

EVALUACIÓN DE MATERIALES ALTERNOS PARA LA FABRICACIÓN DE
PEQUEÑAS TURBINAS EÓLICAS EN COLOMBIA

JAIRO ALBERTO MURILLO RINCÓN
CRISTIAN CAMILO CABEZAS PORRAS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BOGOTÁ D.C
2017

EVALUACIÓN DE MATERIALES ALTERNOS PARA LA FABRICACIÓN DE
PEQUEÑAS TURBINAS EÓLICAS EN COLOMBIA

JAIRO ALBERTO MURILLO RINCÓN
CRISTIAN CAMILO CABEZAS PORRAS

Trabajo de investigación para optar el título de
INGENIERO MECÁNICO

Dirección

ANDREA LACHE MUÑOZ
Ingeniero Químico

JHON FREDY OCHOA AVENDAÑO
Ingeniero Mecánico

JUAN FELIPE GIRALDO AVILA
Ingeniero Mecánico

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BOGOTÁ D.C
2017

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C. Marzo 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector Académico y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

DR. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano general Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director de Investigaciones

Ing. ARMANDO FERNÁNDEZ

Director del Departamento de Ingeniería Mecánica

Ing. CARLOS MAURICIO VELOZA VILLAMIL

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y los docentes no son responsables por las ideas y conceptos emitidos en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia, a mi papá, mi mamá y mis hermanos, por su permanente apoyo. No fue fácil pero se aprendió.

Agradezco de manera especial a los profesores Jhon Ochoa y Juan Felipe Giraldo por lo oportunos que fueron y lo valioso de sus aportes en el proyecto; a la profesora Andrea Lache por su atención y colaboración. Sin ustedes no pudo haber sido de esta manera.

Finalmente, con todo el respeto y admiración, agradezco al ser humano con quien tuve la fortuna de compartir esta aventura. Al sencillo, al compañero de trabajo y al amigo, Jairo Murillo, que bendición conocerlo a su merced y a su familia.

Cristian Camilo Cabezas Porras

Agradezco a mi familia, mis padres y hermanos por el apoyo y comprensión durante todo este tiempo.

Agradezco a la profesora Andrea, al profesor Jhon y al profesor Juan Felipe por todo su tiempo, su colaboración y motivación constante.

Y agradezco a mi compañero y amigo Camilo por permitirme en un principio trabajar con él en este proyecto y por el compromiso y empeño que aportó al desarrollo del proyecto.

Jairo Murillo Rincón.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	20
OBJETIVOS	21
1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	22
1.1 COLOMBIA T LAS ENERGÍAS RENOVABLES	22
1.2 ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI)	22
1.3 ENERGÍAS RENOVABLES	22
1.4 ENERGÍA EÓLICA	23
1.5 TIPOS DE ENERGÍA EÓLICA	24
1.6 RECURSO EÓLICO	24
1.7 TURBINAS EÓLICAS	26
1.7.1 Turbinas de eje vertical (VAWT)	27
1.7.2 Turbinas de eje horizontal (HAWT)	29
1.8 VARIABLES DEL RECURSO EOLICO PARA LAS TURBINAS EOLICAS	30
1.9 MATERIALES EN PEQUEÑAS TURBINAS EOLICAS	33
1.10 MODELAMIENTO Y SIMULACION COMPUTACIONAL	34
1.10.1 Módulo de fluidos	35
1.10.2 Módulo estructural	36
1.10.3 Interacción fluido – estructura (FSI)	37
1.11 CRITERIO DE FALLA	37
2. SELECCIÓN DE LA ZONA	39
2.1 ZONAS NO INTERCONECTADAS	39
2.2 POTENCIAL EÓLICO	40
2.3 SELECCIÓN DE LA ZONA	41
2.4 DEPARTAMENTO DE NARIÑO	43
3. SELECCIÓN DE LA TURBINA	49
3.1 SELECCIÓN DE LA TURBINA	49
3.2 MATRIZ DE SELECCIÓN DE LA PEQUEÑAS TURBINAS EÓLICAS	51
3.3 TURBINA ESPIRAL	53
3.4 TURBINA TIPO H	54
4. MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN	57
4.1 MÓDULO DE FLUIDOS	57
4.1.1 Condiciones de frontera	57
4.1.2 Volumen de control	59
4.1.3 Independencia de malla	61

4.1.4	Simulación de flujo de aire	67
4.1.5	Presión del flujo de aire	69
4.2	MÓDULO ESTRUCTURAL	71
4.2.1	Independencia de malla en la turbina espiral	71
4.2.2	Independencia de malla en la turbina tipo H	75
4.2.3	Cargas estructurales	79
4.2.4	Criterios de falla	82
5.	MATERIALES CONVENCIONALES	87
5.1	MATERIAL DE LA TURBINA TIPO ESPIRAL – MATERIAL COMPUUESTO DE FIBRA DE BASALTO Y MATRIZ EPÓXICA	87
5.2	MATERIAL DE LA TURBINA TIPO H – ALUMINIO 7075	92
6.	MATERIALES ALTERNOS	95
6.1	POLICARBONATO	95
6.1.1	Policarbonato en la turbina espiral	96
6.1.2	Policarbonato en la turbina tipo H	97
6.2	GUADUA ANGUSTIFOLIA KUNTH	99
6.2.1	Guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras radial	102
6.2.2	Guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras paralela a la punta de la pala	104
6.2.3	Guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras longitudinal	106
6.2.4	Guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras transversal	108
7.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	111
7.1	ANÁLISIS DE RESULTADOS EN LA TURBINA ESPIRAL	111
7.2	ANÁLISIS DE RESULTADOS EN LA TURBINA TIPO H	112
8.	CONCLUSIONES	114
9.	RECOMENDACIONES	115
	BIBLIOGRAFÍA	116
	ANEXOS	121

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Participación estimada de la energía renovable en la producción mundial de electricidad.	23
Figura 2. Capacidad mundial instalada de energía eólica 2004 – 2014.	23
Figura 3. Generación del viento en la atmosfera.	24
Figura 4. Viento según la orografía del terreno.	25
Figura 5. Turbina eólica de eje vertical.	27
Figura 6. Tipos de pequeñas turbinas eólicas.	28
Figura 7. Modelo híbrido de las turbinas verticales Darrieus y Savonius.	29
Figura 8. Turbina eólica de eje horizontal.	30
Figura 9. Construcción y fusión de las dos mitades de una pala de una turbina eólica.	34
Figura 10. Interacción fluido – estructura.	37
Figura 11. Municipio de Francisco Pizarro.	45
Figura 12. Rosa de los vientos en la estación Francisco Pizarro.	48
Figura 13. Turbina espiral.	54
Figura 14. Turbina tipo H.	55
Figura 15. Sección del perfil aerodinámico Du-06-W-200.	55
Figura 16. Volumen de control.	59
Figura 17. Turbina espiral en el volumen de control.	60
Figura 18. Turbina tipo H en el volumen de control.	61
Figura 19. Malla genérica turbina espiral.	66
Figura 20. Refinamiento capa límite turbina espiral.	66
Figura 21. Refinamiento esfera de influencia turbina espiral – tamaño 8 mm.	66
Figura 22. Malla genérica turbina tipo H.	67
Figura 23. Refinamiento turbina tipo H – Tamaño 7 mm.	67
Figura 24. Flujo de aire a través de la turbina espiral.	69
Figura 25. Flujo de aire a través de la turbina tipo H.	69
Figura 26. Presión del flujo de aire en la superficie de la turbina espiral.	70
Figura 27. Presión del flujo del aire en la superficie de la turbina tipo H.	70
Figura 28. Interfaz de la nteracción fluido-estructura.	71
Figura 29. Seccionamiento y mallado estructural de la turbina espiral.	72
Figura 30. Seccionamiento del modelo de la turbina tipo H.	77
Figura 31. Mallado estructural turbina tipo H.	77
Figura 32. Carga del viento en la turbina espiral.	79
Figura 33. Condiciones de frontera para la turbina espiral.	80
Figura 34. Carga del viento en la turbina tipo H.	81
Figura 35. Condiciones de frontera para la turbina tipo H.	81
Figura 36. Materiales transversalmente isotrópicos con x_1 normal al plano de isotropía.	86
Figura 37. Configuración del tejido en el material compuesto fibra de basalto y matriz epóxica.	88

Figura 38. Criterio de falla para el material convencional de la turbina espiral.	91
Figura 39. Desplazamiento del material convencional de la turbina espiral.	91
Figura 40. Deformación del material convencional de la turbina espiral.	91
Figura 41. Criterio de falla para el material convencional en la turbina tipo H.	93
Figura 42. Desplazamiento del material convencional en la turbina tipo H.	93
Figura 43. Deformación del material convencional en la turbina tipo H.	94
Figura 44. Criterio de falla del policarbonato en la turbina espiral.	96
Figura 45. Desplazamiento del policarbonato en la turbina espiral.	97
Figura 46. Deformación del policarbonato en la turbina espiral.	97
Figura 47. Criterio de falla del policarbonato en la turbina tipo H.	98
Figura 48. Desplazamiento del policarbonato en la turbina tipo H.	98
Figura 49. Deformación del policarbonato en la turbina tipo H.	99
Figura 50. Orientaciones de las fibras de la guadua en la turbina tipo espiral.	101
Figura 51. Orientaciones de las fibras de la guadua en la turbina tipo H.	102
Figura 52. Criterio de falla de la guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras radial.	103
Figura 53. Desplazamiento de la guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras radial.	103
Figura 54. Deformación de la guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras radial.	104
Figura 55. Criterio de falla de la guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras paralela a la punta de la pala.	105
Figura 56. Desplazamiento de la guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras paralela a la punta de la pala.	105
Figura 57. Deformación de la guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras paralela a la punta de la pala.	106
Figura 58. Criterio de falla de la guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras longitudinal.	107
Figura 59. Desplazamiento de la guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras longitudinal.	107
Figura 60. Deformación de la guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras longitudinal.	108
Figura 61. Criterio de falla de la guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras transversal.	109
Figura 62. Desplazamiento de la guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras transversal.	109
Figura 63. Deformación de la guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras transversal.	110
Figura 64. Guadua contrachapada con láminas ortogonales.	115

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Desempeño de turbinas eólicas convencionales.	32
Gráfica 2. Velocidad promedio del viento durante el día.	46
Gráfica 3. Velocidad promedio del viento durante el año.	46
Gráfica 4. Velocidad promedio anual del viento.	47
Gráfica 5. Coeficiente de potencia de la turbina tipo H.	58
Gráfica 6. Coeficiente de potencia de la turbina espiral.	58
Gráfica 7. Convergencia de las presiones máximas positivas y negativas para cada refinamiento de la turbina espiral.	65
Gráfica 8. Convergencia de las presiones máximas positivas y negativas para cada refinamiento de la turbina tipo H.	65
Gráfica 9. Convergencia histórica de la presión estática y del error de aproximación turbina espiral.	68
Gráfica 10. Convergencia histórica de la presión estática y del error de aproximación turbina tipo H.	68
Gráfica 11. Convergencia de carga máxima para cada refinamiento en la turbina espiral.	74
Gráfica12. Convergencia de desplazamiento máximo para cada refinamiento en la turbina espiral.	74
Gráfica13. Convergencia de esfuerzo equivalente máximo para cada refinamiento de la turbina espiral.	75
Gráfica 14. Convergencia de carga máxima para cada refinamiento en la turbina tipo H.	78
Gráfica15. Convergencia de desplazamiento para cada refinamiento en la turbina tipo H.	78
Gráfica16. Convergencia de esfuerzo equivalente máximo para cada refinamiento en la turbina espiral.	79

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Clasificación de los tipos de energía eólica.	24
Tabla 2. Localidades en los departamentos de las ZNI.	39
Tabla 3. Velocidad promedio anual, densidad del aire y densidad energética de las ZNI.	41
Tabla 4. Factores para la selección de la zona.	42
Tabla 5. Municipios del departamento de Nariño que son total o parcialmente ZNI.	44
Tabla 6. Cinco alternativas de pequeñas turbinas eólicas con respecto a los factores de selección.	51
Tabla 7. Matriz de selección de las pequeñas turbinas eólicas.	53
Tabla 8. Especificaciones turbina espiral.	54
Tabla 9. Especificaciones turbina tipo H.	56
Tabla 10. Condiciones de frontera.	59
Tabla 11. Independencia de malla de fluido en la turbina espiral.	62
Tabla 12. Independencia de malla de fluido en la turbina tipo H.	63
Tabla 13. Condiciones de parada.	64
Tabla 14. Independencia de malla estructural en la turbina espiral.	73
Tabla 15. Independencia de malla estructural en la turbina tipo H.	76
Tabla 16. Límite de fluencia cortante y constante del material para el policarbonato.	84
Tabla 17. Propiedades mecánicas de la fibra de basalto.	88
Tabla 18. Propiedades mecánicas de la matriz epóxica.	88
Tabla 19. Propiedades del material compuesto de fibra de basalto y matriz epóxica.	89
Tabla 20. Valores de resistencia del material compuesto de fibra de basalto y matriz de poliéster insaturado.	90
Tabla 21. Registro de los valores máximos en el material convencional de la turbina espiral.	90
Tabla 22. Propiedades de la aleación de aluminio 7075.	92
Tabla 23. Registro de los valores máximos en el material de la turbina tipo H.	92
Tabla 24. Propiedades del policarbonato.	95
Tabla 25. Registro de los valores máximos del policarbonato en la turbina espiral.	96
Tabla 26. Registro de los valores máximos del policarbonato en la turbina tipo H.	97
Tabla 27. Propiedades de la guadua angustifolia Kunth.	99
Tabla 28. Valores de resistencia de la guadua laminada.	100
Tabla 29. Registro de los valores máximos del guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras radial.	102

Tabla 30. Registro de los valores máximos del guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras paralela a la punta de la pala.	104
Tabla 31. Registro de los valores máximos de la guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras longitudinal.	106
Tabla 32. Registro de los valores máximos del guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras transversal.	108
Tabla 33. Resultados del comportamiento de los materiales en la turbina espiral.	111
Tabla 34. Resultados del comportamiento de los materiales en la turbina tipo H.	112

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. SERWAY, Raymond A. JEWETT, John W. Física para ciencias e ingeniería	31
Ecuación 2. PRAMOD, Jain. Wind Energy Engineering	31
Ecuación 3. BASTIANON, Ricardo A. Energía Del Viento y Diseño De Turbinas Eólicas	31
Ecuación 4. BASTIANON, Ricardo A. Energía Del Viento y Diseño De Turbinas Eólicas	31
Ecuación 5. BASTIANON, Ricardo A. Energía Del Viento y Diseño De Turbinas Eólicas	32
Ecuación 6. SWANSON ANALYSIS SYSTEM (ANSYS). Fluent Documentation	35
Ecuación 7. SWANSON ANALYSIS SYSTEM (ANSYS). Fluent Documentation	35
Ecuación 8. SWANSON ANALYSIS SYSTEM (ANSYS). Fluent Documentation	36
Ecuación 9. SWANSON ANALYSIS SYSTEM (ANSYS). Fluent Documentation	36
Ecuación 10. CLEVELAND, Cutler J. y MORRIS, Christopher. Dictionary of Energy	40
Ecuación 11. BASTIANON, Ricardo A. Energía Del Viento y Diseño De Turbinas Eólicas	49
Ecuación 12. BASTIANON, Ricardo A. Energía Del Viento y Diseño De Turbinas Eólicas	49
Ecuación 13. BASTIANON, Ricardo A. Energía Del Viento y Diseño De Turbinas Eólicas	50
Ecuación 14. SWANSON ANALYSIS SYSTEM (ANSYS). ANSYS Help Viewer. Mechanical Applications	82
Ecuación 15. SWANSON ANALYSIS SYSTEM (ANSYS). ANSYS Help Viewer. Mechanical Applications	82
Ecuación 16. ASM INTERNATIONAL. Characterization and Failure Analysis of Plastics	83
Ecuación 17. ASM INTERNATIONAL. Characterization and Failure Analysis of Plastics	83
Ecuación 18. ASM INTERNATIONAL. Characterization and Failure Analysis of Plastics	84
Ecuación 19. KOLLÁE, László P. y SPRINGER, George S. Mechanic of Composites Structures	84
Ecuación 20. KOLLÁE, László P. y SPRINGER, George S. Mechanic of Composites Structures	85
Ecuación 21. KOLLÁE, László P. y SPRINGER, George S. Mechanic of Composites Structures	85

Ecuación 22. KOLLÁE, László P. y SPRINGER, George S. Mechanic of Composites Structures	85
Ecuación 23. KOLLÁE, László P. y SPRINGER, George S. Mechanic of Composites Structures	85
Ecuación 24. KOLLÁE, László P. y SPRINGER, George S. Mechanic of Composites Structures	85
Ecuación 25. KOLLÁE, László P. y SPRINGER, George S. Mechanic of Composites Structures	85
Ecuación 26. KOLLÁE, László P. y SPRINGER, George S. Mechanic of Composites Structures	85

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Especificaciones turbina espiral.	122
Anexo B. Especificaciones turbina tipo H.	123

LISTA DE SIMBOLOS

A	Área
C_p	Coefficiente de potencia
E_c	Energía cinética
E_1, E_2, E_3	Módulo de elasticidad
$F_1, F_2, F_{66},$ F_{11}, F_{22}, F_{12}	Factores que relacionan las resistencias en las direcciones principales
G_{12}, G_{23}, G_{13}	Módulo de rigidez
G_k	Generación de energía cinética de turbulencia debido a los gradientes de velocidad
G_ω	Generación del coeficiente de disipación específica
h	Longitud de las palas
m	Masa
P	Potencia
P_c	Potencia captada por el viento
r	Radio del rotor de la turbina
S_1, S_2	Resistencias del material en x y y
S_{12}	Resistencia del material a cortante
t	Tiempo
v	Velocidad
\vec{v}_r	Velocidad relativa
Y_k	Disipación de k debido a la turbulencia
Y_ω	Disipación de ω debido a la turbulencia

Símbolos griegos

$\nabla * \bar{\tau}_r$	Esfuerzos cortantes
∇_p	Gradiente de presión
Γ_k	Difusividad efectiva de k
Γ_ω	Difusividad efectiva de ω
$\lambda (TSR)$	Relación entre las velocidades de la punta de la pala y la velocidad del viento
μ	Constante de los polímeros
ν	Relación de Poisson
ρ	Densidad
$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$	Esfuerzos principales normales
σ_e	Esfuerzo equivalente
σ_y	Límite de elasticidad normal
τ_{12}	Esfuerzos principales cortantes
τ_y	Límite de elasticidad a cortante
$\vec{\omega}$	Velocidad angular

GLOSARIO

CRITERIOS DE FALLA: es el modelo matemático que establece si algún material presenta falla, comparando los esfuerzos a los que está sometido con sus propiedades mecánicas.

DEFORMACIÓN: cambio porcentual de la forma que tiene un elemento con respecto a la forma inicial bajo una carga.

DESPLAZAMIENTO: es la diferencia entre la posición final e inicial de un elemento sometido a una carga.

INDEPENDENCIA DE MALLA: es el proceso por el cual se garantiza que la malla de trabajo es independiente a los resultados.

INTERACCIÓN FLUIDO ESTRUCTURA: es la transferencia de los resultados desde el análisis del fluido al análisis estructural.

MATERIALES CONVENCIONALES: aquellos materiales con los que se fabrican las turbinas eólicas por especificaciones de diseño y de la compañía fabricante.

MATERIALES ALTERNOS: aquellas alternativas de materiales que podrían sustituir al material convencional según el lugar de operación de la turbina eólica.

PEQUEÑAS TURBINAS EÓLICAS: son las turbinas eólicas que tienen capacidad de generación menor a 100 kW o presentan un diámetro menor a 19 metros.

RESUMEN

Este proyecto inicio con la revisión y evaluación de las condiciones del recurso eólico en Colombia en función de las Zonas No Interconectas (ZNI), donde y con respecto a factores sociales, energéticos y del recurso eólico se estableció la zona y condiciones de operación para pequeñas turbinas eólicas; posteriormente se evaluaron alternativas de pequeñas turbinas eólicas, convencionales y no convencionales bajo factores técnicos de desempeño en la zona, de esta manera se establecieron dos modelos de pequeñas turbina eólicas, espiral y tipo H.

Una vez determinadas las condiciones de operación y los modelos de pequeñas turbinas eólicas, se realizó el proceso de modelamiento y simulación bajo condiciones de frontera definidas, modelos CAD de los dos tipos de pequeñas turbinas eólicas, la construcción de un volumen de control y las independencias de malla correspondientes a cada análisis; este proceso se realizó mediante los análisis de fluido, estructura y la interacción fluido-estructura (FSI).

En el desarrollo del análisis estructural se evaluó el comportamiento mecánico de los materiales objeto de estudio: material compuesto de fibra de basalto y matriz epóxica, y aleación de aluminio; materiales con los que se fabrican los dos modelos de pequeñas turbinas eólicas o materiales convencionales; y posteriormente las alternativas de materiales que se presentan o materiales alternos, el policarbonato y la guadua laminada. Posteriormente se establecieron los criterios de falla para cada tipo de material.

A partir de los desplazamientos y deformaciones obtenidos del análisis estructural y de la respuesta a la condición del criterio de falla, se determinó la alternativa de material que presentó el mejor comportamiento mecánico con respecto al material convencional. Siendo así el policarbonato en la turbina espiral y la guadua en la guadua laminada en la turbina tipo H presentaron un buen comportamiento mecánico.

PALABRAS CLAVE: criterios de falla; interacción fluido-estructura; materiales alternos; materiales convencionales.

INTRODUCCIÓN

El sistema interconectado nacional se extiende a lo largo del país haciendo presencia en las principales ciudades y cabeceras municipales, pasando por alto los corregimientos o regiones de baja densidad poblacional o de difícil acceso. Las regiones que no se encuentran interconectadas se ven obligadas a satisfacer su demanda energética a través de fuentes convencionales de energía como las plantas térmicas y generadores Diesel o recientemente a través de energías renovables¹.

Colombia cuenta con recursos alternos para la generación de energía eléctrica como lo son principalmente el hídrico, solar y eólico². El potencial eólico puede ser usado como solución energética de autoabastecimiento en viviendas que se encuentran ubicados en las Zonas No Interconectadas (ZNI), a través de la energía eólica de baja potencia³.

El desarrollo tecnológico en las turbinas eólicas de baja potencia ha ido cambiando a través del tiempo, diseños, capacidades de generación, materiales de fabricación, entre otros. China, Dinamarca, Estados Unidos, Alemania, España son los principales países productores de este tipo de tecnologías⁴, lo que refiere que los costos de adquisición de estas tecnologías podrían llegar a ser altos para las ZNI.

Según la ley 1715 de 2014 se estimula la investigación y el desarrollo para la producción de energía a partir de fuentes no convencionales⁵, de esta manera se plantea como solución energética en las ZNI el uso de pequeñas turbinas eólicas para el autoabastecimiento⁶ mediante su fabricación con materiales alternos.

¹ FIGUEROA A., Hermes. Alternativas para zonas no interconectadas de la Costa. En: El Universal [en línea]. (28, noviembre, 2013). Disponible en: <<http://www.eluniversal.com.co/economica/alternativas-para-zonas-no-interconectadas-de-la-costa-143507>> [citado en 2 de diciembre de 2016]

² DINERO. ¿Cómo va el desarrollo de energías renovables en Colombia y Latinoamérica? En: Dinero [en línea]. (25, marzo, 2016). Disponible en: <<http://www.dinero.com/economia/articulo/la-importancia-de-las-energias-renovables-las-oportunidades-y-nuevos-proyectos/221667>> [citado en 2 de diciembre de 2016]

³ PINILLA, A. Buenos vientos para energía eólica en Colombia. En: UN periódico [en línea]. (13, junio, 2009). Disponible en: <<http://www.unperiodico.unal.edu.co/dper/article/buenos-vientos-para-energia-eolica-en-colombia.html>> [citado en 2 de diciembre de 2016]

⁴ REN21. ENERGÍAS RENOVABLES 2016: REPORTE DE LA SITUACIÓN MUNDIAL. Francia: Paris - REN21 secretariat, 2016, p.24.

⁵ COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1715. (13, mayo, 2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 1993. no. 49.150. p. 2.

⁶ XATAKA. ¿Es rentable apostar por el autoabastecimiento energético en el hogar? En: Xataka [en línea]. (24, julio, 2013). Disponible en: <<https://www.xataka.com/analisis/es-rentable-apostar-por-el-autoabastecimiento-energetico-en-el-hogar>> [citado en 2 de diciembre de 2016]

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar alternativas de materiales para la fabricación de pequeñas turbinas eólicas como solución energética para las Zonas No Interconectadas (ZNI) en Colombia.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir condiciones de operación y tipo de pequeña turbina eólica.
- Seleccionar materiales locales objeto de estudio para la fabricación de pequeñas turbinas eólicas.
- Describir el comportamiento mecánico de los materiales seleccionados para las condiciones de operación definidas.
- Determinar mediante análisis cuantitativo el material que tiene mejor respuesta a las condiciones de operación.

1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

En el presente capítulo se encontrará la terminología básica apropiada para la comprensión del desarrollo del proyecto.

1.1 COLOMBIA Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En Colombia, la integración de las energías renovables en la matriz energética está regulada por la ley 1715 de 2014. Algunas de las finalidades de esta ley es incentivar la penetración de las fuentes no convencionales de energía, estimular la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de fuentes no convencionales de energía, entre otras⁷.

“Ley No 1715 – 13 Mayo de 2014 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional”⁸, esta ley no solamente regula la inclusión de las energías renovables en la matriz energética colombiana, sino que además y como se aclara en el artículo primero, tiene como objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas, entre otras.

1.2 ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI)

Según la ley 855 de 2003, se define Zonas No Interconectadas como: “para todos los efectos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica se entiende por Zonas No Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional, SIN.”⁹. Esto implica que estas zonas deben generar su propia energía a partir de formas de generación convencionales o de energías renovables.

1.3 ENERGÍAS RENOVABLES

Se define como fuentes de energías renovables a todas aquellas que se consideran limpias y que no generan desechos, siendo así las de mayor desarrollo la energía solar, energía eólica, energía hidráulica entre otras. Como se muestra en la figura 1 este tipo de energías representan el 22,8% de la generación global de energía eléctrica¹⁰.

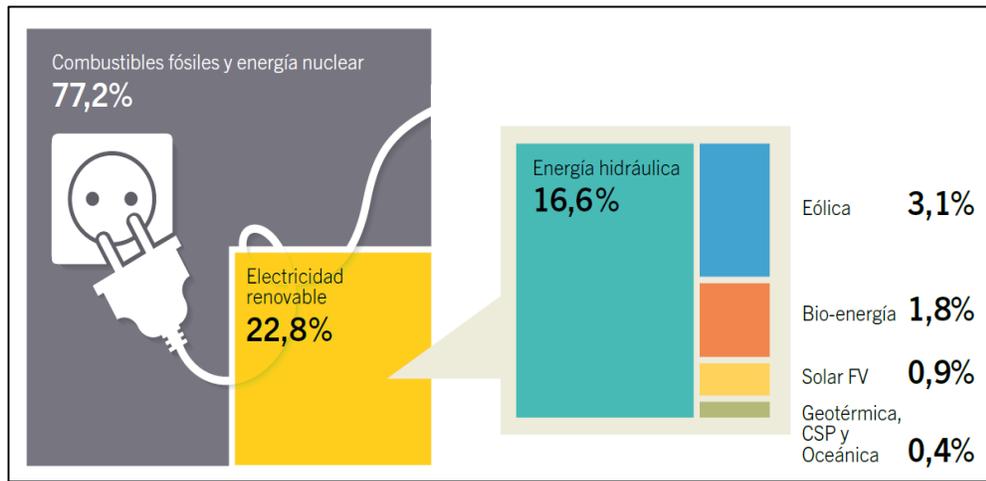
⁷ COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1715. (13, mayo, 2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 1993. no. 49.150. p. 2.

⁸ *Ibíd.*, p. 1.

⁹ COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 855. (18, diciembre, 2003). Por la cual se definen las Zonas No Interconectadas. Diario Oficial. Bogotá D.C., 1993. no. 45.405.

¹⁰ REN21. Global Status Report. Francia: Paris - REN21 secretariat, 2015, p.20.

Figura 1. Participación estimada de la energía renovable en la producción mundial de electricidad.

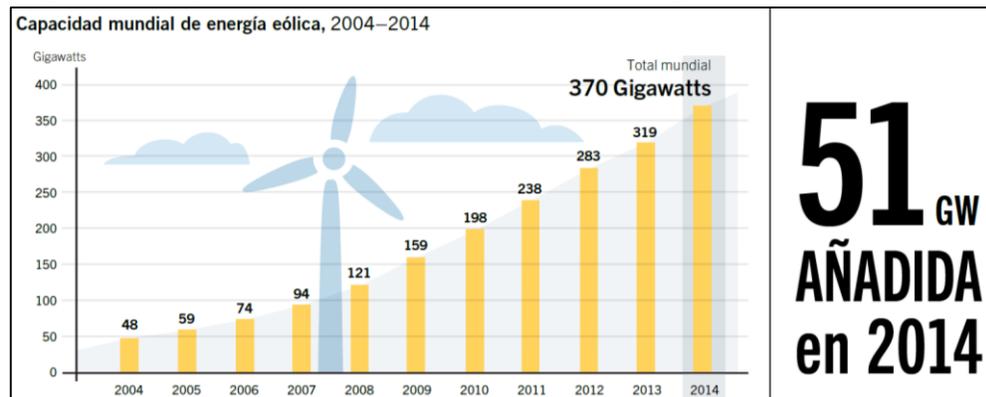


Fuente. REN21. Participación estimada de la energía renovable en la producción mundial de electricidad, 2014.

1.4 ENERGÍA EÓLICA

Es la energía obtenida por la velocidad del viento. Estas velocidades impactan en el rotor de una turbina eólica generando un movimiento rotacional que se trasfiere a un generador eléctrico, transformando así esta energía mecánica en energía eléctrica. Sus aplicaciones van desde velas para propulsar barcos, bombes de fluidos, molinos de viento hasta la generación de energía eléctrica¹¹. La capacidad mundial instalada de generación con energía eólica registra un constante crecimiento como se aprecia en la figura 2.

Figura 2. Capacidad mundial instalada de energía eólica 2004 – 2014.



Fuente. REN21. Capacidad mundial de energía eólica, 2004 – 2014.

¹¹ EL BASSAM, N; MAEGAARD, P; SCHLICHTING, M., Distributed Renewable Energies for Off-Grid Communities. United States of America: Elsevier, 2013, p.111 – 123.

1.5 TIPOS DE ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica presenta un amplio rango de capacidad de generación de energía eléctrica, variando desde los 400 W hasta los 7.5 MW¹². Existen cuatro escalas según su rango de generación y el diámetro del rotor¹³.

Tabla 1. Clasificación de los tipos de energía eólica.

Escala	Diámetro del Rotor (m)	Clasificación de potencia
Micro	Menos de 3 m	Entre 50 W a 2 kW
Pequeña	Entre 3 m a 12 m	Entre 2 kW a 40 kW
Mediana	Entre 12 m a 45 m	Entre 40 kW a 999 kW
Grande	Mayor a 46 m	Más de 1 MW

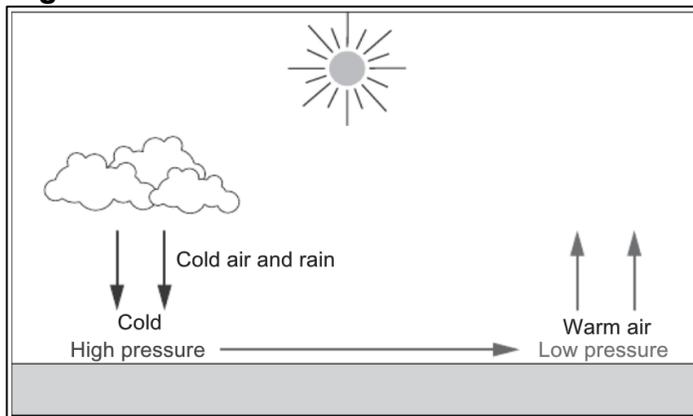
Fuente. PRACTICAL ACTION. Wind Power Generation.

1.6 RECURSO EÓLICO

Es la energía del viento en una zona determinada, caracterizada por su geografía y topografía, para ser aprovechada en la generación de energía eléctrica.

El viento se define como el movimiento de las masas de aire en respuesta a los diferenciales de presión presentes en la atmósfera. Estos diferenciales de presión son producto del calor generado por el sol según el movimiento rotacional de la tierra¹⁴, figura 3.

Figura 3. Generación del viento en la atmósfera.



Fuente. BREEZE, Paul. Power Generation Technologies.

¹² KALOGIROU, Soteris A. Solar Energy Engineering Processes and Systems: 13.3. Wind Turbines (Second Edition). Reino Unido: Elsevier, 2014. p. 752.

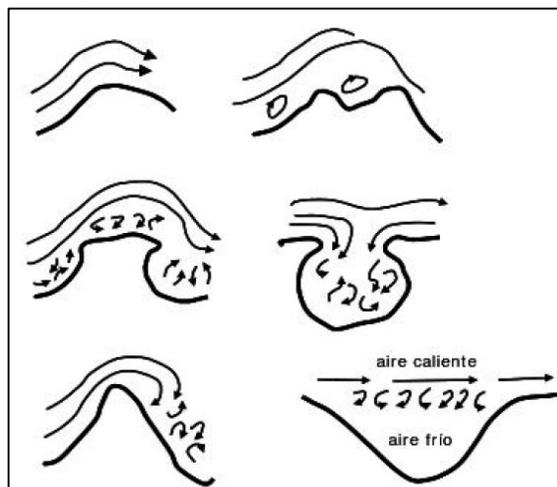
¹³ PRACTICAL ACTION. Wind Power Generation. United Kingdom: Practical action, 2012. p. 2.

