



# ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

**GRADO DE INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES**

Título del proyecto:

**Diseño, control y validación experimental en túnel de viento de  
turbinas Darrieus impresas en 3D**

Autor: Asier Diez de Ulzurrun

Directora del proyecto: Idoia San Martín

Codirector del proyecto: Mario García-Sanz

Pamplona, 20/6/2016

---

## AGRADECIMIENTOS

---

Estas líneas van dirigidas a todas aquellas personas que han hecho de mi estancia en Cleveland una auténtica experiencia vital.

En primer lugar, quisiera agradecer a Mario García Sanz y su familia la oportunidad de realizar esta estancia de investigación en la Case Western Reserve University. Gracias Mario por confiar en mí, siempre te recordaré como al sabio que me descubrió el mundo de la investigación, un trabajo con sus momentos alternados de impotencia y éxtasis.

A Fa Wang, por instruirme en el manejo del túnel de viento y las impresoras 3D.

A Idoia San Martin, por tu eficaz ayuda en la corrección del proyecto y la preparación de la defensa.

A Iago Cornés, mi colega melómano, trabajar contigo de voluntario en Urban Squash Cleveland ha sido solo el punto de partida para forjar una gran amistad.

A Amir Sajadi, siempre quise conocer a alguien como tú, una mente sorprendente con genialidades y tribulaciones que me dejan boquiabierto. Nunca olvidaré esas tardes en las que pasábamos en dos minutos de hablar sobre resistencia de la red ante huecos de tensión a conducir con la música a tope en plan “nigga” por las calles de Cleveland, ima city, ma city!.

A mis padres, por vuestro apoyo incondicional, vuestros ánimos y sobre todo por vuestro ejemplo de esfuerzo y dedicación, la fórmula para superar todos los obstáculos y crecer sin límites.

Y finalmente a todos los lectores de este trabajo puesto que es un auténtico honor que el fruto de mi investigación sea leído por otra persona.

Gracias.

---

## RESUMEN

---

Las turbinas eólicas modernas se dividen en dos familias principales, las turbinas de eje horizontal (HAWT) lideradas por el rotor convencional tripala y las turbinas de eje vertical (VAWT) como el Darrieus y el Savonius.

Actualmente, el mercado de la generación eólica, está claramente dominado por las HAWT, una tecnología muy desarrollada que ofrece los mayores rendimientos.

Sin embargo, en el nicho de la generación a pequeña escala, las VAWT presentan una serie de ventajas como un mejor comportamiento ante flujos turbulentos, un menor ruido o un menor coste de construcción y mantenimiento. Estos aerogeneradores, trabajan ante cualquier dirección de viento e incluso ante múltiples flujos simultáneos sin necesidad de ningún sistema de orientación (penémonos). Dichas propiedades, convierten a las VAWT en una de las alternativas más competitivas para aplicaciones de potencia baja-media donde la simplicidad, robustez y minimización del impacto ambiental primen sobre la maximización de la energía extraída.

El presente trabajo expone el cálculo, diseño, construcción, optimización, control MPPT y validación experimental en túnel de viento para una serie de prototipos de VAWT tipo Darrieus. El proyecto analiza si es o no posible hibridar satisfactoriamente el concepto de palas combadas (forma Troposkien) con el concepto Giromill de palas rectas. Esta hibridación presenta, a priori, una serie de ventajas como la reducción de vibraciones, la optimización del ángulo de ataque o el arranque autónomo mediante control de pitch en las palas rectas.

La complejidad del análisis aerodinámico del conjunto, dificulta su estudio mediante métodos de bajo coste computacional como el BEM (Blade Element Momentum). Así pues, el análisis aerodinámico para el diseño de los prototipos exige la adopción de una metodología más avanzada.

El análisis CFD (Computer Fluid Dynamics) por elementos finitos, consiste en discretizar el espacio en pequeños volúmenes de control sobre los que se aplican las ecuaciones de Navier-Stokes. Este análisis tiene un altísimo coste computacional y ello ralentiza el estudio sin siquiera asegurar la fidelidad con la realidad por la peculiar dinámica que muestra el fluido en este tipo de rotor.

En busca de una mayor agilidad y fidelidad, este proyecto basa el desarrollo de la turbina en una combinación de análisis computacional mediante el DMS (Double Multiple Stream, modelo matemático específico para la turbina Darrieus) y la impresión 3D de prototipos diseñados con Solid Works que son testados empleando de forma intensiva un túnel de viento. A lo largo del presente trabajo se detallan los hitos ofreciendo una serie de observaciones sobre lo que funciona, lo que no y a qué se debe.

Se establecen las relaciones entre el comportamiento de los prototipos a escala de laboratorio y el comportamiento de una turbina a escala real, considerando las limitaciones inherentes la laminaridad del flujo que interactúa con los prototipos (número de Reynolds muy bajo). A la vista de los resultados experimentales, se llega a la conclusión de que el aumento en el tamaño de los prototipos permite efectuar una serie de sencillas modificaciones que aseguran la integridad de la estructura e incrementarán de forma considerable la eficiencia en la captación de energía.

Finalmente, se diseña un control MPPT para uno de los prototipos. El proceso de identificación del sistema emplea los resultados experimentales para construir un modelo de la planta utilizando diagramas de bloques. Las simulaciones en Simulink juegan un importante papel en el diseño de un control que tras ser discretizado, se implementa en forma digital operando de forma coordinada con Matlab y Arduino. La experimentación con el sistema PROTOTIPO + GENERADOR + CONTROL MPPT en el túnel proporciona una serie de resultados que son interpretados para identificar posibles mejoras.

---

## NOMENCLATURA

---

VAWT: Turbina de eje vertical

HAWT: Turbina de eje horizontal

DMS: Double multiple Streamtube theory

$TSR = \lambda$ : Relación de velocidades de punta de pala (Tip Speed Ratio)

$\sigma$ : Solidez del rotor

Re: Número de Reynolds

Rotor H: VAWT de palas rectas

NACA: National Advisory Committee for Aeronautics

m: Masa, kg

$\dot{m}$ : Flujo o caudal másico, kg/s

$\rho$ : Densidad, kg/m<sup>3</sup>

h: Altura, m

$h_{ref}$ : Altura de referencia, m

$z_0$ : Longitud de rugosidad

U: Velocidad del viento, m/s

W: Velocidad relativa del viento, m

c: Longitud de cuerda en perfil aerodinámico

$\alpha$ : Ángulo de ataque

$\beta$ : Ángulo de paso

$\phi$ : Ángulo de incidencia

$\theta$ : Posición de pala en una vuelta, rad

N: Número de palas de la turbina

$\mu$ : Viscosidad dinámica del fluido, Pa\*s

$L_c$ : Longitud característica de un cuerpo, m

J: Inercia de la turbina, kg\*m<sup>2</sup>

$\mu_{roz}$ : Inercia de la turbina, kg\*m<sup>2</sup>

$c_p$ : Coeficiente de potencia

$C_{pres}$ : Coeficiente de presión

A: Área de barrido de la turbina, m<sup>2</sup>

R: Radio máximo de la turbina, m

$\Omega$ : Velocidad de giro de la turbina, rad/s

$P_v$ : Potencia del viento, W

$P_c$ : Potencia captada, W

$C_l$ : Coeficiente de sustentación aerodinámica

$C_d$ : Coeficiente de arrastre aerodinámico

$C_m$ : Coeficiente de momento aerodinámico

$C_l/C_d$ : Eficiencia aerodinámica del perfil

L: Fuerza de sustentación aerodinámica, N

D: Fuerza de arrastre aerodinámico, N

M: Momento aplicado sobre la cuerda del perfil aerodinámico, N\*m

$V_g$ : Tensión en bornes del generador, V

$I_g$ : Corriente por la armadura del generador, A

$R_a$ : Resistencia de la armadura del generador,  $\Omega$

$L_a$ : Inductancia de la armadura, H

$E_a$ : Fuerza electromotriz inducida, V

$P_{elec}$ : Potencia eléctrica, W

$P_{mec}$ : Potencia mecánica, W

$T_{mec}$ : Par mecánico, N\*m

$T_{elec}$ : Par eléctrico, N\*m

$T_{roz}$ : Par de frenado por rozamiento, N\*m

$K_t$ : Constante del generador que relaciona  $E_a$  con  $\Omega$  y  $T_{elec}$  con  $I_g$

$\eta$ : Rendimiento del generador

F: Fuerza, N

p: Presión, Pa

$p_{atm}$ : Presión atmosférica, Pa

g: Aceleración de la gravedad, 9.8 m/s<sup>2</sup>

---

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

---

## DOCUMENTO nº1: MEMORIA

1. Motivación.....	pág.1
2. Alcance.....	pág.3
3. Objetivos.....	pág.4
3.1. Objetivo general.....	pág.4
3.2. Objetivos específicos.....	pág.5
4. Introducción a la energía eólica.....	pág.5
4.1. Historia y evolución.....	pág.5
4.2. Recurso eólico.....	pág.7
4.3. Fundamentos aerodinámicos básicos.....	pág.10
4.3.1. Teoría del disco actuador.....	pág.11
4.3.2. Límite de Betz .....	pág.14
4.3.3. Tip Speed Ratio (T.S.R.).....	pág.15
4.3.4. El perfil aerodinámico.....	pág.16
4.3.5. Fuerza de arrastre .....	pág.16
4.3.6. Fuerza de sustentación.....	pág.17
4.3.7. Ángulo de ataque, capa límite y número de Reynolds.....	pág.18
4.3.8. Coeficientes aerodinámicos bidimensionales.....	pág.20
4.4. Aerogeneradores de eje vertical (VAWT).....	pág.21
4.4.1. El Savonius.....	pág.22
4.4.2. El Darrieus.....	pág.22
4.4.2.1. El Darrieus Troposkien.....	pág.22
4.4.2.2. El Darrieus Giromill o H-type.....	pág.23
4.4.2.3. Funcionamiento del concepto Darrieus.....	pág.24
5. Prototipado del híbrido Troposkien-Giromill.....	pág.26
5.1. Ventajas, desventajas y nuevas posibilidades del prototipo.....	pág.26
5.2. Diseño del primer prototipo.....	pág.29
5.2.1. Geometría del perfil de pala.....	pág.29
5.2.2. Análisis de perfiles en XFOIL.....	pág.30
5.2.2.1. Software XFOIL .....	pág.30
5.2.2.2. Selección del perfil aerodinámico con XFOIL.....	pág.30
5.2.3. Conclusiones para el diseño de pala.....	pág.36
5.2.4. Diseño prototipo 1 en Solid Works.....	pág.39
5.2.4.1. Paso 1: Diseño de pieza.....	pág.39
5.2.4.2. Paso 2: Ensamblaje en Solid Works.....	pág.43
5.2.4.3. Paso 3: Andamiado de piezas.....	pág.43
5.3. Fabricación de prototipos.....	pág.44
5.3.1. Impresión 3D.....	pág.44
5.3.2. Tratamiento superficial.....	pág.46
5.3.3. Montaje.....	pág.47
5.4. Túnel de viento.....	pág.49

5.5. Test en túnel de viento. Serie de test 1 .....	pág.52
5.5.1. Descripción de la prueba.....	pág.52
5.5.2. Test comparativo PROTOTIPO 1 vs POTOTIPO 2.....	pág.54
5.5.3. Test comparativo del Híbrido Troposkien-H en distintas configuraciones.....	pág.56
5.5.3.1. Test con la estructura en H del híbrido en diferentes radios.....	pág.56
5.5.3.2. Test con la estructura en H del híbrido en diferentes alturas con R=4cm.....	pág.57
5.5.3.3. Conclusiones sobre el híbrido tras la experimentación.....	pág.57
5.5.4. Estudio de la turbina tipo H o giromill.....	pág.57
5.8. Simulación aerodinámica con Qblade.....	pág.59
5.9. Turbinas Troposkien con distintas cuerdas .....	pág.63
5.9.1. Estructuras multipropósito .....	pág.64
5.9.2. Palas de distinta cuerda.....	pág.65
5.9.3. Serie de test 2.....	pág.66
5.9.3.1. Experimentos con 2 palas.....	pág.67
5.9.3.2. Experimentos con 3 palas.....	pág.68
5.9.3.3. Experimentos con 4 palas.....	pág.69
5.10. Prototipo 3. Híbrido Troposkien-H mejorado.....	pág.70
5.10.1. Diseño y construcción del Prototipo 3.....	pág.70
5.10.2. Experimento con el Prototipo 3.....	pág.71
6. Control MPPT para el Prototipo 1.....	pág.72
6.1. Modelizado para identificación del sistema.....	pág.73
6.1.1. Obtención de la ecuación $C_p$ ( $TSR$ ).....	pág.73
6.1.2. Obtención de la ecuación $K_t$ ( $\Omega$ ).....	pág.74
6.1.3. Obtención de la inercia ( $J$ ) del conjunto.....	pág.75
6.1.4. Modelo final de la planta.....	pág.77
6.2. Experimento real vs simulado. Ajuste de $\gamma$ y $J$ .....	pág.80
6.3. Control MPPT con curva de máxima potencia en Simulink.....	pág.83
6.3.1. Obtención de la curva de máxima potencia.....	pág.83
6.3.2. Diagrama de bloques del control.....	pág.85
6.3.3. Simulación de control con sensor de velocidad .....	pág.86
6.3.4. Simulación de control con sensor de tensión.....	pág.88
6.4. Discretización del controlador con transformada Z .....	pág.91
6.5. Implementación real y test con túnel a viento variable.....	pág.95
6.5.1. Implementación con sensor de tensión.....	pág.95
6.5.1.1. Experimento MPPT a baja velocidad de viento.....	pág. 96
6.5.1.2. Experimento MPPT a mayor velocidad de viento.....	pág.99
6.5.1.3. Aproximación mejorada de la velocidad de giro con sensores de corriente y tensión.....	pág.101
6.5.2. Implementación con sensor de velocidad.....	pág.103
7. Conclusiones y líneas futuras.....	pág.106
8. Bibliografía.....	pág. 108

## **DOCUMENTO n 2: ESTUDIO ECONÓMICO**

1. Costes del proyecto.....	pág.1
2. Viabilidad económica.....	pág.3

## **DOCUMENTO n 3: PLANOS**

---

## 1. Motivación

---

La competitividad de la generación renovable se ha visto mermada tras dos años de fuertes caídas en el precio del petróleo (años 2014-2016). La agresiva política de precios que los países árabes están imponiendo para conservar su cuota de mercado ante el auge del fracking estadounidense, ha provocado un descenso generalizado en el precio de los combustibles fósiles. Sin embargo, a medida que esta la situación político-económica tan convulsa se estabilice, se prevé un progresivo incremento en precio de los combustibles fósiles en el medio-largo plazo.

Desde hace ya varias décadas, una creciente preocupación ante el cambio climático y la búsqueda de una mayor independencia energética que protegiese sus economías ante las fluctuaciones en el precio del crudo (Crisis del petróleo de 1973 y 1978), ha llevado a numerosos países (entre ellos se hallaba España) a apostar por el desarrollo de nuevas fuentes de generación renovable.

Hoy en día, la tendencia hacia una generación más distribuida es ya una realidad. Las pérdidas de energía, el elevado coste de mantenimiento y el impacto visual de las largas líneas de transmisión, sugieren que la forma más eficiente de generación eléctrica es aquella que se efectúa cerca del consumo. La distribución de las unidades generadoras, permitirá descongestionar las redes e incrementar la penetración de las fuentes renovables intermitentes (eólica y solar) sin afectar críticamente a la estabilidad del sistema eléctrico.

Tras una constante labor de investigación y desarrollo en energía eólica, Navarra se ha convertido en la comunidad líder del sector albergando el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) y empresas punteras a nivel mundial como Gamesa, Ingeteam o Acciona WindPower. Hoy en día, la turbina eólica de eje horizontal (HAWT) se ha abierto paso para fundar todo un nuevo sector de generación eólica en rápido crecimiento que ya satisface el 20% de la demanda energética española.

Por otro lado, existe otra tecnología descubierta ya a principios del siglo XX, cuyo estado de desarrollo es prácticamente embrionario, se trata de la turbina eólica de eje vertical (VAWT). Esta tecnología no solo está todavía muy lejos de alcanzar la madurez técnica que la convierta en una alternativa económicamente viable, sino que, además, requiere del esfuerzo investigador que permita comprenderla en profundidad.

De hecho, debido a la peculiar orientación de su eje con respecto de la dirección del viento, el estudio de su aerodinámica es mucho más complejo que el de las HAWT.

Mientras que la superficie de barrido de las HAWT es perpendicular al viento, las palas de las más populares de las VAWT basadas en el concepto Darrieus, siguen una trayectoria que las hace alternar entre las posiciones de barlovento y sotavento afectándose entre sí y siendo afectadas por el eje.

El estudio del comportamiento de palas cuyos perfiles aerodinámicos, son sometidos a variaciones en ángulo de ataque muy rápidas a lo largo de cada revolución, resulta extremadamente complejo y las imprecisiones inherentes a los modelos más avanzados de la actualidad, quedan aún por resolver.

Los perfiles aerodinámicos experimentan rápidas variaciones en las fuerzas de sustentación y de arrastre que harán negativo el par sobre las palas en determinadas posiciones de cada revolución. Pese a que el par fluctúa siguiendo una senoidal, no se trata de un seno centrado en cero y la integral a lo largo de una revolución, es positiva. Estas oscilaciones de par, inherentes a la propia aerodinámica del VAWT provocarán vibraciones a la frecuencia de giro.

Las más eficientes de estas turbinas no son capaces de arrancar por sí mismas, necesitan una mayor longitud de pala para barrer la misma área y existe un consenso de que difícilmente podrán alcanzar las eficiencias logradas por sus homologas de eje horizontal.

Sin embargo, ahora mismo, estas turbinas ya presentan una serie de ventajas en torno al coste y la robustez que las hacen tan competitivas y más prometedoras que las HAWT en la generación a pequeña escala (<15KW) donde la capacidad de estar largos periodos de tiempo sin ningún tipo de mantenimiento o con un mantenimiento de extrema sencillez es una ventaja competitiva fundamental. Esta tecnología puede convertirse en la mejor candidata para ser hibridada con los sistemas de generación fotovoltaica. Su capacidad de operar con costes de O&M (operación y mantenimiento) muy bajos al igual que la fotovoltaica y la complementariedad entre recurso eólico y solar (sopla más viento por la noche y solo hay radiación solar durante el día) hace de los sistemas híbridos una de las mejores alternativas para reducir la necesidad de almacenamiento en los sistemas aislados.

Este trabajo de fin de grado viene motivado por una estancia de investigación de 3 meses en el Control & Energy Systems Center (CESC) de la Case Western Reserve University (Cleveland, USA). El laboratorio 603 situado en la sexta planta del edificio Olin y provisto de instalaciones experimentales (túnel de viento e impresoras 3D) ofreció al alumno Asier Diez de Ulzurrun la oportunidad de iniciar una línea de investigación sobre turbinas de eje vertical cuyas primeras conclusiones se expondrán aquí.

El presente trabajo recoge parte de una investigación que por su carácter transversal (aerodinámica, diseño CAD, manufactura, simulación, control de maquina DC y experimentación en túnel de viento) permitió al alumno asentar muchos de los conocimientos adquiridos en distintas asignaturas a lo largo del Grado en Ingeniería de tecnologías Industriales (Universidad Pública de Navarra).



---

## 2. Alcance

---

En el contexto de esta memoria se han diseñado, construido y validado experimentalmente una serie de prototipos de turbina Darrieus.

El diseño se efectúa a partir de los resultados obtenidos del estudio aerodinámico con XFOIL, un software aeronáutico para el diseño y análisis subsónico de perfiles aislados.

Las dimensiones de los prototipos vienen limitadas por el tamaño de la cámara de pruebas y el sistema de amarres del túnel de viento.

El diseño 3D se efectúa empleando el software CAD (Computer aided design) SOLIDWORKS.

La manufactura de cada prototipo comienza con la impresión 3D de cada pieza a partir de los archivos STL generados por SOLIDWORKS y se completa empleando maquinaria ligera de bricolaje (Taladro, papel de lija, lima, tornillos, tuercas, arandelas, pegamento....) y tratamientos superficiales sencillos (baño de piezas en propanona y lacado spray).

Los test en el túnel de viento se efectúan empleando equipamiento de control básico (Microcontroladores Arduino, Matlab y NXT lego), generador DC (E-motor) y sensores de tensión, corriente y posición Lego.

Este trabajo no contempla la construcción del túnel de viento llevada a cabo por el Profesor Mario Garcia-Sanz, Dr. Eng. y su asistente de laboratorio el candidato a Doctor Fa Wang.

La electrónica de potencia empleada en el túnel fue diseñada e implementada por el egresado de la Universidad Pública de Navarra Iñigo Jimenez Anchustegui-Etxarte y tampoco se contempla en el trabajo.

Una vez validado de forma experimental el comportamiento de los primeros prototipos, se recurre a la simulación computacional antes de la construcción de modelos optimizados para ahorrar tiempo de manufactura. Las simulaciones basan el cálculo en el modelo Double Multiple Stream Theory (DMS). Asumiendo las limitaciones del modelo DMS a altas solidez de rotor o alto "TSR", se trata de obtener pistas sobre cuál es la longitud de cuerda ideal para los perfiles, cuantas palas se deben emplear, el efecto del radio de offset para el inicio de pala Troposkien, etc.

Por otro lado, se diseña, simula, implementa y valida en el túnel, un control MPPT basado en la curva de potencia-velocidad óptima que es calculada mediante una aproximación polinómica de la curva  $C_p$ - $\lambda$  obtenida controlando la tensión en un experimento a velocidad de viento fija de 6.85m/s.

Pese a que el proyecto va encaminado a la construcción de una turbina híbrida con control de pitch, los experimentos se realizan solo para un pitch neutro fijo. Ello se debe a que los modelos son demasiado frágiles y necesitan de un control de pitch excesivamente rápido para trabajar a las 1000rpm a las que llegan los modelos cuando alcanzan velocidades de punta de pala aceptables.

$$(V_{punta\ pala} = \Omega * R \rightarrow Si\ R \downarrow \rightarrow \Omega \uparrow\uparrow).$$

Así pues, esta memoria no recoge más que el inicio de una línea de investigación cuyo siguiente paso es la construcción de un prototipo mayor a una escala de al menos 4:1 (a partir de un metro de altura y un radio en el ecuador de pala mayor de 0.4 metros) con respecto a los modelos. De esta forma quedan ampliamente superadas muchas de las limitaciones de los modelos estudiados (muy bajo Reynolds, excesiva velocidad de giro...). La mayor robustez de las palas permitiría obtener datos consistentes sobre el funcionamiento del control de pitch en el prototipo híbrido sugerido por el autor.

---

## 3. Objetivos

---

### 3.1. Objetivo general

El objetivo general de este proyecto es el estudio de la turbina de eje vertical Darrieus para el desarrollo de un prototipo híbrido empleando combinadamente software de simulación y los test en túnel. Con ello se pretende conocer a partir de la observación experimental, el funcionamiento de este dispositivo para extraer conclusiones de qué es lo que se debe hacer.

No se busca optimizar el diseño aerodinámico de un aerogenerador existente. Para ello se deberían construir prototipos de gran tamaño que serían probarlos en túneles de cuantificado (presupuestos millonarios, absolutamente nada que ver).

Lo que realmente se pretende, es emplear el túnel de viento como una herramienta para comparar el comportamiento de diseños muy diversos en muy poco tiempo y poder extraer conclusiones. En definitiva, se aprovechan las ventajas en tiempo y coste del prototipado rápido asumiendo las limitaciones inherentes a la escala y el material empleado.

Además, se tiene como objetivo diseñar e implementar a partir de los resultados experimentales un control MPPT capaz de maximizar la potencia extraída por los prototipos. Esto exige profundizar en las ecuaciones que rigen el sistema GENERADOR+TURBINA durante la modelización en Simulink.

### **3.2. Objetivos específicos**

Los objetivos específicos de este trabajo se enuncian a continuación:

- Elección del perfil óptimo.
- Diseño Solidworks.
- Manufactura (Impresión 3D y bricolaje).
- Experimentación en túnel de viento para hallar curvas Cp-TSR (Curvas de eficiencia).
- Simulación aerodinámica con modelo DMS.
- Identificación de planta con Simulink.
- Diseño control MPPT.
- Implementación control MPPT.
- Experimentación del control MPPT en túnel de viento.

Estas acciones serán llevadas a cabo en orden cronológico con la salvedad de la experimentación en el túnel de viento y la manufactura. Desde el comienzo del trabajo hasta el final se han realizado sucesivos intentos para construir y probar prototipos cada vez mejores.

---

## **4. Introducción a la energía eólica**

---

### **4.1. Historia y evolución**

Hace ya más de seis mil años que el ser humano agudiza su ingenio para obtener energía del viento (los egipcios ya navegaban a vela en el año 4.500 a.C.). Esta fuente de energía gratuita, limpia e inagotable ha sido aprovechada para moler trigo, bombear agua, impulsar barcos....

Los primeros molinos aparecieron en Persia hacia el siglo XII d.C.. Estas primeras turbinas eólicas, utilizaban el concepto VAWT para moler trigo y bombear agua.

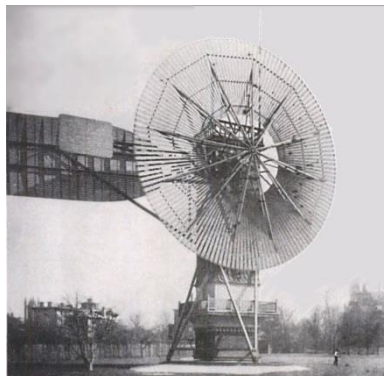


**Figura n°1.**  
**Molino Nashtifan (Iran, dinastía Safavid)**  
**Fuente: Ghader Agheli**

Es en el siglo XIII cuando los molinos se extienden por toda Europa adquiriendo especial importancia en países como Holanda y Bélgica.

Con el desarrollo de la máquina de vapor y la llegada de la revolución industrial, los combustibles fósiles se consolidan como fuente de energía generalizada y el desarrollo de la turbina eólica se ve interrumpido.

El primer molino destinado a la generación de energía eléctrica (aerogenerador) fue fabricado en el año 1886 por el inventor, emprendedor y filántropo estadounidense Charles Francis Brush. Empleaba un rotor de 17 metros de diámetro con 144 palas de madera (modelo multipala americano) y un generador de corriente continua con una potencia de 12 kW.



