

**CONSTRUCCIÓN DE ROTOR EÓLICO PARA PEQUEÑA
GENERACIÓN ELÉCTRICA**

ALFREDO PEÑA DÍAZ
Ingeniero Mecánico

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
SANTAFÉ DE BOGOTÁ D.C.

2003

**CONSTRUCCIÓN DE ROTOR EÓLICO PARA PEQUEÑA
GENERACIÓN ELÉCTRICA**

ALFREDO PEÑA DÍAZ, Ing. Mec.

**Tesis de Maestría para optar al
título de Magíster en Ingeniería Mecánica**

Asesor:

ALVARO PINILLA

Ingeniero Mecánico, M.Sc., Ph.D.

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
SANTAFÉ DE BOGOTÁ D.C.
ENERO DEL 2003**

*A mis padres, Alfredo y María Eugenia,
a mi hermana Carolina,
a mis amigos y compañeros,
a mi asesor Álvaro y profesores que me colaboraron.*

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos al Ingeniero Álvaro Laserna y a la gente que trabaja para su empresa (Derpoliéster) por su invaluable ayuda y generosidad al permitirme trabajar durante tanto tiempo y colaborar de manera desinteresada. Al Ingeniero Fabio Londoño por su ayuda, conocimientos y por permitirme utilizar su casa para la prueba final del rotor.

Al Profesor Álvaro Pinilla porque siempre creyó en mí, brindándome una gran confianza y amistad y sobretodo al mejor Ingeniero mecánico del mundo, mi Padre, que como siempre me colaboró, tanto económica como intelectualmente en todo lo que realicé en la vida.

CONTENIDO

	Pág.
FOTOS	3
FIGURAS	5
GRÁFICAS	7
TABLAS	8
SÍMBOLOS	9
INTRODUCCIÓN	12
1. DISEÑO DE LAS ASPAS	17
1.1. EXTRACCIÓN DE ENERGÍA EN UN ROTOR EÓLICO	19
1.1.1. Teoría del disco actuador o de momento axial	20
1.1.2. Teoría del elemento de aspa	25
1.2. ANÁLISIS DEL DISEÑO A TRAVÉS DEL CÓDIGO NWTC	38
2. FABRICACIÓN DE LAS ASPAS	42
2.1. COSTOS DE FABRICACIÓN DE LAS ASPAS	52
3. PRUEBAS REALIZADAS EN LAS ASPAS	55
3.1. DETERMINACIÓN DEL PESO Y CENTRO DE GRAVEDAD	56
3.2. PRUEBAS ESTÁTICAS	58
3.3. PRUEBAS DE FATIGA	64
3.3.1. Análisis de fatiga con el código YawDyn	68

3.4. PRUEBAS DE ENVEJECIMIENTO	70
3.5. PRUEBAS DE DUREZA	72
3.6. PRUEBAS DE FLEXIÓN EN TRES PUNTOS	73
4. DESEMPEÑO DEL ROTOR	76
4.1. ANÁLISIS ENERGÉTICO	84
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	87
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	90
ANEXO 1	92
ANEXO 2	94
ANEXO 3	100
ANEXO 4	107
ANEXO 5	114

FOTOS

	Pág.
Foto 1. Modelo del aspa en madera I	42
Foto 2. Modelo del aspa en madera II	43
Foto 3. Modelo del aspa en madera pintado	43
Foto 4. Perfil del aspa del modelo	43
Foto 5. Molde cerrado	44
Foto 6. Molde abierto en dos partes	44
Foto 7. Tejidos de tela de fibra de vidrio	48
Foto 8. Tejido de fibra de carbono unidireccional	49
Foto 9. Aspas huecas de tela de fibra de vidrio	50
Foto 10. Aspas huecas de tela de fibra de carbono	50
Foto 11. Aspas de poliuretano	51
Foto 12. Aspas compuestas de CFRP y GFRP con poliuretano	52
Foto 13. Vista del montaje del cubo sobre el soporte en la Tinius	60
Foto 14. Dispositivo de carga del aspa	61
Foto 15. Colocación de las pesas en el dispositivo de carga	61
Foto 16. Desprendimiento de los bordes del perfil del aspa	63
Foto 17. Falla típica de las aspas huecas	63
Foto 18. Falla típica de las aspas rellenas con poliuretano	64

Foto 19. Determinación de la frecuencia natural de las aspas	65
Foto 20. Zona de la raíz del aspa luego de la prueba de fatiga	70
Foto 21. Zona de colocación del motor excitador (0.75 R)	70
Foto 22. Comparación con las aspas envejecidas en la situación más notoria	71
Foto 23. Comparación con las aspas envejecidas en la situación menos notoria	72
Foto 24. Fractura del molde por fijación de la resina	76
Foto 25. Fractura del hueso duro usado para arreglo del molde	77
Foto 26. Aspas para prueba de desempeño	77
Foto 27. Nuevo rediseño del cubo	78
Foto 28. Estructura de fijación del rotor a la torre	78
Foto 29. Acople del rotor eólico a la estructura	79
Foto 30. Montaje de la turbina completa en la torre de 2.7 m	79
Foto 31. Posicionamiento de las tres torres	80

FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diferencias en los tubos de corriente de 4 sistemas con rotor	19
Figura 2. Tubo de corriente desarrollado por un rotor eólico	20
Figura 3. Cambios de presión en el flujo de aire	20
Figura 4. Eficiencia de extracción de energía eólica	23
Figura 5. Coeficiente de potencia vs. λ teórico (teoría de Glauert)	25
Figura 6. Relación de coeficientes de potencia y de torque con la velocidad específica	25
Figura 7. Visualización del elemento diferencial	26
Figura 8. Fuerzas aerodinámicas sobre el perfil del aspa	28
Figura 9. Geometría de las velocidades en el perfil	28
Figura 10. Diagrama de velocidades corregido	30
Figura 11. Aerogeneradores de eje horizontal	32
Figura 12. Aerogeneradores de eje vertical (tipo Darrieus)	32
Figura 13. Diagrama polar en 2-D. Perfil avistar ($Re = 100,000$)	33
Figura 14. Características geométricas del perfil Avistar	34
Figura 15. Programa de diseño del aspa	34
Figura 16. Geometría del aspa	35

Figura 17. Programa de cálculo de fuerzas	35
Figura 18. Esquema de la orientación de esfuerzos en el aspa	48
Figura 19. Esquema de la flexión en tres puntos	74
Figura 20. Medición de la inercia del rotor	81
Figura 21. Entrega específica de energía	85

GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Capacidad instalada de energía eólica mundial vs. Unión Europea	14
Gráfica 2. Distribución de la fuerza tangencial a lo largo del aspa	36
Gráfica 3. Distribución de torque a lo largo del aspa	36
Gráfica 4. Distribución de la fuerza axial a lo largo del aspa	37
Gráfica 5. Potencia desarrollada por el rotor a través del tiempo	39
Gráfica 6. Distribución de fuerza axial a lo largo del aspa	58
Gráfica 7. Señal típica extraída del osciloscopio	66
Gráfica 8. Espectro de frecuencias para las aspas	66
Gráfica 9. Análisis de frecuencia del código YawDyn	68
Gráfica 10. Velocidad angular vs.tiempo	82
Gráfica 11. Velocidad del viento vs. tiempo	83
Gráfica 12. Aceleración angular vs. tiempo	83

TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Viabilidad de equipos eólicos para distintas velocidades de viento	18
Tabla 2. Comparación de resultados entre YawDyn y la teoría del elemento de aspa	40
Tabla 3. Características de distintos tipos de rotores eólicos	41
Tabla 4. Composición en porcentaje por peso de poliol	52
Tabla 5. Costo de tela de fibra por unidad de área	53
Tabla 6. Costo total del aspa con distintas telas de fibra	54
Tabla 7. Comparación del peso y centro de gravedad de las aspas	57
Tabla 8. Distribución de torque axial	59
Tabla 9. Carga de falla estática para los distintos tipos de aspa	62
Tabla 10. Frecuencias naturales para las distintas aspas	67
Tabla 11. Relación carga estática/costo para las aspas	69
Tabla 12. Comparación de durezas entre las aspas envejecidas y las no envejecidas	73
Tabla 13. Comparación de la máxima carga soportada en flexión entre las probetas envejecidas y las no envejecidas	74

SÍMBOLOS

A	Área
α	Ángulo de ataque
B	Número de aspas
β	Ángulo de calaje
c	Cuerda
cl	Orientación longitudinal
ct	Orientación perpendicular
C_D	Coeficiente de arrastre
C_L	Coeficiente de sustentación
C_P	Coeficiente de potencia
C_T	Coeficiente de torque
d	Diferencial
D	Diámetro o arrastre
Δ	Delta o variación
E	Módulo de elasticidad
f	Fibra
F	Fuerza
φ	Ángulo de velocidad

L	Sustentación
λ	Velocidad específica
m	Matriz
n	Normal
η	Eficiencia
Ω	Velocidad angular
P	Presión
Patm	Presión atmosférica
π	Número Pi
Pot	Potencia
Q	Caudal
ρ	Densidad
r	Distancia radial
R	Radio
Re	Número de Reynolds
rpm	Revoluciones por minuto
Σ	Sumatoria
t	Tangencial
T	Torsión
T	Torque
U	Velocidad en un punto
V	Velocidad y fracción por volumen
Vn	Velocidad nominal

V_p	Velocidad promedio
V	Voltaje
x	Distancia a un punto
ξ	Medida angular

INTRODUCCIÓN

En Colombia, el uso de la energía eólica se ha limitado a la instalación de molinos de viento en algunos lugares como la Guajira y la Sabana de Bogotá para el bombeo de agua hace ya más de 40 años. El uso de molinos para generación de electricidad, no se conoce debido a la mala administración energética del estado por parte de los políticos. En este país el único concepto que se tiene de esta clase de energía, es que sirve de ayuda para propulsión de los barcos.

Sin embargo en el mundo, este tipo de energía se ha venido utilizando desde el año 2000 A.C. por Chinos y Japoneses, y se conoce de su uso en Babilonia, para el bombeo de agua, en el 1700 A.C. Estos primeros desarrollos eran molinos de eje vertical, es decir, el eje del rotor es perpendicular al plano de la tierra. El Ingeniero y matemático Griego Hero inventó los molinos de eje horizontal, y su uso se implementó en Europa entre los siglos XII y XIII. En un principio se utilizaron para las labores de molienda de granos, pero tuvo un uso aún más significativo, en el bombeo de agua para el drenaje de las tierras de los países bajos. Es por esto que los molinos de eje horizontal también son conocidos como tipo holandés⁽⁶⁾.

Sólo hasta principios del S. XX se desarrollaron turbinas eólicas para generación eléctrica y actualmente se está pensando en producir equipos para instalar en el mar de 115 m de diámetro y de potencia nominal de 5 MW.

En Europa, donde se concentra el 90% de los constructores, la instalación ha crecido un 40% por año en los 6 últimos años y a finales del 2000 se contaba con 12822 MW instalados. Durante el 2001 fueron instalados otros 4500 MW para un total de 17000 MW instalados, un incremento de más del 35%. Estos 17000 MW podrán producir aproximadamente 40 TW-h (40 billones de KW-h) de electricidad anual, igual al consumo de electricidad de 10 millones de familias Europeas promedio. Para producir esa cantidad de energía con el uso de plantas térmicas, se requeriría la quema de 16 millones de toneladas de carbón. La producción de electricidad con los 17000 MW de capacidad instalada podrá prevenir la emisión de 24 millones de toneladas de CO₂ anualmente.

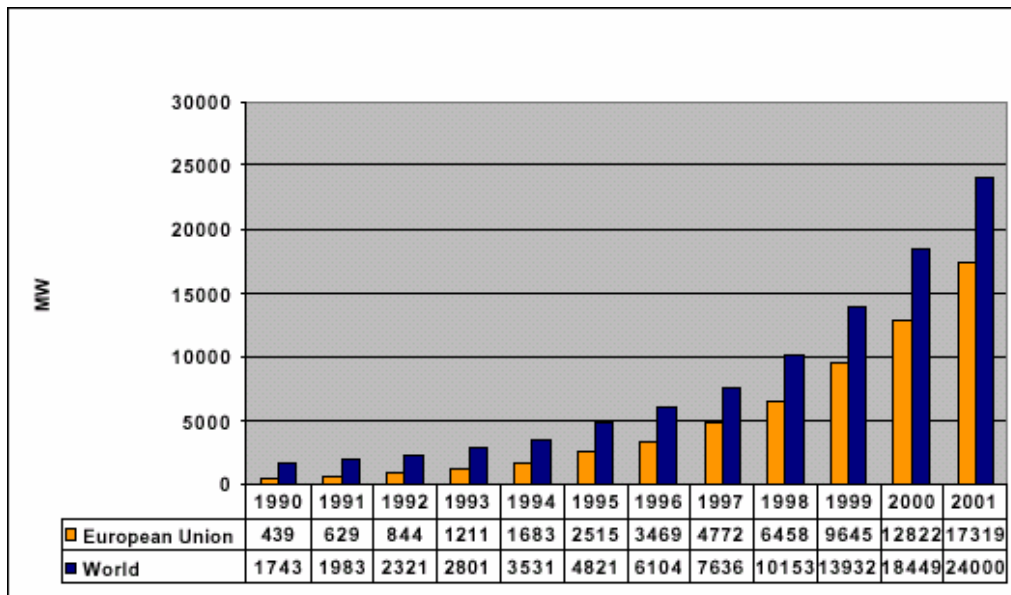
A continuación se presenta una lista con los últimos datos recopilados de capacidad instalada de energía eólica para países de Europa⁽¹³⁾:

Final del 2001: 17,319 MW
(Final del 2000: 12,822 MW)

País	MW instalados al final del 2000	MW instalados al final del 2001
Unión Europea		
Alemania	6113	8754
España	2235	3337
Dinamarca	2300	2417
Italia	427	697

Holanda	446	493
Reino Unido	406	474
Suecia	231	290
Grecia	189	272
Portugal	100	125
Irlanda	118	125
Austria	77	94
Francia	66	78
Finlandia	38	39
Bélgica	13	31
Luxemburgo	10	15
Total UE	12769	17241
Otros países		
Polonia	5	22
Turquía	19	19
Noruega	13	17
República Checa	12	12
Suiza	3	7
Rumania	1	1
Total	12822	17319

La siguiente gráfica representa la capacidad instalada de energía eólica acumulada de Europa con relación a la mundial.



Gráfica 1. Capacidad instalada de energía eólica mundial vs. Unión Europea

Dentro de las muchas ventajas que presenta la energía eólica se encuentran la amplia disponibilidad, su perdurabilidad, que no atenta contra el medio ambiente y la más importante: que es gratis. A pesar de esto tiene algunos inconvenientes como lo son la baja densidad de potencia (debido a que el aire es el fluido de trabajo), su variabilidad en cantidad (el viento no es constante en todo el año) y en dirección, por lo que hay que realizar un estudio de factibilidad para la instalación de equipos en el sitio específico. Para el caso específico de Colombia, la energía del viento es una opción muy atractiva a gran escala ya que se cuenta con Zonas de la Costa Atlántica como San Andrés y la Guajira, que poseen condiciones óptimas para instalación de grandes equipos (del orden de los Megavatios), pero particularmente es aún más interesante, si se piensa en instalar equipos de pequeña generación (hasta un Kilovatio) en zonas rurales donde no se tiene acceso a la red eléctrica, es decir, aproximadamente el 40% de la población.

A partir del conocimiento que se tiene de los problemas energéticos de las zonas rurales como las anteriormente mencionadas, se pensó en contribuir a través de este trabajo de Tesis, cuyo objetivo principal es brindar una solución energética de pequeña escala con la construcción de un rotor eólico. Se efectúa para esto el diseño de las aspas, teniendo en cuenta la posible utilización de un generador de flujo radial y de imanes permanentes, cuya potencia nominal es cercana a 400 W, desarrollado por el Ing. Rodrigo Orozco en su Tesis de Maestría. Durante la fabricación de las aspas, se pretende evaluar distintos materiales compuestos, como la fibra de vidrio y la fibra de carbono mezcladas con resinas epóxicas, utilizados a nivel mundial en la construcción de palas mediante pruebas de flexión y de fatiga. El acoplamiento de las aspas al rotor se realiza a través del cubo que también debe ser diseñado y construido. El ensamble

aspas-cubo se conoce como rotor eólico. Por último se debe evaluar el desempeño del rotor, para poder encontrar sus curvas de potencia, sin necesidad de conectarlo a un generador; de este modo se entiende la eficiencia real y se puede determinar la cantidad de energía que entrega bajo determinadas condiciones de viento.

1. DISEÑO DE LAS ASPAS

Para poder diseñar las aspas, es decir calcular su geometría, se necesita conocer las condiciones de comportamiento de viento donde el rotor eólico desea ser instalado. Como se trata de suplir una necesidad energética básica, lo ideal consistirá en trabajar con un equipo cuya velocidad nominal no sea muy alta, de tal modo que si la velocidad promedio en el sitio específico de instalación no es muy elevada, el rotor sea capaz de entregar la energía mínima para lo cual fue diseñado.

Como se puede apreciar de una mejor forma en el capítulo dedicado al análisis de la estimación energética, si la velocidad promedio del viento en el lugar de instalación de la turbina es de 4 m/s con una velocidad nominal de diseño de 8 m/s, el rotor eólico es capaz de entregar al día energía suficiente, para suplir algún tipo de necesidad. Es decir, para un diseño como el que se requiere:

$$V_n = 1.9V_p$$

donde V_n corresponde a la velocidad nominal de viento para el diseño del equipo, V_p es la velocidad promedio del viento en el sitio específico y 1.9 corresponde a un factor que se analiza en el capítulo anteriormente mencionado. La velocidad de 4 m/s no

corresponde a un valor de velocidad inventado sino al valor de velocidad mínimo para que sea viable el tener equipos de aerogeneración. La siguiente tabla muestra la viabilidad de algunos equipos eólicos para distintas velocidades de viento:

Velocidad promedio anual a 10m de altura	Viabilidad de equipos eólicos
Menor de 3 m/s	No es viable
3 – 4 m/s	Buena para aerobombeo, Mala para aerogeneración
4 – 5 m/s	Aerobombeo competitivo con equipos Diesel, aerogeneración autónoma es viable
Mayor a 5 m/s	Viable para aerobombeo y aerogeneración
Mayor a 6 m/s	Aerogeneración para conexión a red

Tabla 1. Viabilidad de equipos eólicos para distintas velocidades de viento⁽¹⁾.

Una vez determinada la velocidad nominal de la turbina (8 m/s), se determina la velocidad angular de diseño del rotor. En los equipos de alta generación, el rotor se acopla a una caja de cambios para aumentar la velocidad angular del generador, ya que con longitudes de aspa de 30 a 40 metros, el rotor no puede girar a más de 30 rpm. En equipos de pequeña generación se puede acoplar directamente el rotor al eje del generador, ya que las aspas no superan los dos metros de longitud y se pueden tener velocidades de hasta 1800 rpm. Para este rotor se diseña con una velocidad angular de 500 rpm que corresponde al valor con el que se está probando el generador descrito anteriormente.

En este punto se tiene que abrir paso a la teoría de momento axial y del elemento de aspa para poder entender los otros conceptos asociados con el diseño del molino de viento.

1.1. EXTRACCIÓN DE ENERGÍA EN UN ROTOR EÓLICO

Una turbina de viento trabaja básicamente como las hélices de los aviones, pero en vez de incrementar la energía del aire se la extrae.

Es interesante observar las diferencias entre los tubos de corriente que se generan a través de 4 sistemas distintos de rotor:

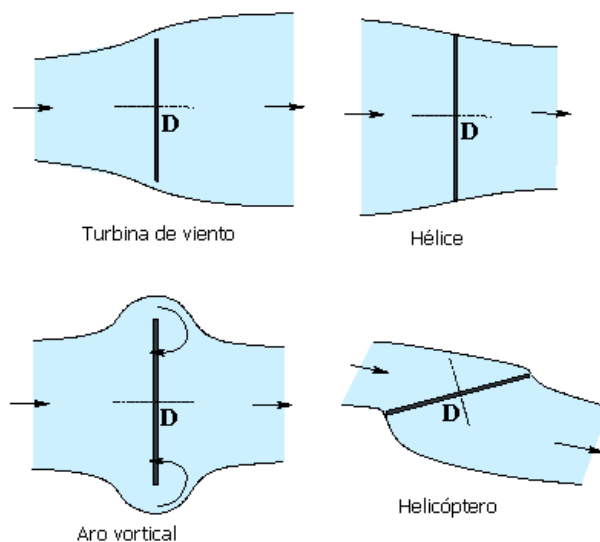


Figura 1. Diferencias en los tubos de corriente de 4 sistemas con rotor

Durante este proceso de extracción de energía se pueden diferenciar 4 etapas. En la primera de ellas el flujo de aire se encuentra tan alejado que no alcanza a estar perturbado. Cuando el aire se acerca al rotor entra en la etapa dos donde experimenta un incremento de presión por encima de la presión atmosférica. En la tercera etapa el aire ha salido del área del rotor con presión por debajo de la atmosférica. Ya para la cuarta etapa el flujo de aire se ha recuperado y la consecuencia de todo este proceso

se puede fácilmente observar en el tubo de corriente.

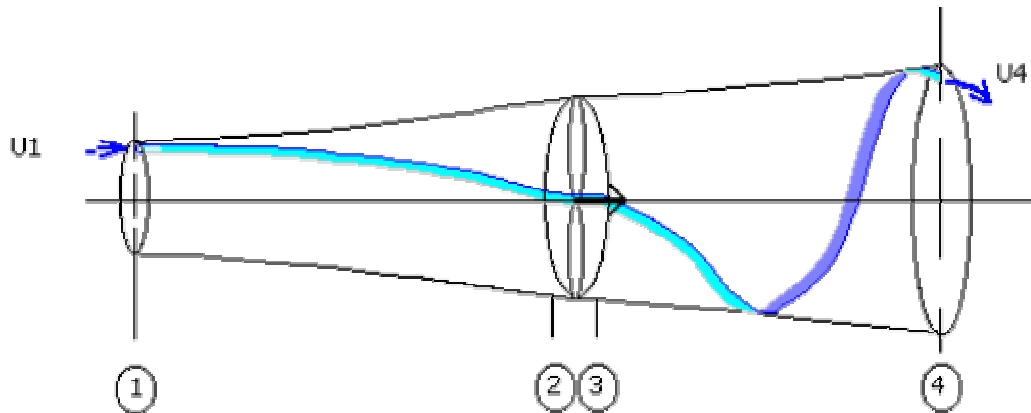


Figura 2. Tubo de corriente desarrollado por un rotor eólico

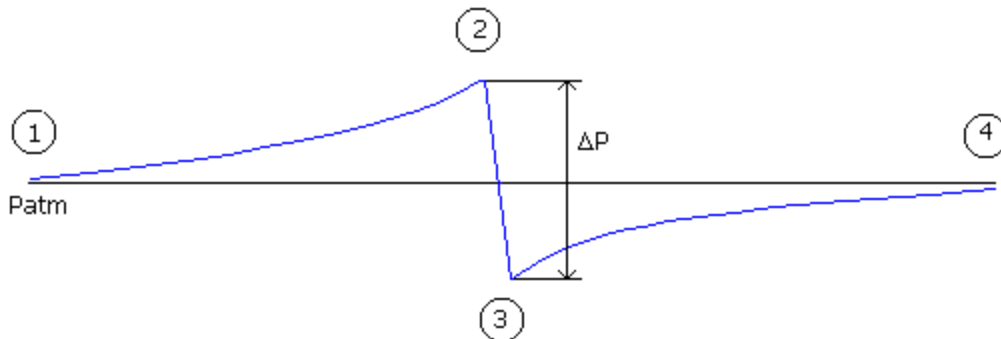


Figura 3. Cambios de presión en el flujo de aire

1.1.1. Teoría del disco actuador o de momento axial

Rankine (1865, 1820-1872, Escocia) y R.E. Froude (1886) dieron origen a esta teoría a partir de la observación de los cambios que describe el flujo de aire a través de un rotor descritos anteriormente. Es interesante aclarar que esta teoría sólo se aplica a flujo incompresible, por lo que se pueden utilizar las ecuaciones de continuidad y de Bernoulli⁽¹⁰⁾.

