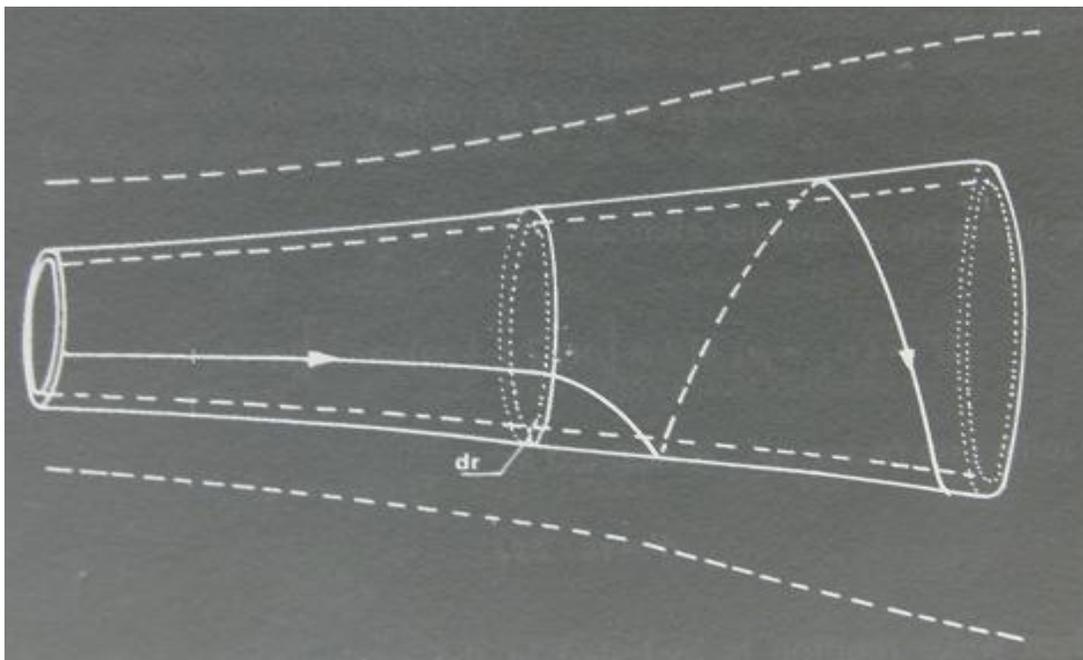


Figura 4.16. Modelo de corriente de tubo con rotación de los alabes de la turbina

Fuente: Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edition 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co.

²⁶ Wind Energy Explained, Theory, Design and Application, J.F. Manwell et al., page 84-89.

La energía cinética rotacional que se genera en la estela ocasiona una menor extracción de la energía por parte del rotor de la que se podría esperar si la estela no tuviera rotación. En general la energía cinética extra producida en la estela de la turbina eólica será más alta si el torque generado es también más alto.

De esta manera a bajas velocidades de funcionamiento con un alto torque la turbina experimenta mayores pérdidas en la rotación de la estela contrario a lo que sucede a altas velocidades con bajo torque.

Para iniciar el análisis de ésta teoría se asume las siguientes suposiciones:

- La velocidad angular impartida por la corriente de flujo ω es pequeña en comparación con la velocidad angular Ω del rotor de la turbina.
- La presión en la parte lejana de la estela es igual a la presión de la corriente de flujo.
- El análisis se plantea en base a una corriente de flujo anular de radio r y espesor dr , resultando en un área de sección transversal $2\pi r dr$.
- La presión en la rotación de la estela y los factores de inducción son asumidos como función del radio., como se muestra en la figura:

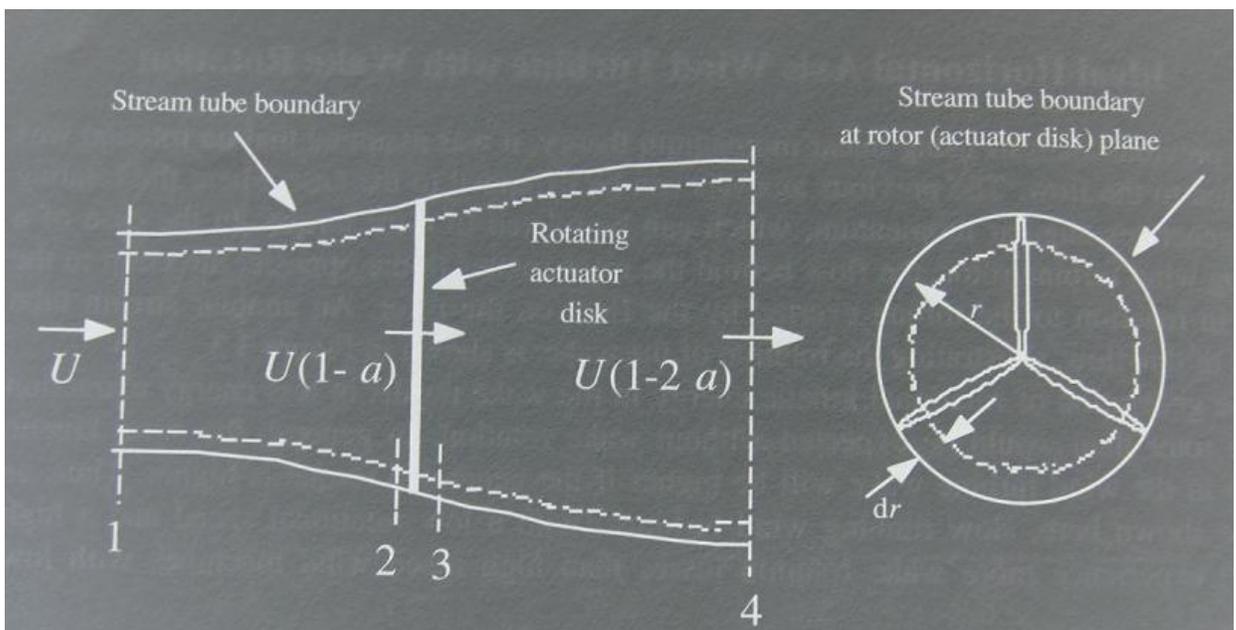


Figura 4.17. Geometría del análisis del rotor, U velocidad imperturbada del aire, a factor de inducción, r radio

Fuente: Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edition 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co.

Aplicando la ecuación de la energía para las secciones antes y después del rotor, tenemos:

$$P_2 + \frac{1}{2} \rho V_2^2 = P_3 + \frac{1}{2} \rho V_3^2 \quad \text{Ec. 4.28.}$$

Ahora consideramos que la velocidad angular del aire relativo al alabe incrementa de Ω a $\Omega + \omega$ mientras que la componente axial de velocidad se mantiene constante:

$$V_2 = \Omega_2 * r \quad \text{Ec. 4.29.}$$

$$V_3 = (\Omega + \omega)_3 * r \quad \text{Ec. 4.30.}$$

ω = Velocidad angular de la corriente de flujo

Y obteniendo en función de la diferencia de presiones, tenemos:

$$P_2 - P_3 = \rho \omega r^2 \left(\Omega + \frac{1}{2} \omega \right) \quad \text{Ec. 4.31.}$$

El empuje de un elemento anular es:

$$dT = (P_2 - P_3) dA = \left[\rho \omega r^2 \left(\Omega + \frac{1}{2} \omega \right) \right] 2\pi r dr \quad \text{Ec. 4.32.}$$

El factor de inducción angular a' está definido por:

$$a' = \omega / 2\Omega \quad \text{Ec. 4.33.}$$

Simplificando la ecuación de empuje e integrando el factor de inducción angular, tenemos:

$$dT = 4a'(1 + a') \frac{1}{2} \rho \Omega^2 r^2 2\pi r dr \quad \text{Ec. 4.34.}$$

El empuje también se puede expresar en función del factor de inducción axial a y la velocidad U es la velocidad libre de flujo:

$$dT = 4a(1 - a) \frac{1}{2} \rho U^2 2\pi r dr \quad \text{Ec. 4.35.}$$

Igualando las dos ecuaciones de empuje, se obtiene:

$$\frac{a(1-a)}{a'(1+a')} = \frac{\Omega^2 r^2}{U^2} = \lambda_r^2 \quad \text{Ec. 4.36.}$$

donde, λ_r = es la relación de velocidad local.

La relación de velocidad periférica (TSR: Tip speed ratio) se define como el cociente de la velocidad en la punta del alabe y la velocidad de la corriente de flujo libre:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{U} \quad \text{Ec. 4.37.}$$

El factor TSR (λ) a menudo ocurre en las ecuaciones aerodinámicas para el diseño del rotor. Sin embargo para expresar este factor TSR para cualquier radio se tiene la siguiente ecuación:

$$\lambda_r = \frac{\Omega r}{U} = \lambda \frac{r}{R} \quad \text{Ec. 4.38.}$$

Para calcular el torque generado por el rotor, aplicando la teoría de conservación del momento angular, debe ser igual al cambio en el momento angular de la estela. Para un incremento en un elemento de área anular:

$$dQ = d \dot{m}(\omega r)(r) = (\rho U_2 2\pi r dr)(\omega r)(r) \quad \text{Ec. 4.39.}$$

$$U_2 = U(1-a) \quad a' = \frac{\omega}{2\Omega}$$

$$dQ = 4a'(1-a) \frac{1}{2} \rho U \Omega r^2 2\pi r dr \quad \text{Ec. 4.40.}$$

Y la potencia generada para cada elemento diferencial es:

$$dP = \Omega dQ \quad \text{Ec. 4.41.}$$

$$dP = \frac{1}{2} \rho A U^3 \left[\frac{8}{\lambda^2} a'(1-a) \lambda_r^2 d\lambda_r \right] \quad \text{Ec. 4.42.}$$

La potencia del rotor para un anillo anular es función de los factores de inducción axial y angular, estos factores determinan la magnitud y dirección del flujo de aire

en el plano del rotor. La relación de velocidad local es una función del factor TSR y del radio. Igualmente el incremento del coeficiente de energía para un anillo angular está dado por:

$$dC_p = \frac{dP}{\frac{1}{2}\rho AU^3} \quad \text{Ec. 4.43.}$$

Integrando y simplificando en función de los factores de inducción axial y angular:

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_0^\lambda a'(1-a)\lambda_r^3 d\lambda_r \quad \text{Ec. 4.44.}$$

Resolviendo la expresión anterior y reduciéndolo a términos de a , a' y λ_r , de acuerdo al análisis de Glauert, Sengupta y Verna, a' se expresa:

$$a' = -\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{\left[1 + \frac{4}{\lambda_r^2} a(1-a)\right]} \quad \text{Ec. 4.45.}$$

La condición aerodinámica para que la producción máxima de energía sea posible ocurre cuando el término $a'(1-a)$ de la ecuación 4.44., adquiere su máximo valor. Sustituyendo el valor de a' de la ecuación 4.45., en el factor $a'(1-a)$ de la ecuación 4.44., y derivando con respecto al factor a e igualando a 0, tenemos:

$$\lambda_r^2 = \frac{(1-a)(4a-1)^2}{1-3a} \quad \text{Ec. 4.46.}$$

Esta ecuación define el factor de inducción axial para una máxima potencia como función del cambio de la velocidad periférica local para cada anillo anular.

Sustituyendo en la ecuación 4.36., para cada anillo anular se obtiene la máxima energía en función de la relación de velocidad local, sustituyendo la ecuación 4.46 en la ecuación 4.40., se obtiene la máxima energía para cada anillo anular:

$$a' = \frac{1-3a}{4a-1} \quad \text{Ec. 4.47.}$$

Si la ecuación 4.46., es derivada con respecto al factor **a**, se obtiene la relación entre $d\lambda_r$ y da y en esas condiciones tenemos la ecuación para la máxima producción de energía:

$$2\lambda_r d\lambda_r = \left[\frac{6(4a-1)(1-2a)^2}{(1-3a)^2} \right] da \quad \text{Ec. 4.48.}$$

Sustituyendo las ecuaciones 4.46. y 4.48., para la expresión del coeficiente de potencia, se tiene:

$$C_{P.\max} = \frac{24}{\lambda^2} \int_{a_1}^{a_2} \left[\frac{(1-a)(1-2a)(1-4a)}{(1-3a)} \right]^2 da \quad \text{Ec. 4.49.}$$

Introduciendo los límites de integración, definimos:

a_1 corresponde al factor de inducción axial para $\lambda_r = 0$

a_2 corresponde al factor de inducción axial para $\lambda_r = \lambda$

También de la ecuación 4.46, se tiene:

$$\lambda^2 = \frac{(1-a_2)(1-4a_2)^2}{(1-3a_2)} \quad \text{Ec. 4.50.}$$

En la ecuación 4.46 cuando $a_1 = 0,25$ tenemos $\lambda_r = 0$.

Se puede resolver la ecuación 4.50. para diferentes puntos de interés de operación de la relación de velocidad periférica. Para la ecuación 4.50., $a_2=1/3$ y es el límite superior Este es el máximo valor para el factor de inducción axial a , un valor igual o superior determina que la relación de velocidad periférica tienda al infinito.

La integral definitiva puede ser evaluada cambiando la nomenclatura de variables para la ecuación 4.49 y sustituyendo x por $(1-3a)$, tenemos la ecuación para determinar el valor del coeficiente de energía C_p máximo para una turbina con rotación de estela:

$$C_{P,\max} = \frac{8}{729\lambda^2} \left\{ \frac{64}{5}x^5 + 72x^4 + 124x^3 + 38x^2 - 63x - 12[\ln(x)] - 4x^{-1} \right\}_{x=(1-3a)}^{x=0,25}$$

Ecuación 4.51.

La ecuación anterior presenta el factor de rendimiento de una turbina en función de una sola variable x que agrupa a su vez la relación de velocidad periférica y los factores de inducción axial y angular, de donde se concluye que esta teoría se apega al funcionamiento real de los rotores eólicos. En comparación con la teoría del límite de Betz se concluye un análisis más real y por consiguiente un rendimiento mejorado.

En la siguiente tabla se representa valores de C_p máximos en función de los valores de λ para valores de inducción axial a_2 .

Tabla 4.1. Valores de Coeficientes de potencia C_p máx., en función de la relación de velocidad periférica λ , a_2 es el factor de inducción axial donde la relación de velocidad periférica equivale a la relación de velocidad local.

λ	a_2	$C_{P,\max}$
0,5	0,2983	0,289
1,0	0,3170	0,416
1,5	0,3245	0,477
2,0	0,3279	0,511
2,5	0,3297	0,533
5,0	0,3324	0,570
7,5	0,3329	0,581

10,0	0,3330	0,585
------	--------	-------

Fuente: Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edition 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co.

Los resultados de estos análisis son representados en la siguiente figura, donde se muestra el límite de Betz de una turbina ideal basado en un análisis de momento lineal. El resultado muestra que para los valores más altos de relación de velocidad periférica corresponden también los valores más altos teóricos de coeficientes de energía C_p .

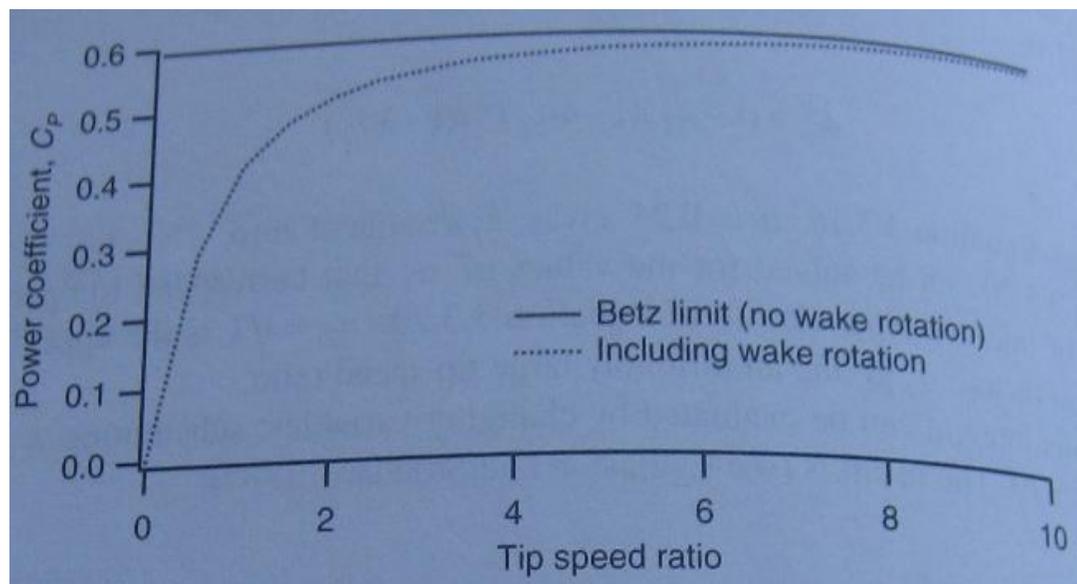


Figura 4.18. Coeficientes teóricos máximos de energía en función de la relación de velocidad periférica para una turbina eólica de eje horizontal con y sin rotación de estela.

Fuente: Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edition 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co.

Estas ecuaciones son utilizadas para observar la operación de una turbina ideal asumiendo rotación de la estela. En la siguiente gráfica se puede observar la relación de los factores de inducción axial y angular para una relación de velocidad periférica de 7,5.

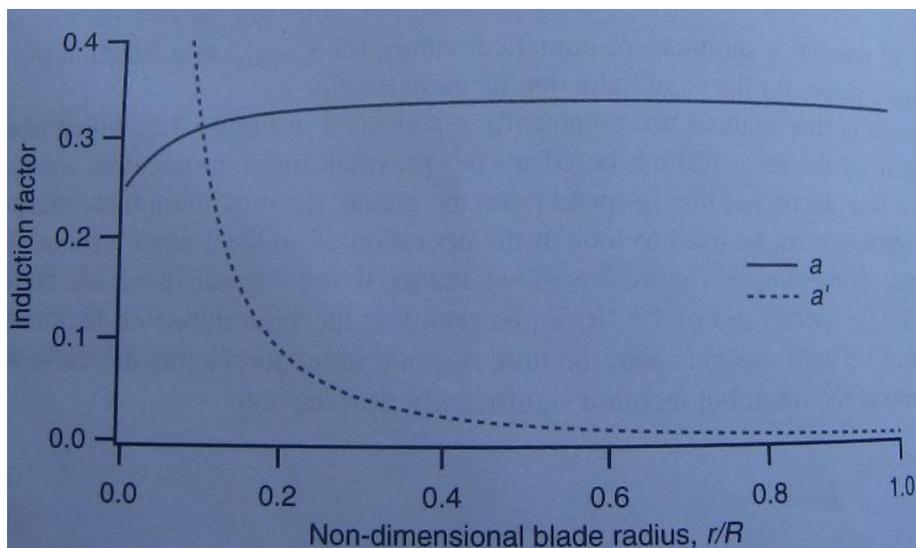


Figura 4.19. Factores de inducción para una turbina ideal con rotación de estela, $\lambda = 7,5$, a = factor de inducción axial, a' = factor de inducción angular, r =radio y R = radio del rotor.

Fuente: Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edition 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co.

En cuanto a los factores que caracterizan a los rotores, se puede concluir que los factores de inducción axial se aproximan a su valor ideal cuando están próximos a $1/3$, hasta que uno ocurre cerca del buje. Los factores de inducción angular están cerca de cero en las partes más exteriores fuera del rotor, pero se incrementa significativamente cerca del buje.

4.5.3. TEORIA DE MOMENTO Y TEORIA DE ELEMENTOS DE LÁMINAS

Los cálculos para el rendimiento del rotor de una turbina eólica consiste en la sustentación que un perfil es capaz de generar en virtud de la diferencia de presiones a través de su superficie, funcionando como un disco actuador ideal.

La teoría de momento se refiere al análisis de un volumen de control de las fuerzas sobre el perfil basado en la conservación lineal y el momento angular.

La teoría de elementos de lámina se refiere al análisis de las fuerzas en una sección del perfil, como una función de la geometría de la lámina.

El resultado de estas aproximaciones puede ser combinado en una teoría conocida como teoría de franja o teoría de momento de elementos de láminas. Hablaremos acerca de estas dos teorías para analizar y combinar en la teoría de franjas.

4.5.3.1. Teoría de Momento

Las fuerzas en una lámina del rotor y las condiciones en el alabe pueden ser derivadas por una consideración en la conservación del momento partiendo de las fuerzas y presentado como un índice en el cambio de momento.

Las ecuaciones han sido desarrolladas de la derivación del rendimiento de una turbina eólica ideal incluyendo una rotación de estela. Este análisis está basado en un volumen de control anular donde los factores de inducción axial y angular están en función del radio r .

El empuje se presenta con la siguiente ecuación:

$$dT = \rho U^2 4a(1-a)\pi r dr \quad \text{Ec. 4.52.}$$

Similarmente el torque diferencial Q , impartido por el viento hacia el alabe está dado por la ecuación:

$$dQ = 4a'(1-a)\rho U \pi r^3 \Omega dr \quad \text{Ec. 4.53.}$$

Las ecuaciones anteriores definen el empuje y el torque en función de los coeficientes de inducción axial y angular en una sección anular de un rotor.

4.5.3.2. Teoría del Elemento de lámina

Las fuerzas sobre el perfil de una turbina eólica pueden ser también expresadas en función de los coeficientes de resistencia y sustentación. El perfil es asumido en un número N de secciones o elementos, se supone lo siguiente:

- No existe interacción aerodinámica entre elementos
- Las fuerzas sobre los alabes están determinadas exclusivamente por los coeficientes de sustentación y resistencia.

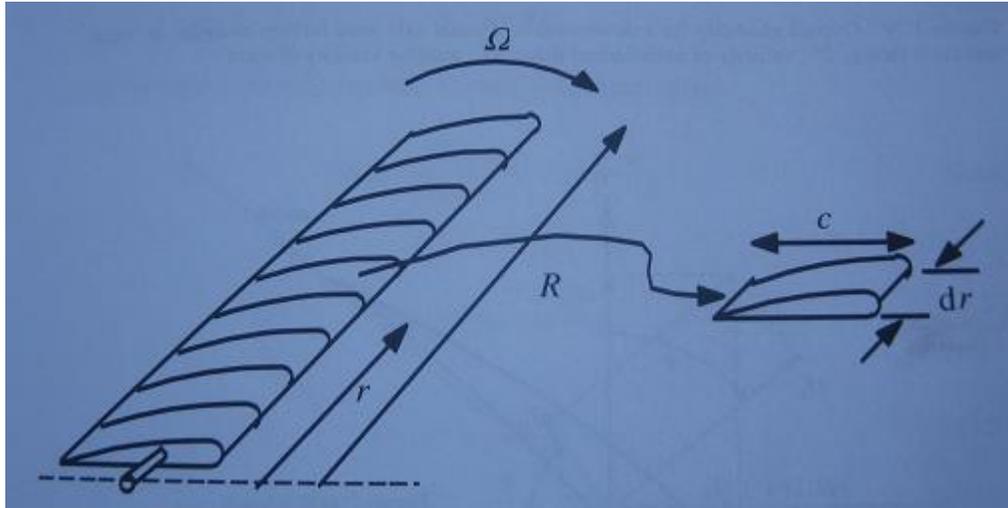


Figura 4.20. Esquema de un perfil aerodinámico, c es la longitud de cuerda, dr es la longitud radial del elemento, r es el radio para cada sección, R es el radio del rotor y Ω es la velocidad angular del rotor.

Fuente: Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edition 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co.

Analizando las fuerzas en la sección del perfil se puede notar que las fuerzas de sustentación y de resistencia son perpendiculares y paralelas respectivamente considerando viento efectivo o relativo.