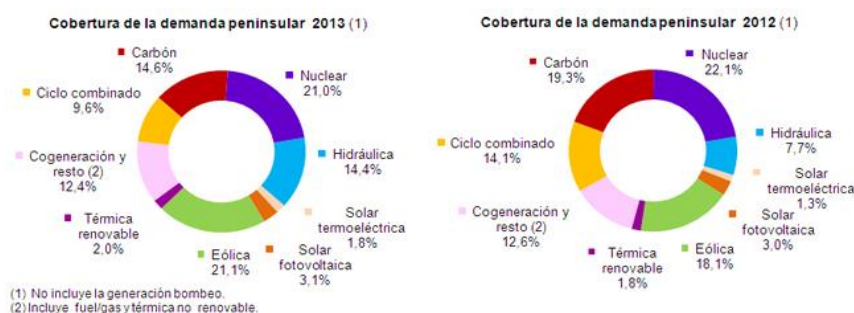
**Figura nº2.**  
**Primer aerogenerador construido por Charles Brush.**  
**Fuente:** [Fuente:https://en.wikipedia.org/wiki/Charles\\_F.](https://en.wikipedia.org/wiki/Charles_F.)

A partir del rápido desarrollo de la aeronáutica durante las guerras mundiales (avances en la tecnología de hélices), los aerogeneradores de eje horizontal comienzan a aparecer cada vez con mayor frecuencia.

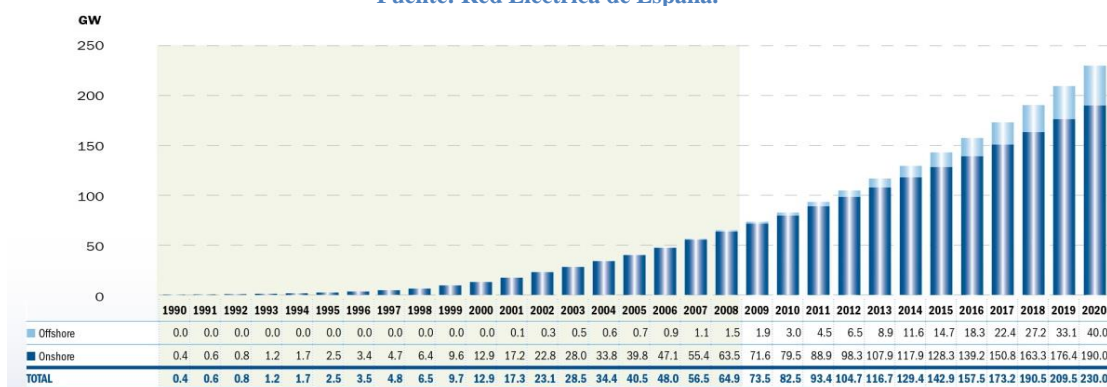
El desarrollo de la turbina de eje vertical es más lento y no se beneficia tanto de los avances aeronáuticos de la época. En 1925 el finlandés Sigurd J. Savonius inventa el rotor de eje vertical que lleva su nombre, y en 1931, el ingeniero francés Georges Darrieus, patenta en Estados Unidos un nuevo rotor de eje vertical. Este último, tras caer en el olvido, resurge en crisis del petróleo de la década de los 70. Es entonces cuando los laboratorios Sandía en Albuquerque (Nuevo México), comienzan a comercializarlos con éxito aprovechándose del coste prohibitivo del crudo.

A partir de las crisis del petróleo de 1973 y 1979 se empieza a tomar conciencia de que los yacimientos petrolíferos irían agotándose. En la búsqueda de la independencia energética ante las agresivas fluctuaciones en el precio del crudo, las naciones industrializadas incrementarán sus esfuerzos por desarrollar fuentes de energía alternativas.

El estado actual de la energía eólica permite su explotación con fiabilidad técnica, rentabilidad económica e impactos ambientales poco significativos. La industria eólica ha superado la etapa de I+D (investigación y desarrollo) y ya se explota de forma industrial. Las máquinas actuales tienen potencias elevadas (del orden de 800-4000 kW), y la producción de energía eólica ha dejado de ser considerada como una demanda negativa despreciable por parte del operador del sistema. El rápido desarrollo tecnológico e industrial del sector a lo largo de las últimas dos décadas, convirtió a España en el primer país del mundo donde la principal fuente de energía eléctrica a lo largo de un año ventoso es la eólica (21,1% del total, año 2013).



**Figura nº3.**  
Cobertura de la demanda en el sistema eléctrico español.  
Fuente: Red Eléctrica de España.



**Figura nº4.**  
Previsión de la capacidad mundial de generación eólica.  
Fuente: EWEA

Desgraciadamente, la situación actual de la eólica en España, es, al igual que la del resto de energías renovables, el estancamiento.

## 4.2. Recurso eólico

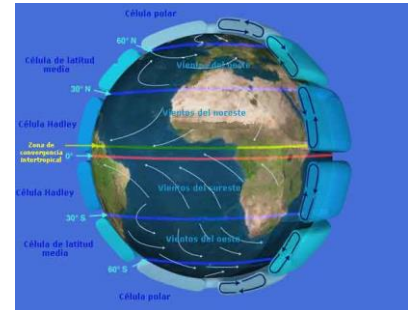
El viento es el desplazamiento de masas de aire desde las zonas de alta presión atmosférica hacia las zonas de menor presión con una velocidad que depende del gradiente de presión entre ellas. El origen de estos gradientes de presión es el Sol. La radiación solar no calienta la superficie terrestre de forma uniforme.

El aire de las zonas más calientes pierde densidad y se eleva mientras que el más frío y pesado procedente de zonas más frías ocupa su lugar en un movimiento llamado viento.

De acuerdo con la escala del recorrido de los vientos, estos pueden clasificarse en 3 tipos:

- Vientos planetarios:

Se generan a partir del efecto Coriolis debido a la rotación de la tierra disponiéndose en cinturones situados en latitudes ecuatoriales, subtropicales y polares. Estos vientos son conocidos como “alisios” en las latitudes intertropicales y vientos del oeste en las latitudes templadas.



**Figura nº5.**  
**Vientos planetarios.**

Fuente: <https://es.wikipedia.org/wiki/Viento>

- Vientos regionales:

Son consecuencia de la distribución de las masas de tierra, mar y grandes relieves continentales.



**Figura nº6.**  
**Vientos regionales**

Fuente: <http://geochena.blogspot.com/es/>

- Vientos locales:

Dependen de las características geográficas de una zona concreta valle, montaña, glaciar, zona costera.....

Ejemplo: Brisa marina en zonas costeras



**Figura nº7.**  
**Brisa marina ciclo día-noche.**  
**Fuente:**

Si bien las causas y los efectos de la formación de las corrientes son bien conocidas, existen tantos factores a tener en cuenta que su comportamiento puede ser a menudo impredecible.

Para estimar la probabilidad de que una determinada velocidad de viento se dé en un lugar concreto se utiliza la distribución Weibull y para además conocer su dirección la Rosa de los vientos.

Estas son herramientas fundamentales a la hora de determinar si un emplazamiento es adecuado.

La distribución Weibull representa la frecuencia con la que aparece cada velocidad del viento. Cuanto más a la derecha y centrada aparezca la distribución, mayor será el potencial del emplazamiento.

La rosa de los vientos indica no solo la probabilidad de que se dé una velocidad de viento (en escala de colores) sino también su dirección.

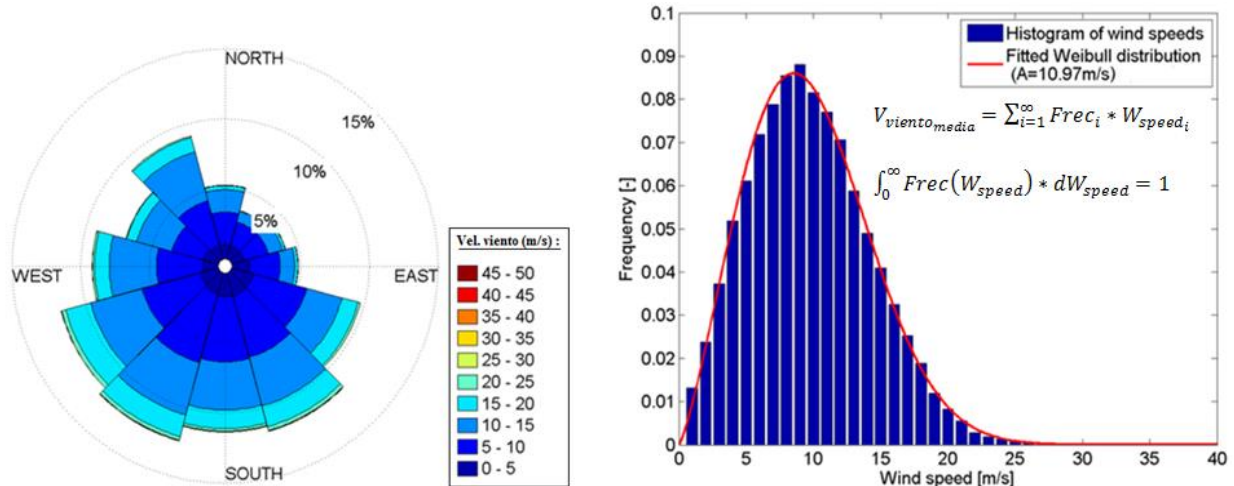


Figura nº8.  
Rosa de los vientos y distribución Weibull.  
Editado de fuente: <http://www.mdpi.com/>

Por otro lado, la rugosidad del terreno tiene una gran influencia en la velocidad del viento. Una mayor rugosidad del terreno (obstáculos; arboles, edificios...), reduce la velocidad a la que se desplaza el viento. Una mayor separación con respecto del suelo (mayor altura), dará lugar a un significativo incremento de la velocidad del viento, especialmente cuando el terreno es rugoso.

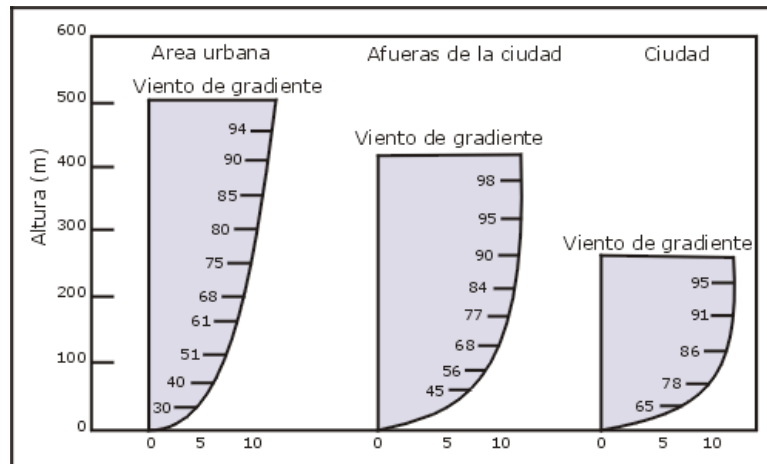
La velocidad que tiene el viento ( $U_v$ ) a una determinada altura (h) se puede calcular a partir de la ecuación nº0 siendo " $U(h_{ref})$ " la velocidad del viento medida a una altura de referencia con respecto del suelo y " $Z_0$ " la longitud de la rugosidad.

$$U(h) = U(h_{ref}) * \frac{\ln\left(\frac{h}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{referencia}}{Z_0}\right)} \quad Ec. n^o 0$$

TIPO DE PAISAJE	CLASE DE RUGOSIDAD	LONGITUD DE RUGOSIDAD (m)
Superficie del agua	0	0.0002
T. agrícola abierto	1	0.03
T. agrícola con casas y setos	2	0.1
Pueblos	3	0.4
Ciudades grandes	4	1.6

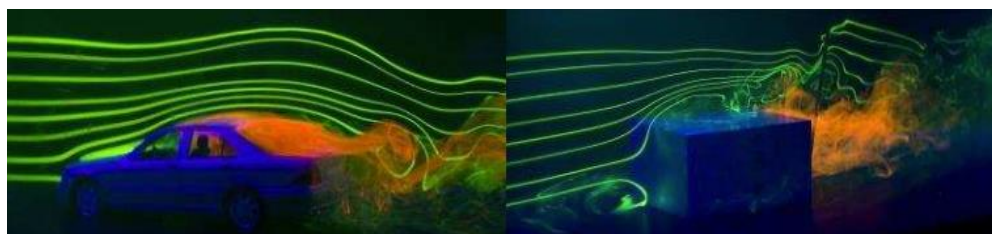
Figura nº9. Tabla 1.  
Tabla de rugosidades.

Cuando el flujo del viento interactúa con la superficie de la tierra se reduce su velocidad. Las capas de fluido más cercanas a la superficie sufren una mayor fricción y aparece un gradiente de velocidades. Las características del gradiente de velocidades dependerán de la rugosidad del terreno. Cuanto mayor sea dicha rugosidad, más pronunciado será el gradiente de velocidades y la velocidad del viento crecerá más rápido al incrementarse la altura con respecto del suelo.



**Figura nº10.**  
**Gradiente de velocidad del viento según la rugosidad.**  
 Fuente: <http://www.bvsde.paho.org/>

Debido a la rugosidad del terreno, el desplazamiento local de las corrientes a través de los múltiples obstáculos de las zonas urbanas provoca en el fluido una transición de laminar a turbulento a la vez que reduce su velocidad (ver figura nº11).



**Figura nº11.**  
**Transición flujo laminar a turbulento.**  
 Fuente: <http://www.vetpraxis.net/>

### **4.3. Fundamentos aerodinámicos básicos**

Antes de explicar el funcionamiento de los distintos tipos de aerogeneradores, este apartado pretende proveer al lector de unas nociones básicas sobre la teoría del disco actuador que se emplea comúnmente para describir de forma simplificada la transmisión de energía desde el viento a una turbina eólica ideal. El modelo matemático empleado para simular el comportamiento de los prototipos en este trabajo (modelo Double Multiple Stream) solo es una interpretación avanzada de la teoría del disco actuador por lo que una detenida lectura de este apartado resulta recomendable para comprender mejor la mecánica que siguen las simulaciones y la forma de analizar los resultados experimentales.



### 4.3.1. Teoría del disco actuador

Se considera una turbina ideal con un número infinito de palas, representada por un disco de espesor nulo y área igual a la superficie barrida por el rotor (disco actuador).

Se establecen una serie de hipótesis iniciales en torno al comportamiento y propiedades del fluido:

- Flujo incompresible.
- Flujo no viscoso.
- Flujo estacionario (variación de sus propiedades en un punto a lo largo del tiempo es nula).
- Velocidad inducida uniforme y unidimensional.
- Pérdidas por efecto estela despreciadas.

La energía cinética ( $E_c$ ) que posee una masa "m" de viento que se mueve a una velocidad "U" será:

$$E_c = \frac{1}{2} * m * U^2 \quad (J) \quad \text{Ec. nº 1}$$

La energía de las partículas que atraviesan el disco por unidad temporal será la potencia cinética ( $P_c$ ):

$$P_c = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} * m * U^2 \quad (W)$$

La velocidad del viento que atraviesa el disco considera constante (flujo estacionario) así que:

$$P_c = \frac{dE_{cinética}}{dt} = \frac{1}{2} * \frac{dm}{dt} * U^2$$

El caudal másico puede descomponerse en densidad, área de sección del disco y velocidad del flujo:

$$\frac{dm}{dt} = \frac{d(\rho * Vol)}{dt} = \rho * A * U$$

Así pues, se deduce que la potencia del viento crece con el cubo de su velocidad.

$$P_v = \frac{1}{2} * \rho * Area * U^3 \quad \text{Ec. nº 2}$$

El flujo de aire se desplaza por un tubo de corriente imaginario en forma de difusor que aloja al disco (ver figura nº12). A medida que el fluido se expande a través del difusor pierde parte de su velocidad y gana presión, sin embargo, el caudal másico que atraviesa cada sección de tubo es el mismo.

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_2 = \dot{m}_3 = \dot{m}_4 = \dot{m}$$

$$\rho * A_1 * U_1 = \rho * A_2 * U_2 = \rho * A_3 * U_3 = \rho * A_4 * U_4 \quad \text{Ec. nº 3}$$

En el paso por el disco:  $A_2 = A_3 \rightarrow U_2 = U_3$

El tubo finalizado en difusor es un caso típico donde se cumple el principio de Bernoulli:

$$\frac{1}{2} * m * U^2 + m * g * h + E_{pres} = cte$$

$$\frac{1}{2} * \rho * Vol * U^2 + \rho * Vol * g * h + E_{pres} = cte$$

$$\frac{1}{2} * \rho * U^2 + \rho * g * h + p = cte$$

Ec. n° 4

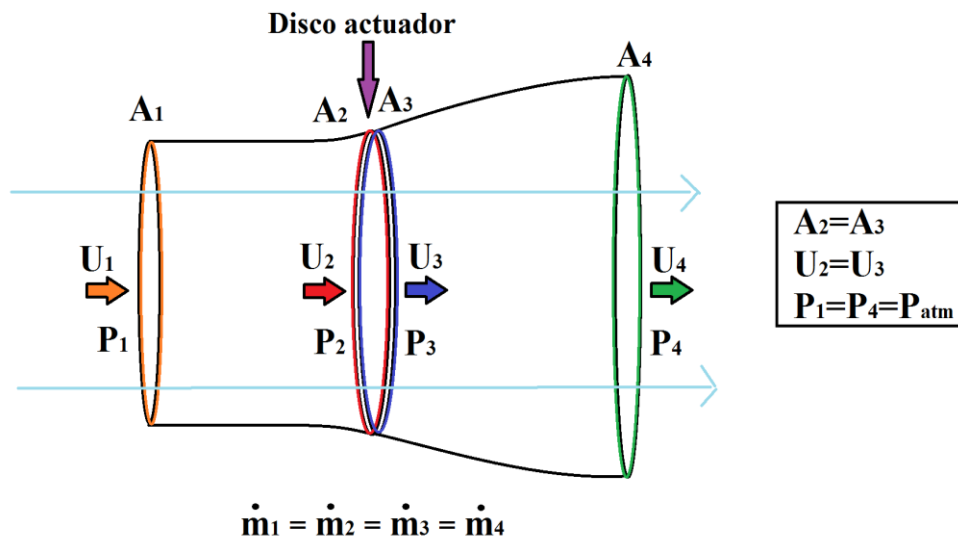


Figura n°12.  
Disco actuador

Entre las secciones A1 y A2 se cumple:

$$\frac{1}{2} * \rho * U_1^2 + \rho * g * h_1 + P_1 = \frac{1}{2} * \rho * U_2^2 + \rho * g * h_2 + P_2$$

$$\frac{1}{2} * \rho * U_1^2 + P_{atm} = \frac{1}{2} * \rho * U_2^2 + P_2$$

Ec. n° 5

Entre las secciones A3 y A4 se cumple:

$$\frac{1}{2} * \rho * U_3^2 + P_3 = \frac{1}{2} * \rho * U_4^2 + P_{atm}$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones quedará:

$$P_{atm} = \frac{1}{2} * \rho * (U_3^2 - U_4^2) + P_3 = \frac{1}{2} * \rho * (U_2^2 - U_1^2) + P_2$$

$$P_2 - P_3 = \frac{1}{2} * \rho * (U_3^2 - U_4^2) - \frac{1}{2} * \rho * (U_2^2 - U_1^2)$$

Ec. n° 6

Entre las secciones A2 y A3 se cumple: ( $U_2 = U_3$  ,  $A_2 = A_3 = A_{rotor}$  )

$$\frac{1}{2} * \rho * U_2^2 + P_2 = \frac{1}{2} * \rho * U_3^2 + P_3 + \frac{F_{rotor}}{A_{rotor}}$$

$$\frac{F_{rotor}}{A_{rotor}} = P_2 - P_3 \quad \text{Ec. n}^\circ 7$$

La cantidad de movimiento del fluido entre los extremos del tubo se conserva por lo que se deduce que la fuerza aplicada por el fluido sobre el rotor depende del caudal másico y la pérdida de velocidad desde la entrada a la salida del tubo:

$$\dot{m} * U_1 = \dot{m} * U_4 + F_{rotor}$$

$$F_{rotor} = \dot{m} * (U_1 - U_4) \quad \text{Ec. n}^\circ 8$$

A partir de las ecuaciones n°7 y n°8 se obtiene:

$$P_2 - P_3 = \frac{\dot{m}}{A_{rotor}} * (U_1 - U_4) \quad \text{Ec. n}^\circ 9$$

Sustituyendo la ecuación n°9 en la ecuación n°6 se tiene:

$$\frac{\dot{m}}{A_{rotor}} * (U_1 - U_4) = \frac{1}{2} * \rho * (U_3^2 - U_4^2) - \frac{1}{2} * \rho * (U_2^2 - U_1^2)$$

$$\frac{\rho * A_{rotor} * U_2}{A_{rotor}} * (U_1 - U_4) = \frac{1}{2} * \rho * (U_3^2 - U_4^2) - \frac{1}{2} * \rho * (U_2^2 - U_1^2)$$

Teniendo en cuenta que:  $A_2 = A_3 = A_{rotor} \rightarrow U_2 = U_3$

$$\rho * U_2 * (U_1 - U_4) = \frac{1}{2} * \rho * (U_2^2 - U_4^2) - \frac{1}{2} * \rho * (U_2^2 - U_1^2)$$

$$\rho * U_2 * (U_1 - U_4) = \frac{1}{2} * \rho * (-U_4^2) + \frac{1}{2} * \rho * (U_1^2)$$

$$U_2 = U_3 = \frac{U_1 + U_4}{2} \quad \text{Ec. n}^\circ 10$$

A partir de la ecuación n°10 se concluye que el fluido pierde la mitad de su velocidad antes de atravesar la turbina y la otra mitad tras haberla atravesado.

### 4.3.2. LÍMITE DE BETZ

La potencia captada por el aerogenerador se define como la diferencia entre la energía que lleva el viento antes de pasar por el rotor y la que lleva después de pasar por él.

$$P_c = \frac{\Delta E_c}{\Delta t} = \frac{1}{2} * \dot{m} * (U_1^2 - U_4^4)$$

La velocidad del flujo másico ( $\dot{m}$ ) que atraviesa el disco actuador es la media entre la velocidad del flujo no perturbado a barlovento y la velocidad del flujo estabilizado a sotavento (ecuación nº10):

$$\dot{m} = \rho * A_{rotor} * \frac{U_1 + U_4}{2}$$

La potencia captada quedará:  $P_c = \frac{1}{2} * \rho * A_{rotor} * \frac{U_1 + U_4}{2} * (U_1^2 - U_4^4)$  Ec. nº 11

El coeficiente de potencia ( $C_p$ ) se define como la relación entre la potencia extraída del viento y la que el viento posee, es decir la eficiencia de un rotor a la hora de captar energía del viento:

$$C_p = \frac{P_{captada}}{P_{viento}} = \frac{\frac{1}{2} * \rho * A_{rotor} * \frac{U_1 + U_4}{2} * (U_1^2 - U_4^4)}{\frac{1}{2} * \rho * A_{rotor} * U_1^3} = \frac{U_1 + U_4}{2} * \frac{(U_1^2 - U_4^4)}{U_1^3}$$

$$C_p = \frac{1}{2} * \left( 1 + \frac{U_4}{U_1} - \left( \frac{U_4}{U_1} \right)^2 - \left( \frac{U_4}{U_1} \right)^3 \right) \quad \text{Ec. nº 12}$$

Para obtener el máximo coeficiente de potencia se iguala a cero su derivada con respecto de  $\frac{U_4}{U_1}$  :

$$\frac{dC_p}{d\left(\frac{U_4}{U_1}\right)} = 1 - 2 * \frac{U_4}{U_1} - 3 * \left(\frac{U_4}{U_1}\right)^2 = 0 \quad \text{Ec. nº 13}$$

$$\left(\frac{U_4}{U_1}\right)_1 = -1 \rightarrow \text{Rechazado!}$$

$$\left(\frac{U_4}{U_1}\right)_2 = \frac{1}{3} \rightarrow \text{Aceptado!}$$

$$C_{p_{\text{máximo}}} = C_p\left(\frac{1}{3}\right) = \frac{16}{27} \approx 0.5926 \quad \text{LÍMITE DE BETZ: } C_p < 0.592$$

Límite de Betz es un límite teórico ideal que no puede ser alcanzado en la realidad por los siguientes factores:

- Resistencia aerodinámica de las palas.
- La compresibilidad del fluido.
- La interferencia de las palas.

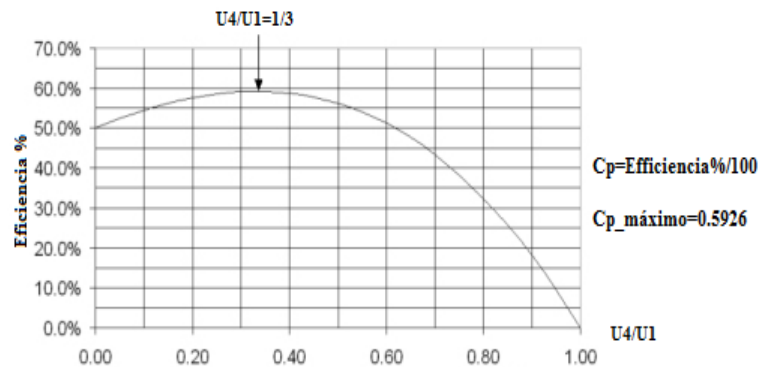


Figura nº13.  
Límite de Betz.

### 4.3.3. Tip Speed Ratio (T.S.R.)

El Tip Speed Ratio (T.S.R.) o velocidad específica de punta de pala, es la relación entre la velocidad lineal de la punta de las palas ( $\Omega * R$ ) y la velocidad del viento ( $U_v$ ) donde “R” es el radio de la turbina en el ecuador de la pala y “ $\Omega$ ” es la velocidad de giro de la turbina (véase la ecuación nº14).

$$T.S.R. = \lambda = \frac{\Omega * R}{U} \quad \text{Ec. nº 14}$$

Por lo general, aquellos aerogeneradores capaces de trabajar a un T.S.R elevado, suelen obtener mayores eficiencias en la conversión de energía cinética a mecánica.

La curva típica empleada para determinar la eficiencia de un aerogenerador es su curva Cp-TSR.