La potencia que se puede extraer del viento está dada por la ecuación:

$$Pot = Q\Delta P \quad (1)$$

donde Q corresponde al caudal o flujo volumétrico del aire que pasa por el rotor. Si se tiene en cuenta la ecuación de momentum:

$$\Sigma F_{axial} = \dot{m} \Delta V_{axial}$$

Se puede describir entonces la fuerza que sentirá el rotor como:

$$\begin{aligned} F_{rotor} &= (\rho A_1 U_1) U_1 - (\rho A_4 U_4) U_4 \\ F_{rotor} &= \rho Q (U_1 - U_4) \end{aligned} \quad (2)$$

Si se utiliza la ecuación de Bernoulli entre los puntos 1-2 y 3-4 teniendo en cuenta que la velocidad en los puntos 2 y 3 corresponde al del rotor:

$$\begin{aligned} P_1 + \frac{1}{2} \rho U_1^2 &= P_2 + \frac{1}{2} \rho U_{rotor}^2 \\ P_3 + \frac{1}{2} \rho U_{rotor}^2 &= P_4 + \frac{1}{2} \rho U_4^2 \end{aligned}$$

Se puede calcular el ΔP que existe en el flujo:

$$\Delta P = P_2 - P_3 = \frac{1}{2} \rho (U_1^2 - U_4^2)$$

La fuerza axial se podrá describir también como:

$$F_{axial} = \Delta P A_{rotor} \quad (3)$$

e igualando la ecuación 2 con la 3:

$$Q = \frac{1}{2} A_{rotor} (U_1 + U_4)$$

por lo que se deriva que la velocidad en el rotor es:

$$V_{rotor} = \frac{U_1 + U_4}{2}$$

En este punto se calcula la potencia que se extrae con el rotor:

$$Pot = F_{rotor} V_{rotor} = \frac{1}{2} \rho (U_1^2 - U_4^2) A_{rotor} \frac{(U_1 + U_4)}{2} \quad (4)$$

Si se describe la potencia que originalmente trae el viento como:

$$Pot = \frac{1}{2} \rho A_{rotor} U_1^3 \quad (5)$$

Se puede entonces encontrar la eficiencia de conversión de energía si dividimos la ecuación 4 entre la 5:

$$\eta = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{U_4}{U_1} \right)^2 \right] \left[\frac{U_4}{U_1} + 1 \right]$$

Se puede graficar la eficiencia en función del cociente de velocidades U_4/U_1 si se tiene en cuenta que el máximo valor que puede alcanzar este cociente es de 1 si el aire se recupera completamente.

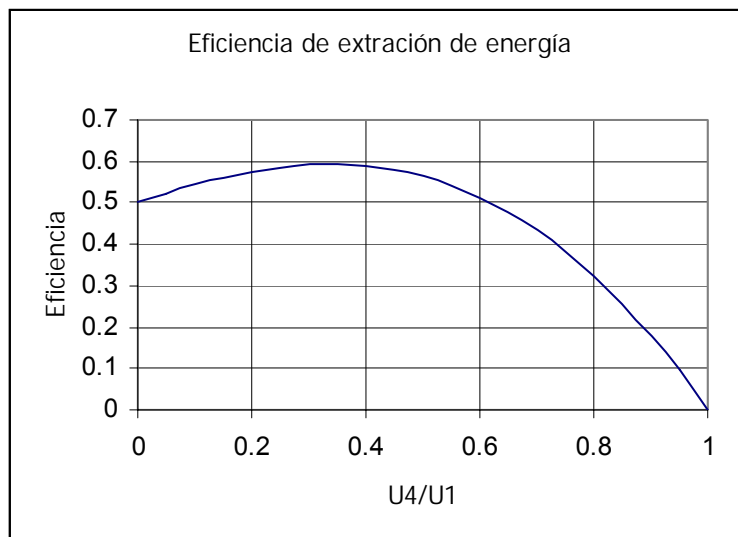


Figura 4. Eficiencia de extracción de energía eólica.

Betz en 1926 encontró que el límite teórico de extracción de energía del viento corresponde a una eficiencia de $16/27$ cuando el cociente de las velocidades es de $1/3$, por lo que se conoce a este valor como el coeficiente de Betz. Sin embargo η no se puede considerar como una eficiencia sino más bien como un coeficiente de potencia:

$$\eta = C_p = \frac{Pot.Extraída}{\frac{1}{2}\rho U_1^3 A_{rotor}} \quad (6)$$

La potencia extraída también se puede describir como:

$$Pot = T\Omega$$

por lo que la ecuación 6 se puede escribir como:

$$C_p = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho U_1^2 A_{rotor} R} \frac{\Omega R}{U_1}$$

donde R es el radio que forma el área del rotor. Si se definen los siguientes parámetros:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho U_1^2 A_{rotor} R} \quad (\text{Coeficiente de torque})$$

$$\lambda = \frac{\Omega R}{U_1} \quad (\text{Velocidad específica})$$

$$C_p = C_T \lambda$$

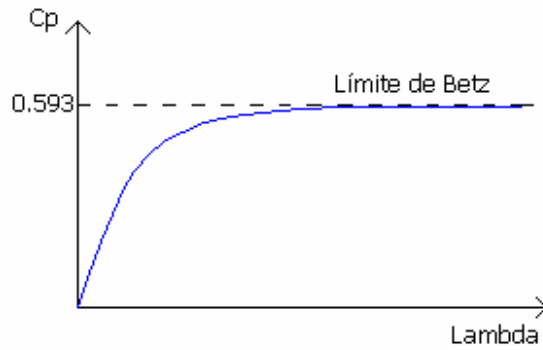


Figura 5. Coeficiente de potencia vs. λ teórico (teoría de Glauert)

La forma de esta curva de manera real se puede determinar matemáticamente:

$$\frac{dC_P}{d\lambda} = C_T + \lambda \frac{dC_T}{d\lambda} = 0 \quad (\text{Cp máximo})$$

$$C_T = -\lambda \frac{dC_T}{d\lambda}$$

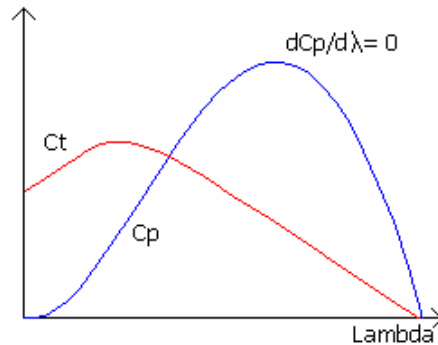


Figura 6. Relación de coeficientes de potencia y de torque con la velocidad específica

1.1.2. Teoría del elemento de aspa

Aunque la teoría del momento axial explica el comportamiento y desempeño de un rotor eólico no dice nada acerca de la geometría de las aspas, ni de los efectos

aerodinámicos que estas atraviesan. W. Froude en 1878 y Taylor en 1893 conformaron la teoría más ampliamente usada para el diseño de las aspas de cualquier tipo de rotor (extracción o propulsión). Es importante señalar que ninguna de las teorías aquí descritas tiene en cuenta la rotación que se genera en la estela del flujo de aire luego que sale de rotor⁽¹⁰⁾.

Para el desarrollo de la teoría hay que tomar un pequeño elemento diferencial sobre el disco actuador:

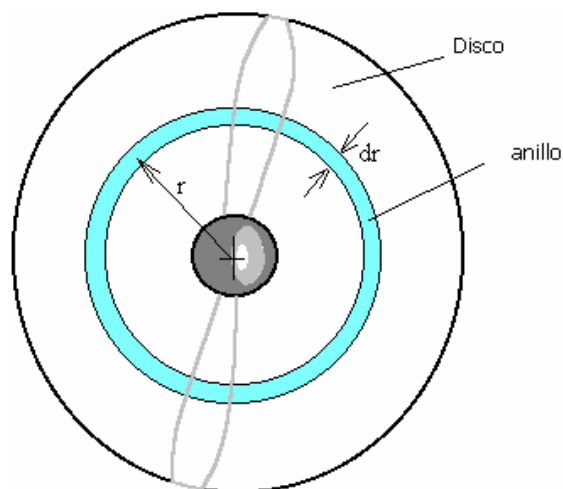


Figura 7. Visualización del elemento diferencial

A través de este elemento se puede redefinir la velocidad del rotor:

$$V_{rotor} = U_1 - U_{n(r)}$$

y como ya se conoce la velocidad en el rotor:

$$U_{n(r)} = \frac{U_1 - U_4}{2}$$

Si se deriva la ecuación de la fuerza axial y se hace uso de la anterior ecuación:

$$dF_{axial} = \frac{1}{2} \rho (U_1 - U_4) (U_1 + U_4) 2\pi r dr$$

$$dF_{axial} = U_n (U_1 - U_n) (4\pi r dr) \quad (7)$$

de la misma manera se puede derivar una ecuación para el diferencial de Torque teniendo en cuenta que este se ve afectado por una velocidad tangencial del flujo que es perpendicular a U_n :

$$dT = 4\pi r dr (U_1 - U_n) \rho U_t r \quad (8)$$

Si se analiza un perfil a una distancia r y de grosor dr se puede observar que este presenta los efectos aerodinámicos que presentan las alas de los aviones; la presencia de fuerzas de sustentación y arrastre. En este caso el centro de presiones (punto de localización de sustentación y arrastre) se ubica a $\frac{1}{4}$ de la cuerda del perfil (longitud que se toma desde el borde de ataque hasta el de fuga). El ángulo β se conoce como calaje y es el más importante en la geometría del aspa ya que corresponde al ángulo entre la cuerda y el plano del rotor. El siguiente diagrama explica lo que ocurre un perfil de aspa cuando este es atacado por el viento en la dirección del eje y rota con velocidad angular Ω .

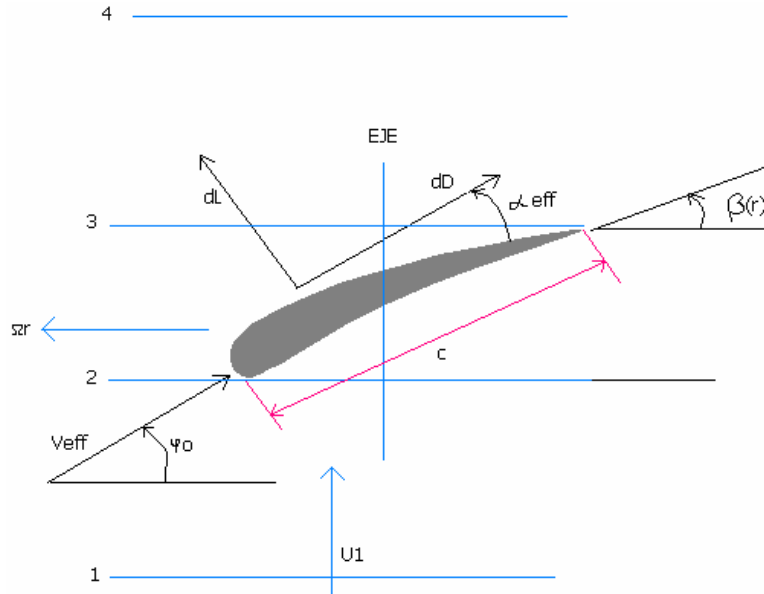


Figura 8. Fuerzas aerodinámicas sobre el perfil del aspa

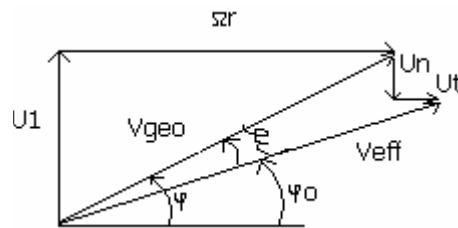


Figura 9. Geometría de las velocidades en el perfil

La V_{eff} corresponde a la velocidad verdadera que está sintiendo el perfil alar. Conociendo las fórmulas de sustentación y arrastre se puede llegar a expresiones de sus diferenciales de la siguiente manera:

$$dL = C_L \frac{1}{2} \rho V_{eff}^2 c dr$$

$$dD = C_D \frac{1}{2} \rho V_{eff}^2 c dr$$

Si se descomponen estas dos fuerzas en las direcciones axial y radial se puede llegar a

otras dos expresiones para los diferenciales de Fuerza axial y Torque:

$$dF_{axial} = B(dL \cos \varphi_o + dD \operatorname{sen} \varphi_o) \quad (9)$$

$$dT = Br(dL \operatorname{sen} \varphi_o - dD \cos \varphi_o) \quad (10)$$

donde B corresponde al número de aspas que tiene el rotor eólico. Igualando las ecuaciones 7 con 9 y 8 con 10 y dividiendo el resultado se llega a:

$$\frac{U_n}{U_t} = \frac{\cos \varphi_o + \frac{C_D}{C_L} \operatorname{sen} \varphi_o}{\operatorname{sen} \varphi_o - \frac{C_D}{C_L} \cos \varphi_o}$$

Si el cociente C_D/C_L es muy pequeño ($\ll 1$) la anterior ecuación se rescribe:

$$\frac{U_n}{U_t} = \frac{\cos \varphi_o}{\operatorname{sen} \varphi_o}$$

Para que esta condición se cumpla se debe escoger el mínimo cociente C_D/C_L sobre el diagrama polar en 2-D. No es necesario modificarlo a 3-D ya que el radio de aspecto (cociente del cuadrado de la longitud del aspa sobre su área) es muy grande. En este punto el diagrama de velocidades ya se ha modificado:

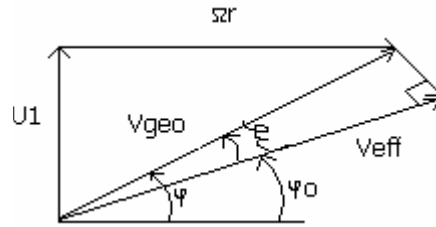


Figura 10. Diagrama de velocidades corregido

Con la ayuda de este diagrama se rescribe una expresión para la velocidad específica:

$$\lambda_{dis} = \frac{R \cot \varphi}{r} \quad (11)$$

Se conoce la relación entre los ángulos:

$$\varphi_0 = \varphi - \xi \quad (12)$$

$$\beta(r) = \varphi_0 - \alpha_{opt} \quad (13)$$

α_{opt} es el ángulo de ataque al que corresponde un Cd/Ci mínimo del diagrama polar 2-D. Para que el desempeño del rotor sea óptimo se necesita que el torque sea muy alto. Al observar la ecuación 8, el término que se puede maximizar corresponde al de las velocidades $(U_1 - U_n)U_t$. Si se rescribe este término teniendo en cuenta el diagrama de velocidades corregido y se maximiza, se puede obtener la siguiente relación:

$$2\xi = \varphi_0 \quad (14)$$

e igualando con la ecuación 12:

$$\xi = \frac{\varphi}{3} \quad (15)$$

Se puede comprobar que al igualar de nuevo las ecuaciones 7 y 9 pero utilizando las relaciones geométricas del diagrama de velocidades corregido, la cuerda en función de la distancia radial r , esta dada por la ecuación:

$$c_{(r)} = \frac{8\pi r}{BC_L} (1 - \cos \varphi_0) \quad (16)$$

Al utilizar conjuntamente las ecuaciones 11, 13, 14, 15 y 16 se puede obtener todos los elementos necesarios para diseñar un rotor eólico para extracción de energía. Relaciones similares a esta se encuentran en el diseño de hélices para propulsión de aviones, hélices de helicópteros, ventiladores, extractores, etc.

Conocidos todos los parámetros concernientes al diseño de las aspas se necesita continuar analizando aquellos que se necesitan como entradas para desarrollar el diseño final.

Conocidas ya la velocidad nominal del rotor y su velocidad angular se debe escoger una velocidad específica de rotor. Este número adimensional corresponde a la relación entre la velocidad de la punta del aspa y la velocidad nominal de viento, y es la principal

característica de los molinos de viento. En equipos de eje vertical como el tipo Darrieus, esta toma valores entre 4 y 6, mientras que en los de eje horizontal se encuentra entre 8 y 10. Para el diseño se escoge una velocidad específica de 8.



Figura 11. Aerogeneradores de eje horizontal



Figura 12. Aerogenerador de eje vertical. Tipo Darrieus.

La velocidad de la punta del aspa es de 64 m/s por lo que se asegura de que la pala no sufre de efectos aerolásticos producidos por la alta velocidad. En el caso del aire se tiene que verificar que la velocidad sea menor 100 m/s, porque a 1/3 de la velocidad

del sonido, el flujo desarrolla problemas de compresibilidad y por tanto las teorías expuestas anteriormente no aplican.

El radio del rotor que también corresponde a la longitud de cada aspa es de 1.2 m y se escoge utilizar un rotor de 3 aspas debido a que se ha comprobado que las hélices de estas características poseen una mejor eficiencia inercial.

El perfil del aspa a utilizar es el Avistar. Se escoge por dos razones principales: la primera tiene que ver con la geometría, ya que la fabricación de un perfil muy delgado o con los ángulos de fuga y de ataque muy pequeños es bastante complicada y la segunda tiene que ver con las características aerodinámicas que presenta. A un número de Reynolds de 100000 la relación máxima entre el coeficiente de sustentación y el de arrastre, en el diagrama polar en 2-D, es 44⁽⁴⁾.

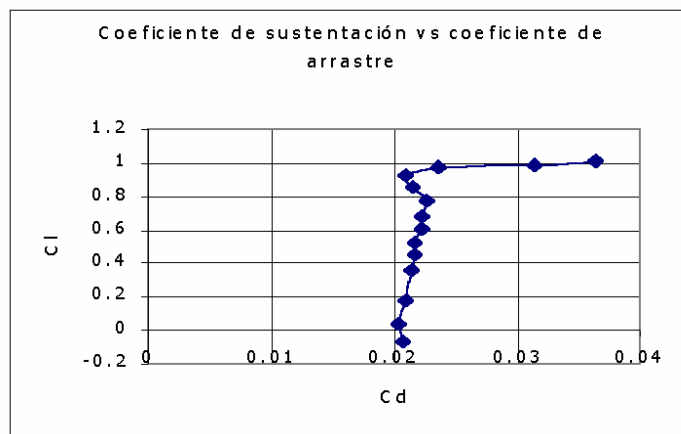


Figura 13. Diagrama polar en 2-D. Perfil Avistar ($Re=100000$)⁽¹²⁾

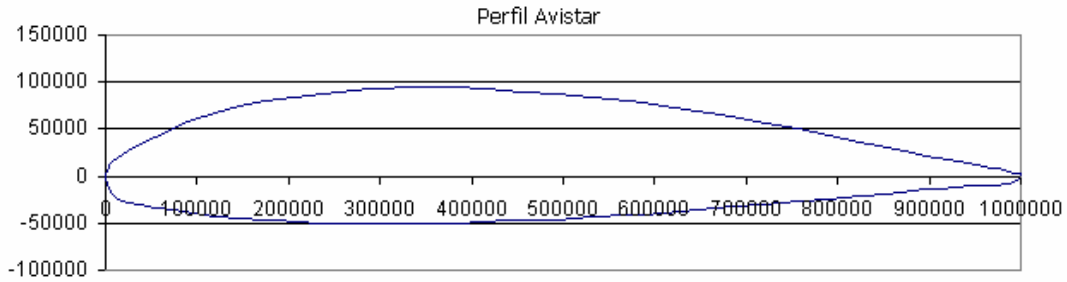


Figura 14. Características geométricas del perfil Avistar

Para este punto, el coeficiente de sustentación es 0.925, el de arrastre es 0.021 y el ángulo de ataque correspondiente es 6.89°. El resultado del diseño es el siguiente:

ANÁLISIS DE DISEÑO DE UN ROTOR DINÁMICO							
Lambda	B	R(m)	Clift	alpha(°)	Omega	V infinito	V punta
8	3	1.2	1	6.89	53.33333	8	64
r/R	fi	Epsilon	fi cero	Beta	Cuerda		RPM
0.1	51.34024	17.11341	34.22682	27.33682	0.188218		509.2958
0.2	32.00541	10.66847	21.33694	14.44694	0.148988		
0.3	22.61988	7.539961	15.07992	8.189923	0.112278		
0.4	17.35404	5.78468	11.56936	4.67936	0.088325		
0.5	14.03626	4.678752	9.357504	2.467504	0.072311		
0.6	11.7683	3.922766	7.845533	0.955533	0.061038		
0.7	10.12468	3.374893	6.749787	-0.14021	0.05273		Reynolds
0.8	8.880667	2.960222	5.920444	-0.96956	0.046376		111277
0.9	7.907169	2.635723	5.271446	-1.61855	0.041369		
1	7.125022	2.375007	4.750015	-2.13999	0.037327		

Figura 15. Programa de diseño del aspa

Se obtuvo la variación de la cuerda y el ángulo de calaje a lo largo del aspa para diez estaciones. El número de Reynolds de un aspa se calcula en el punto $r/R = 0.75$. Coincidentalmente el número de Reynolds del aspa diseñada y del diagrama polar 2-D del perfil es muy cercano por lo que el diseño ha sido óptimo. Se puede generar la geometría del perfil alineando sobre el eje x el centro de presiones del aspa o el punto

de cuarta cuerda del perfil en cada estación.