El viento relativo es el vector suma de la velocidad del viento en el rotor $U(1-a)$ y la velocidad debido a la rotación del alabe (figura 4.21.), este componente rotacional es el vector suma de la velocidad en una sección del perfil Ωr y la velocidad angular inducida a los alabes debido a la conservación del momento angular $\frac{\omega r}{2}$, esta suma se simplifica a la siguiente ecuación:

$$\Omega r + \left(\frac{\omega}{2}\right)r = \Omega r + \Omega a' r = \Omega r(1 + a') \quad \text{Ec. 4.54.}$$

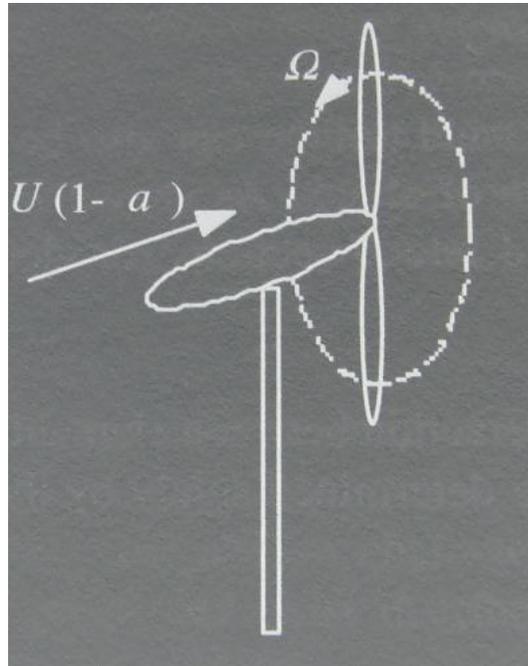


Figura 4.21. Geometría de una turbina eólica de eje horizontal a sotavento, a es el factor de inducción axial, U es la velocidad estable del viento y Ω es la velocidad angular del rotor
Fuente: Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edition 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co.

En el siguiente gráfico se puede observar los parámetros que caracterizan a un perfil aerodinámico de acuerdo a ésta teoría:

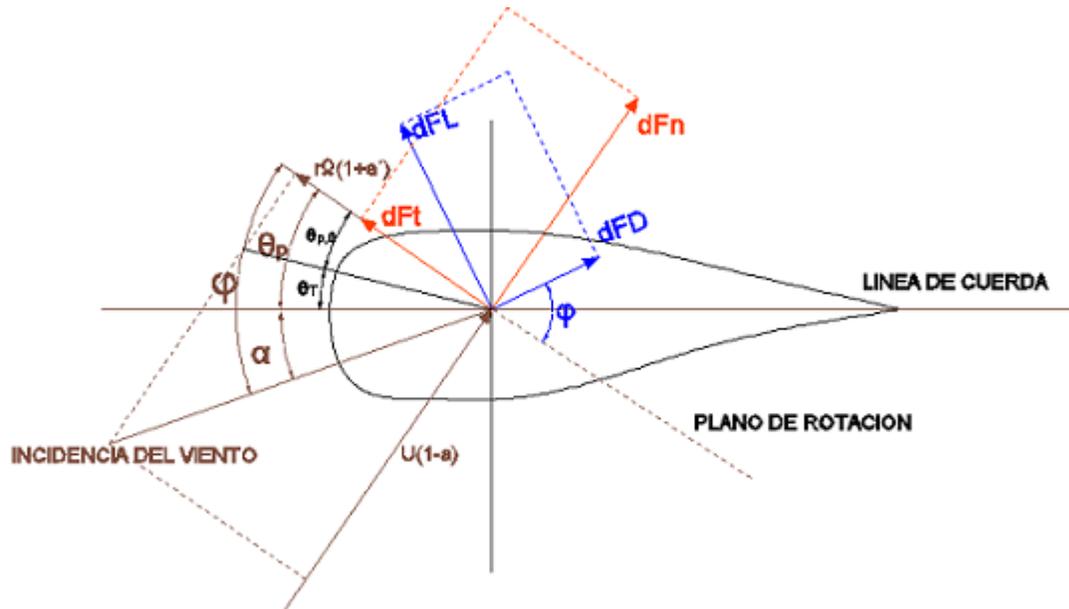


Figura 4.22. Geometría de un perfil para el análisis de una turbina eólica de eje horizontal.
Fuente: Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edition 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co.

donde, $\theta_p =$ es el ángulo de alabeo de sección comprendido entre la línea de cuerda y el plano de rotación, $\theta_{p,0} =$ es el ángulo de alabeo en la punta de pala, $\theta_T =$ **es el ángulo de rotación del perfil**, $\alpha =$ es el ángulo de ataque comprendido entre la línea de cuerda y la velocidad relativa del viento, $\varphi =$ es el ángulo de viento relativo, $dF_L =$ es la fuerza diferencial de sustentación, $dF_D =$ Es la fuerza de resistencia diferencial, $dF_N =$ es la fuerza diferencial normal al plano de rotación cuya acción contribuye al empuje, $dF_T =$ es la fuerza diferencial tangencial al círculo de barrido del rotor, definido como la fuerza que genera el torque y $U_{rel} =$ que es la velocidad relativa del viento.

El ángulo de rotación del perfil se define por:

$$\theta_T = \theta_p - \theta_{p,0} \quad \text{Ec. 4.55.}$$

El ángulo de rotación θ_T es función de la geometría del perfil, donde si cambia el ángulo de inclinación en el extremo del perfil $\theta_{p,0}$, entonces el ángulo de inclinación θ_p también lo hará.

El ángulo del viento relativo es la suma del ángulo de inclinación de la sección y el ángulo de ataque:

$$\varphi = \theta_p + \alpha \quad \text{Ec. 4.56.}$$

Del gráfico 4.21 se definen también las siguientes relaciones:

$$\tan \varphi = \frac{U(1-a)}{\Omega r(1+a')} = \frac{1-a}{(1+a')\lambda_r} \quad \text{Ec. 4.57.}$$

$$U_{rel} = \frac{U(1-a)}{\sin \varphi} \quad \text{Ec. 4.58.}$$

$$dF_L = C_l \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \quad \text{Ec. 4.59.}$$

$$dF_D = C_d \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \quad \text{Ec. 4.60.}$$

$$dF_N = dF_L \cos \varphi + dF_D \sin \varphi \quad \text{Ec. 4.61.}$$

$$dF_T = dF_L \sin \varphi - dF_D \cos \varphi \quad \text{Ec. 4.62}$$

Si el rotor tiene un número B de alabes, la fuerza normal total sobre la sección a una distancia r del centro es:

$$dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (c_l \cos \varphi + c_d \sin \varphi) c dr \quad \text{Ec. 4.63.}$$

El torque diferencial debido a la fuerza tangencial operando a una distancia r del centro es:

$$dQ = B r dF_T \quad \text{Ec. 4.64.}$$

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (c_l \sin \varphi - c_d \cos \varphi) c r dr \quad \text{Ec. 4.65.}$$

El efecto de la resistencia es disminuir el torque y por lo tanto la energía, pero incrementa a la vez las fuerzas de empuje.

Concluimos que de la Teoría de elemento de láminas definimos la fuerza normal de empuje a través de la ecuación 4.65., y la fuerza tangencial (torque) sobre una sección anular del rotor como función de los ángulos de flujo en el perfil y en función de las características aerodinámicas. Estas ecuaciones con suposiciones adicionales de diseño permiten determinar el perfil ideal para un óptimo rendimiento además de optimizar el rendimiento del rotor para cualquier perfil seleccionado.

4.6. PERFILES PARA ROTORES IDEALES

Una aproximación más simplificada para hallar la sección de cada perfil, utilizando las ecuaciones de la teoría de momento y de elemento de láminas, permite un análisis simplificado en el cual no se considera la rotación de este. En este análisis, se asume las siguientes suposiciones:

- No existe rotación de estela, entonces: $a' = 0$
- No existe resistencia, por lo tanto: $C_d = 0$
- No existen pérdidas debido al número finito de alabes
- Para un rotor óptimo Betz, $a = 1/3$ para cada corriente de flujo anular

El procedimiento de diseño se plantea en los siguientes pasos:

- Primero, diseñar la relación de velocidad periférica, λ
- El número de alabes deseado, B
- El radio del rotor, R
- Seleccionar un perfil cuyos coeficientes de sustentación y resistencia sean conocidos en función del ángulo de ataque. El ángulo de ataque seleccionado debe cumplir la condición C_d / C_l tenga un valor mínimo o aproximarse C_d a 0.

Las suposiciones hechas anteriormente permitirán hallar la curvatura del perfil y la distribución de cuerda que se produciría debido al límite de Betz.

Asumiendo $a = 1/3$ en la teoría de momento de la ecuación 4.52., tenemos:

$$dT = \rho U^2 4 \left(\frac{1}{3} \right) \left(1 - \frac{1}{3} \right) \pi r dr = \rho U^2 \frac{8}{9} \pi r dr \quad \text{Ec. 4.66.}$$

Y de la teoría de elemento de lámina de la ecuación 4.63., para $C_d = 0$, tenemos:

$$dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (c_l \cos \varphi) c dr \quad \text{Ec. 4.67.}$$

Una tercera ecuación proveniente de la ecuación 4.58., puede ser presentada con otras variables conocidas:

$$U_{rel} = U \frac{(1-a)}{\sin \varphi} = \frac{2U}{3 \sin \varphi} \quad \text{Ec. 4.68.}$$

La teoría BEM (Teoría de franjas) es una teoría que se puede resolver utilizando una combinación de las ecuaciones de momento y de las ecuaciones de elementos de lámina. Combinando las ecuaciones 4.66, 4.67 y 4.68 se simplifica en:

$$\frac{C_l B c}{4 \pi r} = \tan \varphi \sin \varphi \quad \text{Ec. 4.69.}$$

De la ecuación 4.57., basándonos en consideraciones geométricas se tiene una cuarta ecuación partiendo de a , a' y φ y puede ser usado para resolver una lámina de perfil, aplicando la ecuación 4.57, con $a'=0$ y $a=1/3$, se tiene:

$$\tan \varphi = \frac{2}{3 \lambda_r} \quad \text{Ec. 4.70}$$

Por consiguiente:

$$\frac{C_l B c}{4 \pi r} = \left(\frac{2}{3 \lambda_r} \right) \sin \varphi \quad \text{Ec. 4.71.}$$

Reajustando la ecuación y considerando que $\lambda_r = \lambda \left(\frac{r}{R} \right)$ se puede determinar el ángulo de velocidad de viento relativa y la cuerda de la lámina para cada sección de un rotor ideal:

$$\varphi = \tan^{-1} \left(\frac{2}{3 \lambda_r} \right) \quad \text{Ec. 4.72.}$$

$$c = \frac{8\pi r \sin \varphi}{3BC_l \lambda_r}$$

Ec. 4. 73.

Estas relaciones son utilizadas para encontrar la cuerda y la distribución de la inclinación del alabe para un perfil óptimo Betz.

4.6.1. PREDICCIÓN GENERAL DEL RENDIMIENTO DE UNA LÁMINA DE PERFIL DE UN ROTOR

En general un rotor ideal no tiene el rendimiento deseado debido a las dificultades de fabricación, por lo que se debe seleccionar un perfil de fácil fabricación y óptimo rendimiento en un rango de viento y de velocidad de rotor que se pueda encontrar durante su funcionamiento. En el proceso de aproximación a un perfil ideal lo que se asume es un tipo de perfil y un rendimiento proyectado, se analiza otro y otro y se repite el proceso hasta obtener el mejor.

Esta teoría permite diseñar perfiles aerodinámicos considerando rotación de estela, resistencia, pérdidas debido a un finito número de alabes y el rendimiento verdadero en comparación con el de diseño.

4.6.1.1. Teoría de franjas para un rotor generalizado, incluyendo rotación de estela

Se considera un rango no lineal de coeficientes de sustentación versus ángulos de ataque. El análisis empieza con las cuatro ecuaciones derivadas de las teorías de momento y de elemento de láminas. En este análisis se asume que son conocidos los valores de la cuerda y la distribución de la inclinación en el perfil. El ángulo de ataque no es conocido, sin embargo existen relaciones que pueden ser utilizadas para resolver el ángulo de ataque y el rendimiento del alabe.

4.6.1.2. Teoría de Momento

Para el momento axial:

$$dT = \rho U^2 4a(1-a)\pi r dr \quad \text{Ec. 4. 52.}$$

Para el momento angular:

$$dQ = 4a'(1-a)\rho U \pi r^3 \Omega dr \quad \text{Ec. 4.53.}$$

4.6.1.3. Teoría de elementos de láminas

Para la teoría de elemento de lámina:

$$dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (c_l \cos \varphi + c_d \sin \varphi) c dr \quad \text{Ec. 4.63.}$$

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (c_l \sin \varphi - c_d \cos \varphi) c r dr \quad \text{Ec. 4.65.}$$

donde, el empuje dT es la misma fuerza que la fuerza normal dF_n . La velocidad relativa puede ser expresada como función del flujo de viento usando la ecuación 4.58. Las ecuaciones 4.63 y 4.65 de la teoría de elemento de láminas puede ser planteado de la siguiente manera:

$$dF_N = \sigma' \pi \rho \frac{U^2 (1-a)^2}{\sin^2 \varphi} (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi) r dr \quad \text{Ec. 4.74.}$$

$$dQ = \sigma' \pi \rho \frac{U^2 (1-a)^2}{\sin^2 \varphi} (C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi) r^2 dr \quad \text{Ec. 4.75.}$$

donde σ' es la solidez local, definido por:

$$\sigma' = \frac{Bc}{2\pi r} \quad \text{Ec. 4.76.}$$

4.6.1.4. Teoría de momento de elemento de lámina (BEM)

Para el cálculo de los factores de inducción a y a' se considera $C_d=0$, para perfiles con bajos coeficientes de resistencia éste parámetro ocasiona ligeros errores, sin embargo para un coeficiente de pérdida $C_d=0$, se utilizan las mismas ecuaciones de la dos teorías planteadas anteriormente, de donde se tienen las siguientes ecuaciones:

$$\frac{a'}{1-a} = \frac{\sigma' C_l}{4\lambda_r \sin \varphi} \quad \text{Ec. 4.77.}$$

$$\frac{a'}{1-a} = \frac{\sigma' C_l \cos \varphi}{4 \sin^2 \varphi} \quad \text{Ec. 4.78.}$$

$$C_l = 4 \sin \varphi \frac{(\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi)}{\sigma' (\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi)} \quad \text{Ec. 4.79.}$$

$$\frac{a'}{1+a'} = \frac{\sigma' C_l}{4 \cos \varphi} \quad \text{Ec. 4.80.}$$

$$\frac{a'}{a'} = \frac{\lambda_r}{\tan \varphi} \quad \text{Ec. 4.81.}$$

$$a = \frac{1}{\left[1 + \frac{4 \sin^2 \varphi}{(\sigma' C_l \cos \varphi)} \right]} \quad \text{Ec. 4.82.}$$

$$a' = \frac{1}{\left\{ \left[\frac{4 \cos \varphi}{(\sigma' C_l)} \right] - 1 \right\}} \quad \text{Ec. 4.83.}$$

4.6.1.5. Métodos de Solución

Se determinan dos métodos para encontrar las soluciones de las ecuaciones bajo las condiciones de flujo y fuerzas para cada sección.

a) Método 1. Resolviendo para C_l y α

Partiendo de $\varphi = \alpha + \theta_p$ para una geometría de perfil dado y condiciones de operación definidas, tenemos dos variables desconocidas de la ecuación 4.79., C_l y α para cada sección. Para encontrar dichos valores, una se puede escoger de curvas de datos empíricos $C_l - \alpha$ de un perfil escogido y la otra es tomar datos empíricos hasta satisfacer la condición de la ecuación 4.79., esto puede hacerse numérica o gráficamente y una vez que los factores C_l y α han sido encontrados se procede a calcular los factores de inducción axial y angular de la ecuación 4.83. El factor de inducción axial (**a**) debe ser inferior a 0,5 para que sea válida la respuesta.

b) Método 2. Solución iterativa para a y a'.

Se empieza suponiendo valores para los factores de inducción a y a' de las condiciones de flujo y se recalcula los factores de inducción, el procedimiento se simplifica en:

- Suponer valores para a y a'
- Calcular el ángulo de velocidad relativa de la ecuación 4.57.
- Calcular el ángulo de ataque de $\theta = \alpha + \theta_p$ y luego C_d y C_l
- Actualizar los nuevos valores para a y a' de las ecuaciones 4.77 y 4.78 o 4.82 y 4.83.

El proceso es repetitivo hasta encontrar factores de inducción con aceptable tolerancia. Este método es utilizado ampliamente para altas cargas en el rotor.

4.6.2. CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE ENERGÍA

Una vez que el factor de inducción axial a ha sido definido para cada sección se determina la eficiencia total del rotor con la siguiente ecuación:

$$C_P = \left(\frac{8}{\lambda^2} \right) \int_{\lambda_h}^{\lambda} \lambda_r^3 a'(1-a) \left[1 - \left(\frac{C_d}{C_l} \right) \cot \varphi \right] d\lambda_r \quad \text{Ec. 4.84.}$$

donde, λ_h es la relación de velocidad periférica en el cubo. Note que si $C_d=0$ la ecuación anterior es la misma que si consideráramos la rotación de la estela.

4.6.3. PÉRDIDAS EN EL EXTREMO DE PALA

Debido a que la presión que existe en la cara de succión inferior del perfil es menor que la presión de la superficie superior, el aire tiende a fluir en remolino en la punta de la pala reduciendo la sustentación y por consiguiente la potencia total de la máquina, este efecto es más visible en perfiles de cara ancha.

De los estudios realizados se ha determinado que el método de mayor aproximación fue el planteado por Prandtl, cuyo factor F se introduce en las ecuaciones planteadas anteriormente.

El método basado en Prandtl determina el siguiente factor:

$$F = \left(\frac{2}{\pi} \right) \cos^{-1} \left[\exp \left\{ - \left[\frac{\left(\frac{B}{2} \right) \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right) \right]}{\left(\frac{r}{R} \right) \sin \varphi} \right] \right\} \right] \quad \text{Ec. 4.85.}$$

donde, F toma valores entre 0 y 1.

El factor de corrección debido a la pérdida aerodinámica en la punta de pala afecta a las ecuaciones derivadas de la teoría de momento.

$$dT = F \rho U^2 4a(1-a)\pi r dr \quad \text{Ec. 4.86.}$$

$$dQ = 4F a'(1-a)\rho U \pi r^3 \Omega dr \quad \text{Ec. 4.87.}$$

Este factor también se introduce en la Teoría de momento de elemento de lámina (BEM):

$$\frac{a'}{(1-a)} = \frac{\sigma' C_l}{(4F \lambda_r \sin \varphi)} \quad \text{Ec. 4.88.}$$

$$\frac{a'}{(1-a)} = \frac{\sigma' C_l \cos \varphi}{(4F \sin^2 \varphi)} \quad \text{Ec. 4.89.}$$

$$C_l = 4F \sin \varphi \frac{(\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi)}{\sigma' (\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi)} \quad \text{Ec. 4.90.}$$

$$\frac{a'}{(1+a')} = \frac{\sigma' C_l}{(4F \cos \varphi)} \quad \text{Ec. 4.91.}$$

$$a = \frac{1}{\left[1 + \frac{4F \sin^2 \varphi}{(\sigma' C_l \cos \varphi)} \right]} \quad \text{Ec. 4.92.}$$

$$a' = \frac{1}{\left\{ \left[\frac{4F \cos \varphi}{(\sigma' C_l)} \right] - 1 \right\}} \quad \text{Ec. 4.93.}$$

$$U_{rel} = \frac{U(1-a)}{\sin \varphi} = \frac{U}{\left(\frac{\sigma' C_l}{4F} \right) \cot \varphi + \sin \varphi} \quad \text{Ec. 4.94.}$$

Finalmente el coeficiente de potencia es calculado agrupando todas las variables en la siguiente ecuación:

$$C_p = \left(\frac{8}{\lambda^2} \right) \int_{\lambda_n}^{\lambda} F \sin^2 \varphi (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi) (\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi) \left[1 - \frac{C_d}{C_l} \cot \varphi \right] \lambda_r^2 d\lambda_r \quad \text{Ec. 4.95.}$$

4.6.4. LÁMINA DE PERFIL PARA ROTORES ÓPTIMOS CON ROTACIÓN DE ESTELA

El análisis para un rotor con rotación de estela ignora pérdidas debido a la resistencia aerodinámica es decir que $C_d=0$ y no se considera las pérdidas en el extremo de pala. Para determinar la optimización del rendimiento se toma la derivada parcial de una parte de la ecuación de rendimiento C_p que está en

función del ángulo de incidencia del viento relativo φ y se tienen las siguientes ecuaciones:

$$\lambda_r = \frac{\sin \varphi (2 \cos \varphi - 1)}{[(1 - \cos \varphi)(2 \cos \varphi + 1)]} \quad \text{Ec. 4.96.}$$

$$\varphi = \left(\frac{2}{3}\right) a \tan\left(\frac{1}{\lambda_r}\right) \quad \text{Ec. 4.97.}$$

$$c = \frac{8\pi r}{BCl} (1 - \cos \varphi) \quad \text{Ec. 4.98.}$$

Los factores de inducción pueden ser calculados de las ecuaciones 4.47 y 4.82:

$$a' = \frac{1 - 3a}{4a - 1} \quad \text{Ec. 4.47.}$$

$$a = \frac{1}{\left[1 + \frac{4 \sin^2 \varphi}{(\sigma' C_l \cos \varphi)}\right]} \quad \text{Ec. 4.82.}$$

Estos resultados pueden ser comparados con el resultado del análisis de un perfil ideal sin rotación de estela, expresado en las ecuaciones 4.72 y 4.73.:

$$\varphi = \tan^{-1}\left(\frac{2}{3\lambda_r}\right) \quad \text{Ec. 4.72.}$$

$$c = \frac{8\pi r \sin \varphi}{3BC_l \lambda_r} \quad \text{Ec. 4.73.}$$

Se puede concluir que los valores óptimos de φ y c para rotación de estela son significativamente diferente en comparación con la teoría que no incluye rotación de estela, sin embargo se mantienen las condiciones de selección del ángulo de ataque α y de la relación C_d / C_l que debe ser mínima.

La Solidez es el radio del área de los alabes del área de barrido y se expresa por la ecuación:

$$\sigma = \frac{1}{\pi R^2} \int_{r_h}^R c dr \quad \text{Ec. 4.99.}$$

Para determinar la solidez del rotor completo se utiliza los métodos señalados anteriormente. Cuando la pala es modelada en un número N de secciones de igual sección de perfil, la solidez puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$\sigma = \frac{B}{N\pi} \left(\sum_{i=1}^N \frac{c_i}{R} \right) \quad \text{Ec. 4.100.}$$

4.6.5. PROCEDIMIENTO GENERALIZADO DE DISEÑO DE UN ROTOR

El procedimiento de diseño se simplifica a seleccionar una teoría de diseño que se ajuste a las herramientas disponibles en cuanto a software. Por otra parte se selecciona dos métodos de solución, el primero concierne a utilizar la teoría BEM para un perfil conocido y el segundo se refiere a un método de aproximación numérica iterativo en el cual se consideren principalmente las características del fluido y los factores de inducción.

El procedimiento se resume en los siguientes puntos:

1. Definir la potencia de diseño P para una velocidad particular U, además las eficiencias de los diferentes componentes como el generador, la caja de transmisión y si es posible el coeficiente Cp.

El radio R del rotor puede ser estimado con la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{2} C_p \eta (\rho \pi R^2 U^3)$$

2. De acuerdo al tipo de aplicación seleccionar un valor de relación de velocidad periférica λ . Para generación eléctrica $4 < \lambda < 10$.
3. Seleccionar el número de alabes

Tabla 4.2. Número de Alabes Sugeridos en función de λ

λ	B
1	8-24
2	6-12
3	3-6
4	3-4
>4	1-3

Fuente: Paul Gipe, Wind Energy Basics, Edition 2003, USA, Chelsea Green Publishing Co.