La figura nº15 representa el rendimiento de uno de los prototipos construidos en este trabajo. Idealmente, esta curva representa la eficiencia de una turbina independientemente de la velocidad del viento a la que se someta el aerogenerador. La realidad es que es que pese a ser pequeñas, la curva Cp-TSR si experimenta variaciones en función de la velocidad de viento a la que se mida.

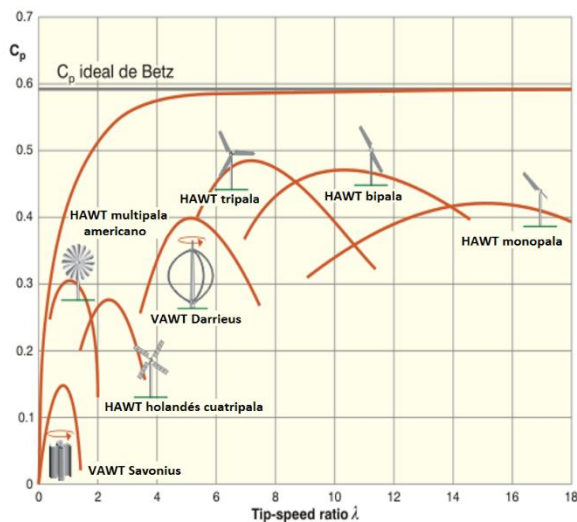


Figura nº14.  
Curva Cp-TSR de diferentes tecnologías.  
Fuente: [www.abcm.org.br](http://www.abcm.org.br)

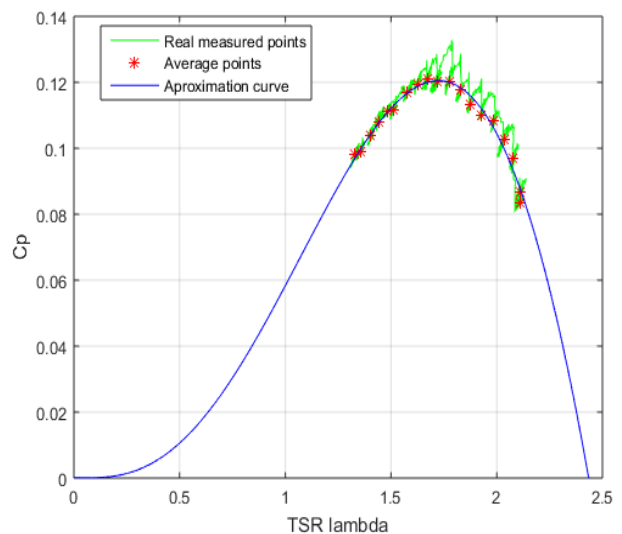


Figura nº15.  
Curva experimental Cp-TSR de Prototipo nº1.

La curva de medida en el prototipo real es muy distinta a la del Darrieus de la figura nº14 porque la figura nº 15 corresponde a los resultados experimentales obtenidos con un prototipo muy pequeño a escala de laboratorio. La propia escala del prototipo impone limitaciones como un radio reducido o un Reynolds muy pequeño que le impiden alcanzar relaciones de velocidad de punta de pala elevadas.

#### 4.3.4. El perfil aerodinámico

El perfil aerodinámico es la geometría utilizada habitualmente en el diseño de las secciones alares de los aviones y en las secciones de pala de los aerogeneradores. Esta geometría, tal y como se puede apreciar en la figura nº16, se caracteriza por la longitud de su cuerda, su espesor, el ángulo de ataque ( $\alpha$ ), el ángulo de paso ( $\beta$ ) y el ángulo de incidencia ( $\phi$ ).

- **La cuerda** es la línea que une los puntos del perfil más alejados del perfil.
- **El espesor** es la separación entre los bordes superior e inferior del perfil (intradós y extradós) medida en dirección perpendicular a la cuerda.
- **El ángulo de ataque** es el ángulo que ofrece la cuerda del perfil ante la dirección del viento relativo.
- **El ángulo de paso** es el ángulo que forman la cuerda del perfil y el plano de rotación de la pala.

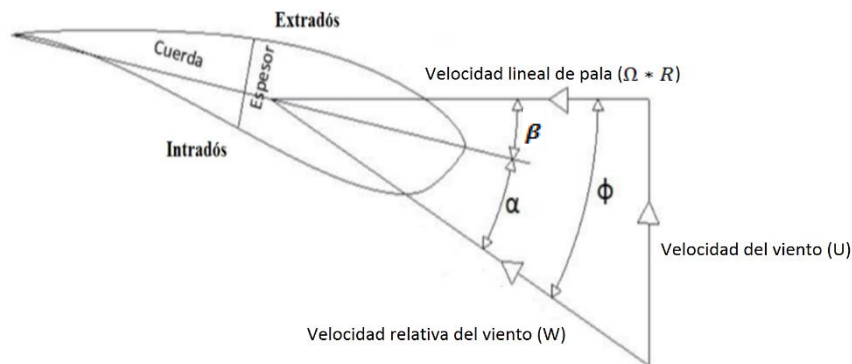


Figura nº16.  
Representación de perfil aerodinámico y componentes vectoriales.  
Fuente: [www.aerospaceweb.org](http://www.aerospaceweb.org)

#### 4.3.5. Fuerza de arrastre ( $D$ , drag)

En mecánica de fluidos, el arrastre o resistencia aerodinámica es la fuerza que experimenta un cuerpo en la dirección con la que un fluido incide sobre él. Habitualmente, se le considera como una especie de fricción que se opone al avance de los cuerpos en un fluido. Por ello, desde muchas décadas los vehículos buscan minimizar el arrastre con diseños aerodinámicamente cada vez más eficientes.

Si bien algunas turbinas eólicas antiguas (también el Savonius) se servían de la fuerza de arrastre, las eficientes turbinas eólicas modernas tratan de minimizarlo y obtienen potencia de otra fuerza que será explicada a continuación, la fuerza de sustentación aerodinámica.

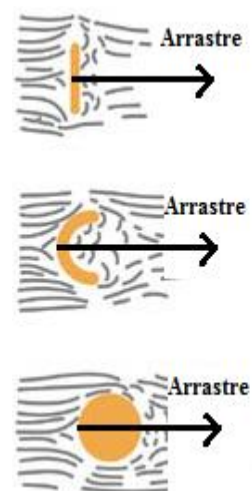


Figura nº17.  
Arrastre en diferentes geometrías.  
Fuente: <http://s7.photobucket.com/>

#### 4.3.6. Fuerza de sustentación (L, lift)

Todo cuerpo que se desplaza a través de un fluido es susceptible de experimentar el fenómeno de la sustentación aerodinámica.

La sustentación es la fuerza que un fluido es capaz de aplicar en la dirección perpendicular a su desplazamiento cuando incide sobre un objeto. La geometría de los perfiles aerodinámicos les permite maximizar la sustentación y minimizar el arrastre al mismo tiempo. Esta será la razón por la cual todos los aviones emplean perfiles aerodinámicos para el diseño de la sección alar.

El fenómeno de la sustentación se explica desde dos puntos de vista, uno basado en la deflexión del fluido hacia el intradós aplicando las leyes de Newton y otra basada en la ecuación de Bernoulli.

Según la deflexión del fluido:

De acuerdo a la tercera ley de Newton, **el viento, al ser desviado hacia abajo, aplica una fuerza de reacción hacia arriba sobre el perfil**. Esa fuerza se manifiesta como una diferencia de presiones entre el intradós y el extradós. Los perfiles son impulsados hacia arriba tras el efecto de succión provocado por la menor presión del extradós y el empuje provocado por la mayor presión del intradós. La distribución del gradiente de presiones a lo largo de la superficie del perfil será estudiada en detalle más adelante durante la selección del perfil óptimo.

Según el principio de Bernoulli:

De acuerdo con la ecuación de Bernoulli, para un fluido estacionario y no viscoso, una mayor presión en un fluido significa menor velocidad y una mayor velocidad significa menor presión.

En un perfil aerodinámico, **el aire del extradós circula más rápido que en intradós produciéndose una interacción mutua entre presión y velocidad del fluido**.

La velocidad del fluido alrededor del perfil responde a las diferencias de presión y las diferencias de presión se mantienen a su vez gracias a la resistencia del aire a variar su velocidad y dirección. La inercia del viento será decisiva a la hora de otorgar mayor sustentación por lo que la densidad del aire tiene una gran importancia.



Figura n°18.  
Presión y velocidad de fluido sobre perfil aerodinámico.  
Fuente: <http://www.pasionporvolar.com>

En resumen, las alas de aviones y las palas de aerogeneradores explotan el fenómeno de la sustentación desviando aire hacia el intradós a razón de cientos de toneladas por segundo. Esta fuerza de reacción opuesta a la dirección del viento dependerá de la longitud de la pala o ala, la velocidad del viento y su densidad.

La forma en cómo se desarrollan los flujos de aire y la sustentación consiguiente es extremadamente compleja y se describe mediante las ecuaciones de Navier-Stokes. La resolución de los problemas en mecánica de fluidos aplicando estas ecuaciones requiere del cálculo por elementos finitos sobre un espacio discretizado para hallar soluciones aproximadas en un proceso iterativo de alto coste computacional. A esta rama de la ingeniería se le llama CFD (Computational Fluid Dynamics).

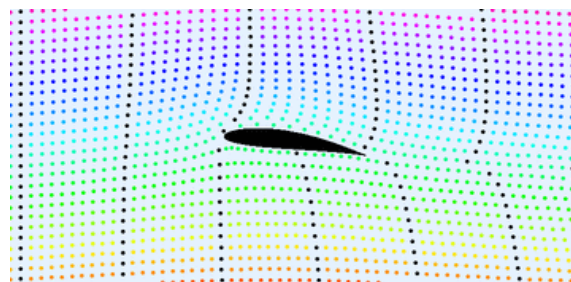


Figura nº19.

Flujo a lo largo de un perfil alar: los puntos se mueven con el flujo. Obsérvese que las velocidades son mucho mayores en la superficie superior (extradós) que en la inferior (intradós). Los puntos negros están en función de la escala de tiempo y se separan a partir del borde de ataque.

Fuente: <https://es.wikipedia.org/wiki/Sustentaci%C3%B3n>

#### 4.3.7. Ángulo de ataque, capa límite y número de Reynolds

La eficiencia aerodinámica de un perfil, depende directamente del ángulo de ataque que forma la cuerda con la dirección relativa del viento. La sustentación aumenta con este ángulo hasta llegar a un ángulo de ataque crítico. A partir de ahí, el flujo de aire que pasa sobre el extradós (superficie superior del ala), no logra mantenerse adherido al perfil aerodinámico (desprendimiento de la capa límite) y tiene lugar la entrada en pérdida aerodinámica (stall).

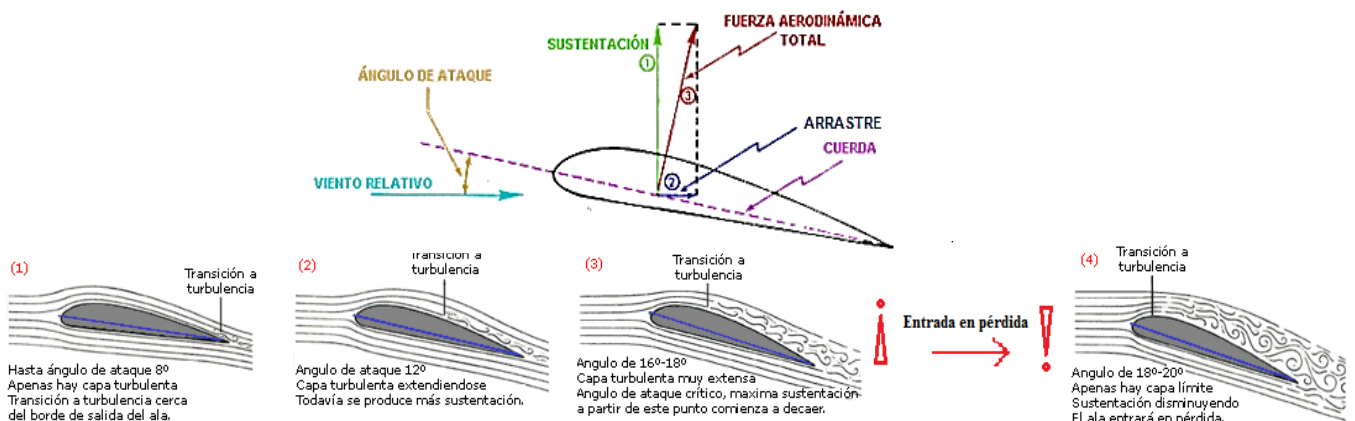


Figura nº21.

Efectos del ángulo de ataque.

Fuente: Edición de imagen de <http://www.manualvuelo.com/>



En mecánica de fluidos, la capa límite o capa fronteriza de un fluido es la zona donde el movimiento de éste es perturbado por la presencia de un sólido con el que está en contacto. La capa límite se entiende como aquel espesor en el que la velocidad del fluido respecto al sólido en movimiento varía desde cero hasta el 99% de la velocidad de la corriente no perturbada.

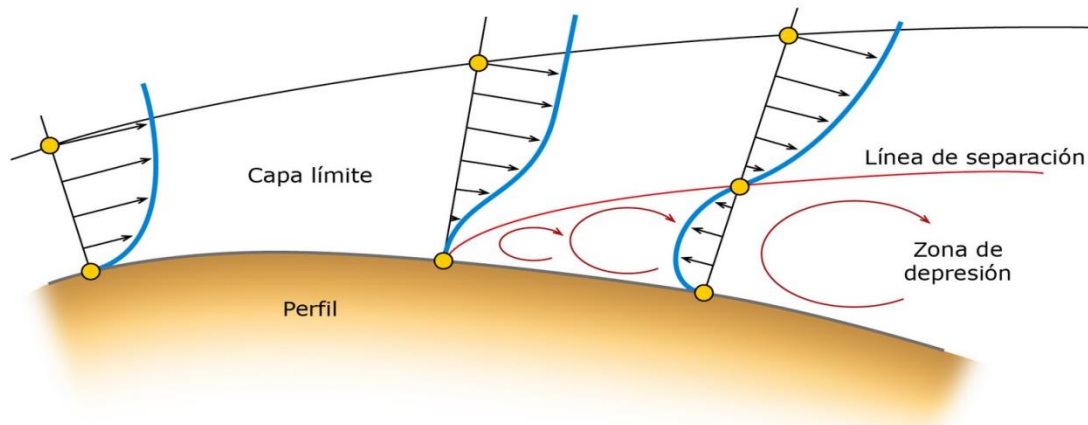


Figura n°22.  
Desprendimiento de la capa límite.  
Fuente: <http://3.bp.blogspot.com/>

El grado de turbulencia que experimentan las partículas del fluido al interactuar con el perfil se expresa con el 'Número de Reynolds'. El "Re" es un número adimensional que describe la relación entre los términos convectivos y los términos viscosos de las ecuaciones de Navier-Stokes que gobiernan el movimiento de los fluidos.

$$Re = \frac{\rho * w * L_c}{\mu} \quad Ec. n^{\circ} 18$$

$\rho$ : Densidad del fluido ( $kg/m^3$ )

$w$ : Velocidad relativa máxima entre el fluido y el cuerpo (m/s)

$L_c$ : Longitud característica (m ; es la longitud de cuerda en el caso de perfiles aerodinámicos)

$\mu$ : Viscosidad dinámica del fluido (Pa\*s)

En problemas de capa límite donde la cuerda es la longitud característica se considerará el Reynolds global. La transición de laminar a turbulento sucede con Reynolds global de en torno a 500.000.

Si  $Re \uparrow \rightarrow$  Flujo turbulento ( $Re < 500000$ )      Si  $Re \downarrow \rightarrow$  Flujo laminar ( $Re < 500000$ )

Este número adimensional adquirirá una importancia capital a lo largo del trabajo siendo muy bajo y condiciona de forma crítica el funcionamiento de los prototipos.

### 4.3.8. Coeficientes aerodinámicos bidimensionales

El estudio práctico de la aerodinámica, emplea coeficientes adimensionales para facilitar los cálculos y los diseños. Dichos coeficientes representan la efectividad que tiene la forma de un cuerpo con el objeto de producir sustentación y minimizar el arrastre.

El estudio aerodinámico llevado a cabo en este trabajo hace uso del coeficiente de sustentación  $C_L$ , el coeficiente de arrastre  $C_D$  y el coeficiente de momento  $C_M$ .

Estos coeficientes, representados por las ecuaciones nº15, 16 y 17, dependen de la geometría del perfil y en gran medida del ángulo de ataque ( $\alpha$ ).

$$C_L = \frac{L}{\frac{1}{2} * \rho * U_v^2 * C} \quad \text{Ec. n}^\circ 15 \quad ; \quad C_D = \frac{D}{\frac{1}{2} * \rho * U_v^2 * C} \quad \text{Ec. n}^\circ 16 \quad ; \quad C_M = \frac{M}{\frac{1}{2} * \rho * U_c^2 * C^2} \quad \text{Ec. n}^\circ 17$$

$L$  = Fuerza de sustentación por unidad de longitud (N)

$D$  = Fuerza de arrastre por unidad de longitud (N)

$M$  = Momento de giro sobre la cuerda por unidad de longitud (N \* m)

$\rho$  = Densidad del aire (Kg/m<sup>3</sup>)

$U_v$  = Velocidad del viento ( $\frac{m}{s}$ )

$C$  = Cuerda del perfil (m)

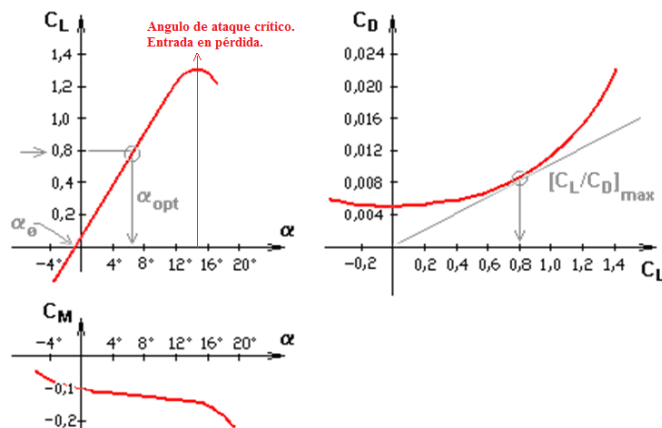


Figura nº20.  
Coeficientes bidimensionales.

Fuente: Edición de <http://rabfis15.uco.es/lvct/tutorial/41/tema10/perfil98.gif>

El cociente de eficiencia aerodinámica definido como la ratio  $C_L/C_D$ , sirve para determinar la calidad aerodinámica de un perfil. A mayor  $C_L/C_D$ , mejor es el perfil para un determinado ángulo de ataque.

El valor de estos coeficientes se obtiene de forma experimental y/o teórica. Para la medición experimental, se emplean técnicas de análisis dimensional como túneles de viento y maquetas a escala. La vía teórica la vía teórica consiste en la aplicación de la dinámica de fluidos computacional (CFD).

#### 4.4. Aerogeneradores de eje vertical (VAWT)

Las turbinas eólicas de eje vertical (vertical axis wind turbines, VAWT) son una familia de turbinas en las que el eje de rotación se encuentra perpendicular al suelo. Estas turbinas reciben al viento en dirección perpendicular a su eje de giro siendo capaces de funcionar indistintamente sea cual sea la dirección desde la que sople el viento (penémonos).

Esta familia puede dividirse en dos subtipos, aquellas que basan su funcionamiento en la componente de arrastre y aquellas que lo hacen basándose en la sustentación aerodinámica.

Las más eficientes de todas ellas son las turbinas basadas en sustentación. Estas, poseen una sección de pala en forma de perfil aerodinámico y son capaces de rotar con velocidades de punta de pala muy elevadas.

La realidad es que hoy en día, la inmensa mayoría de los generadores eólicos emplean la tecnología de eje horizontal. Las HAWT pueden aprovechar mejor el hecho de que la velocidad del viento crece significativamente con la altura y tienen una conversión energética más eficiente.

Sin embargo, a diferencia de las turbinas de eje horizontal las robustas VAWT son muy sencillas de construir y no requieren de ningún tipo de sistema de orientación. Todos sus elementos de transformación se encuentran al nivel del suelo y su mantenimiento resulta mucho más sencillo y económico.

Las VAWT compiten hoy en día con las HAWT en el mercado de la mini-eólica donde su robustez, simplicidad y menor ruido las hacen ideales para trabajar junto a otras tecnologías como la generación fotovoltaica en una relación de complementariedad del recurso eólico y fotovoltaico que permite reducir la cantidad de almacenamiento necesario en los sistemas aislados. La tabla de la figura nº23 muestra una comparativa entre las tecnologías VAWT y HAWT.



 Turbinas eólicas de eje vertical (VAWT)	Turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT) 
+ No necesita orientarse (panémono)	- Exige sistema de orientación (yaw)
+ Trabaja muy bien con vientos turbulentos	- Dificultades para trabajar con vientos turbulentos
+ Menor ruido aerodinámico	- Ruido aerodinámico
+ Estructura simple y barata	- Estructura compleja (construcción y mantenimiento caros)
+ Sistema robusto	+ Mayor área de barrido con misma pala
+ Elementos de transformación a nivel de suelo (O&M bajo)	+ Arranque autónomo
- La altura es menor (no se suele colocar en torre)	+ Puede instalarse a mayor altura (mayor velocidad de viento)
- Estudio aerodinámico de grán complejidad	+ Estudio aerodinámico más sencillo
- Grandes vibraciones (alternancia en el par)	+ Menos vibraciones
- Menores eficiencias	+ Más eficiente

Figura nº23. Tabla 2.  
Tabla comparativa entre VAWT y HAWT.

#### 4.4.1. El Savonius

El Savonius es el más simple de todos los VAWT. Se constituye de un cilindro hueco partido por la mitad cuyas cazoletas resultantes se colocan formando una "S" en planta. El dispositivo gira por que mientras las zonas cóncavas captan un caudal de viento, los reversos presentan una menor resistencia al paso del viento.

El savonius se caracteriza por presentar un elevado par de arranque y mejora su eficiencia al dejar un espacio entre cazoletas por el que pueda circular el fluido una vez ha sido captado. Sin embargo, la tecnología seguirá siendo inadecuada para trabajar con vientos de media-alta velocidad y su eficiencia aerodinámica es de las más bajas.

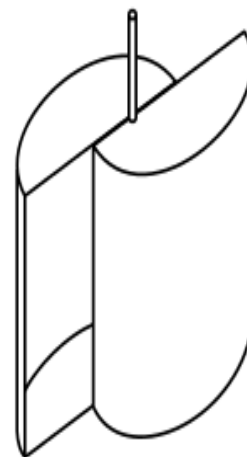


Figura n°24.  
Modelo de Savonius básico.  
Fuente: [https://en.wikipedia.org/wiki/Savonius\\_wind\\_turbine](https://en.wikipedia.org/wiki/Savonius_wind_turbine)



Figura n°25.  
El Savonius tiene infinidad de variantes.  
Fuente: <http://www.ecovive.com/wp-content/uploads/2010/01/turbinas-eolicas-verticales-savonius1.jpg>

#### 4.4.2. El Darrieus

El Darrieus es el más popular de los aerogeneradores de eje vertical. Permite alcanzar velocidades y eficiencias significativamente mayores al resto de turbinas de eje vertical. La patente de G. Darrieus de 1931 cubrió dos tipos de turbina basados en el fenómeno aerodinámico de la sustentación.

##### 4.4.2.1. El Darrieus Troposkien

El rotor Darrieus – Troposkien (o Darrieus a secas) emplea unas palas con perfil generalmente simétrico unidas al eje en sus extremos formando una curva en forma Troposkien (a veces también se emplea la catenaria). La forma Troposkien es la forma que aparece en la cuerda de saltar. Esta forma geométrica depende de la gravedad, la densidad de la cuerda y la velocidad de giro.

En ausencia de gravedad, la forma Troposkien, es independiente de la velocidad de giro y puede aproximarse por un arco y dos rectas tangentes a él (se hará esto con los prototipos).

La gran ventaja de esta geometría es que permite en teoría eliminar los esfuerzos axiales sobre las palas limitando las cargas a la fuerza de compresión de las palas sobre el eje.

Este aerogenerador es más simple, robusto y barato que los aerogeneradores de eje horizontal. Además es capaz de trabajar con grandes potencias sin necesidad de multiplicadora porque se puede colocar en la base un generador de gran tamaño con muchos pares de polos (hacer esto en una NACELLE de HAWT es más complicado) .

En 1987 se construyó en Quebec un prototipo de 4 MW de potencia nominal con 64 m de diámetro y 96 m de altura. Para alargar su vida útil su potencia fue limitada a 2,5 MW y actualmente no se encuentra en operación.



Figura n°26.

Darrieus de Quebec.

Fuente: [https://en.wikipedia.org/wiki/Darrieus\\_wind\\_turbine](https://en.wikipedia.org/wiki/Darrieus_wind_turbine)

#### 4.4.2.2. El Darrieus Giromill o H-type

El Darrieus de tipo H es una variación del anterior en la que las palas son rectas. Este diseño de pala es más sencillo de fabricar, pero la turbina requiere de una mayor rigidez estructural.



Figura n°27.

Darrieus de tipo H.

Fuente: [https://www.wind-energy-market.com/fileadmin/user\\_upload/plant\\_images/Neuhaeuser\\_H\\_Rotor\\_1\\_5\\_10\\_kW.jpg](https://www.wind-energy-market.com/fileadmin/user_upload/plant_images/Neuhaeuser_H_Rotor_1_5_10_kW.jpg)

Uno de los problemas que presentan tanto el Darrieus Troposkien como el H es su incapacidad para arrancar por sí mismo por no ser capaces de entregar par en el arranque. Se necesitará un sistema de arranque por lo que el empleo del generador como motor o la hibridación con el rotor Savonius es habitual.



Figura nº28.  
Híbrido Darrieus-Savonius.  
Fuente:<http://photos.tradeholding.com>

La tabla nº3 de la figura nº29 muestra una tabla comparativa de las tecnologías VAWT más comunes.