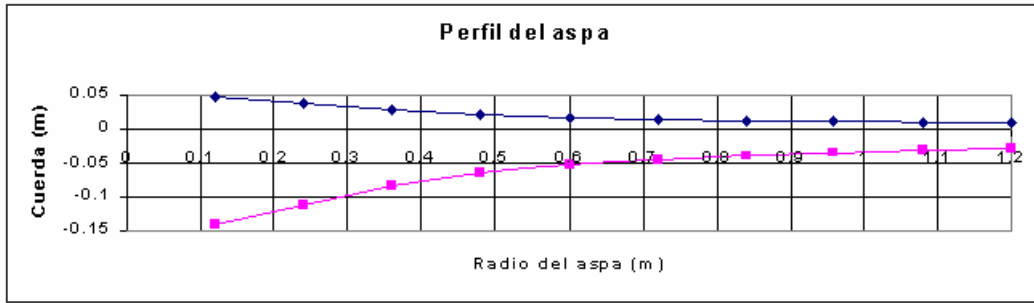
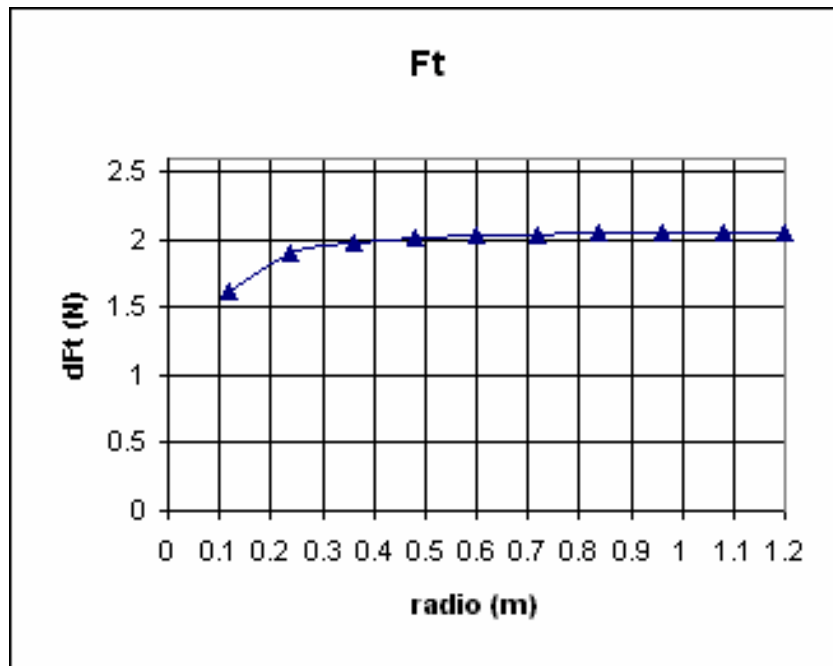


Figura 16. Geometría del aspa

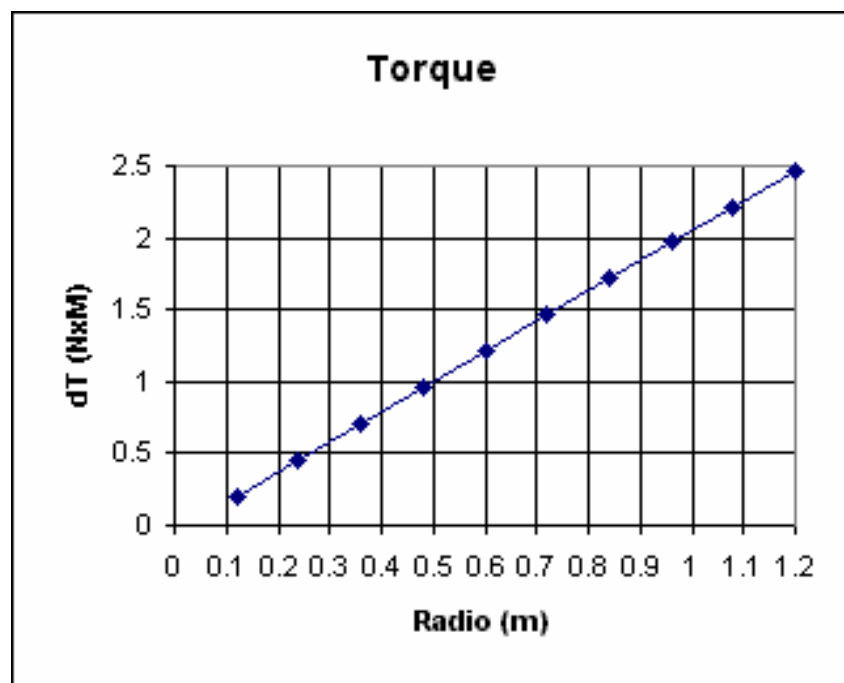
Con un programa similar se pueden encontrar las fuerzas a las que se ve sometida el aspa y por tanto el torque que desarrolla el rotor. Para una densidad de aire como la de Bogota que es un poco más baja que la densidad en zonas en el nivel del mar:

(Cd/Ci)	U infinito	Densidad				
0.0227	8	0.96				
dFx	dT	dFt	Vgeo	Veff	Un	Ut
2.384765	0.194678	1.622317	10.245	9.791393	2.492629	1.695695
4.880726	0.45757	1.906541	15.09437	14.83346	2.602817	1.01673
7.36789	0.714686	1.98524	20.8	20.62015	2.635333	0.710077
9.84843	0.96773	2.016104	26.82089	26.68431	2.648354	0.542153
12.32547	1.218646	2.031077	32.98485	32.87493	2.654728	0.437465
14.80054	1.468372	2.039405	39.22448	39.13259	2.65829	0.366293
17.27441	1.717377	2.044496	45.50868	45.42976	2.660473	0.314878
19.74751	1.965915	2.047829	51.82123	51.75208	2.661904	0.276041
22.22008	2.214136	2.050126	58.1529	58.09138	2.662892	0.245691
24.69228	2.462132	2.051777	64.49806	64.44266	2.663602	0.221329

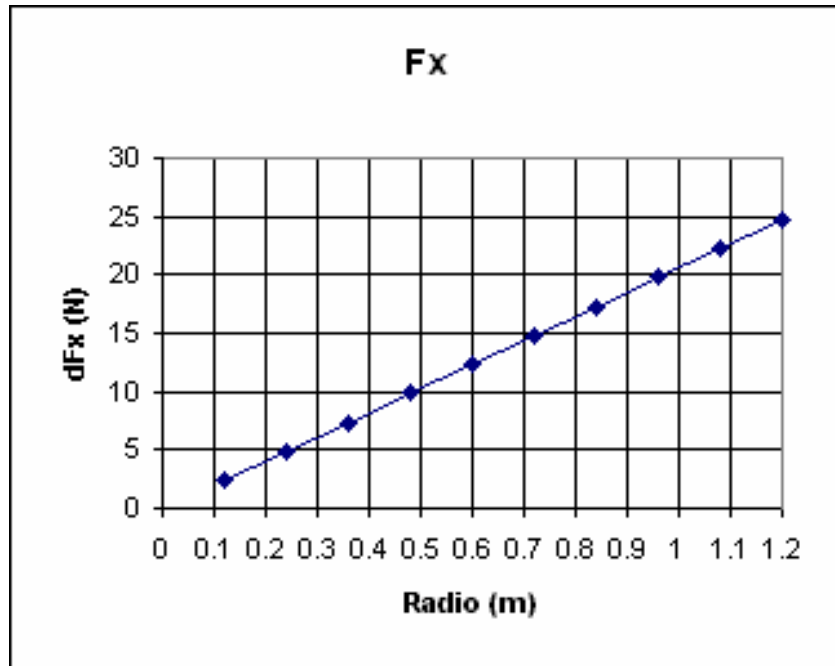
Figura 17. Programa de cálculo de fuerzas



Gráfica 2. Distribución de la fuerza tangencial a lo largo del aspa



Gráfica 3. Distribución de torque a lo largo del aspa



Gráfica 4. Distribución de la fuerza axial a lo largo del aspa

Si se suma la distribución de torque a lo largo del aspa, se obtiene la cantidad de torque total que el rotor extrae del viento. Por tanto, si se multiplica esta cantidad por la velocidad angular de diseño del rotor, se obtiene la potencia de extracción de energía del rotor:

$$Pot = T\Omega = 13.38 \times 53.33 = 713.56 \text{ W}$$

y como la potencia que originalmente trae el viento es:

$$Pot = \frac{1}{2} \rho V^3 A_r = \frac{1}{2} \times 0.969 \times 8^3 \times \pi \times 1.2^2 = 1122.21 \text{ W}$$

se puede determinar el coeficiente de potencia teórico del rotor en su punto de mejor

operación de la ecuación (6). Este coeficiente de potencia (0.63) es más alto que el coeficiente de Betz ya que durante el cálculo de las cargas se desprecia en algunas ecuaciones de velocidad, el arrastre inducido por el perfil⁽²⁾.

Por otro lado, la distribución de fuerza axial nos indica la cantidad de carga de flexión que tienen que soportar las aspas. En este caso, esta distribución es comparable a tener un peso de 3.33 Kg en la punta de cada aspa. Este dato es importante cuando se tenga que evaluar el aspa en las pruebas de flexión porque esta debe ser la carga mínima que deben soportar.

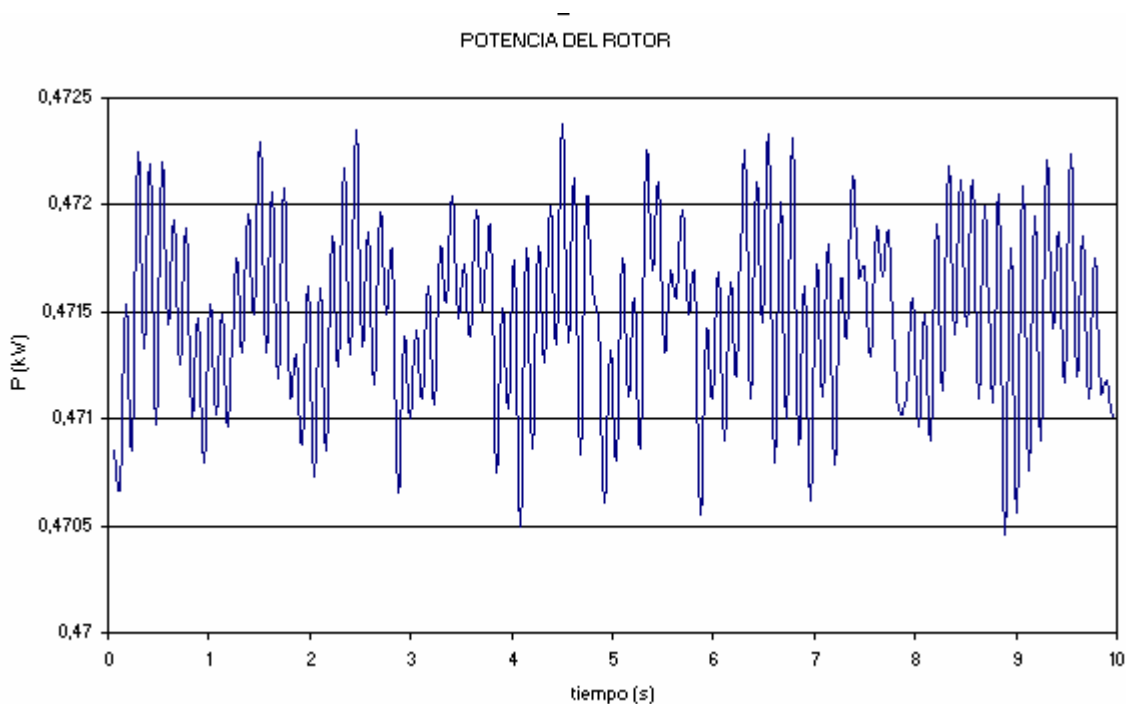
1.2. ANÁLISIS DEL DISEÑO DEL ROTOR A TRAVÉS DEL CÓDIGO NWTC

El centro nacional para la tecnología eólica NWTC (*National wind technology center*) ha preparado una serie de códigos y de software para la evaluación y diseño de turbinas eólicas tanto para aerogeneración como para aerobombeo. Estos códigos pueden necesitar información tanto de las condiciones de viento en el sitio de instalación del molino como las características aerodinámicas del perfil que se va a utilizar para el aspa. El gobierno de los Estados Unidos y las organizaciones que trabajan para el programa de energía eólica del departamento de energía de este último país son los mayores beneficiarios de estos productos y han demostrado plenamente su validez.

Uno de los códigos más importantes es el YawDyn VB, el cual se utiliza para compararlo con los resultados arrojados por el diseño a través de la teoría del elemento de aspa.

Dentro de los datos de entrada que se agregaron a la lista de ítems que ya se conocen del diseño por el elemento de aspa se supone que el rotor ira anclado a 10 m de altura con respecto al piso en una ciudad como Bogotá (2600 m sobre el nivel del mar). Otra suposición importante es que el viento siempre es constante, horizontal y con una velocidad de 8 m/s.

Los resultados del programa y una gráfica de Potencia se comparan con los datos obtenidos en el diseño por elemento de aspa:



Gráfica 5. Potencia desarrollada por el rotor a través del tiempo

Característica \ Programa utilizado	YawDyn	Elemento de aspa
Potencia (W)	471.47	713.56
Torque (N.m)	9	13.38
Empuje (N)	166.9	135.5
Flexión (N.m) por aspa	29.1	38
Cp	0.42	0.59

Tabla 2. Comparación de resultados entre YawDyn y el elemento de aspa

Como se puede ver la potencia extraída por el rotor se disminuye el 51%, el torque el 49%, el empuje se aumenta el 23%, la flexión por aspa disminuye un 30% y el coeficiente de desempeño (Cp) el 50%. En general estas diferencias tienen que ver con que en el análisis por elemento de aspa se desprecian de las ecuaciones algunos arrastres que disminuyen tanto el torque y por ende la potencia, como la flexión por aspa. El Software YawDyn brinda un análisis mucho más real ya que tiene en cuenta muchos factores que como el arrastre se desprecian en el elemento de aspa.

El resultado más importante que este software brinda es el relacionado con el coeficiente de desempeño. Como se ha mencionado anteriormente este coeficiente indica la eficiencia de extracción de energía y su máximo valor es de 0.593 (límite de Betz). El resultado de 0.42 nos indica que es un rotor altamente eficiente ya que como se observa en la siguiente tabla para rotores bien diseñados el valor de este oscila entre 0.30 y 0.40.

En esta tabla Cp corresponde al valor máximo experimental obtenido para el rotor a un lambda dado. VAWT es del tipo vertical mientras HAWT es del tipo horizontal.

Rotor Eólico	Tipo	Diámetro (m)	No. Aspas	Cp máx.	Lambda
1. ITDG	HAWT	6	24	0.255	1
2. Multipala Ame.	HAWT	3	18	0.3	1
3. Musgrove	VAWT	6	2	0.22	3
4. Pionier-I	VAWT	15	2	0.28	3.6
5. Sandia (Darrieus)	VAWT	17	2	0.41	5.8
6. ECN Petten	HAWT	25	2	0.405	8
7. Cavendish	HAWT	5	2	0.395	10.5
8. NASA Mod-0A	HAWT	38	2	0.405	11
9. DISEÑO ACTUAL	HAWT	2.4	3	0.42 (teórico)	8

Tabla 3. Características de distintos tipos de rotores eólicos⁽¹⁾.

2. FABRICACIÓN DE LAS ASPAS

Como la idea es la evaluación del desempeño de las aspas bajo condiciones de carga de flexión y fatiga, se debe elaborar un molde resistente para que pueda ser utilizado la mayor cantidad de veces, en la fabricación de las aspas de distintos materiales. Para la fabricación del molde, que desempeña el papel de la hembra del proceso, se fabrica un modelo del aspa que sirve como macho. Este modelo se construye en madera Triplex y copia la geometría del aspa obtenida durante el proceso de diseño.



Foto 1. Modelo del aspa en madera I.



Foto 2. Modelo del aspa en madera II.

Para poder copiar este modelo sobre un molde es necesario tapar completamente los poros y las imperfecciones de la madera, enmasillarla y pintarla para que su superficie este completamente lisa.



Foto 3. Modelo del aspa en madera pintado.

El perfil del aspa en el modelo se puede apreciar en la punta del aspa:



Foto 4. Perfil del aspa del modelo.

Con la utilización del modelo, se elabora un molde en fibra de vidrio y resina de poliéster reforzado con zirconio y acero. El zirconio es añadido a la resina para aumentar la dureza de la superficie del molde mientras que el acero le brinda soporte y estabilidad dimensional para evitar que este se doble. El molde esta hecho en dos partes y se cierra a través de un mecanismo de tornillería.



Foto 5. Molde cerrado.



Foto 6. Molde abierto en dos partes.

La mayoría de las aspas de los grandes aerogeneradores están fabricadas con plástico reforzado con fibra de vidrio (GRP), es decir, resina de poliéster o epoxy reforzada con tela de fibra de vidrio. Se puede utilizar fibra de carbono o aramiditas (Kevlar) como

material de refuerzo pero normalmente los costos asociados a estos materiales pueden ser muy elevados para aspas de gran tamaño.

Los materiales compuestos (*composites*) de madera, madera-epoxy, o madera-fibra-epoxy aún no han penetrado en el mercado de las palas de rotor, aunque existe un desarrollo continuado en esa área. Las aleaciones de acero y aluminio tienen problemas de peso y de fatiga del metal, respectivamente.

La Universidad de Los Andes en algunos proyectos de grado y tesis de investigación ha trabajado ya en la fabricación de aspas, no sólo para aerogeneradores, sino también para hélices, ventiladores y extractores. El proceso que se realizaba era la producción de un alma o matriz en algún material rígido en un molde hembra, en la mayoría de los casos se utilizaba el poliuretano, para luego ser recubierto de una o varias capas de resina de poliéster o epoxy que era reforzada con fibra de vidrio. Este recubrimiento con resina era indispensable ya que a pesar de que el poliuretano puede ser bastante rígido, éste no alcanza un buen grado de dureza y la piel que desarrolla es muy porosa e irregular. Estos son dos características esenciales en las palas ya que durante su uso se ven sometidas a condiciones ambientales muy variables y se encuentran en continuo contacto con las partículas y objetos que viajen en el aire. Sin embargo, este proceso tiene dos problemas importantes: El primero consiste en que al recubrir con resina reforzada de fibra de vidrio, la calidad final del aspa depende casi exclusivamente de la habilidad que tenga la persona que lo realice. El resultado final son superficies con muchas imperfecciones y dimensiones finales de la pieza erradas. El segundo problema consiste en que al reforzar la matriz, las dimensiones de los perfiles alares se

aumenta entre 3 y 6 mm, por lo que hay que elaborar un molde más pequeño en toda su geometría para que al reforzar se complementen las medidas. Este proceso no es muy óptimo ya que no se sabe con certeza el número de capas de fibra y resina que hay que añadir a la matriz y por tanto se pueden cometer muchos errores.

Para evitar estos inconvenientes se decide proceder de la manera opuesta en la fabricación de estas aspas. Lo que se realiza es producir directamente sobre el molde, que copia exactamente la geometría del aspa, el refuerzo de poliéster y fibra con el objetivo de tener el cascarón del aspa. Este cascarón tiene la ventaja de ser exactamente igual al modelo original del aspa y su superficie depende del tratamiento que se le de a la superficie del molde. Finalmente ya con el cascarón, se puede examinar la posibilidad de reforzarlo por dentro con poliuretano.

El proceso que se lleva a cabo para la fabricación de los cascarones es el laminado. El laminado consiste en la utilización de tela de fibra de vidrio para el reforzamiento de una resina polimérica. La tela de fibra de vidrio debe ser cortada exactamente con la forma del molde; en este caso se trabaja el molde en dos partes. El proceso inicia con la aplicación de una cera desmoldante, seguido del rociamiento del gelcoat. El gelcoat es un compuesto a base de resina de poliéster común, a la que se le añade agentes protectores (tinuvin), cobalto y agentes desmoldantes (tizo trópico aeosil). Luego del secado del gelcoat se humedece la superficie del molde con una resina de poliéster insaturado y se coloca la tela de fibra de vidrio. Dependiendo del número de capas que se requiera se debe añadir otra capa de resina. Luego de laminadas las dos partes del molde, se cierra y se deja curar durante 2 horas.

En este caso se utilizan tres tipos de tela de fibra de vidrio y en los tres casos se lamina con tres capas de la misma tela. Se usa tela de fino hilado bidireccional “Cloth” de 180 Kg/m³, tela “Woven Roven” bidireccional de 600 Kg/m³ y tela “Mat” de 350 Kg/m³ de tejido aleatorio. Con tela de fibra de vidrio se elaboran 12 aspas.

También se lamina con una mezcla entre fibra de vidrio y fibra de carbono. Debido al costo de esta última, se utiliza una capa de fibra de carbono unidireccional (colocada en dirección longitudinal) seguida de una capa de “cloth”. Con esta configuración se elaboran cuatro aspas más.

Para el caso de la tela Cloth, Woven Roven y Carbono la fibra debe ser especialmente cortada para que a lo largo del aspa se alinee paralelamente una de las dos direcciones del tejido. Esto tiene que ver con que el material compuesto, que es cargado en dirección longitudinal o paralela a la orientación de sus fibras, exhibe un módulo de elasticidad mucho más alto que aquel cargado en dirección perpendicular a estas (en ocasiones hasta 5 veces más) y por tanto una resistencia más alta. Esto se deriva de las ecuaciones de la regla de las mezclas⁽⁷⁾:

$$E_{cl} = E_m \cdot (1 - V_f) + E_f \cdot V_f$$

$$E_{ct} = \frac{E_m \cdot E_f}{(1 - V_f) \cdot E_f + V_f \cdot E_m}$$

donde m corresponde a matriz (resina en este caso), f a fibra, E a módulo de elasticidad y V a fracción por volumen. La primera ecuación corresponde a orientación longitudinal

mientras que la segunda a orientación perpendicular. Aunque en el caso de las aspas la carga del viento produce flexión, el esfuerzo calculado por el momento flexionante se alinea con la dirección longitudinal de las fibras.

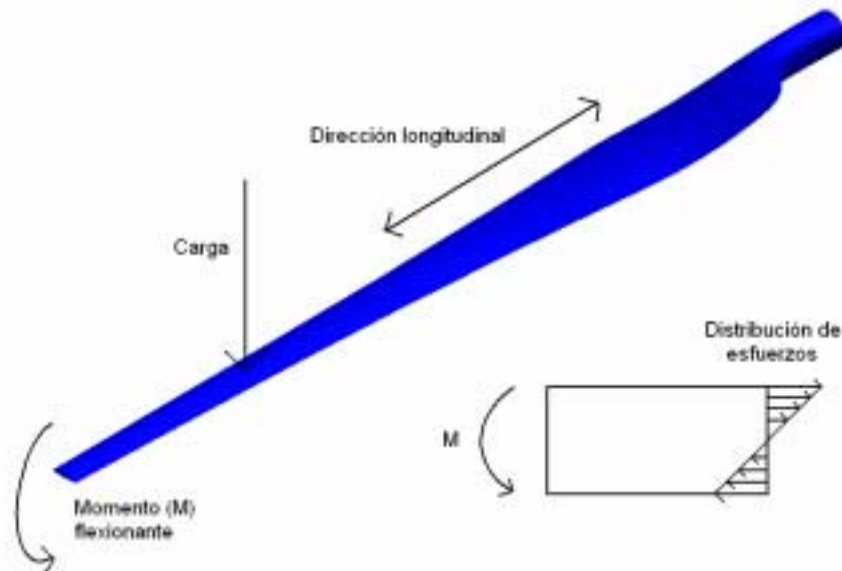


Figura 18. Esquema de la orientación de esfuerzos en el asa⁽⁸⁾.

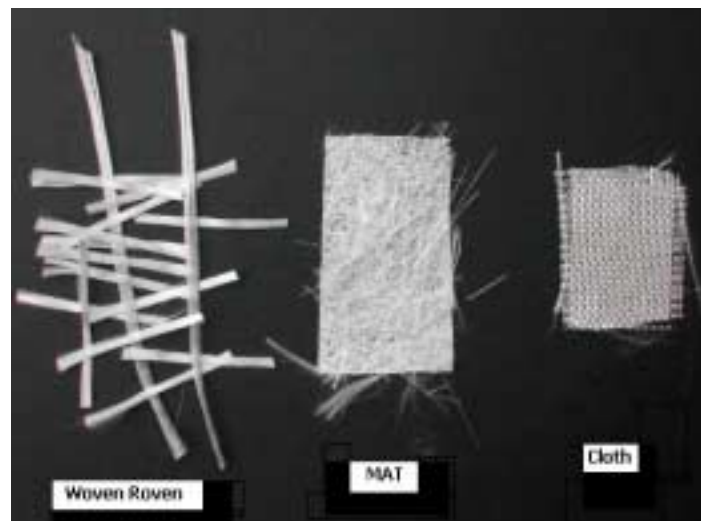


Foto 7. Tejidos de tela de fibra de vidrio.