4. Seleccionar un perfil. Si $\lambda < 3$ palas curvadas pueden ser utilizadas. Si $\lambda > 3$ se debe diseñar el perfil aerodinámico.
5. Obtener y examinar las curvas empíricas de las propiedades aerodinámicas del perfil de cada sección (el perfil puede variar desde la punta hasta el buje) C_l vs. α , C_d vs. α y $C_{d,diseño}/C_{l,diseño}$ sean los mínimos valores para cada sección de la pala.
6. Dividir la pala en N elementos (generalmente 10-20). Usar la teoría de rotor óptimo para estimar el perfil con un radio diferencial r_i .

$$\lambda_{r,i} = \lambda(r_i / R) \quad \text{Ec. 4.101.}$$

$$\varphi_i = \left(\frac{2}{3}\right) \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_{r,i}} \right) \quad \text{Ec. 4.102.}$$

$$c_i = \frac{8\pi r_i}{BC_{l,diseño,i}} (1 - \cos \varphi_i) \quad \text{Ec. 4.103.}$$

$$\theta_{T,i} = \theta_{p,i} - \theta_{p,0} \quad \text{Ec. 4.104.}$$

$$\varphi_i = \theta_{p,i} + \alpha_{designi} \quad \text{Ec. 4.105.}$$

7. Para fácil fabricación se debe tener variaciones lineales de la cuerda, espesor y ángulo de inclinación.

Por ejemplo si tomamos a_1 , b_1 y a_2 como coeficientes escogidos para la distribución de cuerda y el ángulo de inclinación, entonces la cuerda y la inclinación pueden ser expresadas:

$$c_i = a_1 r_i + b_1 \quad \text{Ec. 4.106.}$$

$$\theta_{T,i} = a_2 (R - r_i) \quad \text{Ec. 4.107.}$$

8. Desarrollamos el análisis por cualquiera de los dos métodos señalados anteriormente.
9. Definir el perfil completamente con las características geométricas para las cuales fue diseñado con las variables atmosféricas seleccionadas.

4.6.6. GEOMETRÍA DE LOS PERFILES AERODINÁMICOS

Las palas de los rotores eólicos son alabes curvados, esto debido a que para cada posición a lo largo de su longitud tiene características diferentes, es decir que los efectos de la incidencia del viento a lo largo de su longitud no son los mismos por consiguiente los efectos varían para cada sección, esto determina que las secciones del perfil varíen con la longitud, como se muestra en la figura:



Figura 4.23. Perfil alabeado

Fuente: [www.fotosyahoo.com/perfiles aerodinámicos](http://www.fotosyahoo.com/perfiles_aerodinamicos)

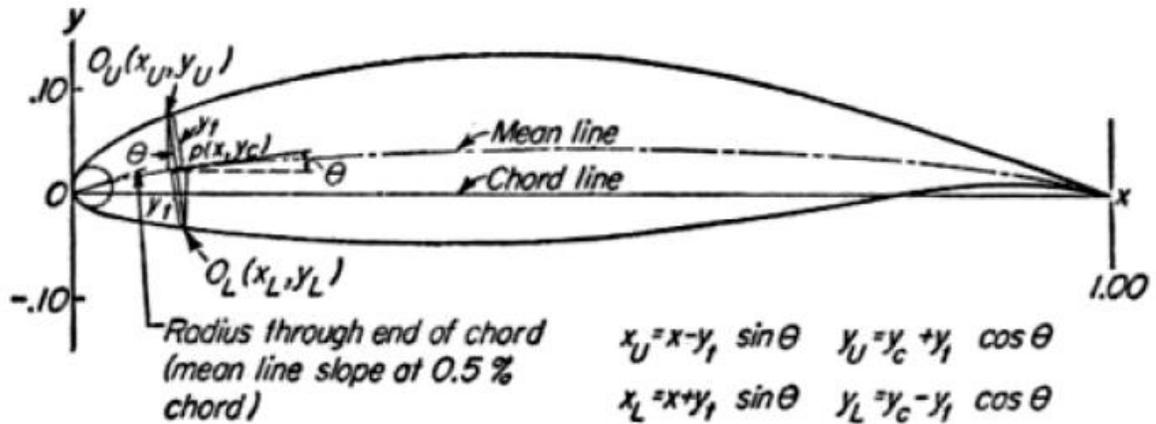
El Comité del Consejo Nacional para Aeronáutica en Estados Unidos, NACA (National Advisory Committee for Aeronautics), definió a los perfiles aerodinámicos en series, las cuales han ido evolucionando a lo largo de estos años de

investigación hasta llegar en la actualidad a perfiles de 8 dígitos los cuales analizaremos a continuación:

Los primeros perfiles NACA de 4 y 5 dígitos y 4/5 modificados fueron diseñados partiendo de ecuaciones analíticas que describen la curvatura de la cuerda (centro geométrico) de cada sección del perfil así como la distribución de presión de cada sección a lo largo de la longitud de la pala.

Las familias de perfiles de 6 dígitos fueron diseñados a partir de métodos complicados geométricos y teóricos hasta que en 1930 la metodología cambió debido a la publicación, por parte de NACA, de un reporte titulado “Las características de 78 secciones de perfiles definidos en pruebas de Túneles de Viento de Densidad Variable” (The Characteristics of 78 Related Airfoil Sections from Tests in the Variable Density Wind Tunnel), este reporte mostraba las similitudes entre algunas secciones de perfiles aerodinámicos probados más exitosamente en conjunto con las dos variables principales que afectan estas secciones definidas por la pendiente de la línea de curvatura principal del perfil y por la distribución de espesor a lo largo de esta línea.

Luego se presentó una serie de ecuaciones incorporadas a estas dos variables que podrían ser utilizadas para generar una familia completa de perfiles aerodinámicos. Actualmente los perfiles aerodinámicos han sido diseñados más sofisticadamente, sin embargo las bases de estas dos variables se mantienen hasta la actualidad como se muestra en la siguiente figura:



NACA airfoil geometrical construction

Figura 4.24. Construcción geométrica de un perfil NACA

Fuente: NACA Airfoil Series, Report 1993

4.6.6.1. PERFILES NACA DE 4 DÍGITOS

La curvatura de los perfiles de 4 dígitos fueron definidos por una parábola que va desde la superficie de ataque hasta la máxima posición de la curvatura y por otra parábola en la parte inferior hacia la superficie de fuga, como se muestra en la siguiente figura:

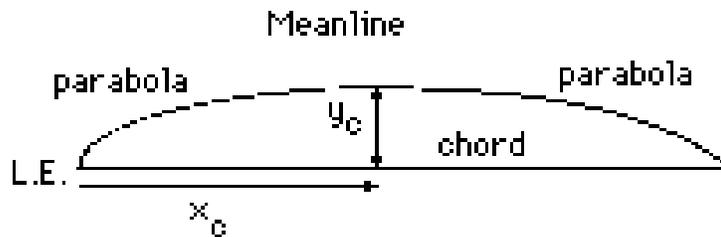


Figura 4.25. Perfil de 4 dígitos simétrico

Fuente: NACA Airfoil Series, Report 1993

La primera familia de perfiles aerodinámicos diseñados usaron una aproximación denominada Series de 4 dígitos NACA en los cuales el primer dígito indica el máximo porcentaje de curvatura de la cuerda del perfil expresado en porcentaje, el segundo dígito indica la posición en decimales del punto máximo de curvatura y

los dos últimos dígitos expresan el máximo espesor del perfil en porcentaje de la cuerda.

Por ejemplo tomemos un perfil NACA 2415 el cual presenta las siguientes características: espesor máximo de 15% de la cuerda, curvatura de 2% localizada al 40% de la cuerda desde la superficie de ataque.

Para desarrollar los perfiles NACA de 4 dígitos se parte de una ecuación polinomial donde se requiere definir primeramente las coordenadas de la línea de curvatura principal a lo largo de su longitud de cuerda para cada sección, para ello se definen las siguientes ecuaciones:

$$y_c = \frac{m}{p}(2px - x^2) \quad \text{desde } x=0 \text{ hasta } x=p \quad \text{Ec. 4.108.}$$

$$y_c = \frac{m}{(1-p)^2} [(1-2p) + 2px - x^2] \quad \text{desde } x=p \text{ hasta } x=c \quad \text{Ec. 4.109.}$$

donde, x son las coordenadas en el eje x desde 0 hasta C (cuerda del perfil), Yc son las coordenadas superior e inferior de las coordenadas de curvatura, m representa la máxima curvatura de la cuerda expresada en porcentaje y p representa la posición de la máxima curvatura con respecto al borde de ataque del perfil.

Para calcular la distribución de espesor en la parte superior e inferior del perfil se utiliza la siguiente ecuación:

$$\pm y_t = \frac{t}{0,20} (0,2969x^{0,5} - 0,1260x - 0,3516x^2 + 0,2843x^3 - 0,1015x^4) \quad \text{Ec. 4.110.}$$

donde, Yt son las coordenadas de curvatura para cada punto a lo largo de la cuerda del perfil y t es el máximo espesor del perfil expresado como porcentaje de la cuerda.

Finalmente se determina las coordenadas de la superficie superior (X_U, Y_U) y de la superficie inferior (X_L, Y_L) , utilizando las siguientes relaciones:

$$x_U = x - y_t \sin \theta \quad \text{Ec. 4.111.}$$

$$y_U = y_c + y_t \cos \theta \quad \text{Ec. 4.112.}$$

$$x_L = x + y_t \sin \theta \quad \text{Ec. 4.113.}$$

$$y_L = y_c - y_t \cos \theta \quad \text{Ec. 4.114.}$$

$$\theta = \arctan\left(\frac{dy_c}{dx}\right) \quad \text{Ec. 4.115.}$$

4.6.6.2. PERFILES NACA DE 5 DÍGITOS

La serie de los perfiles NACA de 5 dígitos utilizan la misma forma de espesor como la forma de perfiles de 4 dígitos pero la línea de curvatura principal es definida de manera diferente en modo más complejo. El primer dígito cuando multiplicamos por 3/2 determina el coeficiente de sustentación de diseño C_l expresado en porcentaje. Los siguientes dos dígitos cuando se dividen para 2 determinan la posición de la máxima curvatura expresada en porcentaje de cuerda. Los últimos dos dígitos indican el máximo espesor (t) expresado de igual forma en porcentaje de cuerda.

Por ejemplo tomemos el perfil NACA 23012, que indica que tiene un máximo espesor de 12% del valor de su cuerda, el máximo punto de curvatura principal está ubicado a una distancia del equivalente al 15% desde la superficie de ataque, en tanto que tiene un coeficiente de sustentación de diseño de 0,30.

Los pasos que se requieren para calcular las coordenadas de este tipo de perfiles son los siguientes:

- Tomar valores para x desde 0 hasta el valor de su cuerda C.
- Calcular las coordenadas para cada valor de x de la línea de curvatura principal utilizando las siguientes ecuaciones, de donde conociendo el valor de p (posición de la máxima curvatura), se determinan los valores de los factores m y k1 para determinar las coordenadas:

$$y_c = \frac{k1}{6} [x^3 - 3mx^2 + m^2(3-m)x] \quad \text{desde } x=0 \text{ hasta } x=p \quad \text{Ec. 4.116.}$$

$$y_c = \frac{k1 m^3}{6} (1-x) \quad \text{desde } x=p \text{ hasta } x=C \quad \text{Ec. 4.117.}$$

Tabla 4.3. Factores m y k1 para perfiles NACA de 5 dígitos

Mean-line designation	Position of max camber (p)	m	k1
210	0.05	0.0580	361.400
220	0.10	0.1260	51.640
230	0.15	0.2025	15.957
240	0.20	0.2900	6.643
250	0.25	0.3910	3.230

Fuente: NACA Airfoil Report, www.google.com

- Calcular la distribución de espesor usando las mismas ecuaciones que compilamos para los perfiles de 4 series.
- Determinar las coordenadas finales utilizando las mismas ecuaciones de los perfiles de 4 dígitos.

4.6.6.3. PERFILES NACA DE 6 DÍGITOS

Las series de 6 dígitos fueron formuladas a partir de métodos teóricos mejorados. El propósito del diseño de estos perfiles fue maximizar la región del perfil sobre la cual el flujo de aire se considera laminar. Con esto se logró disminuir la pérdida de un sustancial rango de coeficientes de sustentación analizados.

Por ejemplo considerando el perfil **NACA 64₁-212, a=0,6**; el primer dígito 6 denota la serie e indica que esta familia es diseñada mediante análisis de flujo laminar. El segundo dígito 4 es la localización de la presión mínima en términos de porcentaje de curda (0,4C), el subíndice 1 indica que las menores pérdidas se mantienen para valores superiores al coeficiente de sustentación 0,1 expresado como subíndice e inferiores al coeficiente de sustentación de diseño expresado después del guión y en porcentaje en este caso 0,2. Los últimos dos dígitos expresan el espesor de curvatura expresado en porcentaje en este caso 12%. La fracción especificada por a=___ indica el porcentaje de la cuerda de la sección sobre el cual la distribución de presión es uniforme, 60% de la cuerda en este caso.

4.6.6.4. PERFILES NACA DE 7 DÍGITOS

Las series de este tipo de perfil fueron las futuras aproximaciones donde se maximizan las regiones de flujo laminar sobre el perfil diferenciando los puntos donde se encuentran localizados la mínima presión para las superficie superior e inferior del perfil.

Por ejemplo el perfil **NACA 747A315**. El número 7 denota la serie, el número 4 denota la localización de la mínima presión en la superficie superior del perfil en términos de porcentaje de cuerda (40%), el número 7 denota la localización de la mínima presión en la superficie inferior del perfil en términos de porcentaje de cuerda del perfil (70%), el cuarto dígito la letra a determina la forma de distribución de espesor utilizada de la línea principal. La serie a es una forma estandarizada derivada de las primeras familias que fueron designadas por otras letras. El quinto dígito indica el coeficiente de sustentación de diseño en términos de porcentaje (0,3) y los últimos dos dígitos expresan el máximo espesor en porcentaje de cuerda (15%).

4.6.6.5. PERFILES NACA DE 8 DÍGITOS

Una variación final de las series de 6 y 7 dígitos es la metodología utilizada en los perfiles NACA de 8 dígitos diseñado para vuelos a velocidades supercríticas. Al igual que las primeras series el propósito fue maximar la extensión del flujo laminar en las superficies inferior y superior del perfil independientemente.

Por ejemplo tomemos el perfil NACA 835A216. El primer dígito 8 es familia a la que pertenece, 3 indica la localización de la mínima presión en la supercine superior del perfil en terminos de porcentaje de cuerda (0,3C), 5 es el punto de localización de la mínima presión en la superficie inferior en términos de porcentaje de ceurda (0,5C), la letra A distingue a los profile que tienen diferente curvatura o forma de espesor, el número 2 denota el coeficiente de diseño de sustentación en porcentaje (0,2) y el 16 expresa el espesor máximo del perfil expresado en porcentaje de cuerda (16%).

4.6.6.6. SINTESIS DE LA GEOMETRÍA DE PERFILES

La geometría de un perfil aerodinámico puede ser caracterizada por las coordenadas de la superficie superior e inferior del perfil. A menudo un perfil aerodinámico es caracterizado y simplificado en los siguientes parámetros como se muestra en la figura:

- Espesor máximo
- Curvatura máxima
- Posición del máximo espesor
- Posición de la máxima curvatura
- Radio delantero en la superficie de ataque
- Ángulo de ataque
- Borde de ataque
- Borde de fuga

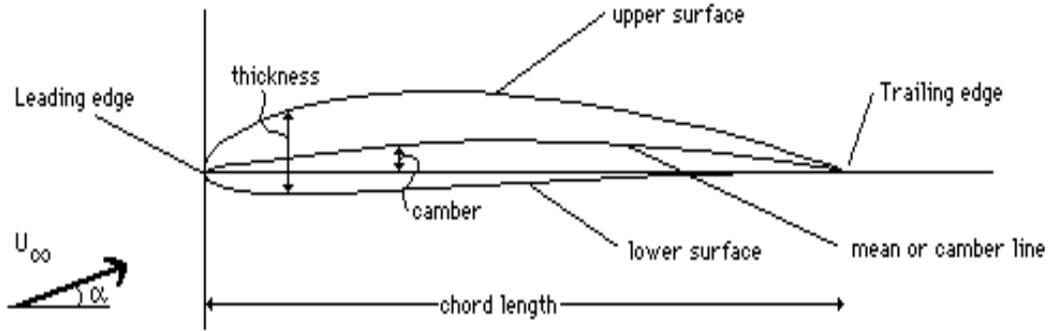


Figura 4.26. Nomenclatura de un perfil aerodinámico NACA

FUENTE: <http://www.desktopaero.com/appliedaero/airfoils1/airfoilgeometry.html>

En la siguiente tabla se resume el uso de cada serie de perfiles aerodinámicos:

Tabla. 4.4. Resumen de Perfiles NACA

Family	Advantages	Disadvantages	Applications
4-Digit	<ol style="list-style-type: none"> 1. Good stall characteristics 2. Small center of pressure movement across large speed range 3. Roughness has little effect 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Low maximum lift coefficient 2. Relatively high drag 3. High pitching moment 	<ol style="list-style-type: none"> 1. General aviation 2. Horizontal tails <p><i>Symmetrical:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 3. Supersonic jets 4. Helicopter blades 5. Shrouds 6. Missile/rocket fins
5-Digit	<ol style="list-style-type: none"> 1. Higher maximum lift coefficient 2. Low pitching moment 3. Roughness has little effect 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Poor stall behavior 2. Relatively high drag 	<ol style="list-style-type: none"> 1. General aviation 2. Piston-powered bombers, transports 3. Commuters 4. Business jets
16-Series	<ol style="list-style-type: none"> 1. Avoids low pressure peaks 2. Low drag at high speed 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Relatively low lift 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aircraft propellers 2. Ship propellers
6-Series	<ol style="list-style-type: none"> 1. High maximum lift coefficient 2. Very low drag over a small range of operating conditions 3. Optimized for high speed 	<ol style="list-style-type: none"> 1. High drag outside of the optimum range of operating conditions 2. High pitching moment 3. Poor stall behavior 4. Very susceptible to roughness 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Piston-powered fighters 2. Business jets 3. Jet trainers 4. Supersonic jets
7-Series	<ol style="list-style-type: none"> 1. Very low drag over a small range of operating conditions 2. Low pitching moment 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reduced maximum lift coefficient 2. High drag outside of the optimum range of operating conditions 3. Poor stall behavior 4. Very susceptible to roughness 	Seldom used
8-Series	Unknown	Unknown	Very seldom used

Fuente: NACA Airfoil Report, www.google.com

En la actualidad el diseño de perfiles aerodinámicos tiene múltiples vías de construcción en comparación con las primeras familias de perfiles NACA que fueron diseñadas. Los recursos computacionales disponibles en la actualidad permiten al diseñador un diseño rápido y óptimo para aplicaciones puntuales en comparación con la selección de perfiles existentes en el mercado.

4.6.6.7. RENDIMIENTO MECANICO Y AERODINAMICO

La eficiencia y rendimiento asocia parámetros en la selección de tipo de generador así como en cada componente que comprende la totalidad de la máquina eólica.

Se consideran los siguientes rendimientos:

- Rendimiento de Betz: 59,3%
- Rendimiento de la Hélice: 85%
- Rendimiento del Multiplicador: 98%
- Rendimiento del Alternador: 95%
- Rendimiento del Transformador: 98%

Se obtiene un rendimiento global sobre la instalación del orden del 46%.

Los rendimientos anteriores se encuentran asociados a las ventajas en la selección de un rotor de eje horizontal, de ahí que se justifica su uso:

- Mayor rendimiento
- Mayor velocidad de giro (multiplicadores más sencillos)
- Menor superficie de pala S a igualdad área barrida A
- Se pueden instalar a mayor altura donde la velocidad de viento es más intensa.

La anchura de las palas no interviene prácticamente en la potencia generada por el viento; las palas finas permiten una velocidad de rotación muy grande, gracias a la disminución de su masa y del rozamiento con el aire; sin embargo, tienen el inconveniente de ser muy frágiles y el de no presentar una superficie frontal suficiente para proporcionar un par de arranque adecuado.

Se suele tomar una anchura de pala (cuerda) del orden de $\frac{1}{20} \div \frac{1}{25}$ del diámetro D descrito y un ángulo de calaje β de la pala entre 3 y 8 grados.

Las ventajas de elegir un TSR alto (para el caso de una hélice bipala del orden de 10), es la de obtener una máquina eólica ligera, simple y barata.

Como las máquinas van acopladas a generadores eléctricos que requieren una velocidad de rotación sincrónica con un sistema multiplicador de revoluciones con un mínimo de engranajes con lo que las pérdidas por rozamiento disminuyen simplificando la transmisión.

En general, el rotor se puede construir con palas fijas o de paso variable. El primer sistema presenta la ventaja de la robustez. El segundo es más frágil y requiere de mayores cuidados.

En la escala de grandes potencias las experiencias americanas y danesas muestran que la mejor solución consiste en utilizar palas de paso fijo cerca del cubo y de paso variable en la otra extremidad.

Aerodinámicamente el mejor funcionamiento de la pala se produce para un ángulo de ataque α en el que la relación C_y/C_x **sea máxima**, es decir que el coeficiente ascensional tiene que ser grande, pero no necesariamente el absoluto, al tiempo que el coeficiente de arrastre tiene que ser lo más pequeño posible, compatible con la relación anterior.

Para un determinado tipo de perfil, los coeficientes C_l y C_d crecen linealmente a medida que aumenta el ángulo de ataque, hasta que alcanzan un valor en el que sufren una brusca variación. A este fenómeno se lo conoce por “entrar en pérdida” y se manifiesta por una repentina pérdida de sustentación y un rápido incremento de la resistencia. La entrada en pérdida se produce debido al desprendimiento de la corriente de aire de la superficie del ala y a la formación de turbulencias en su parte posterior.

El perfil aerodinámico usado, la longitud de las palas y el número de estas, el alabeo y la variación de la cuerda en función del radio son elementos que determinan en forma sensible el rendimiento de la hélice.

La experiencia asume que los máximos coeficientes de sustentación han sido alcanzados cuando los coeficientes de pérdidas en la superficie superior superan los valores de 0.0150 o si la longitud de separación de la turbulencia en la superficie superior supera el valor de 0.10.

Por otra parte la línea de curvatura (camber line) de los perfiles oscila entre el 10 y el 20% del valor de la cuerda expresado en porcentaje.

Si la relación de velocidad periférica es mayor que 3,5 las palas funcionan principalmente por empuje ascensional y si es menor que 3,5 funcionan por arrastre.

El punto de localización de la máxima curvatura en perfiles de 4 y 5 dígitos se encuentra a un 30% de la longitud de cuerda desde la superficie de ataque.

Un perfil sometido a un ángulo de ataque α en un flujo de fluido recibe presiones a lo largo de todo su perímetro. Al variar la velocidad de incidencia, la densidad y la viscosidad del aire, al variar la dimensión del perfil, al variar α y al variar la forma cambia la distribución de presión.

El coeficiente de momento de fuerzas C_m respecto de un polo se encuentra a una distancia del 25% de la longitud de la cuerda a partir del borde de ataque.²⁷

²⁷ Foundations of Aerodynamics, Kuthe and Schetzer, Second Edition.

CAPÍTULO 5

MATERIALES E IMPACTO AMBIENTAL

5.1. INTRODUCCIÓN

En materia de materiales, el componente más crítico y susceptible a fatiga por las enormes cargas variables que recibe, son las aspas del rotor. Se ensayó hacerlas de muy distintas formas y materiales, las hubo de aluminio de escasa resistencia a la fatiga, luego de acero el cual era demasiado pesado, y también de combinaciones de maderas y epóxicos.

Lo que finalmente se estandarizó fueron los plásticos reforzados con fibras, el primer plástico utilizado fue el poliéster, el cual fue desplazado por las resinas epóxicas infundidas sobre fibra de vidrio, en busca de mayor ligereza. Todos estos compuestos ofrecen gran resistencia con escaso peso, y tienen como único inconveniente que requieren de una fabricación más artesanal, pieza por pieza, que verdaderamente seriada, lo que genera muchos puestos calificados.