¹⁴ BREEZE, Paul. Power Generation Technologies. Elsevier, 2014. p. 224.

Existen fenómenos que caracterizan el comportamiento del viento; entre los cuales se encuentran¹⁵:

- La fuerza de Coriolis: es la causante de la desviación del viento a lo largo de la superficie terrestre y en dirección a los cinturones de presión.
- Los cinturones de presión: son zonas de circulación de las masas de aire con respecto a los cambios de temperatura que se producen por el calentamiento irregular de la tierra.
- El viento geostrófico: es la combinación de la aceleración natural del viento dada por los cinturones de presión del hemisferio norte con la aceleración dada por la fuerza de Coriolis, generando una velocidad resultante paralela a las isobaras y que se encuentra a una altura de 1000 m.
- Los vientos locales: son corrientes de aire generadas por los cambios de temperatura en las superficies, marítimas y terrestres, a lo largo del día. Estos fenómenos ocurren principalmente en regiones costeras y montañosas.
- Orografía del terreno: el estudio del relieve del terreno tiene una incidencia directa sobre la velocidad del viento. Es con respecto a los accidentes orográficos que el viento puede presentar buena fluidez o discontinuidades como se señala con la figura 4.

Figura 4. Viento según la orografía del terreno.



Fuente. CREUS SOLÉ, Antonio. Aerogeneradores.

¹⁵ CREUS SOLÉ, ANTONIO. Aerogeneradores. Cano Pina, 2000. p. 40.

Es importante tener en cuenta que en el estudio del recuso eólico se contemplan implícitamente estos fenómenos ya que influyen directamente en las variables que rigen la potencia captada del viento para cualquier turbina eólica.

En Colombia se cuenta con un buen estudio del recurso eólico. Entidades como el Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales de Colombia (IDEAM), el Instituto de planeación y promoción de soluciones energéticas para las zonas no interconectadas (IPSE), Análisis de oportunidades energéticas con fuentes alternativas en el departamento de Nariño (ALTERNAR), la Unidad de planeación minero energética (UPME) y entre otras, han avanzado en la caracterización del recurso eólico a lo largo del territorio nacional, logrando cooperar en diferentes proyectos para la diversificación de la generación de energía eléctrica a través de fuentes no convencionales de energía.

1.7 TURBINAS EÓLICAS

Es el dispositivo impulsado por el viento que mediante palas unidas a un eje, transforma la energía cinética del viento en energía mecánica¹⁶. Cabe aclarar que el termino de aerogenerador hace referencia al conjunto total desde la captación del viento hasta la generación eléctrica, por tal razón en el desarrollo del documento se referirá como turbina eólica o pequeña turbina eólica a la parte que comprender únicamente la captación del viento y por lo mismo el objeto de estudio de la investigación.

Las turbinas eólicas se clasifican principalmente en dos tipos: horizontal y vertical, esto es según la disposición de su eje. Aunque existen diferentes diseños y modelos de turbinas eólicas estas se encuentran clasificadas dentro de estos dos tipos¹⁷.

Las principales diferencias entre las turbinas eólicas de gran escala con respecto a las pequeñas turbinas eólicas son su capacidad de generación y el diámetro de su rotor, ya que las pequeñas turbinas eólicas presentan una generación máxima de 100 kW y un diámetro máximo de 60 pies o 18,288 m¹⁸.

Las pequeñas turbinas eólicas se han convertido en una alternativa energética para hogares, granjas, y pequeñas comunidades, siendo instaladas en los techos o en lo más alto de cualquier estructura. Se espera que para el 2020 representen el 3% o generen 50.000 MW en la industria eléctrica americana y además que se considere como un electrodoméstico de fácil acceso, disponible en tiendas nacionales¹⁹.

¹⁶ CLEVELAND, Cutler J. MORRIS, Christopher. Dictionary of Energy (Expanded Edition). ELSEVIER, 2009. p.563.

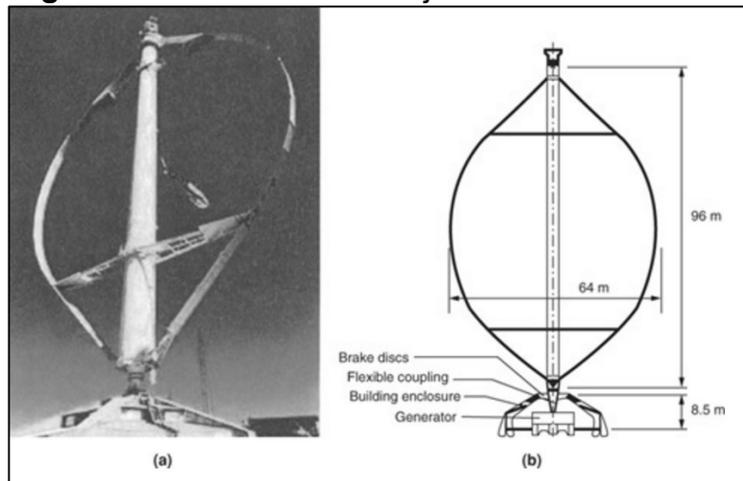
¹⁷ KALOGIROU. Op. cit., p. 753.

¹⁸ EL BASSAM. Op cit., p.111 – 123.

¹⁹ WINEBRAKE, J.J. Alternate Energy - Assessment & Implementation Reference Book. United States of America: The Fairmont Press, Inc., 2004, p.171 - 198.

1.7.1 Turbinas de eje vertical (VAWT). Las turbinas de eje vertical disponen de un eje de rotación vertical como se aprecia en la figura 5, de esta manera puede captar el viento en cualquier dirección sin necesidad de un mecanismo de viraje o de direccionamiento al viento y además, extraer la potencia relativamente fácil²⁰. Entre los modelos principales de turbinas eólicas de eje vertical se encuentra:

Figura 5. Turbina eólica de eje vertical.



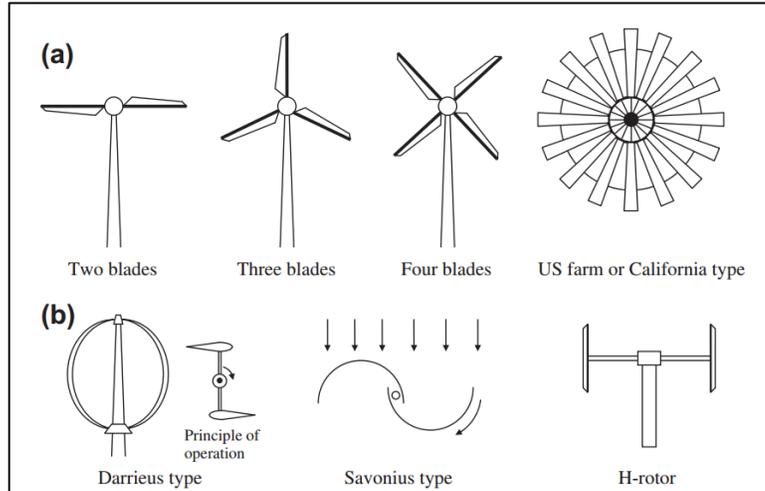
Fuente. DIXON, S. L. HALL, C. A. Fluid Mechanics and Thermodynamics of Turbomachinery.

- Tipo Darrieus: también llamada “batidora de huevos”, Eggbeater. Recibe su nombre del ingeniero francés Georges Darrieus quien propuso este modelo en 1931. Está compuesta por palas delgadas que tienen un perfil aerodinámico, las cuales están unidas a un eje vertical como se aprecia en la figura 6(b). Se puede disponer de dos, tres y hasta cuatro palas²¹.

²⁰ RASHID, Muhammad H. Power Electronics Handbook - Devices, Circuits, and Applications. United States of America: Elsevier, 2011, p.751 – 752.

²¹ KALOGIROU. Op. cit., p. 754.

Figura 6. Tipos de pequeñas turbinas eólicas.



Fuente. KALOGIROU, Soteris A. Solar Energy Engineering Processes and Systems.

Este tipo de turbinas tienen una buena eficiencia aunque producen grandes fluctuaciones de torque en la torre, lo que las hace poco fiables. El par de arranque es muy bajo, por lo cual se hacen modelos híbridos con turbinas de tipo Savonius para compensar esta desventaja, figura 7; otra manera de mejorar el arranque es aumentar el número de palas²².

- Tipo Savonius: fue inventada por el ingeniero finlandés S. J. Savonius en 1922. La turbina de eje vertical tipo Savonius cuenta con una disposición del rotor de tipo arrastre que está conformada por más de dos palas semejantes a una cuchara o cáscaras semiesféricas, formando en su configuración más simple una "S", como se muestra en la figura 6(b). El diferencial de arrastre en las palas hace que la turbina gire, sin embargo, que el rotor sea de tipo arrastre hace que se extraiga mucho menos la energía del viento²³.

Se han planteado alternativas de diseño para mejorar la eficiencia de este tipo de turbina, una de ellas es disponer más palas una sobre otra y no paralelas entre sí²⁴; otra alternativa es el diseño de un rotor de palas helicoidales para obtener un torque más suave; además se han fabricado turbinas híbridas entre Darrieus y Savonius, figura 7, aprovechando las ventajas de ambas turbinas²⁵.

²² EL BASSAM. Op. cit., p.116.

²³ KALOGIROU. Op. cit., p. 754 – 755.

²⁴ *Ibíd.*, p. 754.

²⁵ EL BASSAM. Op. cit., p.116.

Figura 7. Modelo híbrido de las turbinas verticales Darrieus y Savonius.



Fuente. KALOGIROU, Soteris A. Solar Energy Engineering Processes and Systems.

- Rotor H: también llamado “Giromill”, dispone las palas de su rotor en forma de H como se muestra en la figura 6(b). Es catalogado como un subtipo de las turbinas Darrieus, pero a diferencia de estas, sus palas son rectas y están unidas al eje principal vertical por un eje perpendicular a las palas. El diseño de las palas contiene un perfil aerodinámico. Entre las ventajas de este tipo de turbinas se encuentra: alto torque de arranque, operación más eficiente en vientos turbulentos, entre otras²⁶. Las palas se pueden disponerse en V, planas o curvadas y el rotor puede contar con hasta cuatro palas²⁷.

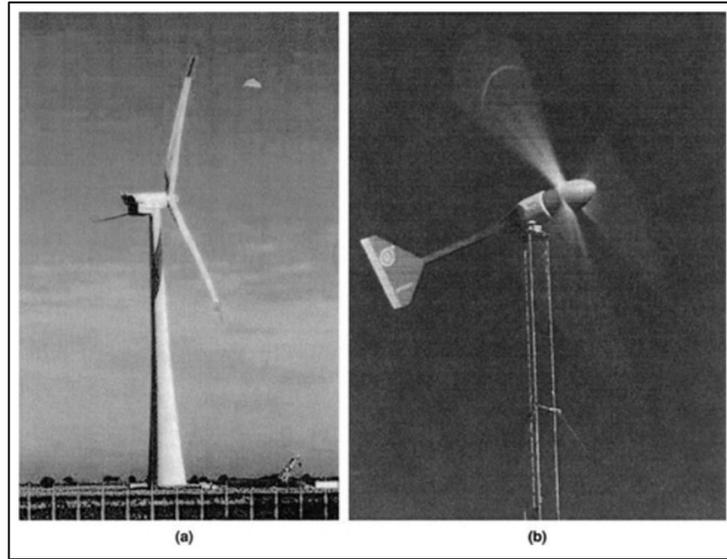
1.7.2 Turbinas de eje horizontal (HAWT). Las turbinas de eje horizontal, como se muestra en la figura 8, se consideran convencionales y de un diseño común. Estos diseños presentan un rango de generación entre los 50 W a los 4.5 MW. Para un diseño mejor balanceado entre mecánica y aerodinámica se recomiendan las turbinas eólicas de tres palas²⁸.

²⁶ *Ibíd.* p. 116.

²⁷ KALOGIROU. *Op. cit.*, p. 755.

²⁸ *Ibíd.*, p. 751 – 752.

Figura 8. Turbina eólica de eje horizontal.



Fuente. DIXON, S. L. HALL, C. A. Fluid Mechanics and Thermodynamics of Turbomachinery.

Las turbinas de eje horizontal son el tipo de turbinas que predomina en el mercado mundial²⁹. Su origen data de épocas medievales donde se fabricaban molinos de viento para convertir la energía eólica en energía mecánica y así usarlos como molinos o mecanismo de bombeo de agua; actualmente su principal uso es el de generar energía eléctrica³⁰. Este tipo de turbina eólica requiere sistemas de direccionamiento al viento, ya que su eje y su rotor se encuentran paralelos a las corrientes de aire como se muestra en la figura 6(a).

Las pequeñas turbinas de eje horizontal se disponen según el tipo de rotor a partir de dos, tres o más palas; su mecanismo de viraje o de direccionamiento al viento comprende una veleta únicamente; su capacidad de generación es mínima con respecto a las turbinas eólicas de gran escala, presentando un máximo de 100 kW, y por esto mismo su uso es doméstico presentándose en infraestructuras como viviendas, granjas o pequeñas empresas³¹.

1.8 VARIABLES DEL RECURSO EÓLICO PARA LAS TURBINAS EÓLICAS

Al igual que las alas de los aviones las palas de las turbinas eólicas aprovechan la energía cinética del viento para girar, transformando esa energía en cargas de

²⁹ KALOGIROU. Op. cit., p. 753.

³⁰ SHEPHERD, Dennis G. Historical Development of the Windmill. New York: NASA, 1990.

³¹ EL BASSAM. Op. cit., p.116.

sustentación y arrastre. Este fenómeno está descrito por el modelo matemático que define energía cinética como³²:

Ecuación 1. Energía cinética.

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2$$

Donde:

E_c = Energía cinética.

m = Masa del fluido que atraviesa el rotor.

v = Velocidad.

El rotor describe un área de barrido por donde se desplaza un volumen de aire por unidad de tiempo, de tal forma la masa se puede expresar de la siguiente manera³³:

Ecuación 2. Masa expresada en términos de volumen del viento y área de barrido.

$$m = \rho v A \Delta t$$

Donde:

ρ = Densidad.

A = Área de barrido del rotor.

Δt = Diferencial de tiempo.

Al sustituir la ecuación 2 en la ecuación 1, se obtiene:

Ecuación 3. Energía cinética en términos de la masa en la ecuación 2.

$$E_c = \frac{1}{2}\rho A v \Delta t v^2$$

Dividiendo la ecuación por la unidad de tiempo se obtiene:

Ecuación 4. Potencia extraíble del viento.

$$P = \frac{1}{2}\rho A v^3$$

Donde:

P = Potencia extraíble del viento.

La potencia extraíble del viento es la potencia ideal para cualquier tipo de turbina, esto quiere decir que no se contempla la eficiencia de cada tipo de turbina.

Teniendo en cuenta el coeficiente de potencia se obtiene:

³² SERWAY, Raymond A. JEWETT, John W. Física para ciencias e ingeniería. CENGAGE Learning, 2008. p. 147.

³³ PRAMOD, Jain. Wind Energy Engineering. The McGraw-Hill Companies, Inc., 2011.

Ecuación 5. Potencia captada del viento.

$$P_c = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3$$

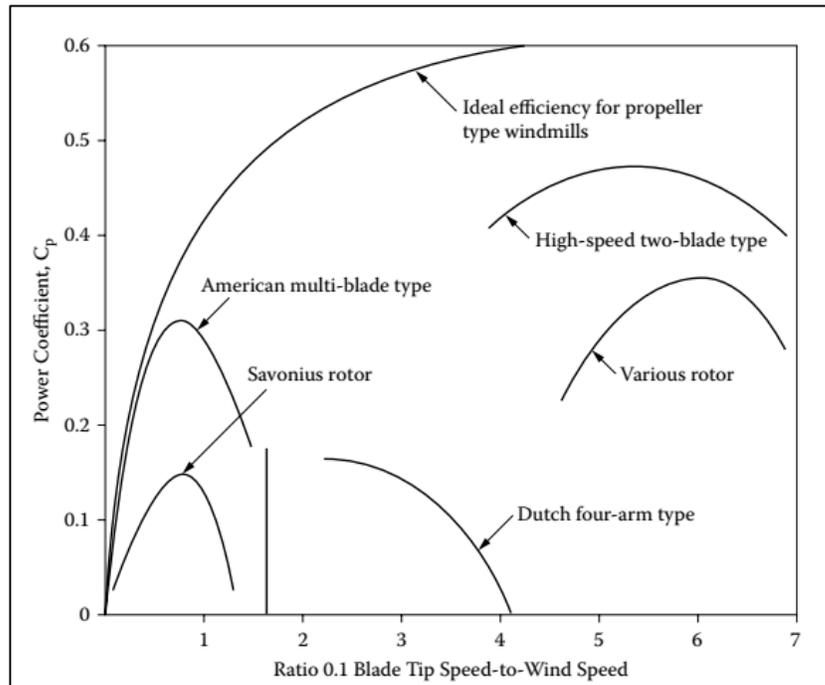
Donde:

P_c = Potencia captada del viento.

C_p = Coeficiente de potencia.

De la potencia captada del viento se establece que con respecto a la potencia extraíble del viento sólo una parte puede ser aprovechada por las palas de la turbina debido a la eficiencia para cada modelo. Esta eficiencia está dada por el coeficiente de potencia para cada modelo de turbina eólica como se muestra en la gráfica 1.

Gráfica 1. Desempeño de turbinas eólicas convencionales.



Fuente. JHA, A.R. Wind Turbine Technology.

Del proceso anterior se obtiene el modelo matemático de la potencia captada del viento para cualquier turbina eólica, donde se contemplan variables tanto de la caracterización de la turbina como del recurso eólico. Siendo así, las variables determinantes con respecto al recurso eólico son la velocidad del viento, la densidad del aire y el área de barrido. Es importante aclarar que se debe contar con un estudio pertinente de la velocidad del viento, ya que según el modelo matemático, cualquier

cambio en esta velocidad representa una alteración significativa en la potencia tanto extraíble como captada³⁴.

- Velocidad del viento: se presenta por los cambios de temperatura que genera el calentamiento del sol sobre la superficie de la tierra a medida que esta gira, produciendo cambios en la densidad del aire que hace que el volumen de aire se desplace³⁵.
- Densidad: se define como la masa por unidad de volumen. Aunque esta puede ser homogénea, depende de factores externos que la modifican como la temperatura, la presión, entre otros³⁶. En cuanto al recurso eólico el cambio de temperatura es inversamente proporcional a la densidad. Si el aire se calienta su densidad disminuye expandiéndose y moviéndose por encima de los vientos fríos y más densos³⁷.
- Área de barrido: el área de barrido se define como el área que describe cualquier turbina eólica en movimiento y por donde se desplaza el viento, y se expresa según la figura geométrica que describe.

1.9 MATERIALES EN PEQUEÑAS TURBINAS EÓLICAS

Las palas de la turbina son las encargadas de convertir la energía cinética del viento en la fuerza que actúa finalmente en el generador. De esta manera son estas mismas las que soportan las fuerzas de la naturaleza como el viento, los cambios extremos de temperatura, la radiación solar, la erosión y los terremotos³⁸.

La mayoría de las pequeñas turbinas eólicas se construyen en materiales compuestos con propiedades mecánicas especiales que presentan una buena respuesta a las cargas de fatiga y se adaptan mejor a la geometría aerodinámica de las palas³⁹.

Estos materiales compuestos se constituyen de una matriz, un refuerzo y la interfaz, que actúa como adhesivo entre la matriz y el refuerzo. Usualmente se trabaja con materiales termoestables en la matriz como lo son la resina epoxi, polyster y vinyl

³⁴ STAUDT, Lawrence. Future Energy – Improved, Sustainable and Clean Options for Our Planet: Chapter 6 – Wind Energy. ELSEVIER, 2008. p. 99.

³⁵ BREEZE, Paul. Op. cit.

³⁶ HUGHES, Thomas A. Measurement and Control Basics. ISA, 2015. p. 253.

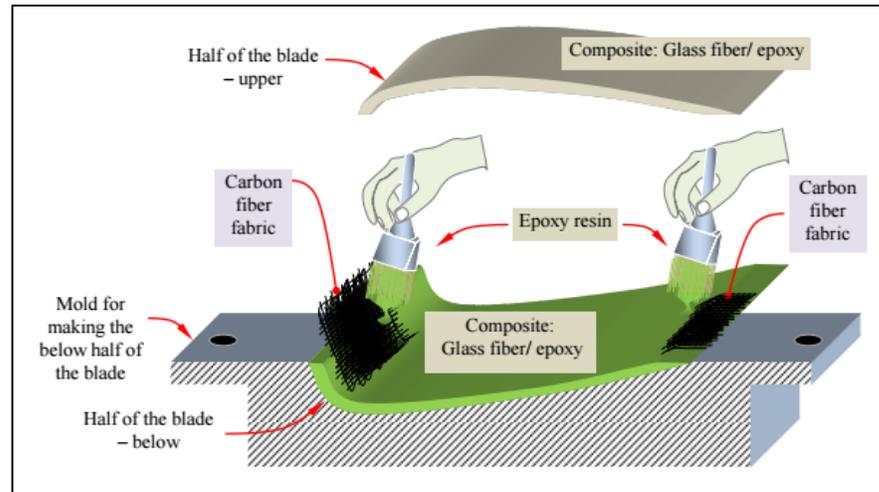
³⁷ BUN-CA. Manual sobre energía renovable – Eólica. 2002. p. 6.

³⁸ BRØNDSTED, Povl y NIJSSEN, Rogier P. 2. Loads on Wind Turbines Blades. En: Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials. Cambridge: Woodhead Publishing, 2013.

³⁹ Ibíd., 6. Fatigue as a Design Driver for Composite Wind Turbine Blades.

éster; con refuerzos de fibra de vidrio, fibra de carbono⁴⁰ y algunas veces un híbrido como se muestra en la figura 9.

Figura 9. Construcción y fusión de las dos mitades de una pala de una turbina eólica.



Fuente. KEGL, Breda y PEHAN, Stanislav. Small Wind Turbine Rotor Design.

Las palas de las pequeñas turbinas eólicas tienen características semejantes a las palas de las turbinas eólicas a gran escala, su diferencia consiste en dos características principales: la primera es que las pequeñas turbinas eólicas experimentan una mayor fuerza centrífuga por lo cual están expuestas a fallas por fatiga, y la segunda es que estas necesitan perfiles aerodinámicos más pequeños cerca del eje⁴¹.

Cabe aclarar que se hace referencia a lo largo del documento como materiales convencionales a aquellos con los que se fabrican por especificaciones de diseño las turbinas eólicas, y materiales alternos a aquellas alternativas de materiales que se presentan para la fabricación de las mismas turbinas eólicas.

1.10 MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN COMPUTACIONAL

Debido a que la investigación se centra en el modelamiento y simulación del fenómeno al cual está sometido una turbina eólica, es necesario disponer de una herramienta o software computacional que disponga de un análisis de fluidos y análisis estructural para posteriormente hacer la relación entre ambos análisis, de donde se extraerán las presiones ejercidas por el viento sobre la superficie de la

⁴⁰ KEGL, Breda y PEHAN, Stanislav. Small Wind Turbine Rotor Design. Trans Tech Publ, 2015. p. 197-202.

⁴¹ BRØNDSTED, Povl y NIJSEN, Rogier P. Op. cit., 6. Fatigue as a Design Driver for Composite Wind Turbine Blades.

turbina eólica. Para esto se trabajó con el software de modelamiento y simulación ANSYS que contiene módulos de análisis de fluidos y estructural; y la interfaz para realizar la interacción de fluido y estructura.

1.10.1 Módulo de fluidos. El módulo de fluidos del software ANSYS, Fluent, provee un amplio rango de modelos que describen fenómenos de flujos de fluidos como compresibles o incompresibles, laminares o turbulentos y en estado estable o transiente; contemplando geometrías y configuraciones complejas⁴².

De esta manera, el fenómeno de flujos a través de turbinas eólicas está gobernado por los siguientes modelos matemáticos:

- Conservación de la masa: la ecuación para la conservación de masa o ecuación de continuidad, esta descrita de la siguiente manera.

Ecuación 6. Conservación de la masa.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v}_r) = 0$$

La ecuación anterior es la forma general de la ecuación de conservación de masa y es válida para flujos tanto compresibles como incompresibles⁴³.

- Ecuaciones de conservación de momento Navier – Stokes: las ecuaciones de Navier – Stokes son un conjunto de ecuaciones que describen el movimiento de los fluidos. Estas ecuaciones están expresadas en términos del gradiente de velocidad, para fluidos newtonianos con densidad constante.

Ecuación 7. Ecuaciones de Navier – Stokes.

$$\nabla \cdot (\rho \vec{v}_r \vec{v}_r) + \rho(2\vec{\omega} \times \vec{v}_r + \vec{\omega} \times \vec{\omega} \times \vec{r}) = -\nabla p + \nabla \cdot \vec{\tau}_r$$

Los términos de la ecuación 7 se definen como: \vec{v}_r , velocidad relativa. $\vec{\omega}$, velocidad angular. Y los términos adicionales para la ecuación de Navier – Stokes son la fuerza de Coriolis, $2\vec{\omega} \times \vec{v}_r$ y la aceleración centrípeta, $\vec{\omega} \times \vec{\omega} \times \vec{r}$.

Cabe aclarar que durante el desarrollo del documento se trabajó bajo condiciones de fluido ideal, es decir, densidad constante durante el fenómeno. Los modelos matemáticos expuestos anteriormente son resueltos por el software y al estar en términos del gradiente de velocidad permitió no realizar una malla en movimiento.

⁴² SWANSON ANALYSIS SYSTEM (ANSYS). Fluent Documentation.

⁴³ Ibíd.

- Modelo de turbulencia SST k- ω : la turbulencia de la energía cinética, k, y la relación de disipación específica, ω , son obtenidas de la siguiente ecuación de transporte:

Ecuación 8. Turbulencia de la energía cinética.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\Gamma_k \frac{\partial k}{\partial x_j} \right) + G_k - Y_k + S_k$$

Ecuación 9. Relación de disipación específica.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \omega) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \omega u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\Gamma_\omega \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \right) + G_\omega - Y_\omega + S_\omega$$

En estas ecuaciones, G_k representa la generación de energía cinética de turbulencia debido a los gradientes de velocidad. G_ω , representa la generación del coeficiente de disipación específica ω . Γ_k y Γ_ω representa la difusividad efectiva de k y ω , respectivamente. Y_k y Y_ω representa la disipación de k y ω debido a la turbulencia. Cada uno de estos fenómenos es calculado bajo modelos matemáticos que los describen⁴⁴.

1.10.2 Módulo estructural. El módulo estructural del software ANSYS, Static Structural, trabaja mediante el modelo de solución ANSYS Parametric Design Language (APDL). Este modelo simula fenómenos físicos como: acústicos, térmicos, electromagnéticos, estructurales o análisis estático, fluidos entre otros.

Un análisis estático calcula los efectos de condiciones de carga estacionaria sobre cierta estructura, ignorando efectos de inercia y amortiguación ya que estas contemplan cargas dinámicas. Este análisis determina también esfuerzos, desplazamientos, deformaciones entre otros. Un análisis estático puede calcular cargas que varían en el tiempo o dinámicas que pueden ser aproximadas a cargas estáticas, como cargas del viento o sísmicas. Algunos tipos de cargas aplicadas en un análisis estático incluyen: fuerzas y presiones externas, fuerzas inerciales en estado estacionario, desplazamientos impuestos, temperaturas y flujos de energía⁴⁵.

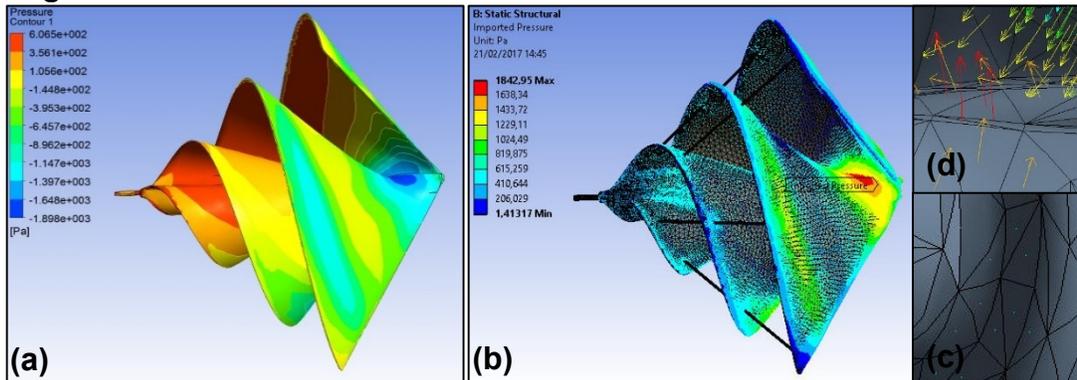
⁴⁴ Ibíd.

⁴⁵ SWANSON ANALYSIS SYSTEM (ANSYS). Mechanical APDL Documentation.

1.10.3 Interacción Fluido – Estructura (FSI). El análisis de la interacción de fluido – estructura es una muestra de un problema multifísico donde la interacción entre dos fenómenos físicos diferentes es analizada por separado para un mismo sistema. Desde la perspectiva mecánica este análisis consiste en la representación de un análisis estructural o térmico en el sistema, aplicando unas cargas correspondientes a un análisis de fluido previamente solucionado. La interacción entre los dos análisis toma lugar en los límites que el modelo estructural comparte con los del modelo del fluido. Estos límites de interacción son llamados como la interfaz fluido – estructura, esto quiere decir que en la interfaz es donde los resultados de un análisis son trasladados como cargas para el siguiente análisis⁴⁶.

Con respecto a las cargas transferidas desde el módulo de fluidos al módulo estructural cabe aclarar que estas cargas asumen un sentido normal a la superficie de la turbina, entrando o saliendo, dependiendo de la presión, ya sea positiva o negativa; es decir, si la presión es negativa en una zona de la superficie del módulo de fluidos, en el módulo estructural esta misma zona tendrá una carga saliendo de la superficie como se muestra en la figura 10(d); y si la presión es positiva en una zona de la superficie del módulo de fluidos, en el módulo estructural esta misma zona tendrá una carga entrando a la superficie como se muestra en la figura 10(c).

Figura 10. Interacción fluido – estructura.



(a) Presiones sobre la superficie de la turbina - Módulo de fluidos. **(b)** Carga ejercida por el viento en la turbina – Módulo estructural. **(c)** Vector de carga saliendo de la turbina – Módulo estructural. **(d)** Vector de carga entrando a la turbina – Módulo estructural.

1.11 CRITERIO DE FALLA

La respuesta de cierto material a diferentes aplicaciones bajo condiciones críticas, se determina mediante un criterio de falla establecido para dicho material. Estos criterios de fallas se determinan mediante el mecanismo de falla que permite

⁴⁶ SWANSON ANALYSIS SYSTEM (ANSYS). Fluid-Structure Interaction (FSI).

comparar los efectos de los estados de esfuerzo del material⁴⁷. Siendo así y de manera general, el criterio de falla se define como un modelo matemático que compara los esfuerzos principales a los que está sometido el material con respecto a sus propiedades mecánicas, estableciendo si el material presenta alguna falla o responde a las cargas a las que está sometido. Cabe aclarar que al usar el criterio de falla se determina si el material falla o no, pero no en que forma lo hace, es decir, no se establece el mecanismo o el modo en que falla⁴⁸.

⁴⁷ BEER, Ferdinand P. JOHNSTON, E. Russell. DEWOLF, John T. y MAZUREK, David F. Mecánica de Materiales. Traducido por Jesús Elmer Murrieta Murrieta. 5 ed. Bogotá D.C.: McGraw-Hill, 2010. p. 451-452. ISBN-13: 978-607-15-0263-6.

⁴⁸ ROMERO, Ignacio. Introducción a la mecánica de sólidos deformables. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, 2014. p. 110.

2. SELECCIÓN DE LA ZONA

La intención de este proyecto fue presentar una alternativa de solución energética centrándose en las Zonas No Interconectadas (ZNI). Algunas de estas presentaron un recurso eólico favorable debido a que están presentes en zonas costeras, llanuras, y con geografías de circulación de vientos.

2.1 ZONAS NO INTERCONECTADAS

El 52% del territorio colombiano se encuentra no interconectado al SIN, esto contempla 32 departamentos, 5 capitales, 39 cabeceras municipales, 90 municipios y 20 territorios especiales biodiversos y fronterizos⁴⁹. Frente a esto se destacan los departamentos del Nariño, Chocó y Cauca, que presentan la mayor cantidad de localidades no interconectadas, como se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Localidades en los departamentos de las ZNI.

No.	Departamentos	Localidades
1	Amazonas	61
2	Antioquia	43
3	Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina	2
4	Bolívar	2
5	Caquetá	47
6	Casanare	3
7	Cauca	128
8	Chocó	307
9	Guainía	73
10	Guaviare	34
11	La Guajira	2
12	Meta	36
13	Nariño	552
14	Putumayo	35
15	Valle del Cauca	33
16	Vaupés	54
17	Vichada	36

Fuente. IPSE. Soluciones Energéticas para las ZNI de Colombia. 2014.

⁴⁹ INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZNI (IPSE). Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas de Colombia. [diapositivas]. Bogotá D.C.: IPSE, 2014. 57 diapositivas. Diapositiva 8.

2.2 POTENCIAL EÓLICO

Para determinar las condiciones de operación, la zona debe presentar un buen potencial eólico. Por tal razón se debe tener en cuenta los datos de la velocidad promedio anual del viento sobre la superficie, y la densidad promedio anual del aire en dichas zonas.