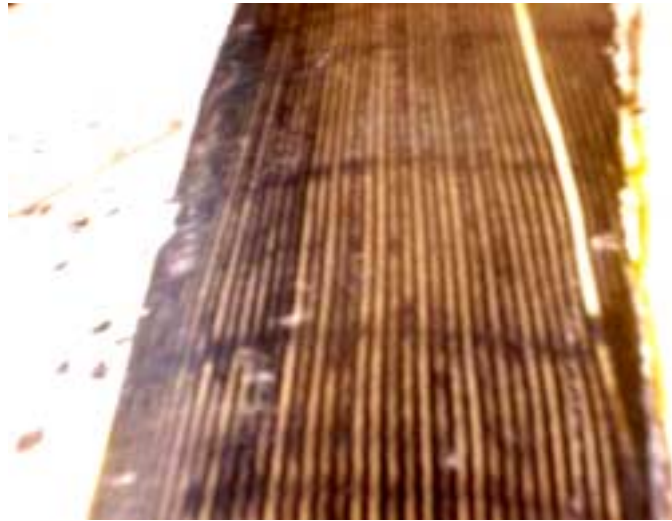


Foto 8. Tejido de fibra de carbono unidireccional.

La idea de manufacturar dieciséis aspas es que por cada tejido de fibra de vidrio o de carbono, se obtengan cuatro aspas. A pesar de que son solo dos pruebas (flexión y fatiga) las que se realizan sobre las aspas, se fabrican dos más para poder ser rellenas con poliuretano y determinar con los resultados obtenidos durante su evaluación, si al combinar la fibra con el poliuretano el comportamiento del aspa compuesta bajo estas condiciones de carga mejora ostensiblemente al obtenido con el aspa hueca.

El relleno de aspas con poliuretano no es una idea original de este proyecto. Algunas de las compañías que fabrican aspas pequeñas, cuya longitud es menor a 5 metros, las trabajan en su interior con poliuretano, poliestireno o polietileno. En la mayoría de los casos utilizan este método porque los perfiles de las de las aspas tienen una cuerda muy pequeña y necesitan mejorar su rigidez y la estabilidad. Sin embargo en general la mayoría de las aspas grandes, de más de 10 metros, son huecas. El proceso que realizan para fabricar este último tipo se puede describir brevemente: Utilizan dos

moldes de lámina metálica para fabricar dos caras del aspa por aparte. Preparan el molde como se describe anteriormente y utilizan un proceso de vacío para esparcir la resina en todo el molde. Utilizan fibra de vidrio para reforzarla y dejan curando las dos partes por separado. Una vez están secas las pegan con un sellante especial alrededor de sus bordes.



Foto 9. Aspas huecas de tela de fibra de vidrio.



Foto 10. Aspas huecas de tela de fibra de carbono.

El poliuretano es un polímero que está compuesto de polioliol y de isocianato. Dependiendo del porcentaje en peso de los dos, el poliuretano adquiere una mayor o una menor rigidez. El Centro de Investigación Tecnológica de la Universidad de Los Andes, CITEC, utiliza dos composiciones cuando requieren que el Poliuretano desarrolle una alta rigidez: 50% de polioliol y 50% de isocianato ó 46.6% de polioliol y 53.4% de isocianato. Para determinar cual de las dos se utilizara se realizan dos aspas en el mismo molde donde se laminaron.



Foto 11. Aspas de poliuretano.

Como resultado de estas dos pruebas se determina usar la segunda composición (46.6% de polioliol y 53.4% de isocianato) ya que esta presenta una mayor rigidez que la otra. Esto es fácilmente observable ya que esta última composición no se distorsiona con su propio peso mientras que la primera si lo hace.

La formulación que se usa para el Polioli es la siguiente:

Elemento	Porcentaje en peso
Voranol 446*	57.76%
Voranol 640*	25.45%
Voranol 2110*	14.68%
Policat 8*	0.29%
NiAx A1*	0.05%
B-8427*	1.47%
Agua destilada	0.29%
Total	100%

Tabla 4. Composición en porcentaje por peso de polioli. (*Nomenclatura usada por la Dow Química)

Se rellenan entonces la mitad de las aspas con poliuretano y se pueden apreciar en la foto algunas combinaciones de resina y fibra de vidrio con poliuretano:



Foto 12. Aspas compuestas de CFRP o GFRP con Poliuretano.

2.1. COSTOS DE FABRICACIÓN DE LAS ASPAS

Se desarrolla esa sección, ya que este aspecto sumado a los resultados que arrojan las pruebas de flexión y de fatiga permite determinar qué tipo de combinación de tela y resina se utiliza para la construcción del rotor eólico.

El costo total de un aspa es la suma del costo de material y el costo de la mano de obra. El costo de la mano de obra se omite, ya que se asume que los tiempos de fabricación de las aspas son muy similares aunque se trabaje con telas de fibra distintas. El costo del poliuretano no se tiene en cuenta porque su peso en comparación al de la tela de fibra es despreciable. Los costos de la resina también se omiten ya que como todas las aspas son de tres capas de tela de fibra por lado, se utiliza entonces la misma cantidad de resina.

Los costos de la tela de fibra se especifican en precio por unidad de área:

Tela de fibra	Dólares/yd ²	Pesos/m ²
Cloth	5.25	15697
Woven Roven	3.20	9568
Mat	2.61	7804
Carbono	39.24	117327

Tabla 5. Costo de tela de fibra por unidad de área⁽¹⁴⁾

A través de la geometría del aspa calculada anteriormente, se determina que el área total de tela por aspa es de 0.58 m². Se puede calcular el costo relativo de la fabricación de aspas:

Tipo de tela utilizado	Costo por aspa (pesos)
Mat	4495
Woven Roven	5511
Cloth	9041
Carbono	67580

Tabla 6. Costo total del aspa con distintas telas de fibra.

Como se puede observar, el utilizar tela cloth aumenta dos veces el precio por aspa en comparación con la tela Mat, mientras que la fibra de carbono lo aumenta 15 veces. Hasta este punto se pensaría en utilizar tela Mat.

3. PRUEBAS REALIZADAS EN LAS ASPAS

La industria manufacturera de turbinas eólicas ha desarrollado a través de los años algunas pruebas estructurales sobre sus aspas. De acuerdo a algunos estudios realizados en Europa, la mayoría de los constructores de aspas y turbinas eólicas consideran ahora como requerimiento primordial, el realizar pruebas sobre sus aspas. Aún cuando la comisión electrotécnica internacional (IEC) inició la estandarización de las pruebas para aspas de turbinas eólicas en 1994, todavía no existe un Standard prescriptivo que sea internacionalmente aceptado, debido a la inmadurez que se tiene en el campo de las pruebas estructurales sobre aspas. A pesar de esto algunos cuerpos certificadores de turbinas eólicas optan por la realización de pruebas estáticas y de fatiga sobre las aspas de las turbinas eólicas para la verificación de diseño. Estas pruebas se realizan sobre aspas idénticas (sin escala) a las ofrecidas en el mercado. En 1998, el comité técnico 88 – Sistemas para turbinas eólicas de la IEC (TC 88) aprobó un borrador (texto IEC 61400-22) donde se hacen necesarias las pruebas estáticas y de fatiga para la certificación internacional de las aspas⁽⁹⁾.

Estos tipos de pruebas se realizan por varias razones:

1. La dinámica del rotor (la velocidad de rotación de este), hace que se ejerza sobre las aspas una carga cíclica que termina convirtiéndose en una carga de fatiga sobre el material del aspa o sobre el cubo del rotor.
2. El viento en ninguna parte del mundo es constante por lo que la fluctuación en su velocidad hace que las fuerzas sobre el aspa varíen y el material de esta se fatigue.
3. El colocar el rotor a determinada altura sobre el piso determina un perfil de velocidad distinto, lo que conlleva a cargas sobre el aspa distintas.
4. La altura geográfica donde se instala el equipo influye en un cambio en la carga sobre el aspa así se conserven las velocidades nominales de diseño, ya que el aire cambia de densidad con la altura.
5. El mismo diámetro del rotor hace que la velocidad del viento pueda ser distinta cuando el aspa se encuentra por encima del cubo a cuando esta se encuentra por debajo.

3.1. DETERMINACIÓN DEL PESO Y CENTRO DE GRAVEDAD DE LAS ASPAS

El primer estudio que se debe realizar cuando se piensa en construir un aerogenerador o en una producción masiva de aspas para turbinas eólicas, es determinar cual es la diferencia en peso y en centro de gravedad de las palas. Es importante verificar que estas variaciones no sean significativas, ya que una alta diferencia en cualquiera de estos aspectos afectaría altamente la dinámica del rotor eólico. El desbalanceo del

rotor no sólo puede contribuir al deterioro de las piezas mecánicas (rodamientos, ejes, cubo, generador, etc.) sino que también disminuirá considerablemente la eficiencia del generador lo que se traducirá en menos entrega de energía y por ende una pérdida económica importante.

Las 16 aspas fueron entonces pesadas con la balanza electrónica de 5000 gr. y luego a través de un montaje muy sencillo, se les ubica el centro de gravedad sólo a lo largo de la longitud de 1.2 m del aspa. La medida del centro de gravedad se toma desde la punta del aspa y a lo largo de esta.

Tipo de aspa	Masa (gramos)	Centro de gravedad (cm.)
Tejido Cloth 1	391	98
Tejido Cloth 2	386	99
Tejido Carbón 1	375	101
Tejido Carbón 2	356	98
Tejido Mat 1	818	102
Tejido Mat 2	823	102
Tejido Woven Roven 1	980	100
Tejido Woven Roven 2	971	101
Cloth + Poliuretano 1	697	104
Cloth + Poliuretano 2	675	102
Carbón + Poliuretano 1	639	102
Carbón + Poliuretano 2	604	103
Mat + Poliuretano 1	1001	105
Mat + Poliuretano 2	1100	103
Woven Roven + Poliuretano 1	1111	106
Woven Roven + Poliuretano 2	1121	104

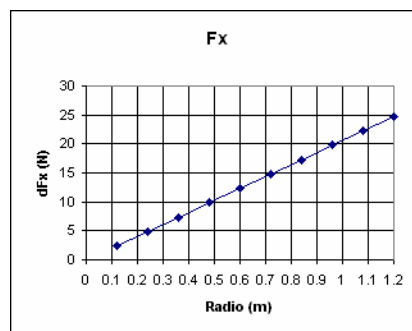
Tabla 7. Comparación del peso y centro de gravedad de las aspas.

Los resultados arrojados en la prueba de centro de gravedad son muy satisfactorios. Las diferencias para un mismo tipo de aspa son muy pequeñas (la máxima es de 3 %) por lo que en este sentido el balance del rotor no se ve afectado.

En lo que respecta al peso de las aspas también se encuentran diferencias pequeñas en lo que concierne a las aspas huecas (máximo de 5%). Sin embargo, las aspas rellenas de poliuretano presentan algunas diferencias un poco altas (máximo de 9%) que se derivan a partir del momento en el que al rellenar, en algunas aspas, el poliuretano no alcanza a llenar algunos espacios mientras que en otras completa todo el hueco. Este es en general el problema del relleno con Poliuretano. Para poder determinar si esta diferencia en peso afecta el balanceo del rotor hay que esperar a montar las aspas en el cubo y observar el comportamiento del conjunto.

3.2. PRUEBAS ESTÁTICAS

Dentro de las pruebas estáticas más comunes que se realizan en las aspas esta la prueba de flexión. Cuando se determinan las cargas sobre el aspa, en el capítulo donde se diseña su geometría, se calcula la distribución de la fuerza axial a lo largo de esta. Esta distribución es la que contribuye a que el aspa se doble, ya que en el sentido tangencial el rotor no gira.



Gráfica 6. Distribución de fuerza axial a lo largo del aspa

Debido a que es complicado colocar cargas en cada estación del aspa, se puede suponer que esta distribución de fuerza se concentra a 0.75 veces la longitud del aspa.

Para determinar la carga mínima que deben soportar las aspas a flexión es necesario convertir esta distribución de fuerza axial en el equivalente a un torque axial como se muestra en la tabla:

x (m)	dFx (N)	dTx (N.m)
0,12	2,38	0,29
0,24	4,88	1,17
0,36	7,37	2,65
0,48	9,85	4,73
0,6	12,33	7,40
0,72	14,80	10,66
0,84	17,27	14,51
0,96	19,75	18,96
1,08	22,22	24,00
1,2	24,69	29,63

Tabla 8. Distribución de torque axial

El torque total (113.9854 N.m) que siente el conjunto de aspas es entonces la suma de las contribuciones de torque a lo largo del aspa. Entonces el torque axial por aspa es tres veces menos el torque total, ya que es un rotor de 3 aspas (38 N.m). El siguiente paso es calcular el equivalente en fuerza sobre el punto de cuarta cuerda de este torque:

$$F = \frac{T}{0.75 \cdot R_{rotor}}$$

$$F = \frac{38}{0.75 \cdot 1.2} = 42.22 N$$

Como el radio del rotor es igual a la longitud de cada aspa, la carga F que debe resistir el aspa en el punto a $0.75R$ es de 4.3 Kilos. Según el resultado del código YawDyn este valor disminuye a 3.3 Kilos. De acuerdo a esto, bajo la prueba de flexión, el aspa debería aguantar como mínimo 3.3 kilos.

Para la realización de esta prueba es necesario empotrar el aspa del lado que se sujeta al cubo. Se utiliza el mismo cubo para sujetar el aspa, un soporte de elevación del cubo y la ayuda de la máquina de ensayos universales TINIUS para empotrar el aspa. Este montaje se puede ver claramente en la foto:



Foto 13. Vista del montaje del cubo sobre el soporte en la máquina Tinius

Para colocar la carga sobre el aspa, se diseña un dispositivo que se acoplara al perfil de esta. Este dispositivo incorpora un tornillo largo en el cual se pueden depositar unas pesas diseñadas y calibradas en una balanza electrónica.



Foto 14. Dispositivo para carga del aspa

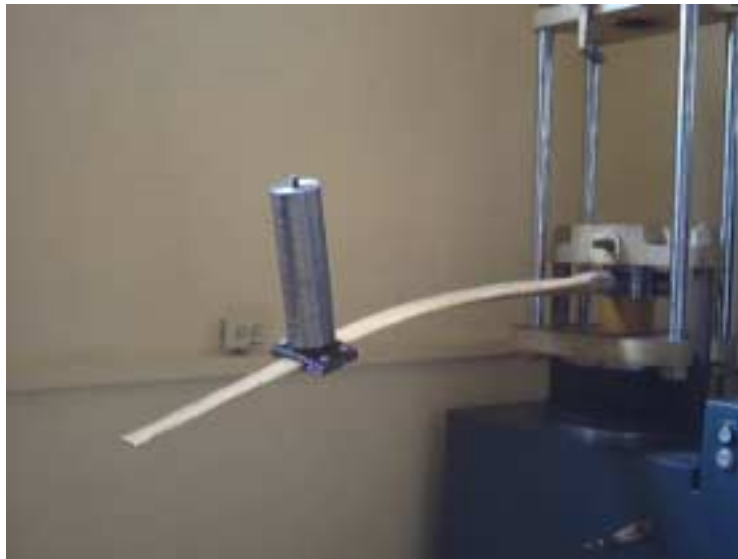


Foto 15. Colocación de las pesas en el dispositivo de carga

Se termina de cargar las aspas cuando estas fallan. La falla ocurre cuando al aliviar la carga sobre el aspa, esta no es capaz de recuperarse y volver a su forma original. En la siguiente tabla se tabula el valor de la carga de falla para los distintos tipos de aspas:

Tipo de aspa cargada	Valor de la carga de falla (gramos)
Tejido Cloth	2017
Tejido Cloth + Poliuretano	31127
Fibra de Carbón	1515
Fibra de Carbón + Poliuretano	28627
Tejido Mat	10917
Tejido Mat + Poliuretano	36695*
Tejido Woven Roven	18269
Tejido Woven Roven + Poliuretano	36695*

Tabla 9. Carga de falla estática para los distintos tipos de aspa

Los valores señalados con * fueron las máximas cargas sin culminar en falla.

A partir de esta tabla se puede concluir:

1. De los cuatro tipos de aspas huecas, los únicos que sobreviven a las condiciones de carga del diseño son los tejidos Mat y el Woven Roven. Los tejidos de Carbón y Cloth necesitan ser estudiados con una mayor cantidad de capas.
2. Todas la combinaciones de fibra con poliuretano alcanzan una resistencia que en ocasiones supera 15 veces (el caso del carbón) la obtenida con las huecas.

En el caso de las aspas huecas, la falla se produce en todos los casos por la deslaminación (seguramente por esfuerzos cortantes) de la fibra en el borde de fuga y en el borde de ataque del perfil del aspa. Esto es coherente puesto que en la realización de las aspas, el molde se lamina en dos partes y el exceso de resina es el encargado de sellar y de pegar las fibras. En el caso de la tela Cloth y de la fibra de Carbón, el espesor de la fibra es muy pequeño comparado a los tejidos Mat y Woven Roven, por lo que no hay un buen contacto entre las superficies de los dos moldes y se

genera una cadena de grietas y burbujas en los dos bordes antes mencionados del perfil, que degeneran el comportamiento a flexión del aspa.

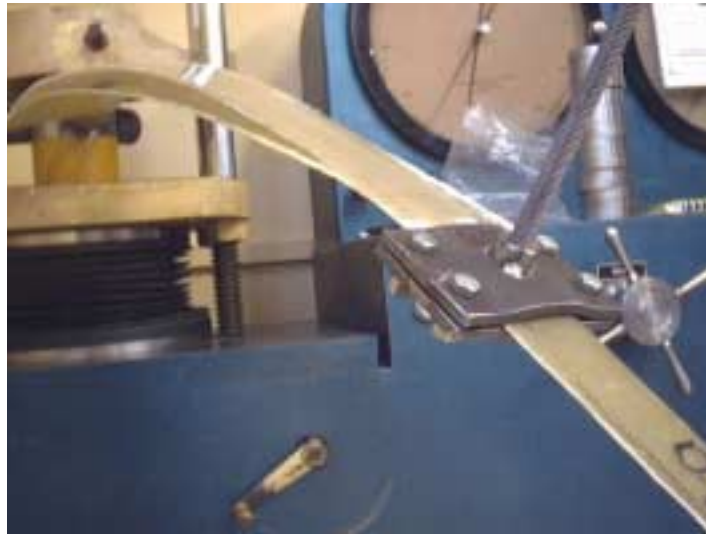


Foto 16. Desprendimiento de los bordes del perfil del aspa



Foto 17. Falla típica de las aspas huecas

En el caso de las aspas rellenas con Poliuretano la falla no es exactamente igual a las huecas. Aunque existe también una deslaminación en los bordes de ataque y de fuga de las aspas, la forma en que se produce no es tan alargada sino que es mucho más

puntual. La fibra como el poliuretano se fracturan en el mismo sitio y la falla indica que una grieta se expande a lo largo del perfil de poliuretano, donde afecta la fibra y por ende produce el desprendimiento de los bordes del perfil.



Foto 18. Falla típica de las aspas rellenas con Poliuretano

3.3. PRUEBAS DE FATIGA

Este tipo de pruebas son muy importantes ya que a través de estas, se es capaz de determinar en cuantos ciclos (y por ende en cuanto tiempo) el aspa comienza a fallar. La frecuencia con la cual se excitan las aspas durante esta prueba es una frecuencia muy cercana o igual a la frecuencia natural de las aspas. En ocasiones se excitan también a la frecuencia natural por el número de aspas. La razón por la cual se excitan las aspas a un valor de frecuencias muy cercano a la frecuencia natural es que esta puede entrar en resonancia. El factor de Magnificación del sistema, que es una medida

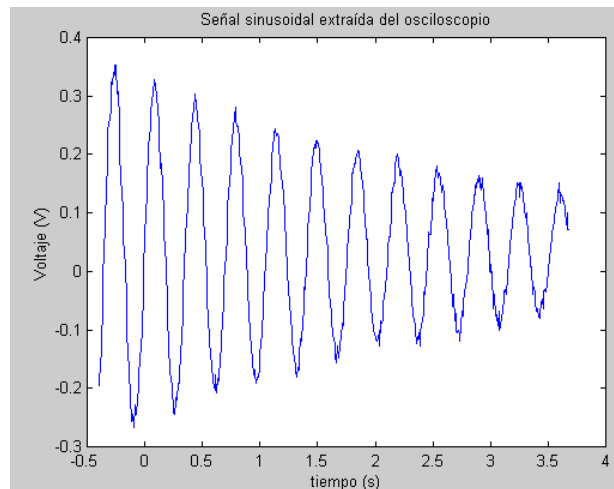
de la severidad de la vibración y es la relación entre la amplitud de movimiento y la deformación estática, bajo resonancia tiende a ser infinito por lo que el sistema comienza a vibrar de una forma en la que las deformaciones son tan altas que se vuelven incontrolables. A partir de esto si se fatiga un elemento a una frecuencia como estas, se puede llegar a fallar el material mucho más rápido con relación a otras frecuencias de excitación⁽⁵⁾. El que también se prueben a tres veces la frecuencia natural tiene que ver con que el rotor de tres aspas siente la vibración de todas estas y estas a su vez sienten la vibración de las otras dos.

Para determinar la frecuencia natural de las aspas se realiza un montaje muy similar al realizado durante las pruebas estáticas. La finalidad última de esta prueba es poder extraer del aspa una señal sinusoidal. La extracción de esta se realiza con un acelerómetro, el cual por medio de un amplificador, convierte la aceleración del aspa en impulsos eléctricos que pueden ser leídos por un osciloscopio. Del osciloscopio se puede grabar entonces la señal y analizarla. El montaje entonces se observa a continuación:

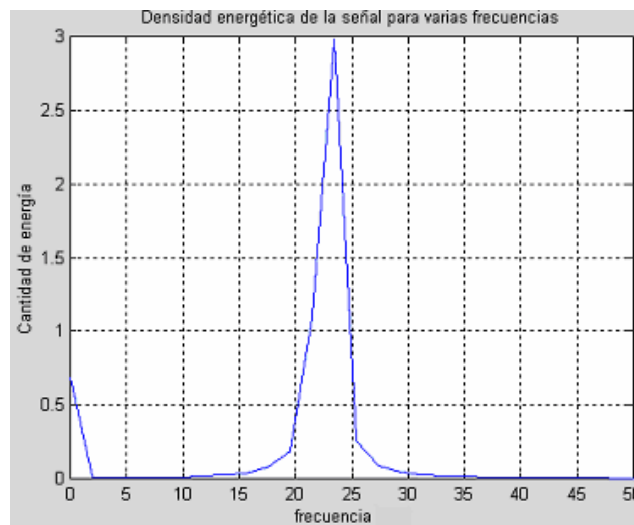


Foto 19. Determinación de la frecuencia natural de las aspas.

Las señales obtenidas del osciloscopio tienen la forma mostrada en la figura. Lo siguiente es encontrar la frecuencia natural de la señal. Con la ayuda de un programa como MATLAB® que utiliza una función (fft) para realizar la transformada rápida de Fourier, se puede encontrar la densidad espectral de potencia, una medida de la energía de distintas frecuencias. Esta representa el contenido de frecuencias de la señal incluyendo la frecuencia de Nyquist. La señal produce los picos más altos. La frecuencia con el pico más alto corresponde a la frecuencia natural del asa.