Una razón muy importante que hay que tener presente en el diseño de un rotor es el problema estructural, por cuanto siempre es posible diseñar una pala muy buena desde el punto de vista aerodinámico, pero que no sea capaz de resistir los esfuerzos a que esté sometida. Otro punto importante es el proceso de fabricación del rotor, puesto que una disminución de costos en este sentido tiene que rebajar el costo de la instalación.

Las palas van a estar sometidas a condiciones de trabajo muy duras, como fenómenos de corrosión, erosión, contracciones y dilataciones debidas a las vibraciones (fatiga), etc. y de ahí el que sea muy importante el material con que se

construyan; en su fabricación se pueden utilizar materiales baratos como telas (equipos económicos), maderas, una de las soluciones antiguas más interesantes consiste en utilizar estructuras de aleaciones de aluminio (duraluminio) con chapa fina, larguero central resistente y costillas que le proporcionen una cierta rigidez,

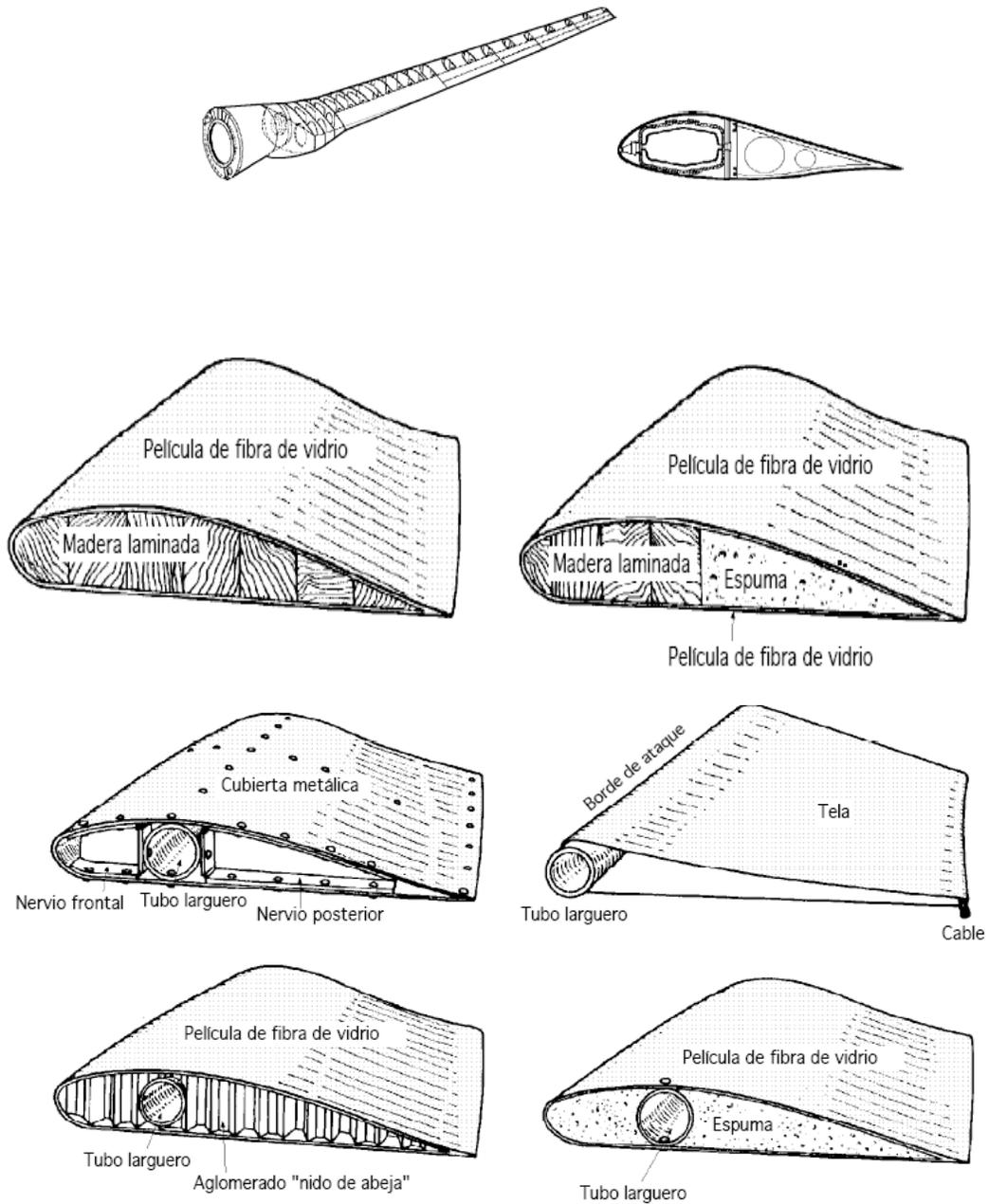


Figura 5.1. Algunas de las soluciones constructivas antiguas para la fabricación de las palas

Fuente: Wind Energy Handbook. Burton, Sharpe, Jenkins Bossanyi.,

Otro tipo de estructura previsible es la de fibra de vidrio, que se puede realizar de diversas formas, Se pueden construir mediante bobinado o colocando la fibra en sentido longitudinal o en dirección del eje, con lo que la resistencia aumenta considerablemente; estas fibras pueden ser, complejos de resinas sintéticas (fibra de vidrio + resinas epoxy), (fibra de vidrio + poliésteres), (fibras de carbono + elastómeros), etc. que se pueden moldear fácilmente, y que son interesantes para pequeñas series.

La evolución hacia palas cada vez más largas y delgadas esta obligando a los constructores a buscar materiales aún más resistentes que los actuales. Así las cosas, la fibra de vidrio empieza a dar paso a la de carbono, e incluso ya se ven aspas ultralivianas y ultrarrígidas de fibra de carbono, o de compuestos de madera laminada y carbono puro.

5.2. MATERIALES COMPUESTOS EN CONSTRUCCION DE ROTORES

Los materiales compuestos se producen cuando dos o mas materiales identificables distintos se unen para formar una combinación de propiedades que no pueden obtenerse en los materiales originales, un mejor desempeño, en el campo eólico se ha dado en las últimas décadas debido al uso de materiales compuestos en lugar de metales.

Estos materiales pueden seleccionarse para proporcionar combinaciones poco usuales de rigidez, resistencia, peso, rendimiento a alta temperatura, resistencia a corrosión, dureza o conductividad, los materiales compuestos usados para el diseño de alabes eólicos pertenecen a la clase conocidas como “fibras compuestas” comprendidas de fibras continuas unidas en una matriz de resina o plástico. Aquí, las fibras proveen al compuesto de las propiedades estructurales, mientras que la matriz sirve principalmente para enlazar las fibras dentro de una entidad estructural.

La principal razón para usar materiales compuestos en el campo eólico se debe a su mayor relación esfuerzo/peso y dureza/peso.

5.3. CLASIFICACIÓN Y PROPIEDADES

Para aplicaciones eólicas, las principales fibras que se han usado son de carbono (Grafito), aramida (kevlar), boro y vidrio, y el principal material de la matriz es resina epóxica. No existe una uniformidad en los nombres dados a los materiales compuestos; una practica usual es escribir el nombre en un formato “fibras / matriz”, como se detalla a continuación:

- Fibra de carbono
- Fibra de vidrio + Kevlar
- fibra de vidrio + resinas Epoxi
- fibra de vidrio + poliésteres
- Madera – Epoxi
- Madera laminada

5.3.1. FIBRA DE CARBONO

La fibra de carbono es una fibra industrial con cualidades únicas. Tiene una excepcional resistencia a los impactos y al desgaste, una extraordinaria rigidez y un mínimo peso propio.

La fibra de carbono y la fibra de grafito se refieren al mismo material. Esta fibra negra es muy fuerte y dura, usada por sus características de rigidez y resistencia las fibras de carbono son usadas para fabricar componentes de estructuras primarias tales como costillas y superficies alares.

La fibra de carbono es más fuerte en resistencia de compresión que el Kevlar, sin embargo es más quebradiza que el Kevlar®. La fibra de carbono es corrosiva cuando se junta con aluminio.

5.3.2. FIBRA DE VIDRIO

La fibra de vidrio, es uno de los materiales más usados en la actualidad, por lo mismo uno no se llega a imaginar, cuántas utilidades se le llegan a dar, a la fibra de vidrio, el nombre se lo debe de su traducción en inglés fiber glass, tiene capacidad de soportar altísimas temperaturas con lo cual se aleja bastante de sus competidores aparte que es un excelente aislante térmico, del mismo modo los ácidos no afectan su estructura molecular.

Esta fibra tiene la propiedad de ser bastante flexible, lo que le permite ser usada, en diversas aplicaciones y estructuras. Como en perfiles de automóviles, aeronáutico, cascos de veleros; por lo cual también se le ha dado un gran campo de aplicación en el diseño de perfiles alares en la industria eólica

5.3.3. RESINAS DE POLIESTER

La característica principal de este tipo de resinas es su propiedad de poder curar o endurecer cuando son catalizadas a temperatura ambiente y bajo muy poca o ninguna presión.

Los productos fabricados con resinas de poliésteres son resistentes a la corrosión y al ataque químico. Entre los principales campos de aplicación podemos mencionar los siguientes.: partes automotrices, embarcaciones, encapsulados eléctricos, cubrimientos protectores, ductos, cañerías y otras aplicaciones estructurales; laminados a baja presión, estanques, morteros de baja temperatura, etc.

5.3.4. FIBRA DE KEVLAR

La fibra Aramida se caracteriza por su color amarillo, bajo peso, excelente resistencia a la tracción y notable flexibilidad, es un material ideal para usarse en aviación, rotores eólicos, barcos, en partes que están sujetas a grandes esfuerzos y vibraciones, chalecos antibalas, cascos etc.

El Kevlar se estira mucho antes de romperse. Con el kevlar 49 un componente puede ser fabricado con la resistencia de un metal pero con una fracción de su peso. Sus desventajas son que debido a que la aramida se estira, puede causar los problemas cuando está cortado. Taladrar la aramida pueden ser un problema cuando el taladro agarra una fibra y la tira hasta el punto de la ruptura.

5.3.5. EPOXICOS

Los epóxicos se utilizan con mucha mayor frecuencia en los materiales compuestos de avanzada: por ejemplo: epóxico con fibra de grafito o carbono. Para aplicaciones estructurales en rotores.

Sus propiedades generales incluyen: tenacidad, menos contracción durante el curado, buena resistencia a la intemperie, poca absorción de humedad, curado sin desprendimiento de productos secundarios, buena humectación y adhesión a una amplia gama de superficies.

Otras cualidades excelentes son: buenas propiedades mecánicas y térmicas, excelente resistencia a la fatiga, sobresalientes propiedades eléctricas a temperaturas tanto a bajas como a altas, excepcional resistencia al agua, prácticamente resistentes a los hongos y resistencia general a la corrosión.

La propiedad de adhesividad convierte a los epóxicos en excelentes materiales para encapsular componentes electrónicos y de otros tipos, para revestir casi

cualquier material, como acero, plástico y otros, y como adhesivos para unir materiales similares o diferentes, como plástico, acero, aluminio, madera o vidrio.

5.3.6. MADERA LAMINADA

La Madera Laminada es un material versátil, que se forma con piezas de madera, unidas con adhesivo, por sus extremos y caras, de manera tal que las fibras queden paralelas al eje del elemento. De esta forma se pueden obtener elementos, que no están limitados en cuanto a su sección transversal, longitud o forma. Por razones de secado y economía, fundamentalmente, se ha llegado a la conclusión de que el espesor de las láminas no debe ser inferior a 19 mm ni sobrepasar los 50 mm. Si las láminas son paralelas al plano de flexión del elemento, se dice que la laminación es "horizontal" y cuando estas son normales al plano neutro de flexión se dice que la laminación es "vertical".

Las principales características son: su abundancia, su posibilidad de usarla como material estructural, su apariencia estética, facilidad para encolarla, su bajo peso, facilidad de secado, trabajabilidad y permeabilidad, entre otras.

5.4. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE MATERIALES

La selección de un material para elaborar un componente de un conjunto se inicia con la selección de los requisitos del componente, las capacidades de manufactura y las características de los materiales disponibles de los proveedores. Los requisitos de los componentes incluyen su tamaño, forma, peso, acabado, costo, volumen, ambiente, cargas, rendimiento, ajuste, función, calidad y posibilidad de reparación. Las capacidades de manufactura se centran en el espacio, instalaciones, equipo y mano de obra para la fabricación; la pericia técnica en cuanto a diseño, análisis, ensayos y procesos; el control de calidad, la

administración de los materiales, las especificaciones y las políticas de aprovisionamiento.

Las características de los materiales de los proveedores incluyen las propiedades, dimensiones y rendimiento de los materiales más modernos; tiempo de entrega y costo; nivel de calidad y procesos generales de manufactura. El ingeniero de diseño debe combinar todo lo anterior en un diseño de sistema de materiales que permita producir el componente con el rendimiento, calidad, posibilidad de reparación, costo y peso deseados dentro de un plazo competitivo.

Puesto que el rendimiento de los materiales compuestos está limitado por el rendimiento de la matriz, la selección del material compuesto se reduce fundamentalmente a la elección de la mejor matriz plástica.

En la etapa de detalle, es necesario calificar los diversos materiales en función de los requisitos de diseño y de conformidad con los productos que se obtienen de ellos.

Existen algunas configuraciones de materiales para la construcción de los alabes, entre los que se destacan los siguientes:

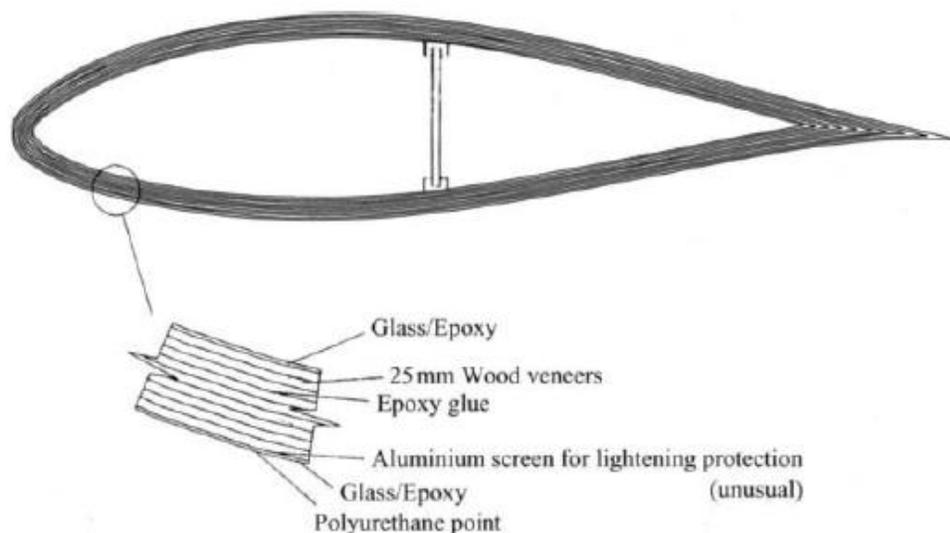


Figura 5.2. Madera/epóxica con recubrimiento total de cada sección.

Fuente: Wind Energy Handbook. Burton, Sharpe, Jenkins Bossanyi.,

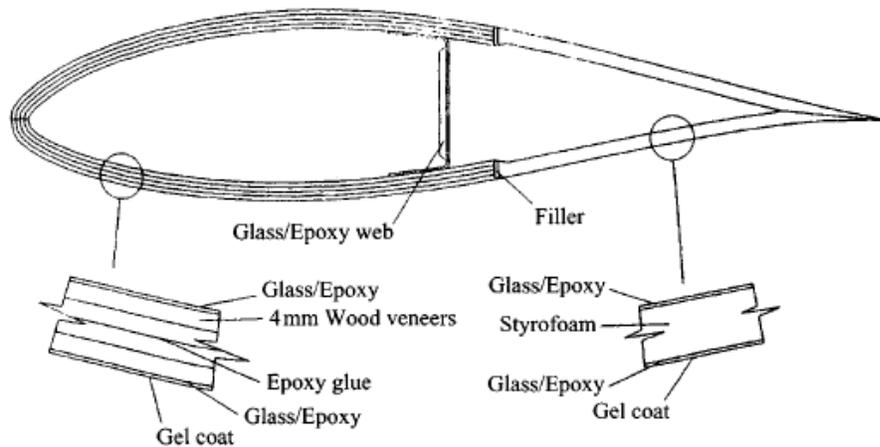


Figura 5.3. Madera/epóxica con recubrimiento parcial de cada sección, para el borde de fuga se tiene otra configuración.

Fuente: Wind Energy Handbook. Burton, Sharpe, Jenkins Bossanyi.,

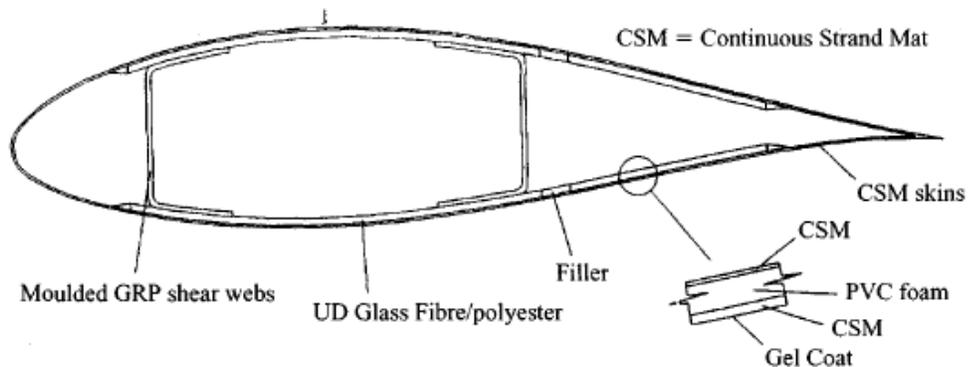


Figura 5.4. Construcción de fibra de vidrio con recubrimiento de polímeros.

Fuente: Wind Energy Handbook. Burton, Sharpe, Jenkins Bossanyi.,

Sin embargo debido a la limitada capacidad desarrollada en el país en cuanto a la manufactura en materiales compuestos, recomendamos que durante la construcción se utilice la configuración de la figura 5.4., con los siguientes materiales para el recubrimiento y la estructura:

- Fibra de vidrio
- Plástico
- Madera
- Aluminio

Se considera además las propiedades de los materiales utilizados en el diseño y construcción de las palas de generadores (Anexo C), así como las propiedades del aluminio.

Tabla 5.1. Características Físicas del Aluminio

Características Físicas del Aluminio	
Densidad (kg/m³)	2830
Módulo de Elasticidad	71500 N/mm ²
Coefficiente de expansión térmica de 20 °C a 100 °C	23x10 ⁻⁶
Conductividad Térmica (W/m°C)	165
Calor Específico (J/kg°C)	890

Fuente: Materiales de Ingeniería, Ivan Bohman C.A.

Tabla 5.2. Dimensiones de aluminio existentes en el mercado nacional

mm	Aprox. Pulgadas	Peso Aprox. (kg/m)
60	2 3/8	8.0
80	3 5/32	14.2
100	3 15/16	22.2
125	4 59/64	33.5

Fuente: Materiales de Ingeniería, Ivan Bohman C.A.

5.5. JUSTIFICACIÓN DE LOS MATERIALES

Del resultado de la selección del material el más óptimo resulta ser el kevlar pero por excesivo costo no se plantea la idea de seleccionarlo, el material que le sigue es el de fibra de carbono con una matriz de resina epóxica sin embargo el costo es demasiado alto, también con ese material requiere numerosos y costosos medios técnicos que no están a nuestro alcance por el momento.

De aquí el menos apto de todos estos es realizarlo de madera laminada con un recubrimiento de una película de fibra de vidrio, pero en relación a su costo presenta una gran ventaja, que combinada con su facilidad de modelación le hacen ideal para escogerlo, como se aclaró anteriormente este es un material que se utilizaba en la antigüedad, o en la actualidad en zonas que no cuentan con los suficientes recursos económicos.

Por estas razones y por tratarse de un diseño hemos optado por escoger la opción que nos brinda la fibra de vidrio con resina epóxica, que es una de las utilizadas en la actualidad en el campo eólico además de ser bastante flexible, lo cual permite reducir considerablemente los esfuerzos producidos por la variación de las cargas en el tiempo lo que daría lugar a reducir considerablemente la fatiga soportada tanto por las hélices como por la estructura.

De aquí consideramos a esta la mejor opción de todas, debido a que en la práctica es el material más usado, y no justificaría realizarla de carbono por lo que las dimensiones de la pala del rotor no son lo suficientemente grandes para seleccionar la opción que nos permita ganar una mayor resistencia y una mayor relación peso/volumen.

5.6 ASPECTOS AMBIENTALES

La energía eólica tiene muchas facetas ambientales positivas. Es limpia, renovable y un medio de generación sustentable.

Algunos impactos ambientales del aprovechamiento de la energía eólica son los factores visuales y paisajista, ruido e interferencia electromagnética. Aunque ninguno de esos efectos dura más que la vida operacional del sistema, ellos son generalmente tan significativos como los efectos sobre la ecología en la formación de opinión del público y determinan si una propuesta de instalación de una central eólica obtendrá autorización para concretarse. Efecto sobre la ecología, en este contexto, abarca todos los efectos materiales sobre la flora y la fauna.

Corrientemente incluye efecto sobre los pájaros, sobre tipos de vegetación no tradicional o rara y cambios sobre la hidrología local.

5.6.1. Beneficios Ambientales y Económicos

El calentamiento global debido a las emisiones de gases de efecto invernadero es un hecho generalmente aceptado. Cada unidad (kWh) de electricidad producida con turbinas eólicas puede desplazar una unidad de electricidad generada por una central que quema hidrocarburo. Es posible calcular la cantidad de gases contaminantes que este reemplazo significa en forma genérica, si bien este valor varía según la eficiencia de la central térmica, el uso de equipos de disminución de la emisión y el tipo de combustible.

La energía eólica ofrece una de las opciones energéticas más económicas entre las nuevas fuentes de energía renovables para reducir la emisión de CO₂ para la generación de electricidad. Una turbina eólica moderna de 600 kW en una localidad promedio reemplaza la emisión entre 20.000 y 30.000 toneladas de CO₂, según el régimen de viento y el factor de capacidad, en su vida útil de 20 años.

Respecto a los efectos de lluvia ácida, la cual produce efectos zonales o regionales, vinculados con la generación de SO₂ y NO_x, también la energía eólica tiene un aporte positivo.

Respeto a las centrales nucleares, la energía eólica no genera ningún residuo peligroso, como el producido por aquellas tanto durante su operación como su desmantelamiento al final de su vida útil, ni presenta riesgo de accidente en gran escala como el ocurrido en el caso de Chernovil.

Por otro lado, el empleo de la energía eólica genera un ahorro en el uso de las reservas de combustible fósiles en general, un aporte al uso racional de la energía, y en particular para muchos países un ahorro de divisas, contribuyendo a la seguridad y a la diversidad en el suministro de energía.

La energía eólica ayuda a las economías, en particular a las locales, en varios aspectos importantes. En las áreas y comunidades donde se localizan las centrales eólicas se generan puestos de trabajo, mayores ingresos y hay un aporte al desarrollo regional. Un estudio realizado en el estado de Nueva York encontró que la producción de 10 millones de Kwh. de electricidad a partir de energía eólica genera 27 % más puestos de trabajo en el estado que producir esa misma cantidad de energía con centrales de carbón de última generación, y 66 % más trabajo que un ciclo combinado a gas natural. Una de las razones es que parte de los costos de generación son la adquisición del combustible, materia prima que aporta muchos menos puestos de trabajo que otras industrias especialmente cuando el combustible proviene de otras regiones del país o del extranjero.

Las centrales eólicas pagan considerables impuestos a la propiedad y eventualmente arrendamientos. En el caso de los arrendamientos, estos pueden ser una pequeña fracción de los ingresos de las centrales pero, cuando están localizadas en áreas rurales, pueden significar para el dueño de la tierra una elevación de su renta en valores que pueden ir de un 50 a un 100 % y, además la producción de estas tierras, ganaderas o agrícolas, puede continuar casi sin ser afectada.