Turbinas de eje vertical VAWT		
Basado en arrastre	Basados en sustentación	
<b>Savonius</b> 	<b>Darrieus H-Type</b> 	<b>Darrieus Troposkien</b> 
+ Arranque autonomo	+ Puede arrancar solo con control de pitch	- Incapaz de arrancar solo
+ Simple y barato	- Estructura simple pero pesada	+ Estructura más compleja pero ligera
- Solo para baja velocidad de viento	- Se genera arrastre en los radios	+ Menos esfuerzos mecanicos
- Baja velocidad de giro ( multiplicadora)	+ Elevada velocidad de giro	+ Mayor velocidad de giro
- Baja eficiencia	+ Eficiencia alta	+ Eficiencia más alta

Figura nº29. Tabla 3.  
Tabla comparativa entre tecnologías VAWT.

#### 4.4.2.3. Funcionamiento del concepto Darrieus

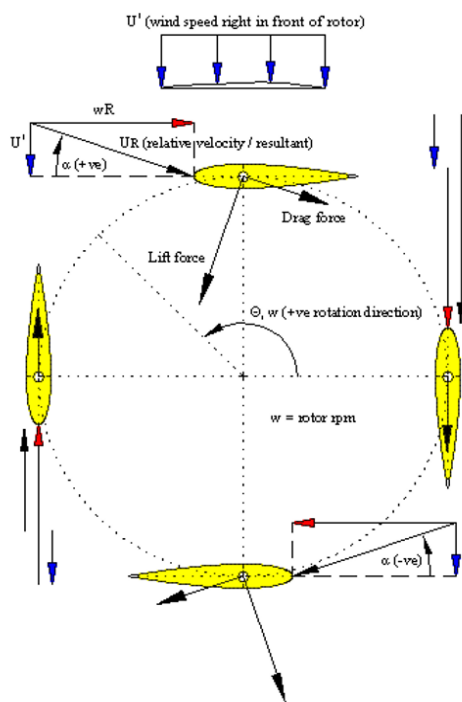


Figura nº30.  
Lift y drag en Darrieus.  
Fuente: [www.windturbine-analysis.com](http://www.windturbine-analysis.com)

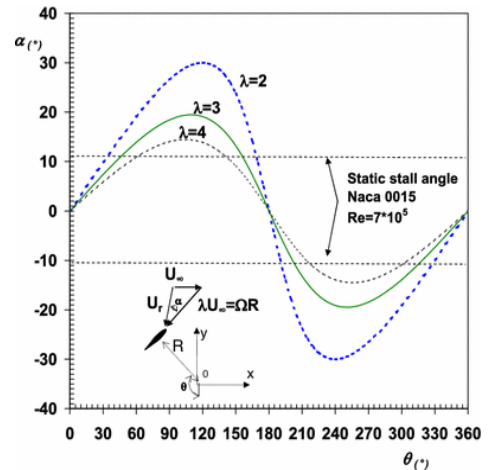
El estudio del comportamiento aerodinámico de las turbinas Darrieus tiene una mayor complejidad.

Como se puede observar en la figura nº30, el perfil aerodinámico de la sección de pala de una turbina Darrieus presenta un ángulo que irá variando a lo largo de la revolución.

Dicha variación presenta una forma senoidal. Para  $\theta = 0^\circ$  y  $\theta = 180^\circ$ , el ángulo de ataque es  $0^\circ$  y el perfil no genera sustentación. En ese momento, solo se tiene una fuerza de arrastre que provoca un par contrario a la rotación (vibraciones).

Sin embargo, en valores de  $\theta$  intermedios se alcanza el ángulo de ataque óptimo haciendo que la sustentación sea máxima.

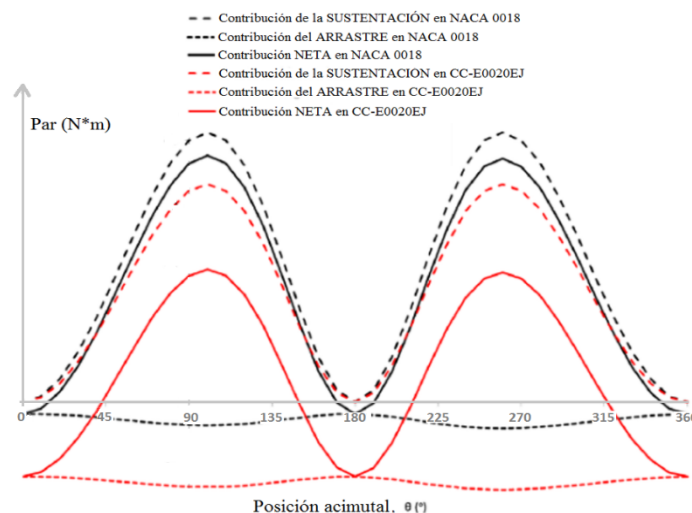
La senoidal que sigue el ángulo de ataque  $\alpha$  adquiere mayor amplitud conforme el  $TSR=\lambda$  desciende habiendo cada vez más momentos en los que el ángulo de ataque es excesivo (se generan vórtices de entrada en pérdida aerodinámica "stall"). Al fenómeno de entrada y salida de la pérdida aerodinámica se le llama pérdida dinámica (dynamic stall). La figura nº31 ilustra senoidal que sigue el ángulo de ataque de un perfil NACA 0015 para un Reynolds de 700.000 ante distintos valores de TSR. El "Static stall angle" =  $\mp 11^\circ$  de la figura nº31 es el ángulo de ataque a partir del cual el perfil entra en pérdida para el caso de un perfil fijo con respecto del viento (el caso de aviones o turbinas HAWT).



**Figura nº31.**  
**El ángulo de ataque evoluciona aproximadamente con una senoidal.**  
**Fuente: [www.windturbine-analysis.com](http://www.windturbine-analysis.com)**

En el caso de que las palas giren demasiado rápido con respecto de la velocidad del viento, la senoidal del ángulo de ataque adquiere una amplitud demasiado pequeña y se pierde sustentación (TSR, excesivo; esto no suele suceder porque se controla la velocidad con el generador).

La gráfica Par-Angulo de posición (figura nº32) muestra la contribución del arrastre y la sustentación al suministro de par a lo largo de una vuelta para dos perfiles aerodinámicos distintos. En turbinas de solo dos palas, esta extraña forma de entregar par puede dar lugar a vibraciones significativas que deberán ser compensadas.



**Figura nº32.**  
**El par evoluciona con la senoidal del ángulo de ataque.**  
**Fuente: <http://www.mdpi.com/1996-1073/6/8/3744/htm>**

En los aerogeneradores Darrieus, se emplea generalmente un generador asíncrono por ser capaz de funcionar como motor durante el arranque en acoplamiento directo con la red y poder trabajar a velocidad variable sin un convertidor gracias al margen que proporciona el deslizamiento.

La máquina se dimensionará con la potencia y velocidad de giro nominal a la que el rotor Darrieus alcanza el máximo de potencia y entra en pérdida aerodinámica dinámica (TSR demasiado bajo por viento demasiado alto). De esta forma, el generador será capaz de frenar con par eléctrico en régimen permanente sin quemarse cuando la turbina capta su potencia nominal a la velocidad de diseño. Esto hace que el generador trabaje la mayor parte del tiempo por debajo de su potencia nominal (generador algo sobredimensionado).

## 5. Prototipado del híbrido Troposkien-Giromill

### 5.1. Ventajas, desventajas y nuevas posibilidades del prototipo

En el presente trabajo se pretende iniciar el desarrollo de una turbina híbrida basada exclusivamente en el aprovechamiento de la fuerza de sustentación. Se pretende lograr una turbina VAWT eficiente a altas velocidades de viento que sea al mismo, capaz de arrancar por sí misma. No será necesario el empleo de grandes palas de tipo H y bastará con un dispositivo pequeño diseñado para las altas velocidades de las palas Troposkien. Su función será la de arrancar la turbina modificando el ángulo de pitch y llevarla a una velocidad donde las palas Troposkien se hagan cargo de entregar la mayor parte de la potencia. Además, permitirá mitigar el problema de la excesiva fluctuación de par al entregar par cuando las Troposkien dejen de hacerlo.

Turbinas de eje vertical híbridas	
Darrieus-Savonius	Darrieus Troposkien-H type (investigación en el proyecto)
+ Arranque autónomo	+ Arranque autónomo mediante control de pitch
+ Reducción de vibraciones	+ Reducción de vibraciones (Más palas → distribución del par)
- Estructura pesada	+ Estructura más ligera (se podría eliminar el mastil)
+ Control simple	- Requiere un control avanzado (actuadores, control de pitch)
- Menos eficiente a altas velocidades	+ Más eficiente a altas velocidades

Figura nº33. Tabla 4.  
Tabla comparativa tecnologías híbridas.

Las palas rectas del híbrido podrían desempeñar 3 funciones:

- 1- **Arranque puramente aerodinámico controlando el pitch de las palas rectas.** Se podría utilizar una máquina síncrona de imanes permanentes con puente de diodos e inversor de salida al no necesitar hacer funcionar al generador como motor. Este sistema permitiría tener un mayor rango de velocidad variable y una mayor eficiencia que cuando se utiliza la máquina asíncrona (el seguimiento del MPPT podrá hacerse en un mayor rango de velocidad de viento).



## 2- Función de aero-freno.

Si cae la red (Black out) o sucede algún problema que exija parar rápidamente el generador por seguridad, se coloca un ángulo de pitch muy pronunciado en las palas rectas y se para casi al instante de forma aerodinámica.

## 3- Optimización del ángulo de ataque durante el ciclo para obtener más potencia.

Se trata de un procedimiento avanzado que no se implementa en este trabajo pero que ha sido investigado e implementado de forma exitosa por varios autores (I. Paraschivoiu, O. Trifu, and F. Saeed...) para obtener un incremento de hasta el 30% de energía a lo largo de un año.

El control de ángulo de paso de las palas o control de pitch es una estrategia de control que utiliza actuadores para hacer que las palas roten sobre sí mismas ajustando a voluntad el ángulo de ataque con el que la cuerda del perfil de pala recibe al viento. Esta técnica está siendo muy utilizada por los aerogeneradores de eje horizontal para el control a potencia nominal.

Sin embargo, el control de pitch para el Darrieus tipo H no solo opera en la zona de potencia nominal. Este, opera en todo momento de forma dinámica mediante una rápida modificación del ángulo de paso siguiendo una función senoidal a lo largo de cada revolución (ver figura nº34). El ángulo de ataque se reduce cuando es demasiado alto para tratar de evitar la entrada en pérdida dinámica y se aumenta cuando es bajo para tener más sustentación.

A continuación, se expone un ejemplo de control de pitch dinámico:

Ecuación del control de pitch optimizado:

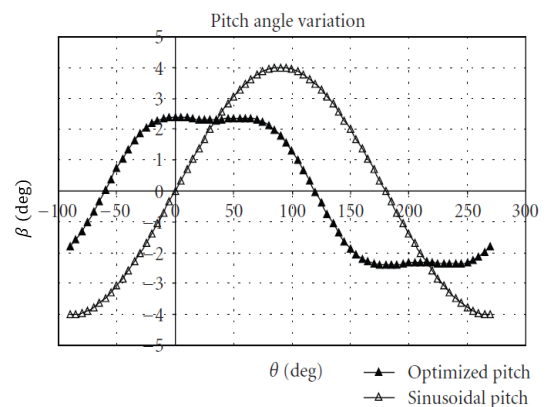
$\beta = \text{Ángulo del pitch}$

$$\beta = x_1 * \cos \theta + x_2 * (\sin \theta)^{x_3} \quad \text{Ec. n}^\circ 19$$

Para  $x_1 = 2.403$ ,  $x_2 = 1.798$ ,  $x_3 = 3.009$

Ecuación del control de pitch senoidal:

$$\beta = 4 * \sin (\theta) \quad \text{Ec. n}^\circ 20$$



**Figura nº34.**

**Control de Pitch.**

**Fuente: Paper; H-Darrieus Wind Turbine with Blade Pitch Control. I. Paraschivoiu, O. Trifu, and F. Saeed.**

La figura nº35 muestra una comparativa de la curva Potencia-Velocidad de viento para una turbina Darrieus tipo H a la que se le aplican los controles senoidal y optimizado. Resulta interesante observar como en el intervalo de velocidades deviento 9-12 m/s la ausencia de control de pitch mejora la eficiencia. Esto se debe a que la función senoidal óptima que debe seguir el control para tener en todo momento la máxima eficiencia posible varía con la velocidad del viento.

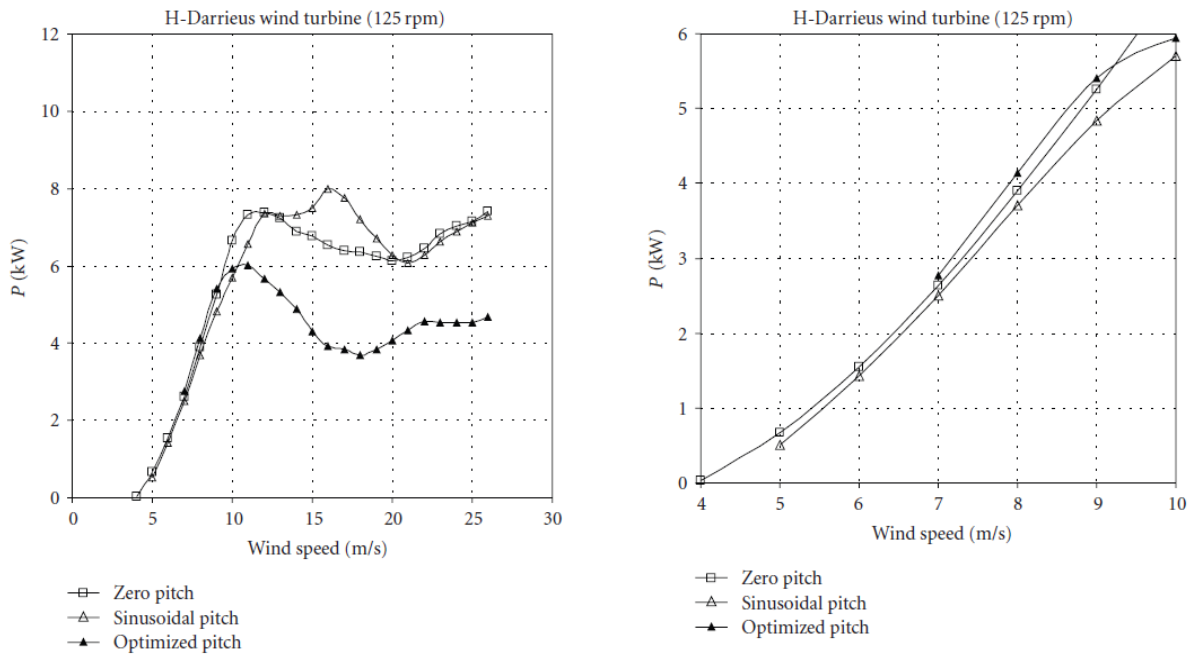


Figura nº35.

Curva de potencia-Velocidad según el control de pitch empleado.

Fuente: Paper; H-Darrieus Wind Turbine with Blade Pitch Control. I. Paraschivoiu, O. Trifu, and F. Saeed.

La estrategia ideal asumiendo estas funciones de control de pitch será cambiar de un tipo de control a otro para tener el mejor punto de las 3 curvas (primero pitch optimizado, después sin control y finalmente con control senoidal de pitch).

Hay que aclarar que la implementación real de las funciones de control nº19 y nº20 mostradas en la página anterior debe tener en cuenta la dirección del viento para ajustar los ejes de referencia del ángulo  $\theta$  (el viento entra en la turbina con dirección  $\theta = 90^\circ$ ).

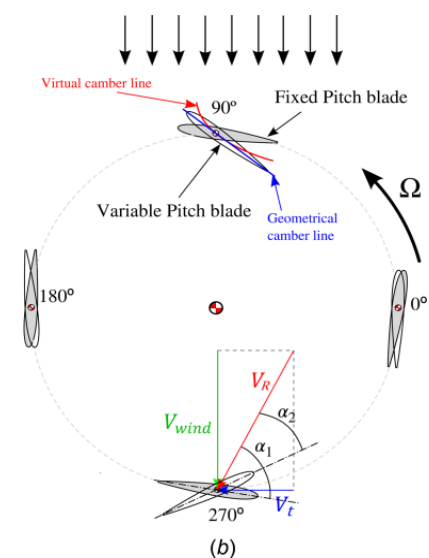


Figura nº36.

Control de pitch dinámico a lo largo del ciclo.

Fuente: Paper; Efficiency Improvement of a New Vertical Axis Wind Turbine by Individual Active Control of Blade Motion. In Seong Hwang, Seung Yong Min, In Oh Jeong, Yun Han Lee and Seung Jo Kim.

## 5.2. Diseño del primer prototipo

### 5.2.1. Geometría del perfil de pala

Para poder elegir el perfil se deben especificar medidas que debe tener el perfil deseado. La figura nº37 muestra las medidas que se necesita definir para poder definir un perfil aerodinámico.

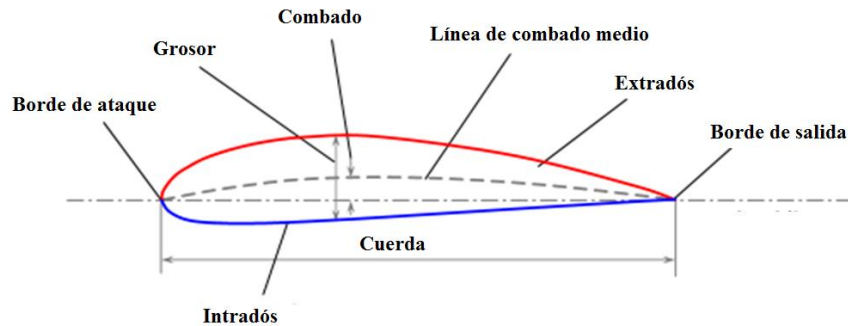


Figura nº37.  
Medidas de perfil.

La serie de perfiles NACA (National Advisory Committee for Aeronautics) de 4 dígitos es una de las más empleadas en el sector aeronáutico. En esta serie, **el primero** de los dígitos se refiere al máximo combado del perfil en porcentaje con respecto a la longitud de la cuerda. El **segundo** dígito es la localización del punto de máximo combado en el eje de la cuerda comenzando desde el borde de ataque en decenas de cuerda. Los dos últimos dígitos representan el máximo espesor del perfil en porcentaje con respecto a la longitud de la cuerda.

Para los perfiles simétricos de la serie NACA de cuatro dígitos, los primeros dos dígitos serán "00" al no tener combado (solo los dos últimos serán distintos de cero). Los perfiles simétricos han demostrado ser la mejor opción para los Darrieus al estar estos sometidos a una variación de ángulo de ataque simétrica y suelen emplearse NACAs que van desde el 0010 hasta el 0025. En el siguiente apartado se estudia cual es el más conveniente para las condiciones de trabajo del laboratorio.

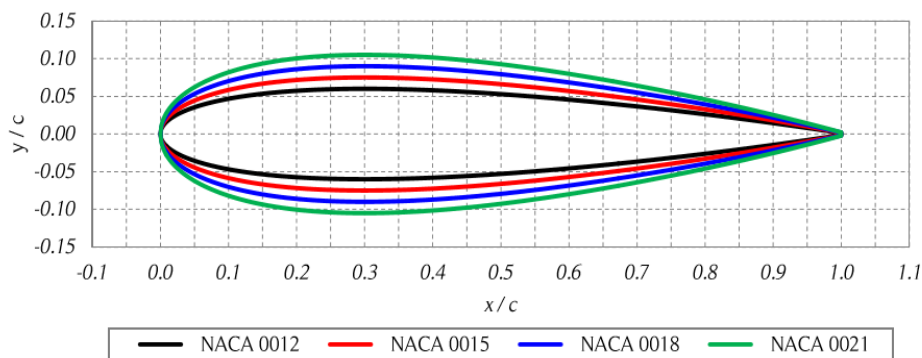


Figura nº38.

Distintos perfiles NACA. Fuente: Variations on the double multiple streamtube model for Darrieus straight-bladed vertical-axis wind turbines to improve predictions of performance and flow expansion. Richard Georg Wendler Erns.

## 5.2.2. Análisis de perfiles en XFOIL

### 5.3.2.1. Software XFOIL

El software XFOIL es un programa para el análisis computacional de flujos alrededor de perfiles subsónicos que se ha convertido en el software estándar para el cálculo polar de los perfiles aerodinámicos (comportamiento ante distintos ángulos de ataque). Ha sido validado con otros métodos numéricos y resultados experimentales y el código fuente está disponible bajo la licencia pública general (GNU).

### 5.3.2.2. Selección del perfil aerodinámico con XFOIL

Antes de nada, se ha medido de forma aproximada el número de Reynolds del flujo dentro del túnel que se emplea para probar los prototipos a una velocidad e viento de 6.85 m/s y se sabe que ronda los 50000 (se tiene un túnel de viento de succión con flujo muy laminar). Así pues, el punto de partida para efectuar las simulaciones es este número de Reynolds tan bajo.

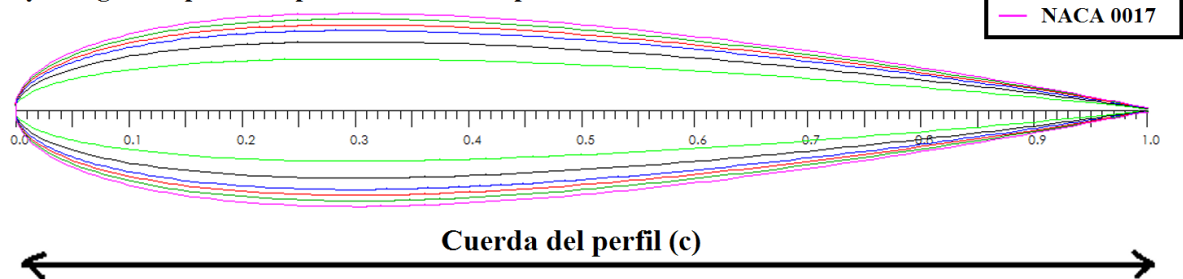
Se estudian los perfiles más adecuados para esta aplicación que son los simétricos NACA 00XX. La figura nº39 muestra una recopilación de los perfiles NACA sometidos a estudio.

**Perfiles NACA simétricos de 4 dígitos:**

**1º dígito = 0: Combadado en % respecto de "c"**

**2º dígito = 0: Coordenada sobre L del máximo combadado en decenas de "c"**

**3º y 4º dígito: Espesor del perfil en % con respecto de "c"**



**Figura nº39.**  
**Perfiles Naca sometidos a estudio.**

El primer paso consiste en efectuar una simulación para obtener los coeficientes de sustentación ( $C_l$ ), arrastre ( $C_d$ ) y momento ( $C_m$ ) para varios perfiles en un barrido de ángulos de ataque entre  $\alpha = -15^\circ$  y  $\alpha = +15^\circ$ .

Las figuras nº 40 y 41 muestran de forma separada los resultados para 3 y 4 perfiles para cada perfil. Los resultados para el NACA 0015 son mostrados en ambas gráficas por ser el perfil que va a elegirse.

Simulación para perfiles NACA 0009,0012 y 0015 con un  $Re = 50000$

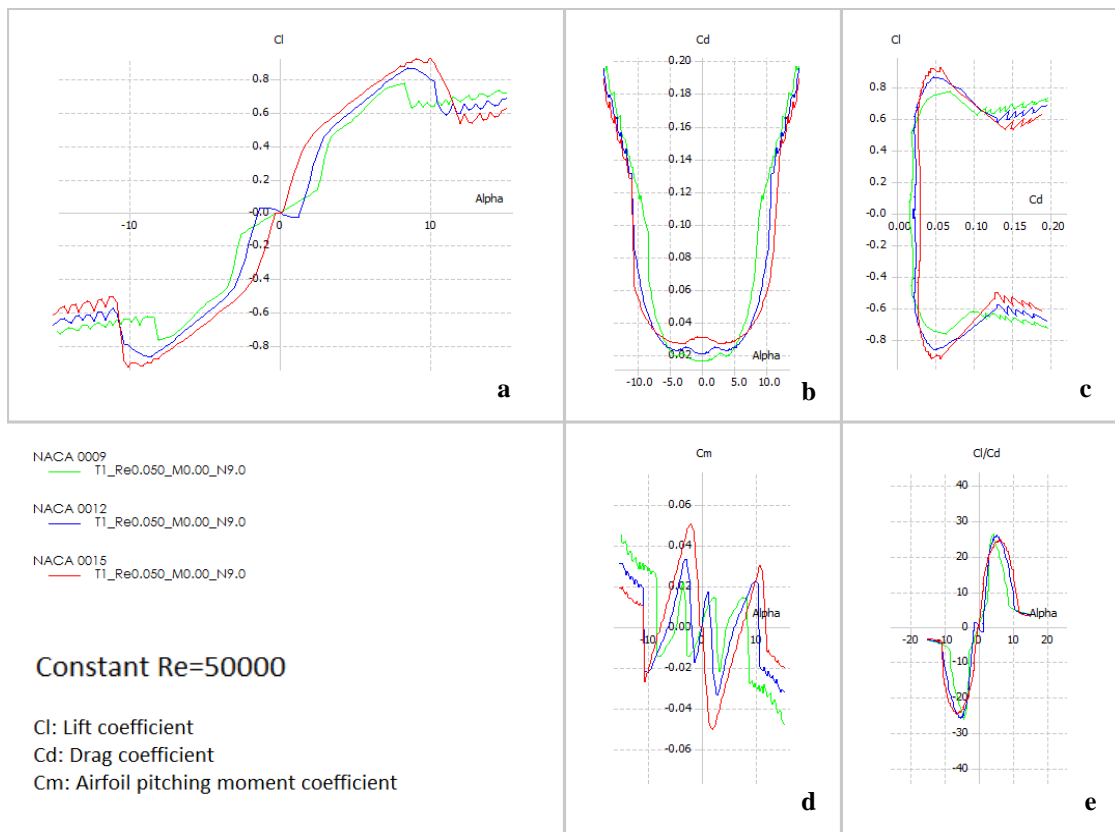


Figura n°40.  
 Simulación polar NACA 9, 12 y 15,  $Re=50000$ .