Gráfica 7. Señal típica extraída del osciloscopio



Gráfica 8. Espectro de frecuencias para las aspas

La siguiente tabla resume los datos programados en MATLAB[®] para todas las aspas:

Tipo de aspa	Frecuencia natural (hz)
Woven Roven + Poliuretano 1	3.73
Mat 1	5.61
Mat +Poliuretano 1	2.79
Carbón + Poliuretano 1	5.61
Cloth + Poliuretano 1	7.45
Carbón 1	4.04
Madera	5.29
Poliuretano	3.73
Cloth 1	4.35
Mat + Poliuretano 2	2.80
Carbón 2	5.29
Mat 2	5.61
Cloth 2	4.67
Carbón + Poliuretano 2	2.48
Woven Roven+ Poliuretano 2	3.73
Woven Roven 1	3.11
Woven Roven 2	6.53

Tabla 10. Frecuencias naturales para las distintas aspas.

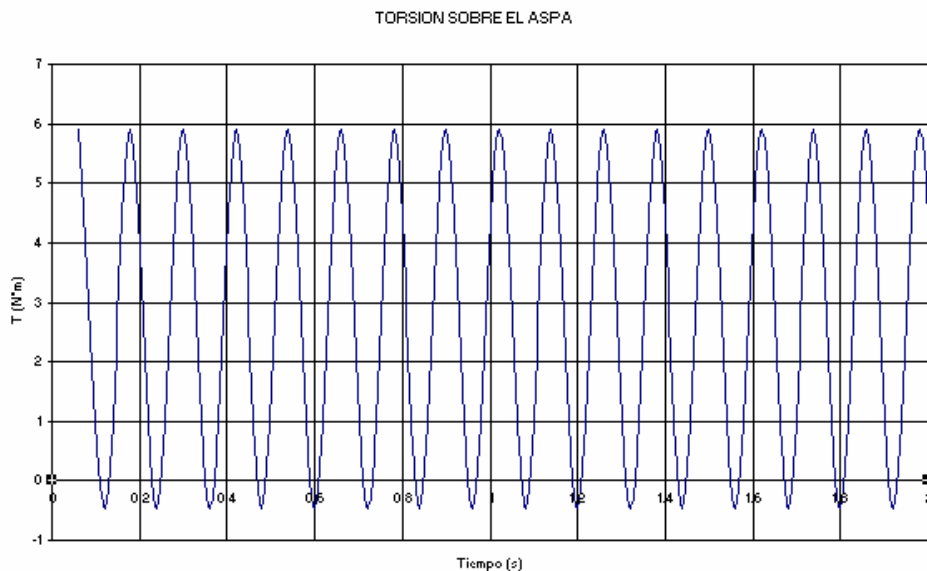
De esta tabla se pueden apreciar algunos aspectos para resaltar:

1. En la mayoría de casos las 2 aspas que tienen la misma combinación de materiales, revelan una misma frecuencia natural.
2. En general las aspas más rígidas, como las elaboradas con Mat y Woven Roven, revelan una mayor frecuencia natural que aquellas menos rígidas como la Cloth y Carbón. Esto es natural ya que a mayor rigidez, la oscilación de las aspas es mayor, por lo que el período de la señal es más pequeño y por ende tienen una frecuencia más alta.
3. También se puede ver que en la mayoría de los casos al agregar poliuretano la frecuencia natural disminuye en comparación del aspa hueco. Esto es natural ya

que el poliuretano es mucho menos rígido que la fibra y por ende tiene una frecuencia natural más baja.

3.3.1. Análisis de fatiga con el código YawDyn

Por medio de este código se puede determinar de qué manera se van a ver afectadas las aspas cuando se someten a condiciones de fatiga. La frecuencia que resulta de este análisis no corresponde a la frecuencia natural de las aspas sino a la frecuencia que realmente afecta la dinámica del rotor eólico cuando este se encuentra continuamente con vientos y cargas dinámicas. Lo ideal es que la frecuencia que se determine por este código no sea similar a la frecuencia natural del aspa ya que como se habla anteriormente, bajo un ciclaje como estos es más probable que el aspa se vea más afectada. La gráfica que se muestra a continuación corresponde al análisis que se realiza sobre el aspa de tejido de tela de fibra de vidrio Mat con relleno de poliuretano y muestra la variación del momento de torsión a través del tiempo



Gráfica 9. Análisis de frecuencia del código YawDyn

Para determinar esta frecuencia se cuentan la cantidad de ciclos de torsión que se realicen a lo largo de un período de tiempo. En este caso se aprecian 5 ciclos en 0.6 segundos por lo que la frecuencia es de 8.33 hz. Teniendo en cuenta que la frecuencia natural que se determina para esta combinación de fibra es de 2.8 hz, no es probable que existan efectos de resonancia.

Por restricciones de tiempo (normalmente una prueba de fatiga tiene una duración de entre 1 y 3 meses) y de espacio se realiza la prueba de fatiga sólo sobre el aspa de fibra de vidrio Mat con relleno de poliuretano, ya que esta presentaba la relación carga estática/costo más baja de todas.

Tipo de aspa	Relación carga/costo (gr/pesos)
Tejido Cloth	0.22
Tejido Cloth + Poliuretano	3.44
Fibra de Carbón	0.02
Fibra de Carbón + Poliuretano	0.42
Tejido Mat	2.43
Tejido Mat + Poliuretano	8.16
Tejido Woven Roven	1.91
Tejido Woven Roven + Poliuretano	3.84

Tabla 11. Relación carga/costo de las aspas.

Por medio del motor excitador se somete el aspa a una frecuencia de 3 hz (180 rpm) y a una amplitud de 4 cm. La duración total de la prueba es de 608 horas, por lo que se logra alcanzar un ciclaje de 6,480,000 ciclos (6.48 millones de ciclos). Al finalizar esta prueba se inspecciona de manera visual el aspa y no se encuentra ningún tipo de fisura o grieta (en este punto hay que resaltar la conveniencia de realizar un análisis a nivel microestructural), por lo que se decide definitivamente usar este tipo de combinación

en el rotor final. Las fotos muestran algunas zonas donde usualmente fallan las aspas estáticamente. Como se observa para esta prueba no se observan daños visibles.



Foto 20. Zona de la raíz del aspa luego de la prueba de fatiga



Foto 21. Zona de colocación del motor excitador (0.75 veces el largo del aspa)

3.4. PRUEBAS DE ENVEJECIMIENTO

Se realizan una serie de pruebas anexas a las que comúnmente se les realizan a las

aspas como lo son las de envejecimiento, con el objetivo de comparar si de alguna manera las propiedades mecánicas de los materiales de las aspas disminuyen o aumentan cuando estas se encuentran sometidas a condiciones ambientales como las que se pueden hallar en el sitio de instalación de la turbina eólica.

Por las restricciones geométricas que impone la máquina en la cual se realiza el envejecimiento, se cortan entonces de las propias aspas, las muestras que servirán para realizar las pruebas. Las dimensiones de las muestras son: 75 mm de largo, 40 mm de ancho y 8 mm de espesor. Se toman 9 probetas (equivalentes a los 8 tipos distintos de combinación de aspas y una más de sólo poliuretano) para realizar 150 horas de luz Ultravioleta y 150 horas de condensación. Para poder comparar se toman otras 9 probetas y se diferencian las muestras envejecidas con las no-envejecidas:



Foto 22. Comparación con las aspas envejecidas en la situación más notoria.



Foto 23. Comparación con las aspas envejecidas en la situación menos notoria

Como se puede observar el resultado del envejecimiento (muestras en la segunda fila de cada foto) es más notorio en el poliuretano, el cual se amarillea altamente, y en las aspas que están rellenas con este. En el caso de las aspas huecas no hay una diferencia realmente apreciable.

3.5. PRUEBAS DE DUREZA

Se realizan las pruebas de dureza Shore D para las fibras y Shore A para el poliuretano para determinar si esta propiedad se ve afectada por el envejecimiento. A cada probeta se le realizan 5 indentaciones y el resultado corresponde al promedio de las anteriores.

En la tabla se observa la comparación de durezas de las distintas probetas:

Tipo de Aspa	Sin envejecimiento	Con envejecimiento
Poliuretano	75	70
Cloth	75	72
Cloth + Poliuretano	85	70
Carbón	80	80
Carbón + Poliuretano	81	78
Mat	81	80
Mat + Poliuretano	79	74
Woven	74	71
Woven + Poliuretano	78	76

Tabla 12. Comparación de durezas entre las aspas envejecidas y las no envejecidas.

Aunque es muy pequeña la disminución de dureza que puede apreciarse en las aspas con envejecimiento, en la mayoría de los casos ocurre (excepto en la tela de fibra de carbón), lo que tiene sentido ya que al envejecer, se deteriora la resistencia que pueden ofrecer los materiales a la indentación.

3.6. PRUEBAS DE FLEXIÓN EN TRES PUNTOS

Esta última prueba que se le realiza a las aspas pretende determinar si el esfuerzo necesario para fracturar un material envejecido es menor o mayor al esfuerzo necesario para fracturar el mismo material sin condiciones de envejecimiento. Para la realización de esta prueba se utiliza una maquina de ensayos universales Instron y una celda de carga de 300 KN. La velocidad de avance es de 0.75 mm/min (según la norma) y la distancia entre soportes de 60 mm para todas las probetas.

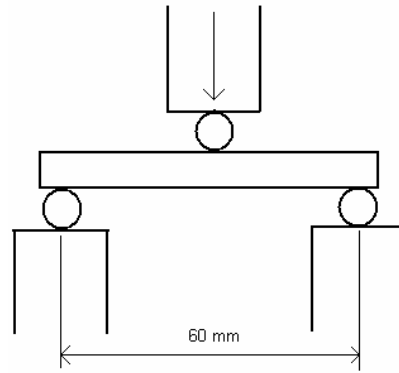


Figura 19. Esquema de la flexión en tres puntos

Tipo de aspa	Carga (KN) Sin envejecimiento	Carga (KN) Con envejecimiento
Poliuretano	0.30	0.15
Cloth	0.15	0.34
Cloth + Poliuretano	0.89	0.91
Carbón	0.46	0.38
Carbón + Poliuretano	1.03	0.93
Mat	2.31	1.37
Mat + Poliuretano	1.34	1.09
Woven	3.21	2.99
Woven + Poliuretano	2.80	1.89

Tabla 13. Comparación de a máxima carga soportada en flexión (antes de fractura) entre las probetas envejecidas y las no envejecidas

En este tipo de prueba también se vuelve a observar que el envejecimiento disminuye las propiedades mecánicas de los materiales. En la tela de fibra cloth la carga aumenta con el envejecimiento sólo por la naturaleza misma de la probeta. En este tipo de aspa la tela es muy delgada y seguramente esta probeta esta llena de grietas y de burbujas consecuencia de que al laminar los bordes de ataque y de fuga no pegan. Un detalle muy interesante es que tanto en las probetas con y sin envejecimiento cuando las fibras son delgadas (tipo cloth y carbón), al rellenar con poliuretano la carga que resisten se duplica o triplica, mientras que en el caso de las fibras gruesas al ser rellenadas con poliuretano la carga que resisten disminuye casi a la mitad. Este fenómeno puede tener

su explicación en la misma naturaleza de la prueba de flexión. Este tipo de pruebas se realiza sobre materiales cerámicos y en cierta manera lo que mide es la densidad y tamaño de los poros de las muestras. En el caso de las fibras delgadas, como la cloth y la de carbón, existe una alta presencia de grietas y de burbujas que con un refuerzo de poliuretano rígido mejora el promedio de grietas y burbujas del nuevo compuesto. En cambio en el caso de las fibras gruesas, como la Mat y Woven Roven, es el poliuretano el que aumenta este promedio de grietas y burbujas en el material compuesto.

4. DESEMPEÑO DEL ROTOR

Para poder medir el desempeño y la eficiencia del rotor es necesario construir un nuevo juego de aspas para ser montadas sobre el cubo. Desafortunadamente el molde que se construye no tiene una buena resistencia y después de realizar 18 aspas sufre de fracturas en los bordes donde se cierran las dos mitades del molde. Esto se debe a que el exceso de resina de la laminación se pega a estos bordes y cuando se seca, en algunas ocasiones crea un enlace tan fuerte que al desprenderla se lleva consigo parte del material del molde. Igualmente las guías del molde se llenan de resina por lo que al pasar el tiempo el molde comienza a tener problemas en cerrarse. Por tanto, fue necesario reconstruir algunas partes del molde con hueso duro, aunque al final, este arreglo también se pierde completamente como se puede ver en las fotos.



Foto 24. Fractura del molde por fijación de la resina



Foto 25. Fractura del hueso duro usado para arreglo del molde

Se construyen entonces tres aspas más de Mat rellenas con poliuretano y se pintan directamente de blanco mate sobre la superficie del molde. Se puede pintar las aspas de cualquier color ya que este se aplica dentro del gelcoat que es el aditivo que permite desmoldar las aspas luego de que estas están secas:



Foto 26. Aspas para prueba de desempeño

Estas aspas se fijan a un nuevo rediseño del cubo:



Foto 27. Nuevo rediseño del cubo

Se construye una estructura para poder ensamblar el rotor a una torre. La estructura tiene rotación (por medio de un rodamiento) perpendicular al piso lo que le permite al rotor seguir la dirección del viento por medio de una veleta. Se utiliza una veleta comercial con este fin. También tiene acoplado un eje a través de dos rodamientos para sujetar el cubo con las aspas. Esta estructura se fija directamente a la parte más alta de una torre y se puede probar el desempeño del rotor con la ayuda de instrumentos como el anemómetro.



Foto 28. Estructura de fijación del rotor a la torre



Foto 29. Acople del rotor eólico a la estructura

Una vez se tiene la estructura completa, se monta la turbina en una torre de 2.7 m de alto. En el sitio existen dos torres más de 20 m que no se utilizan ya que es bastante peligroso subir un molino a ellas, así que dependiendo del comportamiento de la turbina en la torre pequeña se estudia la posibilidad de subirla.



Foto 30. Montaje de la turbina completa en la torre de 2.7 m



Foto 31. Posicionamiento de las tres torres

Como se demuestra en el capítulo número 1 del documento, la eficiencia de una turbina eólica se entiende mejor como el coeficiente de desempeño C_p . Este coeficiente es la relación entre la potencia real extraída por el rotor y la potencia teórica del viento que pasa a través del disco ocupado por el área que barre el rotor. La potencia extraída se puede describir como:

$$\eta = C_p = \frac{\text{Pot. Extraída}}{\frac{1}{2} \rho U_1^3 A_{rotor}} = \frac{T_{rotor} \Omega_{rotor}}{\frac{1}{2} \rho U_1^3 A_{rotor}}$$

y como el torque del rotor se puede expresar, ya que no está sujeto a cargas externas, como:

$$T_{rotor} = I_{rotor} \alpha_{rotor}$$

donde α corresponde a la aceleración angular, se puede determinar el C_p del rotor para distintos valores de velocidad específica λ ya que se conoce la curva de velocidad angular del rotor vs. Tiempo y por tanto la aceleración angular (pendiente de la curva anterior), la velocidad del viento y la inercia del rotor. La inercia se puede medir con un montaje de la siguiente forma:

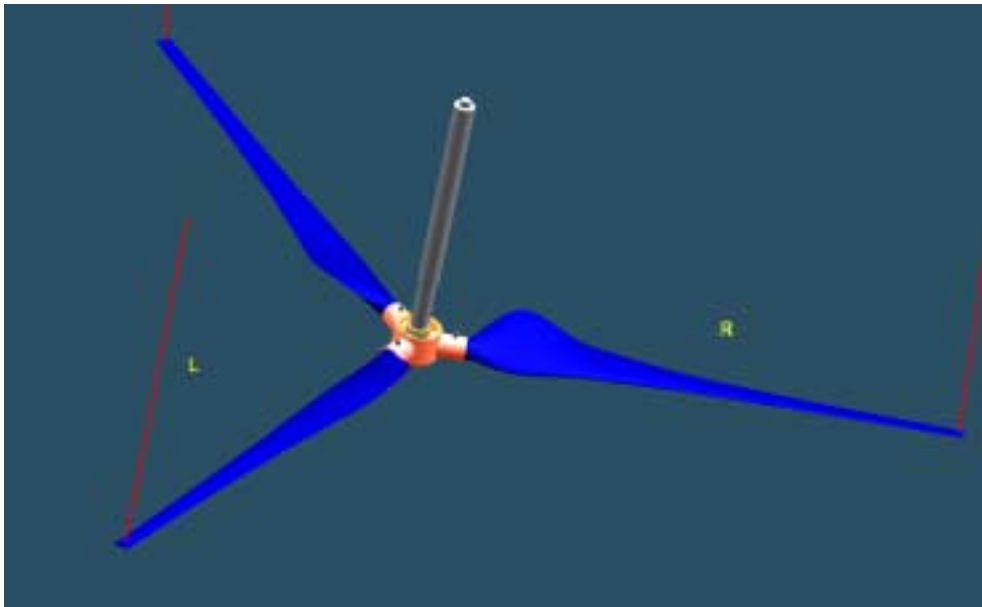


Figura 20. Medición de la inercia del rotor

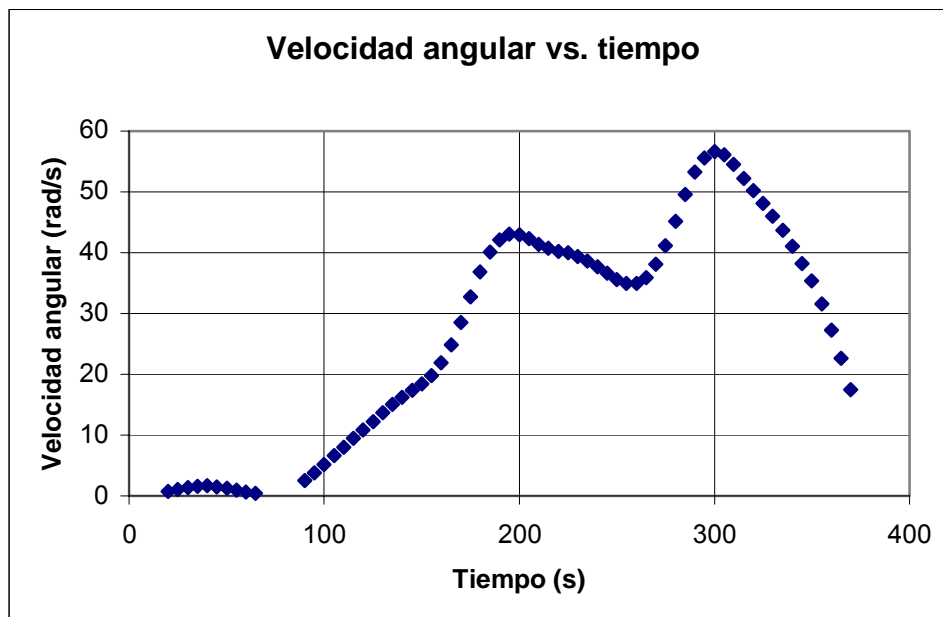
Aquí se cuelga el rotor de tres cuerdas iguales de longitud L ubicadas a una distancia R del centro del rotor. Luego se gira el eje del rotor unos 10° y se toma el período de oscilación del conjunto. La inercia según este montaje de péndulo trifilar es:

$$I = \frac{WR^2\tau^2}{4\pi^2L}$$

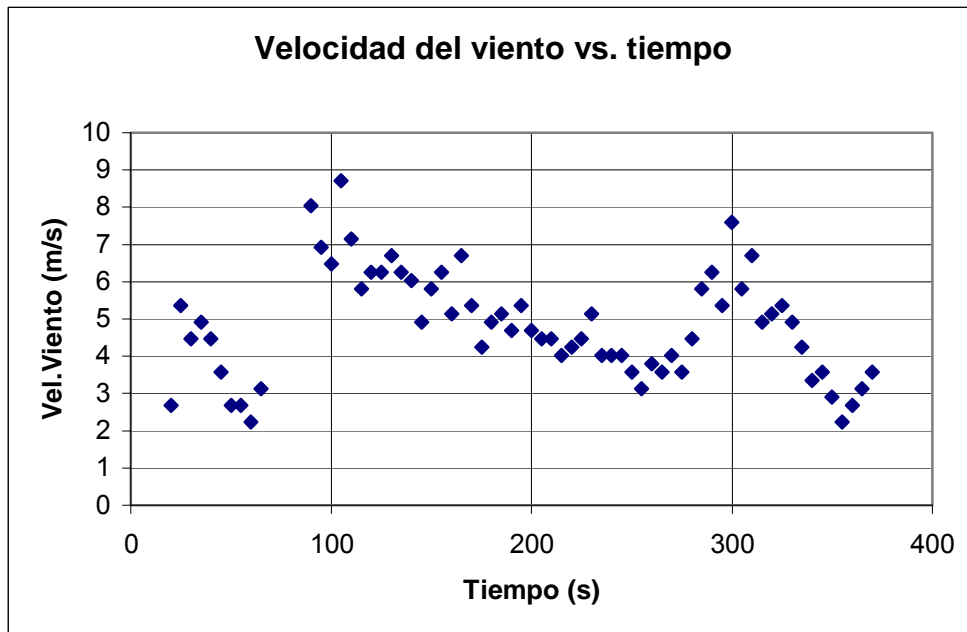
donde W es el peso del rotor y τ el período de oscilación. En este caso el peso es de 9

Kg, R es 103 cm, L es 120 cm y el período de 0.625 s por lo que la inercia del rotor es de 0.77 Kg.m².

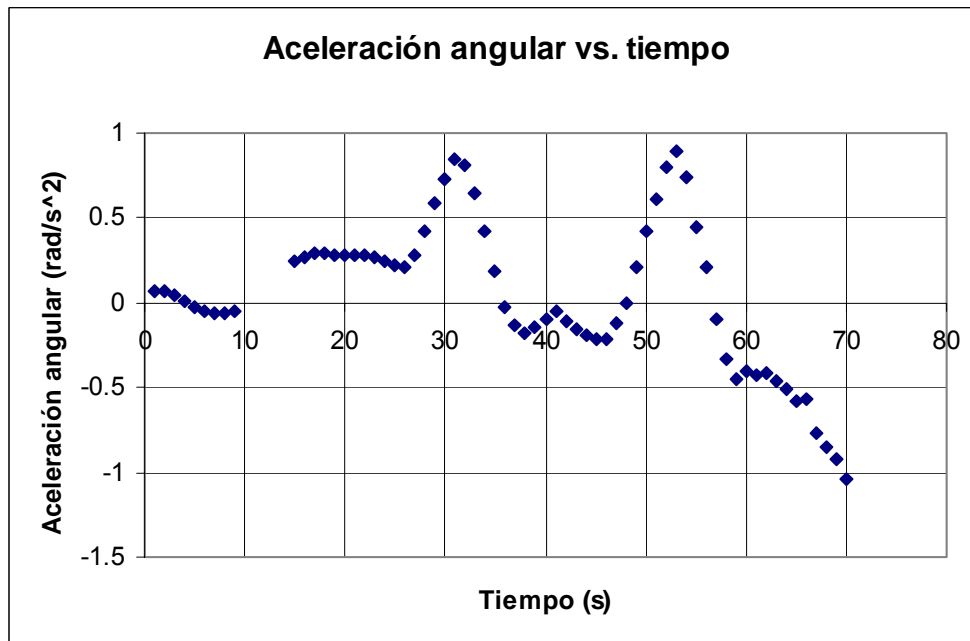
La velocidad angular del rotor se calcula con una cámara de alta velocidad con una resolución de 60 cuadros por segundo. Desafortunadamente el patrón de velocidades de viento en el sitio de medición de la turbina oscila bastante por lo que las curvas encontradas para la velocidad y aceleración angular del molino no permiten un estudio completo del desempeño del rotor (Ver anexo 5) debido a que no tienen un buen patrón de comportamiento⁽³⁾. A continuación se muestran algunos ejemplos de las curvas encontradas durante las mediciones:



Gráfica 10. Velocidad angular vs.tiempo



Gráfica 11. Velocidad del viento vs. tiempo



Gráfica 12. Aceleración angular vs. tiempo

Los picos de la gráfica de aceleración angular generan una serie de variaciones no deseadas en el torque del rotor lo que impide el cálculo del coeficiente de desempeño.