Las regiones y comunidades que tienen intenciones de invertir en energía eólica pueden obtener beneficios adicionales fomentando la creación de una industria eólica local que pueda exportar energía eléctrica a otras regiones.

5.6.2. Efectos Ambientales

Vamos a analizar los diferentes efectos ambientales que puede producir un aprovechamiento masivo de la energía eólica para al generación de electricidad, como son las denominadas granjas eólicas. Para la discusión de los efectos ambientales locales de la energía eólica vamos a diferenciar entre aspectos que

afectan la percepción o el comportamiento humano de aquellos que afectan la ecología. Entre los primeros están el uso de la tierra, el impacto visual, el ruido, las interferencias electromagnéticas, la salud y seguridad, los recursos arqueológicos y paleontológicos, y aquellos con implicancias socio económico. Entre los segundos están los efectos sobre la fauna y la flora, la erosión del suelo, la alteración de la calidad del agua y del aire, los desechos sólidos y peligrosos y el consumo de materiales y energía.

5.6.2.1. Aspectos que afectan la percepción o el comportamiento humano

a. Uso de la tierra

Si bien las instalaciones eólicas necesitan de grandes áreas para su instalación, solo usan en forma efectiva una pequeña porción del terreno (1 a 10 %); por ejemplo una central de 50 MW puede ocupar un área de 6,07 km² pero la superficie necesaria para instalar los equipos será de 0,7 a 0,75 km², dejando el resto disponible y compatible con otros usos. Por otra parte, generalmente las granjas eólicas están localizadas en áreas rurales o remotas previamente no desarrolladas. Estos factores tienen implicancias ambientales únicas para el uso de la tierra, impacto visual, sonoro, biológico y consideraciones socio-culturales, en general diferentes a las de las centrales eléctricas convencionales. Alrededor del 99 % del área empleada para instalar una granja eólica está físicamente disponible para ser usado con otros fines, inclusive el fin que tenía antes de la instalación. Entre otros, se puede emplear para la agricultura o ganadería.

b. Efecto visual

Las granjas eólicas deben estar en áreas expuestas a fin de que sean comercialmente viables y por lo tanto están visibles. La reacción a la vista de una granja eólica es altamente subjetiva. Muchas personas lo ven como

un símbolo de bienvenida a una fuente limpia de energía y otras la ven como una adición no deseada al paisaje.

La industria ha desarrollado un esfuerzo considerable para integrar cuidadosamente las granjas eólicas con el paisaje. Fotomontaje generado por computadora, animación y aún vista panorámica, junto con mapas zonales de la influencia visual, proveen predicción objetiva de la apariencia de una granja eólica. Una turbina eólica de 1,5 MW luce ligeramente diferente que una máquina de 500 kW, así que la tendencia a disponer de máquinas de mayor potencia, paradójicamente, reduce el efecto visual subjetivo de una dada capacidad instalada.

Una turbina eólica típica actualmente usada para generación de electricidad en gran escala conectada a la red, tiene una potencia de alrededor de 600 kW, está soportada por una torre de 40-60 m y dispone de tres palas de un diámetro de 42 a 48 m. Aunque la tendencia hacia las máquinas más grandes continúa, esta configuración es la más popular en el mercado, especialmente en áreas con elevada densidad de población.

La mayoría de las turbinas son actualmente instaladas sobre esbeltas torres de acero tubular, las cuales son para la mayoría de las personas estéticamente más agradables que las torres enrejadas clásicas de las líneas de alta tensión. Los diseñadores profesionales son empleados por muchas compañías para mejorar la apariencia de sus máquinas y en muchos casos arquitectos paisajistas están involucrados en la evaluación visual de los proyectos.

c. Ruido

Las turbinas eólicas modernas son bastante silenciosas y lo serán más en el futuro. Cuando se planifica una granja eólica, se debe prestar especial

cuidado cualquier sonido que pueda ser escuchado desde el exterior de las casas vecinas. Adentro de las casas el nivel será mucho menor, aún con las ventanas abiertas. El potencial efecto del sonido es usualmente evaluado estimando el nivel sonoro que será alcanzado cuando el viento sople desde las turbinas hacia las casas, consideración que es conservativa. El sonido de las turbinas eólicas aumenta ligeramente con la velocidad del viento.

Diez años atrás las turbinas eólicas eran mucho más ruidosas que las actuales. Se ha puesto mucho esfuerzo para crear la presente generación de turbinas como máquinas silenciosas a través tanto del diseño de las palas como el de las partes mecánicas de la máquina.

d. Interferencia Electromagnética

Las ondas de radio y las microondas son usadas para una variedad de propósitos en comunicación. Cualquier estructura grande que se mueva puede producir interferencia electromagnética (IEM). Las turbinas eólicas pueden causar IEM por reflexión de la señal en las palas del rotor y por lo tanto un receptor cercano puede captar señal directa y reflejada. La interferencia ocurre porque la señal reflejada sufre un retraso debido a la diferencia en la longitud del camino recorrido y debido al movimiento de las palas. La IEM es más severa para palas metálicas, que son fuertemente reflectantes, y menos para palas de madera las cuales son fuertemente absorbentes. Las palas más modernas de plástico reforzado con fibra de vidrio son parcialmente transparente a las ondas electromagnéticas y por lo tanto tienen un efecto intermedio en la IEM.

Las señales típicas de comunicaciones civiles y militares que pueden ser afectadas por IEM incluyen las de estaciones de TV y radio, las

comunicaciones de microondas y de telefonía celular, y varias señales de los sistemas de control de navegación y tráfico aéreo.

Al diseñar una granja eólica, los problemas que afectan los sistemas de microondas y comunicaciones de aviación son determinantes y deben ser eliminados. La interferencia con un número pequeño de receptores de televisión domésticos, es un problema ocasional, pero es corregible usando técnicas que no son muy caras tales como el uso de transmisores y/o receptores más direccionales.

La experiencia ha mostrado que un diseño cuidadoso de una granja eólica puede eliminar cualquier disturbio al sistema de telecomunicaciones.

e. Salud pública y seguridad

La salud pública y la seguridad vinculadas con las instalaciones clásicas de generación de electricidad están típicamente relacionadas con la emisión de gases a la atmósfera y con los residuos sólidos y líquidos que son arrojados al suelo o al agua. Cualquiera de esos residuos causa impactos adversos a la salud de la población, o representan riesgos para los trabajadores.

Como mencionamos anteriormente, las granjas eólicas difieren sustancialmente de las otras facilidades eléctricas dado que no tienen procesos de combustión y no producen emisiones.

Además, los únicos materiales potencialmente tóxicos o peligrosos asociados con la mayoría de las centrales eólicas son las relativamente pequeñas cantidades de aceites lubricantes, fluidos hidráulicos y aislantes utilizados en las turbinas. Sin embargo hay que tener presente que aún pequeñas pérdidas de estos materiales pueden contaminar el agua

subterránea o producir impactos sobre el hábitat si la pérdida no es controlada por largo tiempo.

Entre los accidentes que pueden significar un tema de seguridad se encuentra el hecho de que una pala de la turbina, o piezas de la misma se separen del rotor y vuele en la dirección del viento. También las palas pueden sufrir un desprendimiento de láminas sin romperse. Esos eventos son raros y usualmente ocurren bajo condiciones de viento inesperadas y sin precedentes.

Aunque la mayoría de los proyectos eólicos están localizados en áreas rurales, muchos son visibles desde rutas públicas y son relativamente accesibles al público. Dado que la tecnología y los equipos asociados con generación eólica de electricidad son todavía nuevos e inusuales, pueden ser un atractivo para aquellas personas que pasan cerca de las granjas y desean ver y tocar una turbina eólica que esta operando o que está inactiva. Las personas del público que van a visitar estas instalaciones están expuestas a daños por el movimiento de las palas, la rotura y expulsión de partes, los equipos eléctricos y el colapso o caída de las turbinas.

Las localidades áridas donde pueden estar instaladas las granjas eólicas - con altas velocidades de viento, bajo nivel de vegetación y carencia de árboles, y con topografía variable - pueden también presentar un peligro potencial de incendio durante los meses secos del año por diferentes motivos, la mayoría vinculados al no cumplimiento de programas de mantenimiento.

Como muchas actividades industriales, hay un potencial de injurias o perdidas de vida de los individuos que trabajan con generadores de electricidad. No hay estadística que indique si los trabajos en centrales

eólicas son mas o menos peligrosos que en otras centrales. Sin embargo varias personas han sido muertas cuando trabajaban en altura y algunas por caída de trozos de hielo desde las torres.

f. Recursos arqueológicos y paleontológicos

Cualquier tipo de proyecto que incluya limpieza de la vegetación, disturbio de la superficie de la tierra o excavaciones en ésta, tiene en potencia la posibilidad de afectar recursos arqueológicos o paleontológicos que pueden estar presentes en el área.

Los recursos arqueológicos o culturales son la evidencia estructural de la historia del desarrollo humano. Incluye recursos prehistóricos e históricos, así como recursos etnográficos que constituyen la herencia de un grupo cultural particular. También están asociados a los recursos culturales ciertos rasgos naturales de un lugar, así como plantas o especies empleadas con propósitos tradicionales, o para trazar el marco físico del entorno. Los recursos paleontológicos son los restos fosilizados o trazas de la evidencia de plantas y animales prehistóricos o aún restos humanos muy antiguos preservados en suelos o rocas.

La instalación de una granja eólica, por su extensión y requerimientos, puede afectar estos recursos y es necesario realizar un estudio muy profundo antes de iniciar cualquier trabajo en la zona a fin de identificarlos y no interferir con lo mismos.

5.6.3. Aspectos Ecológicos

a. Flora y fauna

Los efectos potenciales de la energía eólica sobre la flora y la fauna silvestre han despertado preocupaciones en los últimos años. El tema tomó preeminencia a fines de los 80 cuando se observó que algunas aves, especialmente las águilas doradas y los halcones de cola roja protegidos por normas federales, murieron en Altamont Pass, California, a causa de turbinas eólicas y líneas de transmisión. Este descubrimiento disparó la oposición de ambientalistas al proyecto de Altamont Pass, y despertó la preocupación del Servicio Federal de Pesca y Vida Silvestre de los Estados Unidos, quien tiene la responsabilidad de hacer cumplir la legislación federal que protege a ciertas especies.

Desde entonces se notaron problemas en otras instalaciones. Se reportó la muerte de aves en Tarifa, España (uno de los dos puntos principales de migración de aves a través del Mar Mediterráneo), y en varias plantas eólicas en el norte de Europa. Estos incidentes resultaron en un incremento de la preocupación de los grupos conservacionistas de Europa y EE.UU. por los impactos ambientales potenciales de las centrales eólicas.

Otros recursos biológicos incluyen una amplia variedad de plantas y animales que viven, usan o pasan a través de un área determinada. Ellos también forman parte del hábitat que contiene los componentes físicos como el suelo y el agua y los componentes biológicos que sustentan a las comunidades vivas. Estos van desde las bacterias y hongos hasta los depredadores quienes están al tope de la cadena alimentaria.

Cualquier proyecto constructivo puede afectar los recursos biológicos del lugar donde serán emplazados, deteriorando la relación física y ecológica

de la comunidad que allí vive. Una central eólica puede tener efectos directos por destrucción de hábitat y de algunos organismos que se encuentran en él y efectos indirectos por generación de contaminantes que afectan la salud de los organismos o por producción de ruidos o movimientos que afectan el comportamiento de los animales. Esos efectos pueden estar confinados en una parte pequeña de la planta, donde los impactos son más agudos, o dispersos sobre un área grande.

b. Impacto sobre las aves

Al construir un parque eólico hay que tener en cuenta las rutas migratorias de las aves y las especies que habitan en la zona, porque en función del tipo de ave se acostumbran rápidamente o tardan algo más.

Los pájaros frecuentemente colisionan con las estructuras porque tienen dificultad de ver, especialmente líneas de alta tensión, postes y ventanas de edificios. También son muertos por vehículos en movimiento, como autos en las rutas. El comportamiento de los pájaros y la tasa de mortalidad tiende a ser específica de las especies y de los sitios.

Un estudio realizado con radar en Tjaereborg, en el oeste de Dinamarca, donde hay instalada una turbina de 2 MW con un rotor de 60 m de diámetro, mostró que los pájaros tienden a cambiar su ruta de vuelo entre 100 y 200 m antes de la turbina y pasan por arriba o por el costado a una distancia segura. Este comportamiento ha sido observado en forma consistente de día y de noche.

En Dinamarca hay varios ejemplos de nidos de halcones construidos en las torres de las turbinas eólicas. No obstante, el tema de los pájaros es tenido en cuenta muy seriamente por las industrias y los planificadores y las instalaciones son excluidas de localidades sensibles al tema de los pájaros.

c. Otros efectos ecológicos

Efectos sobre otros ecosistemas terrestres resultan primariamente de la actividad constructiva de las granjas eólicas, tales como ocupación del suelo y disturbios hidrológicos. La escala de esos efectos va ser dependiente del tipo de ecosistema drenajes, técnicas de construcción y tiempo y prácticas de restauración. Todos esos factores y las medidas de mitigación requeridas deben ser especificados en el proceso de evaluación del impacto ambiental. Ni los animales silvestres ni los domésticos deben ser afectados por una granja eólica.

Algunos estudios han demostrado que las aves y otros animales tienden a evitar anidar o cazar en las cercanías de las turbinas eólicas. Además, actividades tales como construcción de caminos o la tala de árboles pueden destruir o alterar el hábitat y permitir el ingreso de especies no deseadas.

El problema se complica cuando se toma en cuenta que algunos de los lugares potencialmente más atractivos para proyectos eólicos, están ubicados en áreas montañosas remotas que son residencia de muchas especies de plantas y animales.

Debido a estas preocupaciones, algunas áreas ecológicamente sensitivas (aunque no estén específicamente protegidas por la legislación vigente) deberían quedar fuera de los límites permitidos para los proyectos eólicos. En algunos casos, sin embargo, pueden existir alternativas para mitigar o compensar los impactos sobre el hábitat que puedan existir. Por ejemplo se podría invertir en acciones de remediación fuera del sitio tales como plantar árboles o la creación de hábitats para las especies desplazadas por los proyectos eólicos. Las medidas necesarias dependerán de la localización y de las especies amenazadas y deberían determinarse en consulta con las agencias y organizaciones ambientales interesadas.

Dependiendo de la topografía del lugar, el diseño de rutas de acceso afectará la vegetación y producirá pérdidas. Las construcciones en áreas escalonadas pueden producir mayor disturbio a causa de que requiere más corte y rellenos extensivos y sistemas de caminos más complejos. La extensión de la limpieza del terreno depende de la velocidad del viento, duración y dirección, topografía, y la altura de las turbinas y su ubicación. En áreas forestadas, se requiere la limpieza permanente de un ancho considerable a lo largo del corredor de las turbinas.

Algunos proyectos eólicos provocaron la erosión del suelo. Por ejemplo en Tahachapi Pass, California, se han observado profundas cárcavas creadas por la fuerza del agua de lluvia al fluir libremente sobre los caminos de acceso y alrededor de las bases de las turbinas. Este tipo de problema puede ser controlado mediante medidas apropiadas de conservación de suelos y control de erosión, las cuales deberán ser tenidas en cuenta en las etapas iniciales del proyecto. De hecho son el mismo tipo de medidas que deberían ser tenidas en cuenta al realizar cualquier construcción en un área vulnerable a la erosión. Las medidas contra la erosión incluyen la construcción de la cantidad mínima de caminos, el seguimiento tanto como sea posible del contorno natural del terreno y el restablecimiento rápido de las condiciones originales del suelo en cualquier lugar que sea alterado durante la etapa de construcción.

La erosión inducida por el viento puede crear partículas finas en el aire las cuales pueden ser adversas a la salud humana y reducir la visibilidad. La erosión inducida por el agua, además de remover el suelo y reducir su productividad, resulta en sedimentación en cursos de agua la cual degrada la calidad del agua, daña los recursos biológicos, y acelera el llenado de reservorios.

CAPITULO 6

ESTRUCTURA

6.1. FUNDAMENTO

La incidencia del viento en el rotor de un aerogenerador produce fuerzas y movimientos que deben ser entendidos durante su proceso. Los efectos de todo este tipo de cargas (estáticas, aleatorias, cíclicas, transientes, impulsivas y estocásticas) necesitan ser determinadas.

Existen dos métodos de aproximación para determinar las fuerzas que actúan sobre las palas. La primera aproximación utiliza un modelo ideal simple de rotor rígido que permite ilustrar el concepto de cargas estables en la turbina. La segunda aproximación consiste en el desarrollo de un modelo linealizado dinámico de eje horizontal de la turbina eólica, este modelo puede ser usado para ilustrar la naturaleza de la respuesta de la turbina ante cargas cíclicas.

Un análisis más minucioso permite determinar una respuesta ante cargas estocásticas y transientes ante lo cual se requiere de un alto modelo matemático de diseño. Otro análisis permite el diseño a través de elementos finitos sin embargo este método toma un extenso período de tiempo, es tedioso y requiere una experiencia especial en este tipo de aplicaciones computacionales.

Las cargas más notables que se desarrollan en las palas de los aerogeneradores son debido al empuje que sufren los alabes y debido al torque para girar el rotor, estas dos causas generan los diferentes tipos de cargas que se menciona anteriormente y que se irá desarrollando a lo largo de este capítulo con la finalidad de analizar su incidencia y los efectos que pueden producir durante el funcionamiento de la máquina eólica.

En el análisis de la estructura es una presentación general de las cargas y esfuerzos ejercidos sobre las palas de un rotor eólico, un análisis más minucioso requiere una mayor profundidad en cuanto al diseño de la estructura, se considera también el estudio del método de construcción como un capítulo consecuente a este proyecto debido a la profundidad y precisión con la cual se debe construir las palas de las máquinas eólicas.

6.2. CARGAS Y ESFUERZOS

Al analizar las cargas y esfuerzos consideramos que estos efectos se producen en el espacio de manera que forman vectores tridimensionales, ante lo cual procedemos a definir los ejes y planos de incidencia.

Como definimos la utilización de una turbina de eje horizontal asignamos al eje **x** como eje de rotación de la turbina, al eje **y** como eje de incidencia del peso hacia el centro de la tierra y por lo tanto el plano de posición de las palas será el plano **yz** como se muestra en la siguiente figura. De esta manera sabremos la ubicación de cada fuerza y su respectivo esfuerzo sobre la pala.

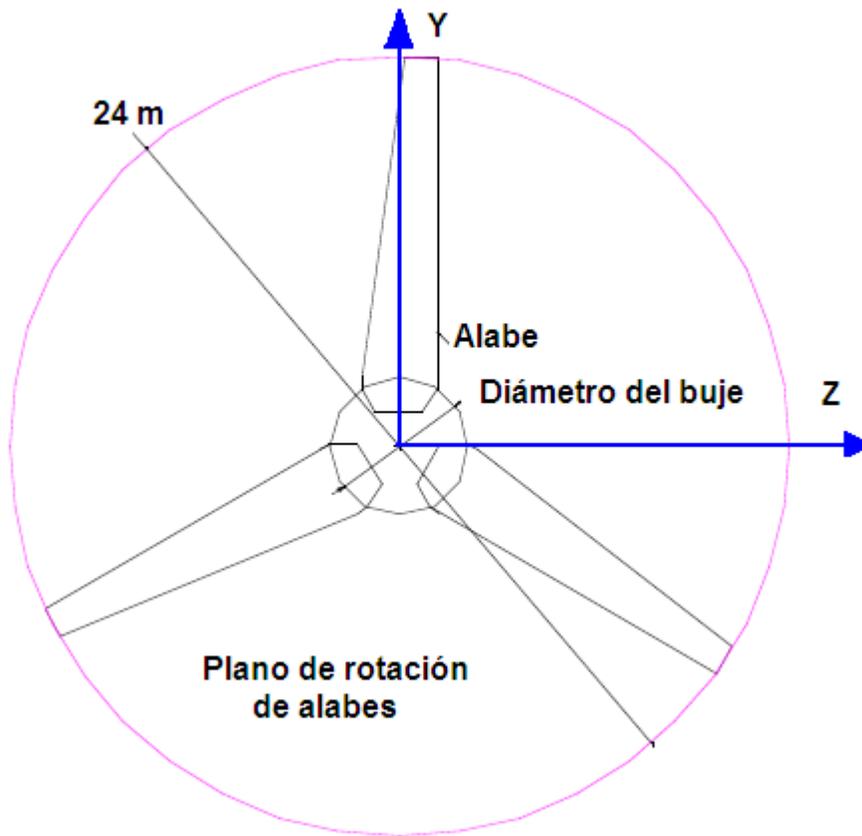


Figura 6.1. Plano de rotación de una máquina eólica

Fuente: Wind rotor blade construction, Teodoro Sánchez Campos.

6.2.1. CARGAS

Las cargas se pueden categorizar en los siguientes puntos debido a su origen:

- Cargas aerodinámicas
- Cargas gravitacionales
- Cargas de inercia (incluye efectos giroscópicos y centrífugos)
- Cargas operaciones, producto del incremento de la acción del sistema de control como por ejemplo: el freno, el control de punta de pala, la desconexión del generador, etc.

Se tiene además una distribución de cargas a lo largo de la pala representado con la siguiente figura:

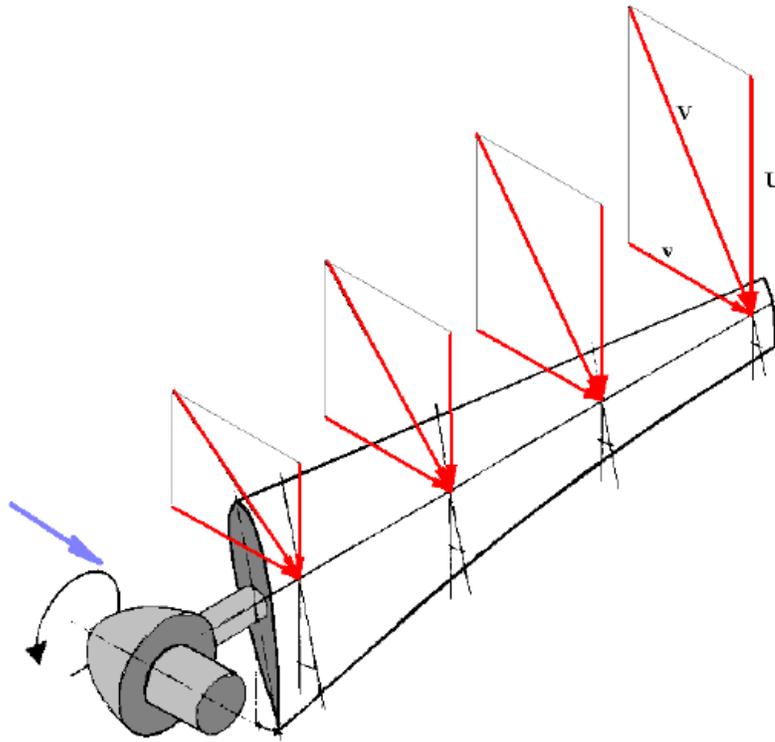


Figura 6.2. Distribución de velocidades sobre una pala de rotor eólico de eje horizontal, que gira por el viento.

FUENTE: Las tesinas de Belgrado, Facultad de Ingeniería y Tecnología Informática-Carrera de Ingeniería Electromecánica, Juan José Segurado Carrizo, Departamamento de Investigación. Septiembre 2003.

6.2.1.1. Factores de seguridad parcial para cargas

Limitar el estado de diseño requiere sumar el efecto de cada carga sobre las palas con un apropiado factor de seguridad característico de cada carga. Esto implica que las condiciones de falla son consideradas como eventos poco usuales²⁸. Cuando el origen de las cargas resulta en una respuesta dinámica es imposible asociar los factores de seguridad que se muestran a continuación con cada carga, ante lo cual se debe seleccionar el mayor factor de seguridad para todos los

²⁸ Wind energy handbook. Burton, Sharpe

cálculos en la estructura, también el factor de seguridad para la fatiga se considera como 1.