Una vez obtenidos los datos de la velocidad promedio anual del viento en la superficie y la densidad promedio anual, tomados de los mapas eólicos del IDEAM, se introdujeron en el modelo matemático para la densidad energética que se presenta de la ecuación 5.

La densidad energética del viento se define como: “la potencia extraíble del viento sobre el área en un plano vertical perpendicular a la dirección del viento, expresado en Watts por unidad de metro cuadrado”⁵⁰.

Ecuación 10. Potencia extraíble del viento.

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3$$

Donde:

$\frac{P}{A}$ = Potencia extraíble del viento.

De este cálculo se obtuvo la densidad energética para las ZNI del país, los cuales se establecen en la tabla 3.

⁵⁰ CLEVELAND, Cutler J. y MORRIS, Christopher. Dictionary of Energy. Expanded Edition. Elsevier, 2009. p. 536 ISBN 978-0-08-096491-1.

Tabla 3. Velocidad promedio anual, densidad del aire y densidad energética de las ZNI.

Departamentos	Velocidad promedio anual (m/s)	Densidad del aire (kg/m ³)	Densidad energética (W/m ²)
Amazonas	0 – 2	1.15 – 1.20	4.8
Antioquia	2 – 3	1.15 – 1.20	16.2
Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina	6 – 7	1.15 – 1.20	205.8
Bolívar	2 – 3	1.15 – 1.20	16.2
Caquetá	0 – 2	1.15 – 1.20	4.8
Casanare	3 – 4	1.15 – 1.20	38.4
Cauca	4 – 5	1.15 – 1.20	75
Chocó	4 – 5	1.15 – 1.20	75
Guainía	0 – 2	1.15 – 1.20	4.8
Guaviare	2 – 3	1.10 – 1.15	15.5
La Guajira	9 – 10	1.15 – 1.20	600
Meta	5 – 6	1.10 – 1.20	129.6
Nariño	4 – 5	1.15 – 1.20	75
Putumayo	0 – 2	1.10 – 1.15	4.6
Valle del Cauca	3 – 4	1.15 – 1.20	38.4
Vaupés	0 – 2	1.15 – 1.20	4.8
Vichada	3 – 4	1.15 – 1.20	38.4

Fuente. IDEAM. Atlas eólico de Colombia.

Se observó que son los departamentos de La Guajira y el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina los que presentan una mayor densidad energética, seguido por el departamento del Meta y por último los departamentos del Cauca, Choco y Nariño.

2.3 SELECCIÓN DE LA ZONA

Para seleccionar la zona de trabajo no solo se tendrá en cuenta el recurso eólico y que esta zona sea no interconectada, sino que además se relacionaran factores locales sociales, económicos y energéticos. Esta información se encontró en el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE). Entre estos factores encontramos:

- Localidades: se hace referencia a la cantidad de localidades por departamento. Las ZNI cuentan con 4 tipos de localidades representadas básicamente en cantidad de usuarios y horas de servicio, de este modo hay 93 localidades de tipo 1 con más 301 usuarios y 24 horas de servicio, 130 localidades de tipo 2

con entre 151 y 300 usuarios y 8 horas de servicio, 600 localidades de tipo 3 con entre 51 y 150 usuarios y 5 horas de servicio y 625 localidades con menos de 50 usuarios y 4 horas de servicio; para un total de 1448 localidades⁵¹ repartidas en los diferentes departamentos.

- Población: la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) presenta una segregación de usuarios por sistema (SIN – ZNI) y por departamento, dando un total de usuarios para las ZNI de 204.551⁵², esta población está dividida por usuarios para cada departamento y para cada localidad. Cabe mencionar que las ZNI presenta una baja densidad poblacional debido a que estas zonas se encuentran dispersas.

Los departamentos en ZNI que presentaban un buen potencial eólico se relacionan con los factores mencionados y la densidad energética, lo anterior se muestra en la tabla 4.

Tabla 4. Factores para la selección de la zona.

No.	Departamento	Localidades	Población*	Densidad energética (W/m ²)
1	La Guajira	2	143	600
2	Archipiélago de San Andrés y Providencia	2	15.992	205,8
3	Meta	36	5.926	129,6
4	Cauca	128	22.007	75
5	Choco	307	39.445	75
6	Nariño	552	51.212	75

*Población: usuarios por ZNI.

⁵¹ ALBARRACIN BARRERA, Rafael. Oportunidades actuales en el campo de las energías renovables en Colombia. En: Foro República Checa – Alianza Pacífico Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas – IPSE. (octubre de 2015). Diapositivas. Bogotá D.C.: 2015. p. 5.

⁵² UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME. Plan Indicativo De Expansión De Cobertura De Energía Eléctrica 2013 – 2017. Colombia: Ministerio de Minas y Energía, 2014. p. 44. ISBN 978-958-8363-24-0.

Se seleccionó el departamento de Nariño, debido a que con respecto a los factores mencionados en la tabla 4 este es el departamento que presenta el mayor número de localidades no interconectadas y así mismo una mayor población.

Por otro lado aunque el departamento de Nariño no presenta la mayor densidad energética, se encontró que cuenta con un estudio detallado del recurso eólico. Este estudio fue adelantado por parte del proyecto GEOALTERNAR, el cual cuenta con mapas energéticos detallados y un sistema de información para obtener datos sobre la variación en el tiempo de la energía eólica en el departamento. Este estudio garantiza la confiabilidad de los datos del recurso eólico en zonas no interconectadas del departamento.

2.4 DEPARTAMENTO DE NARIÑO

El departamento de Nariño se encuentra ubicado al sudoeste de Colombia. Limita en la frontera con el Ecuador, el Océano Pacífico y con los departamentos del Cauca y el Putumayo. Según estadísticas del DANE la población para el año 2015 fue de 1.744.228, donde el 49% de esta población pertenece a las cabeceras municipales y el 51% al resto de centros poblados. Existe un porcentaje del 59.32% de necesidades básicas insatisfechas (NBI)⁵³.

Además, el departamento de Nariño cuenta con zonas no interconectadas, estas se encuentran en el “plan indicativo de expansión de cobertura de energía eléctrica 2010 – 2014” de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y que se exponen en la tabla 6.

⁵³ TODA COLOMBIA. Departamento de Nariño. [En Línea]. <<http://www.todacolombia.com>> [citado en 2 de diciembre de 2016].

Tabla 5. Municipios del departamento de Nariño que son total o parcialmente ZNI.

Código	Municipio	Indicador - Habitante por vivienda	ZNI (%)	Velocidad promedio del viento a 20 m (m/s)	Población
52079	Barbacoas	5.1	60	3.82	30256
52250	El Charco	4.85	100	3.86	26163
53390	La Tola	6.46	100	3.94	8571
52427	Magüi	6.23	80	4.01	13831
52473	Mosquera	6.1	100	4.6	11873
52490	Olaya Herrera	6.06	100	4.1	27225
52520	Francisco Pizarro	4.52	100	4.94	11183
52621	Roberto Payán	5.6	70	4.01	17286
52696	Santa Bárbara	6.63	100	3.62	8615
52835	San Andrés de Tumaco	4.53	20	4.84	161490

La tabla 5 adjunta los datos de los municipios no interconectados con sus respectivas velocidades promedio de viento anual y población. Según los datos registrados se determinó la zona de operación teniendo en cuenta el municipio que presente mayor relevancia en los datos mencionados. Siendo así se escogió la cabecera Salahonda del municipio de Francisco Pizarro ya que como se muestra, es una zona 100% no interconectada y que además presenta una velocidad promedio considerable para la generación de energía.

- Salahonda – Francisco Pizarro – Nariño: salahonda es la cabecera del municipio Francisco Pizarro, cuenta con una extensión total de 2340 km², está ubicada a 442 km de la capital del departamento de Nariño y a 30 km del municipio de Tumaco. Se encuentra a 123 metros sobre el nivel del mar y tiene una temperatura promedio de 28 °C. Su población es de 11183 habitantes. Sus vías de comunicación son marítimas y fluviales. En la figura 11 se muestra la ubicación del municipio⁵⁴.

⁵⁴ ALCALDÍA DE FRANCISCO PIZARRO – NARIÑO. Nuestro Municipio. [En Línea]. <<http://www.franciscopizarro-narino.gov.co>> [citado en 2 de diciembre de 2016].

Figura 11. Municipio de Francisco Pizarro.



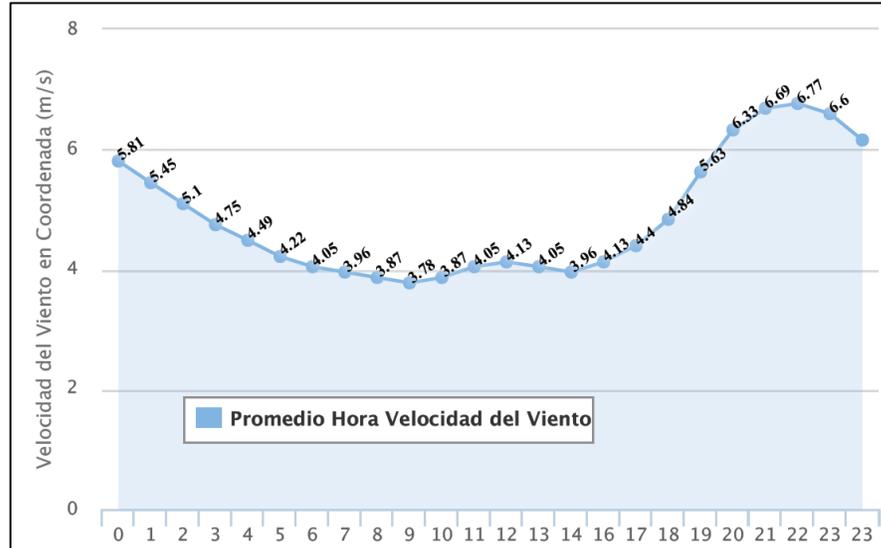
Fuente. Alcaldía de Francisco Pizarro – Nariño [En línea] <www.franciscopizarro-narino.gov.co>.

Este municipio cuenta con una estación meteorológica llamada “Estación Francisco Pizarro” del proyecto “Análisis de Oportunidades Energéticas con Fuentes Alternativas en el Departamento de Nariño – ALTERNAR”. Esta estación meteorológica suministra los datos de velocidad y dirección del viento en esta zona. Cabe mencionar que este proyecto se extiende por todo el departamento de Nariño y cuenta además con 16 estaciones de mediciones climáticas.

- Recurso eólico: como se muestra en la gráfica 2 la franja horaria en la cual se presentan las velocidades máximas de viento durante el día es aproximadamente entre las 7:00 pm hasta la 1:00 am, donde la velocidad de viento máxima es de 6.77 m/s, mínima de 3.78 m/s y promedio de 4.62 m/s⁵⁵.

⁵⁵ GEOALTERNAR. Mapas energéticos: Mapa de Viento. [En Línea]. <www.geoalternar.udenar.edu.co/> [citado en 2 de diciembre de 2016].

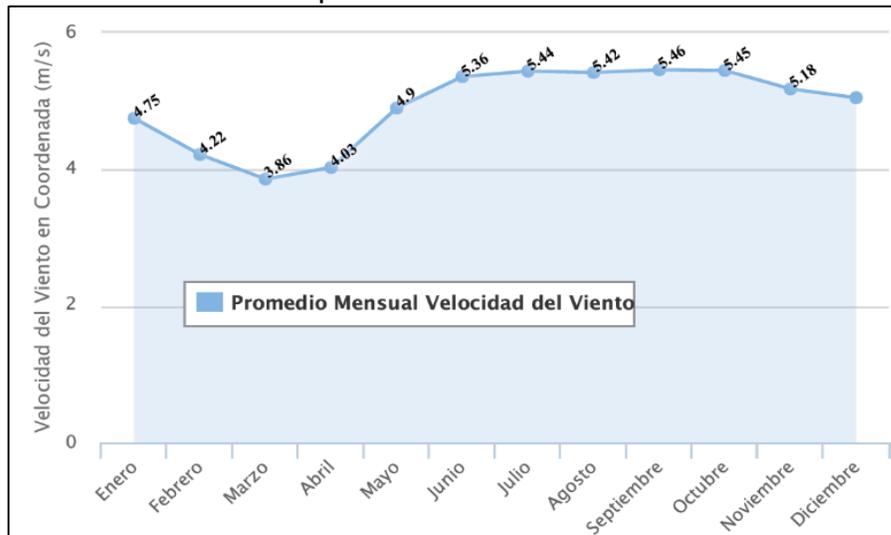
Gráfica 2. Velocidad promedio del viento durante el día.



Fuente. GEOALTERNAR. Mapas energéticos: Mapa de Viento. [En línea] <www.geoalternar.udenar.edu.co/>.

Entre los meses de Junio hasta Octubre se presentan velocidades de vientos máximas y constantes con un promedio de 5.42 m/s y en el mes de Marzo donde se presenta la velocidad de viento más baja como se observa en la gráfica 3.

Gráfica 3. Velocidad promedio del viento durante el año.

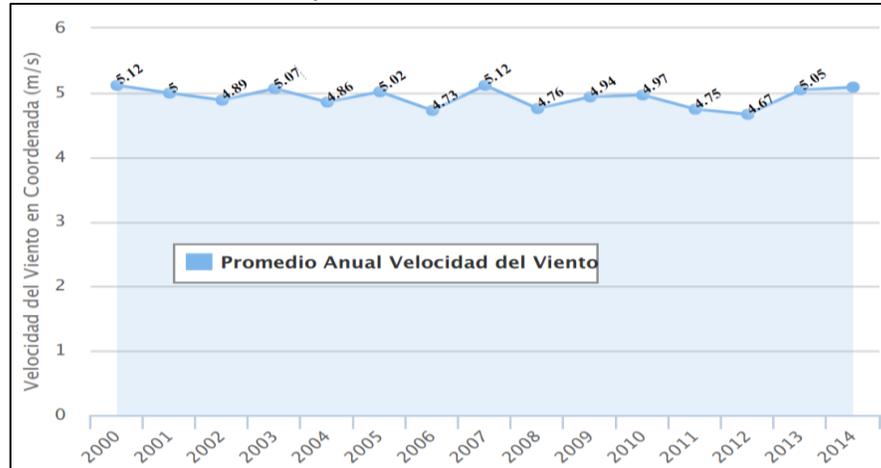


Fuente. GEOALTERNAR. Mapas energéticos: mapa de Viento. [En línea] <www.geoalternar.udenar.edu.co/>.

La velocidad del viento promedio anual es de 4.94 m/s según la medición de los últimos 14 años hasta el 2014 como se muestra en la gráfica 4; y aunque se planeó trabajar con la velocidad promedio anual como condición crítica para las

pequeñas turbinas eólicas, durante el desarrollo del proyecto se evidencio que no es una velocidad critica para el análisis de las turbinas eólicas, de este modo se trabajó con un velocidad critica de 35 m/s sugerida por los catálogos del fabricante para cada uno de los dos modelos de pequeñas turbinas eólicas como se mostrará más adelante. De igual forma esta velocidad promedio anual en la zona se estableció como parámetro de referencia para cumplir con la velocidad de arranque.

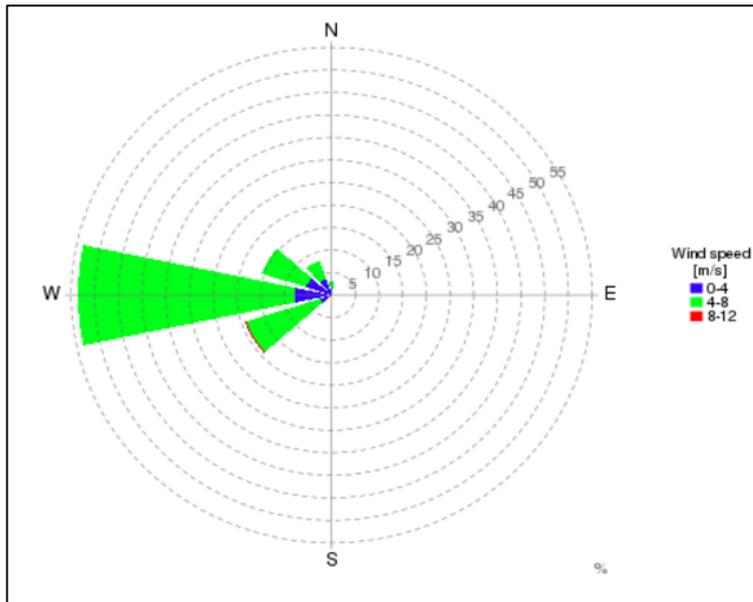
Gráfica 4. Velocidad promedio anual del viento.



Fuente. GEOALTERNAR. Mapas energéticos: mapa de Viento. [En línea] <www.geoalternar.udenar.edu.co/>.

Según la figura 12 de la Rosa de los vientos de la estación Pizarro se observa que durante la mediciones las velocidades de entre 4 – 8 m/s, el 55% apunto al occidente lo que indica una mayor tendencia a esta dirección. El 45% restante indican velocidades más bajas pero con tendencia a la misma dirección. Esto incide favorablemente en las turbinas que requieren mecanismos de viraje.

Figura 12. Rosa de los vientos en la estación Francisco Pizarro.



Fuente. GEOALTERNAR. Mapas energéticos: mapa de Viento. [En línea] <www.geoalternar.udenar.edu.co/>.

3. SELECCIÓN DE LA TURBINA

En la selección de los dos modelos de turbinas eólicas se contemplaron modelos convencionales y alternativos, esto debido a que se pretendió incluir tecnologías recientes e innovadoras. Además se plantearon modelos de turbinas eólicas horizontales y verticales buscando seleccionar una de cada tipo.

3.1 SELECCIÓN DE LA TURBINA

Para la selección de los dos modelos de pequeñas turbinas eólicas se establecieron factores que son las variables en el modelo matemático de la potencia captada mostrada en la ecuación 5.

Para presentar alternativas de pequeñas turbinas eólicas se revisaron catálogos de quince turbinas eólicas comerciales, de las cuales se seleccionaron cinco con un área de barrido menor a 12 m². Esto debido que se buscaron turbinas eólicas con un tamaño menor que facilite el transporte a la zona de operación, ya que es una zona que tiene acceso únicamente por vía marítima o fluvial. Las cinco alternativas de pequeñas turbinas eólicas seleccionadas con respecto a los factores expuestos a continuación se muestran en la tabla 6.

- Área barrido: es el área de intercepción del viento con la turbina eólica, la cual es perpendicular a la dirección del viento⁵⁶⁻⁵⁷ y es directamente proporcional a la potencia captada del viento. Para el cálculo de estas áreas en las turbinas de eje horizontal y de eje vertical se utilizan las ecuaciones 11 y 12 respectivamente.

Ecuación 11. Área frontal de barrido para turbina de eje horizontal.

$$A_{Hfb} = \pi r^2$$

Ecuación 12. Área frontal de barrido para turbina de eje vertical.

$$A_{Vfb} = 2hr$$

Donde:

A_{Hfb} = Área frontal de barrido para turbina de eje horizontal.

A_{Vfb} = Área frontal de barrido para turbina de eje vertical.

r = Radio del rotor de la turbina.

h = Longitud de las palas del rotor de una turbina de eje vertical.

⁵⁶ BASTIANON, Ricardo A. Energía Del Viento Y Diseño De Turbinas Eólicas. 2da. Edición ed. Buenos Aires: TIEMPO DE CULTURA EDICIONES, 1994. p. 60, 65. ISBN 950-9135-29-1.

⁵⁷ JHA, A.R. Wind Turbine Technology. Boca Raton: CRC press, 2011. p. 51, 52. ISBN 978-1-4398-1507-6.

- Velocidad de arranque: las pequeñas turbinas eólicas no necesitan un motor de arranque para vencer la inercia en el rotor⁵⁸, estas la vencen con una velocidad mínima de viento.
- Complejidad en la geometría: debido a que se van a estudiar materiales diferentes a los convencionales adaptados en las geometrías de las pequeñas turbinas, es necesario determinar la complejidad de la geometría en las turbinas eólicas, teniendo en cuenta que algunos materiales pueden ser compuestos⁵⁹.
- Mecanismos de viraje: estos mecanismos se encargan de ubicar el aerogenerador de tal forma que su área de barrido quede perpendicular a la dirección del viento. Este aspecto es importante debido a que algunas turbinas eólicas no requieren de este mecanismo para su correcto funcionamiento, y algunas de las que si lo requieren presentan fallas cuando se generan cambios repentinos en la dirección del viento⁶⁰.
- Coeficiente de Potencia (Cp): la eficiencia o coeficiente de potencia de las diferentes turbinas eólicas se obtiene mediante registro de datos experimentales. La relación entre la velocidad del viento y la velocidad en la punta de la pala se cruza con la curva característica de cada turbina mostrada en la figura 9, reflejando un coeficiente de potencia característico para cada tipo de pequeñas turbina eólica.

Ecuación 13. Relación entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento.

$$\lambda = TSR = \frac{\omega * R}{v}$$

Donde:

$\lambda = TSR$ = Relación entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento.

ω = Velocidad angular (rad/seg).

⁵⁸ CREUS SOLÉ, ANTONIO. Aerogeneradores. Cano Pina, 2000. p. 123. ISBN 978-84-15884-40-8.

⁵⁹ BRØNDSTED, Povl y NIJSSEN, Rogier P. 11.3 Biobased Composites. En: Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials. Cambridge: Woodhead Publishing, 2013. p. 372.

⁶⁰ JHA, A.R. Wind Turbine Technology, Op. cit. p. 37.

Tabla 6. Cinco alternativas de pequeñas turbinas eólicas con respecto a los factores de selección.

Tipo de pequeña turbina	Alternativa	Modelo	Área de barrido (m ²)	Velocidad de arranque (m/s)	Fabricación	Mecanismo de viraje	Potencia nominal (W)	Velocidad nominal (m/s)	Coefficiente de potencia	Material
Eje horizontal	1	Horizontal convencional de perfiles curvos	10,87	3,2	Compleja	Si	2100	11	0,242	M.C. reforzado con fibra de vidrio
	5	Horizontal convencional	8,55	3	Común	Si	1500	12	0,169	M.C. resina de poliéster y fibra de vidrio
	11	Espiral	1,77	2,5	Intermedia	Si	880	12	0,480	M.C. Fibra de basalto
Eje vertical	13	Darreiuis helicoidal	5,27	4	Intermedia	No	2500	14	0,288	M.C.
	15	Tipo H	10,80	1,5	Común	No	3000	10	0,463	Aleación de aluminio

3.2 MATRIZ DE SELECCIÓN DE LAS PEQUEÑAS TURBINAS EÓLICAS

Con respecto a los datos registrados en la tabla anterior, se estableció una matriz de selección para establecer dos modelos de pequeñas turbinas eólicas. La matriz de selección para las pequeñas turbinas eólicas es del mismo tipo que la utilizada para la selección de la zona de operación y los pesos se asignaron de la siguiente manera:

- Área de barrido: 15% debido a que en la matriz de selección se estableció un área de barrido con valores menores a 12 m², priorizando el tamaño y el transporte de la turbina debido a que la zona de operación presenta dificultades en el acceso.
- Velocidad de arranque: debido a que las velocidades promedios del viento en las zonas no interconectas del departamento de Nariño no son las ideales, se escogió la zona que presenta un mejor potencial eólico. Por tal razón es de gran importancia contar con turbinas de velocidades bajas de arranque, por tal razón se la dio un peso de 25%.

- Fabricación: se le dio un peso de 15% ya que el proceso de fabricación depende directamente al modelo de la turbina y se espera que la alternativa de material se acople a la geometría de la pequeña turbina eólica.
- Mecanismos de viraje: aunque sea una ventaja que una turbina capte el viento en cualquier dirección sin necesidad de mecanismos de viraje, esto no significa que en consecuencia su generación sea mayor; por lo tanto se le dio un peso de 10% debido a que se escogerá aquella turbina que presente una mayor generación sin mecanismo de viraje.
- Coeficiente de potencia: 35% ya que es el factor más influyente para la selección de la turbina debido a que expresa la capacidad de captación del potencial eólico y por lo mismo la generación de energía eléctrica.

La calificación de los factores se muestra en la tabla 7 y se estableció de la siguiente manera:

- Área de barrido y coeficiente de potencia: a estos factores se le asignaron un rango de valor desde 1 hasta 5, siendo 5 el valor máximo cuando el área sea igual a 12 m², y 5 para el coeficiente de potencia cuando sea el valor máximo de los coeficientes de potencia entre las alternativas de la matriz de selección.
- La velocidad de arranque: este factor es inversamente proporcional a la calificación, dando una calificación de 5 a la velocidad mínima de arranque entre las alternativas.
- Mecanismo de viraje: se dieron los valores de 4 y 3 al factor que califica el mecanismo de viraje, 4 para las turbinas que no requieren mecanismos de viraje y 3 para las que si los requieren.
- Fabricación: al factor de fabricación se le dieron valores de 1 a 5, 1 para geometrías muy complejas y 5 para geometrías comunes.

Tabla 7. Matriz de selección de las pequeñas turbinas eólicas.

Factores para la selección de la turbina		Área de barrido	Velocidad de arranque	Fabricación	Mecanismo de viraje	Coefficiente de potencia	Total
Peso		15%	25%	15%	10%	35%	100%
Alternativa 1	Calificación	5,00	2,34	2,00	3,00	2,52	2,82
	Ponderado	0,75	0,59	0,30	0,30	0,88	
Alternativa 5	Calificación	3,93	2,50	5,00	3,00	1,76	2,88
	Ponderado	0,59	0,63	0,75	0,30	0,62	
Alternativa 11	Calificación	0,81	3,00	3,00	3,00	5,00	3,37
	Ponderado	0,12	0,75	0,45	0,30	1,75	
Alternativa 13	Calificación	2,43	1,88	3,00	4,00	3,00	2,73
	Ponderado	0,36	0,47	0,45	0,40	1,05	
Alternativa 15	Calificación	4,97	5,00	5,00	4,00	4,82	4,83
	Ponderado	0,75	1,25	0,75	0,40	1,69	

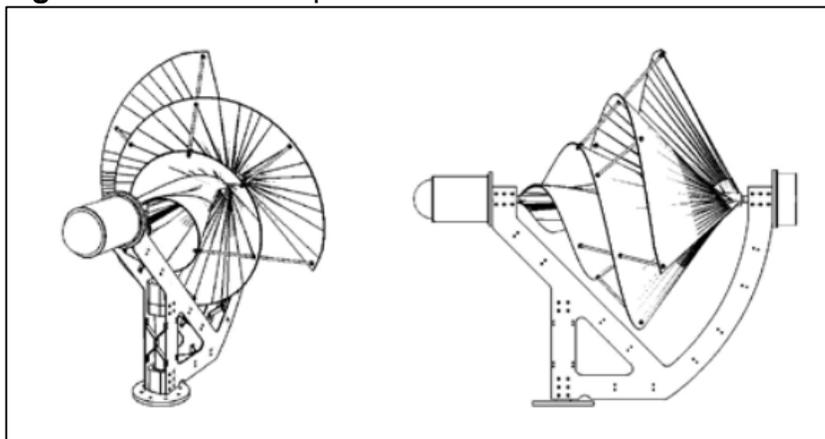
Según los resultados obtenidos de la matriz de selección para las pequeñas turbinas eólicas, se trabajará con los modelos de turbina espiral y turbina tipo H.

3.3 TURBINA ESPIRAL

La turbina de rotor espiral como se muestra en la figura 13, es un tipo de pequeña turbina eólica basada en el diseño del matemático griego Arquímedes sobre la coraza de un género de moluscos cefalópodos que reciben el nombre de nautilus. Entre las principales características de este diseño se encuentran una alta eficiencia, baja velocidad de arranque para altos rendimientos, operación silenciosa, insensible a la turbulencia, bajo mantenimiento y una apariencia orgánica⁶¹. Las especificaciones se presentan en la tabla 8 según su respectivo catalogo en el anexo A.

⁶¹ MIEREMET, M., et al. The aerodynamic method of the Archimedes Windturbine. En: The Achimedes. Mayo, 2014.

Figura 13. Turbina espiral.



Fuente. THE ARCHIMEDES. Urban Wind Turbine. [En línea] <<http://dearchimedes.com/>>.

Tabla 8. Especificaciones turbina espiral.

Potencia máxima (kW)	1.50
Potencia nominal a 10 m/s (W)	510
Potencia nominal a 12 m/s (W)	880
Potencia máxima a 15 m/s (W)	1500
Velocidad de arranque (m/s)	2.5
Número de palas	3
Diámetro de la pala (m)	1.5
Temperatura de operación (°C)	-25 < > +60
Sistema de arranque	Ninguno
Material de la pala	M.C. fibra de basalto y Matriz polimérica
Máxima velocidad de rotación (rpm)	400

Fuente. THE ARCHIMEDES. Liam F1. [En línea] <<http://dearchimedes.com/>>.

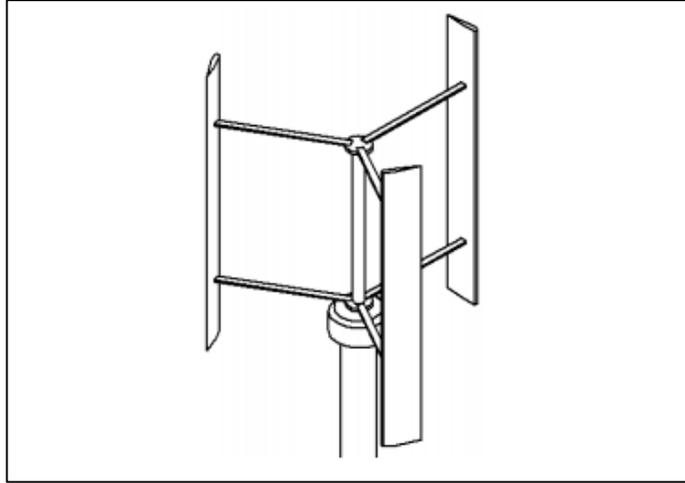
3.4 TURBINA DE ROTOR TIPO H

La turbina de rotor tipo H, como se muestra en la figura 14, es una turbina de eje vertical que se caracteriza por su baja velocidad de arranque y operación silenciosa. Es una turbina que tiene aplicaciones fuera de la red eléctrica en pequeños edificios, escuelas y casas, son fabricadas en una aleación de aluminio⁶². Esta turbina eólica cuenta con un arreglo en el perfil aerodinámico, de tal forma que el perfil aerodinámico DU-06-W-200 es cortado como se muestra en la figura 15. Las

⁶² AEOLUS WIND TURBINE. Vertical Wind Turbine Brochure. [catálogo] Reino Unido: Aeolos Wind Turbine, Ltd.

especificaciones se muestran en la tabla 9 según su respectivo catalogo en el anexo B.

Figura 14. Turbina tipo H.



Fuente. ORDUZ, Oscar. SUÁREZ, Julián. Diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para generación a baja potencia.

Figura 15. Sección del perfil aerodinámico Du-06-W-200.



Fuente. ZAMANI, Mahdi; MAGHRABE, Mohammad J.; VAREDI, Seyed R. Starting torque improvement using J-shaped straight-bladed Darrieus vertical axis wind turbine by means of numerical simulation.

Tabla 9. Especificaciones turbina tipo H.

Potencia máxima (kW)	3,6
Potencia nominal a 10 m/s (kW)	3
Velocidad de arranque (m/s)	1,5
Número de palas	3
Diámetro del rotor (m)	3
Altura de la pala (m)	3,6
Temperatura de operación (°C)	-20 < > +50
Sistema de arranque	Ninguno
Material de la pala	Aleación de aluminio
Máxima velocidad de rotación (rpm)	320

Fuente. AELOS. Especificaciones para aerogenerador Aeolos 3kw. [En línea]
<<http://www.windturbinestar.com/>>.

4. MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN.

4.1 MÓDULO DE FLUIDO

La zona de operación de las pequeñas turbinas eólicas determina las condiciones de frontera en el modelamiento del fenómeno. Cada simulación de fluido o del comportamiento del viento en la zona de operación se desarrolló en el módulo de modelamiento de fluidos FLUENT del software ANSYS.

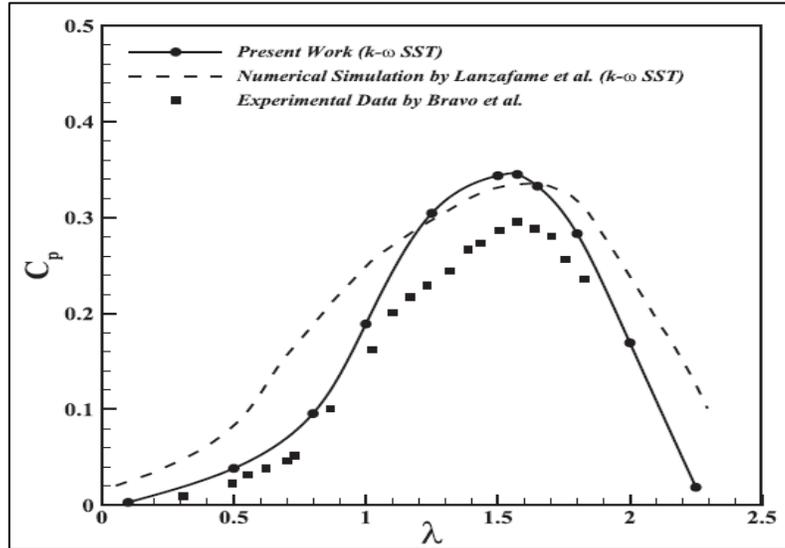
Cabe aclarar que se asumió el aire que pasa a través de la turbina como un gas ideal con densidad y viscosidad constantes.