Sin embargo adjunto a este documento se anexa un video donde se muestra la turbina eólica en funcionamiento.

4.1 ANÁLISIS ENERGÉTICO

Este análisis tiene como objetivo poder determinar si la turbina eólica construida puede brindar energía suficiente para suplir las necesidades de una familia típica que viva en una zona rural, que es el motivo de la elaboración de este proyecto.

Si se tiene en cuenta que una familia como estas utiliza la energía eléctrica para cubrir demandas básicas como pueden ser un par de bombillos y el calentamiento alimentos, el consumo energético total es de 2 KWh/día aproximadamente. Esta cifra no esta alejada de la realidad ya que el sitio donde se instala el molino es la residencia del Ing. Fabio Londoño, que a través de algunas mediciones, ha encontrado que en promedio su familia consume esta cantidad de energía.

Para conocer la energía producida por el molino de viento es necesario observar la figura 21⁽¹¹⁾. A partir de esta gráfica se puede hallar el factor de potencia del equipo eólico, es decir, se puede estimar la entrega específica de energía de la turbina. Aquí X_r es el radio entre la velocidad nominal del equipo y la velocidad media del viento en el sitio específico de instalación y K es un factor de forma que tiene que ver con el comportamiento de la velocidad del viento en el mismo lugar donde se planea ubicar el

equipo.

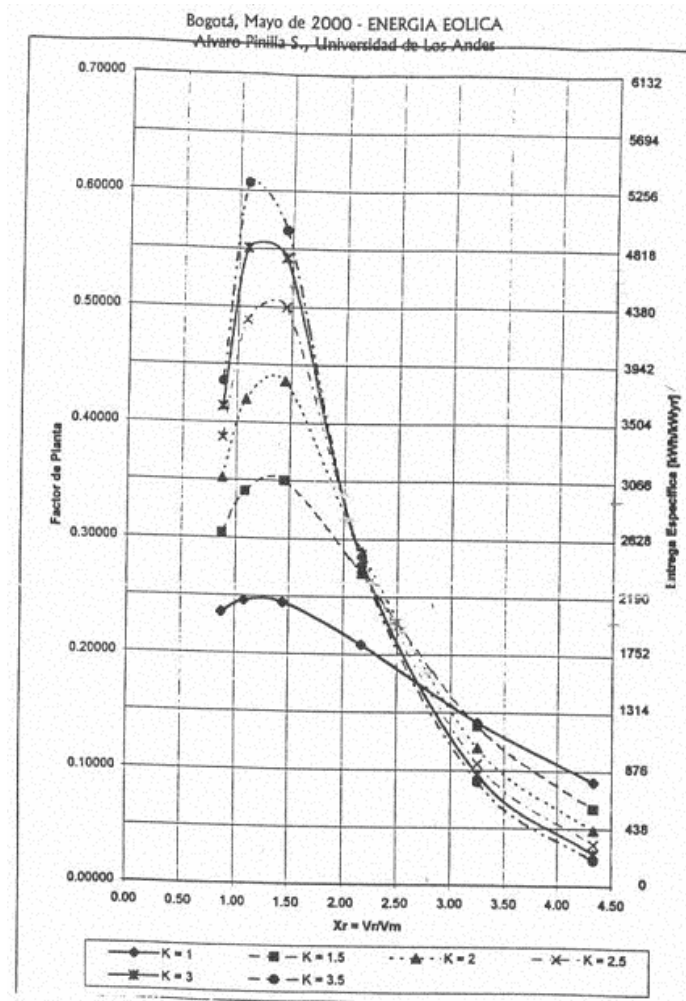


Figura 21. Entrega específica de energía

Según los resultados del código YawDyn, la potencia nominal de la turbina es de 472 W a una velocidad de 8 m/s, por tanto, si en el sitio de instalación el viento tiene una velocidad media de 4 m/s:

$$Xr = \frac{Vn}{Vm} = \frac{8}{4} = 2$$

Si se escoge un factor de forma K de 2 (apropiado cuando no se conoce el comportamiento del viento en el sitio de instalación), se puede encontrar que el factor de planta es de 0.33 y se entrega 2860 kWh/kWyr. Así, si se multiplica esta última cantidad de energía por la potencia nominal del equipo se encuentra la entrega de energía del equipo eólico:

$$2860 \frac{KWh}{KWyr} \times 0.472 KW \times \frac{1yr}{365días} = 3.70 \frac{KWh}{día}$$

Esta es la razón por la cual se escoge una velocidad nominal del equipo de 8 m/s en el capítulo 1 del documento. Como se puede apreciar con un equipo como este y con una velocidad de viento de 4 m/s se puede suplir completamente el consumo energético de una familia rural típica. Aún es más interesante si se ubica el equipo en una zona donde el viento tenga velocidades medias de 8 m/s, ya que $X_r=1$ y la entrega de energía aumenta a 4.53 kWh/día.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La eficiencia con la que genera electricidad una o varias turbinas eólicas esta ligada al promedio de la velocidad de viento que se tenga en el sitio específico de instalación. Por esto, para ahorrar costos de montaje y de viaje de los equipos, es fundamental hacer un estudio del comportamiento del viento durante por lo menos 1 año. Se puede estimar que a partir de 4 m/s es viable la generación eléctrica, pero hay que tener cuidado con que los equipos a instalar no tengan velocidades nominales muy altas (12 m/s o más). Los equipos de alta generación se diseñan con este último rango de velocidades y no son eficientes bajo vientos entre los 4 y los 7 m/s.

En el diseño de las aspas se toma una velocidad angular de 500 rpm ya que esta corresponde a la velocidad con la cual se diseñó el generador. Mayores velocidades angulares con turbinas de esta capacidad son prácticamente inalcanzables por lo que para estos rangos de generación se deben adaptar generadores que trabajen entre los 250 y 600 rpm.

Aunque el perfil alar escogido para realizar las aspas tiene muy buenas características aerodinámicas es de interés estudiar este tipo de perfiles en nuestros túneles de viento y comprobar los resultados con los de las bases de datos.

Se debe intentar construir los moldes en materiales metálicos ya que las resinas son muy frágiles y al limpiar sus superficies se pueden fracturar fácilmente. Como se pudo experimentar, los arreglos realizados sobre el molde no mejoran para nada la producción de aspas y aceleran el proceso de degradación de este. Se pueden utilizar láminas de acero o aluminio delgadas para ahorrar costos, tal como son los moldes de los grandes productores de aspas.

Los cascarones deben ser unidos luego de que las dos partes laminadas del molde se sequen. De esta manera se tendrá mayor control de las burbujas y de la unión de los bordes de ataque y de fuga del perfil. Para esto se consiguen sellantes o pegantes industriales. Sin embargo, para este tipo de proceso el grosor de la capa de fibra y resina debe ser suficientemente grande para permitir un buen contacto entre las dos partes.

Al igual que con poliuretano se puede experimentar rellenar las aspas con poliestireno, polietileno o polipropileno. En el caso de las resinas se puede comparar los resultados si se utiliza epoxy o algún otro tipo de resina. Muy probablemente se consiga mejorar algunas propiedades del compuesto con otro tipo de combinación.

Se recomienda inyectar el poliuretano en vez de sólo vaciarlo para poder llenar completamente el hueco de las fibras. Es posible que con la utilización de otro polímero se logre llegar a los espacios dejados por el poliuretano.

Se puede ensayar construir aspas con telas más delgadas como la fibra cloth y carbón, pero con mayor cantidad de capas, de 5 a 7, para observar el aumento en capacidad de carga al variar este parámetro.

Se recomienda probar las aspas bajo fatiga a tres veces su frecuencia natural para asegurar que esta carga no tenga una influencia alta en el diseño de las aspas. Como se pudo observar bajo su frecuencia natural no se presentaron fallas.

Para un estudio posterior de la eficiencia del molino sería de gran utilidad poder instalar la turbina eólica a una de las torres de 20 metros ya que el perfil de velocidades que se encuentra a esa altura es mucho más uniforme, constante y más alto, ya que la velocidad aumenta a medida que se aleja de la superficie del suelo. Otra solución que se propone para la medición del desempeño del rotor es la instalación de la turbina en alguna especie de máquina móvil, carro o camioneta para que se normalice una velocidad de viento que ataque las aspas; esto suavizará drásticamente las curvas de velocidad angular y por tanto de aceleración angular permitiendo una medición más exacta de la potencia extraída por el rotor.

Algo importante finalmente para rescatar es que la utilización de este tipo de energía alternativa puede convertirse en la solución más atractiva para las zonas rurales a las cuales no accede la red. Como se muestra en el documento y a través del video es una opción real y eficaz, y a la cual se le puede dedicar mucha más investigación y desarrollo.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

1. A. Pinilla. 1984. Wind-powered pumping systems for Colombia. Department of Engineering, Reading University.
2. D. J. Sharpe. 1984. Layman's guide to the aerodynamics of wind turbines. Department of Aeronautical Engineering, Queen Mary College, University of London.
3. G. Stacey, P. J. Musgrove. 1984. The performance of the Rutherford 6 meter diameter vertical axis wind turbine, including the effects of various binning techniques and averaging periods. Department of Engineering, Reading University.
4. J. Anderson. 2001. Fundamentals of aerodynamics. McGraw-Hill. Third Edition.
5. J. L Meriam, L. G. Craige. 1997. Engineering mechanics dynamics. John Wiley & Sons. Fourth Edition.
6. P.D. Dunn. 1986. Renewable energies. Peter Peregrinus Ltd.

7. W. D. Callister. 1997. Materials science and engineering an introduction. John Wiley & Sons. Fourth Edition.

8. R. C. Hibbeler. 1997. Mecánica de materiales. Prentice hall. Tercera edición.

9. S. Larwood, W. Musial. 2000. Comprehensive testing of netwind 12-meter wind turbine blades at NREL. National Renewable Energy Laboratory

10. Universidad de Los Andes, Departamento de Ingeniería Mecánica. 2000. Aerodinámica básica. Bogotá. Uniandes.

11. Universidad de Los Andes, Departamento de Ingeniería Mecánica. 2000. Energía eólica. Bogotá. Uniandes.

12. http://amber.aee.uiuc.edu/m-selig/ads/Coord_database.html

13. <http://www.ewea.org>

14. <http://www.fgci.com>

ANEXO 1

COORDENADAS Y CARACTERÍSTICAS AERODINÁMICAS DEL PEFIL AVISTAR

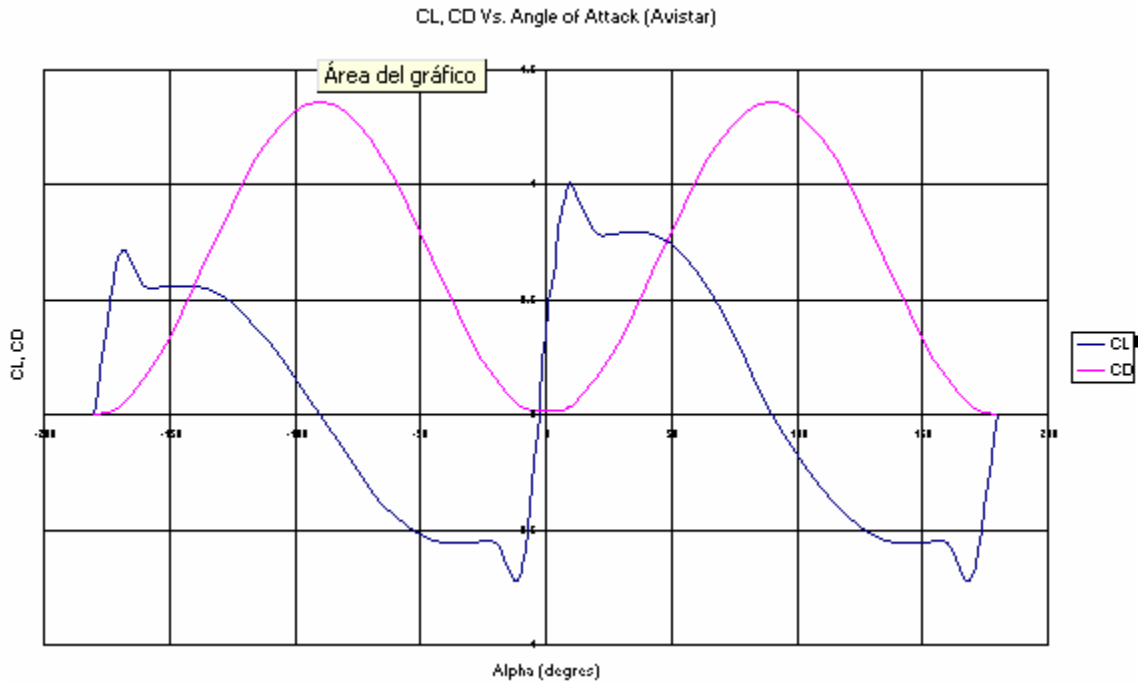
alpha / Cl / Cd / Spanwise Cd's >>>

-3.32	-0.067	0.0207	0.0191	0.0200	0.0210	0.0226
-2.33	0.037	0.0203	0.0211	0.0188	0.0202	0.0212
-1.30	0.183	0.0210	0.0217	0.0237	0.0195	0.0189
-0.24	0.387	0.0225	0.0209	0.0243	0.0198	0.0252
0.77	0.453	0.0217	0.0216	0.0203	0.0203	0.0247
1.78	0.527	0.0218	0.0219	0.0204	0.0200	0.0249
2.90	0.612	0.0223	0.0241	0.0200	0.0204	0.0248
3.81	0.683	0.0223	0.0231	0.0198	0.0209	0.0253
4.93	0.777	0.0227	0.0218	0.0214	0.0206	0.0269
5.88	0.850	0.0216	0.0219	0.0209	0.0203	0.0232
6.89	0.925	0.0210	0.0221	0.0194	0.0203	0.0221
7.91	0.970	0.0237	0.0258	0.0254	0.0208	0.0228
8.94	0.987	0.0315	0.0342	0.0353	0.0262	0.0303
9.90	1.008	0.0364	0.0397	0.0403	0.0313	0.0343

x	y	x	y	x	y
1.000000	0.001577	0.095760	0.059061	0.607780	-0.039055
0.997540	0.002134	0.073950	0.050589	0.645940	-0.036034
0.990700	0.003654	0.054680	0.041953	0.683590	-0.032834
0.980370	0.005878	0.038110	0.033807	0.720430	-0.029673
0.966980	0.008656	0.024330	0.026683	0.756160	-0.026692
0.950440	0.011966	0.013380	0.020385	0.790480	-0.023935
0.930640	0.015819	0.005480	0.013840	0.823090	-0.021300
0.907750	0.020211	0.000980	0.005578	0.853700	-0.018605
0.882020	0.025157	0.000000	-0.001520	0.882020	-0.015858
0.853700	0.030674	0.000980	-0.008736	0.907750	-0.013368
0.823090	0.036724	0.005480	-0.017535	0.930640	-0.011525
0.790480	0.043213	0.013380	-0.023921	0.950440	-0.010375
0.756160	0.049972	0.024330	-0.027806	0.966980	-0.009412
0.720430	0.056761	0.038110	-0.030357	0.980370	-0.007926
0.683590	0.063296	0.054680	-0.032981	0.990700	-0.005555
0.645940	0.069329	0.073950	-0.036103	0.997540	-0.002893
0.607780	0.074739	0.095760	-0.039323	1.000000	-0.001634
0.569370	0.079493	0.119990	-0.042246		
0.530990	0.083592	0.146480	-0.044736		
0.492650	0.087118	0.175040	-0.046861		
0.454350	0.090125	0.205490	-0.048689		
0.416380	0.092502	0.237600	-0.050081		
0.378870	0.093994	0.271200	-0.050919		
0.342040	0.094266	0.306090	-0.051202		
0.306090	0.093163	0.342040	-0.050953		
0.271200	0.090928	0.378870	-0.050210		
0.237600	0.087896	0.416380	-0.049040		
0.205490	0.084131	0.454350	-0.047554		
0.175040	0.079484	0.492650	-0.045845		
0.146480	0.073768	0.530990	-0.043925		
0.119990	0.066906	0.569370	-0.041697		

ANEXO 2

DATOS DE ENTRADA Y RESULTADOS DEL PROGRAMA YAWDYN VB



! Time ! (sec)	Wind Speed (m/s)	Wind Dir (Deg)	Vertical Speed (m/s)	Horiz. Shear	Pwr.Law Vert.Shr.	Lin.Vert. Shear	Gust Speed (m/s)
0	8	0	0	0	0.1428	0	0
0.1	8	0	0	0	0.1428	0	0
0.2	8	0	0	0	0.1428	0	0
0.3	8	0	0	0	0.1428	0	0
0.4	8	0	0	0	0.1428	0	0
0.5	8	0	0	0	0.1428	0	0
0.6	8	0	0	0	0.1428	0	0
0.7	8	0	0	0	0.1428	0	0
0.8	8	0	0	0	0.1428	0	0
0.9	8	0	0	0	0.1428	0	0
1	8	0	0	0	0.1428	0	0
1.1	8	0	0	0	0.1428	0	0
1.2	8	0	0	0	0.1428	0	0
1.3	8	0	0	0	0.1428	0	0
1.4	8	0	0	0	0.1428	0	0
1.5	8	0	0	0	0.1428	0	0
1.6	8	0	0	0	0.1428	0	0
1.7	8	0	0	0	0.1428	0	0
1.8	8	0	0	0	0.1428	0	0
1.9	8	0	0	0	0.1428	0	0
2	8	0	0	0	0.1428	0	0

Tejido Cloth 1 Perfil AVISTAR SI units for YawDyn version 12

- 10 Time duration of the simulation (sec)
- 10 Number of azimuth sectors used for integration
- 5 Decimation factor for output printing
- 1.00E-02 TOLER, Trim solution tolerance (deg)
- 3 Number of blades
- 0.0 0.0 0.00 Initial pitch angles (deg)
- 0.5 Rotor hub sling (distance from yaw axis to hub; positive downwind) (m)
- 0 Shaft tilt angle (deg)
- 0 Rotor precone angle (deg)
- 500 RPM, rotor speed in revolutions per minute
- 0 PsiInit, Initial rotor position (zero for Blade 1 down) (deg)
- FIXED Yaw Model: FREE or FIXED yaw system
- 0 Initial yaw angle (deg)
- 0 Initial yaw rate (deg/sec)
- 1000 Mass moment of inertia about yaw axis (kg-m²)
- 0 YawStiff, stiffness of yaw spring (N-m/rad)
- 0 YawDamp, yaw damping coefficient (N-m-sec)
- 0 YawFriction, constant friction moment at yaw axis (N-m)
- RIGID Hub model: HINGE, TEETER or RIGID
- 0.0 0.0 0.0 Initial flap angles (deg)
- 0.0 0.0 0.0 Initial flap rates (deg/sec)
- 0.06 RHinge, radius of rotor hub (m)
- 0.98 RBar, distance from hinge to blade c.g. (m)
- 0.391 Mass of one blade (kg)
- 0.2 Mass moment of inertia of blade about hinge axis (kg-m²)
- 1.00E+03 Torsional stiffness of blade root spring (N-m/rad)
- 0 Free teeter angle (deg)
- 0 Teeter stiffness, first or linear coeff. (N-m/rad)
- 0 Teeter stiffness, coeff. of deflection (N-m/rad²)
- 0 Teeter damping coefficient (N-m-sec)

Tejido Cloth 1 Perfil AVISTAR AeroDyn version 12.43

SI Units for input and output [SI or ENGLISH]

BEDDOES Dynamic stall model [BEDDOES or STEADY]

NO_CM Aerodynamic pitching moment model [USE_CM or NO_CM]

EQUIL Inflow model [DYNIN or EQUIL]

SWIRL Induction factor model [NONE or WAKE or SWIRL]

5.00E-03 Convergence tolerance for induction factor

PRAND Tip-loss model (EQUIL only) [PRANDtl, GTECH, or NONE]

wind_8ms.wnd HH-wind (quoted string)

10 Wind reference (hub) height.

Tower shadow centerline velocity

0 deficit.

Tower shadow half

0.5 width.

0.8 Tower shadow reference point.

0.9472 Air density.

1.56E-05 KinVisc - Kinematic air viscosity

1.00E-03 Time interval for aerodynamic calculations.