Tabla 6.1. Factores de seguridad parcial para cargas

Source of loading	Unfavourable loads					Favourable loads			
	Types of loading								
	Normal and extreme				Abnormal				
	IEC	GL	DS	IEC	GL and DS	IEC	GL	DS	
	Normal		Extreme						
Aerodynamic	1.35	1.2	1.5	1.3	1.1	1.0	0.9	-	-
Operational	1.35	1.35	1.2	1.3	1.1	1.0	0.9	-	-
Gravity	1.1*	1.1*	1.1*	1.0	1.1	1.0	0.9	1.0	-
Inertia	1.25	1.1*	1.1*	1.0	1.1	1.0	0.9	1.0	-

*Factor increased to 1.35 if masses are not determined by weighing.

Fuente: Wind energy handbook

Las cargas que actúan sobre el rotor se pueden clasificar también en estáticas y dinámicas:

La **fuerza centrífuga** es una carga estática perpendicular al eje de giro la pala suele colocarse ligeramente inclinada, proporcionando fuerza centrífuga una componente de tracción a lo largo de la pala y otra de flexión contrario al de las cargas aerodinámicas; los esfuerzos estáticos que dichas cargas originan son muy pequeños. Las cargas dinámicas son debidas al **giro** de la pala existiendo también cargas transitorias debidas a la maniobras de la máquina.

La gravedad actúa como una carga periódica que se comporta como una fuerza oscilante en el plano del rotor, apareciendo una desalineación por cuanto el rotor nunca funciona perpendicularmente a la acción del viento, sino que tiene oscilaciones que generan cargas dinámicas.

Otros tipos de cargas dinámicas son el efecto de la variación del viento con la altura, como se muestra en la figura 6.2., o el efecto de la estela sobre la torre sobre todo si el rotor está detrás de la torre, o los efectos debido a la turbulencia. Estas cargas dinámicas originan un problema de vibraciones en el que hay que estudiar la frecuencia de las fuerzas que intervienen. También hay que tener en cuenta los cambios pasos de la pala y los efectos de las maniobras de orientación del rotor.

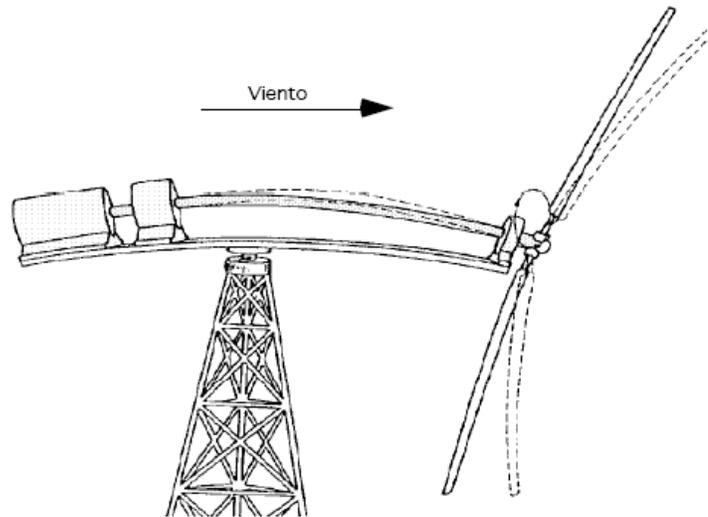


Figura 6.3. Flexión de las palas del rotor por la acción del viento
Fuente: Wind Energy Handbook, Burton-Sharpe-Jenkins-Bossanyi

Los efectos estáticos y dinámicos que actúan sobre el rotor se estudian en situaciones límites, tales que si en ellas se asegura que las palas no se rompen, ésta no se romperá en ninguna de las otras situaciones previsibles.



Figura 6.4. Pruebas de Flexión en palas de aerogeneradores

Fuente: LMGlassfiber. www.lmglassfiber.com

Los fundamentos de diseño de las palas son los mismos que se consideran cuando se analiza una estructura normal, es decir se utiliza los mismos tópicos de estática, resistencia de materiales y la dinámica. También se utiliza la Segunda Ley de Newton cuando se analiza el sistema de coordenadas tangencial-normal, así como los momentos de inercia, momentos flectores, esfuerzos y deformaciones.

6.2.1.2. Cargas estacionarias en el perfil

Las cargas máximas soportadas por las palas del aerogenerador actúan perpendiculares al plano de rotación, en el primer caso ocurre cuando la dirección del viento es aproximadamente normal a la sección de cada pala presentándose la máxima resistencia aerodinámica y en el segundo ocurre cuando un ángulo comprendido entre 12° y 16° forma el ángulo de ataque con respecto al plano de rotación produciéndose la máxima sustentación de la pala.

La selección de los coeficientes aerodinámicos es de vital importancia en la valoración del rendimiento del rotor cuyos valores más óptimos son para bajos ángulos de ataque. En la práctica el máximo valor del coeficiente de sustentación raramente excede de 1,6 y hacia el centro de la pala se obtienen valores aproximados a 1,1 por lo cual en ciertos diseños se suele cambiar la sección de cada perfil en su numeración y en su longitud de cuerda.²⁹

6.2.2. FUERZAS DE INERCIA

La aceleración que adquieren las palas durante su funcionamiento está interpretado en función de la inercia de las palas, por ejemplo el efecto de la aceleración normal es debido a la fuerza centrífuga de inercia. El efecto de la fuerza de inercia está reflejado en el Principio de Alembert, el cual dice que la suma de todas las fuerzas actuantes sobre una partícula incluyendo la fuerza de inercia es equivalente a cero. Éste método es utilizado cuando se analiza largos cuerpos rígidos considerados como partículas conectadas rígidamente. En conclusión un cuerpo rígido de cualquier tamaño se comportará como una partícula si la resultante de sus fuerzas externas pasa a través de su centro de gravedad.

6.2.3. PANDEO DE VIGAS EN CANTILIVER

La flexión en las palas es considerado como un caso especial de pandeo de una viga en cantiliver. El diagrama de momento flector está definido por una parábola invertida parcialmente, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$M(x) = \frac{w}{2}(L-x)^2 \quad \text{Ec. 6.1.}$$

²⁹ Wind energy handbook. Burton, Sharpe

donde, M es el momento flector para cualquier distancia x a lo largo de la pala, w es la fuerza por unidad de longitud, L es la longitud total de la pala y x es la distancia desde la punta de la pala hasta cualquier punto que se desee analizar. El máximo momento flector de la pala está dado por la siguiente ecuación:

$$M_{\max} = \frac{wL^2}{2} \quad \text{Ec. 6.2.}$$

Para las palas de las turbinas eólicas este máximo momento flector se ubica en el punto de máxima curvatura desde el eje neutral de la cuerda del perfil y aproximadamente a $\frac{1}{4}$ desde la superficie de ataque igualmente del perfil.

6.2.4. ROTACIÓN PLANAR DE UN CUERPO RÍGIDO

Cuando un cuerpo como por ejemplo una turbina eólica está rotando adquiere un momento angular. El momento angular H , es caracterizado por un vector cuya magnitud es el producto de la velocidad angular de rotación Ω y de la masa polar de inercia J . la dirección del vector está determinada por la regla de la mano derecha.

$$H = J \Omega \quad \text{Ec. 6.3}$$

Debido a la suma de momentos aplicados, M alrededor del centro de masa es igual a la relación de crecimiento en el tiempo del momento angular alrededor de la masa.

$$\sum M = \dot{H} \quad \text{Ec. 6.4}$$

En las situaciones de mayor interés en la dinámica del rotor eólico el momento de inercia puede ser considerado constante, la magnitud de la suma de momento es:

$$\sum M = J \dot{\Omega} = J \alpha \quad \text{Ec. 6.5}$$

donde, α es la aceleración angular de la masa de inercia.

La relación entre el torque aplicado y la aceleración angular α es análoga entre la fuerza y la aceleración lineal.

$$\sum Q = J \alpha \quad \text{Ec. 6.6}$$

Cuando el rotor rota a una velocidad constante no existe aceleración angular o desaceleración por lo tanto la suma de cualquier torque aplicado debe ser cero. Por ejemplo si un rotor está girando a una velocidad constante en un viento calmado el torque del sistema multiplicador debe ser igual al torque del generador más las pérdidas en el tren de engranajes.

La energía cinética está dado por la siguiente ecuación:

$$E = \frac{1}{2} J \Omega^2 \quad \text{Ec. 6.7}$$

La potencia generada por la rotación de un cuerpo está dada por el producto de las veces del torque y la velocidad angular de rotación:

$$P = Q \Omega \quad \text{Ec. 6.8}$$

6.3. FATIGA

Sabemos que muchos materiales pueden soportar cargas una vez que son aplicadas en un ciclo de tiempo. La inhabilidad de los materiales incrementa cuando las cargas multiplicadas a lo largo del tiempo aumentan, a este fenómeno se le conoce como fatiga. Es complicado determinar la fatiga en los materiales sin embargo la percepción más rápida viene del hecho del crecimiento de las picos en las rugosidades del material. Con cada ciclo el desgaste se hace prominente crece lentamente hasta que el material sufre daños y falla. La magnitud más pequeña de

carga cíclica puede causar el más grande número de ciclos donde el material puede fallar.

Las turbinas eólicas por su naturaleza deben soportar un gran número de cargas cíclicas los efectos más pequeños de un sinnúmero de oscilaciones produce ciclos de esfuerzos en los componentes de las turbina y es proporcional al número de revoluciones durante la vida útil del rotor:

$$\eta_L = 60k\eta_{rotor}H_{op}Y \quad \text{Ec. 6.9}$$

donde, k es el número de eventos de ciclo por revolución, nrotor es la velocidad de rotación del rotor en RPM, Hop son las horas de operación por año y Y son los años de operación de la máquina.

6.4. ANÁLISIS DE ESFUERZOS

Los esfuerzos generados en las turbinas eólicas son generados por las cargas analizadas anteriormente, cada una de ellas tiene una incidencia más profunda que otras sin embargo se considera las más importantes el esfuerzo de flexión debido al empuje generado por la fuerza perpendicular al plano de rotación y un esfuerzo cortante debido al torque generado:

$$T = C_T \frac{1}{2} \rho \pi R^2 U^2 \quad \text{Ec. 6.10}$$

donde, Ct es el coeficiente de empuje, ρ es la densidad del aire, R es el radio del rotor y U es la velocidad del viento.

$$M_\beta = \frac{1}{B} \int_0^R r \left(\frac{1}{2} \rho \pi \frac{8}{9} U^2 2r dr \right) \quad \text{Ec. 6.11}$$

Integrando se obtiene el siguiente resultado:

$$M_{\beta} = \frac{T}{B} \frac{2}{3} R \quad \text{Ec. 6.12}$$

Y el esfuerzo de pandeo máximo está dado por:

$$\sigma_{\beta, \max} = M_{\beta} \frac{c}{I_b} \quad \text{Ec. 6.13}$$

donde, c es la distancia desde el eje neutral de pandeo e I_b es el área del momento de inercia de la sección transversal en la punta.

El torque produce los siguientes esfuerzos:

$$Q = C_Q \frac{1}{2} \rho \pi U^2 R^2 \quad \text{Ec. 6.14}$$

donde, C_Q es la relación C_p/TSR , y el momento está determinado como:

$$M_{\zeta} = Q / B \quad \text{Ec. 6.15}$$

6.5. CODIGOS DE DISEÑO ESTRUCTURAL

Para el diseño de la estructura del rotor se puede utilizar el código ASCE 7 Sección 6 y 7 que se refieren a la incidencia del viento sobre estructuras donde se diferencia 3 métodos:

1. Método 1.- Considerado como un procedimiento simplificado de bajo riesgo simple representado en un diagrama de esfuerzos.

2. Método 2.- Se define un procedimiento analítico regular para láminas y estructuras.
3. Método 3.- Es un procedimiento de túnel de viento para geometrías más complejas en secciones y en estructuras.

Existen dos factores importantes que se deben considerar al momento de diseñar la estructura del alabe de un rotor:

1. Optimizar la resistencia utilizando una combinación de materiales especialmente en la parte exterior del alabe.
2. Minimizar el deterioro utilizando superficies más robustas.

Por otra parte existen métodos computacionales desarrollados por los laboratorios nacionales de energías renovables (NWTC), que asocian algunos programas computacionales destinados a la optimización de perfiles aerodinámicos, donde se puede obtener la sección del perfil y en análisis en túneles de viento virtuales.

Los códigos de diseño son presentados a continuación:

- YAWDYN, blade motion, yaw
- FAST, turbine structures
- ADAMS, Complete wind turbine system
- SNLWIND-3D, wind inflow
- PROPPC and WT-PREP, power performance
- PROP93, power performance
- PROPID, blade shape

CAPITULO 7

SIMULACION

7.1. SIMULACION AERODINAMICA

Para el proceso de simulación aerodinámica utilizamos el programa DESIGNFOIL (software CFD), el cual ha permitido ajustar los coeficientes aerodinámicos y el ángulo de ataque a un determinado número de Reynolds para determinar el decremento o crecimiento para cada sección:

Para la sección de punta de pala se tiene los siguientes valores:

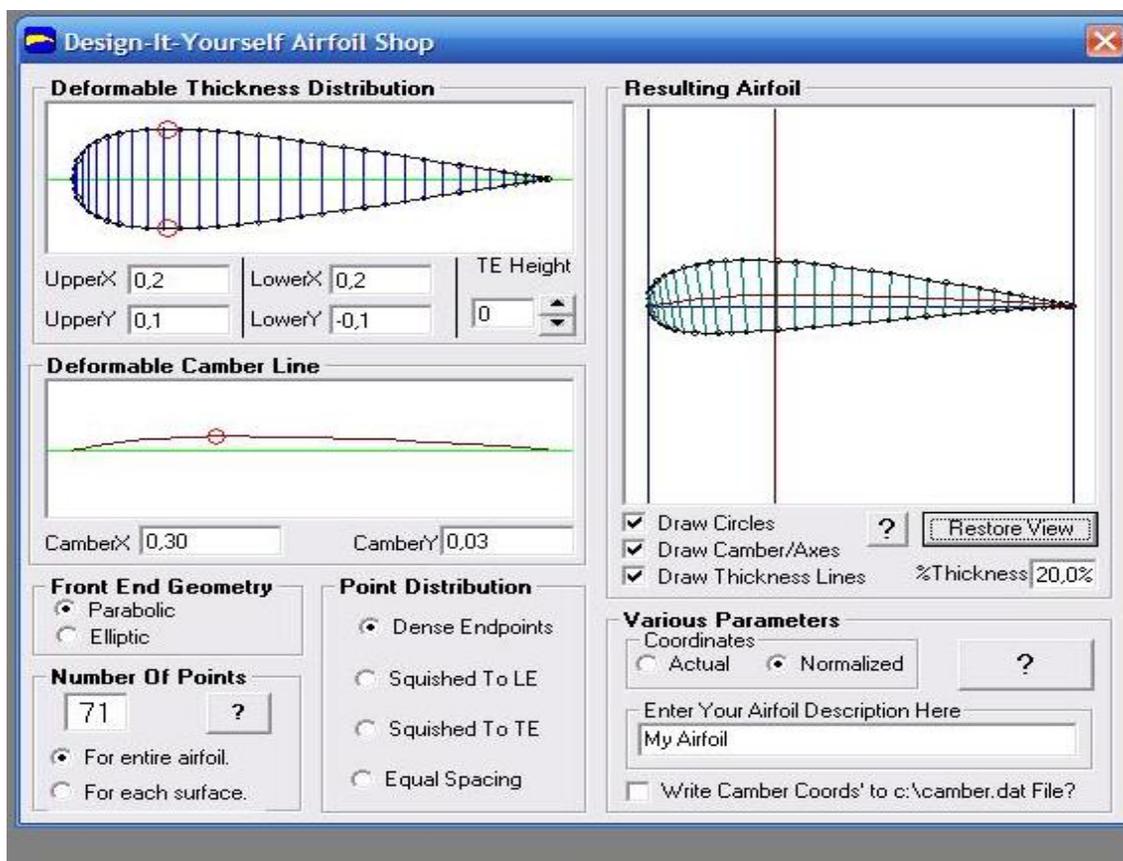


Figura 7.1. Perfil aerodinámico para la punta de pala

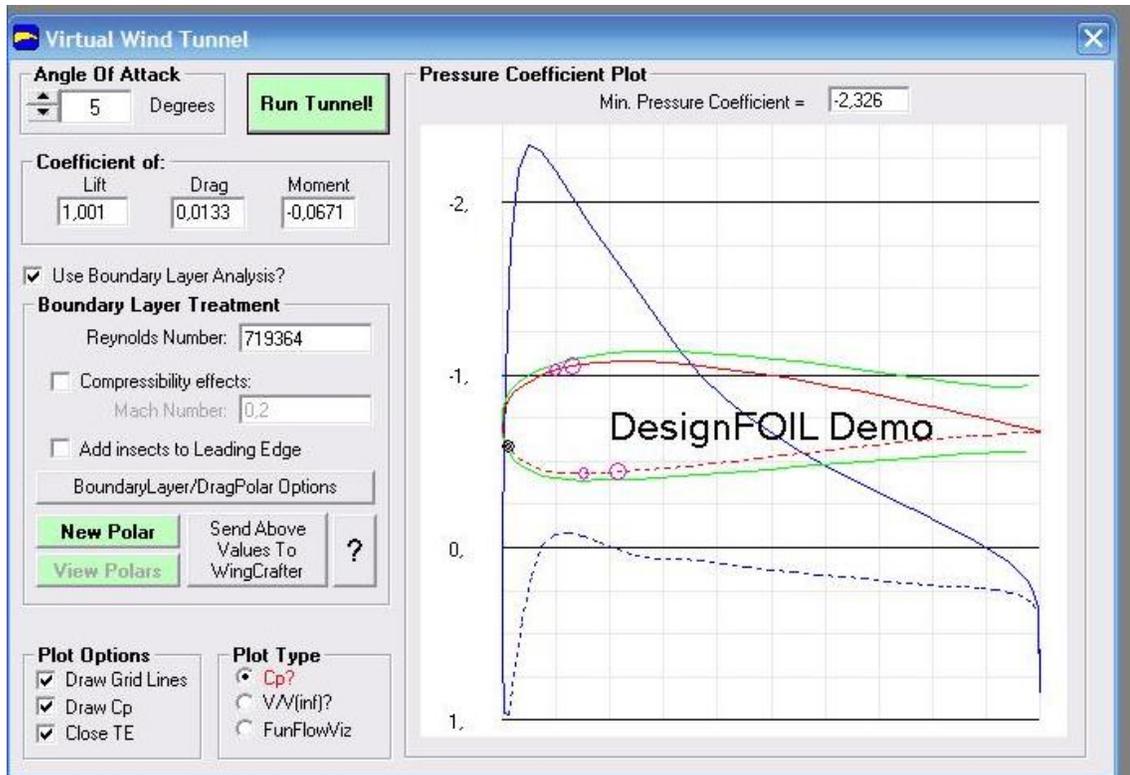


Figura 7.2. Coeficientes aerodinámicos para la sección de punta de pala, se considera el ángulo de ataque de 5 y el respectivo número de Reynolds.

Del programa anterior se obtiene los siguientes datos:

- Coeficiente de sustentación
- Coeficiente de resistencia
- Coeficiente de momento
- Ángulo de ataque con su respectivo número de Reynolds

7.2. SIMULACION, COSMOS FLOW

La simulación en el programa Cosmos Flow permite analizar el cambio de velocidad de incidencia sobre el perfil de la pala, como consecuencia se puede visualizar la sección donde la pérdida de energía cinética debido a la incidencia del viento es mayor, simulación que incluye los parámetros y condiciones

ambientales propias del sector de donde se tomó para desarrollar este proceso de diseño.

7.2.1. Construcción del Modelo en el Programa SolidWorks

Para proceder a construir el modelo en el programa SolidWorks se procedió a exportar los datos del perfil desde el programa DesignFoil al programa SolidWorks donde se procedió a generar la sección de cada perfil en la longitud total de la pala variando lógicamente la longitud de cuerda que está en función de los parámetros analizados en la teoría.

Para la simulación se procedió a configurar el modelo con las condiciones de operación de diseño y se obtuvo los resultados que se muestran en la siguiente figura:

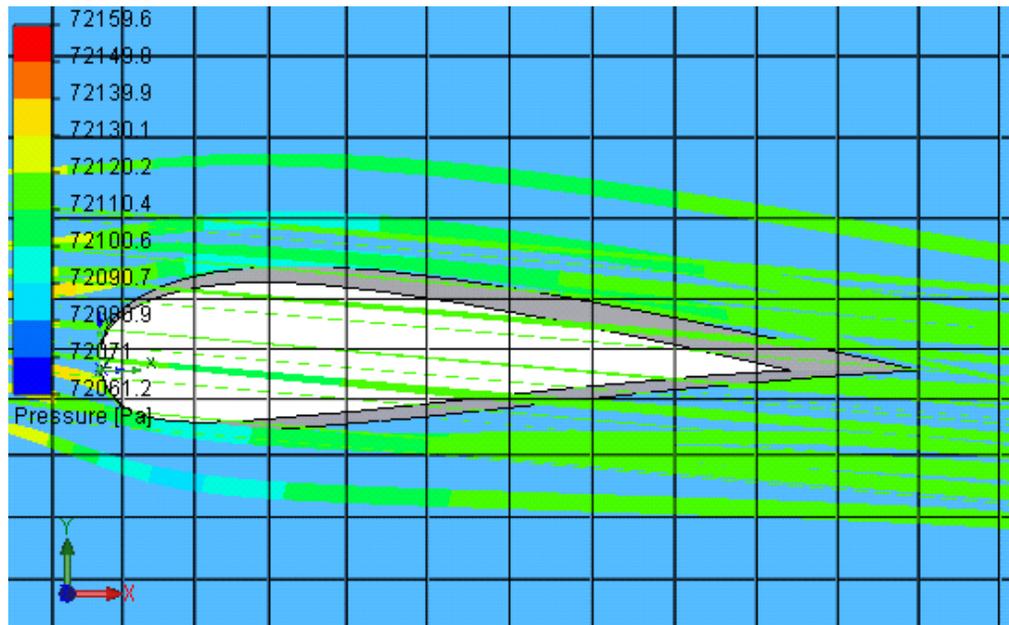


Figura 7.3. Análisis de incidencia del viento

7.3. ANALISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS

Del proceso de simulación efectuado se obtuvo importantes resultados en cuanto a la geometría del perfil y en cuanto a la veracidad del proceso matemático de iteración, ajustar cada sección del perfil a condiciones reales de operación permitió mejorar la sección donde las pérdidas tienen mayor trascendencia.

Los resultados presentan que para la sección de mayor longitud de cuerda se produce la mayor pérdida de energía cinética, esto quiere decir que para compensar las pérdidas en esta sección es necesario cambiar la sección, como resultado de esto disminuye la longitud de cuerda, se compensan los coeficientes aerodinámicos y se mejora consecuentemente el rendimiento en esta sección.

En la siguiente tabla se muestra los resultados producto del cálculo efectuado en los anexos A-B.2., además se compara estos resultados con el Modelo NorthWind 100 de la empresa Northern S. A. de la misma capacidad

Tabla 7.1. Presentación de resultados

	Modelo Diseñado	Modelo NorthWind 100
Diámetro del Rotor	24 m	19 - 20 m
Número de Alabes	3	3
Posición del Rotor	Barlovento (Upwind)	Barlovento (Upwind)
Área de Barrido	425 m ²	284 - 314 m ²
Velocidad de Rotación	48 RPM	57 RPM
Perfil Seleccionado	NACA 2320	S 819, S820, S821
Material	Fibra de Vidrio-Recubrimiento Epóxico	Fibra de Vidrio reforzado con plástico
Rendimiento de Diseño	40%	
Rendimiento Real	32,30%	
Diámetro N.M.	20 m	
Potencia Nominal	100 kW	100 kW
Velocidad Nominal	12 m/s	15 m/s

CAPITULO 8

ANÁLISIS ECONÓMICO – FINANCIERO

8.1. COSTOS DIRECTOS

8.1.1. ESTUDIO DE MERCADO

Con la elaboración de este proyecto se pretende demostrar la viabilidad de invertir en una actividad económica que hoy en la actualidad esta generando mucho interés a nivel mundial sobre todo cuando se considera el sector energético como destino principal y como premisa de conservar el medio ambiente.