Simulación para perfiles NACA 0014,0015,0016 y 0017 con un  $Re = 50000$ :

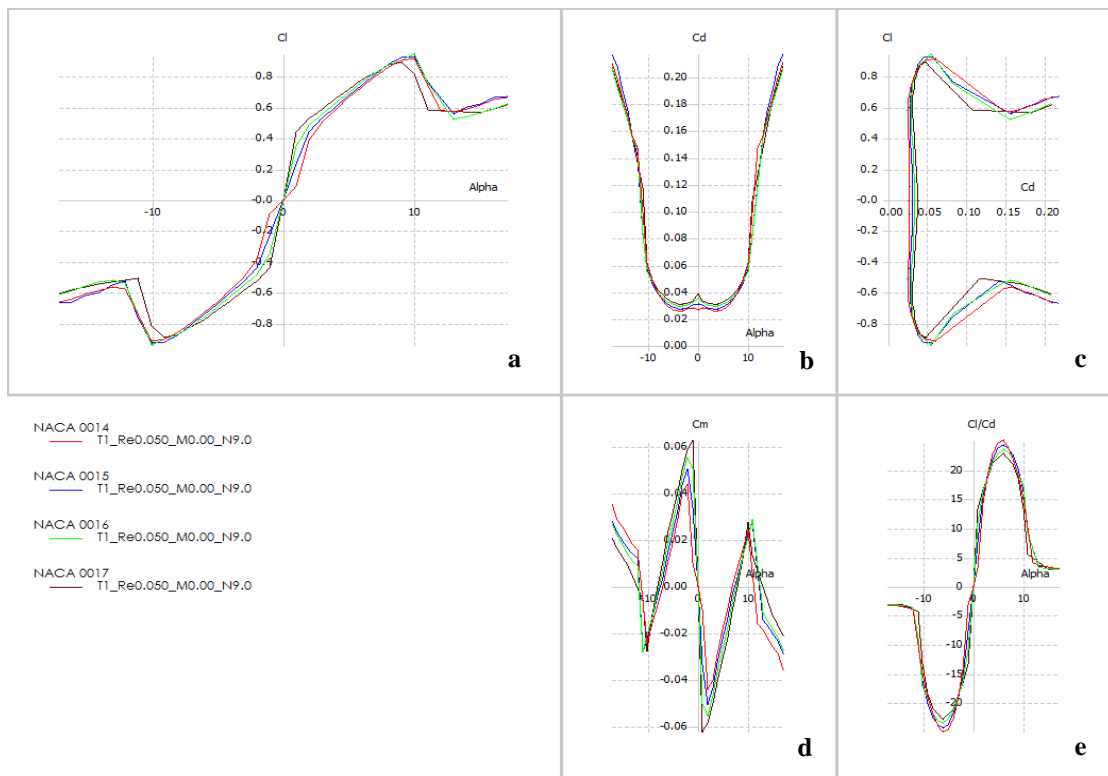


Figura n°41.  
 Simulación polar NACA 14, 15, 16 y 17,  $Re=50000$ .

Parece que en caso de tener un Darrieus capaz de optimizar el ángulo de ataque la mejor opción sería emplear un NACA de bajo número (por ejemplo, el 0012) ya que tiene un elevado valor de  $C_l/C_d$  (eficiencia aerodinámica) aunque solo sea para un intervalo de ángulo de ataque pequeño (ver figura nº40).

Sin embargo, en este proyecto no se implementa el sistema de control de pitch dinámico con sus actuadores (se tendrá un pitch fijo a  $0^\circ$ ) por lo que conviene tener un NACA que ofrezca una alta eficiencia aerodinámica en un mayor intervalo de ángulo de ataque. **El polivalente NACA 0015 se considera la mejor opción en este caso.**

El siguiente paso será comparar el comportamiento del NACA 0015 con los NACA 0012 y 0016 para ver cuál es el comportamiento al incrementarse el número de Reynolds. Las figuras nº42 y 43 muestran los coeficientes en simulaciones con  $Re=25000$ ,  $Re=50000$ ,  $Re=100000$  y  $Re=500000$ .

Simulación para perfiles NACA 0012 y 0015 con un  $Re$  entre 25000 y 500000:

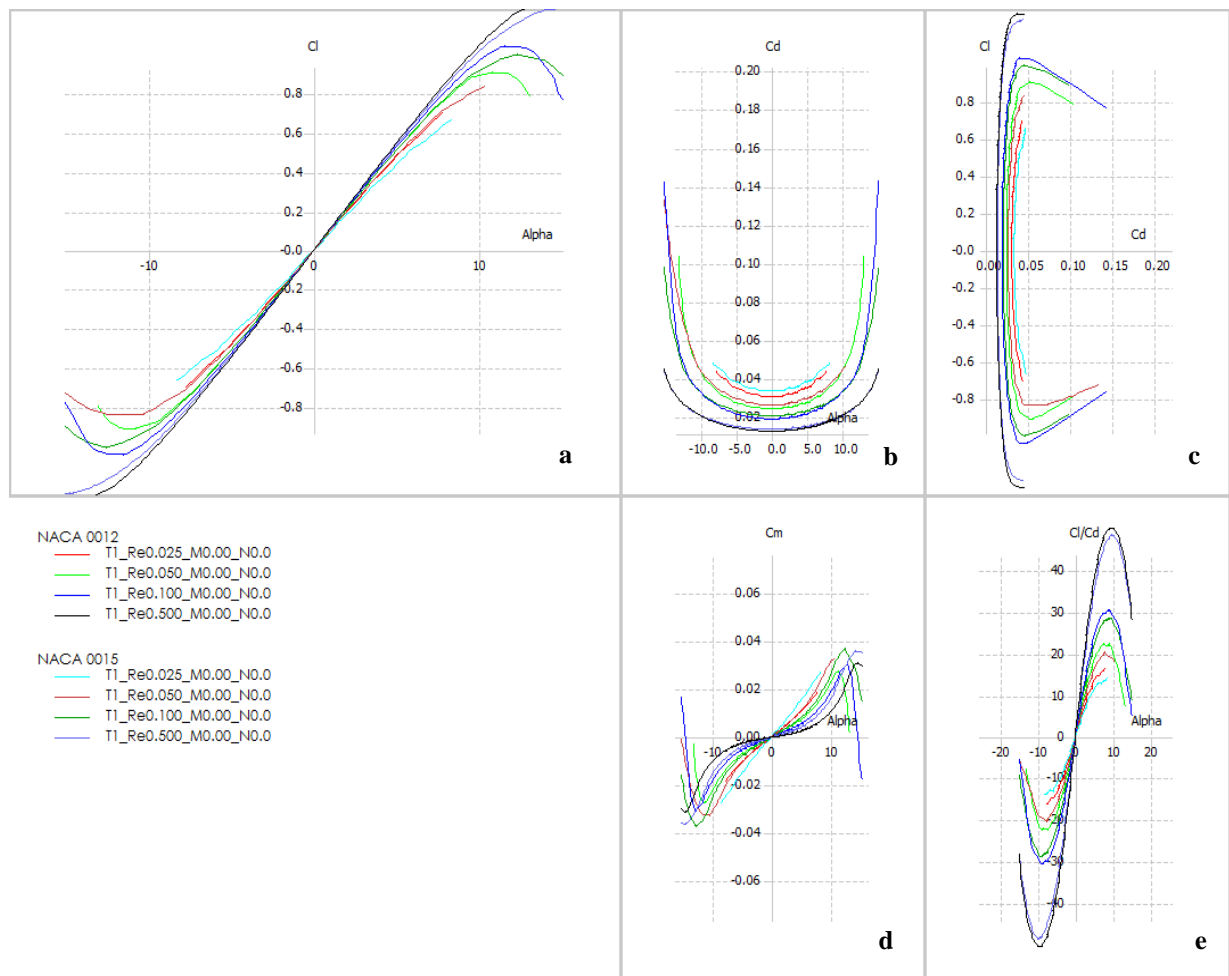
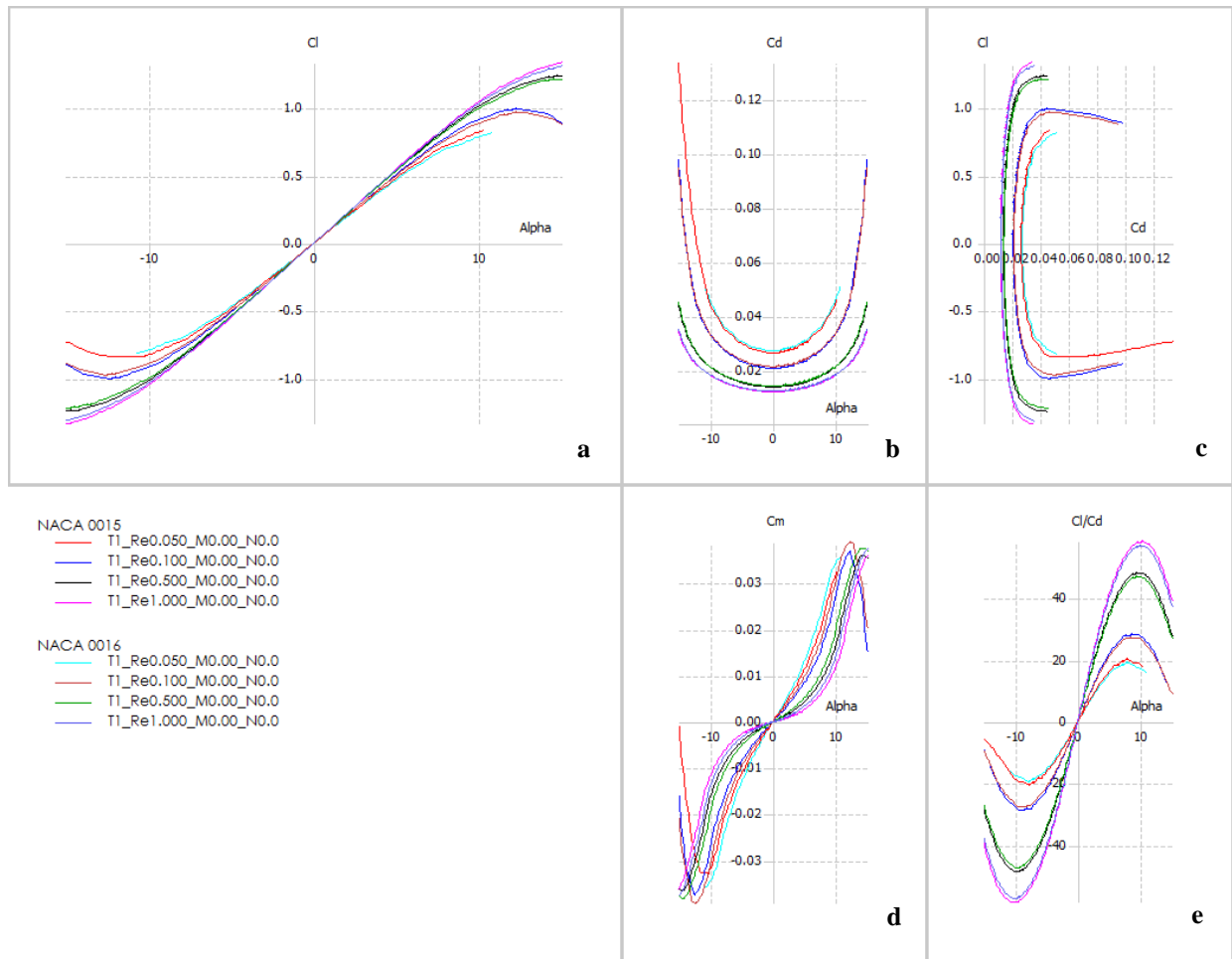


Figura nº42.  
Simulación polar NACA 12 y 15 múltiples Reynolds.

Simulación para perfiles NACA 0015 y 0016 con un Re entre 50000 y 1000000:



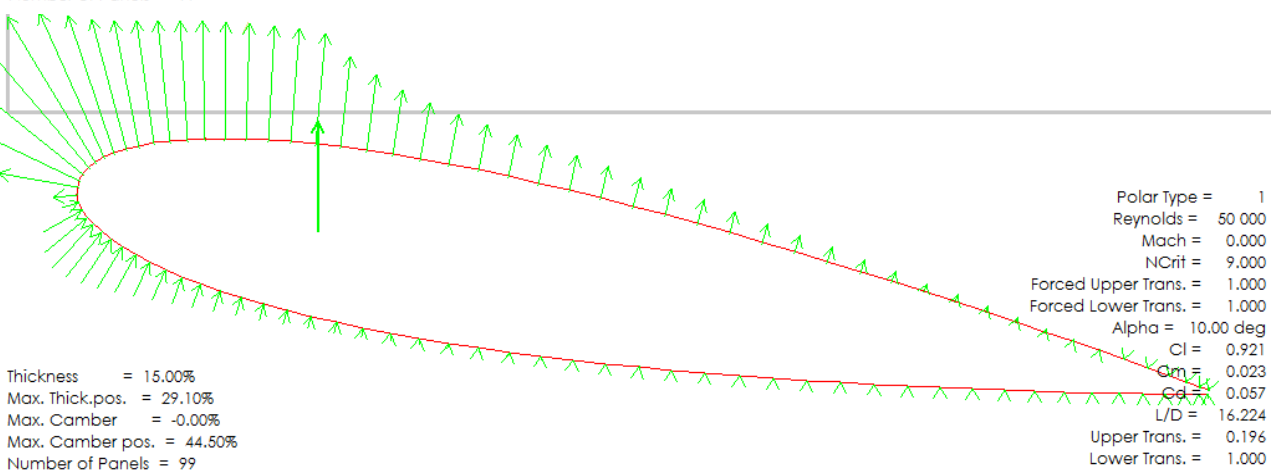
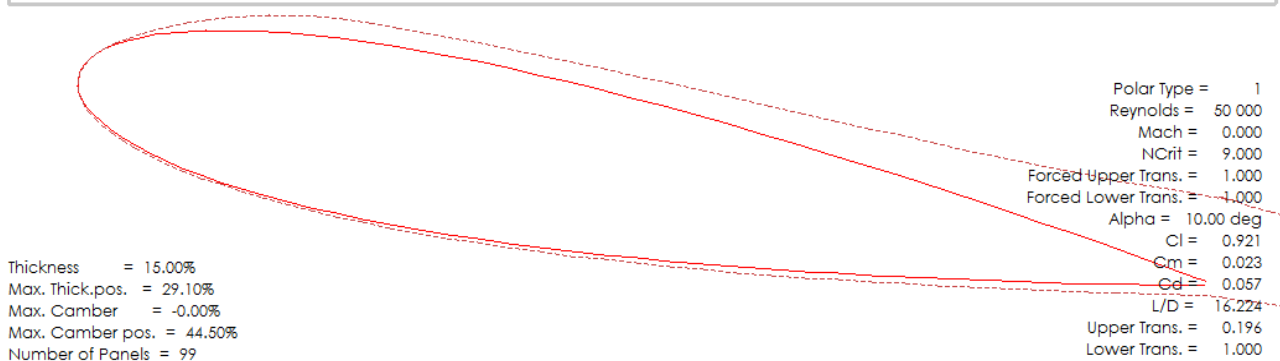
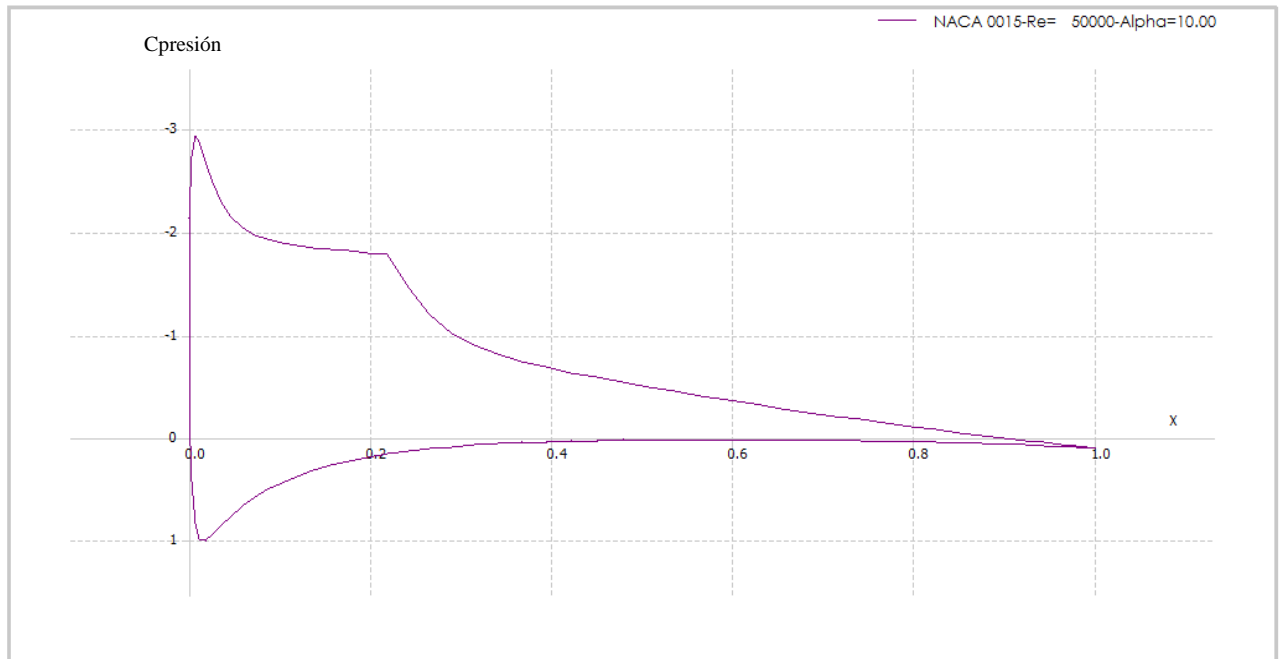
**Figura nº43.**  
**Simulación polar NACA 15 y 16 con múltiples Reynolds.**

Resulta evidente que el incremento del número de Reynolds produce un aumento significativo del beneficioso coeficiente de sustentación ( $C_l$ ) a la vez que reduce sustancialmente el perjudicial coeficiente de arrastre. Así pues, tal y como se puede apreciar en las figuras nº42 y 43, el impacto del número de Reynolds sobre la eficiencia aerodinámica del dispositivo (ratio  $C_l/C_d$ ) es enorme.

Más adelante en el trabajo se efectuarán simulaciones que tienen en cuenta el efecto de las distorsiones de capa límite sobre los gradientes de presión.

La forma de la capa límite a lo largo de la superficie de la pala y su evolución ante cambios en el ángulo de ataque se estudia mediante la distribución del coeficiente de presión. Este coeficiente describe de forma adimensional como es el gradiente de presiones en la capa límite. Las figuras nº44 y nº46 ilustran el valor del coeficiente de presión ( $C_{presión}$ ) representándolo en función de la distancia unitaria sobre el eje de cuerda a la que se mide.

Análisis del coeficiente de presión para un ángulo de ataque de  $10^\circ$  y  $Re = 50000$ :



**Figura n°44.**  
**Distribución del coeficiente de presión ( $C_p$ ) en NACA 15  $\alpha=10^\circ$  constante y perfil de longitud de cuerda unidad.**





### 5.2.3. Conclusiones para el diseño de pala

Se ha visto que el número de Reynolds tiene un gran impacto. Resultará interesante conocer además cuál es el impacto exacto del número de Reynolds sobre los coeficientes aerodinámicos para el perfil elegido (NACA 0015) con un determinado ángulo de ataque.

Se efectúa una simulación con ángulo de ataque fijo de 5 grados para estudiar los coeficientes aerodinámicos del perfil ante flujos que van desde muy laminar hasta la transición laminar-turbulento ( $Re = 0$  a  $Re = 500000$ ).

Simulación para NACA 0015 en  $\alpha = 5^\circ$  con barrido de  $Re$  (0 – 500000):

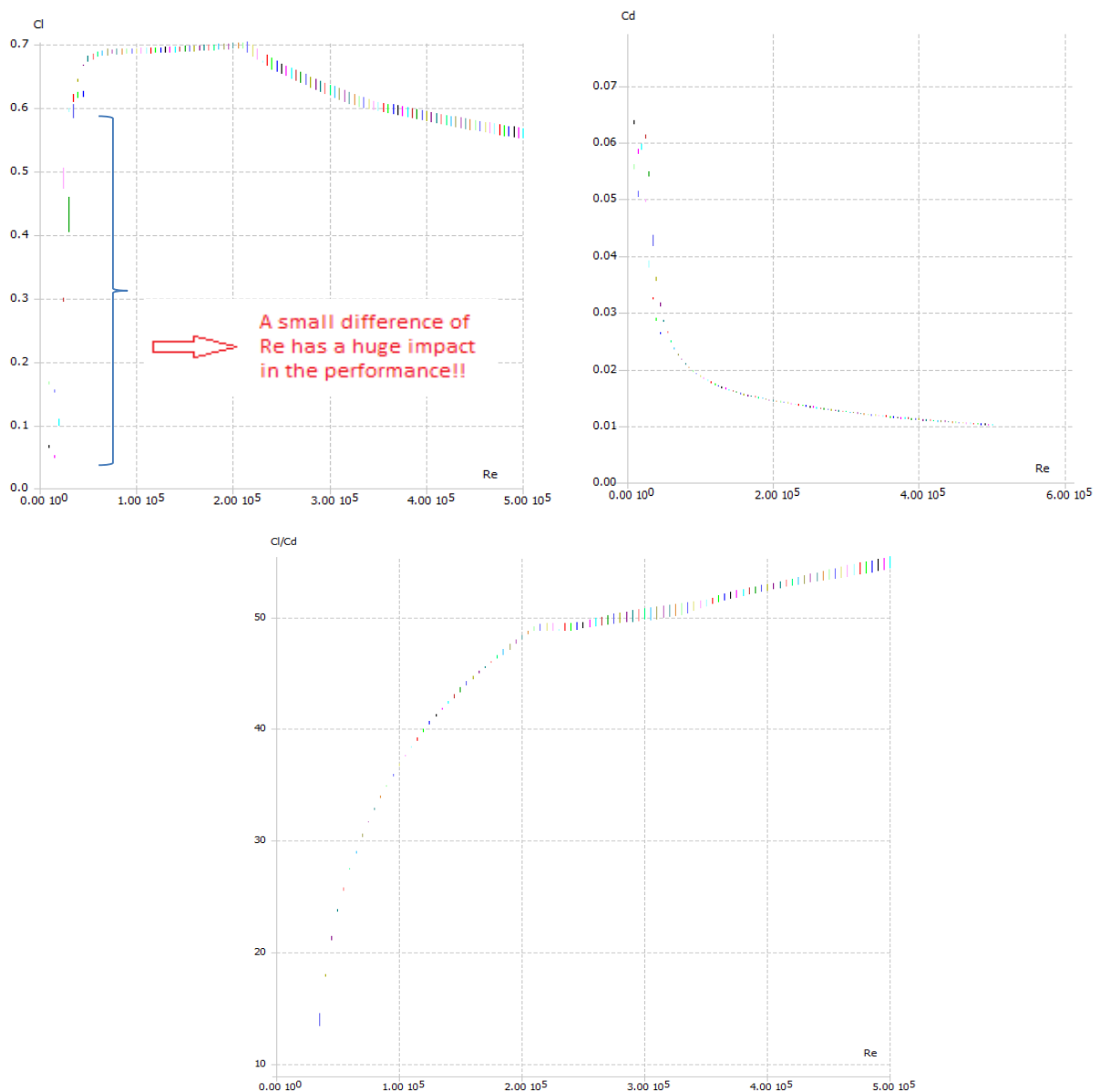


Figura n°47.  
Simulación NACA 15  $\alpha=5^\circ$  constante y barrido de Reynolds.

Las simulaciones para distintos valores de Re en el apartado anterior ya indicaban una mejora importante con el aumento del Re pero estas últimas 3gráficas de la figura nº47 dejan claro su extrema importancia.

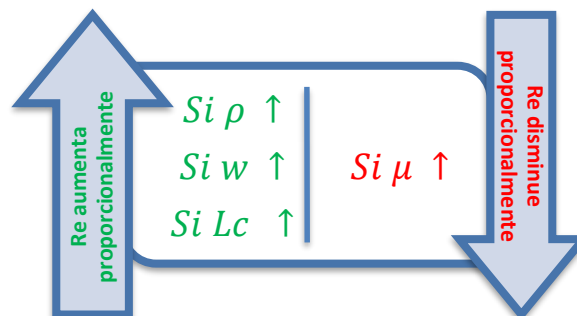
**¡ LA EFICIENCIA AERODINÁMICA CRECE DE FORMA LOGARÍTMICA CON EL REYNOLDS !**



**El bajo número de Reynolds del túnel va a ser un problema para la eficiencia del modelo**

### ¿ Cómo aumentar el número de Reynolds ?

El valor del número de Reynolds se varía de forma proporcional a los siguientes parámetros:



- **Aumentar la  $\rho$**  . La densidad del viento en el túnel es la que es  $1.225 \text{ kg/m}^3$  . Se podría aplicar la teoría de modelos e intentar experimentar con agua en vez de aire para incrementar el Reynolds. Lo malo es que requeriría un túnel nuevo mucho más complejo y costoso. **Se rechaza la idea.**
- **Aumentar la velocidad relativa del viento ( $w$ )** . Hacer girar muy rápido la turbina o aumentar su radio (mayor tamaño) serían las dos únicas formas de hacerlo ya que incrementar la velocidad del viento significaría reducir mucho el TSR y esto significaría tener perdida aerodinámica dinámica en todo momento. El radio de la turbina vendrá limitado por la capacidad de la cámara de pruebas y la velocidad de giro por la propia integridad estructural del modelo, las vibraciones y el rozamiento. **Se rechaza la idea.**
- **Reducir la viscosidad dinámica del fluido ( $\mu$ )** . La viscosidad dinámica del fluido es la que es,  $17,4 \mu\text{Pa} \cdot \text{seg}$  y no es algo que se pueda cambiar fácilmente a menos que se modifique la naturaleza del fluido de trabajo. **Se rechaza la idea.**

- **Aumentar la longitud característica del cuerpo ( $L_c$ ).** Considerando la cuerda del perfil de pala como longitud característica, la única solución sería **diseñar las palas con una longitud de cuerda muy sobredimensionada**. Esto **aumentaría de forma proporcional el número de Reynolds global, pero tendría dos importantes contrapartidas relacionadas con el aumento de la solidez del rotor (no quedará otra que hacer esto):**

**Solidez del rotor:**

La solidez del rotor ( $\sigma$ ) es un ratio que da una idea de la cantidad de área de barrido que es ocupada por las palas. Existen dos formas de referirse a ella:

$$\text{Como } \sigma = \frac{A*N}{A_{\text{barrido}}} \quad \text{o} \quad \text{como } \sigma = \frac{C*N}{R} \quad \text{Ec. n}^\circ 21$$

Donde "A" es el área proyectada de una pala sobre el plano de giro,  $A_{\text{barrido}}$  la superficie barrida por el rotor, "N" el número de palas, "C" la longitud de la cuerda del perfil y "R" el radio del rotor.