4.1.1 Condiciones de frontera.

- Velocidad del viento: se tomaron datos de la velocidad del viento del mapa eólico de la cabecera municipal de Salahonda y se determinó que la velocidad máxima durante el día es de aproximadamente 7 m/s. Aun así, se trabajó con una velocidad del viento máxima de 35 m/s debido a que se realizó el análisis del material a condiciones de operación críticas.
- Velocidad angular de la turbina: es necesario contar con una velocidad de rotación de la turbina eólica para una velocidad de viento determinada, esto quiere decir que la velocidad de rotación está relacionada directamente con la velocidad del viento. Esta velocidad angular varía para cada tipo de turbina eólica y se muestra en la tabla 10.

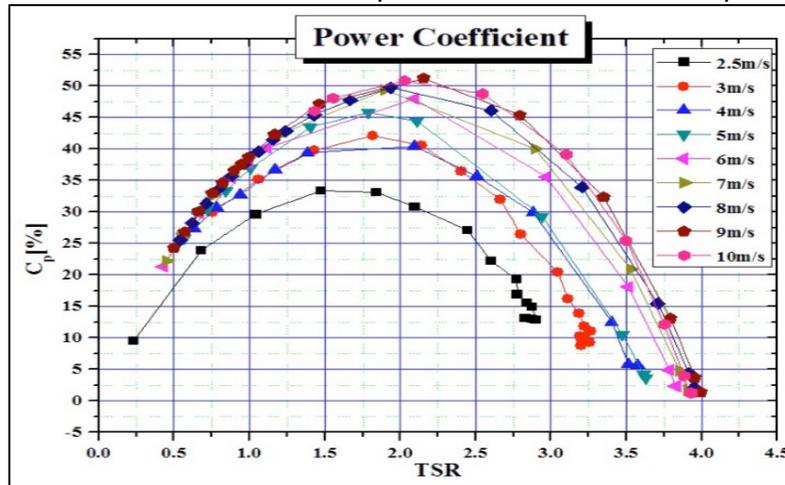
Cada tipo de turbina eólica tiene una gráfica experimental de operación que corresponde al coeficiente de potencia con respecto a una relación de velocidad en la punta de la pala. El coeficiente de potencia se muestra en las gráficas 5 y 6 para las turbinas tipo H y espiral respectivamente.

Gráfica 5. Coeficiente de potencia de la turbina tipo H.



Fuente. ZAMANI, Mahdi; MAGHRABE, Mohammad J.; VAREDI, Seyed R. Starting torque improvement using J-shaped straight-bladed Darrieus vertical axis wind turbine by means of numerical simulation.

Gráfica 6. Coeficiente de potencia de la turbina espiral.



Fuente. MIEREMET, M. The Aerodynamic Method of the Archimedes Windturbine.

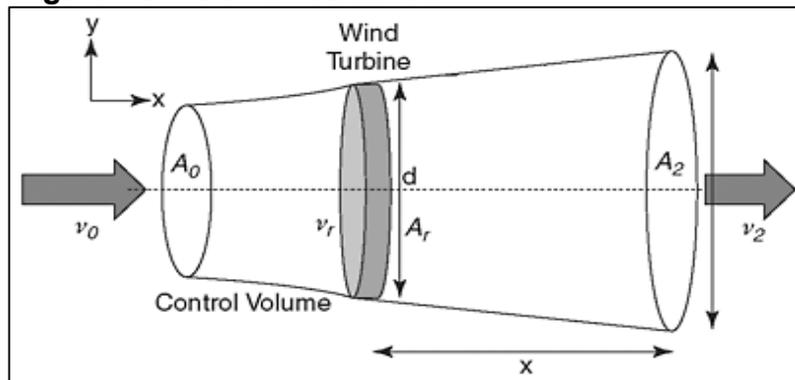
- Densidad y viscosidad del viento: se asumió la densidad y viscosidad del aire de la zona de operación⁶³ como un gas ideal y además como un fluido newtoniano, es decir con densidad y viscosidad constantes.
- Modelo de turbulencia: el modelo de turbulencia que se trabajó para la simulación de fluidos es el modelo de turbulencia SST k- ω . Este modelo es usado para simulaciones de flujo externo a través de perfiles aerodinámico, logrando una mejor precisión en los resultados de la presión en la superficie del perfil de la turbina eólica⁶⁴.

Tabla 10. Condiciones de frontera.

Variables	Turbina tipo espiral	Turbina tipo H
Velocidad del viento (m/s)	35	35
Velocidad angular (rad/s)	41,8879	33,5103
Presión de salida (Pa)	0	0
Viscosidad (kg/m*s)	1.789e-05	1.789e-05
Densidad (kg/m ³)	1.20	1.20

4.1.2 Volumen de control. Después de definir las condiciones de frontera se construyó un volumen de control para los dos modelos de turbinas eólicas, donde se simuló el comportamiento del viento a través de las geometrías de las turbinas.

Figura 16. Volumen de control.



Fuente. PRAMOD Jain, Ph.D.: wind Energy Engineering. Advanced Wind Resource Assessment, Chapter (McGraw-Hill Professional, 2011).

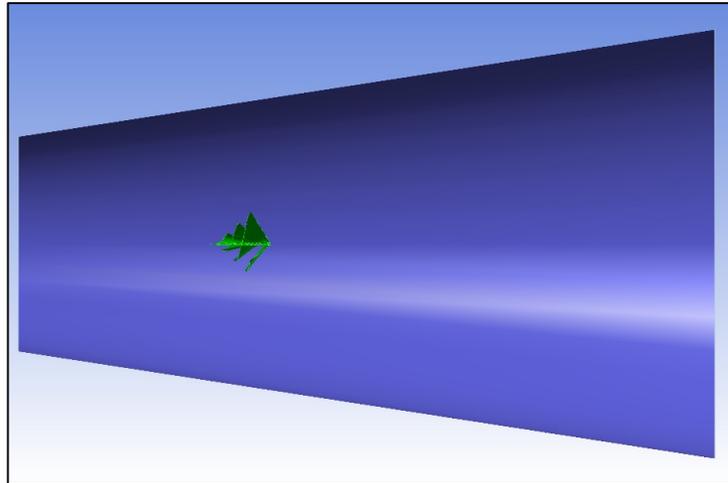
⁶³ IDEAM. Atlas eólico de Colombia – Densidad del aire. [En Línea]. <<http://www.ideam.gov.co/>>

⁶⁴ SWANSON ANALYSIS SYSTEM (ANSYS). Fluent Documentation.

Se construyó un volumen de control de forma cónica, como se muestra en la figura 16, debido a que el flujo del aire aumenta su volumen al atravesar el área de barrido de la turbina⁶⁵.

Para el volumen de control, figura 17 y 18, se tomó un diámetro de entrada de 5 m, un diámetro de salida de 10 m y una longitud de 15 m. Se determinó este volumen de control debido a que después de varias simulaciones hechas con uno mayor, se observó que el comportamiento del fluido en las zonas límite del volumen no interfería en los resultados del comportamiento del viento sobre la turbina. Por lo tanto se establecieron estas medidas en el volumen de control logrando una reducción en el gasto computacional sin alterar los resultados de la simulación.

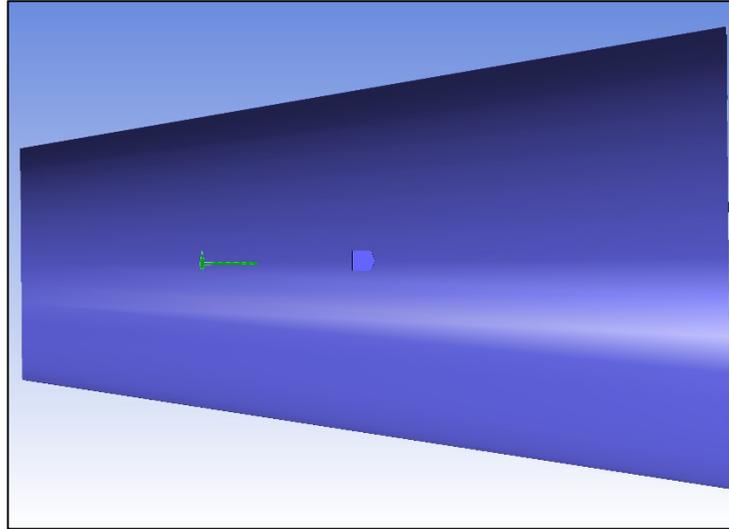
Figura 17. Turbina espiral en el volumen de control.



Con respecto a la simulación en la turbina tipo H, se trabajó únicamente con la pala que estaba sometida a condiciones críticas. Esto con el fin de reducir el gasto computacional. Este proceso no se realizó en la turbina tipo espiral debido a la complejidad de la geometría.

⁶⁵ PRAMOD Jain, Ph.D.: Wind Energy Engineering. Advanced Wind Resource Assessment.

Figura 18. Turbina tipo H en el volumen de control.



4.1.3 Independencia de malla. Se inició el proceso de mallado en el volumen de control, el cual lo discretizó en volúmenes finitos, buscando obtener elementos de mejor calidad que garanticen la coherencia y fiabilidad de los resultados.

Este proceso se desarrolló en varios refinamientos buscando que los resultados de presión y la solución de las ecuaciones convergieran a un error de aproximación menor. A continuación se muestra la independencia de malla para las dos turbinas eólicas, iniciando por la turbina espiral en la tabla 11 y luego la turbina tipo H en la tabla 12.

Tabla 11. Independencia de malla de fluido en la turbina espiral.

Refinamiento	Tipo de Refinamiento	Número de elementos	Presión máxima positiva (Pa)	Error de aproximación	Presión máxima negativa (Pa)	Error de aproximación	Tiempo total (h)	Número de iteración/condición de parada	Tiempo por iteración (s)	Relación de flujo másico (kg/s)
1	Malla adaptativa	778211	634.728	-	-2557.69	-	4.2	2500/2500 - No convergió	6.166	-2,10e-01
2	Refinamiento en la capa limite	775757	626.864	7.864	-2420.36	137.33	3.6	2077/2500 - Convergió	6.277	1,87e-02
3	Refinamiento esfera de influencia – Tamaño de elemento 8 cm	448079	656.916	30.052	-1531.39	888.97	3.9	4370/5000 - Interrumpida	3.248	5.15e-05
4	Refinamiento esfera de influencia – Tamaño de elemento 6 cm	836716	634.271	22.645	-1840.83	309.44	4.05	2413/5000 - Convergió	6.052	-1.60e-06
5	Refinamiento esfera de influencia – Tamaño de elemento 4 cm	2319659	606.525	27.746	-1897.97	57.14	21.3	4067/5000 - Interrumpida	18.882	5.61e-05

Tabla 12. Independencia de malla de fluido en la turbina tipo H.

Refinamiento	Tipo de Refinamiento	Número de elementos	Presión máxima positiva (Pa)	Error de aproximación	Presión máxima negativa (Pa)	Error de aproximación	Tiempo total (h)	Número de iteración/condición de parada	Tiempo por iteración (s)	Relación de flujo másico (kg/s)
1	Malla genérica	336073	3540.20	-	-5728.97	-	3.4	5000/5000 - No convergió	2.508	6.09e-4
2	Refinamiento en la capa limite – Tamaño de elemento 5 cm	326505	3488.14	52.06	-3881.08	1847.89	3.5	5000/5000 - No convergió	2.577	1.85e-2
3	Refinamiento en la capa limite – Tamaño de elemento 3 cm	429012	3495.87	7.73	-3656.26	224.82	5.01	5000/5000 - No convergió	3.613	1.67e-2
4	Refinamiento en la capa limite – Tamaño de elemento 1 cm	1636939	3470.25	25.62	-2737.85	918.41	13.8	3284/5000 - Interrumpida	15.224	4.28e-2
5	Refinamiento en la capa limite – Tamaño de elemento 0.8 cm	2425185	3521.56	51.31	-2940.70	202.85	16.07	2476/5000 - Interrumpida	23.363	1.95e-3
6	Refinamiento en la capa limite – Tamaño de elemento 0.7 cm	3267953	3500.87	20.69	-3164.27	223.57	21.7	2518/5000 - Interrumpida	31.092	2.41e-4

Estas tablas contienen los siguientes datos:

- Número de elementos para cada malla: hace referencia a la cantidad de elementos en los que se divide el volumen de control a través de cada refinamiento, evidenciando el cambio entre cada malla; lo que implica un mayor consumo computacional, como se registra en la columna de tiempo total por simulación según el refinamiento.
- Presión máxima negativa y positiva: son los valores de presión máxima ejercida por el fluido en la superficie de la turbina, estas se presentan como presión de vacío o negativa, y presión positiva; y los valores de las columnas siguientes representan el error de aproximación entre cada uno de los refinamientos, buscando que la presión sea independiente al refinamiento en la malla. Esto último no se logró debido al alto costo computacional que esto implicó y a que no se contó con la máquina especializada.
- Número de iteraciones y condición de parada: se refiere a la forma en que se detuvo la simulación, ya sea por convergencia del error, por finalización del número de iteraciones o porque el error de aproximación empezó a tender a los mismos valores, como sucedió en la última simulación de los dos tipos de turbinas.

Una condición de parada es el modo en que la simulación terminara, esto debido a que las ecuaciones que gobiernan el fenómeno no tienen solución analítica y se resuelven por medio de iteraciones; de esta manera se establecen dos condiciones de parada: la primera es un error de aproximación mínimo que asegura una precisión en los resultados y la segunda es un número de iteraciones límite que se establece como el final de la simulación si esta no logra el error de aproximación, las condiciones de parada se muestran en la tabla 13.

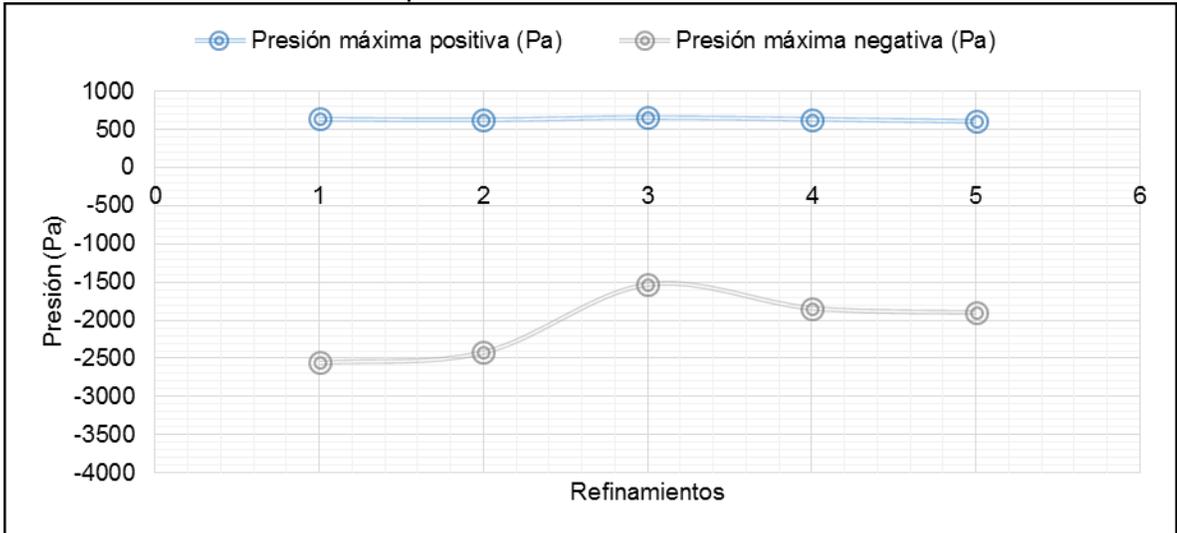
Tabla 13. Condiciones de parada.

1	Error de aproximación	1e-6
2	Número de iteraciones	2500 – 5000 (Según refinamiento)

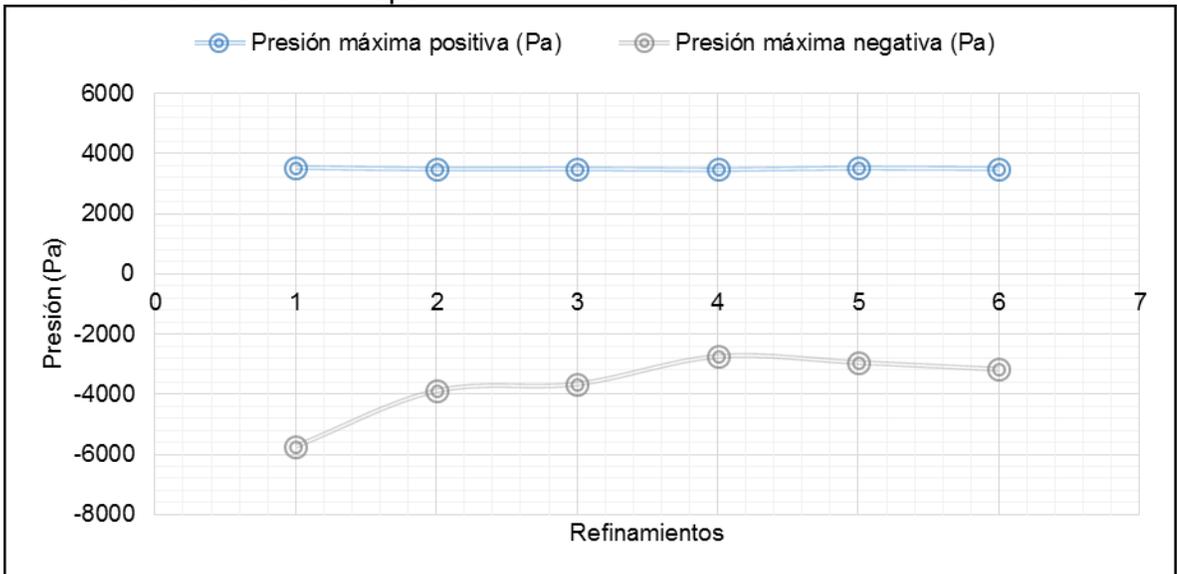
- Relación de flujo másico: es la diferencia entre el valor del flujo másico a la entrada con respecto al valor del flujo másico en la salida del volumen de control. Esta relación muestra la conservación de la masa.

En las gráficas 7 y 8 se muestran las gráficas de convergencia de los datos de presión para cada turbina.

Gráfica 7. Convergencia de las presiones máximas positivas y negativas para cada refinamiento de la turbina espiral.



Gráfica 8. Convergencia de las presiones máximas positivas y negativas para cada refinamiento de la turbina tipo H.



Se realizaron tres tipos de refinamientos de malla en el módulo de fluidos. La malla genérica, figura 19 y 22, la que genera por defecto el mallador del software. El refinamiento en la capa limite, figuras 20 y 23, en el cual se generan capas de elementos de forma prisma triangular isométricos en la superficie de la geometría de la turbina. Y finalmente el refinamiento de esfera de influencia que se realizó únicamente en la turbina espiral, figura 21, en donde se generan elementos tetraédricos isométricos únicamente en una esfera que contiene a la turbina.

Figura 19. Malla genérica turbina espiral.

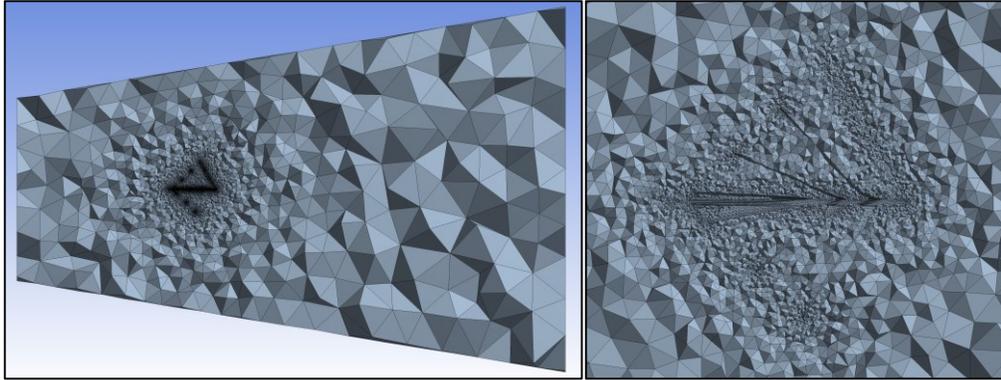


Figura 20. Refinamiento capa límite turbina espiral.

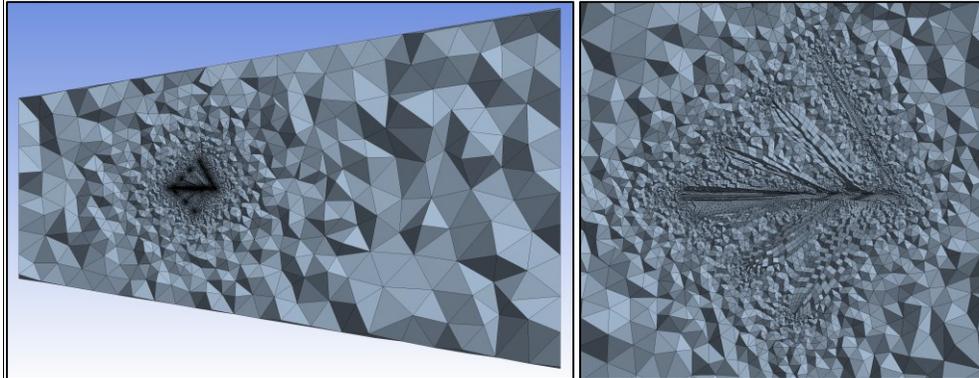


Figura 21. Refinamiento esfera de influencia turbina espiral – tamaño 8 cm.

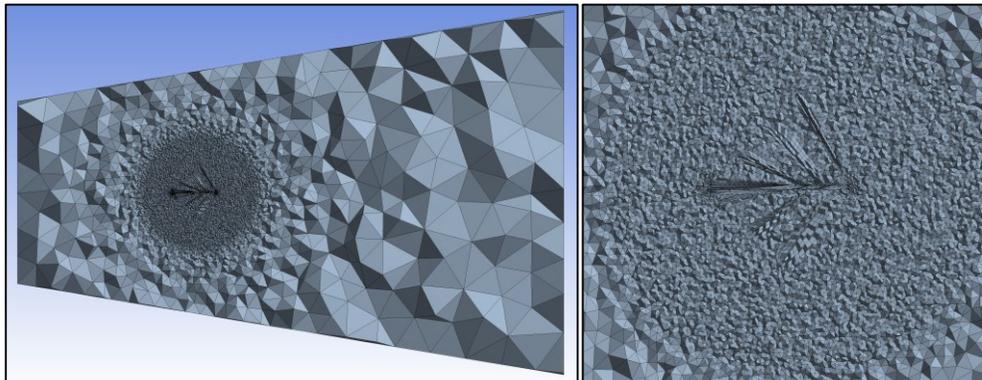


Figura 22. Malla genérica turbina tipo H.

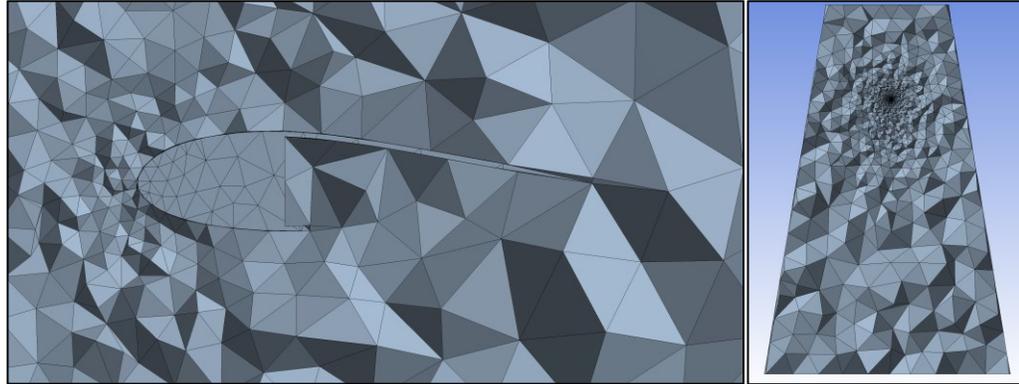
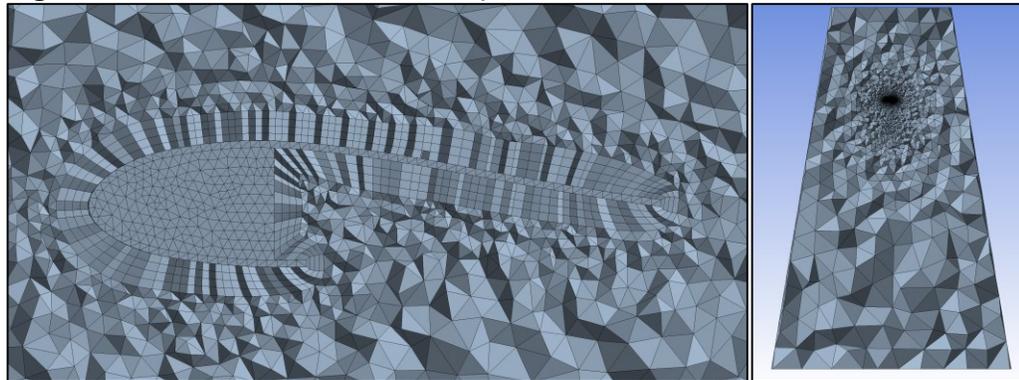
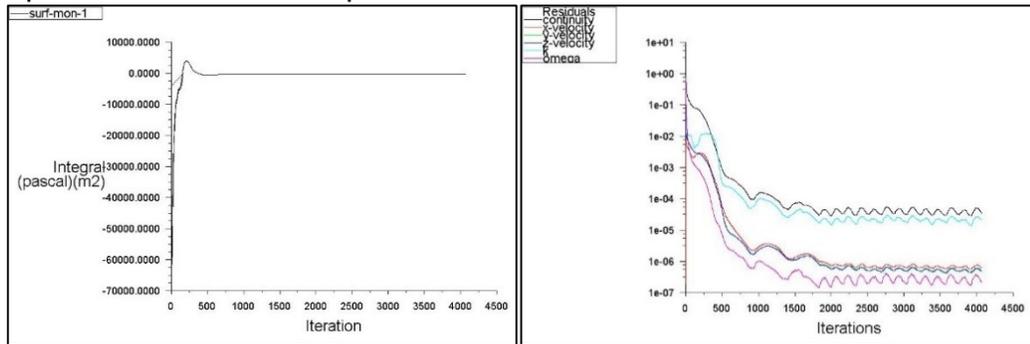


Figura 23. Refinamiento turbina tipo H – Tamaño 5 cm.

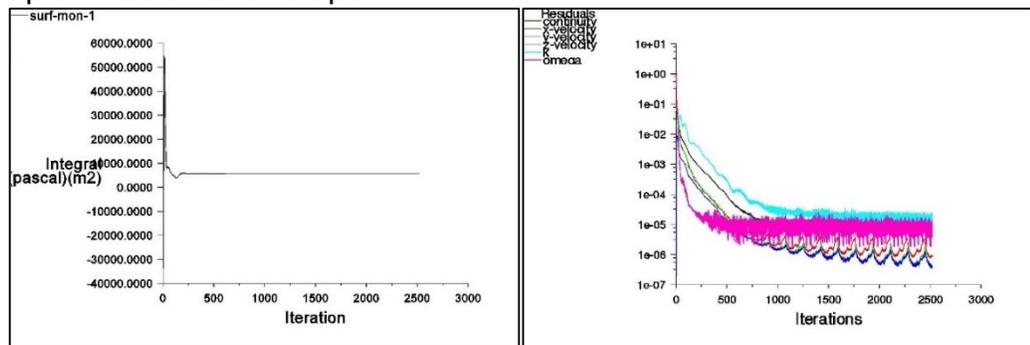


4.1.4 Simulación del flujo del aire. Una vez asignados los valores de las condiciones de frontera mostrados en la tabla 11 y las condiciones de parada en la tabla 12, se inicia la simulación del fluido. En el proceso se observó el comportamiento de la solución de la ecuaciones como se muestra en las gráficas 9 y 10 para las turbina espiral y tipo H respectivamente; estas empezaron a converger aproximadamente a las 2000 iteraciones sin lograr llegar a las 5000 iteraciones o al valor del error mínimo; esto quiere decir que presentaron un comportamiento estable después de las 2000 iteraciones.

Gráfica 9. Convergencia histórica de la presión estática y del error de aproximación turbina espiral.



Gráfica 10. Convergencia histórica de la presión estática y del error de aproximación turbina tipo H.



El comportamiento del flujo de aire a través de las turbinas se muestran en las figuras 24 y 25 para la turbina espiral y tipo H respectivamente. Como se determinó en las condiciones de frontera el flujo de aire va de la menor área a la mayor y una vez atraviesa el área de barrido de la turbina el viento pierde energía disminuyendo su velocidad y además alterando el flujo del viento y creando vórtices.

Figura 24. Flujo de aire a través de la turbina espiral.

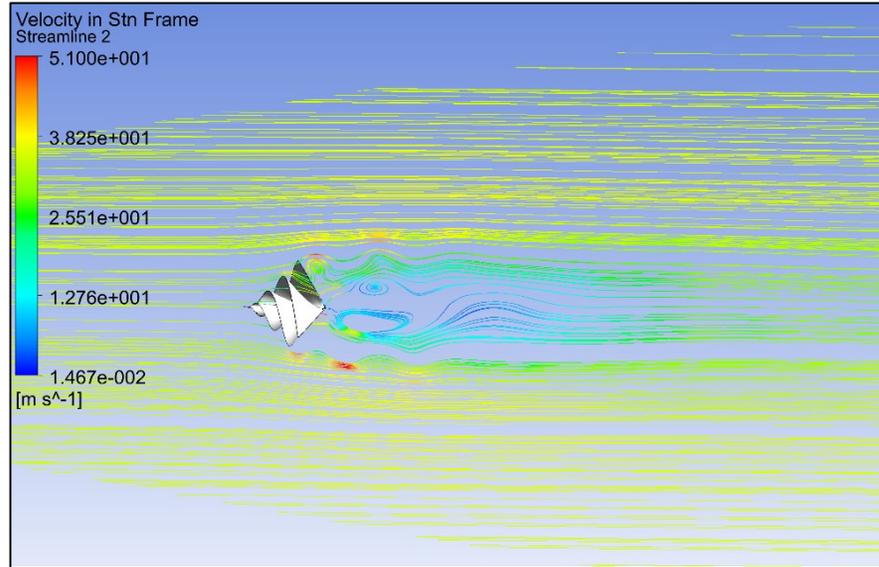
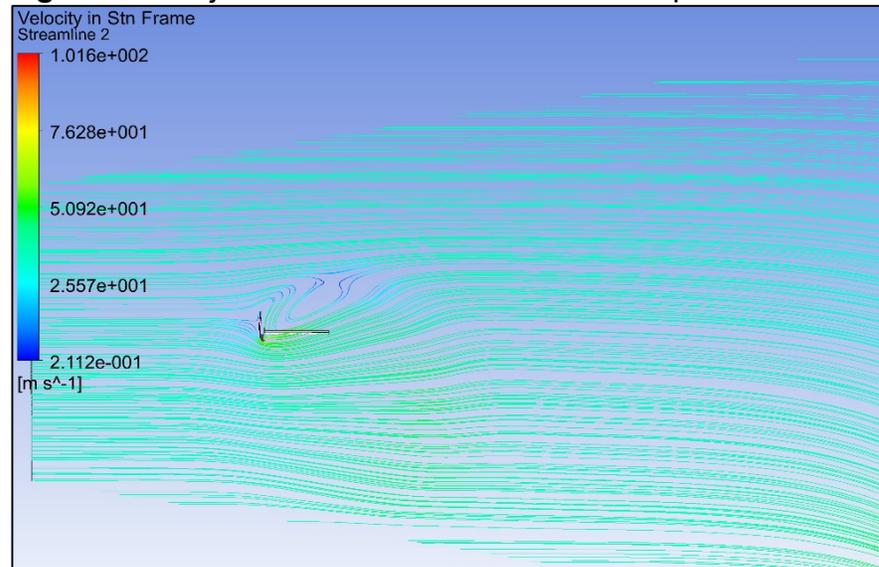
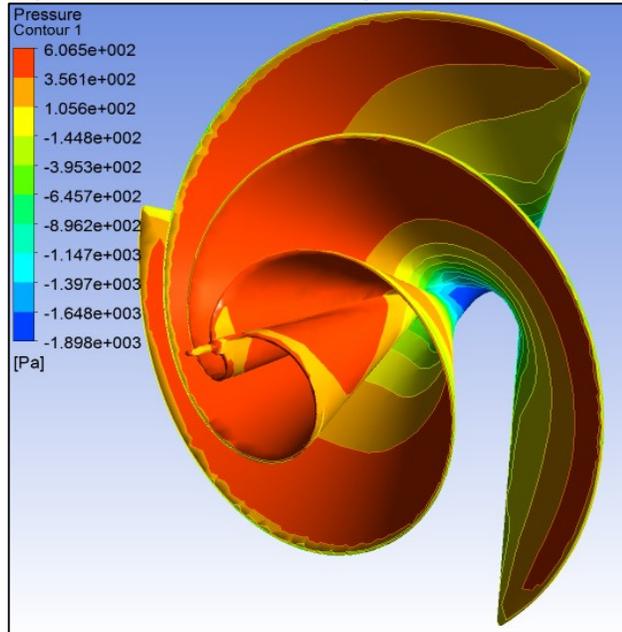


Figura 25. Flujo de aire a través de la turbina tipo H.