El principal objetivo del análisis económico es demostrar los costos reales y la conveniencia de llevar a cabo la construcción de un rotor eólico, impulsando de esta manera la realización de proyectos similares dentro del país para zonas y comunidades apartadas que no cuentan con el servicio.

Si se mantienen los montos presentados por el CONELEC en cuanto a la generación de energía eléctrica con energía eólica cuyo monto es de 0,0931 centavos de dólar por cada kilovatio-hora es factible generar con este tipo de energía, sin embargo tiene al mismo tiempo limitaciones puesto que limita la producción en parques eólicos a una capacidad máxima de 14,5 MW.

También es necesario enfatizar que la demanda proyectada es del 2% anual, con lo cual se mantiene una apertura total al mercado para la producción energética con este tipo de energía alternativa, se puede acotar que el mercado energético no es saturable puesto que la demanda es latente debido al crecimiento empresarial y poblacional.

8.1.2. ESTUDIO TÉCNICO

Se considera la posibilidad de generación de energía eléctrica renovable para entregar al sistema de distribución TRANSELECTRIC S.A., en la provincia de Loja sector del cerro Villonaco con una potencia instalada de 100 KW, basado en un diseño exclusivo para determinado sector que permita un mejor aprovechamiento del recurso eólico con el que se cuenta, cabe la pena recalcar que si se conecta la producción en parques eólicos se puede proyectar una rentabilidad mucho mayor que permita recuperar la inversión en un menor tiempo.

8.1.3. COSTOS DIRECTOS

Se tiene un costo aproximado de \$ 890 dólares por cada kilovatio de energía eólica instalada, esto multiplicado por la capacidad proyectada de 100 kW se plantea que la instalación de esta máquina en su totalidad costará aproximadamente \$ 89 000 monto que debe ser financiado en base a una inversión a mediano y largo plazo.

A continuación se detalla los costos de cada componente de la turbina eólica completa en base a datos reales, hipótesis y argumentos que se han tenido en cuenta para la realización del análisis de los costos directos los cuales se detallan en la tabla 8.1.

Tabla 8.1 Costos Directos

COMPONENTES	Porcentaje	CANT.	C. UNITARIO	C. TOTAL
Palas	18,30%	1	\$ 16.287,00	\$ 16.287,00
Buje	2,50%	1	\$ 2.225,00	\$ 2.225,00
Eje Principal	4,20%	1	\$ 3.738,00	\$ 3.738,00
Caja de Cambios	12,50%	1	\$ 11.125,00	\$ 11.125,00
Generador	7,50%	1	\$ 6.675,00	\$ 6.675,00
Gondola	10,80%	1	\$ 9.612,00	\$ 9.612,00
Sistema de orientacion	4,20%	1	\$ 3.738,00	\$ 3.738,00
Controladores	4,20%	1	\$ 3.738,00	\$ 3.738,00
Torre	17,50%	1	\$ 15.575,00	\$ 15.575,00
Sistema de Freno	1,70%	1	\$ 1.513,00	\$ 1.513,00
Cimientos	4,20%	1	\$ 3.738,00	\$ 3.738,00
Ensamblaje	2,10%	1	\$ 1.869,00	\$ 1.869,00
Transporte	2,00%	1	\$ 1.780,00	\$ 1.780,00
Conexión a la red	8,30%	1	\$ 7.387,00	\$ 7.387,00
	100,00%			\$ 89.000,00
			SUBTOTAL	\$ 79.464,29
			IVA (12%)	\$ 9.535,71
			TOTAL (1)	\$ 89.000,00

Fuente: Wind Energy Handbook / Extractos de clase, energías alternativas Abril-Agosto 2005

Estos costos son en general de difícil cuantificación ya que existe poca información acerca de los mismos, no obstante se incluye información real obtenida del proyecto villonaco.

8.1.3.1. Mano de obra directa

Tabla 8.2. Honorarios Profesionales

Cant.	Posición	Horas H	Valor H-H	Valor Total
1	Ing. Fernando Olmedo Director	60	\$ 10	\$ 600
1	Ing. Francisco Terneus Codirector	60	\$ 10	\$ 600
TOTAL (2)				\$ 1.200

Tabla 8.3. Remuneración a estudiantes

Nombre	Cargo	Horas H	Valor H-H (USD)	Valor Total (USD)
Sr. Héctor Delgado	Responsable del Proyecto	1230	\$ 3,00	\$ 3.690,00
Sr. Marco Aucancela	Responsable del Proyecto	1230	\$ 3,00	\$ 3.690,00
TOTAL (3)				\$ 7.380,00

8.1.3.2. Otros Costos Directos

Tabla 8.4. Otros costos del proyecto

Cant.	Descripción	Costos
s/c	Construcciones e instalaciones	
s/c	Contratación de servicios	
s/c	Ensayos de laboratorio	
s/c	Adquisición de software, libros	\$ 1.600,00
s/c	Difusión y propaganda	

s/c	Otros directamente imputables al proyecto	\$ 1.200,00
	TOTAL (4)	\$ 2.800,00

8.2. COSTOS INDIRECTOS

Los costos indirectos son aquellos que no intervienen directamente en el proceso de producción como lo son los materiales indirectos, la mano de obra indirecta, los suministros, mantenimiento, etc. Como se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 8.5. Costos Indirectos

Cantidad	Posición	Meses - H	Valor M- H	Valor Total
1	Secretaría	10	7	\$ 70,00
1	Administración	25	12	\$ 300,00
1	Soporte Técnico	50	15	\$ 750,00
1	Logística	60	10	\$ 600,00
1	Movilización	60	0,5	\$ 30,00
		TOTAL (5)		\$ 1.750,00

Tabla 8.6. Misceláneos

Misceláneos	Costo
Materiales Varios	\$ 150,00
Útiles de Oficina	\$ 300,00
Uso de Vehículos	\$ 100,00
Servicios Básicos (EE, AP, TELF., OTROS)	\$ 560,00
Viáticos y subsistencias	\$ 250,00

Combustibles y Repuestos	\$ 0,00
TOTAL (6)	\$ 1.360,00

8.3. SERVICIOS ESPECIALIZADOS PARTICULARES

Los servicios especializados particulares se han introducido dentro del costo directo del proyecto el cual consiste en la adquisición del software de simulación aerodinámica y de algunos libros técnicos relacionados específicamente con la aerodinámica y la simulación, costos que presentamos en la tabla 8.4.

8.4. LOGÍSTICA DE MATERIALES

Se ha considerado como logística de materiales todos los recursos que se relacionan con la participación de la empresa Acesxilicon Cía. Ltda., en el desarrollo del proyecto cuyos montos se detallan en las tablas 8.5 y 8.6.

8.5. RELACIÓN BENEFICIO COSTO

Establecer o determinar una relación beneficio costo implica proyectar la producción de esta máquina eólica de acuerdo a referencias mostradas en el Ecuador y de acuerdo a la bibliografía mostrada en la Tabla 8.1., sin embargo se ha añadido el costo total de la máquina para que empiece a funcionar ampliando el análisis en el Anexo E.

Se presenta el costo total del proyecto hasta instalarlo y empezar a producir, se considera básicamente los costos directos e indirectos, así como se presenta la relación beneficio costo para este proyecto.

También se ha considerado un porcentaje del 15% del total de los costos como gastos administrativos mientras que se mantendrá un margen del 10% para imprevistos del total de la suma de los gastos administrativos y los costos, los mismos que se resumen de la siguiente manera:

Tabla 8.7. Costo Total del Proyecto en funcionamiento

DESCRIPCION	VALOR USD
Costos Directos (1,2,3,4)	\$ 100.380,00
Costos Indirectos (5,6)	\$ 3.110,00
Costo Total (1,2,3,4,5,6)	\$ 103.490,00
Gastos Administrativos (15% CT)	\$ 15.523,50
Subtotal	\$ 119.013,50
Imprevistos (10%)	\$ 11.901,35
TOTAL	\$ 130.914,85

8.6. ANÁLISIS DE LA TIR Y DEL VAN

En épocas de combustibles baratos era imposible competir con la generación eléctrica de las centrales térmicas y recién a partir de la crisis energética de 1973, al aumentar el precio del petróleo, la energía eólica comenzó a recobrar importancia, permitiendo la construcción de perfeccionadas turbinas de viento que comenzaron a generar energía a precios razonables.

La energía del viento comenzó entonces a desarrollarse por una razón fundamental; El costo de la energía generada con turbinas eólicas empezaba a ser comparable con el de la energía generada a partir de las fuentes convencionales y con una tendencia de costos decreciente en el tiempo.

Básicamente, tres aspectos han motivado en los últimos años el descenso de los costos de los aerogeneradores:

- Economía de escala: debido a que en la actualidad se está desarrollando máquinas eólicas de gran escala en un proceso de fabricación semi-seriada que repercute en una reducción de costos.
- Tamaño unitario de las máquinas: el desarrollo tecnológico ha conllevado un incremento muy sustancial del tamaño unitario de los aerogeneradores pasándose en pocos años de máquinas de 100 kW y diámetro de rotor de unos 20 m a máquinas de 600 kW con diámetros superiores a los 40 m.
- Aumento de la oferta tecnológica: como se ha indicado anteriormente, los tecnólogos más avanzados y competitivos a nivel mundial están suministrando aerogeneradores lo que incide directamente en el aumento de la competencia lo que ha permitido a los promotores seleccionar más adecuadamente la tecnología que mejor se adapte a las condiciones específicas de un proyecto, mejorando la rentabilidad del mismo.

8.6.1. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Para el cálculo de rentabilidad de cualquier inversión, se procede a registrar todos los gastos e ingresos que surgen con respecto a la inversión planeada.

Los gastos que deben registrarse son:

- Costos de construcción (materiales, mano de obra, etc.)
- Costos de operación, mantenimiento y administrativos.

En el momento de determinar los beneficios, el principal problema se presenta al tratar de cuantificar en términos monetarios.

Sin embargo para el presente caso se toma como costo referencial de venta de la energía el valor de USD \$ 0.0931 dólares por cada kilovatio generado por la disposición existente a través del CONELEC que fija esta tarifa para energía eléctrica generada con fuentes renovables.

Además para los cálculos, se ha considerado una tasa de interés $i = 10\%$ anual, y una tasa impositiva sobre la utilidad de 10% anual.³⁰

El cálculo de los indicadores financieros, utiliza un FNC (flujo neto de caja) para los 10 años de la deuda y para los 20 años de vida útil de la máquina. El Valor Actual Neto (VAN), y la tasa interna de retorno (TIR) son calculados en una hoja electrónica, Anexo E.

La hoja electrónica calcula el valor del VAN a partir de la fórmula:

$$VAN = -I_0 + \sum FNC_i \quad \text{Ec. (8.1)}$$

donde:

I_0 : Inversión inicial

FNC_i : Σ Ingresos – Σ Egresos (para cada período)

El valor del TIR, se calcula a partir de la fórmula:

$$I_0 = \sum FNC_i \quad \text{Ec. (8.2)}$$

Manipulando algebraicamente la Ec. (8.2) se obtiene:

$$\sum FNC_i = \sum \frac{A}{(1+r)^n} \quad \text{Ec. (8.3)}$$

donde:

A : Ingreso (+) ó Egreso (-)

³⁰ La tasa de actualización citada es la que se emplea en préstamos en entidades financiera. Tanto la tasa de actualización como la tasa de interés pasiva son valores vigentes por la ley en el país, suministrados por el Banco Central del Ecuador actualización AGO-2004.

r : Tasa de actualización. Para calcular el VAN, se emplea la tasa de interés $r = 10\%$ anual para este proyecto.

n : # de período en el que se encuentra.

La idea del VAN es actualizar todos los flujos futuros al período inicial (cero), compararlos para verificar si los beneficios son mayores que los costos.

Si los beneficios actualizados son mayores que los costos actualizados, significa que la rentabilidad del proyecto es mayor que la tasa de descuento, se dice por tanto, que “es conveniente invertir” en este proyecto.

Tabla 8.8. Vida Útil de la Máquina

INVERSION	VALOR \$	VIDA UTIL	VALOR DE VENTA
Rotores eólicos	130.914,85	20	15000

8.6.2. ÍNDICES ECONÓMICOS

Para establecer índices económicos de rentabilidad del proyecto se ha considerado algunos puntos estimados como los de mayor prioridad, estos montos como son: depreciación de la máquina y pago por préstamos.

No se han considerado gastos en la compra de edificios y logística para manejar como empresa debido a que para explotación a mayor escala se debe considerar un parque eólico para presentar una proyección de inversión.

Tabla 8.9. Cálculo de depreciación

DEPRECIACION SUMA DE DIGITOS			
	V. Inicial =		\$ 130.914,85
	V. Residual =		\$ 15.000,00
P. ANUAL	ai	Si	Vi
0		210	\$ 130.914,85

1	\$ 11.039,51	210	\$ 119.875,34
2	\$ 10.487,53	210	\$ 109.387,81
3	\$ 9.935,56	210	\$ 99.452,25
4	\$ 9.383,58	210	\$ 90.068,66
5	\$ 8.831,61	210	\$ 81.237,06
6	\$ 8.279,63	210	\$ 72.957,43
7	\$ 7.727,66	210	\$ 65.229,77
8	\$ 7.175,68	210	\$ 58.054,09
9	\$ 6.623,71	210	\$ 51.430,38
10	\$ 6.071,73	210	\$ 45.358,65
11	\$ 5.519,75	210	\$ 39.838,90
12	\$ 4.967,78	210	\$ 34.871,12
13	\$ 4.415,80	210	\$ 30.455,31
14	\$ 3.863,83	210	\$ 26.591,49
15	\$ 3.311,85	210	\$ 23.279,63
16	\$ 2.759,88	210	\$ 20.519,75
17	\$ 2.207,90	210	\$ 18.311,85
18	\$ 1.655,93	210	\$ 16.655,93
19	\$ 1.103,95	210	\$ 15.551,98
20	\$ 551,98	210	\$ 15.000,00

Tabla 8.10. Cálculo del pago de la deuda

PRESTAMO		
MONTO	INTERES 10%	PAGO DE DEUDA
\$ 130.914,85	\$ 130.914,85	\$ 261.829,70
AÑO 1	\$ 26.182,97	\$ 235.646,73
AÑO 2	\$ 26.182,97	\$ 209.463,76
AÑO 3	\$ 26.182,97	\$ 183.280,79
AÑO 4	\$ 26.182,97	\$ 157.097,82
AÑO 5	\$ 26.182,97	\$ 130.914,85
AÑO 6	\$ 26.182,97	\$ 104.731,88
AÑO 7	\$ 26.182,97	\$ 78.548,91
AÑO 8	\$ 26.182,97	\$ 52.365,94
AÑO 9	\$ 26.182,97	\$ 26.182,97
AÑO 10	\$ 26.182,97	\$ 0,00

El análisis económico financiero se presenta en el Anexo E, donde se establece los valores para desarrollar el flujo de caja y proyectar la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN).

El anexo E presenta los indicadores económicos donde se incluyen los gastos directos e indirectos del proyecto desde que se empezó a desarrollar el proyecto, de este análisis se ha obtenido una TIR del 10% y con un VAN de \$3022,30 para una tasa de actualización del 10%, además se ha considerado la incidencia del viento en un 76% de total de días al año.

Se establece un promedio de la rentabilidad sobre el capital de 15,06% , esto quiere decir que por cada 100 dólares que la empresa invierte genera en promedio 15,06 dólares en promedio para una proyección económica en un período de 20 años.

Se determina también una rentabilidad promedio sobre la producción del 31,82% lo cual significa que la empresa por cada 100 dólares de producción genera 31,82 dólares para igual período.

El método de depreciación de suma de dígitos se ha considerado porque para máquinas y equipos de tecnología se establece este método de depreciación.

CAPITULO 9

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1. CONCLUSIONES

- Se investigó el origen del viento y sus variaciones de acuerdo a la disposición del terreno, se concluyó que la clase de viento predominante del sector es de tipo Fohn puesto que el origen viene de la diferencia de presiones entre el valle de Vilcabamba y el cerro.
- Se desarrollo un profundo estudio de los sitios puntuales con mayor potencial de explotación de este recurso en el Ecuador, se determinó que en la Provincia de Loja en el sector conocido como Cerro Villonaco se encontró el mejor lugar viable para el análisis de este proyecto, ya que se cuenta con este recurso en forma estable durante un amplio intervalo de tiempo en el año y con la intensidad necesaria para generación eléctrica.
- Se analizó dos teorías de diseño cuyo contenido incluye parámetros de diseño como son la solidez, longitud de cuerda del perfil, ángulo de alabeo los cuales se integran en la teoría de momento y en la teoría de elementos de láminas asociados en la Teoría de Franjas para el diseño de palas de aerogeneradores.
- Se planteó la teoría de franjas con rotación de estela cuyo contenido se expresa en función de los coeficientes aerodinámicos de sustentación y resistencia, ángulo de ataque y número de Reynolds, considerados como los principales parámetros que afectan el rendimiento de la pala.

- Se procedió con el número de Reynolds y con el ángulo de ataque previamente obtenidos del proceso de iteración a digitalarlos en el programa DesignFoil para obtener los coeficientes aerodinámicos óptimos que generan la geometría del perfil en condiciones reales de operación.
- La altura, la temperatura y la humedad relativa afectaron en el tamaño del diámetro del rotor en un 18,27% en comparación con el mismo diseño a nivel del mar. Adicionalmente, el diseño obtuvo un diámetro de 24 metros, cuando en condiciones normales a nivel del mar y en comparación con el modelo NorthWind 100 de la empresa Northern S. A. de la misma capacidad, es suficiente un diámetro de 19 o 20 metros para generar la misma cantidad de energía, esto representó un incremento del 26,32% y 20% respectivamente en su tamaño.
- Debido a la limitación del mercado nacional en cuanto a materiales compuestos y al costo de estos, se ha seleccionado una combinación de fibra de vidrio infundida en una matriz de resina epóxica, considerada como la mejor combinación que se ajusta para esta longitud además de reducir las cargas fluctuantes en el tiempo expresadas por la fatiga.
- Con la aplicación del proceso iterativo se ajustó los factores de inducción axial y angular hasta obtener una tendencia de error promedio de $10E-5$ entre los valores actuales y anteriores, valores considerados como aceptables para detener el proceso.
- La finalidad de aplicar la teoría seleccionada interviene en obtener el mayor coeficiente de sustentación asociado con el menor coeficiente de resistencia obteniéndose los valores de 0,828 y 0,012 respectivamente con una relación de coeficientes aerodinámicos de 69.

- Analizado cada sección de la pala e integrando el proceso iterativo para la longitud total de la pala se obtuvo un rendimiento total del 32,3%, es decir que del total de la energía extraída del viento solo el 32,3% es aprovechada por el rotor.
- Con el programa Cosmos Flow se simuló la incidencia del viento en toda la longitud, como resultado se comprobó lo expuesto en la teoría anteriormente, se obtuvo que la mayor pérdida de velocidad lineal de incidencia se obtiene en la sección de mayor longitud de cuerda junto con la mayor turbulencia.

9.2. RECOMENDACIONES

- Realizar un proyecto similar implica manejar datos fundamentados de monitoreo que permitan establecer un promedio anual de la intensidad del viento y su dirección en un año como mínimo.
- Incentivar proyectos eólicos puesto que el mercado nacional no cuenta con empresas dedicadas exclusivamente a la explotación de este recurso como apoyo a sectores rurales del país.
- Contar amplias herramientas de diseño aerodinámico, bibliografía, programas que permitan visualizar los cálculos expresados en la teoría para prever su funcionamiento real.
- Incrementar el presupuesto en la Escuela Superior Politécnica del Ejército para empezar con la construcción de modelos pequeños que puedan ser utilizados en beneficio de la comunidad.
- Ampliar un laboratorio especializado en análisis computacional de fluidos que permita analizar el comportamiento de estos asociándolos con las fuerzas que generan en un modelo más completo previo su fabricación.
- Incursionar en el campo de materiales compuestos, ya que un modelo puede ser eficiente desde el punto de vista aerodinámico pero menos eficiente sino se tiene criterio durante su manufactura, la selección del material inadecuado puede resultar en un exceso de peso o una baja

resistencia a cargas de fatiga, de ahí que es necesario complementar el diseño con un adecuado material.

BIBLIOGRAFÍA

TEXTOS

- MAXWELL F. J., MCGOWAN J. G., ROGERS A. L. UNIVERSITY OF MASSACUSETTS, AMHERST, USA. Wind Energy Explained. Theory, Design and Application. Editorial John Wiley. September 2005.
- BECKER A.A. An introductory Guide to Finite Element Analysis. The American Society of Mechanical Engineers. August 2005.
- YOGI GOSWAMI D., FRANK KREITH., KREIDER JAN F., Principles of Solar Engineering. Editorial TAYLOR & FRANCIS, Copyright 2000.
- BISPLINGHOFF RAYMOND L., ASHLEY HOLT., HALFMAN ROBERT L., Aeroelasticity. Dover Publications. Copyright 1955.
- KUETHE SCHETZER, Foundations of Aerodynamics. Wiley Publications. Second Edition.
- PAUL GIPE. Wind Energy Basics. A guide to small and micro wind Systems. Chelsea Publications. Copyright 1999.
- MEGSON T.H.G. Aircraft Structures for Engineering Students. Butterworth-Heinemann Publications. Copyright 1999.

- SOLAR ENERGY. International Solar Energy Society. The official Journal of the International Solar Energy Society.