1 Number of airfoil files used. Files listed below:

avistar.dat Airfoil data file name (quoted string)

9 Number of blade elements per blade

RELM	Twist		DR	Chord	File ID	
0.12	27.33682	0.12	0.188218		1 PRINT	
0.24	14.44694	0.12	0.148988		1 PRINT	
0.36	8.189923	0.12	0.112278		1 PRINT	
0.48	4.67936			0.12	0.088325	1
0.6	2.467504	0.12	0.072311		1 PRINT	
0.72	0.955533	0.12	0.061038		1 PRINT	
0.84	-0.14021	0.12	0.05273			1
0.96	-0.96956	0.12	0.046376		1 PRINT	
1.08	-1.61855	0.12	0.041369		1 PRINT	

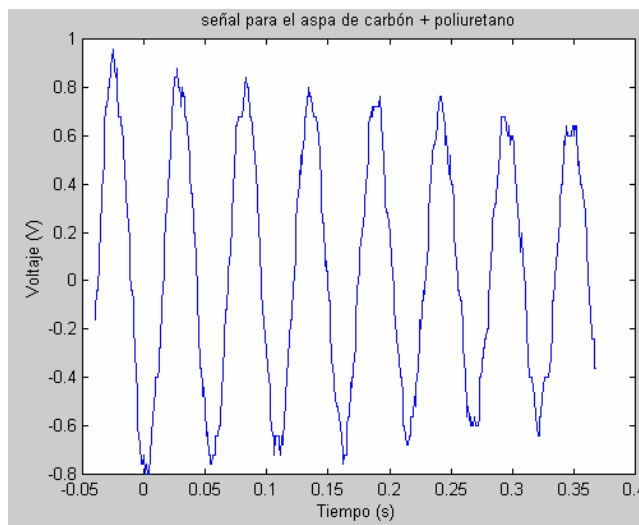
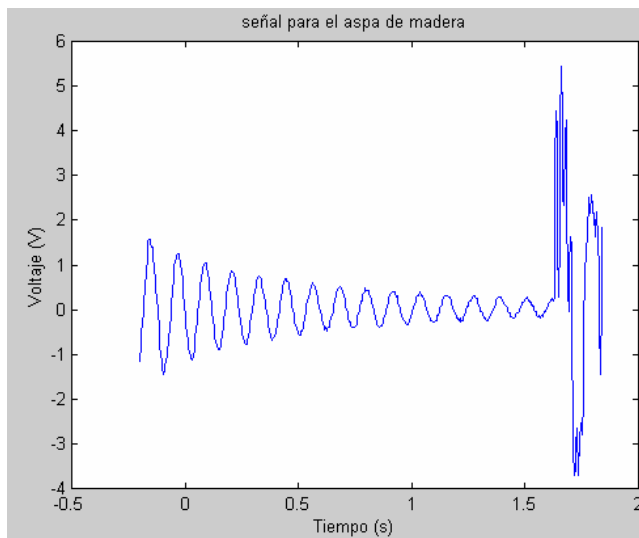
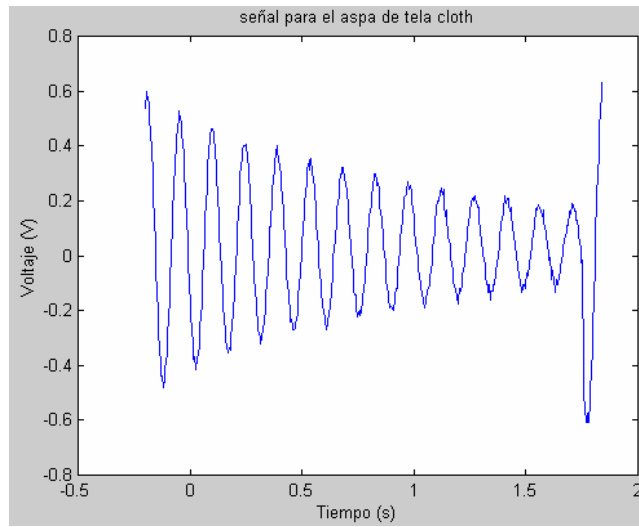
This file was generated by AeroDyn(12.46, 23-May-2002) in YawDyn(12.07, 22-Apr-2002)

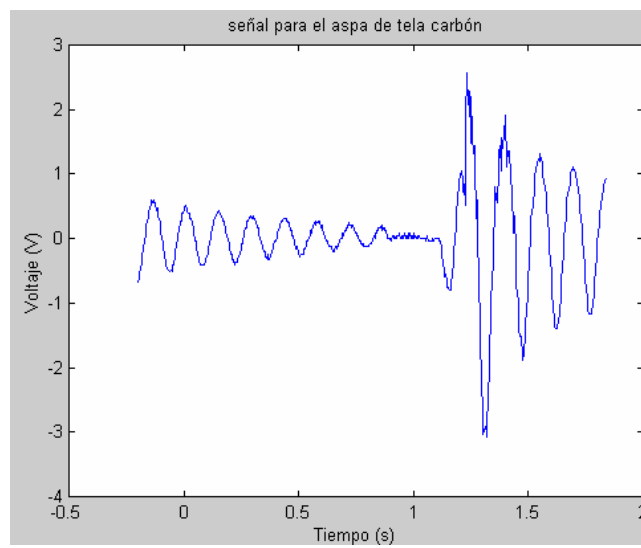
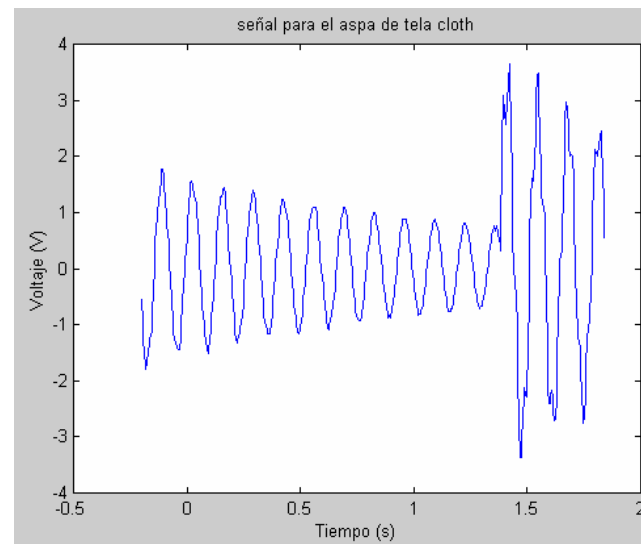
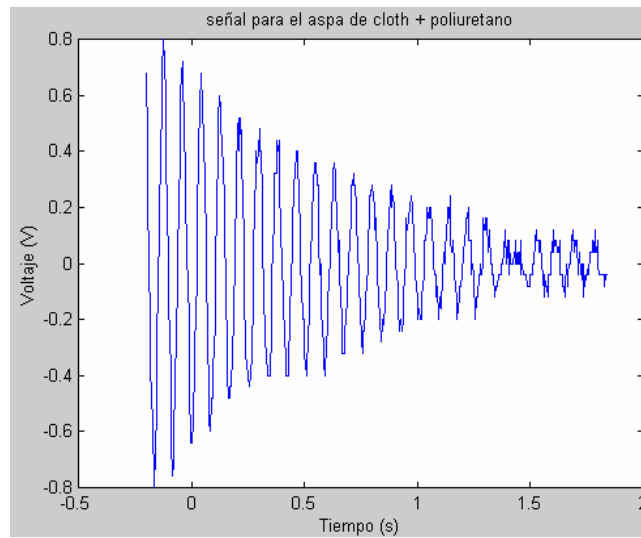
Time (sec)	HHWSpeed (m/s)	Power (kW)	Torque (N-m)	TeeStMom (N-m)	Thrust (N)	HForceY (N)	HForceZ (N)
0.06	8	0.47085	8.99258	999.999	116.85	-0.230068	-0.00097232
0.12	8	0.470683	8.98938	999.999	116.782	-0.256012	0.0021646
0.18	8	0.471539	9.00573	999.999	116.874	-0.243275	-0.00060283
0.24	8	0.470866	8.99288	999.999	116.837	-0.233706	-0.00041656
0.3	8	0.472245	9.01921	999.999	117.015	-0.220188	0.00631619
0.36	8	0.471332	9.00179	999.999	116.918	-0.257505	0.000922652
0.42	8	0.472191	9.01819	999.999	116.996	-0.225756	0.00708332
0.48	8	0.470972	8.9949	999.999	116.852	-0.236859	0.0036852
0.54	8	0.472189	9.01814	999.999	116.992	-0.241022	-0.00785661
0.6	8	0.471441	9.00385	999.999	116.939	-0.245567	0.00186554
0.66	8	0.471925	9.01311	999.999	116.943	-0.244905	0.0175253
0.72	8	0.471251	9.00023	999.999	116.89	-0.256412	-0.00219164
0.78	8	0.471892	9.01246	999.999	116.932	-0.253801	0.00483919
0.84	8	0.47102	8.99582	999.999	116.85	-0.227933	0.0176726
0.9	8	0.471465	9.00432	999.999	116.859	-0.237536	0.0226054
0.96	8	0.470799	8.99159	999.999	116.814	-0.254644	0.00195864
1.02	8	0.471538	9.00572	999.999	116.875	-0.218654	0.00691882
1.08	8	0.471018	8.99578	999.999	116.855	-0.22939	0.0234379
1.14	8	0.471486	9.00471	999.999	116.862	-0.244789	0.0124245
1.2	8	0.470962	8.99472	999.999	116.844	-0.255723	-0.00381887
1.26	8	0.471751	9.00978	999.999	116.922	-0.214858	-0.0045669
1.32	8	0.471311	9.00138	999.999	116.915	-0.257859	0.0239947
1.38	8	0.471955	9.01368	999.999	116.957	-0.247555	0.0166485
1.44	8	0.471493	9.00485	999.999	116.947	-0.228401	0.0137945
1.5	8	0.472292	9.02011	999.999	117.014	-0.237348	0.0158102
1.56	8	0.471311	9.00137	999.999	116.91	-0.25914	0.0134517
1.62	8	0.472063	9.01574	999.999	116.972	-0.251487	0.0310943
1.68	8	0.471188	8.99903	999.999	116.883	-0.234721	0.0257543
1.74	8	0.472077	9.016	999.999	116.963	-0.240627	-0.00541662
1.8	8	0.471112	8.99757	999.999	116.865	-0.25693	-0.00994408
1.86	8	0.471302	9.0012	999.999	116.828	-0.233352	0.0136758
1.92	8	0.470877	8.99309	999.999	116.831	-0.237352	-0.00292737
1.98	8	0.471623	9.00734	999.999	116.889	-0.245459	-0.00986351

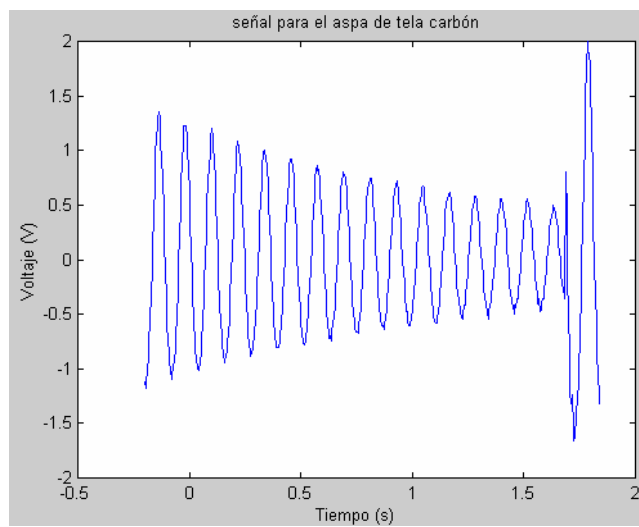
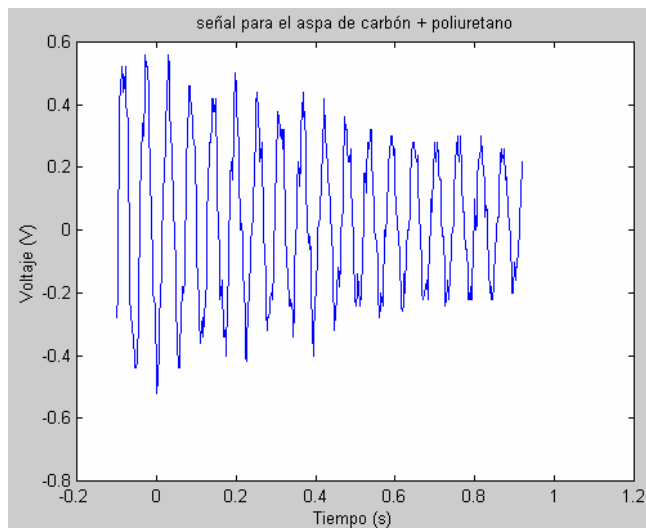
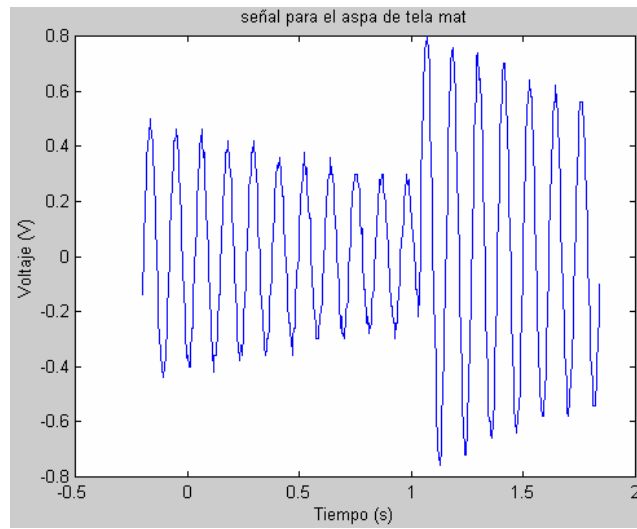
OutPIMom1 (N-m)	OutPIMom2 (N-m)	OutPIMom3 (N-m)	InPIMom1 (N-m)	InPIMom2 (N-m)	InPIMom3 (N-m)
29.439	28.8665	28.933	2.82273	5.90507	-0.595353
28.6711	29.3173	29.2585	2.58546	-0.47777	6.02417
29.4897	28.8775	28.9338	2.83472	5.90721	-0.595649
28.6746	29.3136	29.2608	2.58825	-0.479399	6.02474
29.4848	28.8874	28.9543	2.83359	5.91145	-0.588973
28.6864	29.321	29.2612	2.59035	-0.476125	6.02656
29.4896	28.8855	28.9512	2.83511	5.91045	-0.589791
28.6862	29.3144	29.2558	2.59053	-0.478679	6.02388
29.4904	28.8872	28.9473	2.83597	5.91126	-0.591603
28.6871	29.3261	29.2588	2.59141	-0.475304	6.02597
29.4881	28.8752	28.9489	2.83536	5.90722	-0.590925
28.6839	29.3237	29.258	2.58946	-0.475673	6.02596
29.4893	28.871	28.9466	2.8363	5.90634	-0.591775
28.6871	29.3193	29.2469	2.59168	-0.477126	6.02135
29.4778	28.8689	28.9439	2.83188	5.90489	-0.592317
28.6782	29.3191	29.2504	2.58756	-0.477643	6.02298
29.4755	28.8732	28.9447	2.83061	5.90699	-0.59208
28.6844	29.3225	29.2481	2.59068	-0.476038	6.02131
29.4792	28.8699	28.9442	2.83242	5.90537	-0.59272
28.6819	29.3213	29.2525	2.58869	-0.477333	6.02407
29.4757	28.8808	28.9476	2.8309	5.90975	-0.591861
28.6854	29.3322	29.2562	2.58943	-0.472802	6.02425
29.486	28.8743	28.9544	2.83498	5.90686	-0.589664
28.6971	29.3297	29.2541	2.59416	-0.474344	6.02376
29.4934	28.8753	28.9571	2.83688	5.9081	-0.588203
28.6827	29.3319	29.2533	2.58935	-0.473199	6.02431
29.4929	28.8693	28.957	2.83688	5.90507	-0.588299
28.6841	29.3324	29.2474	2.59064	-0.473181	6.02138
29.4909	28.8803	28.9452	2.83587	5.90979	-0.591843
28.6803	29.315	29.2603	2.58894	-0.47834	6.02668
29.48	28.8705	28.9376	2.83167	5.90516	-0.594382
28.6775	29.3152	29.2527	2.58863	-0.478746	6.02358
29.4862	28.8755	28.9372	2.8343	5.9077	-0.595057

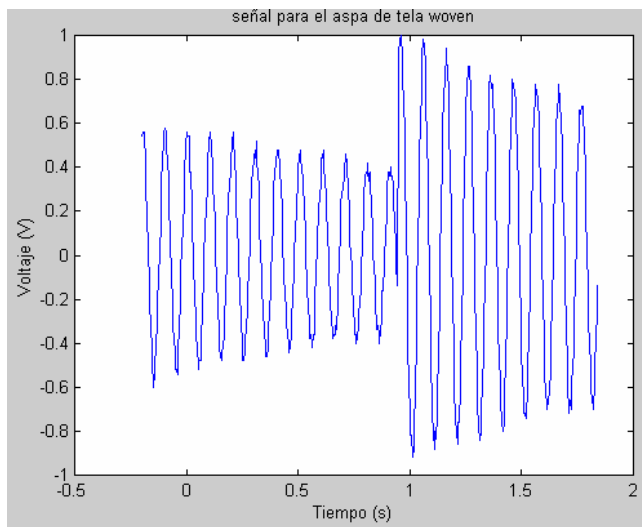
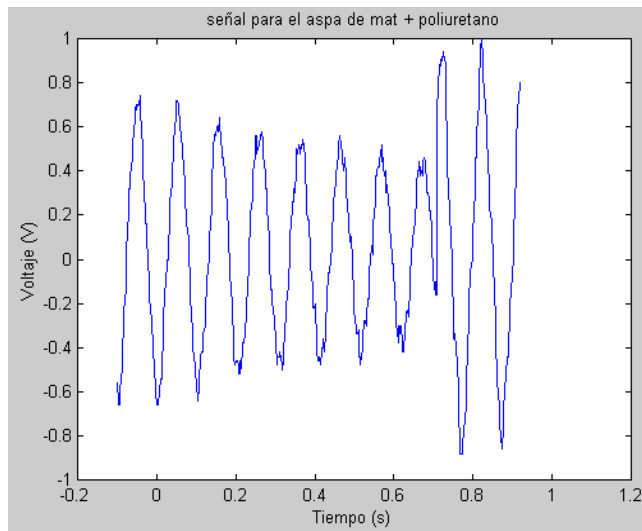
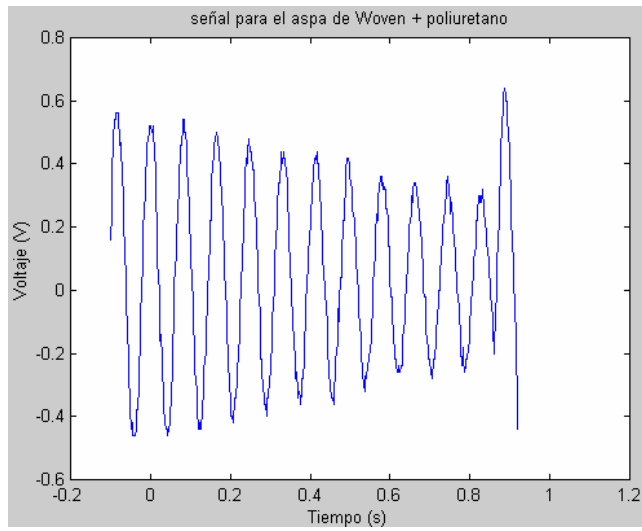
ANEXO 3

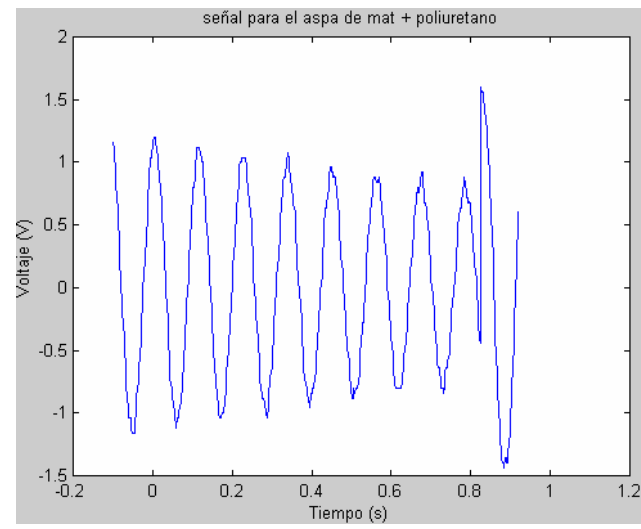
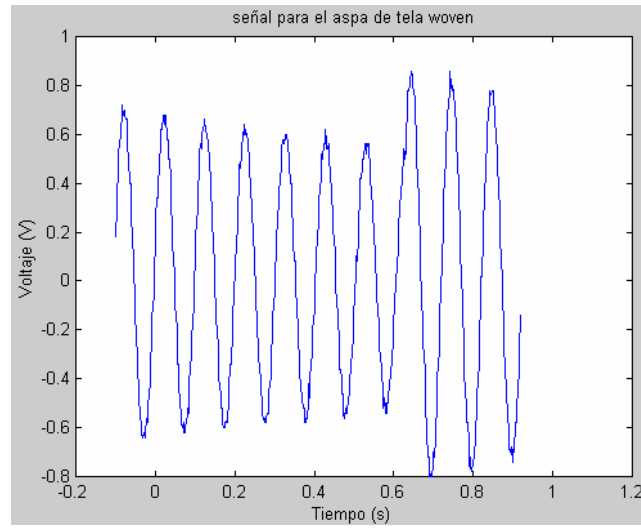
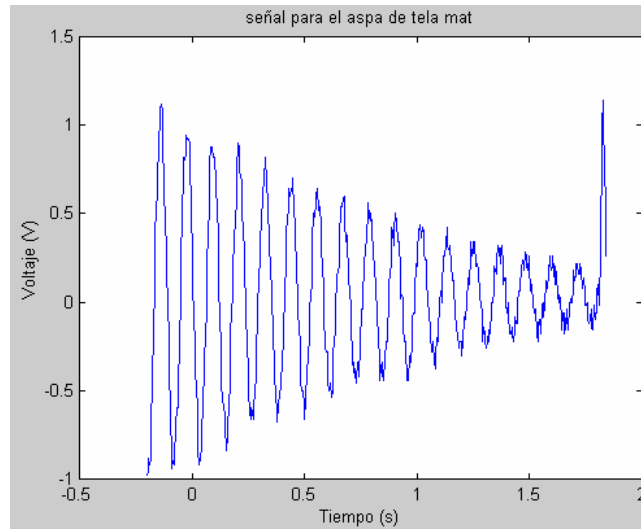
SEÑALES OBTENIDAS EN EL OSCILOSCOPIO PARA DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA NATURAL DE LAS DISTINTAS COMBINACIONES DE ASPAS.

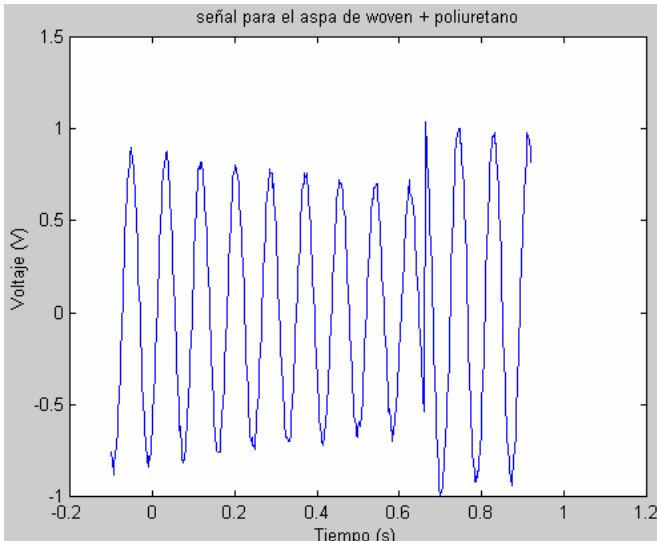






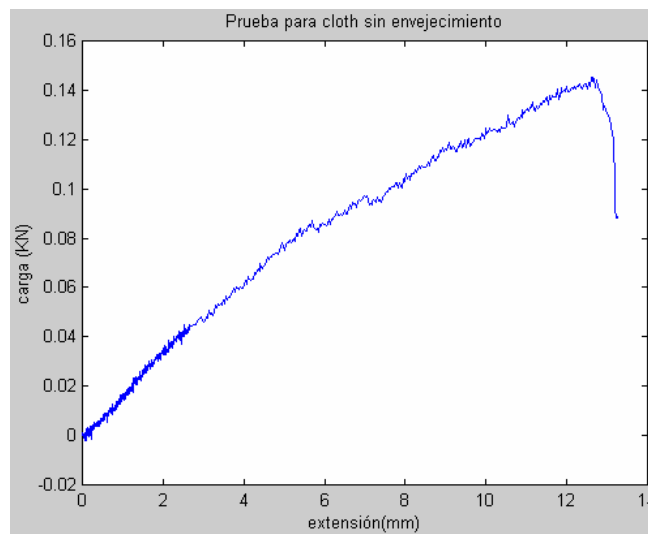
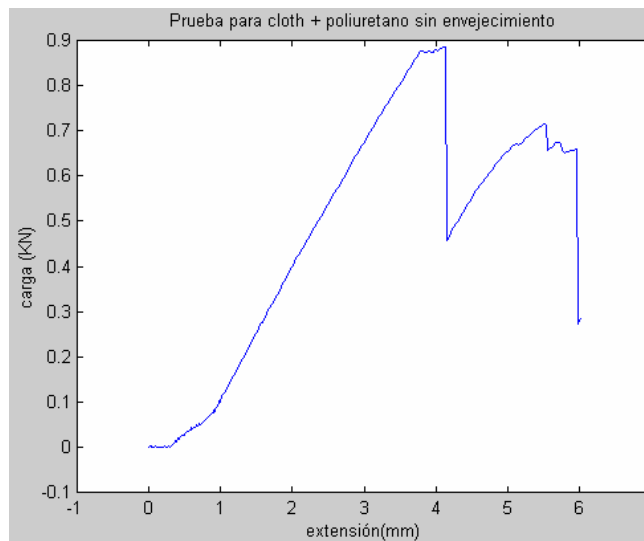
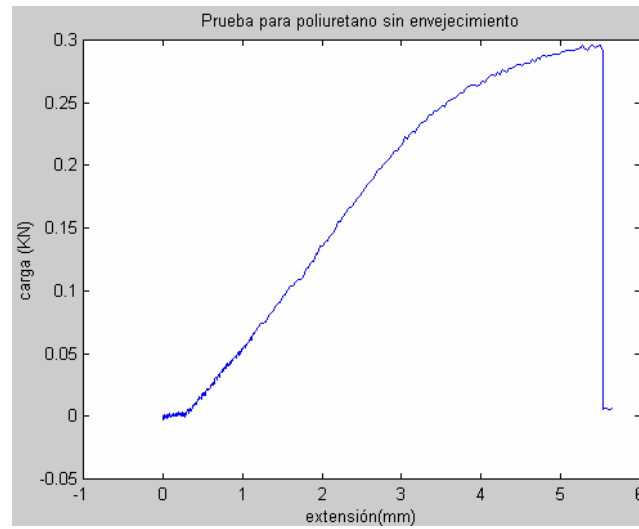