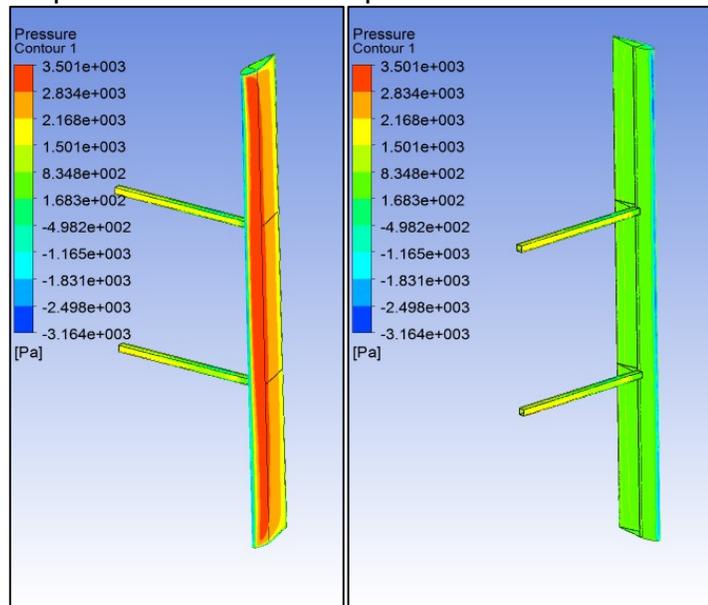
4.1.5 Presión del flujo de aire. El flujo de aire a través de la turbina genera presiones en la superficie como se muestra en las figura 26 y 27 para la turbina espiral y tipo H. Las presiones máximas para la turbina espiral son de 606.5 Pa y de -1898 Pa, estas se presentan en las puntas de las palas y en las uniones a los ejes respectivamente.

Figura 26. Presión del flujo de aire en la superficie de la turbina espiral.



En la turbina tipo H se presentan presiones máximas de 3485 Pa y de -3257 Pa, las cuales se presentan en la superficie exterior del perfil de la pala y al interior del perfil de la pala respectivamente. Esto quiere decir que se tienen diferenciales de presión en la geometría de la turbina justificando el movimiento rotacional de la turbina.

Figura 27. Presión del flujo del aire en la superficie de la turbina tipo H.

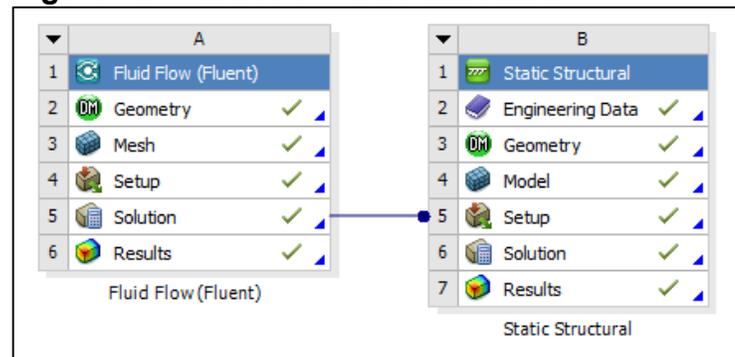


4.2 MÓDULO ESTRUCTURAL

Después de obtener los resultados de las presiones en la superficie de cada turbina, se llevó a cabo el análisis estructural, donde al igual que en el módulo de fluidos, se tiene un modelo de las pequeñas turbinas eólicas y un proceso de mallado.

Este análisis parte de la interacción Fluido-Estructura donde la solución del módulo de fluidos es la condición de frontera del módulo estructural, como se muestra en la figura 28. La presión ejercida por el fluido en la superficie de cada turbina se exporta desde el módulo de fluidos al módulo estructural mediante la interacción Fluido-Estructura, donde el software compara los nodos que hay en común en la superficie de la turbina entre las mallas de los dos módulos, y exporta la carga del módulo de fluidos al módulo estructural; a este proceso se le llama mapeo.

Figura 28. Interacción fluido-estructura.



Con respecto a los materiales objeto de estudio, se simularon materiales compuestos ortotrópicos como materiales homogéneos, donde se combinan las propiedades mecánicas del refuerzo y la matriz, determinando las propiedades de un solo material.

4.2.1 Independencia de malla en la turbina espiral. De esta manera se inició un proceso de independencia de malla en la turbina tipo espiral, donde se compararon los valores de carga máxima, desplazamiento máximo y esfuerzo equivalente máximo en cada uno de los refinamientos. El refinamiento se inició ajustando el tamaño del elemento en toda la geometría y limitándose a la capacidad máxima de procesamiento del computador de trabajo que fue al tamaño de elemento de cinco milímetros; después de esto y para reducir el gasto computacional se decidió limitar la malla fina a zonas críticas.

Siendo así, se seccionó la geometría en el eje y en las puntas de la pala, como se observa en la figura 29, para realizar los últimos tres refinamientos en las secciones críticas de la malla estructurada. De esta manera se tuvo un número de elementos de 1066445 en la malla final con respecto a la malla genérica que tuvo una cantidad de elementos de 41801, mostrando un cambio en la malla después de cada uno de

los refinamientos. El número de refinamientos y los valores de la independencia de malla en la turbina espiral se muestran en la tabla 14.

Con respecto a la carga máxima se hace referencia a la presión máxima que se transfiere desde el módulo de fluidos al estructural, la cual se busca que sea independiente a la malla.

Figura 29. Seccionamiento y malla estructural de la turbina espiral.

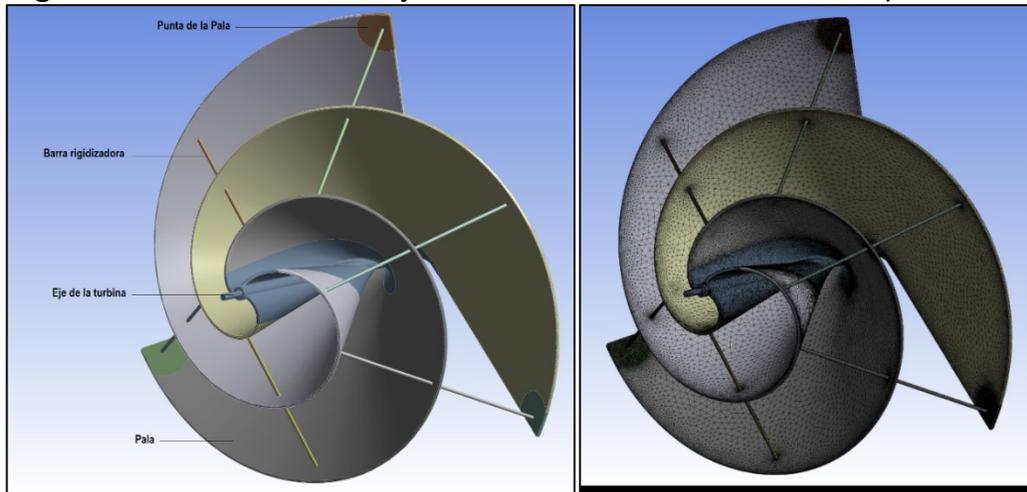
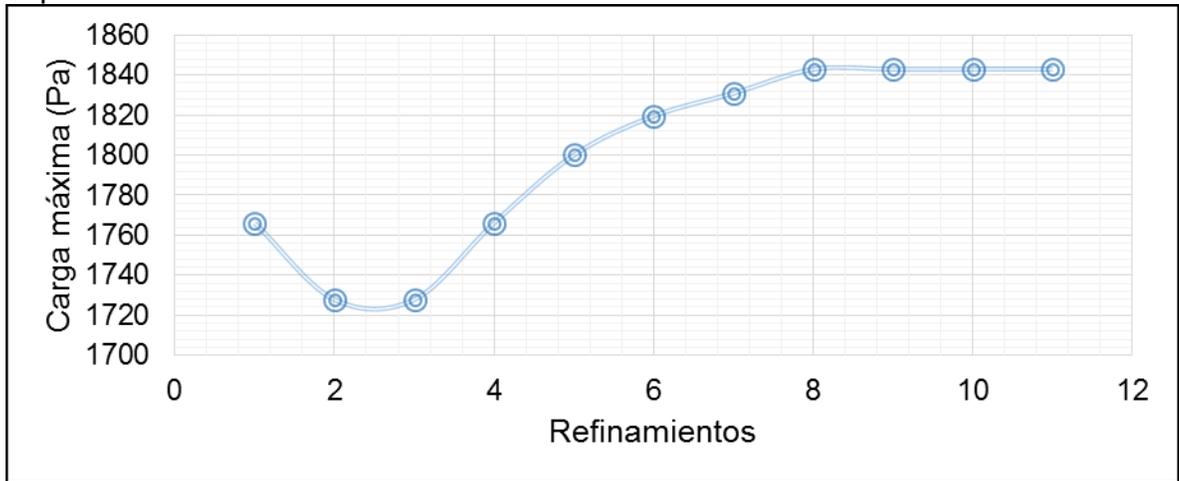


Tabla 14. Independencia de malla estructural en la turbina espiral.

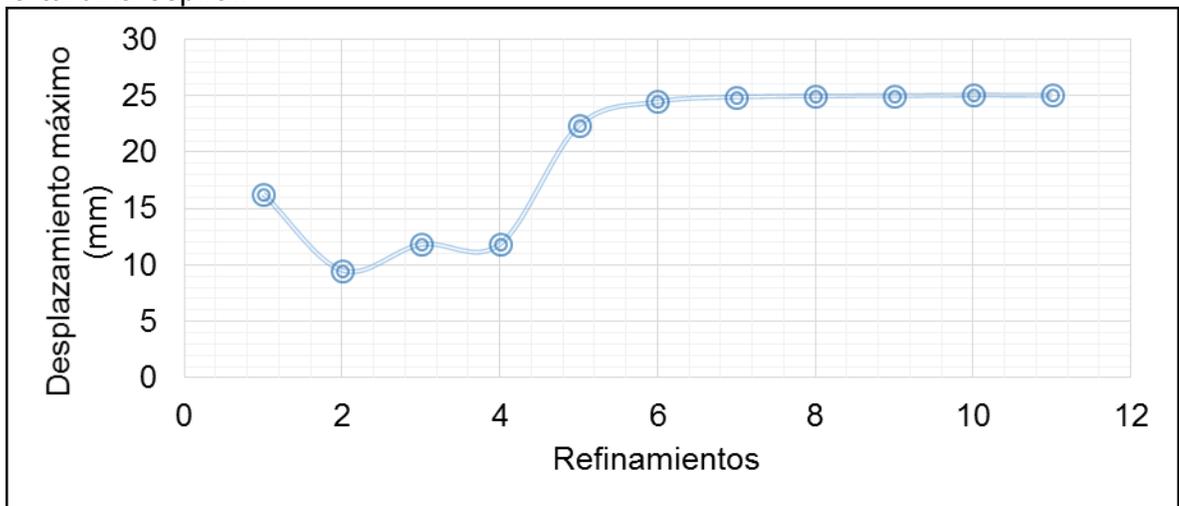
Refinamiento	Tipo de refinamiento	Carga máxima (Pa)	Error de aproximación (Pa)	Desplazamiento máximo (mm)	Error de aproximación (Pa)	Esfuerzo equivalente máximo (MPa)	Error de aproximación (Pa)
1	Malla genérica	1766.19	-	16.314	-	390.66	-
2	Refinamiento de elemento – 10 cm	1727.9	38.29	95.299	78.985	183.37	207.29
3	Refinamiento de elemento – 8 cm	1727.9	0	11.834	83.465	282.11	98.74
4	Refinamiento de elemento – 6 cm	1766.19	38.29	11.834	0	428.72	146.61
5	Refinamiento de elemento – 4 cm	1800.08	33.89	22.348	10.514	446.09	17.37
6	Refinamiento de elemento – 2 cm	1819.6	19.52	24.462	2.114	434.07	12.02
7	Refinamiento de elemento – 1 cm	1830.92	11.32	24.885	0.423	457.15	23.08
8	Refinamiento de elemento – 0.7 cm	1842.95	12.03	24.978	0.093	475.42	18.27
9	Malla estructurada en el eje – 0.5 cm	1842.95	0	24.995	0.017	407.38	68.04
10	Malla estructurada en el eje - 0.4 cm. En las puntas de la pala – 0.3 cm.	1843	0.05	25.056	0.061	424.22	16.84
11	Malla estructurada en el eje - 0.6 cm. En las puntas de la pala – 0.2 cm.	1843	0	25.033	0.023	411.36	12.86

Partiendo de lo anterior, el objetivo de realizar la independencia de malla es garantizar que los resultados de la simulación sean independientes a la malla; para este fin se graficaron los valores de carga máxima, desplazamiento máximo y esfuerzo equivalente máximo, donde los datos tienden a converger, gráficas 11, 12 y 13.

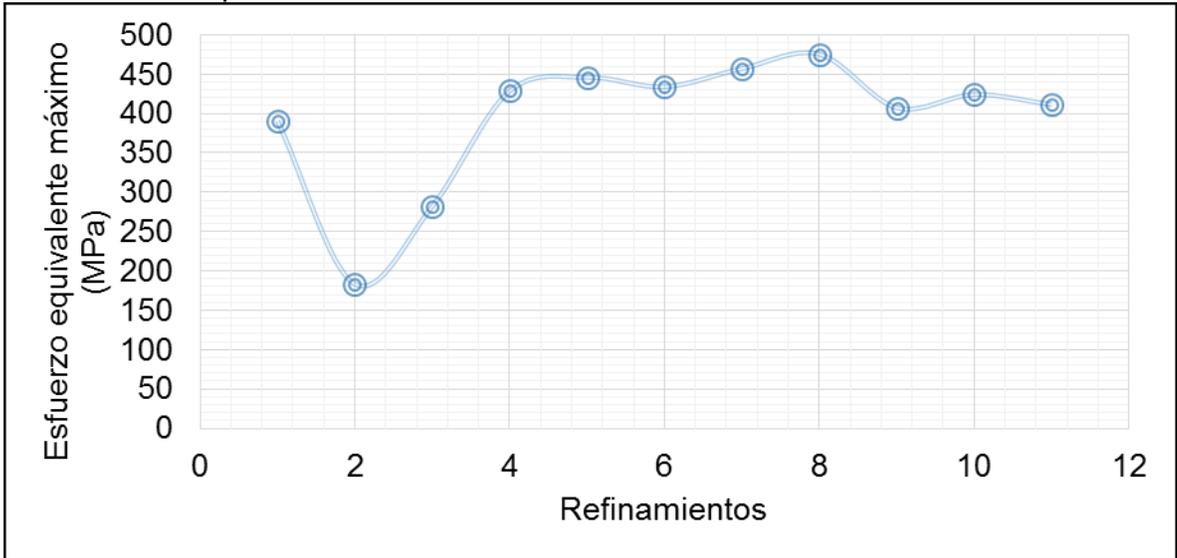
Gráfica 11. Convergencia de carga máxima para cada refinamiento en la turbina espiral.



Gráfica 12. Convergencia de desplazamiento máximo para cada refinamiento en la turbina espiral.



Gráfica 13. Convergencia de esfuerzo equivalente máximo para cada refinamiento de la turbina espiral.



4.2.2 Independencia de malla en la turbina tipo H. Para la independencia de malla de la turbina tipo H se realizaron cuatro refinamientos, como se muestra en la tabla 15; posteriormente se seccionó a las zonas críticas que presentaban concentradores de esfuerzo, esto es en las uniones de la pala con los soportes, como se muestra en la figura 30 y 31. En estas secciones se realizaron cuatro refinamientos. De esta manera se tuvo un número de elementos de 397821 en la malla final con respecto a la malla genérica que tuvo una cantidad de elementos de 9367, mostrando un cambio en la malla después de los refinamientos.

Tabla 15. Independencia de malla estructural en la turbina tipo H.

Refinamiento	Tipo de refinamiento	Carga máxima (Pa)	Error de aproximación (Pa)	Desplazamiento máximo (mm)	Error de aproximación (Pa)	Esfuerzo equivalente máximo (MPa)	Error de aproximación (Pa)
1	Refinamiento de elemento – 10 cm	3443.51	-	53.606	-	450.01	-
2	Refinamiento de elemento – 8 cm	3441.1	2.41	53.721	0.115	446.41	3.6
3	Refinamiento de elemento – 6 cm	3430.73	10.37	54.839	1.118	451.12	4.71
4	Refinamiento de elemento – 4 cm	3449.7	18.97	54.586	0.253	374.74	76.38
5	Malla estructurada en las uniones – 1 cm	3491.27	41.57	56.93	2.344	476.94	102.2
6	Malla estructurada en las uniones – 0.5 cm	3491.86	0.59	56.948	0.018	486.64	9.7
7	Malla estructurada en las uniones – 0.4 cm	3494.4	2.54	56.951	0.003	483.3	3.34
8	Malla estructurada en las uniones – 0.3 cm	3494.36	0.04	56.967	0.016	492.69	9.39

Las gráficas de convergencia para los datos de carga máxima, desplazamiento máximo y esfuerzo equivalente máximo se muestran en las gráficas 14, 15 y 16 respectivamente.

Figura 30. Seccionamiento del modelo de la turbina tipo H.

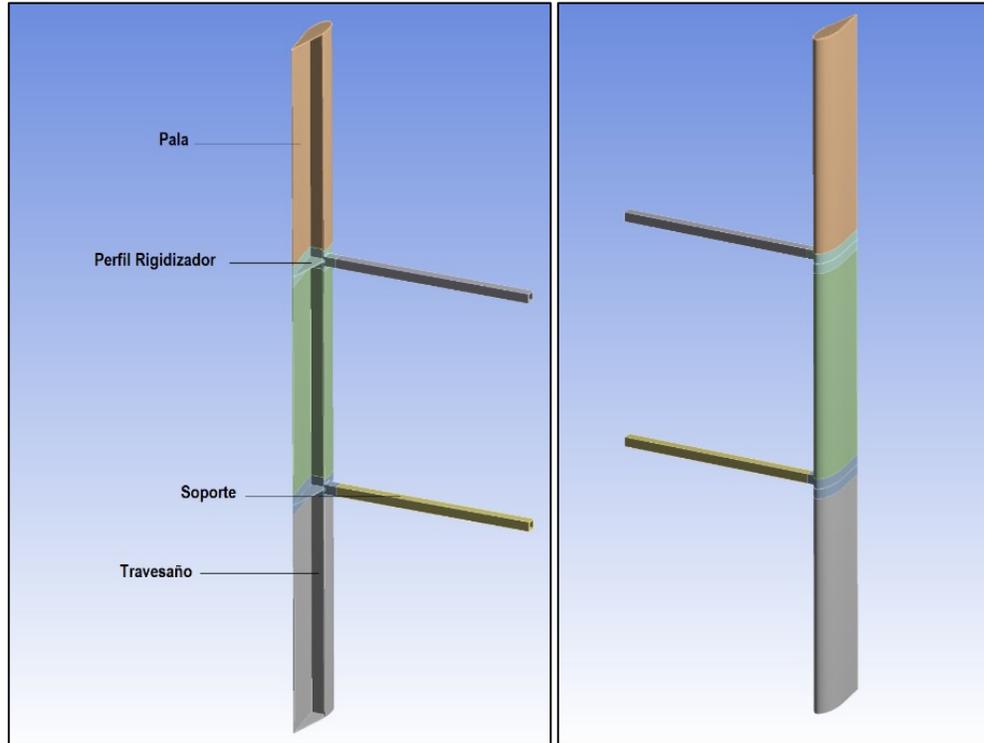
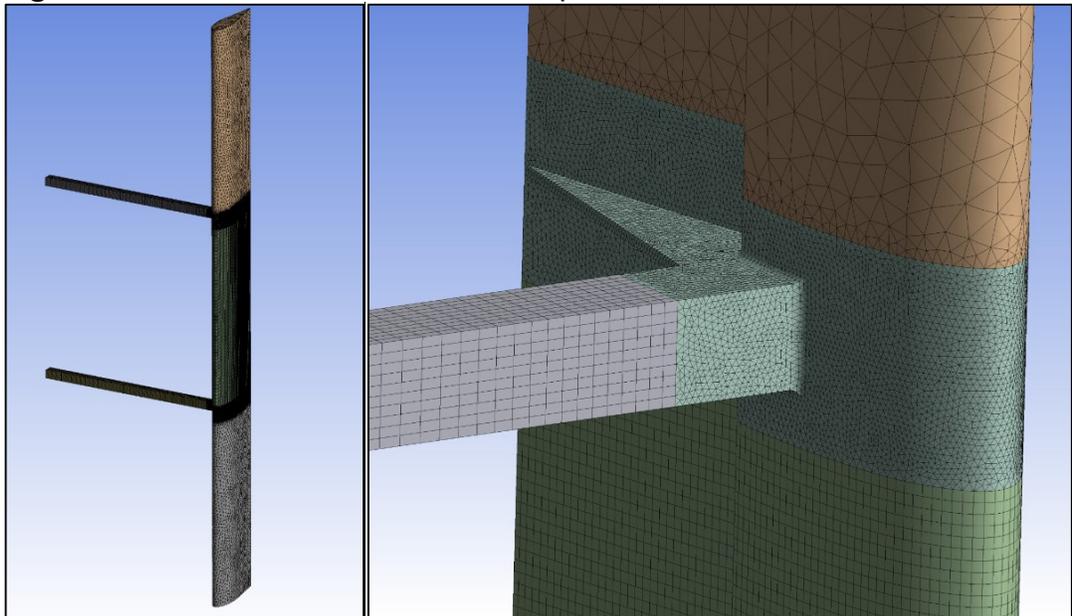
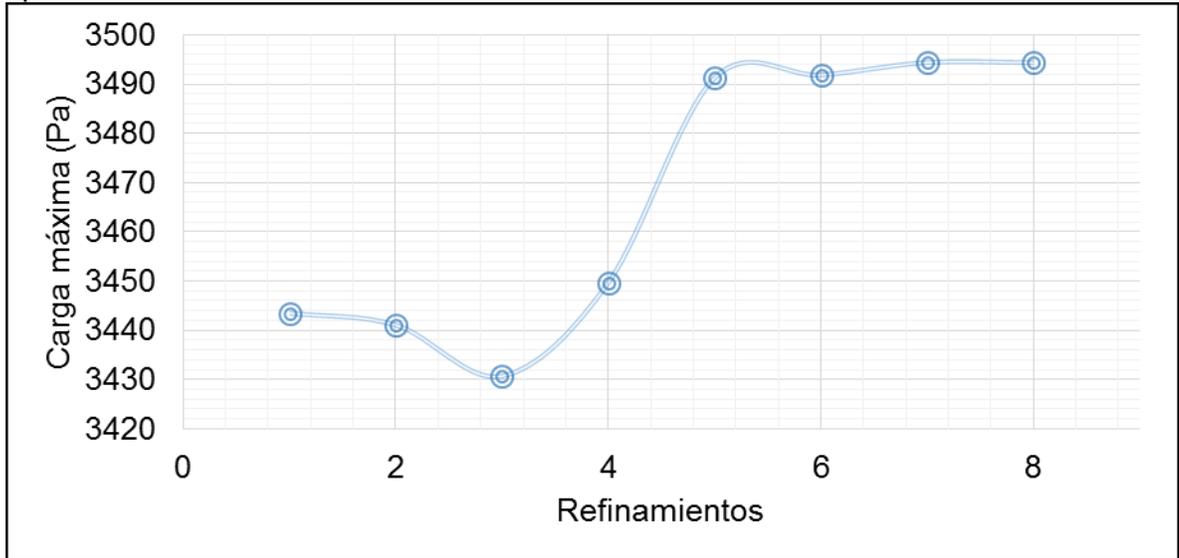


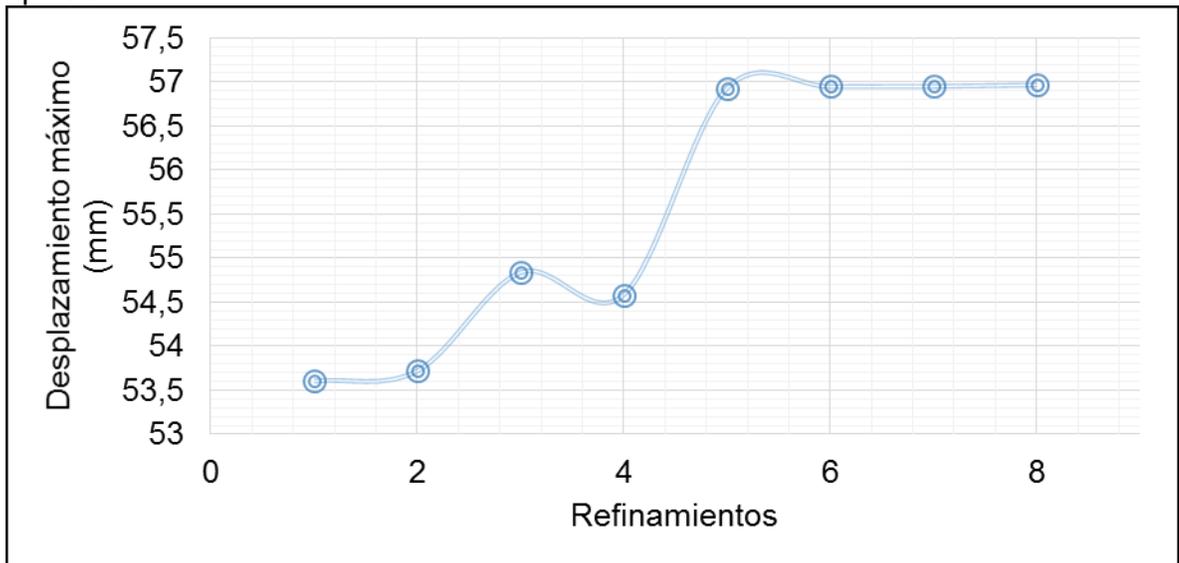
Figura 31. Mallado estructural turbina tipo H.



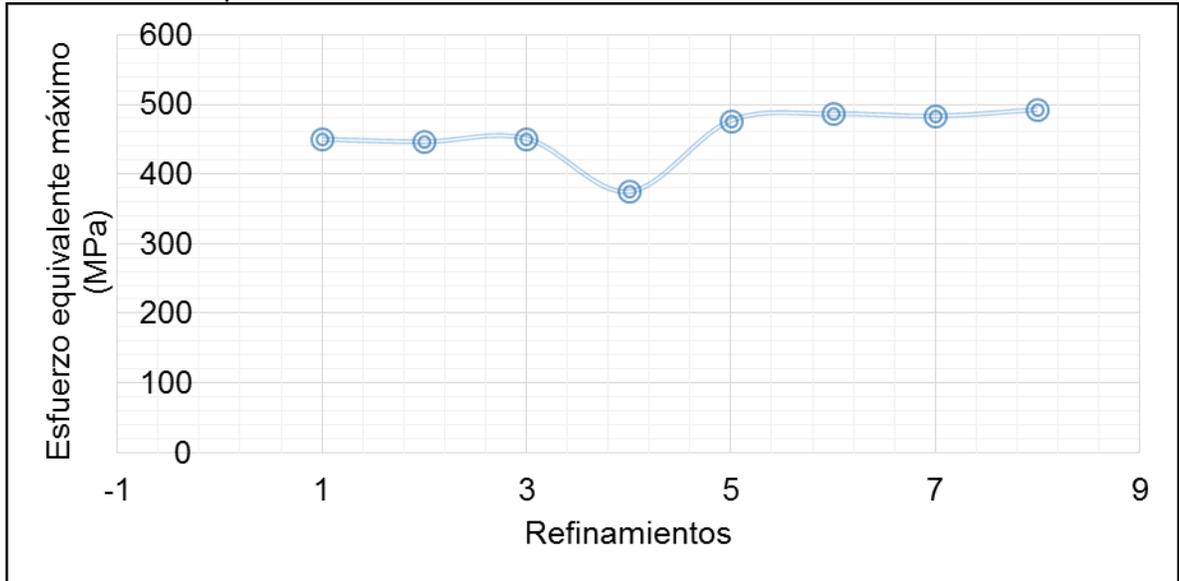
Gráfica 14. Convergencia de carga máxima para cada refinamiento en la turbina tipo H.



Gráfica 15. Convergencia de desplazamiento para cada refinamiento en la turbina tipo H.



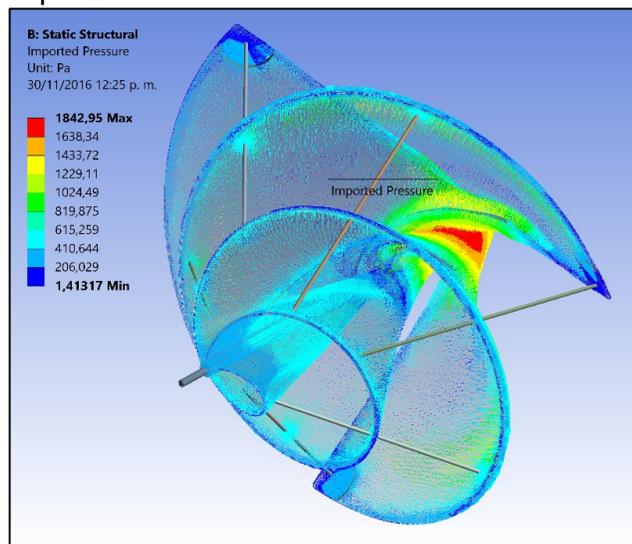
Gráfica 16. Convergencia de esfuerzo equivalente máximo para cada refinamiento en la turbina espiral.



4.2.3 Cargas estructurales. Después de haber obtenido la malla de trabajo para el análisis estructural, se establecieron las condiciones de frontera para cada turbina eólica.

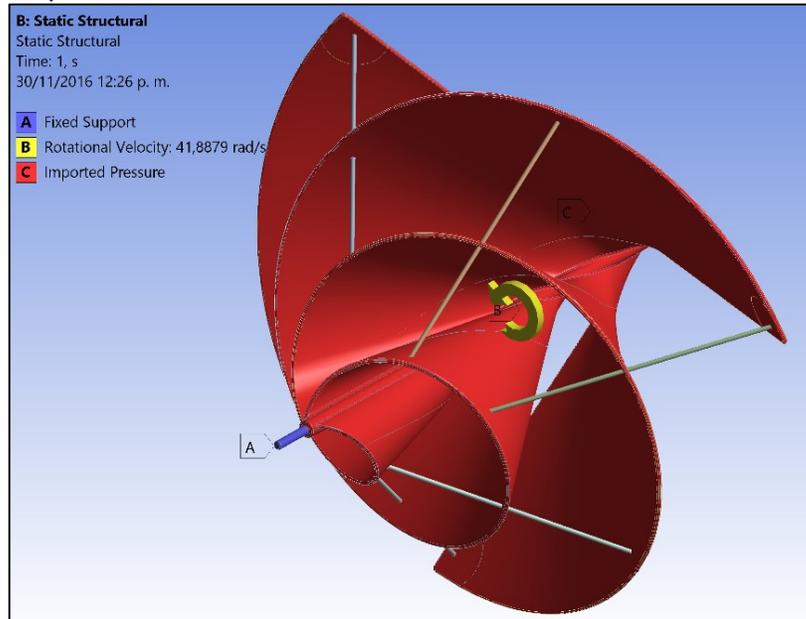
En la turbina espiral se establecieron como condiciones de frontera una velocidad de rotación de 41.8879 rad/s o 400 rpm, se fijó la estructura en los extremos del eje de la turbina y se importaron las presiones del viento desde simulación de fluidos, como se muestra en la figura 32.

Figura 32. Carga del viento en la turbina espiral.



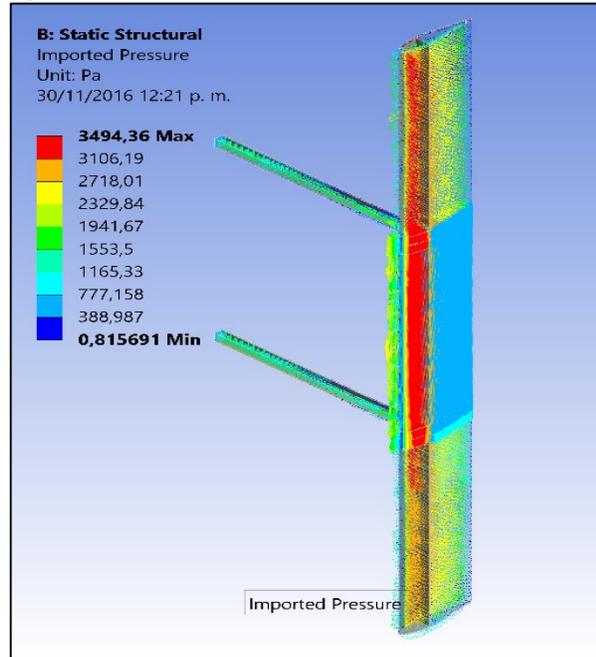
En la figura 33 se muestra las superficies de la turbina espiral donde se establecieron las condiciones de frontera y el sentido de rotación.

Figura 33. Condiciones de frontera para la turbina espiral.



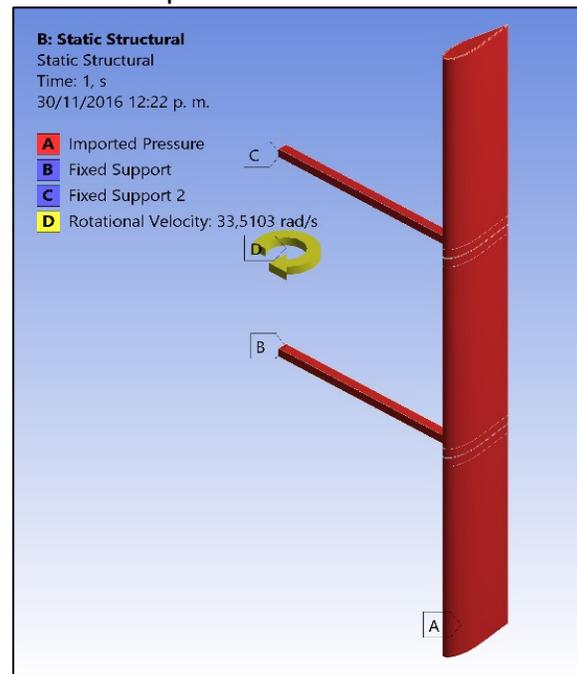
En la turbina eólica tipo H se establecieron como condiciones de frontera una velocidad de rotación de 33.5103 rad/s o 320 rpm, se fijó la estructura en los extremos de los soportes y se importaron las presiones del viento desde simulación de fluidos, como se muestra en la figura 34.