Por simplicidad este trabajo empleará la segunda.

- **Contrapartida n°1:** Los modelos computacionales para el estudio del comportamiento de estas turbinas son muy imprecisos ante altas solidez de rotor.
- **Contrapartida n°2:** El aumento de la solidez trae consigo un drástico descenso de la relación de velocidades de punta de pala (TSR) lo que se traduce en una eficiencia mucho más baja. Esto sucede debido a que, por un lado, se acentúa la entrada en pérdida aerodinámica dinámica y por el otro, se reduce la velocidad relativa entre el perfil y el viento (reducción proporcional del número de Reynolds). Los modelos a escala fabricados en este trabajo se quedarán en un TSR máximo de en torno a 2 cuando los de tamaño real alcanzan sin problemas valores de TSR=6.

Ante este **TRADE-OFF tamaño de cuerda  $\Leftrightarrow$  solidez de rotor**, se ha decidido diseñar las palas con un tamaño de cuerda de 8cm dando lugar a una solidez "en torno" a  $\sigma = 1,14$ . La razón por la cual se dice "en torno" es que la longitud de la cuerda experimentará una reducción en los extremos de la pala.



**Figura n°48.**  
Simulación computacional del fluido para el modelo con perfil de cuerda=3cm (software QBLADE ).

#### **5.2.4. Diseño prototipo 1 en Solid Works**

La presente subsección muestra de forma resumida los diseños en Solidworks de las piezas que conformaran el PROTOTIPO 1, el PROTOTIPO 2 y el primer prototipo de turbina Darrieus híbrida Troposkien-H.

El proceso de diseño hasta la obtención del archivo que será procesado por el software de impresión 3D se divide en 3 pasos bien diferenciados, el diseño de pieza, el ensamblaje y el andamiaje para impresión.

##### *5.2.4.1. Paso 1: Diseño de pieza*

En este primer paso se diseña por separado cada una de las piezas que al montarse conformarán el prototipo de turbina. El diseño de cada pieza se realiza en un archivo SolidWorks Part Document (.SLDPRT).

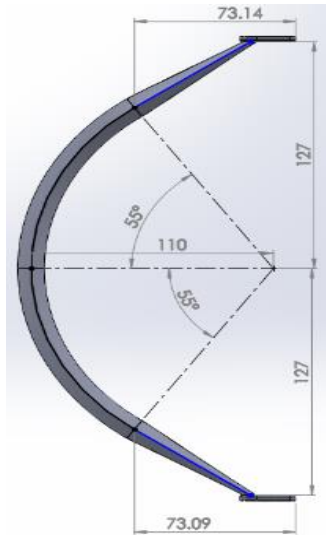
Cada modelo se compone de un mínimo de 6 piezas:

- 2 medias palas Troposkien superiores
- 2 medias palas Troposkien inferiores
- 2 palas rectas para tipo H
- 2 mitades de estructura radial del tipo H
- Base superior
- Base inferior

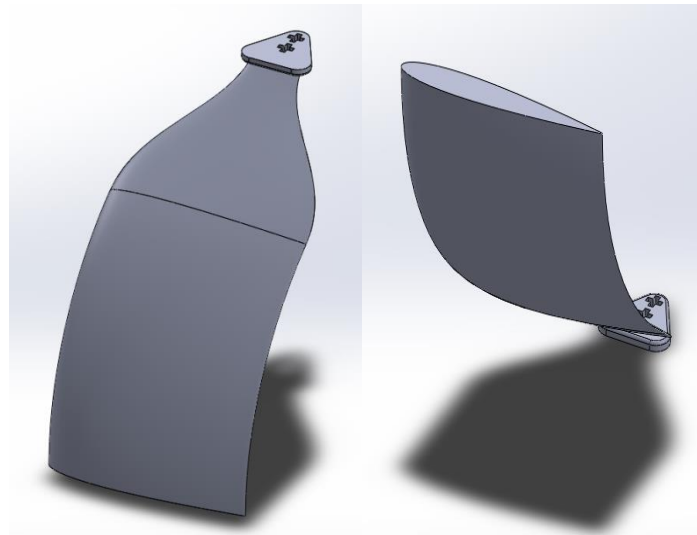
#### **PALAS TROPOSKIEN:**

La geometría de las palas viene determinada por el perfil aerodinámico utilizado (NACA 0015) y la aproximación al Troposkien (figura nº49). La forma Troposkien presenta una serie de ventajas explicadas previamente (páginas 25 y 26) que la hacen muy útil para esta aplicación.

Dado que la forma exacta del Troposkien no es fija (varia con la velocidad de giro cuando hay gravedad) y es una forma realmente difícil de fabricar, el diseño realizado en este trabajo realiza una aproximación a esta curva empleando un arco de 55° de radio 110 mm y dos segmentos tangentes a él en los extremos. No es posible imprimir cada pala de una sola vez con la impresora 3D por lo que será necesario dividir cada pala en dos mitades simétricas respecto a su unión mutua. La figura nº50 muestra las mitades superior e inferior que conforman cada pala Troposkien.



**Figura n°49.**  
Aproximación realizada del Troposkien

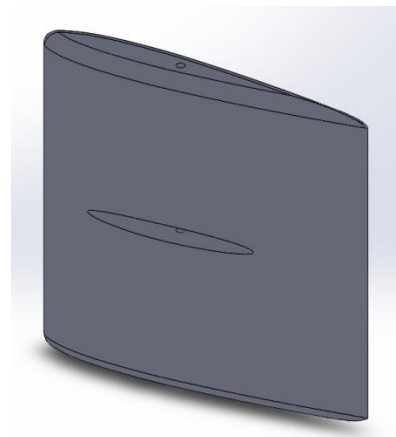


**Figura n°50.**  
Diseño en CAD de las mitades de pala superior e inferior

Ambas mitades de pala cuentan con un perfil NACA 0015 con una longitud de cuerda de 8cm. Cada mitad de acaba en un anclaje triangular de 3mm de espesor para adherir la pala a la estructura del eje.

**PALA RECTA PARA TIPO H:**

Las palas rectas tendrán el mismo perfil aerodinámico que las Troposkien (NACA 0015, cuerda=8cm) y una altura de 8cm. Cada pala dispondrá de 2 orificios que atravesarán la pala. El orificio elíptico servirá para hacer pasar por él la estructura radial que une la pala al eje y el orificio circular tiene como objetivo alojar una varilla que fije la posición de la pala a una distancia radial determinada sobre la estructura radial (ver figura n°51).



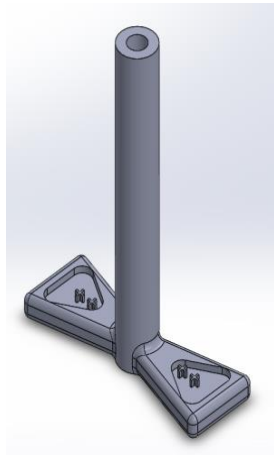
**Figura n°51.**  
Diseño CAD de la pala recta (tipo H)

**BASE SUPERIOR:**

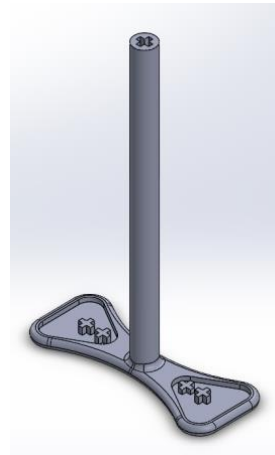
La base superior es la encargada de sostener el extremo superior de las palas. En la primera etapa de diseño se diseñan dos bases superiores distintas. La primera de ellas, representada en la figura n°52, posee un mástil grueso (2 cm de diámetro), un encaje de palas con radio de offset de 44 mm y una altura de 13,7 cm. La segunda, representada en la figura n°53, tiene un mástil fino (1 cm de diámetro), un encaje de palas con radio de offset 33mm y una altura de 13,2 cm.

La diferencia de alturas se debe a que una tiene unos amarres más gruesos, sin embargo, en lo que respecta a la longitud del mástil, esta es la misma en los dos casos (12,7cm).

Ambas piezas poseen dos orificios, uno para introducir el macho de la base inferior y otro para introducir un palo de plástico prefabricado de sección en cruz. El palo prefabricado unirá la turbina al cojinete superior que sostiene a la turbina en vertical.



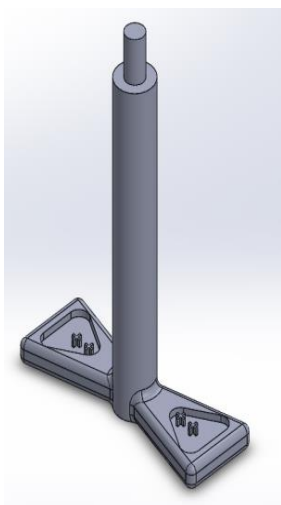
**Figura n°52.**  
Base superior de mástil grueso



**Figura n°53.**  
Base superior de mástil fino

#### **BASE INFERIOR:**

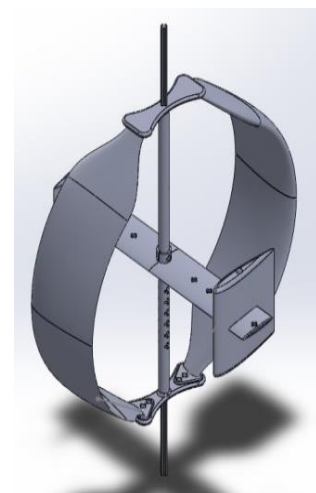
La base inferior posee la misma geometría que la superior con la diferencia de que la parte superior del mástil posee un macho en vez de una cavidad. La base inferior destinada al primer prototipo (figura n°54) tendrá un macho de sección circular mientras que la base inferior destinada al segundo prototipo (figura n°55) tendrá un macho más largo de sección cuadrada. Unas cavidades de sección en cruz permitirán unir la turbina al generador a través de un palo de plástico prefabricado (eje de transmisión).



**Figura n°54.**  
Base inferior de mástil grueso



**Figura n°55.**  
Base inferior de mástil fino



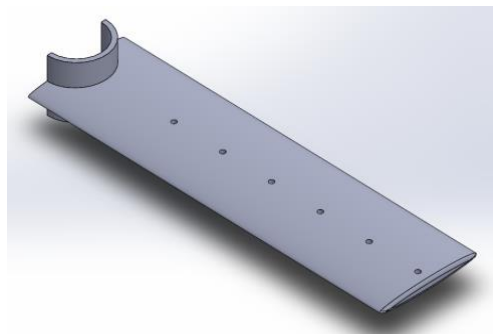
**Figura n°56.**  
Conjunto híbrido rechazado

Tal y como se puede ver en la figura nº55, el mástil consta de una serie de orificios. Esto se debe a que la idea original consistía en poder emplear las bases de la figura nº53 y la figura nº55 para montar un prototipo híbrido y probarlo a distintos radios y alturas (figura nº56). El objetivo de los orificios es poder intercambiar la posición de la estructura en H de forma ágil.

#### **ESTRUCTURA RADIAL PARA EL TIPO H:**

La estructura radial se encarga de sostener las palas rectas. La sección del radio posee una forma elíptica con el objetivo de minimizar el arrastre aerodinámico. Esta sección se ajustará al orificio de las palas rectas. Se requiere una división de la estructura radial en dos mitades para que sea posible su impresión en vertical. La longitud radial será de 14,5 cm y se dispondrá de orificios con un diámetro de 2 mm para insertar el tornillo que fija las palas rectas a la estructura con el radio que se desee en cada configuración. Dichos orificios se situarán a distancias radiales de 4, 6, 8, 10, 12 y 14 cm.

Obsérvese que la pieza mostrada en la figura nº57 está diseñada para montarse en el mástil grueso y es distinta a la que se emplea en el montaje de la figura nº56. Esto se debe a que el diseño de la figura nº56 fue descartado por su fragilidad y se decidió emplear las bases de mástil grueso (figuras nº52 y nº54) para la experimentación con el híbrido (las explicaciones pertinentes se encuentran en el apartado 5.5.2.).

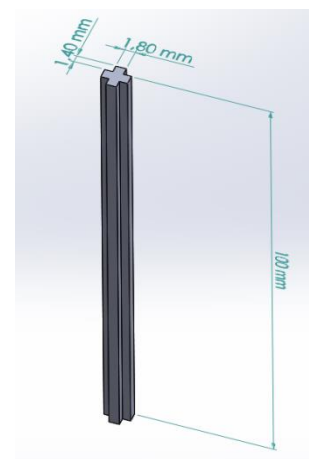


**Figura nº57**  
**Mitad de estructura radial**

#### **EJE DE PLÁSTICO PREFABRICADO:**

La unión de la turbina al generador y al cojinete superior se realiza mediante dos ejes de plástico prefabricado de sección en forma de cruz.

Estos ejes son de un plástico más duro y quedarán encajados de forma hermética en las cavidades de las bases superior e inferior diseñadas para tal fin.

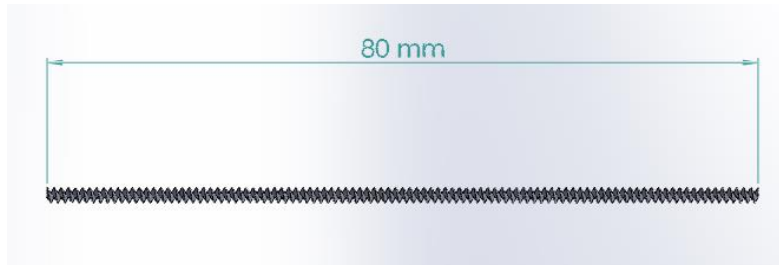


**Figura nº58.**  
**Eje de plástico prefabricado**



### **VARILLAS ROSCADAS PARA FIJAR LA PALA RECTA:**

Las varillas encargadas de fijar las palas rectas a la estructura radial del H tienen una longitud de 8 cm y un diámetro de 2 mm (ver figura nº59).



**Figura nº59.**  
**Varilla roscada**

#### *5.2.4.2. Paso 2: Ensamblaje en Solid Works*

Una vez diseñadas las piezas, resulta imprescindible realizar un ensamblaje SolidWorks Assembly Document (.SLDASM) de todas ellas para asegurar que encajan a la perfección. Como se verá en el apartado de la impresión 3D, la impresora tiende a redondear los ángulos rectos y habrá que efectuar algunos retoques en las dimensiones de los agujeros sobredimensionándolos para compensar este efecto y que las piezas puedan encajar.

En caso de no conseguir un encaje óptimo los modelos pueden ser giroscópicamente desbalanceados y las vibraciones que se generarán durante la operación, pueden hacer explotar los frágiles prototipos de plástico.

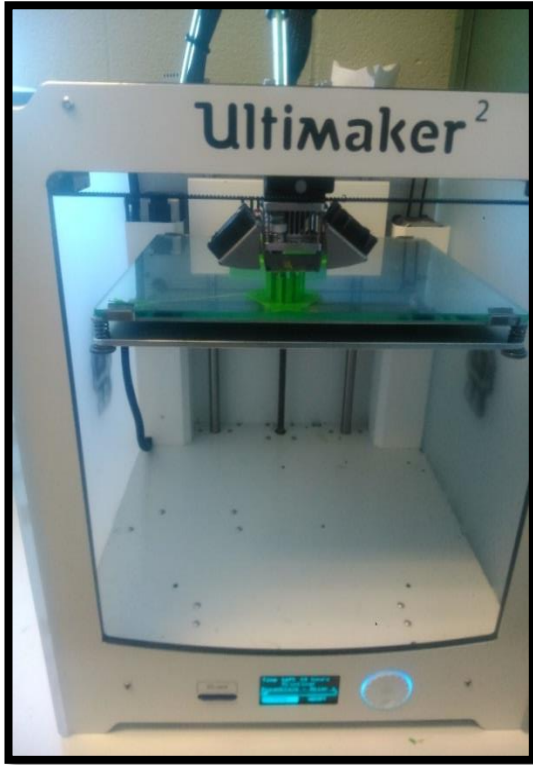
#### *5.2.4.3. Paso 3: Andamiado de piezas*

La morfología de las piezas, especialmente de las palas, dificulta su correcta impresión. Las formas curvas que no poseen un soporte sólido debajo, son difíciles de imprimir. La impresora 3D pierde precisión cuando tiene que depositar material sobre bordes en voladizo ya que estos tienden a moverse y vibrar. La solución a este problema consistirá en dotar a las piezas de un andamiaje que se imprimirá junto a la propia pieza confiriendo una mayor estabilidad a la estructura durante el proceso de impresión (sin andamiaje las palas se caen y no se imprimen).

Una vez que el andamiado está completo, el archivo se guardará en formato .stl. Este es el formato empleado por el software de impresión 3D para generar el código de instrucciones que ejecuta la impresora.

## 5.3. Fabricación de prototipos

### 5.3.1. Impresión 3D



**Figura n°60.**  
Impresora Ultimaker 2 empleada para generar las piezas.

Modelos de impresora 3D empleados:

- Ultimaker<sup>2</sup>
- Ultimaker<sup>2+</sup>

Software de generación de instrucciones: Cura

Cura es un software gratuito de que permite generar a partir de un archivo CAD en formato. stl las instrucciones que las impresoras 3D Ultimaker necesitan para generar las piezas.

Material: PLA

EL políácido láctico (PLA o ácido poliláctico) es un poliéster termoplástico constituido por moléculas de ácido láctico. Con propiedades semejantes a las del tereftalato de polietileno (PET), se utiliza para hacer envases por ser biodegradable (se degrada fácilmente en agua y óxido de carbono).

El PLA requiere una temperatura de extrusor de entre 180°C y 220°C y la cama caliente sobre la que se deposita el material fundido debe estar alrededor de los 50°C.

La impresión 3D con PLA resulta sencilla al requerir de menores temperaturas de cama y extrusor. Además, es más rápida y no emite gases nocivos (las impresoras pueden estar funcionando en una sala cerrada sin riesgo de intoxicarse tras permanecer largo tiempo en su interior).

Los inconvenientes del PLA con respecto a su principal competidor, el ABS, son su menor resistencia mecánica, su debilidad ante las altas temperaturas (se empieza a descomponer a partir de 50-60 °C) y su difícil postprocesado.

Intentar mecanizar, pintar y, sobre todo, pegar piezas será más complicado.

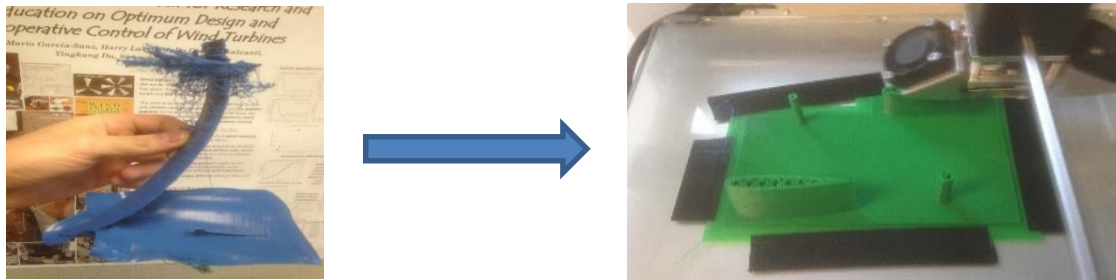
El PLA es adecuado para aplicaciones domésticas, pero no resulta serlo tanto para la fabricación de los prototipos de este trabajo. Es un material demasiado frágil, no puede



**Figura n°61.**  
Bobina de PLA en la parte trasera de la impresora.

taladrarse adecuadamente (se funde al taladrarlo) y no responde demasiado bien ante el tratamiento superficial.

La impresora es configurada con una temperatura de extrusor de 220°C y una temperatura de cama caliente de 65°C. La razón para tener una temperatura de cama caliente más alta de lo normal es que, en ocasiones, algunas piezas se despegan de la base arruinando la impresión (ver figura nº62).



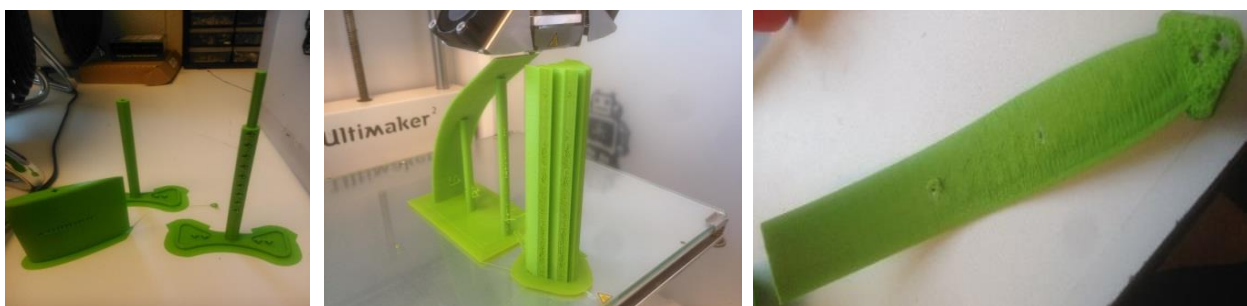
**Figura nº62.**  
**Solución a la falta de adherencia de la cama caliente**

Pese a la mayor temperatura, a veces, las piezas siguen despegándose por lo que la solución final acaba siendo la cinta aislante. Un porcentaje aproximado del 15% de las piezas sale defectuoso debido a problemas con la impresora cuyas causas no están claras. La figura nº63 muestra algunos errores de impresión extraños.



**Figura nº63.**  
**Errores de impresión frecuentes**

Las piezas correctamente confeccionadas deben separarse de su andamiaje para ser procesadas posteriormente. El tratamiento superficial se hace imprescindible debido a que en general, los acabados son deficientes. La figura nº64 muestra resultados satisfactorios de impresión.



**Figura nº64.**  
**Piezas al finalizar la impresión (se requiere postprocesado)**

### 5.3.2. Tratamiento superficial

#### Lijado:

El plástico PLA no responde bien ante el lijado de superficie. Aunque las rugosidades más profundas son eliminadas con éxito, la lija genera asperezas en el material.



Figura n°65.  
Superficie lijada (acabado muy malo)

#### Baño en acetona (Propanona $\text{CH}_3(\text{CO})\text{CH}_3$ ):

La acetona es un compuesto orgánico líquido, incoloro, de olor característico, inflamable y volátil que actúa como disolvente ante muchos plásticos.

El gas de acetona, la cual se evapora fácilmente a temperatura ambiente es tóxico y requiere medidas especiales para su manipulación (entorno con ventilación forzada).

El objetivo del tratamiento con acetona es disolver la primera capa superficial de las piezas para eliminar las asperezas provocadas por el lijado.

Tras el tratamiento las piezas adquieren un color blanquecino y su superficie resulta más lisa al tacto (figura n°66).

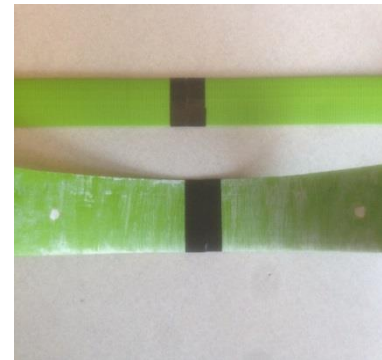


Figura n°66.  
Comparativa entre superficie tratada con acetona y sin tratar

#### ¿Es una buena idea?

Tras varios experimentos comparativos no se ha apreciado ninguna mejora significativa en la eficiencia. Podría decirse que el tratamiento superficial ha sido una pérdida de tiempo.

Tras investigar sobre qué es lo que puede estar sucediendo, se ha descubierto la posibilidad de que las palas rugosas estén siendo beneficiadas por la rugosidad superficial. Resulta contra intuitivo pero bajo condiciones de flujo muy laminar, las rugosidades superficiales crean algo de turbulencia que reduce el arrastre en un fenómeno llamado crisis de drag (ver figura n°67).

Si es eso lo que está sucediendo, las palas estarán experimentando el mismo efecto que las bolas de golf con hoyuelos. Estas son capaces de provocar la separación de la capa límite reduciendo el arrastre aerodinámico a bajo Reynolds.

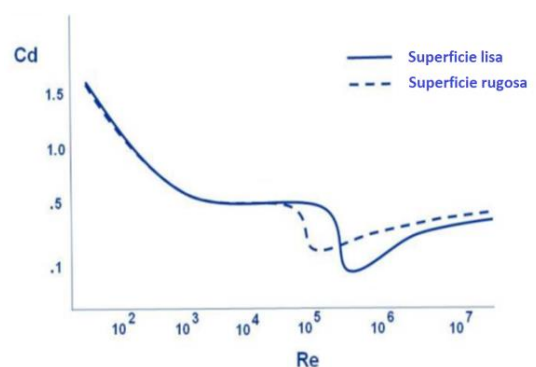


Figura n°67.  
Ilustración de crisis de arrastre en función de la rugosidad superficial

Por otro lado, pese al probable descenso en el coeficiente de arrastre ( $C_d$ ), las superficies rugosas están reduciendo el coeficiente de sustentación ( $C_l$ ) y será difícil saber cuál es el efecto dominante. Este es un problema que no existe en prototipos de tamaño real por que el número de Reynolds es mucho más alto y siempre se buscará tener una superficie lo más lisa posible. Los primeros prototipos han sido ensamblados utilizando solo pegamento y cinta aislante.