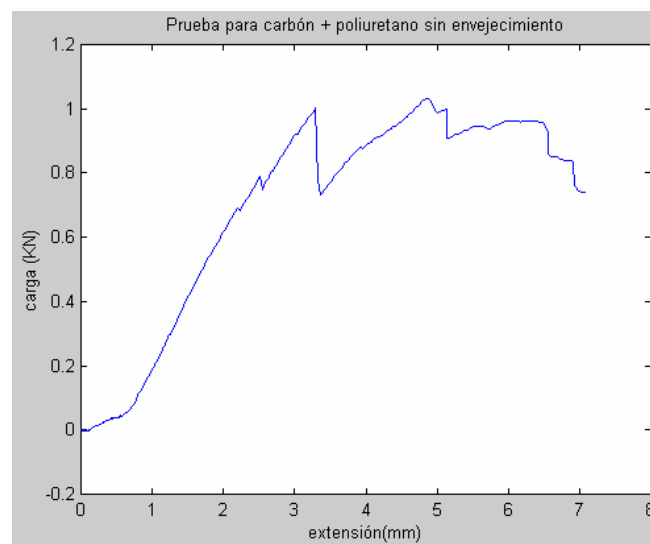
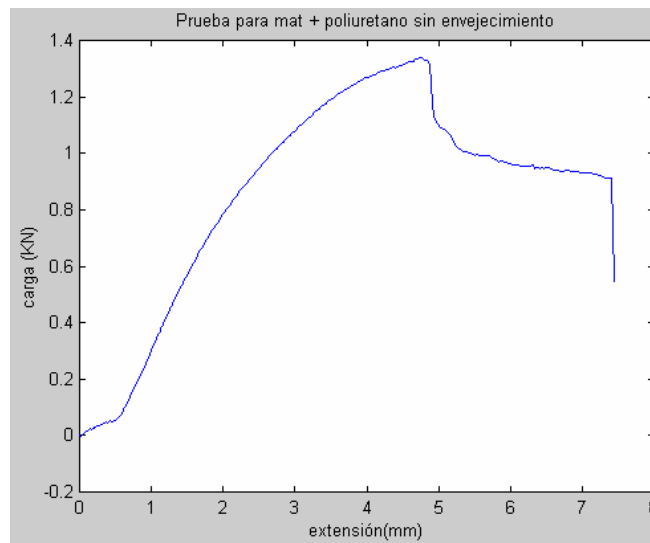
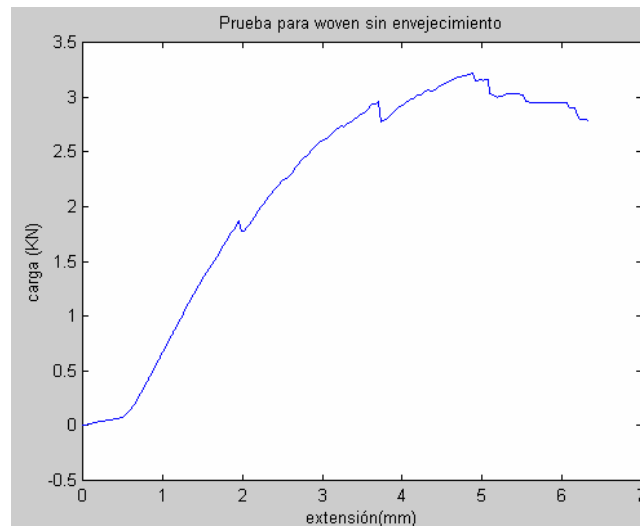


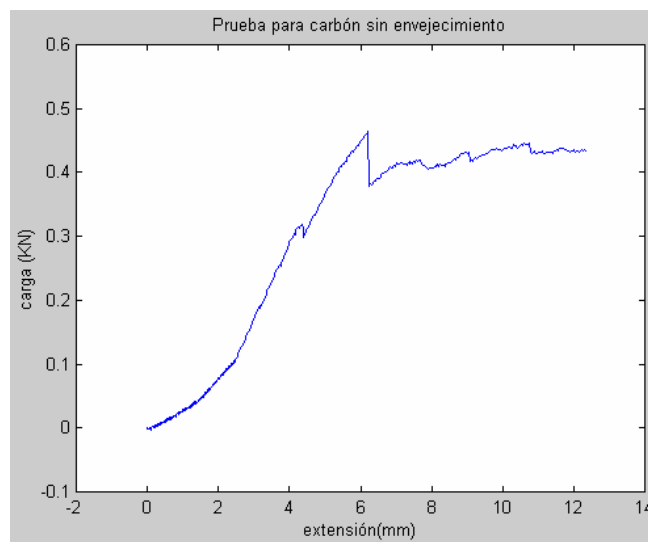
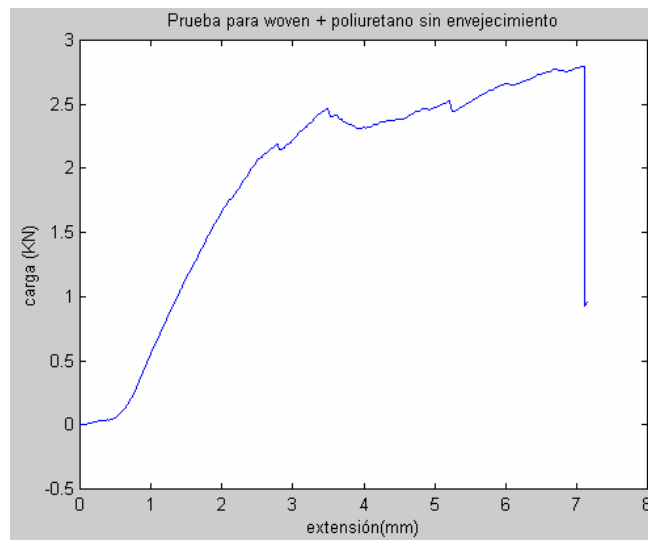
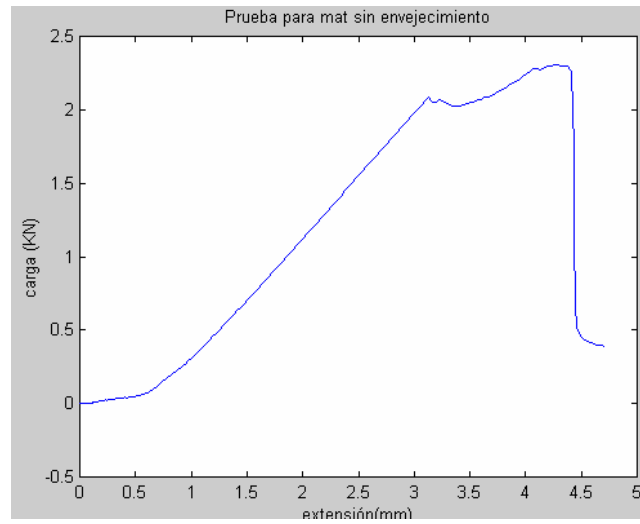


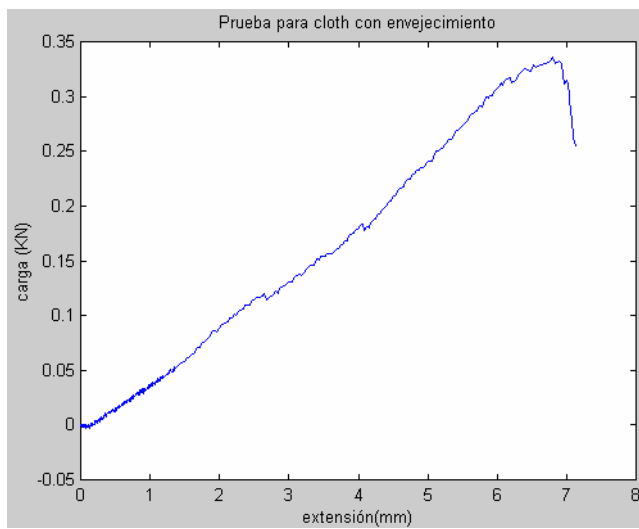
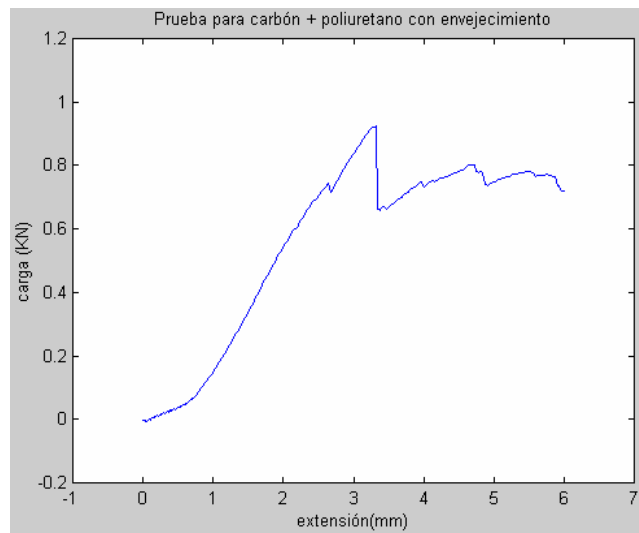
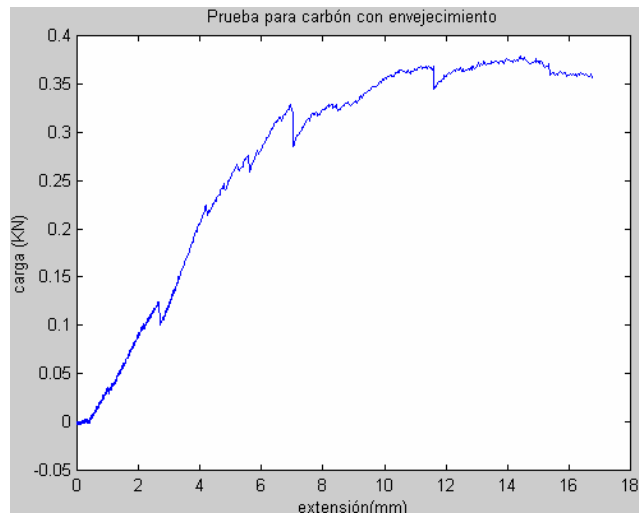
ANEXO 4

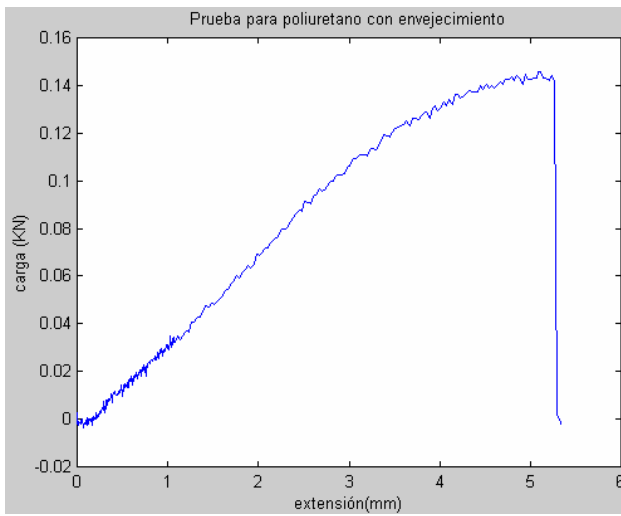
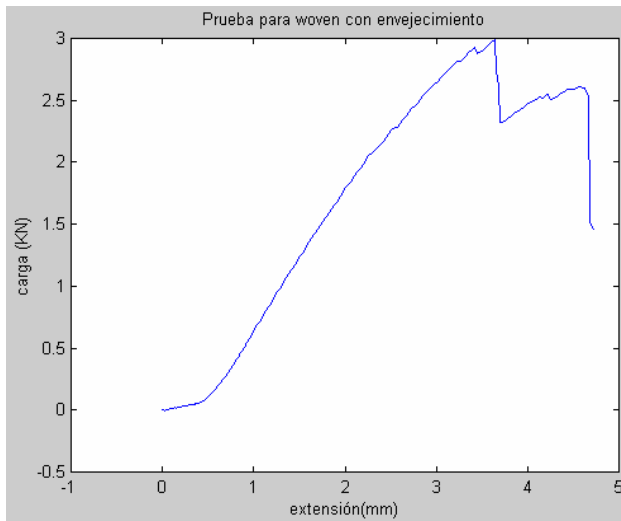
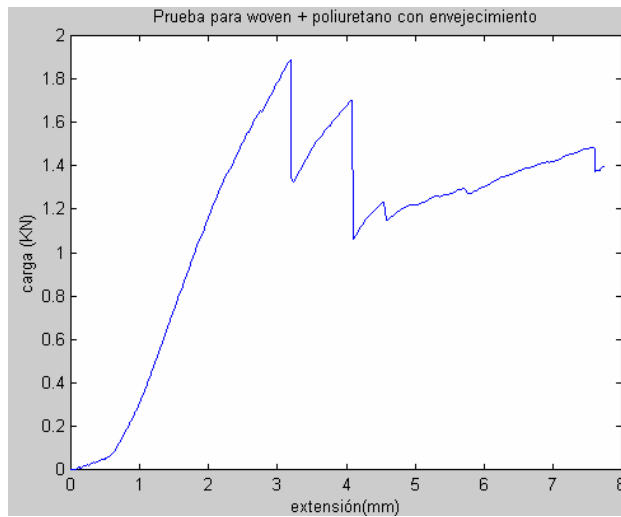
RESULTADOS DE LA PRUEBA DE FLEXIÓN EN TRES PUNTOS PARA TODAS LAS
COMBINACIONES DE ASPAS

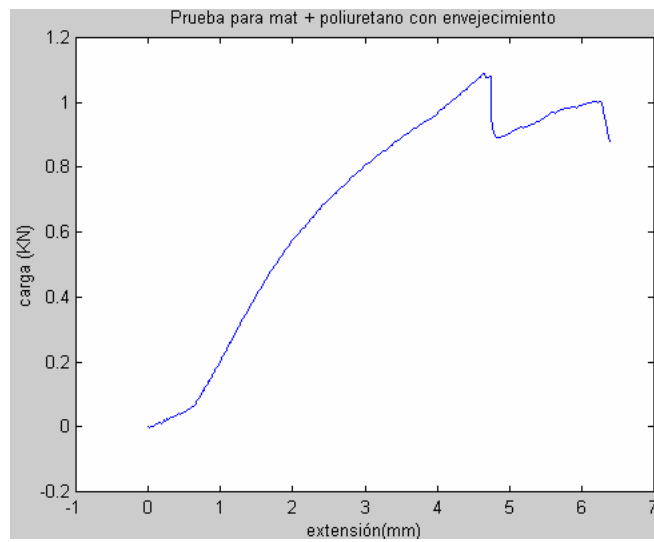
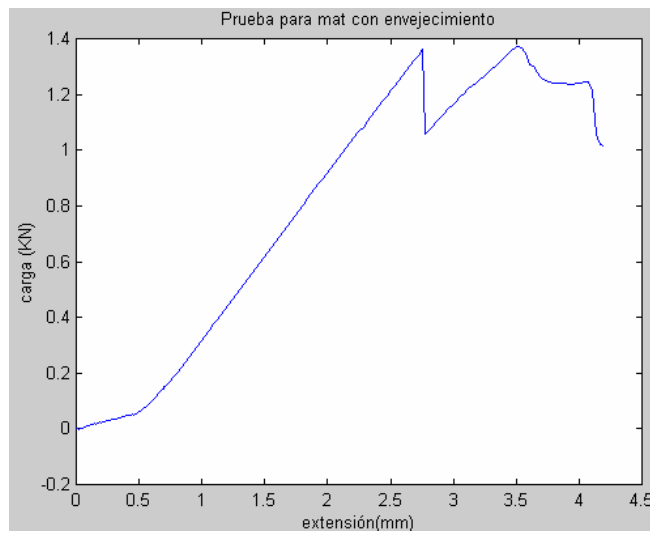
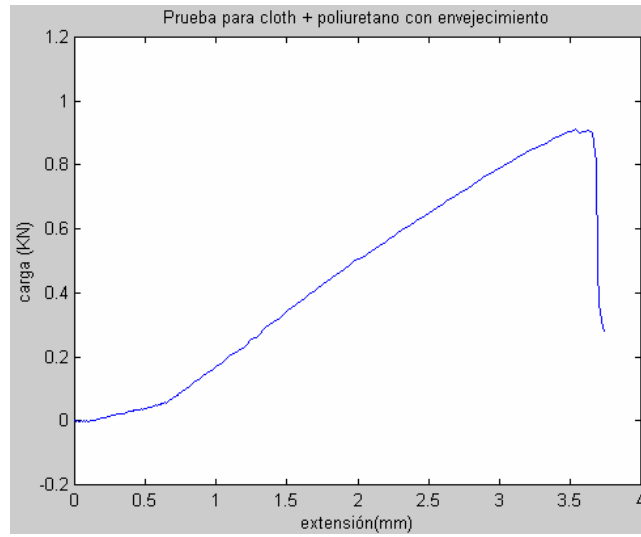












ANEXO 5

RESULTADOS DE LAS MEDICIONES REALIZADAS EN LA INSTALACIÓN DE LA
TURBINA EÓLICA

Tiempo (s)	radianes	cuadros	Vel.Viento (mph)	Vel. Ang (rad/s)	Vel.Viento (m/s)	rpm	Acel. (rad/s ²)
20.00	0.70	180.00	6.00	0.23	2.68	2.23	
25.00	3.66	180.00	12.00	1.22	5.36	11.65	0.20
30.00	5.37	180.00	10.00	1.79	4.47	17.09	0.11
35.00	2.09	55.00	11.00	2.28	4.92	21.77	0.10
40.00	2.09	59.00	10.00	2.13	4.47	20.30	-0.03
45.00	2.09	67.00	8.00	1.87	3.58	17.87	-0.05
50.00	2.09	103.00	6.00	1.22	2.68	11.63	-0.13
55.00	2.09	168.00	6.00	0.75	2.68	7.13	-0.09
60.00	0.44	50.00	5.00	0.53	2.23	5.04	-0.04
65.00	0.30	60.00	7.00	0.30	3.13	2.86	-0.05
70.00							
75.00							
80.00							
85.00							
90.00	2.09	53.00	18.00	2.37	8.05	22.59	
95.00	2.09	34.00	15.50	3.69	6.93	35.22	0.26
100.00	2.09	27.00	14.50	4.64	6.48	44.35	0.19
105.00	2.09	18.00	19.50	6.97	8.72	66.53	0.46
110.00	2.09	15.00	16.00	8.36	7.15	79.83	0.28
115.00	2.09	13.00	13.00	9.65	5.81	92.11	0.26
120.00	6.28	35.00	14.00	10.77	6.26	102.86	0.23
125.00	6.28	33.00	14.00	11.42	6.26	109.09	0.13
130.00	6.28	28.00	15.00	13.46	6.70	128.57	0.41
135.00	6.28	24.00	14.00	15.71	6.26	150.00	0.45
140.00	6.28	22.00	13.50	17.14	6.03	163.64	0.29
145.00	6.28	21.00	11.00	17.95	4.92	171.43	0.16
150.00	6.28	21.00	13.00	17.95	5.81	171.43	0.00
155.00	6.28	20.00	14.00	18.85	6.26	180.00	0.18
160.00	6.28	19.00	11.50	19.84	5.14	189.47	0.20
165.00	6.28	17.50	15.00	21.54	6.70	205.71	0.34
170.00	6.28	15.50	12.00	24.32	5.36	232.26	0.56
175.00	6.28	11.50	9.50	32.78	4.25	313.04	1.69
180.00	6.28	9.00	11.00	41.89	4.92	400.00	1.82
185.00	6.28	8.50	11.50	44.35	5.14	423.53	0.49
190.00	6.28	8.50	10.50	44.35	4.69	423.53	0.00
195.00	6.28	8.50	12.00	44.35	5.36	423.53	0.00
200.00	6.28	8.50	10.50	44.35	4.69	423.53	0.00
205.00	6.28	8.50	10.00	44.35	4.47	423.53	0.00
210.00	6.28	9.50	10.00	39.68	4.47	378.95	-0.93
215.00	6.28	9.75	9.00	38.67	4.02	369.23	-0.20

220.00	6.28	10.00	9.50	37.70	4.25	360.00	-0.19
225.00	6.28	9.00	10.00	41.89	4.47	400.00	0.84
230.00	6.28	9.00	11.50	41.89	5.14	400.00	0.00
235.00	6.28	9.50	9.00	39.68	4.02	378.95	-0.44
240.00	6.28	10.00	9.00	37.70	4.02	360.00	-0.40
245.00	6.28	10.20	9.00	36.96	4.02	352.94	-0.15
250.00	6.28	11.75	8.00	32.08	3.58	306.38	-0.98
255.00	6.28	11.00	7.00	34.27	3.13	327.27	0.44
260.00	6.28	11.00	8.50	34.27	3.80	327.27	0.00
265.00	6.28	10.80	8.00	34.91	3.58	333.33	0.13
270.00	6.28	10.50	9.00	35.90	4.02	342.86	0.20
275.00	6.28	11.00	8.00	34.27	3.58	327.27	-0.33
280.00	6.28	9.30	10.00	40.54	4.47	387.10	1.25
285.00	6.28	6.80	13.00	55.44	5.81	529.41	2.98
290.00	6.28	6.30	14.00	59.84	6.26	571.43	0.88
295.00	6.28	6.50	12.00	58.00	5.36	553.85	-0.37
300.00	6.28	6.30	17.00	59.84	7.60	571.43	0.37
305.00	6.28	6.50	13.00	58.00	5.81	553.85	-0.37
310.00	6.28	6.50	15.00	58.00	6.70	553.85	0.00
315.00	6.28	7.80	11.00	48.33	4.92	461.54	-1.93
320.00	6.28	7.50	11.50	50.27	5.14	480.00	0.39
325.00	6.28	8.00	12.00	47.12	5.36	450.00	-0.63
330.00	6.28	8.10	11.00	46.54	4.92	444.44	-0.12
335.00	6.28	8.30	9.50	45.42	4.25	433.73	-0.22
340.00	6.28	9.00	7.50	41.89	3.35	400.00	-0.71
345.00	6.28	9.50	8.00	39.68	3.58	378.95	-0.44
350.00	6.28	10.50	6.50	35.90	2.91	342.86	-0.76
355.00	6.28	13.00	5.00	29.00	2.23	276.92	-1.38
360.00	6.28	14.00	6.00	26.93	2.68	257.14	-0.41
365.00	6.28	13.50	7.00	27.93	3.13	266.67	0.20
370.00	6.28	12.50	8.00	30.16	3.58	288.00	0.45