Figura 34. Carga del viento en la turbina tipo H.



En la figura 35 se muestra las superficies de la turbina tipo H donde actúan las condiciones de frontera, además del sentido de rotación.

Figura 35. Condiciones de frontera para la turbina tipo H.



4.2.4 Criterios de falla. Los materiales, tanto alternos como convencionales se clasifican en grupos principales de materiales como: metales dúctiles, polímeros y materiales compuestos. Para poder evaluar el criterio de falla de la misma manera en los distintos tipos de materiales se planteó la misma condición de falla para los tres criterios; la condición establece que si el modelo matemático del criterio de falla supera el valor de uno, el material falla. A continuación se presentan estos criterios de falla.

- Criterio de falla de esfuerzos equivalentes von Mises: el esfuerzo equivalente está relacionado a los esfuerzos principales por la ecuación 14.

Ecuación 14. Criterio de falla de esfuerzos equivalentes de von Mises.

$$\sigma_e = \sqrt{\frac{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}{2}}$$

El criterio de falla von Mises o de esfuerzos equivalente es usado con frecuencia en trabajos de diseños ya que permite un estado de esfuerzo tridimensional arbitrario que es representado como un valor de esfuerzo positivo. Así mismo el esfuerzo equivalente hace parte de la teoría de falla de esfuerzo equivalente máximo usado para predecir la fluencia en un material dúctil⁶⁶. Este criterio de falla se utilizó para el análisis de la aleación de aluminio.

El modelo matemático del criterio de falla de esfuerzos equivalentes se despeja como se muestra en la ecuación 15, para lograr una condición de falla estándar para los criterios de falla que se usaron en los materiales objeto de estudio, donde si la condición se cumple, no se presenta falla.

Ecuación 15. Condición de falla para el criterio de falla de esfuerzos equivalentes von Mises.

$$\frac{\sqrt{\frac{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}{2}}}{\sigma_e} < 1$$

- Criterio de falla para polímeros o von Mises modificado: el esfuerzo de fluencia a cortante de polímeros depende inicialmente de un componente cortante del tensor de esfuerzos pero también de la componente hidrostática del tensor de esfuerzos. Es posible realizar una modificación al criterio de von Mises bajo un campo de esfuerzo multiaxial. De esta manera el criterio von Mises modificado para polímeros está dado por:

⁶⁶ SWANSON ANALYSIS SYSTEM (ANSYS). ANSYS Help Viewer. Mechanical Applications.

Ecuación 16. Criterio de falla para polímeros o von Mises modificado.

$$\tau_y - \mu P = \frac{\sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}}{\sqrt{6}}$$

Donde:

σ_1, σ_2 y σ_3 : esfuerzos principales.

τ_y : límite de elasticidad a cortante.

$$P = \frac{(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)}{3}$$

μ : constante del material que representa el cambio del límite de fluencia con respecto al cambio de la presión.

El límite de fluencia a tensión es menor que a compresión, por esta razón, la velocidad de fluencia es más rápida a tensión que a compresión para la misma magnitud del esfuerzo aplicado. Una relación entre el límite de fluencia cortante y el límite de fluencia uniaxial para el criterio de von Mises modificado está dado por el modelo expresado en la ecuación 17.

Ecuación 17. Límite de elasticidad a cortante.

$$\tau_y = \frac{(1 \pm \mu)}{\sqrt{3}} \sigma_y$$

Los signos positivo y negativo dados para la constante del material se refieren al esfuerzo sometido de tensión y compresión, respectivamente. No se espera que los valores relativos de τ_y y σ_y cambien apreciablemente con la temperatura⁶⁷. De esta manera se calcula el límite de fluencia a cortante y la constante μ para el policarbonato como se muestra en la tabla 16.

⁶⁷ ASM INTERNATIONAL. Characterization and Failure Analysis of Plastics. Estados Unidos de América: ASM International, 2003. p. 202. ISBN 0-8717-789-6.

Tabla 16. Límite de fluencia cortante y constante del material para el policarbonato.

Polímero	Ensayo	σ_y/G experimental – (GPa)	Criterio de falla	μ	τ_y Calculado de la ecuación 16 (GPa)
Policarbonato	Cortante	0,18	von Mises	-	0,18
Policarbonato	Tensión	0,26	von Mises	0,12	0,16
Policarbonato	Tensión y compresión	0,30	von Mises	-	-

Fuente. ASM INTERNATIONAL. Characterization and Failure Analysis of Plastics.

Con respecto al modelo matemático del criterio de falla para polímeros expresado en la ecuación 16, se realizó el respectivo despeje igualándolo a la condición del criterio de falla anterior, expresada de la siguiente manera en la ecuación 18.

Ecuación 18. Condición de falla para el criterio de falla para polímeros.

$$\frac{\sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}}{\sqrt{6}} + \mu P < \tau_y$$

- Criterio de falla cuadrático: la expresión general del criterio de falla cuadrático, también llamado criterio de falla de Tsai-Wu, Hill o Tsai-Hill, se muestra en la ecuación 19, donde la falla no ocurrirá mientras se satisfaga la inecuación o la condición dada⁶⁸.

Ecuación 19. Criterio de falla cuadrático.

$$F_1\sigma_1 + F_2\sigma_2 + F_3\sigma_3 + F_4\tau_{23} + F_5\tau_{13} + F_6\tau_{12} + F_{11}\sigma_1^2 + F_{22}\sigma_2^2 + F_{33}\sigma_3^2 + F_{44}\tau_{23}^2 + F_{55}\tau_{13}^2 + F_{66}\tau_{12}^2 + 2(F_{12}\sigma_1\sigma_2 + F_{13}\sigma_1\sigma_3 + F_{14}\sigma_1\tau_{23} + F_{15}\sigma_1\tau_{13} + F_{16}\sigma_1\tau_{12} + F_{23}\sigma_2\sigma_3 + F_{24}\sigma_2\tau_{23} + F_{25}\sigma_2\tau_{13} + F_{26}\sigma_2\tau_{12} + F_{34}\sigma_3\tau_{23} + F_{35}\sigma_3\tau_{13} + F_{36}\sigma_3\tau_{12} + F_{45}\tau_{23}\tau_{13} + F_{46}\tau_{23}\tau_{12} + F_{56}\tau_{13}\tau_{12}) < 1$$

El criterio de falla cuadrático para materiales ortotrópicos y materiales transversalmente isotrópicos con x_1 normal al plano de isotropía, como se muestra en la figura 36, puede ser simplificado obteniendo la expresión en la ecuación 20⁶⁹.

⁶⁸ KOLLÁE, László P. y SPRINGER, George S. *Mechanics of Composites Structures*. New York: Cambridge, 2003. p. 413. ISBN-13 978-0-521-80165-2.

⁶⁹ *Ibíd.*, p. 422.

Ecuación 20. Criterio de falla cuadrático para materiales ortotrópicos y materiales transversalmente isotrópicos.

$$F_1\sigma_1 + F_2\sigma_2 + F_{11}\sigma_1^2 + F_{22}\sigma_2^2 + F_{66}\tau_{12}^2 + 2F_{12}\sigma_1\sigma_2 < 1$$

Los términos en la ecuación 20 hacen referencia a los parámetros que relacionan las resistencias del material como se muestra en las ecuaciones 21, 22, 23, 24, 25 y 26⁷⁰.

Ecuación 21. Parámetro de resistencia F_1 .

$$F_1 = \frac{1}{s_1^+} - \frac{1}{s_1^-}$$

Ecuación 22. Parámetro de resistencia F_2 .

$$F_2 = \frac{1}{s_2^+} - \frac{1}{s_2^-}$$

Ecuación 23. Parámetro de resistencia F_{66} .

$$F_{66} = \frac{1}{(s_{12})^2}$$

Ecuación 24. Parámetro de resistencia F_{11} .

$$F_{11} = \frac{1}{s_1^+ s_1^-}$$

Ecuación 25. Parámetro de resistencia F_{22} .

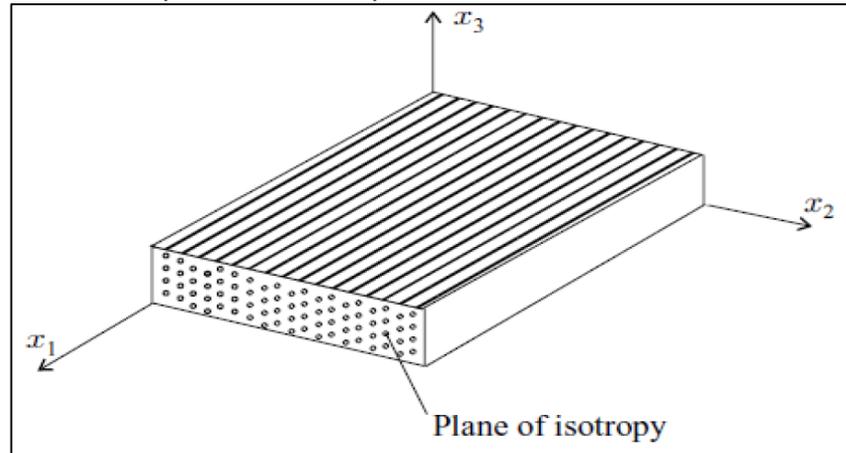
$$F_{22} = \frac{1}{s_2^+ s_2^-}$$

Ecuación 26. Parámetro de resistencia F_{12} .

$$F_{12} = -\frac{1}{2}\sqrt{F_{11}F_{22}}$$

⁷⁰ HUANG, Xinyue y LORENZO, Rodolfo, Dr. Analysis of the Failure Criterion of bamboo Based on Composite Material Theory. Londres: UCL.

Figura 36. Materiales transversalmente isotrópicos con x_1 Normal al plano de isotropía.



Fuente. HUANG, Xinyue y LORENZO, Rodolfo. Analysis of the Failure Criterion of bamboo Based on Composite Material Theory.

De esta manera queda establecido en la ecuación 15 el criterio de falla de esfuerzos equivalentes von Mises para la aleación de aluminio 7075, en la ecuación 18 el criterio de falla de von Mises modificado para el policarbonato y en la ecuación 20 el criterio de falla cuadrático para el materiales compuestos, en este caso el material compuesto de fibra de basalto y matriz epóxica, y la guadua laminada.

5. MATERIALES CONVENCIONALES

Como se mencionó en la sección de generalidades, el material convencional es aquel con el que se fabrican por especificaciones de diseño, las turbinas eólicas según la compañía que las produce. Siendo así, para la turbina de eje horizontal de tipo espiral, un material convencional compuesto por fibra de basalto, fibra de vidrio y una matriz polimérica de Poliamida⁷¹, y para la turbina de eje vertical tipo H⁷², un material convencional en aleación de aluminio⁷³. A continuación se describen los dos materiales convencionales con los que se fabrican las turbinas espiral y tipo H respectivamente.

En esta sección se retoma el proceso de simulación estructural una vez establecido las condiciones de frontera para cada modelo de turbina eólica. Partiendo de las condiciones de frontera estructural se realiza la simulación para cada material, convencional y alterno, obteniendo soluciones de desplazamientos, deformaciones y soluciones de los criterios de falla establecidos, esto en el análisis estructural.

5.1 MATERIAL DE LA TURBINA TIPO ESPIRAL: MATERIAL COMPUESTO FIBRA DE BASALTO Y MATRIZ EPÓXICA

El material con el que se fabrica este tipo de turbinas es un material compuesto de fibra de basalto, fibra de vidrio y una matriz polimérica de Poliamida (PA), este material no se encontró caracterizado en la revisión bibliográfica que se realizó y por tal razón se asumió un material de trabajo semejante a la composición del material convencional.

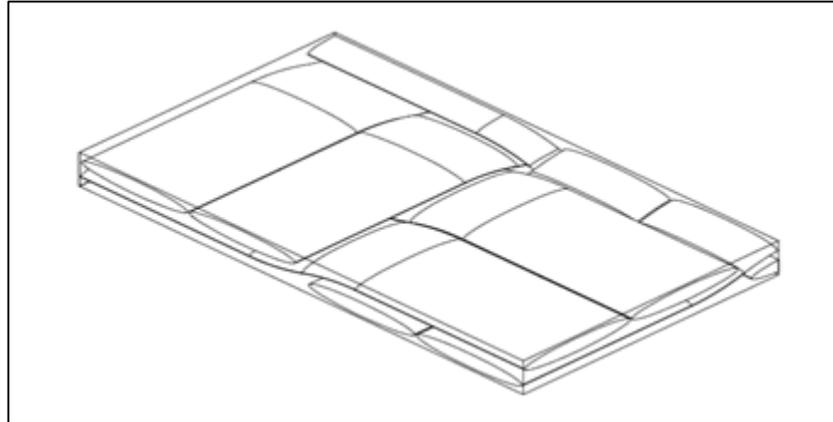
Este material está compuesto por una matriz polimérica reforzada con fibras de basalto tejidas según la configuración 2/2 dispuestas perpendicularmente a 90°, como se aprecia en la figura 37.

⁷¹ THE ARCHIMEDES. Liam F1 Specifications. [catalogo] The Netherlands: The Archimedes. p. 2.

⁷² ZAMANI, Mahdi; MAGHRABE, Mohammad J.; VAREDI, Seyed R. Starting torque improvement using J-shaped straight-bladed Darrieus vertical axis wind turbine by means of numerical simulation. En: Renewable Energy. Abril, 2016. vol. 95, no. 51, p. 111.

⁷³ AEOLES WIND TURBINE. Vertical Wind Turbine Brochure. [catalogo] Reino Unido: Aeolos Wind Turbine, Ltd. p. 2.

Figura 37. Configuración del tejido de la fibra de basalto en el material compuesto de la turbina espiral.



Fuente. VALENTINO, P., et al. Mechanical characterization of basalt woven fabric composites: numerical and experimental investigation.

El 65.79% corresponde al volumen de las fibras de basalto en el material compuesto. Las tablas 17 y 18 muestran las propiedades de la fibra de basalto y la matriz epóxica.

Tabla 17. Propiedades mecánicas de la fibra de basalto.

Densidad (g/cm³)	2.75
Módulo de elasticidad, E₁ (GPa)	89
Módulo de elasticidad, E₂ (GPa)	89
Módulo de cortante, G₁₂ (GPa)	21.7
Módulo de cortante, G₂₃ (GPa)	21.7
Relación de Poisson, ν₁₂	0.26
Relación de Poisson, ν₂₃	0.26

Fuente. VALENTINO, P., et al. Mechanical characterization of basalt woven fabric composites: numerical and experimental investigation.

Tabla 18. Propiedades mecánicas de la matriz epóxica.

Densidad (g/cm³)	1.15
Módulo de elasticidad, E (GPa)	2.65
Módulo de cortante, G (GPa)	0.98
Relación de Poisson, ν (GPa)	0.35

Fuente. VALENTINO, P., et al. Mechanical characterization of basalt woven fabric composites: numerical and experimental investigation.

El comportamiento mecánico del material compuesto presenta las siguientes propiedades mecánicas, tabla 19, mostrando un comportamiento mecánico ortotrópico.

Tabla 19. Propiedades del material compuesto de fibra de basalto y matriz epóxica.

Densidad (g/cm³)	1.9204
Módulo de elasticidad – E₁ (GPa)	12.4
Módulo de elasticidad – E₂ (GPa)	12.4
Módulo de elasticidad – E₃ (GPa)	12.4
Módulo de rigidez – G₁₂ = G₁₃ (GPa)	4.35
Módulo de rigidez – G₂₃ = G₃₂ (GPa)	4.35
Relación de Poisson, $\nu_{12} = \nu_{13}$	0.291
Relación de Poisson, $\nu_{23} = \nu_{32}$	0.431

Fuente. Elaboración de los autores bajo modelos matemáticos de VALENTINO, P., et al. Mechanical characterization of basalt woven fabric composites: numerical and experimental investigation.

El criterio de falla cuadrático para materiales compuestos laminados mencionado en la ecuación 20, debe contar con los valores de resistencia del material en cada dirección, además de la resistencia a cortante. De esta manera se realizó una revisión bibliográfica para la caracterización del material compuesto con fibra de basalto, donde inicialmente se extrajeron las propiedades físicas del material compuesto de fibra de basalto y matriz epóxica de la investigación realizada por P. Valentino.⁷⁴, los cuales se muestran en la tabla 17, 18 y 19. Por otro lado las resistencias del material se extrajeron de la investigación realizada por B. Soares⁷⁵, tabla 20, que determina el comportamiento mecánico del material compuesto por fibra de basalto y una matriz de poliéster insaturado.

La investigación de P. Valentino no determina el valor de las resistencias del material, sin embargo al comparar los datos del comportamiento mecánico de las matrices, epóxica y poliéster insaturado, se observan valores similares. Además en el documento de P. Valentino se presenta la gráfica esfuerzo-deformación en una dirección, la cual se comparó con los valores de resistencia de B. Soares, donde se observó que los valores de resistencia de B. Soares son menores y por tal razón críticos. De esta manera se tomaron los valores de resistencia del documento de B. Soares para el cálculo del criterio de falla del material.

⁷⁴ VALENTINO, P., et al. Mechanical characterization of basalt woven fabric composites: numerical and experimental investigation. En: Frattura ed Integritá Strutturale. Abril, 2014. no 28, p. 1-11.

⁷⁵ SOARES, B., et al. Mechanical behavior of basalt fibers in a basalt-UP composite. En: Procedia Structural Integrity. Febrero, 2016. vol. 1, p. 82-89.

Tabla 20. Valores de resistencia del material compuesto de fibra de basalto y matriz de poliéster insaturado.

Resistencia a tensión en x - s_1^+ (GPa)	0.46
Resistencia a compresión en x - s_1^- (GPa)	-0.40
Resistencia a tensión en y - s_2^+ (GPa)	0.46
Resistencia a compresión en x - s_2^- (GPa)	-0.40
Resistencia cortante xy - S_{12} (GPa)	0.042

Fuente. SOARES, B., et al. Mechanical behavior of basalt fibers in a basalt-UP composite.

Una vez definidos los valores de resistencia del material, se introduce el término del modelo del criterio de falla para materiales compuestos laminados, ecuación 20, en el software ANSYS para solucionarlo bajo las condiciones de los esfuerzos principales de cada elemento de la malla. De esta manera los resultados de la solución del criterio de falla se muestran en las figuras 38, además se muestra los resultados del desplazamiento de los elementos de la malla, la figura 39, y la deformación, figura 40. Los valores máximos para el criterio de falla, la deformación y el desplazamiento se registran en la tabla 21.

Tabla 21. Registro de los valores máximos en el material convencional de la turbina espiral.

Densidad (g/cm³)	Desplazamiento máximo (cm)	Deformación máxima (%)	Presenta falla	Criterio de falla	Zona
1.9204	2.5033	1.7121	Si	2.632	Unión entre la pala y barra rigidizadora

Según el criterio de falla establecido para el material de la turbina espiral, el material fallo en la zona de unión entre la pala y la barra rigidizadora, zona de concentrador de esfuerzos. Cabe resaltar que el material de trabajo presenta un deformación mínima y un desplazamiento máximo de 2.5 cm; lo que sugiere que el material de trabajo se asemeja en la respuesta al material de fabricación, el que se supone no falla. De este modo se hicieron las respectivas recomendaciones acerca de este comportamiento en el capítulo 9.

Figura 38. Criterio de falla para el material convencional de la turbina espiral.

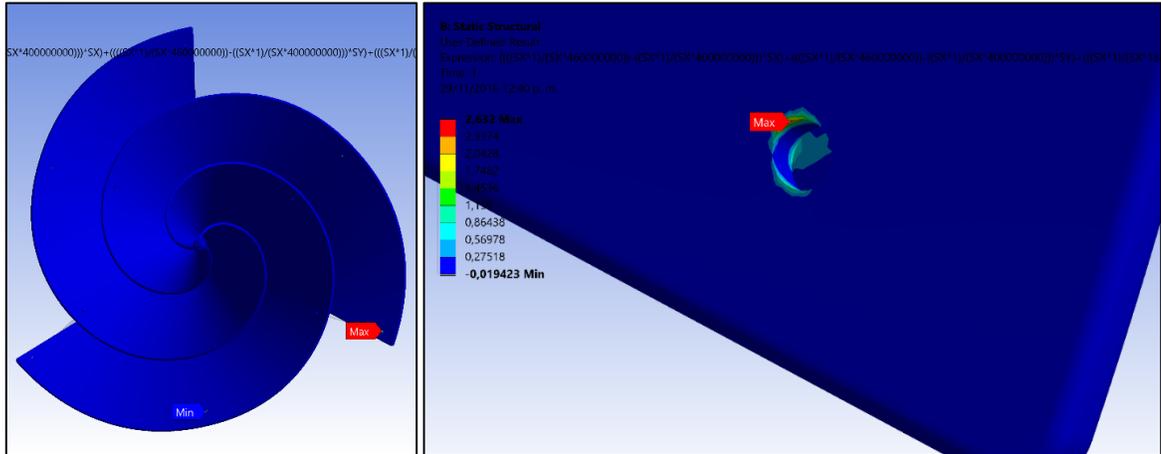


Figura 39. Desplazamiento del material convencional de la turbina espiral.

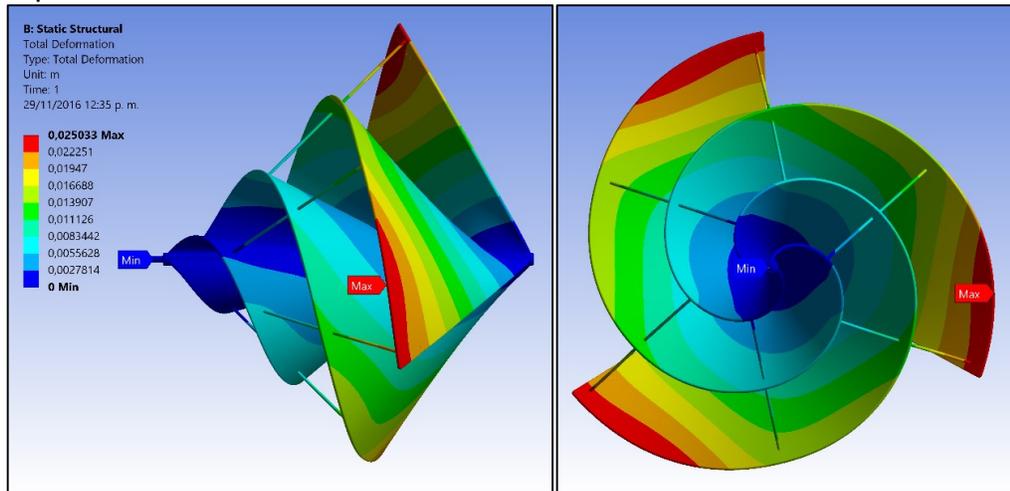
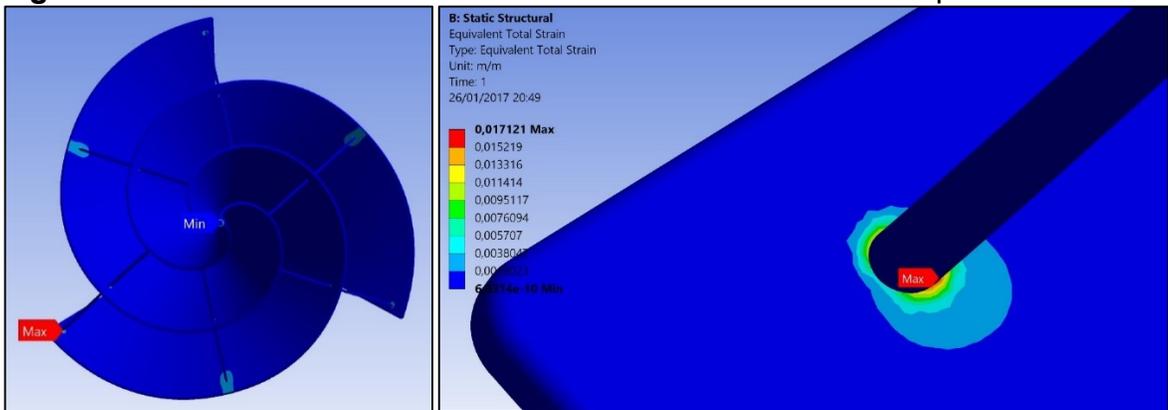


Figura 40. Deformación del material convencional de la turbina espiral.



5.2 MATERIAL DE LA TURBINA TIPO H: ALUMINIO 7075

La turbina tipo H se fabrica en una aleación de aluminio. Esta aleación no se encuentra especificada en el catálogo del fabricante de la turbina, sin embargo, a partir de revisión bibliográfica se determina que es la aleación de aluminio 7075 la que cumple con los requerimientos en aplicaciones de energía eólica⁷⁶. Las propiedades mecánicas de este material se muestran en la tabla 22.

Tabla 22. Propiedades de la aleación de aluminio 7075.

Densidad (g/cm³)	2.8
Módulo de elasticidad tensión (GPa)	71
Módulo de elasticidad compresión (GPa)	72.4
Módulo de rigidez (GPa)	26.9
Relación de Poisson	0.33

Fuente. ASM international. Volume 2: properties and Selection: nonferrous Alloys and Special-Purpose Materials. 1990.

El criterio de falla para la aleación de aluminio en la turbina tipo H se muestra en la figura 41. Además se muestran en la figura 42 los desplazamientos ejercidos por las cargas sobre la superficie del material y en la figura 43 la respectiva deformación del material.

Tabla 23. Registro de los valores máximos en el material de la turbina tipo H.

Densidad (g/cm³)	Desplazamiento máximo (cm)	Deformación máxima (%)	Presenta falla	Criterio de falla	Zona
1.9204	5.6967	0.69521	No	0.85536	-

Como se esperaba para el material convencional de la turbina tipo H, este material no fallo. Se muestra en la tabla 23 un valor cercano a uno para el criterio de falla, esto debido a que se realizó la simulación en condiciones críticas de operación. De esta manera se registra un valor para el desplazamiento máximo de aproximadamente de 5.7 cm en las puntas de la pala; y una deformación que no supera el 1%.

⁷⁶ ASM INTERNATIONAL. Volume 2 Properties and Selection: Nonferrous alloys and Special – Purpose Materials. 10 ed. Estados Unidos de América: ASM International, 1990. p. 450. ISBN 0-97170-378-5.

Figura 41. Criterio de falla para el material convencional en la turbina tipo H.

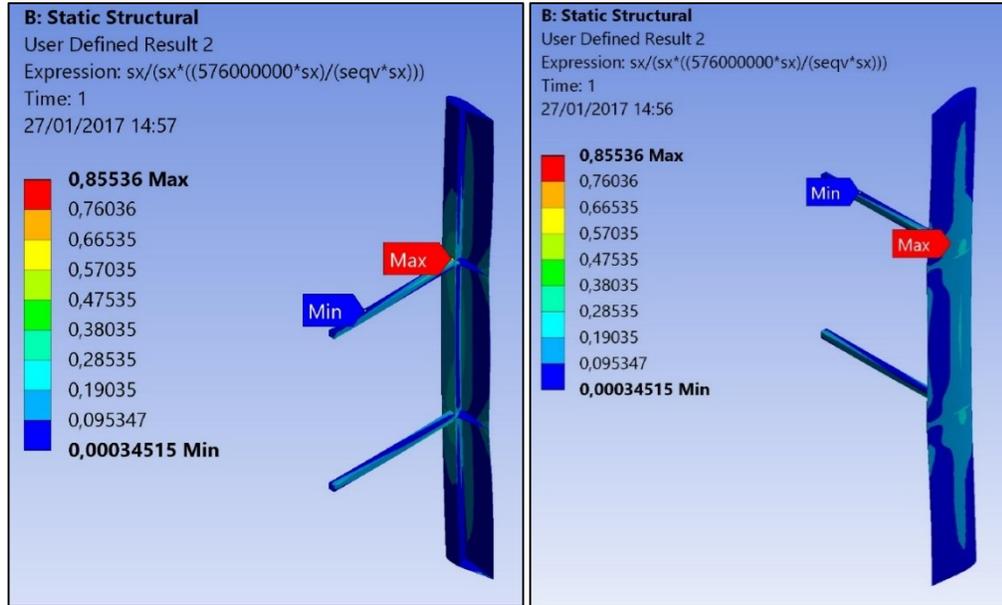


Figura 42. Desplazamiento del material convencional en la turbina tipo H.

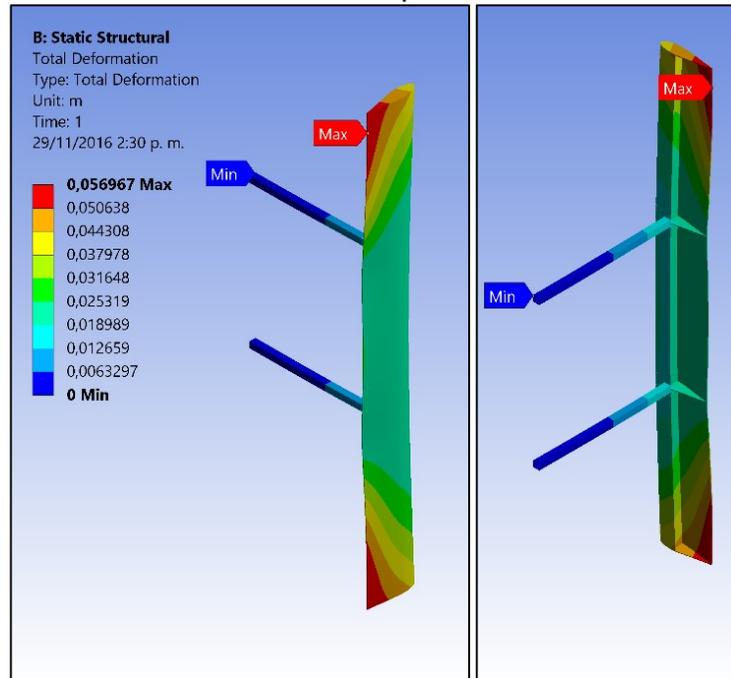
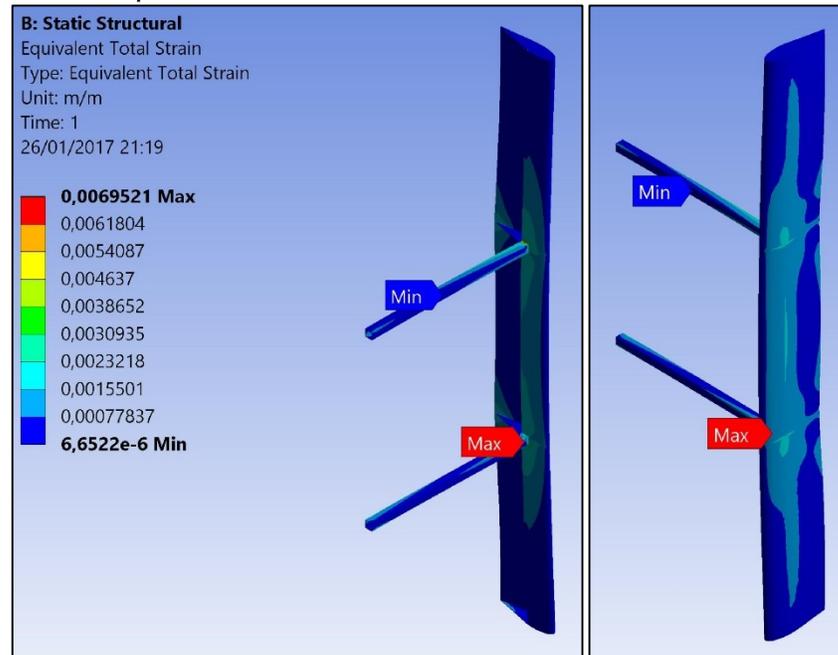


Figura 43. Deformación del material convencional en la turbina tipo H.



6. MATERIALES ALTERNOS

Las alternativas de materiales que se presentan en el documento se evaluaron para ambos modelos de turbinas eólicas; donde únicamente se aplicaran a la geometría de la turbina, esto quiere decir que elementos como soportes o barras rigidizadoras mantendrán el material de fabricación.

6.1 POLICARBONATO

El policarbonato es un termoplástico amorfo que es característico por presentar buenas propiedades con respecto a la tenacidad, transparencia, resistencia al calor y llama; además presenta buena resistencia de impacto a bajas temperaturas. Este material generalmente no se ven afectados por grasas, ácidos y aceites, el agua a temperatura ambiente no altera sus propiedades, pero bajo una exposición continua de agua caliente causa una fragilización gradual. Los policarbonatos pueden ser suministrados como materia pura o reforzados con fibra de vidrio y puede ser procesada por todos los métodos de manufactura para termoplásticos⁷⁷. Es importante mencionar que este material es usado como materia de trabajo en impresiones 3D, de esta manera, se presenta como alternativa de fabricación para turbinas eólicas convencionales de geometría compleja. Las propiedades del policarbonato se muestran en la tabla 24.

Tabla 24. Propiedades del policarbonato.

Densidad (g/cm³)	1.2
Módulo de elasticidad (GPa)	2.4
Relación de Poisson	0.37
Límite de elasticidad a cortante - τ_y (GPa)	0.16
Constante del material - μ	0.12

Fuente. ASM INTERNATIONAL. Characterization and Failure Analysis of Plastics. BEER, Ferdinand P, et al. Mecánica de Materiales. LANDSCAPEFORMS. Policarbonato información técnica.

Este material se modela para ambas turbinas eólicas. Utilizando el criterio de falla de von Mises modificado expuesto en la ecuación 18, se determina si el material falla o satisface la condición del criterio; estos resultados se muestran en las tablas 27 y 28 y en las figuras 60 y 63 para las turbinas eólicas espiral y tipo H respectivamente. De igual forma se muestra las gráficas del comportamiento mecánico en el desplazamiento del policarbonato para cada modelo de turbina eólica, figura 61 y 64; la deformación para cada modelo, figura 62 y 65.