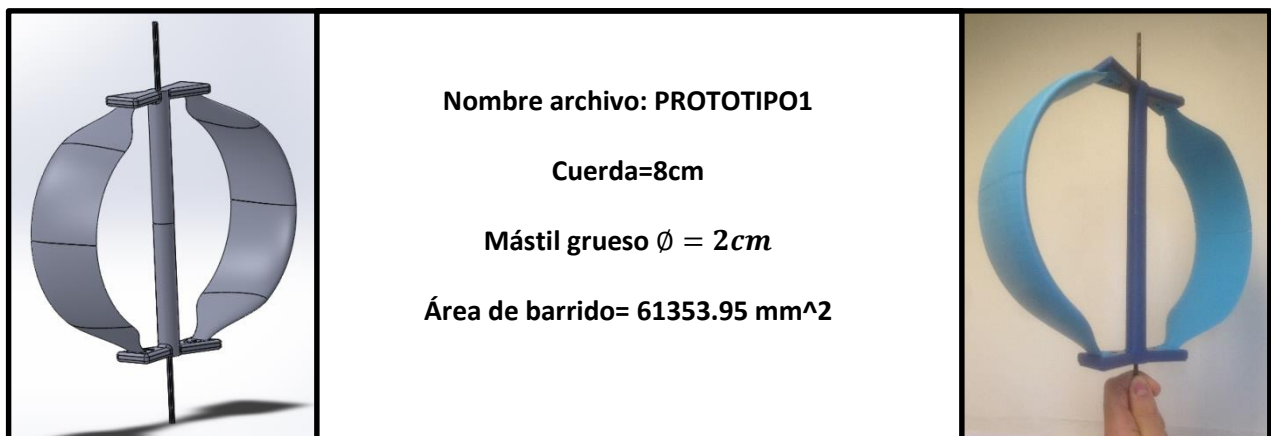


**Figura n°68.**  
**Partes de estructura híbrida en H**

### **5.3.3. Montaje**

En el presente apartado se muestran los montajes realizados para la primera tanda de experimentos tras el postprocesado de las piezas impresas y su montaje utilizando pegamento y cinta aislante.

#### **PROTOTIPO 1:**



**Figura n°69.**  
**Diseño CAD del Prototipo1**

**Figura n°70.**  
**Prototipo1 montado**

## PROTOTIPO 2:

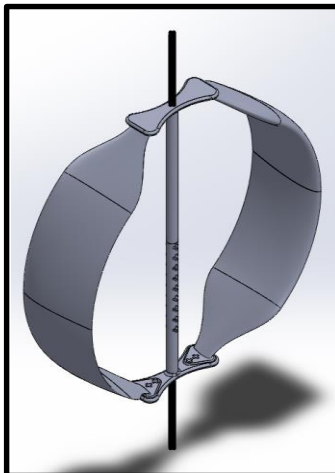


Figura n°71.  
Diseño CAD del Prototipo2

Nombre archivo: PROTOTIPO 2

Cuerda=8cm

Mástil fino  $\varnothing = 1\text{cm}$

Área de barrido= 56315.61 mm<sup>2</sup>

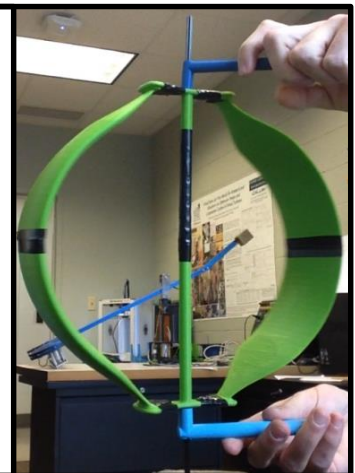


Figura n°72.  
Prototipo2 montado

## Híbrido PROTOTIPO 1 + TIPO H:

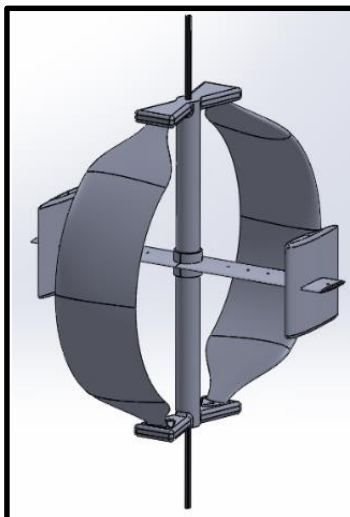


Figura n°73.  
Diseño CAD del híbrido

Nombre archivo: Híbrido prototipo1-H

Cuerda de palas Troposkien = 8cm

Cuerda palas tipo H = 8cm

Mástil grueso:  $\varnothing = 2\text{cm}$

Área de barrido= 61353.95 mm<sup>2</sup>

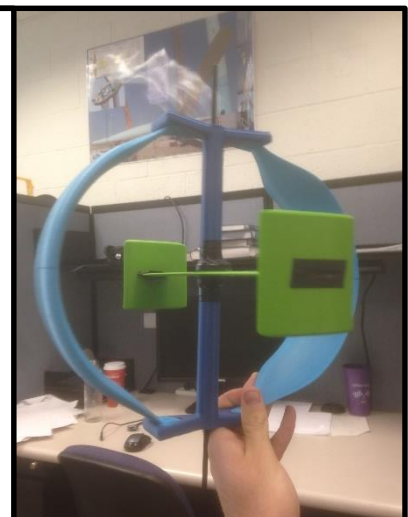


Figura n°74.  
Prototipo híbrido montado

La idea inicial ha sido construir el híbrido tomando como base el PROTOTIPO 2. De hecho, tal y como puede apreciarse en la foto, la base inferior de este prototipo ha sido diseñada con una serie de agujeros de sección en forma de cruz que sirven para insertar las fijaciones del H.

Al final, a resultado no ser una buena idea debido a que los agujeros debilitan el mástil haciéndole perder rigidez y estabilidad. Tal y como se explicará en el siguiente apartado, se ha decidido montar la estructura de palas en H sobre el PROTOTIPO 1 empleando abracaderas de plástico y cinta aislante.



Figura n°75.  
Base inferior del prototipo2 con agujeros en el mástil

## 5.4. El túnel de viento

El túnel de viento de los laboratorios del CESC fue construido en el año 2015 por el Profesor Mario García-Sanz, Dr. Eng. y su asistente de laboratorio el candidato a Doctor Fa Wang quien instruyó al autor para operarlo de forma autónoma.

La electrónica de potencia empleada en el túnel fue diseñada e implementada por el egresado de la Universidad Pública de Navarra Iñigo Jimenez Anchustegui-Etxarte y no se contemplará en el trabajo.

### Componentes:

- Túnel de succión semi-abierto:

El ventilador succiona el aire desde un lado del túnel y lo expulsa a una habitación cerrada. El túnel empleado se considera abierto porque acaba en el ventilador y el aire no recircula por un conducto cerrado. Sin embargo, la habitación en la que se encuentra es estrecha y alargada:

- Anchura 2 veces la sección del túnel.
- Altura 3 veces la de la sección del túnel.
- Profundidad 1,2 veces la longitud del túnel.

Como consecuencia, estando la habitación con la puerta y ventanas cerradas, su comportamiento puede estar a medio camino entre el túnel de tipo abierto y el tipo cerrado.

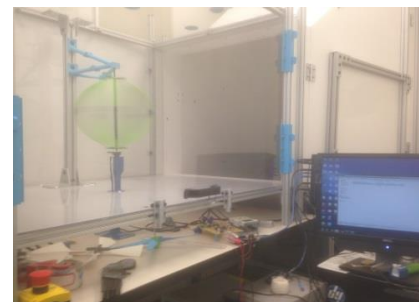


**Figura nº76.**  
**Túnel de viento**

- Cámara de pruebas:

La cámara de pruebas es la zona donde se coloca el dispositivo que será sometido a los experimentos.

- Dimensiones: 700mm x 800mm x 1200mm
- Paneles de vidrio acrílico (transparente)



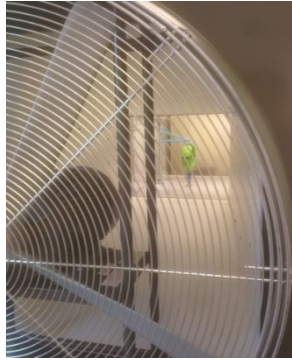
**Figura nº77.**  
**Cámara de pruebas.**

- Entrada de aire:

La entrada de aire al túnel se produce a través de un enrejado metálico en forma de panel con orificios hexagonales. El enrejado suministra a la cámara de pruebas un flujo laminar uniforme por toda su sección.

- Fuente de viento:

La fuente de viento es un ventilador accionado por un motor asíncrono de jaula de ardilla con una potencia de 2.3 KW a 480 V. La velocidad de giro del motor y por lo tanto del viento se controla mediante un variador de frecuencia (VFD) de la marca ABB. La velocidad máxima del viento en la cámara de pruebas es de 20 m/s.



**Figura n°78.**  
Motor AC trifásico de jaula de ardilla (P=2.3 kW).



**Figura n°79.**  
Variador de frecuencia para variar la velocidad del motor.

- Mini-generator DC de imanes permanentes:

El generador DC empleado es un E-motor de juguete (Marca: Lego). Se trata de un min-generator de imanes permanentes con unos pocos vatios de potencia y un rendimiento muy bajo.



**Figura n°80.**  
E-motor lego.

- Soporte de la turbina (torre azul):

El soporte de la turbina ha sido fabricado con la impresora 3D al igual que los modelos. El soporte consta de dos partes. La mitad inferior se ancla al suelo bajo la cámara de pruebas mientras que la mitad superior se enrosca sobre ella a través de un orificio practicado en el suelo de la cámara de pruebas. La mitad superior, una vez enroscada, sostiene la turbina, el generador y el encoder dentro de la cámara.

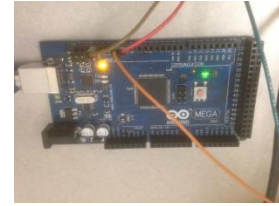


**Figuras n°81 y n°82.**  
La torre se instala con la mitad de su cuerpo dentro de la cámara de pruebas atravesando un orificio que luego se sella.



- Microcontroladores:

- Arduinos: Se han instalado 2 arduinos. Uno de ellos está conectado al VFD controlando la máquina de inducción y el otro está conectado a Matlab y es el encargado de efectuar el control del generador DC.



**Figura n°83.**  
**Arduino Mega.**

- Lego NXT: Se trata de un dispositivo con una interfaz de la plataforma LEGO que se encarga de efectuar la adquisición de información desde los sensores LEGO.



**Figura n°84.**  
**Lego NXT.**

- Sensores LEGO:

- Tensión
- Corriente (Mucho ruido)
- Encoder (Mucho ruido)



**Figura n°85.**  
**Sensores de corriente y tensión.**



**Figura n°86.**  
**Encoder.**

El Encoder es un sensor de posición que se emplea para medir la velocidad a partir de la derivación de la posición medida. A lo largo del trabajo se le llamará por simplicidad “sensor de velocidad” puesto que la velocidad de giro será el dato que interese conocer.

- Fuente de alimentación:

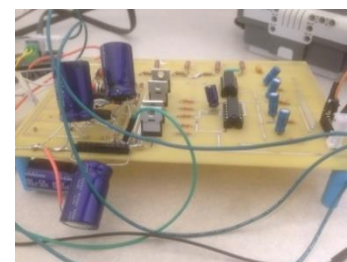
La fuente de alimentación alimenta el circuito de potencia a una tensión de 24 V y sirve para hacer arrancar como motor el generador DC en algunos experimentos.



**Figura n°87.**  
**Fuente de alimentación.**

- Circuito de potencia (muy pequeña potencia):

Sufrió una vez un cortocircuito al hacer un contacto con un cable suelto por lo que hubo que reemplazar el circuito integrado más próximo a la falta.



**Figura n°88.**  
**Electrónica de potencia.**

## 5.5. Test en túnel de viento. Serie de test 1

Los resultados experimentales analizados en el presente capítulo junto a las figuras y el código de Matlab para extraerlas pueden consultarse en la carpeta; Wind tunnel experiments/First series of experiments Asier 2016\_3\_18 chord 8cm.

### 5.5.1. Descripción de la prueba

Este capítulo analiza los resultados experimentales obtenidos en las siguientes pruebas:

- Prueba comparativa entre el Prototipo1 y el Prototipo2.
- Pruebas comparativas entre distintas configuraciones morfológicas del Prototipo híbrido Troposkien-H basado en el Prototipo1.

El objetivo de estas pruebas es obtener la curva  $C_p$ -TSR( $\lambda$ ) que describe la eficiencia de cada prototipo en función de su relación de velocidades de punta de pala.

Idealmente, la curva  $C_p$ -TSR de un aerogenerador no depende de la velocidad de viento con la que está trabajando. Sin embargo, la realidad es que dicha curva sufre pequeñas variaciones en función de la velocidad del viento que incide sobre la turbina.

Los experimentos se realizan a una velocidad de viento constante de 6.85 m/s.

Para obtener la curva  $C_p$ -TSR, se efectúa una modificación progresiva de velocidad a la que gira el generador durante 15 minutos barriendo un rango de valores de TSR.

$$TSR = \lambda = \frac{R (m) * \Omega \left( \frac{\text{rad}}{s} \right)}{U \left( \frac{m}{s} \right)}$$

Conocida previamente la eficiencia del generador (tabulada) y a partir de la corriente y la tensión medidas, se calcula el valor del  $C_p$  para el dicho rango de TSR.

$$P_{elec} = V_g * I_g \quad Ec. n^{\circ} 22$$

$$P_{mec} = \frac{P_{elec}}{\eta} \quad (\eta = \text{eficiencia del generador tabulada}) \quad Ec. n^{\circ} 23$$

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_v} \quad \left( P_v = \frac{1}{2} * \rho * A * U^3 \right) \quad Ec. n^{\circ} 24$$

Para variar la velocidad de giro, se efectúa un control de tensión del generador DC ya que tensión y velocidad están íntimamente relacionadas.  $si V \uparrow \rightarrow \Omega \uparrow$  y  $si V \downarrow \rightarrow \Omega \downarrow$ .

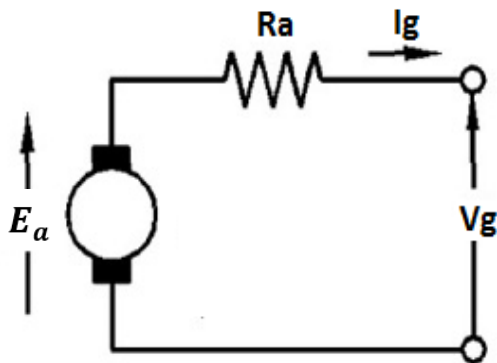


Figura nº89.

Modelo en régimen permanente del generador DC.

$$E_a = V_g + I_g * R_a \quad Ec. n^{\circ} 25$$

$$E_a = \Omega * K_t (K_t = \text{constant}) \quad Ec. n^{\circ} 26$$

$$\Omega * K_t = V_g + I_g * R_a$$

$$\Omega = \frac{V_g + I_g * R_a}{K_t} \quad Ec. n^{\circ} 27$$

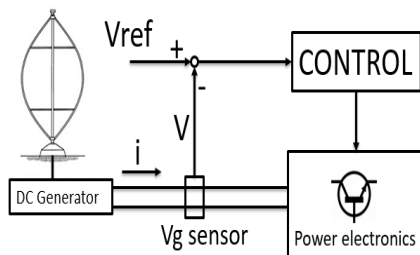
$R_a$  = Resistencia de la armadura ( $\Omega$ )

$I_g$  = Corriente por la armadura (A)

$V_g$  = Tensión de salida (V)

$E_a$  = Fuerza electromotriz inducida en la armadura (V)

Esquema simplificado del control de tensión:



La figura nº90 muestra de forma muy simplificada el esquema de control de tensión utilizado para los experimentos.

El esquema completo del control empleado para este experimento se explicará con detalle tras la identificación de sistema en Simulink (apartado 6.3.).

Figura nº90.

Esquema simplificado del control de tensión.

En la figura nº91 se muestra la evolución de la tensión y la corriente por la armadura lo largo del experimento cuando se somete al generador a 19 tensiones de referencia desde 10,6 V hasta 2 V.

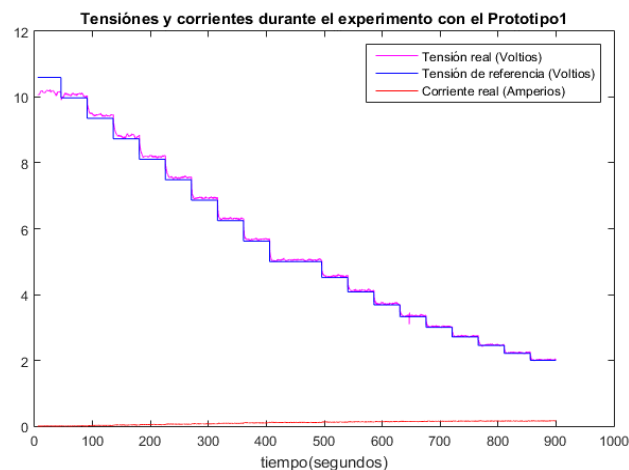


Figura nº91.

Representación de tensiones y corrientes durante el experimento con el Prototipo1.

### 5.5.2. Test comparativo PROTOTIPO 1 vs POTOTIPO 2

Con este primer test se pretende conocer la magnitud de la influencia que el grosor del mástil tiene sobre la eficiencia del dispositivo. Inicialmente parece que una base más aerodinámica (menor anchura de mástil y de amarres) mejorara la eficiencia de sistema al reducir la cantidad de superficie expuesta al fenómeno de arrastre aerodinámico. Sin embargo, los experimentos han demostrado que las vibraciones inducidas en el mástil fino son mucho mayores que en el caso del mástil grueso. La rigidez del grueso (Prototipo 1) es mucho mayor que la del fino (Prototipo 2), el cual, tiene agujeros que lo debilitan aún más.

La rigidez de los prototipos ha demostrado ser un factor de gran importancia ya que el PLA no es nada rígido y el fenómeno de la resonancia aparece a frecuencias muy bajas. Tanto el mástil grueso (Prototipo 1) como el fino (Prototipo 2) entran en resonancia, pero el fino lo hace a una frecuencia más baja (50 rad/s contra 70 rad/s). Durante el experimento, el mástil fino comienza a vibrar como la cuerda de una guitarra en amplitudes de aproximadamente 0.5cm en el centro del mástil.

Pese a que el punto de mayor eficiencia es alcanzado con el Prototipo 2, las enormes vibraciones no le permiten funcionar de forma regular (en cuanto entra en determinados rangos de velocidad las vibraciones aumentan reduciendo la eficiencia).

Cada experimento consta de 5889 datos reales. La figura nº92 muestra la curva Cp-TSR del experimento con el Prototipo 1. Los datos reales (en verde) muestran una gran dispersión por lo que se efectuará una media de los valores de Cp obtenidos para cada una de las 19 tensiones de referencia. En la figura nº92 se muestran los datos reales, las medias y la aproximación polinómica de cuarto grado para la curva que une dichas medias.

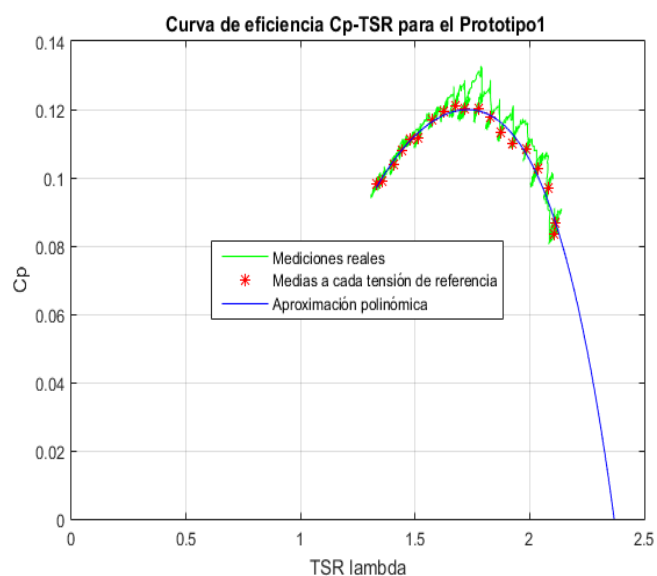


Figura nº92.  
Representación curva Cp-TSR el experimento con el Prototipo1 con datos reales.

La figura muestra las curvas de eficiencia del Prototipo 1 y del Prototipo 2. Los datos recogidos en el experimento con Prototipo 1 son mucho más consistentes (menor dispersión) y además muestran un coeficiente de potencia que se mantiene alto a lo largo de un mayor rango de TSR.

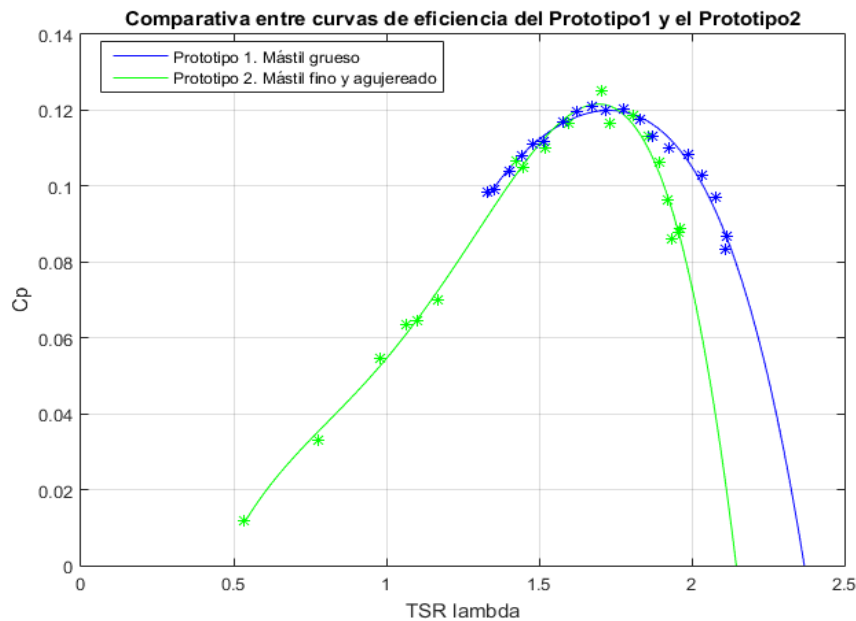
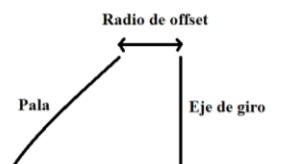


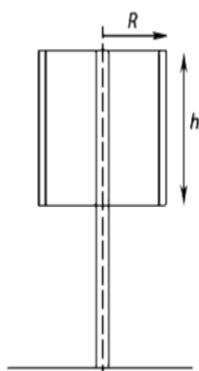
Figura nº93. Curvas Cp-TSR del Prototipo1 y Prototipo2.

El prototipo 1 tiene algo más de área de barrido debido a que sus palas, (exactamente iguales a las del prototipo2) están amarradas a la estructura con un mayor radio de offset.

- Radio de offset Prototipo1 = 44mm
- Radio de offset Prototipo 2 = 33mm



Esto quiere decir que, para una misma altura de rotor, el radio máximo de la turbina es algo mayor y, por lo tanto, su "aspect ratio" (ecuación nº28) es menor.



$$\text{Aspect ratio} = \frac{h}{R} \quad \text{Ec. n}^\circ 28$$

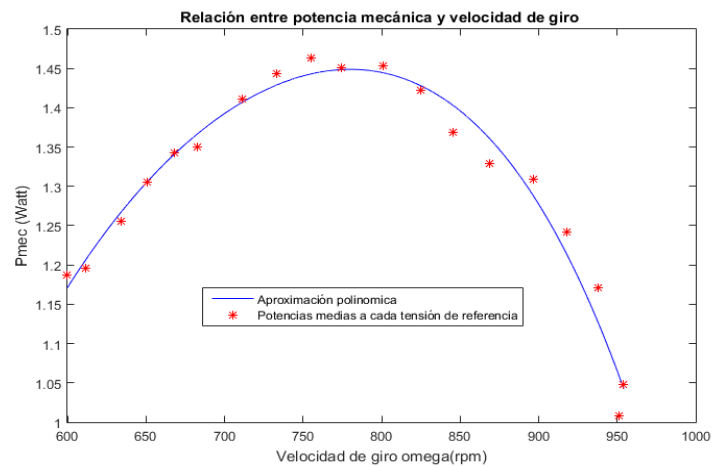
Si  $h/R$  es menor, el  $C_p$  alcanzado a la misma velocidad de giro será mayor

$$\text{Si } R_{\text{offset}} \uparrow \rightarrow R \uparrow \rightarrow \frac{h}{R} \downarrow \rightarrow \text{TSR} \uparrow \rightarrow v_{\text{lineal}} \uparrow \rightarrow Re \uparrow \rightarrow Cp \uparrow$$

Además la solidez se hace más pequeña Solidez:  $\sigma = \frac{\text{Cuerda}_{\text{perfil de pala}} * N_{\text{palas}}}{R_{\text{pala}}}$

$$\text{Si } R_{\text{offset}} \uparrow \rightarrow R \uparrow \rightarrow \sigma \downarrow \rightarrow \text{TSR} \uparrow \rightarrow v_{\text{lineal}} \uparrow \rightarrow Re \uparrow \rightarrow Cp \uparrow$$

En la siguiente figura se muestra la curva potencia-velocidad de giro obtenida para el Prototipo1:



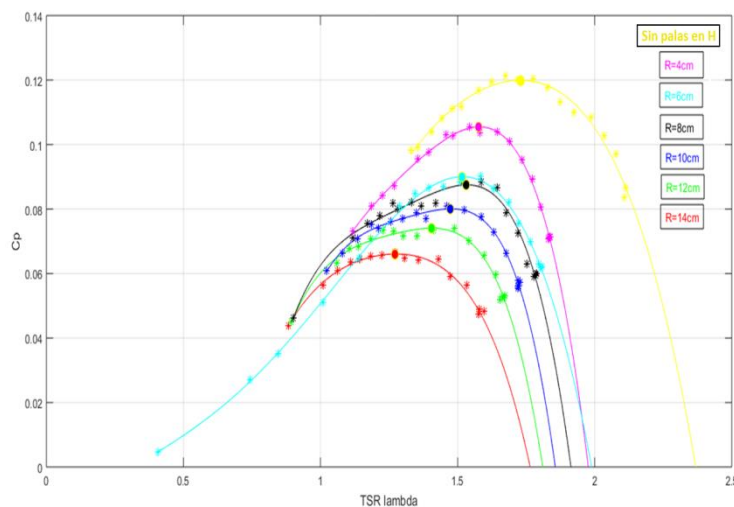
**Figura n°94.**  
**Curva Potencia-Velocidad de giro con Prototipo1**

Aunque el prototipo2 no ha llegado a romperse, la solidez del prototipo1 lo hace mejor candidato para la hibridación con la estructura en H.