WIND WEB SITES

- AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION <http://www.awea.org>
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY NATIONAL WIND TECHNOLOGY CENTER <http://www.nrel.gov/wind/>
- NATIONAL WIND COORDINATING COMMITTEE <http://www.nationalwind.org/>
- SANDIA NATIONAL LABORATORIES <http://www.sandia.gov/wind/>
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY WIND AND HYDROPOWER TECHNOLOGIES PROGRAM <http://www1.eere.energy.gov/windandhydro/>
- UTILITY WIND INTEGRATION GROUP <http://www.uwig.org>
- WIND POWERING AMERICA <http://www.eere.energy.gov/windandhydro/windpoweringamerica/>
- www.cogeneration.com
- Anemómetros
- www.target.com
- www.anemometers.co.uk
- www.anemometersz.net
- www.nextag.com
- www.freecad.com
- www.seach.globalspec.com
- www.asja.biz
- www.winddata.com
- www.knowledgepublications.com
- www.knovel.com
- www.directindustry.com

- www.eere.com
- www.storealtenergystore.com
- www.fimegroup.com
- www.ecom-ex.com
- www.comarkltd.com
- www.metermantesttools.com
- www.ws1.2020search.com
- www.hanleyinnovations.com
- www.designnews.com
- www.lmglassfiber.com
- www.garradhassan.com
- www.softlo.com
- www.nexgenwind.com
- www.ambientweather.com
- www.calibex.com
- www.academybookshop.com
- www.gotomypc.com
- www.microcfd.com
- www.desktopaero.com

ORGANIZACIONES

- www.asme.org
- www.retscreen.org
- www.ewea.org
- www.wind-works.org
- www.awea.org
- www.itdg.org
- www.hakers.org
- www.energia.org.ec

- www.aerodyn.org
- www.aerospace.web.org
- www.librarians.aip.org

ORGANIZACIONES GUBERNAMENTALES

- www.sandia.gov/wind
- www.osti.gov/wet
- www.nist.gov/wind

OTROS

- www.risoe.dk
- www.chino.co.jp/english/main
- www.gellweiler.lumpero.be
- www.uidaho.edu
- www.gid.cimne.upc.es
- www.colorado.edu.usa
- www.sourceforge.net
- www.gidcimne.upc
- www.wiley.co.uk/windenergy
- www.thewindpower.net
- www.aerodyn.de
- Standards Design Group
<http://www.standardsdesign.com/WLS/2005/DownloadDemo.htm>
- www.google.com, The Eppler Airfoil Design and Analysis Code

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Certificación de la elaboración del proyecto.....	II
Legalización del proyecto.....	III
Carta de Conformidad.....	IV
Dedicatoria	V
Agradecimiento.....	VI
Índice de contenidos	VIII
Lista de Figuras	XIII
Lista de Tablas	XVI
Nomenclatura	XVII
Anexos	XIX
Resumen	XX
Abstract	XXII
CAPÍTULO 1.....	XII

DESCRIPCION DEL PROYECTO	XII
1.1. ANTECEDENTES.....	XII
1.2. DEFINICION DEL PROBLEMA.....	XIII
1.3. OBJETIVOS	XIV
1.3.1. GENERAL.....	XIV
1.3.2. ESPECIFICOS	XIV
1.4. ALCANCE	XIV
1.5. JUSTIFICACION E IMPORTANCIA DEL PROYECTO	XV
CAPÍTULO 2.....	XVII
MARCO CONTEXTUAL.....	XVII
2.1. EL VIENTO.....	XVII
2.1.1. DIRECCIÓN DEL VIENTO	XIX
2.1.2. CALENTAMIENTO DIFERENCIAL Y CONVECCION	XX
2.1.3. CLASES DE VIENTOS.....	XXI
2.1.3.1. Vientos Sinópticos	XXII
2.1.3.2. Brisas	XXII
2.1.3.3. Vientos Catabáticos y Anabáticos	XXIV
2.1.3.4. Viento Fohn	XXV
2.1.3.5. Efecto túnel.....	XXVI
2.1.4. TURBULENCIA ATMOSFÉRICA.....	XXVII
2.1.5. VELOCIDAD DEL VIENTO.....	XXVIII
2.1.5.1. Escala de Velocidades.....	XXXI
2.1.5.2. Variación de la Velocidad del Viento con la Altura	XXXIV
2.2. PRODUCCIÓN EÓLICA MUNDIAL.....	XXXV
2.2.1. DIVERSIFICACIÓN GEOGRÁFICA EN LA INDUSTRIA EOLICA.....	XXXVII
2.2.2. EUROPA.....	XXXVIII
2.2.3. AMÉRICA.....	XL
2.2.4. ASIA.....	XLI
2.2.5. AUSTRALIA/PACIFICO.....	XLI
2.2.6. ÁFRICA.....	XLII
2.3. ECUADOR Y SU RECURSO EÓLICO	XLVII
2.3.1. SELECCIÓN DEL SITIO DE EMPLAZAMIENTO	XLIX
2.3.1.1. Consideraciones de Ráfagas	LII
2.3.2. DEFINICION DE UN SITIO PUNTUAL	LIII
2.4. MAQUINAS EOLICAS	LIV
2.4.1. ASPECTOS GENERALES	LV
2.4.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS	LVI
2.4.3. CLASIFICACIÓN DE LOS GENERADORES EÓLICOS.....	LVII

2.4.3.1. Máquinas de eje horizontal.....	LVII
2.4.3.2. Máquinas de eje vertical.....	LIX
2.4.3.3. Diferencia entre máquinas de rotores verticales y horizontales.....	LXI
CAPÍTULO 3.....	LXII
MARCO TEÓRICO	LXII
3.1. DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO.....	LXII
3.2. PROCESO	LXIII
3.2.1. APLICACION	LXIV
3.2.2. EXPERIENCIA PREVIA	LXIV
3.2.3. TOPOLOGÍA.....	LXV
3.2.4. CARGAS PREELIMINARES.....	LXV
3.2.5. POSIBLES DISEÑOS.....	LXVI
3.2.6. FUNCIONAMIENTO.....	LXVII
3.2.7. EVALUACIÓN.....	LXVII
3.2.7.1. Estáticas (no rotacionales).....	LXVII
3.2.7.2. Cargas Constantes (rotacionales).....	LXVIII
3.2.7.3. Cargas Cíclicas.....	LXVIII
3.2.7.4. Cargas Transientes.....	LXVIII
3.2.7.5. Cargas Impulsivas	LXVIII
3.2.7.6. Cargas Estocásticas	LXIX
3.2.7.7. Cargas de Resonancia Inducida.....	LXIX
3.2.8. ESTIMACIÓN DE COSTOS Y COSTOS DE LA ENERGÍA.....	LXIX
3.2.9. REDEFINIR EL DISEÑO	LXIX
3.2.10. CONSTRUCCIÓN DEL PROTOTIPO	LXX
3.2.11. PROBAR EL PROTOTIPO	LXX
3.2.12. DISEÑAR LA PRODUCCIÓN DE LA MÁQUINA	LXX
3.2.13. TOPOLOGÍA DE DISEÑO DE TURBINAS EÓLICAS	LXX
3.2.13.1. Orientación del rotor: axial o vertical.....	LXXI
3.2.13.2. Control de energía en el rotor: stall, pitch, yaw y superficies aerodinámicas.....	LXXI
3.2.14. MECANISMOS DE ORIENTACIÓN.....	LXXIV
CAPÍTULO 4.....	LXXVI
DISEÑO.....	LXXVI
4.1. PROPÓSITO	LXXVI
4.2. COMPONENTES.....	LXXVII
4.2.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES.....	LXXIX
4.3. AERODINÁMICA.....	LXXIX
4.3.1. FUNDAMENTO.....	LXXIX
4.3.2. PARÁMETROS	LXXXI

4.3.3. FUERZAS ACTUANTES	LXXXII
4.3.3.1. Fuerzas de arrastre y ascensional en perfiles móviles	LXXXV
4.4. PERFILES AERODINAMICOS.....	LXXXVII
4.4.1. TERMINOLOGÍA AERODINÁMICA	LXXXVII
4.4.2. SUSTENTACION, EMPUJE Y PARAMETROS ADIMENSIONALES.....	LXXXVIII
4.4.2.1. Fuerza de empuje (sustentación)	LXXXIX
4.4.2.2. Fuerza de resistencia (arrastre).....	LXXXIX
4.4.2.3. Momento de giro	LXXXIX
4.4.2.4. Comportamiento aerodinámico de perfiles.....	XCII
4.5. TEORÍAS DE DISEÑO	XCIII
4.5.1. TEORIA DE MOMENTO UNIDIMENSIONAL Y EL LÍMITE DE BETZ.....	XCIII
4.5.2. TURBINA EOLICA IDEAL DE EJE HORIZONTAL, TEORÍA DE ROTACION DE ESTELA	
.....	C
4.5.3. TEORIA DE MOMENTO Y TEORIA DE ELEMENTOS DE LÁMINAS	CVIII
4.5.3.1. Teoría de Momento.....	CIX
4.5.3.2. Teoría del Elemento de lámina.....	CIX
4.6. PERFILES PARA ROTORES IDEALES.....	CXIV
4.6.1. PREDICCION GENERAL DEL RENDIMIENTO DE UNA LÁMINA DE PERFIL DE UN	
ROTOR.....	CXVI
4.6.1.1. Teoría de franjas para un rotor generalizado, incluyendo rotación de estela	
.....	CXVI
4.6.1.2. Teoría de Momento.....	CXVI
4.6.1.3. Teoría de elementos de láminas	CXVII
4.6.1.4. Teoría de momento de elemento de lámina (BEM).....	CXVII
4.6.1.5. Métodos de Solución.....	CXVIII
4.6.2. CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE ENERGÍA.....	CXIX
4.6.3. PÉRDIDAS EN EL EXTREMO DE PALA	CXX
4.6.4. LÁMINA DE PERFIL PARA ROTORES ÓPTIMOS CON ROTACIÓN DE ESTELACXXI	
4.6.5. PROCEDIMIENTO GENERALIZADO DE DISEÑO DE UN ROTOR.....	CXXIII
4.6.6. GEOMETRÍA DE LOS PERFILES AERODINÁMICOS.....	CXXV
4.6.6.1. PERFILES NACA DE 4 DÍGITOS.....	CXXVII
4.6.6.2. PERFILES NACA DE 5 DÍGITOS.....	CXXIX
4.6.6.3. PERFILES NACA DE 6 DÍGITOS.....	CXXX
4.6.6.4. PERFILES NACA DE 7 DÍGITOS.....	CXXXI
4.6.6.5. PERFILES NACA DE 8 DÍGITOS.....	CXXXI
4.6.6.6. SINTESIS DE LA GEOMETRÍA DE PERFILES	CXXXII
4.6.6.7. RENDIMIENTO MECANICO Y AERODINAMICO.....	CXXXV
CAPÍTULO 5.....	CXXXVIII
MATERIALES E IMPACTO AMBIENTAL	CXXXVIII

5.1. INTRODUCCIÓN.....	CXXXVIII
5.2. MATERIALES COMPUESTOS EN CONSTRUCCION DE ROTORES	CXL
5.3. CLASIFICACIÓN Y PROPIEDADES	CXLI
5.3.1. FIBRA DE CARBONO	CXLI
5.3.2. FIBRA DE VIDRIO.....	CXLII
5.3.3. RESINAS DE POLIESTER	CXLII
5.3.4. FIBRA DE KEVLAR.....	CXLII
5.3.5. EPOXICOS	CXLIII
5.3.6. MADERA LAMINADA.....	CXLIV
5.4. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE MATERIALES	CXLIV
5.5. JUSTIFICACIÓN DE LOS MATERIALES.....	CXLVII
5.6 ASPECTOS AMBIENTALES.....	CXLVIII
5.6.1. Beneficios Ambientales y Económicos.....	CXLIX
5.6.2. Efectos Ambientales.....	CL
5.6.2.1. Aspectos que afectan la percepción o el comportamiento humano	CL
5.6.3. Aspectos Ecológicos	CLVII
CAPITULO 6.....	CLXI
6.1. FUNDAMENTO	CLXI
6.2. CARGAS Y ESFUERZOS	CLXII
6.2.1. CARGAS.....	CLXIII
6.2.1.1. Factores de seguridad parcial para cargas.....	CLXIV
6.2.1.2. Cargas estacionarias en el perfil	CLXVII
6.2.2. FUERZAS DE INERCIA	CLXVIII
6.2.3. PANDEO DE VIGAS EN CANTILIVER	CLXVIII
6.2.4. ROTACIÓN PLANAR DE UN CUERPO RÍGIDO	CLXIX
6.3. FATIGA	CLXX
6.4. ANÁLISIS DE ESFUERZOS.....	CLXXI
6.5. CODIGOS DE DISEÑO ESTRUCTURAL.....	CLXXII
CAPITULO 7.....	CLXXIII
7.1. SIMULACION AERODINAMICA	CLXXIV
7.2. SIMULACION, COSMOS FLOW.....	CLXXV
7.2.1. Construcción del Modelo en el Programa SolidWorks	CLXXVI
7.3. ANALISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS	CLXXVI
CAPITULO 8.....	CLXXVIII
ANÁLISIS ECONÓMICO – FINANCIERO	CLXXVIII
8.1. COSTOS DIRECTOS	CLXXVIII
8.1.1. ESTUDIO DE MERCADO.....	CLXXVIII
8.1.2. ESTUDIO TÉCNICO	CLXXIX

8.1.3. COSTOS DIRECTOS.....	CLXXIX
8.1.3.1. Mano de obra directa	CLXXXI
8.1.3.2. Otros Costos Directos	CLXXXI
8.2. COSTOS INDIRECTOS.....	CLXXXII
8.3. SERVICIOS ESPECIALIZADOS PARTICULARES	CLXXXIII
8.4. LOGÍSTICA DE MATERIALES.....	CLXXXIII
8.5. RELACIÓN BENEFICIO COSTO	CLXXXIII
8.6. ANÁLISIS DE LA TIR Y DEL VAN.....	CLXXXIV
8.6.1. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.....	CLXXXV
8.6.2. ÍNDICES ECONÓMICOS	CLXXXVII
CAPITULO 9.....	CXC
9.1. CONCLUSIONES.....	CXC
9.2. RECOMENDACIONES.....	CXCIII

ANEXOS

Anexo A.	Dimensionamiento del tamaño del rotor.....	177
Anexo A.1.	Cálculos preeliminares para la longitud de cuerda.....	183
Anexo A.2.	Curva, longitud de radio del rotor vs. Cuerda.....	184
Anexo B.	Selección del número de alabes.....	185
Anexo B.1.	Cálculo iterativo de coeficientes de inducción axial y angular.....	191
Anexo B.2.	Cálculo del coeficiente total de rendimiento del rotor.....	208
Anexo C.	Propiedades de los materiales.....	210
Anexo D.	Perfil aerodinámico completo, vista superior.....	212
Anexo D.1.	Perfil Aerodinámico completo vista isométrica.....	213
Anexo D.2.	Representación de las características del perfil seleccionado.....	214
Anexo E.	Relación Beneficio Costo, Indicadores Económicos, TIR y VAN....	215
Anexo E.1.	Gráfico de Depreciación, método suma de dígitos.....	218
Anexo E.2.	Proyección de la Utilidad Neta para cada período.....	219
Anexo F.	Cálculo de los Costos de la Energía.....	220

Descripción	Valor
Coordenada Superior X	20 %
Coordenada Superior Y	10%
Coordenada Inferior X	20%
Coordenada Inferior Y	-10%
Curvatura en X	30%
Curvatura en Y	3%
Espesor	20%
Número de Puntos	71
Coefficiente de sustentación	1,001
Coefficiente de resistencia	0,0133
Coefficiente de momento	-0,0671
Relación C_l/C_x para la punta de la pala	75
Longitud de cuerda (metros)	0,869

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA
Y MECÁNICA**

CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA

**PROYECTO DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERO MECÁNICO**

**“DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN ROTOR EÓLICO DE 100 KW PARA
GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA LA EMPRESA
ACESXILICON CÍA. LTDA.”**

**MARCO ORLANDO AUCANCELA GUAMÁN
HÉCTOR PATRICIO DELGADO ROSERO**

DIRECTOR: ING. FERNANDO OLMEDO

CODIRECTOR: ING. FRANCISCO TERNEUS

Sangolquí, 2007 Julio 03

CERTIFICACIÓN DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO

El Proyecto “DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN ROTOR EÓLICO DE 100 KW PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA LA EMPRESA ACESXILICON CÍA. LTDA.” fue realizado en su totalidad por Marco Orlando Aucancela Guamán y Héctor Patricio Delgado Rosero, bajo nuestra supervisión, como requisito parcial para la obtención del Título de Ingeniero Mecánico.

Ing. Fernando Olmedo
Director

Ing. Francisco Terneus
Codirector

Sangolquí, 2007 Julio 03.

LEGALIZACIÓN DEL PROYECTO

**“DISEÑO Y SIMULACION DE UN ROTOR EOLICO DE 100 KW PARA
GENERACION ELÉCTRICA PARA LA EMPRESA
ACESXILICON CÍA. LTDA.”**

ELABORADO POR:

Marco Orlando Aucancela G.

Héctor Patricio Delgado R.

CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA

Ing. Juan Díaz
COORDINADOR DE CARRERA

Sangolquí, 2007 Julio 03.

DEDICATORIA

Dedicado al Departamento de Ingeniería Mecánica de la Escuela Politécnica del Ejército por cultivar nuestra pasión por la Ingeniería Mecánica y a la empresa Acesxilicon Cía. Ltda., la cual nos brindó la oportunidad de ejecutar éste proyecto como parte de ésta etapa de nuestra vida.

A todas las personas que sintiéndose orgullosamente ecuatorianas creen en el potencial humano de crecimiento tecnológico-científico de nuestro país.

Marco y Patricio

AGRADECIMIENTO

A Dios por brindarme su bendición y su sabiduría para crecer con esta fuerza interior infinita que nunca se rinde en mis pensamientos que me impulsa a vivir para ser mejor en pro de ayudar a todos a quienes amo de verdad, a mi familia: Ángel, Dorita, Fernando, Margarita y Verónica por su apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida.

A la Escuela de Líderes por el conocimiento desarrollado, a la empresa Acesxilicon Cía. Ltda., a mis amigos y a todos quienes directa o indirectamente han contribuido en mi desarrollo personal y profesional, quienes en conjunto constituyen la fuente principal de mi continuo crecimiento profesional y personal, y que además son mi fuente de inspiración y mi razón de vivir.

A cada uno de mis maestros y catedráticos que han compartido su experiencia y sus vivencias, a todos y cada uno de ellos de quienes he adquirido vuestro conocimiento, para los que están conmigo y para los que siempre estarán en mi corazón y por quienes se constituyen en mi motor de vida.

A mi país porque gracias a él me siento orgulloso de haber nacido en esta tierra llena de magia y de grandes oportunidades para mi crecimiento profesional y familiar en cuya representación orgullosamente he dicho Soy Ecuatoriano.

Marco Orlando Aucancela Guamán

AGRADECIMIENTO

A Dios por ser la estrella que guía mi camino, y la luz que siempre se encuentra al final del túnel.

A mis padres Héctor y Emerita que siempre han estado en el momento exacto para apoyarme, a mis hermanas las cuales con sus consejos me han sabido llevar por el camino del respeto y la honestidad.

A mis familiares, amigos y a todos los que de una u otra forma han contribuido en mi superación personal, y en mi formación profesional, los cuales en cada momento se han constituido en mi fuente de inspiración para continuar alcanzando

logros en el ámbito profesional los mismos que se verán reflejados en un mejoramiento continuo hacia las personas que se encuentran junto a mi y porque no decirlo de la sociedad.

A cada uno de mis profesores que de una forma desinteresada han dado lo mejor de ellos para la formación de excelentes profesionales que contribuimos con el engrandecimiento de nuestro país.

Hector Patricio Delgado Rosero

RESUMEN

Este proyecto consiste en el análisis de la energía eólica en el Ecuador y su aplicación expresada en el diseño de un rotor eólico de 100 kW para generación eléctrica. Se desarrolló con la finalidad de analizar las variables atmosféricas que afectan el desempeño de las turbinas eólicas en condiciones geográficas propias de nuestro País, que por su posición geográfica considera ciertas variables propias de cada sector, factores que afectan el rendimiento de un aerogenerador.

Diseñar y simular un rotor eólico de 100 kW para generación eléctrica implicó analizar la versatilidad de las condiciones geográficas del Ecuador para cada sector, lo cual incidió en el tamaño de las máquinas eólicas y su rendimiento, parámetros afectados por la altitud, densidad, humedad relativa y la temperatura promedio anual.

Actualmente los aerogeneradores a nivel mundial se encuentran instalados a una altura máxima de 500 metros sobre el nivel del mar, sin embargo para altitudes mayores como por ejemplo 2500 m.s.n.m., se determinó mayores tamaños de aerogeneradores en comparación con una instalación a nivel del mar, todo esto para compensar las pérdidas por el cambio de la densidad del aire, cuyo valor está en función de la temperatura, altitud y humedad relativa.

Para este análisis se definió el sitio conocido como Villonaco en la ciudad de Loja debido a que en ese lugar la empresa ENERLOJA S.A., se encuentra monitoreando desde el 2004 la variabilidad del viento para períodos anuales, estos datos manejados técnicamente han permitido ajustar los parámetros reales de diseño al proyecto apegándose a las condiciones geográficas en nuestro País.

El diseño toma la teoría de momento y la teoría de elementos de láminas asociados en la Teoría de Franjas para el diseño de palas de aerogeneradores, se planteó además la teoría con y sin rotación de estela cuyo efecto incide en considerar o no, el coeficiente de resistencia y las pérdidas en la punta de pala debido a la rotación de estela, de esta manera se tomó la teoría de franjas con rotación de estela en cuyo proceso iterativo se obtuvo un rendimiento del 32,3% para las palas del aerogenerador.

La teoría seleccionada se combinó en el programa DesignFOIL de simulación aerodinámica para obtener los coeficientes de sustentación y resistencia en función del número de Reynolds y del ángulo de ataque para cada sección del perfil, posteriormente se exportó estos datos al programa SolidWorks donde se

procedió a construir el modelo para analizarlo en el programa Cosmos Flow y evaluar los cambios en la incidencia del viento para la longitud total de la pala.

Como resultado de este proceso de diseño y simulación se obtuvo la geometría más óptima que extrae la mayor cantidad de energía del viento reflejada en los indicadores como el rendimiento y el tamaño, resaltando que debido a la altura del lugar el tamaño del rotor aumentó significativamente, por consiguiente el peso y el costo considerado como el factor más importante.

Sintetizando el resumen se puede mencionar que la altura, la temperatura y la humedad relativa afectaron en el tamaño del diámetro del rotor en un 18,27% en comparación con el mismo diseño a nivel del mar. Adicionalmente, el diseño obtuvo un diámetro de 24 metros, cuando en condiciones normales a nivel del mar y en comparación con el modelo NorthWind 100 de la empresa Northern S. A. de la misma capacidad, es suficiente un diámetro de 19 o 20 metros para generar la misma cantidad de energía, esto representó un incremento del 26,32% y 20% respectivamente en su tamaño.

En primera instancia el beneficio directo es para la empresa Acesxilicon Cía. Ltda. auspiciante del proyecto cuyo alcance está basado en la consistencia del proyecto y en segunda instancia para el Departamento de Ciencias de la Energía y la Mecánica de la Escuela Superior Politécnica del Ejército para que continúe con proyectos similares que permitan una reactivación energética en el Ecuador.

Abstract

This project consists in the analysis of wind energy in Ecuador and its application expressed in the design of an eolic rotor of 100 kW for electric generation. Its was developed with the purpose to analyze the atmospheric variables that affect the performance of eolic turbines with atmospheric conditions of our country, which by

geographic position consider some own variables of each sector, factors that affect the aerogenerator performance.

Design and simulate an eolic rotor of 100 kW for electric generation involved to analyze the versatility of Ecuador geographic conditions at each place, which results incised in the eolic machine dimension and its performance, parameters affected because of the altitude, density, relative humidity and annual average temperature.

To begin this analysis, it was defined the place known as Villonaco in Loja City because of in this place, ENERLOJA S.A. company is monitoring the wind variability for annual periods since 2004, those data administer technicality have let adjust the real design parameters at the project, approaching to the geographic conditions in our country.

The design takes the Momentum Theory and the Blade Element Theory associated in the Strip Theory (or Blade Element Momentum Theory BEM) to design aerogenerator shapes. Furthermore the theory was presented with and without wake rotation whose effect has relation in consider or not, the drag coefficient and the losses in the top blade because of wake rotation, in this way it was defined the strip theory with wake rotation whose iterative process got a performance of 32,3% to the aerogenerator blades.

The selected theory was combined with DesignFoil program to aerodynamic simulation for getting the lift and drag coefficients in function of Reynolds and attack angle to each blade section, moreover those data were exported to the SolidWorks program where was built the model to analyze in Cosmos Flow and evaluate the wind velocity along the total blade length.

As result of this design and simulation process, it was got the most optimum geometry to extract the great wind energy quantity, reveal in the indicators like its performance and size, emphasizing that because of the place altitude the rotor dimension grew significantly and consequently the weight and the cost consider as the most important factor.

Synthesizing the abstract, it demonstrated that the altitude, temperature and relative humidity affected the diameter dimension in 18,27% in comparison with the same design at sea level. Additional the design got 24 meters in the diameter dimension when in normal conditions at the sea level and in comparison with NorthWind 100 model of the Northern S.A. industry of the same capacity, is enough 19 or 20 meters of diameter to get the same energy quantity, this represented an increment of 26,32% and 20% in its size respectively.

In a first instance the direct profit is to Acesxilicon Ltd. Co. Company as sponsor of this project whose reach is based in the project consistence and in second instance for the Energy and Mechanical Sciences Department at Army Polytechnic School to that continues with similar projects as an energetic reactivation to Ecuador.

When you get it right
mighty beasts float up into the sky
When you get it wrong
people die

Roger Bacon (c1384)