⁷⁷ ASM INTERNATIONAL. Characterization and Failure Analysis of Plastics. Estados Unidos de América: ASM International, 2003. p. 21. ISBN 0-8717-789-6

6.1.1 Policarbonato en la turbina espiral. Del policarbonato en la turbina espiral se obtuvieron los resultados del criterio de falla, desplazamiento y deformación mostrados en las figuras 44, 45 y 46 correspondientemente.

Tabla 25. Registro de los valores máximos del policarbonato en la turbina espiral.

Densidad (g/cm ³)	Desplazamiento máximo (cm)	Deformación máxima (%)	Presenta falla	Criterio de falla	Zona
1.2	9.2429	7.3126	No	0.63153	-

Haciendo referencia al policarbonato usado en la geometría de la turbina espiral, este material presento una buena respuesta bajo las condiciones críticas a las que se analizó como se muestra en la tabla 25. No presento falla y con respecto a la condición del criterio de falla presentó un valor de 0.63153, por debajo de 1; de igual manera, este valor se presentó en la zona de unión entre las barras rigidizadoras y la punta de la pala, esta sería la zona donde el material podría presentar falla inicialmente, esto sin considerar condiciones de intemperie, únicamente concentrador de esfuerzos.

Bajo las condiciones críticas de operación, el material presento un desplazamiento máximo en la punta de la pala y una deformación relativamente mínima en la zona de concentrador de esfuerzos. Con respecto a estos datos se hicieron las debidas sugerencias y recomendaciones de diseño para mejorar la respuesta del material en toda la geometría de la turbina, en el capítulo 9.

Figura 44. Criterio de falla del policarbonato en la turbina espiral.

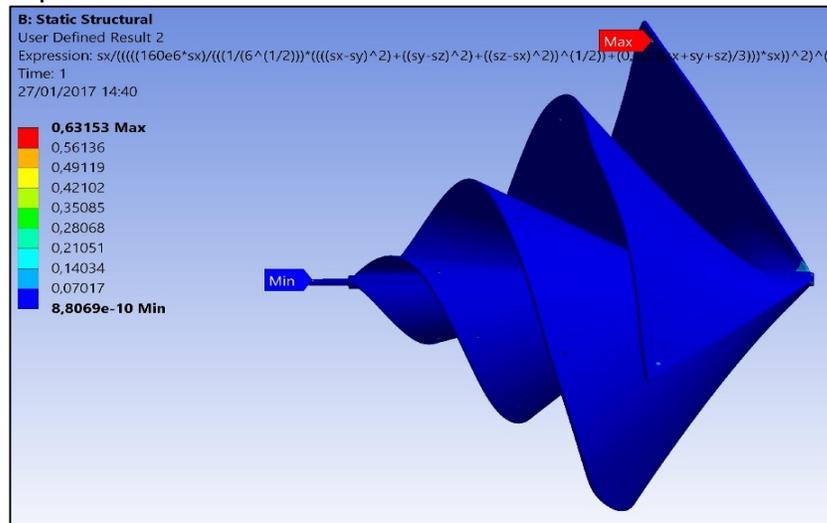


Figura 45. Desplazamiento del policarbonato en la turbina espiral.

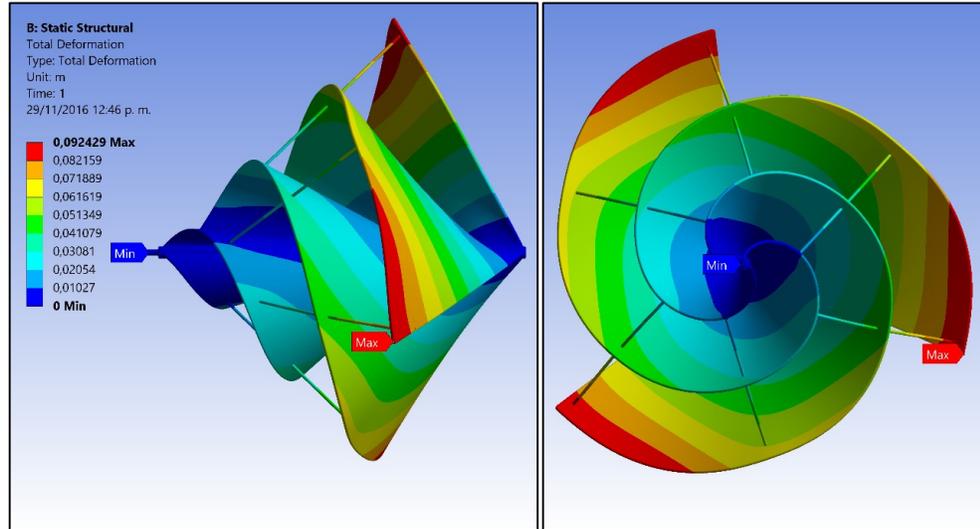
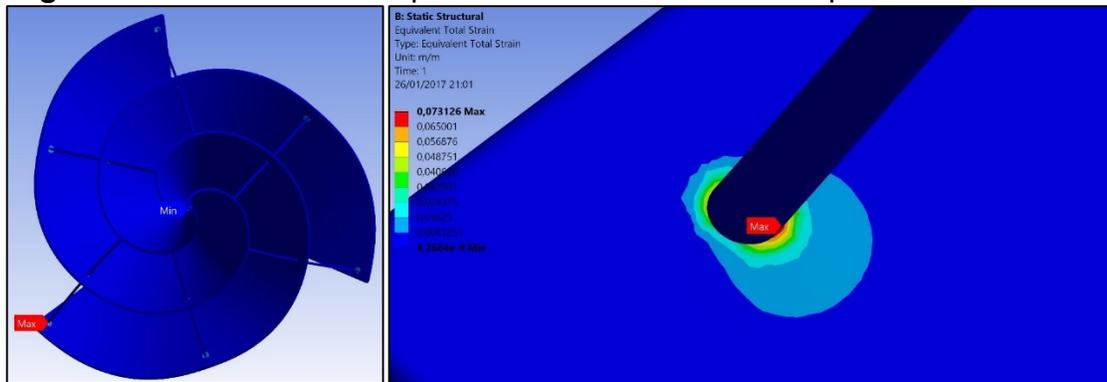


Figura 46. Deformación del policarbonato en la turbina espiral.



6.1.2 Policarbonato en la turbina tipo H. Del policarbonato en la turbina tipo H se obtuvieron los resultados del criterio de falla, desplazamiento y deformación mostrados en las figuras 47, 48 y 49 correspondientemente.

Tabla 26. Registro de los valores máximos del policarbonato en la turbina tipo H.

Densidad (g/cm ³)	Desplazamiento máximo (cm)	Deformación máxima (%)	Presenta falla	Criterio de falla	Zona
1.2	47.425	12.755	Si	1.1229	Unión de la pala y los soportes

Como se muestra en la tabla 26 el policarbonato en la turbina tipo H presentó un desplazamiento máximo de aproximadamente 50 cm en la punta de la pala, pero

además y como se observa en la figura 64, la geometría de la turbina se desplazó a lo largo de toda la pala y tuvo una deformación máxima de 12%. El policarbonato falla con un valor ligeramente superior al de la condición del criterio de falla en la unión entre la pala y los soportes. Se presentan las recomendaciones en el capítulo 9 con respecto a la respuesta del policarbonato en la turbina tipo H.

Figura 47. Criterio de falla del policarbonato en la turbina tipo H.

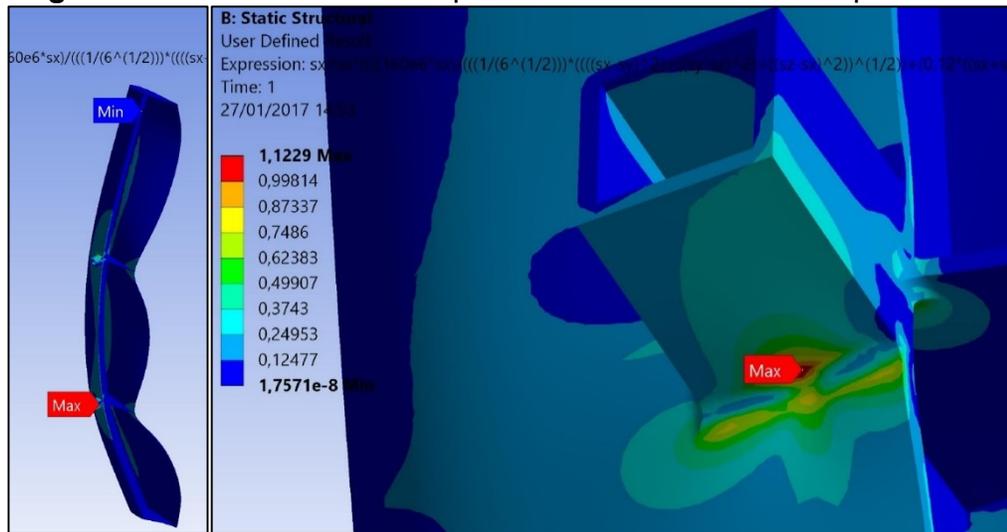


Figura 48. Desplazamiento del policarbonato en la turbina tipo H.

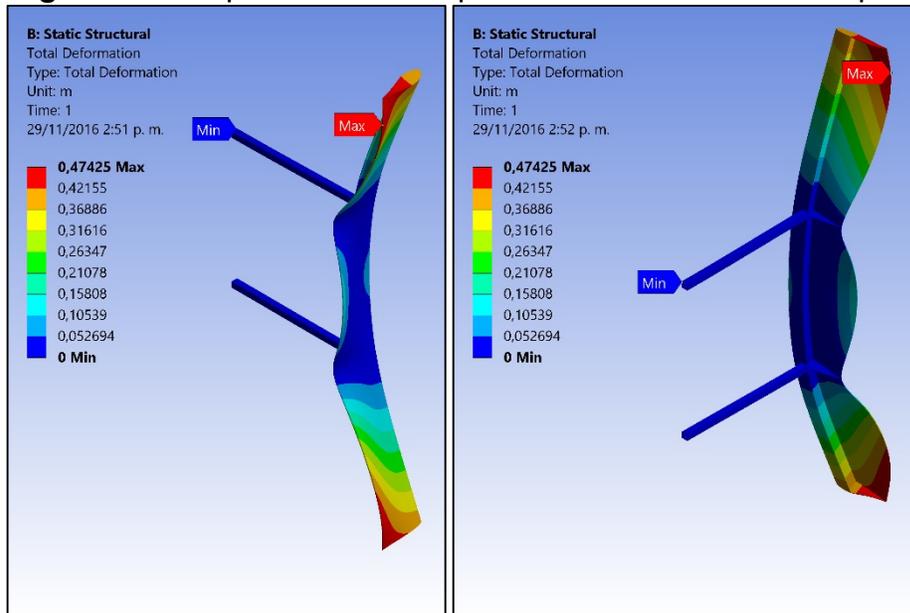
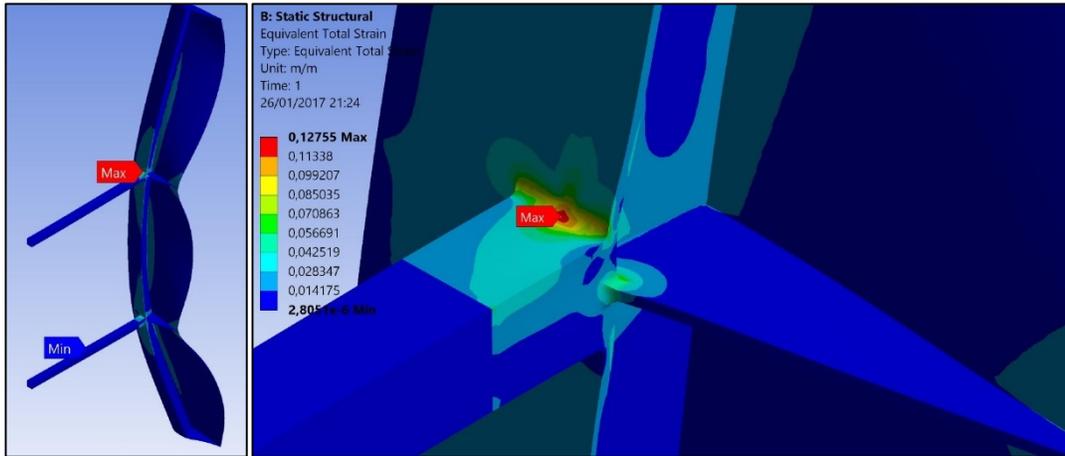


Figura 49. Deformación del policarbonato en la turbina tipo H.



6.2 GUADUA ANGUSTIFOLIA KUNTH

La guadua angustifolia Kunth es un material natural que abunda en la región central andina de Colombia. Es un material renovable, biodegradable y ambientalmente amigable. Después de un proceso de laminado, pegado y prensado⁷⁸, la guadua laminada es más versátil para la aplicación en geometrías complejas. Se plantea la guadua laminada como alternativa de material debido a su comportamiento mecánico. Las propiedades mecánicas de la guadua laminada se muestran en la tabla 27.

Tabla 27. Propiedades de la guadua angustifolia Kunth.

Densidad (g/cm³)	0.7203
Módulo de elasticidad – E₁ (GPa)	18.345
Módulo de elasticidad – E₂ (GPa)	0.455
Módulo de elasticidad – E₃ (GPa)	0.268
Módulo de rigidez – G₁₂ (GPa)	0.540
Módulo de rigidez – G₁₃ (GPa)	0.540
Módulo de rigidez – G₂₃ (GPa)	11.610
Relación de Poisson, ν_{12}	0.21
Relación de Poisson, ν_{13}	0.24

Fuente. CORREAL, Juan F. et al. Experimental evaluation of physical and mechanical properties of Glued Laminated guadua angustifolia Kunth. ARCHILA, Hector F.; ANSELL, Martin P. y WALKER, Pete. Measurement of the In-Plane Shear Moduli of Bamboo-Guadua Using the Iosipescu Shear Test Method.

⁷⁸ TAKEUCHI, Caori Patricia. Caracterización Mecánica del Bambú Guadua Laminado para Uso Estructural. Tesis de doctorado en Ingeniería Ciencia y Tecnología de Materiales. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería, 2014. p. Resumen.

Teniendo en cuenta que se han realizado estudios de la caracterización mecánica de la guadua angustifolia Kunth laminada en varios documentos de investigación, se recolecto de varias fuentes las propiedades de la guadua angustifolia Kunth laminada. De esta manera, los valores de los módulos de elasticidad, relación de Poisson y resistencias mostradas en la tablas 27 y 28 se extrajeron de la investigación realizada por Juan F. Correal y colaboradores⁷⁹; y los módulos de rigidez fueron extraídos del documento de Hector Archila y colaboradores⁸⁰.

Tabla 28. Valores de resistencia de la guadua laminada.

Resistencia a tensión en x – s_1^+ (Gpa)	0.1431
Resistencia a compresión en x – s_1^- (Gpa)	- 0.062
Resistencia a tensión en y – s_2^+ (Gpa)	0.0026
Resistencia a compresión en x – s_2^- (Gpa)	-0.0035
Resistencia cortante xy – S_{12} (Gpa)	0.0095

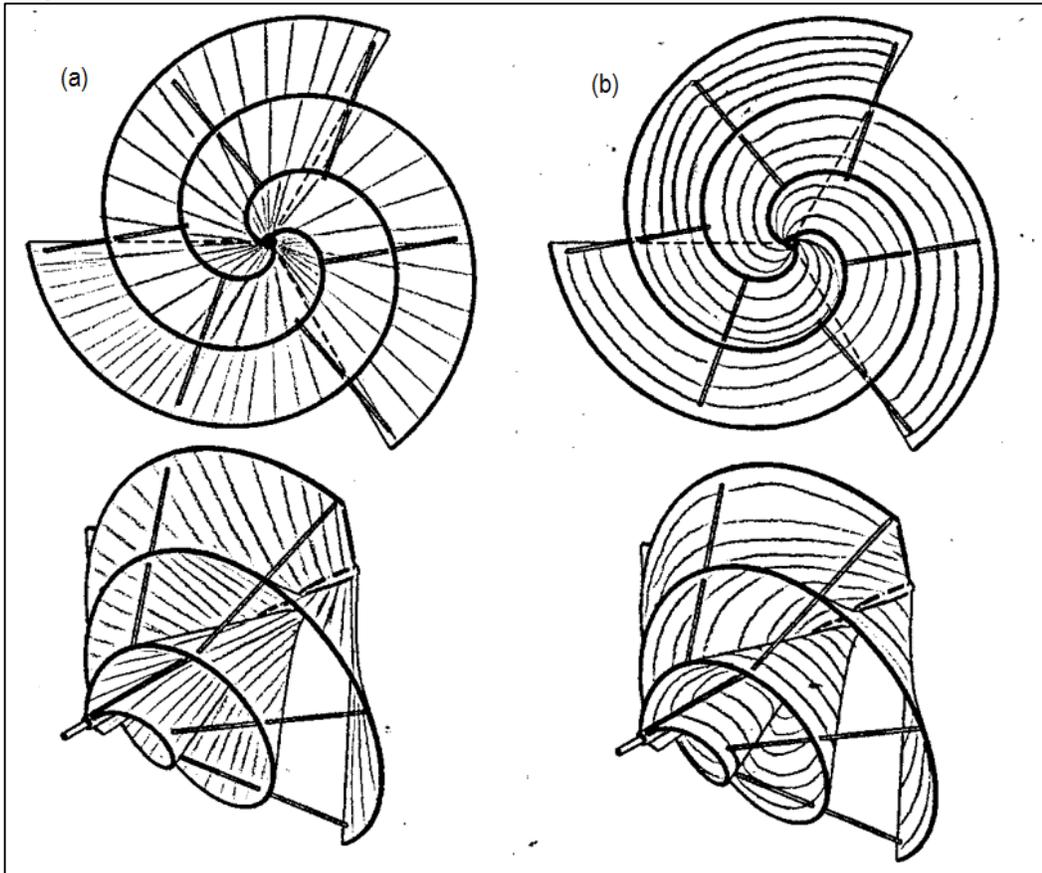
Fuente. CORREAL, Juan F., et al. Experimental Evaluation of Physical and Mechanical Properties of Glued Laminated Guadua Angustifolia Kunth.

Para el modelamiento de la guadua laminada, se determinaron dos orientaciones de las fibras en los modelos de las turbinas eólicas, las cuales se muestra en las figura 50 y 51, esto con el fin de presentar la mejor alternativa de fabricación desde la disposición de las fibras. Para la guadua laminada se estableció el criterio de falla cuadrático debido a que este es un material compuesto transversalmente isotrópico.

⁷⁹ CORREAL, Juan F., et al. Experimental Evaluation of Physical and Mechanical Properties of Glued Laminated Guadua Angustifolia Kunth. En: Construction and Building Materials. Diciembre, 2014. vol. 73. p. 105-112.

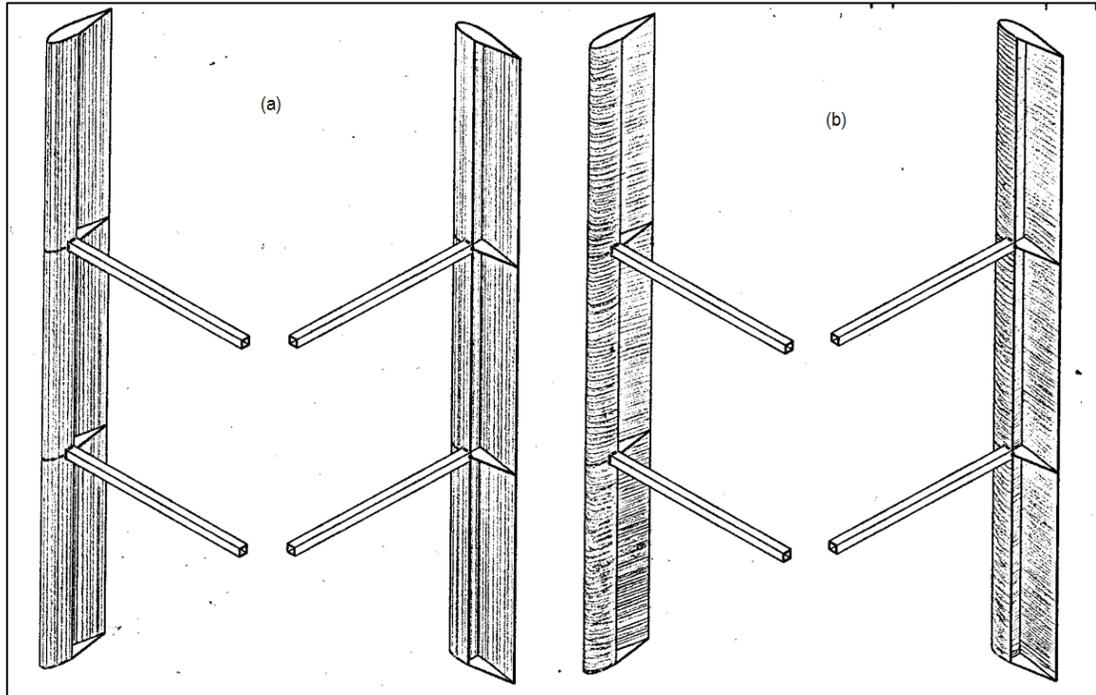
⁸⁰ ARCHILA, Hector F.; ANSELL, Martin P. y WALKER, Pete. Measurement of the In-Plane Shear Moduli of Bamboo-Guadua Using the Iosipescu Shear Test Method. En: 10th World Bamboo Congress (Octubre: Korea). 2015. p. 6.

Figura 50. Orientaciones de las fibras de la guadua en la turbina tipo espiral.



(a) Disposición radial. **(b)** Disposición paralela a la puna de la pala.

Figura 51. Orientaciones de las fibras de la guadua en la turbina tipo H.



(a) Disposición longitudinal. **(b)** Disposición transversal.

A continuación se muestran los resultados de las simulaciones de la guadua laminada para las turbinas espiral y tipo H con sus respectivas orientaciones de las fibras.

6.2.1 Guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras radial.

En la guadua laminada con fibras orientadas de forma radial en la turbina espiral, se obtuvieron los resultados del criterio de falla, desplazamiento y deformación mostrados en las figuras 52, 53 y 54 correspondientemente.

Tabla 29. Registro de los valores máximos del guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras radial.

Densidad (g/cm ³)	Desplazamiento máximo (cm)	Deformación máxima (%)	Presenta falla	Criterio de falla	Zona
0.7203	12.597	10.318	Si	4156.4	Unión entre la pala y barra rigidizadora

La guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras radial presentó falla en la unión de la pala con la barra rigidizadora para la condición del criterio de falla cuadrático, tabla 29. Debido a que en la simulación se trabajó bajo un

comportamiento lineal en los materiales, este material presentó un valor muy alto con respecto a la condición de falla. Además presentó un desplazamiento máximo en la punta de la pala de 12 cm y una deformación máxima de 10% en la zona de delo concentrador de esfuerzos, con respecto a estos valores se hicieron las respectivas recomendaciones.

Figura 52. Criterio de falla de la guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras radial.

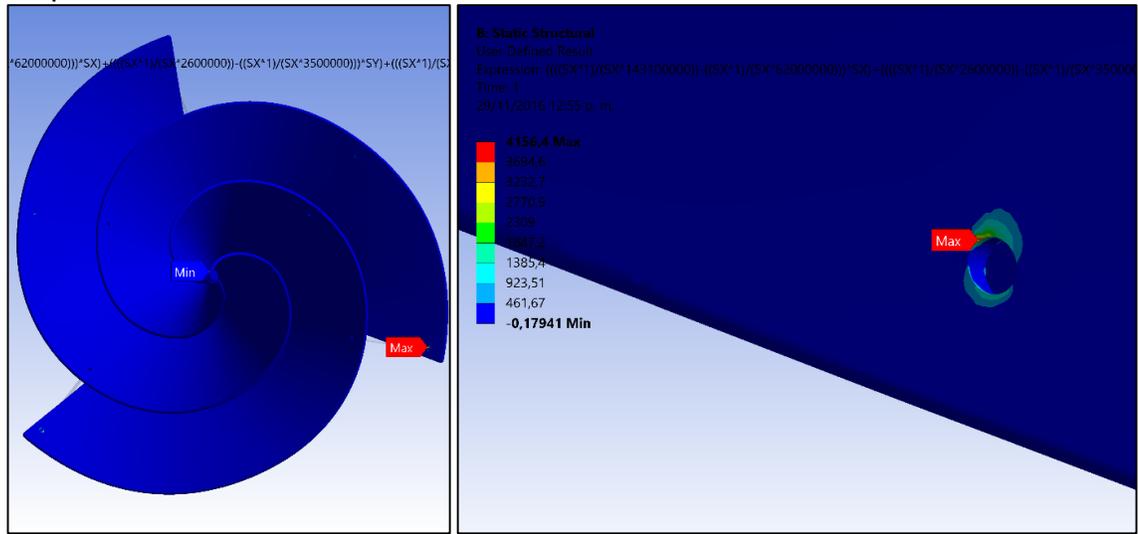


Figura 53. Desplazamiento de la guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras radial.

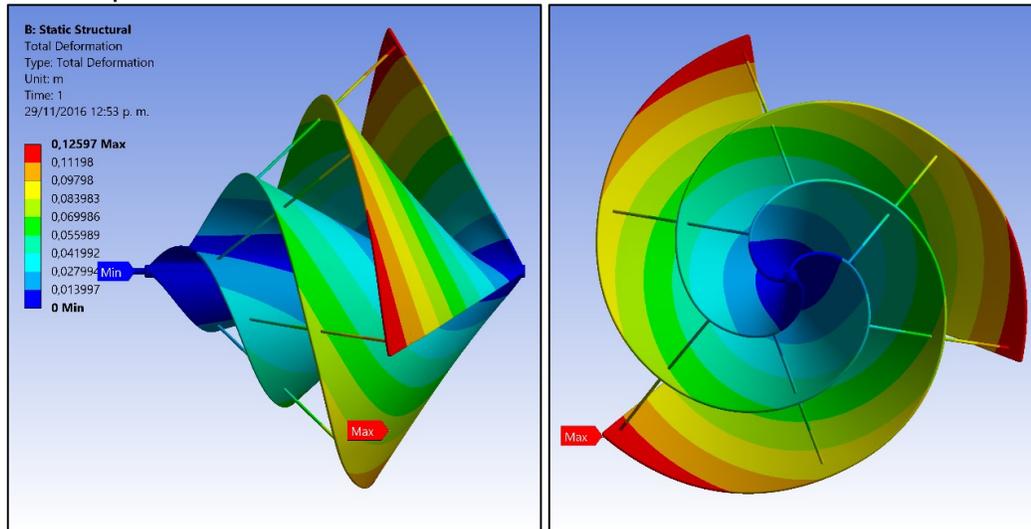
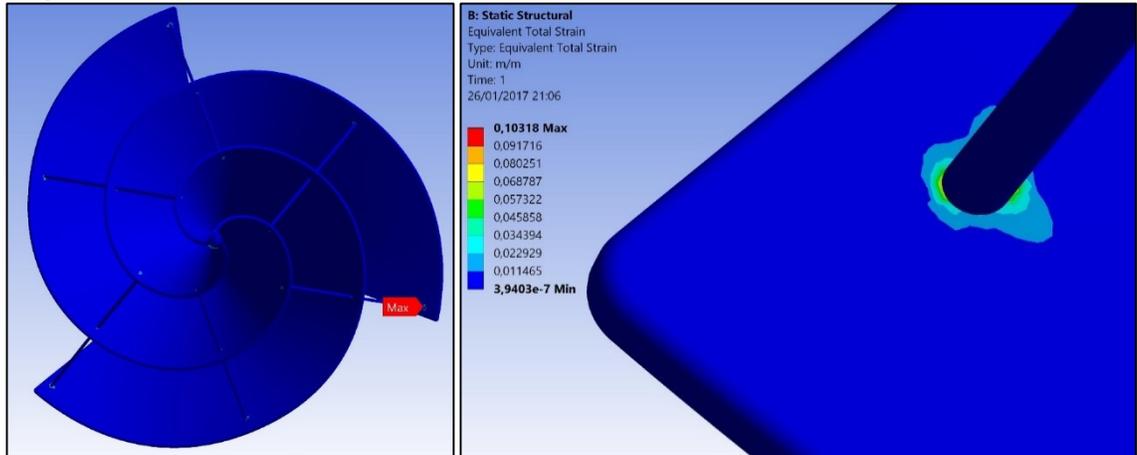


Figura 54. Deformación de la guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras radial.



6.2.2 Guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras paralela a la punta de la pala. En la disposición de las fibras paralela a la punta de la pala en la turbina espiral, se obtuvieron los resultados del criterio de falla, desplazamiento y deformación mostrados en las figuras 55, 56 y 57 respectivamente y en la tabla 30.

Tabla 30. Registro de los valores máximos del guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras paralela a la punta de la pala.

Densidad (g/cm ³)	Desplazamiento máximo (cm)	Deformación máxima (%)	Presenta falla	Criterio de falla	Zona
0.7203	12.75	10.317	Si	4259.4	Unión entre la pala y barra rigidizadora

Con respecto a la guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras paralelas a la punta de la pala se presentaron valores cercanos al de la guadua laminada con disposición de fibras radial. Esto sugiere que la guadua laminada bajo las dos direcciones de estudio no presento un cambio relevante en la respuesta a las cargas en la turbina espiral.

Figura 55. Criterio de falla de la guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras paralela a la punta de la pala.

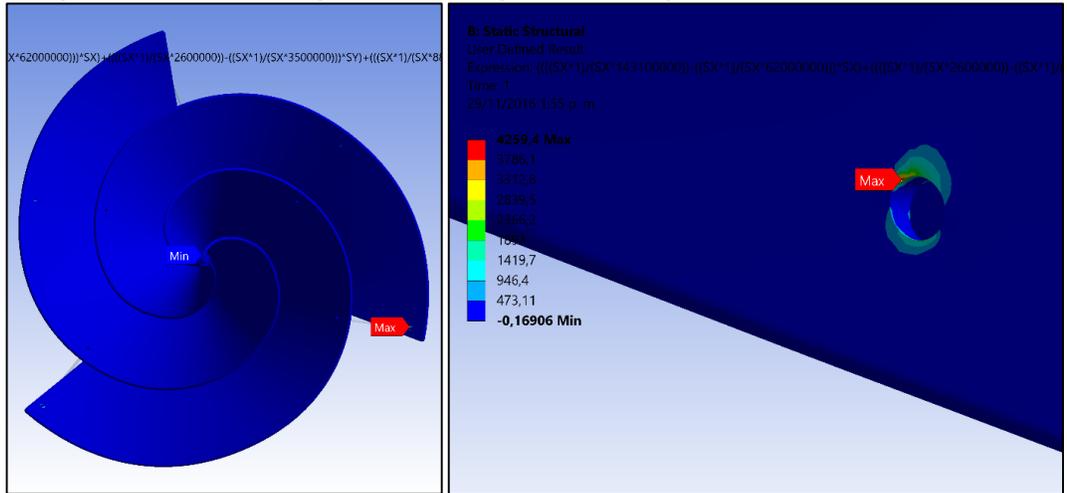


Figura 56. Desplazamiento de la guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras paralela a la punta de la pala.

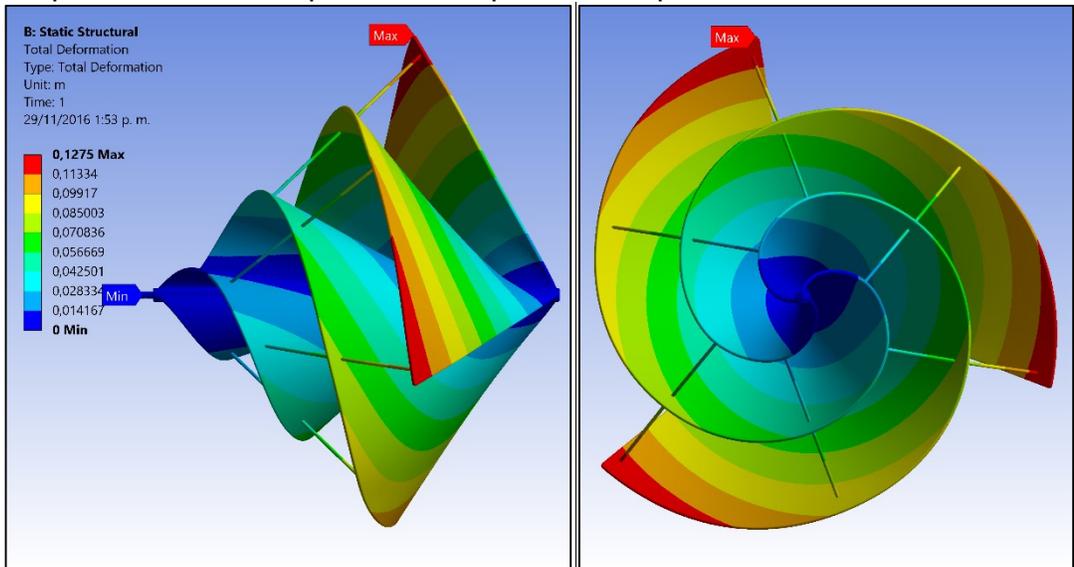
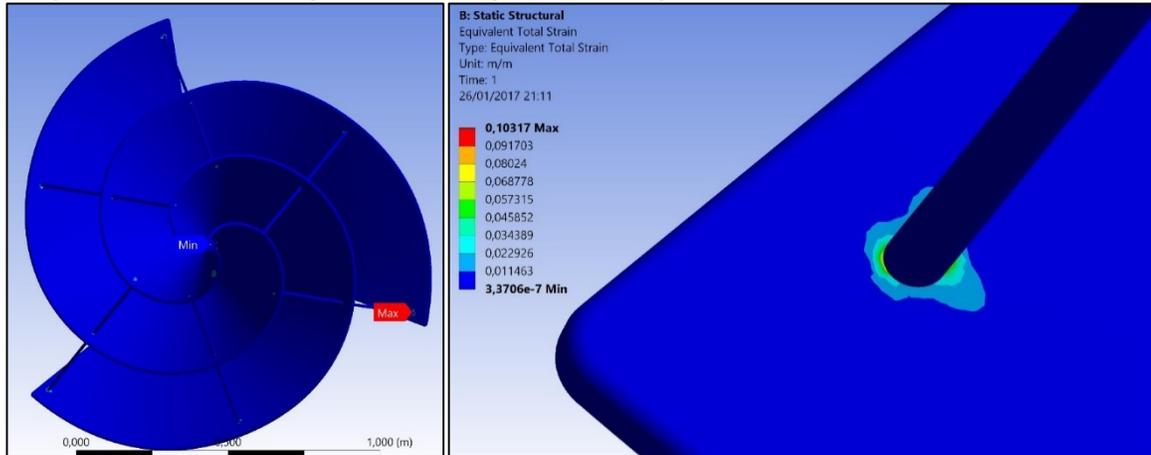


Figura 57. Deformación de la guadua laminada en la turbina espiral con disposición de fibras paralela a la punta de la pala.



6.2.3 Guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras longitudinal. En la disposición de las fibras de manera longitudinal en la turbina tipo H, se obtuvieron los resultados del criterio de falla, desplazamiento y deformación mostrados en las figuras 58, 59 y 60 respectivamente.

Tabla 31. Registro de los valores máximos de la guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras longitudinal.

Densidad (g/cm ³)	Desplazamiento máximo (cm)	Deformación máxima (%)	Presenta falla	Criterio de falla	Zona
0.7203	23.2	16.845	Si	131.03	Unión de la pala y los soportes

Haciendo referencia a la guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras longitudinal se presentó la falla en la unión de la pala y los soportes debido al concentrador de esfuerzos en esta zona. Presentó un desplazamiento máximo de 23.2 cm en la parte trasera del perfil aerodinámico y entre los perfiles rigidizadores. Además presenta una deformación máxima en la zona de concentrador de esfuerzos de 16.8% como se muestra en la tabla 31.

Figura 58. Criterio de falla de la guada laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras longitudinal.

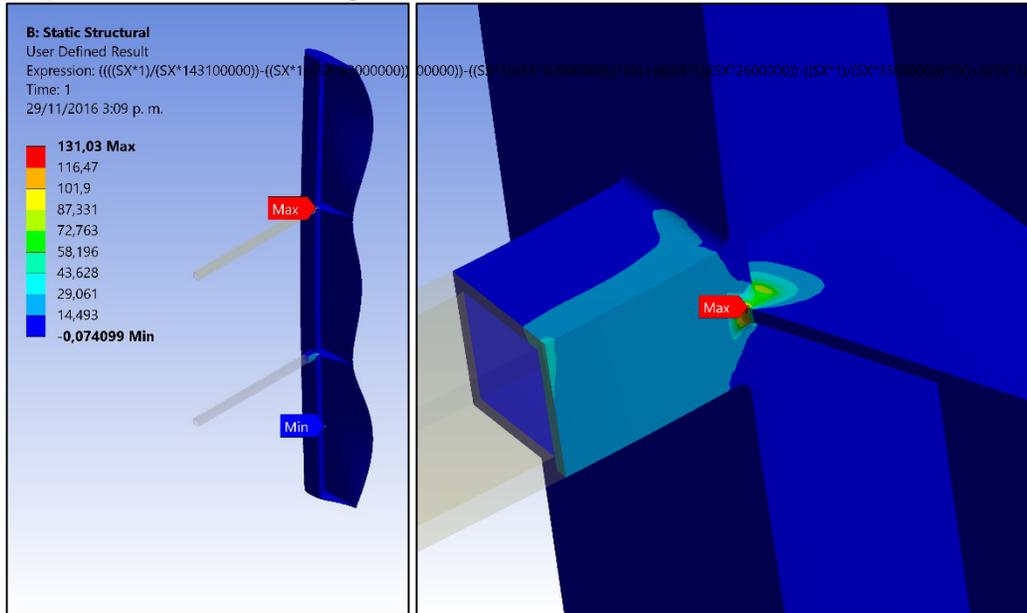


Figura 59. Desplazamiento de la guada laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras longitudinal.

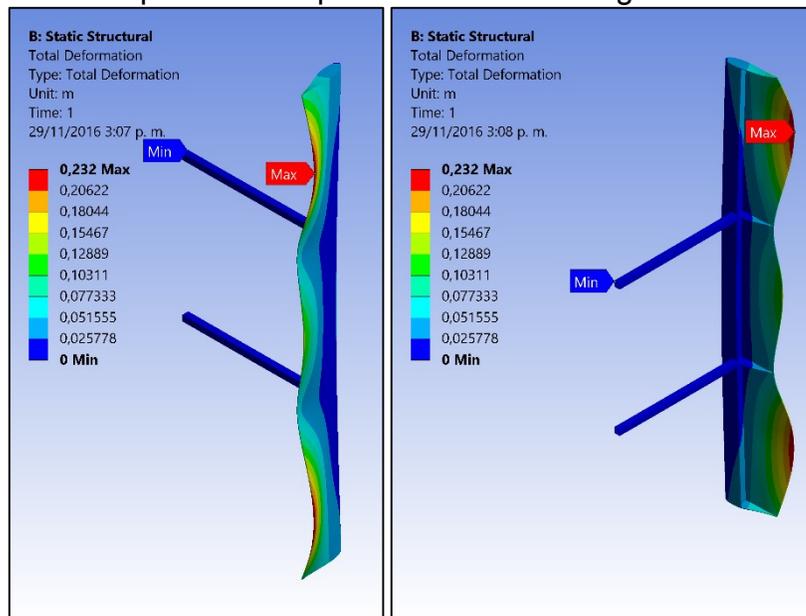
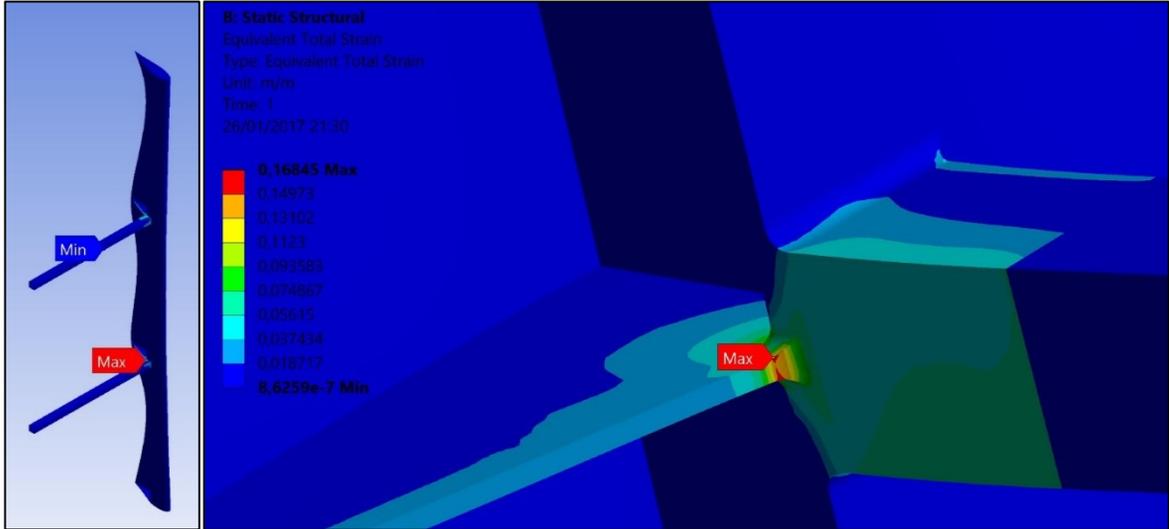


Figura 60. Deformación de la guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras longitudinal.



6.2.4 Guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras transversal. En la disposición de las fibras de manera transversal en la turbina tipo H, se obtuvieron los resultados del criterio de falla, desplazamiento y deformación mostrados en las figuras 61, 62 y 63 respectivamente.

Tabla 32. Registro de los valores máximos del guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras transversal.

Densidad (g/cm ³)	Desplazamiento máximo (cm)	Deformación máxima (%)	Presenta falla	Criterio de falla	Zona
0.7203	117.79	33.8	Si	900	Unión de la pala y los soportes

Finalmente para el análisis del comportamiento mecánico de la guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras transversal se presentó un desplazamiento excesivo en la punta de las palas, tabla 32, esto debido a las disposición de las fibras a lo largo de la pala y al comportamiento lineal del material en el modelo de simulación. Con respecto al criterio de falla, falló nuevamente en la unión de la pala y los soportes.

Figura 61. Criterio de falla de la guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras transversal.

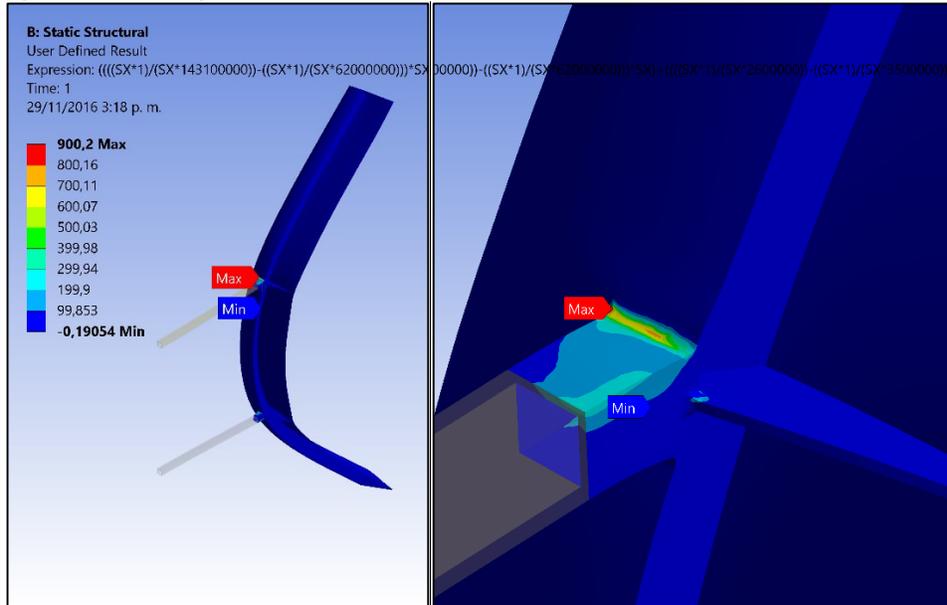


Figura 62. Desplazamiento de la guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras transversal.

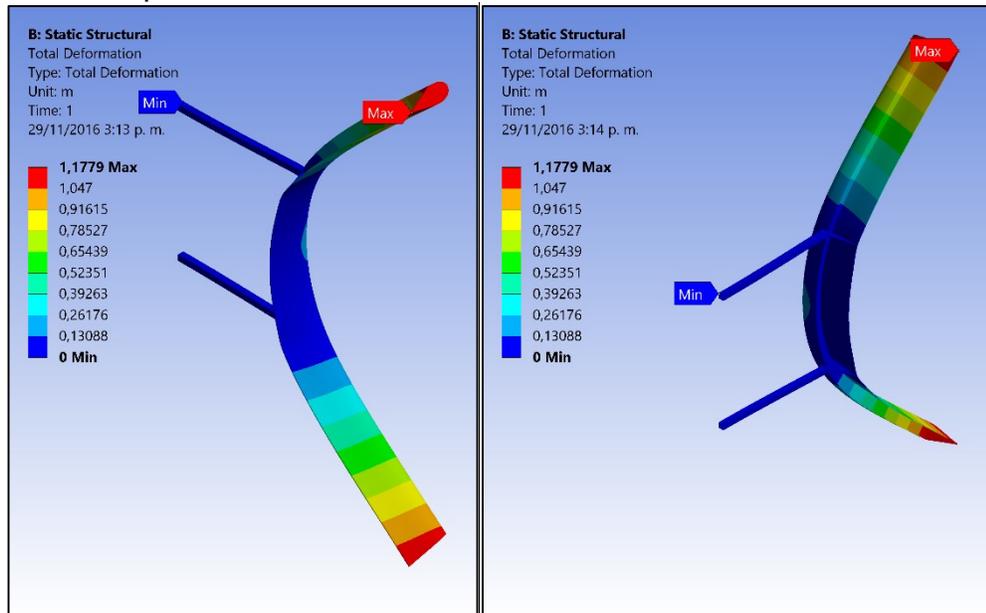
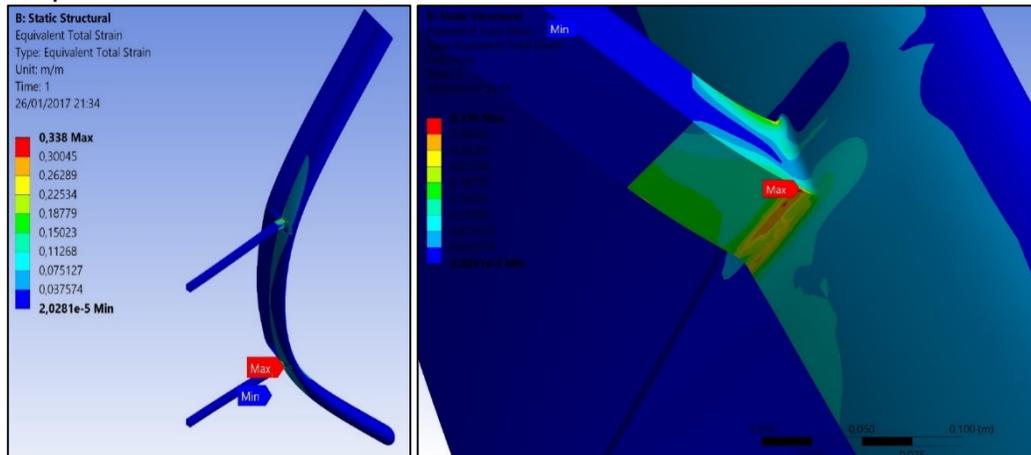


Figura 63. Deformación de la guadua laminada en la turbina tipo H con disposición de fibras transversal.



7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez registrados los valores del análisis estructural de los materiales convencionales y alternos para los dos modelos de pequeñas turbinas eólicas, se llevó a cabo el proceso de análisis cuantitativo y comparativo de los valores de desplazamiento máximo, deformación máxima y condición de falla con respecto al material convencional para cada turbina, como se muestra en las tablas 33 y 34 para las turbinas espiral y tipo H respectivamente.

7.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS EN LA TURBINA ESPIRAL

Tabla 33. Resultados del comportamiento de los materiales en la turbina espiral.

Material	Densidad (g/cm ³)	Desplazamiento o Máximo (cm)	Deformación Máxima (%)	Presenta falla	Criterio de falla	Zona
Material compuesto con fibra de basalto y matriz epóxica	1.9204	2.5033	1.7121	Si	2.632	Unión de la pala y barra rigidizadora
Policarbonato	1.2	9.2429	7.3126	No	0.63153	-
Guadua laminada radial	0.7203	12.597	10.318	Si	4156.4	Unión de la pala y barra rigidizadora
Guadua laminada paralela a la punta de la pala	0.7203	12.75	10.317	Si	4259.4	Unión de la pala y barra rigidizadora

Es importante mencionar que la densidad de los materiales alternos es menor al del material convencional, lo que significa que son materiales más ligeros y debido a que la carga de rotación depende directamente de la densidad del material, esta carga será menor.

Con respecto al valor de desplazamiento del material convencional, la alternativa de material que presento mejor respuesta a las condiciones críticas fue el policarbonato, que presento un desplazamiento de aproximadamente 7 cm más que el del material convencional. Además presentó el mejor desempeño, es decir, no presentó falla en ninguna zona de la turbina como si lo hizo la guadua laminada.

En cuanto a la guadua laminada se observó que los valores de desplazamiento, deformación y criterio de falla son muy cercanos en ambas orientaciones de las fibras, esto quiere decir que en el proceso de análisis de la respuesta del material bajo las condiciones de operación, la orientación de las fibras no represento ningún cambio relevante en su respuesta. Lo que sugiere que en el proceso de fabricación de la turbina espiral con guadua laminada la orientación de las fibras es independiente a los resultados del comportamiento mecánico.

La zona de falla es común en los materiales que la presentan, esto es debido a que se presenta un concentrador de esfuerzos en la unión de la pala y la barra rigidizadora.

7.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS EN LA TURBINA TIPO H

Tabla 34. Resultados del comportamiento de los materiales en la turbina tipo H.

Material	Densidad (g/cm ³)	Desplazamiento o máximo (cm)	Deformación máxima (%)	Presenta falla	Criterio de falla	Zona
Aleación de Aluminio 7075	2.8	5.6967	0.69521	No	0.85536	-
Policarbonato	1.2	47.425	12.755	Si	11.229	Unión de la pala y los soportes
Guadua laminada longitudinal	0.7203	23.2	16.845	Si	131.03	Unión de la pala y los soportes
Guadua laminada transversal	0.7203	117.79	33.8	Si	900	Unión de la pala y los soportes

Bajo condiciones críticas de operación el material convencional en la turbina tipo H no presentó falla, bajo estas condiciones de operación el desplazamiento y la deformación fueron mínimas.

En cuanto a la condición de falla para el policarbonato, este falló en la unión de la pala y los soportes como sucedió igualmente en la guadua laminada, y en esta zona se presentó una deformación mayor con respecto a la deformación del material convencional.

Con respecto a las orientaciones de la guadua laminada en la turbina tipo H y a diferencia de la turbina espiral, si influyo en los resultados de los análisis, donde la

que presento la respuesta menos favorable fue la de orientación transversal. La guadua laminada con orientación longitudinal con respecto al policarbonato presentó un desplazamiento menor y una deformación mayor, lo que significa que la guadua laminada no presentó un comportamiento superior al comportamiento del material convencional.

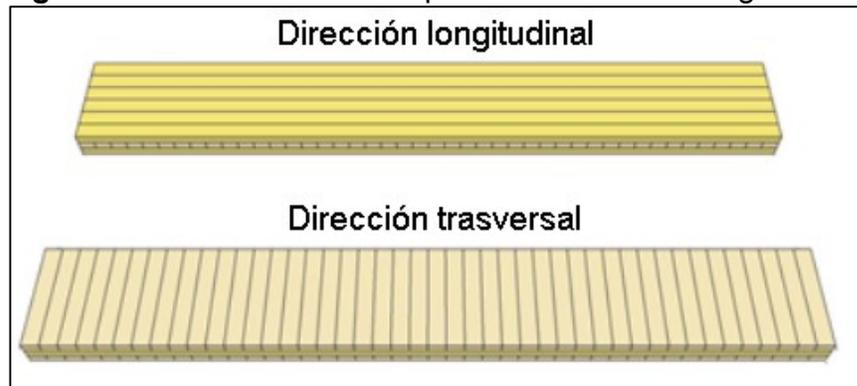
8. CONCLUSIONES

- Los materiales alternos no presentaron falla en las palas de las turbinas, pero presentaron una zona de falla común para los dos modelos de turbinas eólicas, este es un concentrador de esfuerzos entre la pala y los soportes, y entre la pala y las barras rigidizadoras de las turbinas tipo H y espiral respectivamente.
- Ningún material alterno logro un comportamiento mecánico semejante al material convencional de las turbinas seleccionadas, sin embargo estos materiales son alternativas de fabricación debido a que no fallaron a lo largo de la pala.
- Los materiales se simularon bajo condiciones críticas de operación, lo que significa que a condiciones nominales de operación los materiales alternos presentaran un comportamiento mecánico favorable.
- El policarbonato es una alternativa de material para fabricar la turbina espiral debido a que presentó un buen comportamiento mecánico, además contempla el método de fabricación por impresión 3D.
- La guadua laminada en la turbina tipo H con fibras orientadas longitudinalmente es una alternativa de material para fabricarla, debido a que fue el material alterno que presentó mejor respuesta bajo las condiciones críticas para este tipo de turbina.

9. RECOMENDACIONES

- Se recomienda hacer un estudio de espesores de lámina en la guadua laminada orientada longitudinalmente o policarbonato para la turbina tipo H.
- Haciendo referencia a la guadua laminada en la turbina tipo H con orientación de fibras longitudinal, se recomienda añadir un mayor número perfiles rigidizadores a lo largo del perfil, para reducir el desplazamiento de la pala entre los perfiles rigidizadores.
- Se recomienda analizar el desempeño de la guadua contrachapada con láminas ortogonales entre sí como se muestra en la figura 64, garantizando las propiedades mecánicas de la guadua en dos direcciones.

Figura 64. Guadua contrachapada con láminas ortogonales.



Fuente. CORREAL. Juan F. y ECHEVERRY. Juan S. Evaluation of selected mechanical propertie of new laminated guadua Mats for structural use. 2015.

- Debido a la complejidad de la simulación del flujo del aire para las turbinas eólicas y al limitado recurso computacional, no se logró garantizar totalmente la convergencia de los valores de presión en la independencia de malla. Se recomienda realizar la simulación con un recurso computacional especializado.
- Se recomienda hacer la caracterización completa del material de fabricación de la turbina espiral, material compuesto por fibra de vidrio, fibra de basalto y una matriz polimérica de poliamida, para lograr hacer un modelamiento y simulación más acertado al comportamiento real del material en la turbina.
- Se recomienda hacer un estudio de los diferentes tipos de uniones en las zonas de concentradores de esfuerzo o de falla, y los elementos que componen dicha unión.

BIBLIOGRAFÍA

AEOLOS WIND TURBINE. Vertical Wind Turbine Brochure. [catálogo] Reino Unido: Aeolos Wind Turbine, Ltd.

ALBARRACIN BARRERA, Rafael. Oportunidades actuales en el campo de las energías renovables en Colombia. En: Foro República Checa – Alianza Pacífico Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas – IPSE. (Octubre de 2015). Diapositivas. Bogotá D.C.: 2015.

ALCALDÍA DE FRANCISCO PIZARRO – NARIÑO. Nuestro Municipio. [En Línea]. < <http://www.franciscopizarro-narino.gov.co>>

ARCHILA, Hector F.; ANSELL, Martin P. y WALKER, Pete. Measurement of the In-Plane Shear Moduli of Bamboo-Guadua Using the Iosipescu Shear Test Method. En: 10th World Bamboo Congress (Octubre: Korea). 2015.

ASM INTERNATIONAL. Characterization and Failure Analysis of Plastics. Estados Unidos de América: ASM International, 2003. ISBN 0-8717-789-6.

ASM INTERNATIONAL. Volume 2 Properties and Selection: Nonferrous alloys and Special – Purpose Materials. 10 ed. Estados Unidos de América: ASM International, 1990. ISBN 0-97170-378-5.

BASTIANON, Ricardo A. Energía Del Viento Y Diseño De Turbinas Eólicas. 2da. Edición ed. Buenos Aires: TIEMPO DE CULTURA EDICIONES, 1994. ISBN 950-9135-29-1.

BEER, Ferdinand P, et al. Mecánica de Materiales. Traducido por Jesús Elmer Murrieta Murrieta. 5 ed. Bogotá D.C.: McGraw-Hill, 2010. ISBN-13: 978-607-15-0263-6.

BREEZE, Paul. Power Generation Technologies. Elsevier, 2014.

BRØNDSTED, Povl y NIJSSEN, Rogier P. Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials. Cambridge: Woodhead Publishing, 2013.

BUN-CA. Manual sobre energía renovable – Eólica. 2002.

CLEVELAND, Cutler J. y MORRIS, Christopher. Dictionary of Energy. Expanded Edition. Elsevier, 2009. ISBN 978-0-08-096491-1.

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1715. (13, mayo, 2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Diario Oficial. Bogotá D.C., 1993. no. 49.150.

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 855. (18, diciembre, 2003). Por la cual se definen las Zonas No Interconectadas. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 1993. no. 45.405.

CORREAL, Juan F., et al. Experimental Evaluation of Physical and Mechanical Properties of Glued Laminated Guadua Angustifolia Kunth. En: Construction and Building Materials. Diciembre, 2014.

CREUS SOLÉ, ANTONIO. Aerogeneradores. Cano Pina, 2000. ISBN 978-84-15884-40-8.

EL BASSAM, N; MAEGAARD, P; SCHLICHTING, M., Distributed Renewable Energies for Off-Grid Communities. United States of America: Elsevier, 2013.

HUANG, Xinyue y LORENZO, Rodolfo, Dr. Analysis of the Failure Criterion of bamboo Based on Composite Material Theory. Londres: UCL.

HUGHES, Thomas A. Measurement and Control Basics. ISA, 2015.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización, Bogotá: el Instituto, 2008, p. 1

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: el Instituto, 2008, p. 1

Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá: el Instituto, 1998, p.12

INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZNI. INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZNI - IPSE. Informe Rendición Social De Cuentas 2014 – 2015. Bogotá D.C.: 2015.

INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZNI (IPSE). Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas de Colombia. [diapositivas]. Bogotá D.C.: IPSE, 2014. 57 diapositivas.

JHA, A.R. Wind Turbine Technology. Boca Raton: CRC press, 2011. ISBN 978-1-4398-1507-6.

KALOGIROU, Soteris A. Solar Energy Engineering Processes and Systems: 13.3. Wind Turbines (Second Edition). Reino Unido: Elsevier, 2014.

KEGL, Breda y PEHAN, Stanislav. Small Wind Turbine Rotor Design. Trans Tech Publ, 2015.

KOLLÁE, László P. y SPRINGER, George S. Mechanic of Composites Structures. New York: Cambridge, 2003. ISBN-13 978-0-521-80165-2.

PRACTICAL ACTION. Wind Power Generation. United Kingdom: Practical action, 2012.

PRAMOD, Jain. Wind Energy Engineering. The McGraw-Hill Companies, Inc., 2011.

RASHID, Muhammad H. Power Electronics Handbook - Devices, Circuits, and Applications. United States of America: Elsevier, 2011.

REN21. Global Status Report. Francia: Paris - REN21 secretariat, 2015.

ROMERO, Ignacio. Introducción a la mecánica de sólidos deformables. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, 2014.

SERWAY, Raymond A. JEWETT, John W. Física para ciencias e ingeniería. CENGAGE Learning, 2008.

STAUDT, Lawrence. Future Energy – Improved, Sustainable and Clean Options for Our Planet: Chapter 6 – Wind Energy. ELSEVIER, 2008.

SWANSON ANALYSIS SYSTEM (ANSYS). ANSYS Help Viewer. Fluent Documentation.

SWANSON ANALYSIS SYSTEM (ANSYS). ANSYS Help Viewer. Fluid-Structure Interaction (FSI).

SWANSON ANALYSIS SYSTEM (ANSYS). ANSYS Help Viewer. Mechanical APDL Documentation.

SWANSON ANALYSIS SYSTEM (ANSYS). ANSYS Help Viewer. Mechanical Applications.

TAKEUCHI, Caori Patricia. Caracterización Mecánica del Bambú Guadua Laminado para Uso Estructural. Tesis de doctorado en Ingeniería Ciencia y Tecnología de Materiales. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería, 2014.

THE ARCHIMEDES. Liam F1 Specifications. [catálogo] The Netherlands: The Archimedes.

TODA COLOMBIA. Departamento de Nariño. [En Línea]. <<http://www.todacolombia.com>>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME. Plan Indicativo De Expansión De

Cobertura De Energía Eléctrica 2013 – 2017. Colombia: Ministerio de Minas y Energía, 2014. ISBN 978-958-8363-24-0.

WINEBRAKE, J.J. Alternate Energy - Assessment & Implementation Reference Book. Estados Unidos de América: The Fairmont Press, Inc., 2004.

ZAMANI, Mahdi; MAGHRABE, Mohammad J.; VAREDI, Seyed R. Starting torque improvement using J-shaped straight-bladed Darrieus vertical axis wind turbine by means of numerical simulation. En: Renewable Energy. Abril, 2016. vol. 95, no. 51.

ANEXOS

ANEXO A.

ESPECIFICACIONES TURBINA ESPIRAL.

POWER solutions

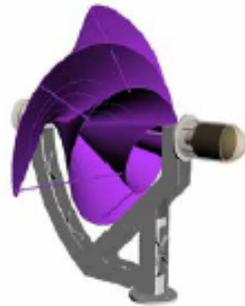
 **the Archimedes**
Taking care of you, safely and soundly



Liam F1 Specifications



Maximum Power	1,50 kW
Rated power at 10 ms-1	510 W
Rated power at 12 ms-1	880 W
Maximum power at 15 ms-1	1.500 W
Cut in wind speed	2,5 ms-1
Cp Blades at 10 m/s	52
Efficiency generator	86%
Overall efficiency	45%
Survival wind speed	35 ms-1 (IEC61400-1 class 2)



Number of blades	3
Blade diameter	1,50 mtr
Production Certificates	ISO 9001, CE, IPE (MCS, CSA)
Patents UWM	more then 5
Inverter/controller	1,5 or 2,0 kW
Type ongrid/off controller	AC-AC on grid tie inverter / off grid AC-DC
Generator - Phases	3
Generator - Poles	12-6 paires
Output voltage	0 - 450 V

 **the Archimedes**

Research & Development

Scheepsbouwweg 8-K12
3089 JW Rotterdam
The Netherlands

+31 (0)10 820 17 27
www.thearchimedes.com *
www.windwaterturbines.com

Maximum RPM at 35 ms-1	400
Operating temperature	-25 <-> +60°C
Safety systems	electrical, mechanical, manual
Turbine controller	Controller (with MPPT)
Starting system	none, self starting
Yaw control	none, yawing by rotorshape

Material blades	Composite Glass Fiber, Brasalt Fiber, PA
Material Body-parts	Hot tub galvanized Steel Alluminium
Weight ±	100 Kg
Length x width x height	1745 x 1345 x 1760 mm
Maintenance-low	only 2 moving parts
Warranty	2 Years limited warranty

ANEXO B.

ESPECIFICACIONES TURBINA TIPO H.



AEOLUS
wind turbine

Aeolos-V
windturbinesabc.com

Aeolos wind turbine
SINCE 1986



Specifications

Generator Type: Three Phase Permanent Magnet

Rotor Height: 3.6m (11.81ft)

Rotor Width: 2.4m (7.87ft)

Turbine Weight: 100kg (225.36lb)

Blade Material: Aluminum Alloy

Blade Quantity: 3 pcs

Working Temperature: -20 °C to 50 °C

Design Lifetime: 20 years

Performance

Rated Power: 3000 W

Max Output Power: 3000 W

Cut In Wind Speed: 2.5m/s (5.51mph)

Rated Wind Speed: 12m/s (26.84mph)

Survival Wind Speed: 20m/s (44.74mph)

Generator Efficiency: 90%

Rated Load: <math>< 45 \text{ dB(A)}</math>

Warranty: 5 year

Safety

Blade SRM Limitation: 320 RPM

PWH Dump Load: SWBox

Mechanical Brake: Manual

Optional

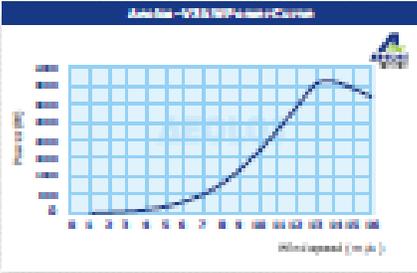
Remote Monitoring System (Internet/Wireless)

Auto Hydraulic Brake System (Unattended Site)

Off Grid: 48V or 120V

Grid Tie: 300V

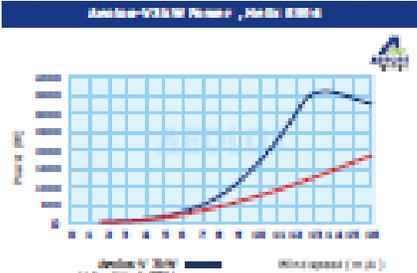
Aeolos-V 3kW Power Curve



Aeolos-V 3kW Wind Turbine Annual Energy Output

Wind Speed (m/s)	Annual Energy Output (kWh)	Wind Speed (m/s)	Annual Energy Output (kWh)
3 m/s	41.3 kWh	10 m/s	1028.0 kWh
4 m/s	141.9 kWh	11 m/s	1423.8 kWh
5 m/s	268.1 kWh	12 m/s	1820.1 kWh
6 m/s	408.8 kWh	13 m/s	2216.6 kWh
7 m/s	498.4 kWh	14 m/s	2613.1 kWh

Aeolos-V 3kW Power , Auto SRM









5 YEAR WARRANTY 

AEOLUS WIND TURBINE S.A. (S.A.)
C/1000 SERRANOS/100001, CAJAS DE SERRANOS
40100, HUELVA, SPAIN
Tel: +34 952 304 200 ext 100
E-mail: sales@aeolus-turbines.com



 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros JAIRO ALBERTO MURILLO RINCON y CRISTIAN CAMILO CABEZAS PORRAS en calidad de titulares de la obra EVALUACIÓN DE MATERIALES ALTERNOS PARA LA FABRICACIÓN DE PEQUEÑAS TURBINAS EÓLICAS EN COLOMBIA, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 16 días del mes de marzo del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Jairo Alberto	Murillo Rincon
Documento de identificación No	Firma
1032470804	<i>Jairo A. Murillo R.</i>

Autor 2

Nombres	Apellidos
Cristian Camilo	Cabezas Porras
Documento de identificación No	Firma
1022390474	<i>Cristian Camilo Cabezas Porras.</i>