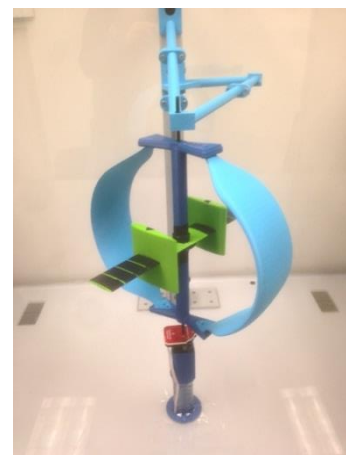
### 5.5.3. Test comparativo Híbrido Troposkien-H en diferentes configuraciones

#### 5.5.3.1. Test con la estructura en H del híbrido en diferentes radios

El experimento con el tipo H en distintos radios muestra que conforme el radio se reduce, la eficiencia del dispositivo aumenta. Como era de esperar en modelos a esta escala, la estructura en H añade tanta solidez al rotor que empeora el rendimiento con respecto del Prototipo1. Además, parece ser que las palas de la estructura en H simplemente “MOLESTAN”. La mejor configuración será la de menor radio, aquella en la que las palas rectas están más cerca del eje y perturban menos a las palas Troposkien.



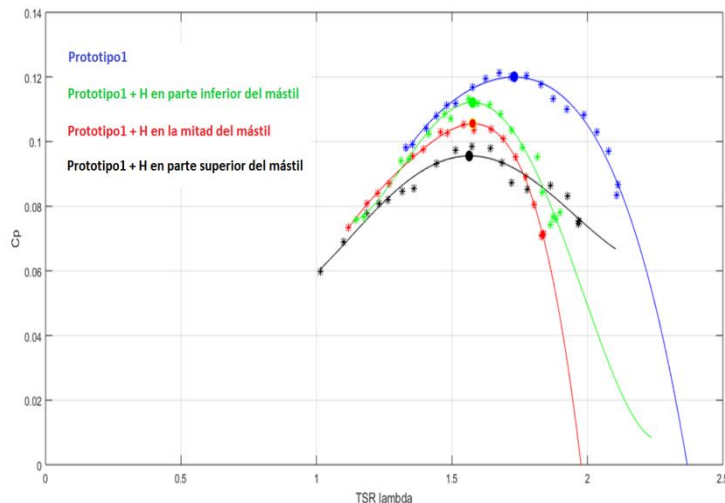
**Figura n°95**  
**Curvas Cp-TSR de la estructura híbrida con las palas rectas a diferentes radios.**



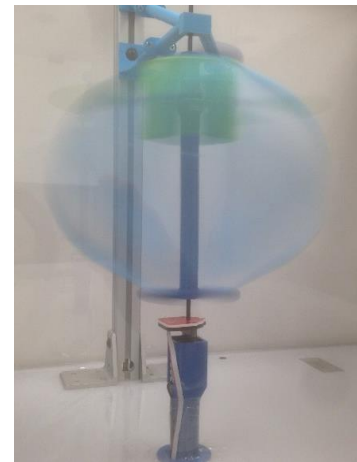
**Figura n°96**  
**Turbina híbrida con estructura H en R=4cm**

### 6.5.3.2. Test con la estructura en H del híbrido en diferentes alturas con $R=4\text{cm}$

Cuanto más arriba se coloca el H, mayor es el momento creado por las vibraciones sobre el generador y ello reducirá la eficiencia. Lo mejor será colocar la estructura abajo para tener una estructura más estable y reducir las vibraciones.



**Figura n°97.**  
Curvas  $C_p$ -TSR de la estructura híbrida con las palas rectas a diferentes alturas y  $R=4\text{cm}$ .



**Figura n°98**  
Turbina híbrida con estructura H con  $R=4\text{cm}$  en la parte superior del mástil

### 5.5.3.3. Conclusiones sobre la turbina híbrida tras la experimentación

Tras los experimentos realizados con la turbina híbrida, puede decirse, que al menos, en esta escala, la combinación de pala Troposkien y estructura en H no es una buena idea. La eficiencia de la turbina híbrida resulta ser siempre inferior por las siguientes razones.

- 1) El aumento de la solidez del rotor.
- 2) Los radios de la estructura en H experimentan mucho arrastre con Reynolds tan bajo.
- 3) Pérdidas de punta de pala en las palas rectas (extremos de pala no optimizados con alerones).

El problema de fondo es que ni siquiera se sabe todavía cómo se comporta la estructura H en solitario ante un flujo tan laminar. El siguiente apartado pretende arrojar algo de luz sobre esta cuestión.

### 5.5.4. Estudio de la turbina tipo H o Giromill

Tras ser testigos del mal funcionamiento del híbrido, en este apartado se estudia el comportamiento de la estructura H en solitario.

Se reciclarán los desechos de modelos que no han funcionado para improvisar una turbina tipo H que pueda ser estudiada de forma individualizada.

En el montaje de las turbinas tipo H improvisadas se emplean tuercas, varillas roscadas, arandelas y un taladro. Tal y como se muestra en la figura nº99, los modelos de prueba se montan fijando las palas al mástil a través de varillas roscadas utilizando rectas con turcas y arandelas. La ventaja de utilizar varillas es que resulta muy rápido y sencillo modificar el radio al que se colocan las palas rectas. Tan solo se deberá modificar el lugar en el que se realiza el apriete de palas mediante las tuercas.



**Figura nº99.**  
**Modelos de prueba contruidos reciclando modelos previos.**

Si bien es cierto que se ha observado una mejora sustancial en el funcionamiento al incrementar el radio al que se situaban las palas (menor “aspect ratio”, menor solidez y mayor área de barrido), estos dispositivos trabajaban mucho peor que los prototipos con palas curvas.

Pese a que consiguen arrancar relativamente fácil, estos modelos no logran alcanzar la potencia mínima que permita obtener de ellos resultados experimentales consistentes. Las velocidades de giro son muy bajas incluso a altas velocidades de viento.

Razones por las que su funcionamiento es pésimo:

- El arrastre sobre los radios es muy grande.
- Los modelos de prueba están muy desbalanceados.
- Se tienen grandes pérdidas de punta de pala por que los extremos al no disponer de aletas en los extremos de las palas.

Teniendo en cuenta los problemas a los que se enfrentan las palas rectas, se pretende diseñar y construir una estructura en H que sea capaz de funcionar mejor junto a las palas Troposkien.

De cara al diseño del nuevo híbrido se empleará el software de diseño y simulación aerodinámica Qblade.



El nuevo diseño híbrido deberá cumplir con las siguientes cuestiones relativas a la estructura en H:

- Posicionamiento en un radio pequeño con respecto al eje de giro.
- Reducción de cuerda para disminuir la solidez.
- Reducción o eliminación de las pérdidas de punta de pala.
- Minimización del arrastre en los radios de la estructura en H.

Sin embargo, conviene realizar alguna simulación por ordenador de estas ideas para evitar caer en la dinámica de prueba y error. Con el objetivo de ahorrar tiempo y reducir el margen de cometer errores el siguiente apartado expone las simulaciones por ordenador realizadas para tratar de comprender cómo se comportan las turbinas empleando palas de distintas formas y distintos tamaños de cuerda.

### ***5.8. Simulación aerodinámica con Qblade***

Las simulaciones por ordenador del comportamiento de las distintas formas, longitudes de cuerda, radios y altura de las palas se han efectuado empleando el software simulación Qblade.

Qblade se integra con el software XFOIL empleado previamente para simular el comportamiento de distintos diseños de pala. El propio software posee una interfaz con la que modelizar, dentro del propio programa, las palas que se van a simular.

Una vez elegido el perfil aerodinámico y realizado el diseño de pala, Qblade aplica el modelo DMS (Double –Multiple Stream tube Model). Este modelo fue desarrollado por Ion Paraschivoiu para el análisis de rotores Darrieus. Se trata de una derivación avanzada de la teoría del disco actuador que se fusiona con la teoría BEM (Blade Element Momentum).

El modelo divide el tubo de fluido en un conjunto de pequeños tubos. Las palas del rotor Darrieus pasan a través de estos tubos en su recorrido de 360º extrayendo energía del viento conforme reducen su velocidad y la teoría del disco actuador se aplica para cada tubo en particular.

Debido a la trayectoria circular de las palas en el Darrieus, la pala pasa por cada tubo dos veces. Cada una de las dos pasadas es tenida en cuenta en el modelo DMS dividiendo el rotor en dos mitades, barlovento y sotavento. Cada pasada se representa con un disco distinto (ver figura nº100) formandose una pareja que actúa como dos discos individuales en tándem.

El algoritmo de iteración es ejecutado dos veces por tubo (una vez por cada uno de los discos en tandem) considerando el perfil aerodinámico de la sección en cada altura de pala.

A la hora de ejecutar el algoritmo DMS sobre el diseño de pala, la sección de aquellos puntos en los que no hayan sido definidas sus características se interpola a partir de las soluciones más próximas.

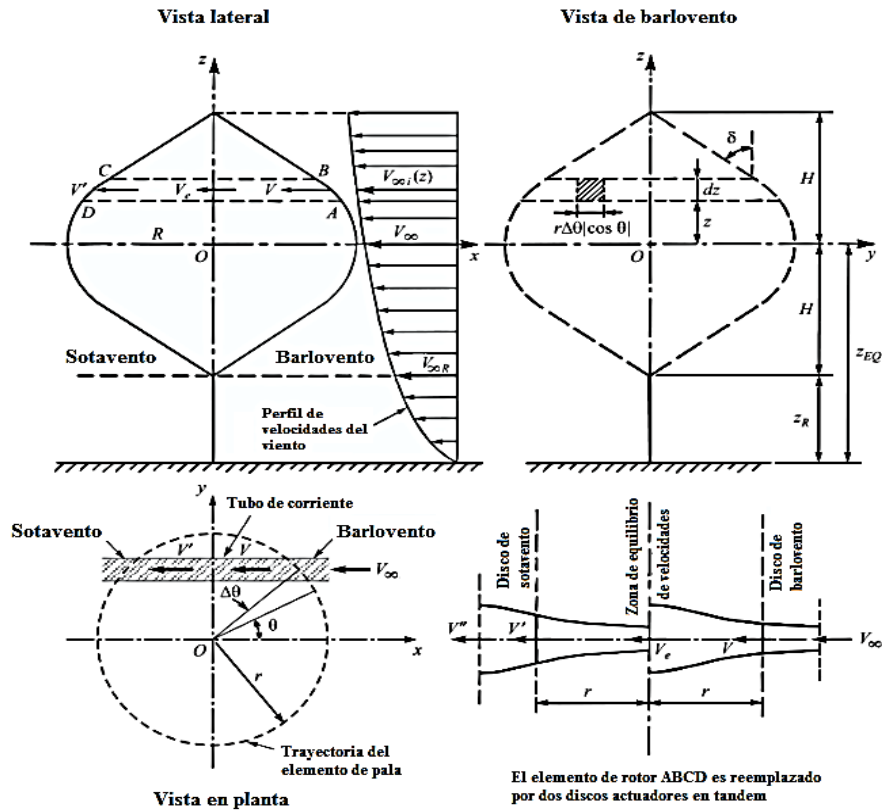


Figura n°100.

Esquema del modelo DMS para un diferencial de área de barrido de la turbina estudiado lo que sucede ante el paso del tubo de corriente por los discos en tándem de barlovento y sotavento. Fuente: Edición propia de figura en [http://q-blade.org/project\\_images/files/guidelines\\_v06\(1\).pdf](http://q-blade.org/project_images/files/guidelines_v06(1).pdf)

$V_\infty =$  Velocidad del fluido no perturbado

$V =$  Velocidad del viento tras pasar por barlovento

$V_e =$  Velocidad de viento en zona de equilibrio

$V' =$  Velocidad del viento tras pasar por sotavento

$V'' =$  Velocidad de la estela tras pasar por el sistema de doble disco

Todas las secciones son tratadas como perfiles independientes de dos dimensiones produciendo sustentación y arrastre en función del ángulo de ataque con el que cada uno de ellos recibe al fluido.

La fuerza total que actúa sobre una pala se obtendrá a partir de la integración de las fuerzas puntuales a lo largo de toda la longitud de pala.

El procedimiento iterativo de balance entre conservación del momento y las fuerzas sobre las palas se ejecutará hasta converger a las soluciones representadas en las figuras n° 102 y 103.

El límite de iteraciones permitido para cada proceso se limita a 100 para no “crashear” (dejar congelado) el ordenador.

Si un proceso no converge tras la iteración número 100 (problemas de convergencia), es descartado y se procede con el siguiente.

#### Limitaciones del modelo DMS:

- **Problemas de convergencia para solideces elevadas.**
- Problemas de convergencia para bajas velocidades de viento.

Esto se debe a que el modelo no considera los efectos de contraflujo que una pala genera sobre la otra.

Además, tiene otra limitación para a la hora de simular turbinas en flujos muy laminares:

- **Cuando los efectos debidos a la variación del número de Reynolds son grandes, las simulaciones pierden precisión. Las simulaciones consideran un Re constante fijado en los parámetros de simulación y no tienen en cuenta sus variaciones debidas a la longitud de cuerda.**

De todas formas, no se trata de obtener los datos precisos a partir de las simulaciones. El objetivo es hacerse una idea comparativa de cómo debe ser el diseño de los nuevos modelos.

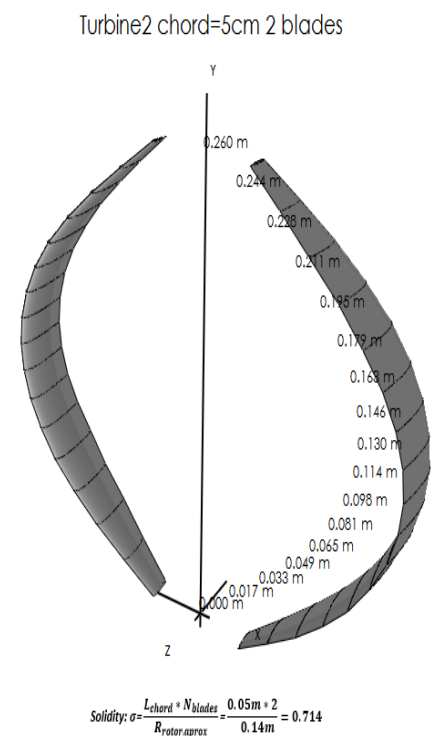
#### Simulación comparativa de diferentes turbinas en Re=50000:

En primer lugar, tras el análisis en XFOIL y la extrapolación a los 360° de una vuelta, se diseñan las distintas turbinas que se desean simular.

A la hora de diseñar cada turbina se debe especificar la longitud de pala el radio de offset al que se sitúa la pala, su radio máximo en el ecuador de la curva y la aproximación al Troposkien. Así mismo, se debe indicar el tipo de perfil y la longitud de su cuerda para las secciones de la pala en 17 alturas distintas (las secciones intermedias son extrapoladas por el software).

La figura nº101 muestra el diseño pre-simulación de una turbina bipala con un perfil aerodinámico NACA 0015 de 5 cm en cuerda, altura 0,26 m y radio en el ecuador de 14,5 m.

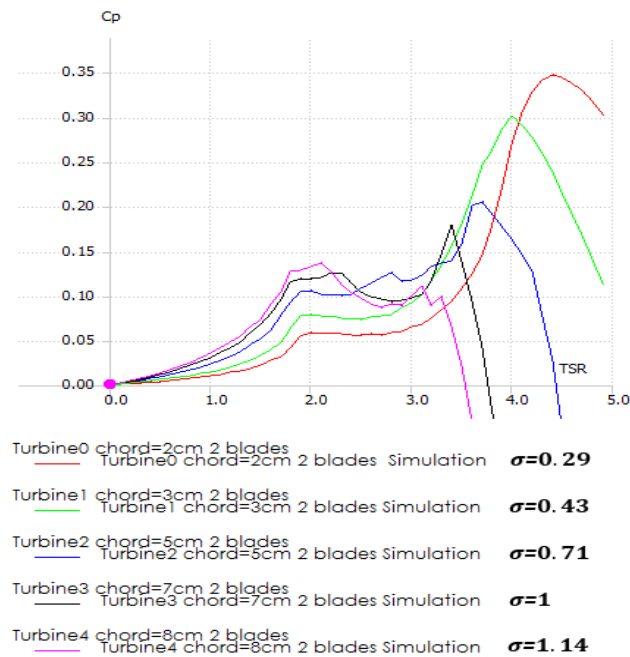
Una vez diseñadas, las palas se ajustan los parámetros de simulación considerando los parámetros de inducción variable y sin considerar las pérdidas de punta de pala.



**Figura nº101.**  
**Diseño de pala en Qblade de turbina Troposkien para simulación.**

Las pérdidas de punta de pala no deben ser consideradas debido a que en el diseño real las palas acaban en sus amarres y no existe posibilidad de que aparezca un flujo del intradós al extradós que trate de equilibrar presiones. La densidad del aire se supondrá  $1,225 \text{ kg/m}^3$  y el Reynolds 50000.

Las simulaciones de la figura nº102 indica que se debería reducir la longitud de la cuerda empleada en los primeros prototipos para lograr una mayor eficiencia. Debe tenerse en cuenta que la simulación considera un mismo número de Reynolds ( $Re=50000$ ) independientemente de la longitud de la cuerda cuando en la realidad este varía mucho.



**Figura nº102.**  
**Resultados de simulación DMS para distintas cuerdas.**

Para la pala de 8 cm de cuerda (aprox.  $Re=50.000$ ), el Reynolds es 4 veces mayor que para la pala de 2 cm de cuerda.

Si se tiene en cuenta la evolución logarítmica de la eficiencia aerodinámica con el aumento del  $Re$ , se llega a la conclusión de que las curvas correspondientes a cuerdas cortas de la figura nº102 son muy imprecisas. Estas curvas corresponden a un número de Reynolds de 50.000 que no puede ser alcanzado con ese tamaño de cuerda pequeño en el túnel real y ofrecen un coeficiente de potencia muy superior al que pueden alcanzar en túnel.

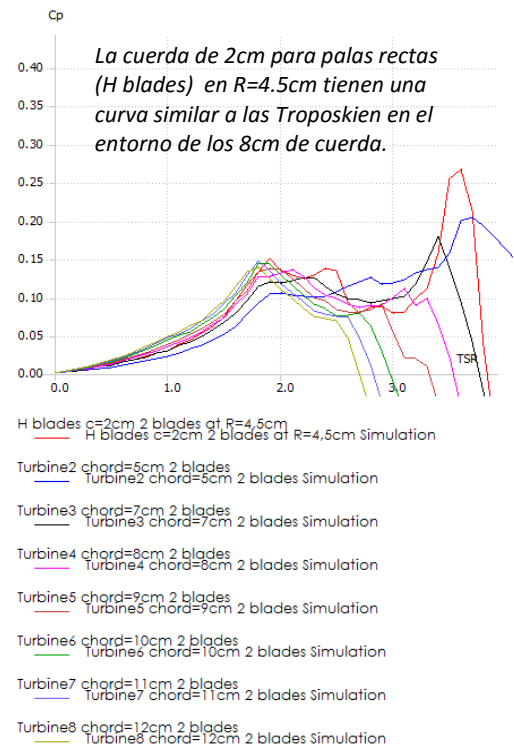
La curva proporcionada por la simulación para el rotor bipala con una cuerda en el perfil de 8 cm es muy similar a la obtenida en el experimento del apartado 5.5.2. por lo que se puede afirmar que el Reynolds de 50.000 aparece cuando se tiene una cuerda cercana a 8cm.

Ahora, teniendo en cuenta las curvas  $C_p$ -TSR de las palas con cuerda en torno a 8 cm, se pretende simular el comportamiento de palas rectas en un radio pequeño de 4,5 cm. Estas deben presentar una curva  $C_p$ -TSR similar a las de las Troposkien para colaborar con ellas en la entrega de par.

Esta metodología tiene mucho sentido para prototipos de mayor escala donde el Reynolds es alto y sus variaciones no repercuten excesivamente en el rendimiento.

Sin embargo, en esta escala tan pequeña, sí que repercuten y la metodología resulta no ser tan adecuada.

A lo largo del siguiente apartado se diseñará, construirá y experimentará con palas cuya única diferencia entre sí es el tamaño de cuerda. De esta manera se superará el problema con la imprecisión de las simulaciones



**Figura nº103.**  
**Simulación comparativa H-Troposkien**

### **5.9. Turbinas Troposkien con distintas cuerdas**

A lo largo del presente apartado exponen la construcción, montaje y experimentación con palas de distinta cuerda con el objetivo de conocer cuál es la longitud de cuerda óptima. De esta forma se podrán contrastar los resultados de las simulaciones con la realidad.

El uso de pegamento para fijar los extremos de las palas a las bases superior e inferior requiere de la impresión de una basa superior y una base inferior para cada pareja prototipo.

Para agilizar el proceso de construcción y testeo de los modelos, se ha decidido construir unas bases multipropósito capaces de alojar cualquiera de las palas que se vayan a estudiar. La unión de las palas a la estructura se realizará mediante tuercas, arandelas y tornillos pasantes por los agujeros practicados con un taladro.

Operar de esta forma implica perder algo de eficiencia debido al mayor peso y al mayor arrastre generado por la tornillería. Esto no supone un problema debido a que la tornillería es siempre la misma y además se tendrá una comparación entre palas más consistente con el empleo de la misma base en la comparación.

La elección de la nueva metodología viene motivada no solo por el ahorro de tiempo sino también por las diferencias observadas en el funcionamiento para distintas bases (ver apartado 6.5.2. Test comparativo Prototipo 1 vs Prototipo 2).

### **5.9.1. Estructuras multipropósito**

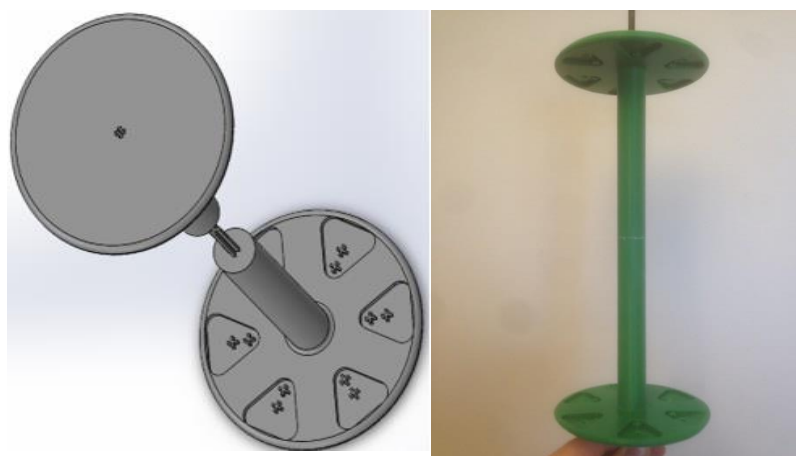
Se han construido 2 estructuras multipropósito distintas, una para alojar hasta 4 palas y otra para alojar hasta 6 palas. De esta forma se podrían probar una gran cantidad de configuraciones de rotor con 2 ,4 ,3 y 6 palas.

La forma de disco y los huecos dejados por los alojamientos de pala sin ocupar, generarán un arrastre adicional. Este problema será el mismo para cualquier diseño de pala por lo que en términos comparativos no resulta problemático.

En las figuras nº104 y nº105 se muestran las estructuras de 4 y 6 alojamientos respectivamente.



**Figura nº104.**  
Base inferior y superior de 4 alojamientos. Diseño CAD y montaje.



**Figura nº105.**  
Base inferior y superior de 6 alojamientos. Diseño CAD y montaje.

### **5.9.2. Palas de distinta cuerda**

Todas las palas producidas para este apartado poseen la misma geometría de curva Troposkien. Su tipo de perfil (NACA 15), longitud de rectas tangentes al arco, radio del arco y fijación a la base serán exactamente iguales. La única deferencia entre ellas residirá en la longitud de cuerda tendrá el perfil aerodinámico de cada una de ellas.

Se han producido 4 tipos de pala con las siguientes longitudes de cuerda:

- 4 palas con cuerda de 3 cm
- 4 palas con cuerda de 5 cm
- 2 palas con cuerda de 7 cm
- 2 palas con cuerda de 10 cm

Para no tener que producir también la de 8 cm se ha desguazado el Prototipo 2 (ya pegado) para obtener de él la pareja de palas de 8cm de cuerda.

El montaje con tornillos permite disponer de un gran número de posibles configuraciones. La figura nº106 muestra todas las palas construidas para el presente apartado con la excepción de una pala con perfil aerodinámico de 5cm de cuerda. El montaje tripala de la figura nº106 utiliza 3 palas de este tipo, pero (dos verdes y una bicolor) pero la cuarta pala no aparece por razones que se detallan en el siguiente apartado.



**Figura nº106.**  
**Colección de palas y bases multipropósito construidas para el apartado.**

### **5.9.3. Serie de test 2**

A continuación, se recogen los 3 tipos de experimento realizados sobre las bases multipropósito:

- Tipo 1: Experimento con 2 palas en base de 4 alojamientos
- Tipo 2: Experimento con 3 palas en base de 6 alojamientos
- Tipo 3: Experimento con 4 palas en base de 4 alojamientos

Inicialmente estaba previsto efectuar un cuarto tipo de experimento con 6 palas, pero se ha demostrado innecesario porque aumentar el número de palas solo empeora el rendimiento.

Lo cierto es que puede predecirse que, en esta escala, el uso de solo 2 palas es siempre mejor que cualquier otra configuración.

El Trade-off identificado en el apartado 6.3.3. establece la necesidad de llegar a un compromiso entre longitud de cuerda y solidez de rotor para optimizar el número de Reynolds mejorando la eficiencia.

Si se incrementa la longitud de cuerda de los perfiles aerodinámicos, aumenta de forma proporcional el Reynolds, pero a su vez se incrementa la solidez del rotor.

Al incrementarse la solidez del rotor disminuye el TSR reduciendo la velocidad relativa entre el viento y el perfil de pala. El número de Reynolds se verá esta vez reducido de forma proporcional a la velocidad relativa por lo que será necesario mantener una solidez baja.

***AL AÑADIR MÁS PALAS SE AUMENTA LA SOLIDEZ DEL ROTOR (MENOR TSR) SIN EL BENEFICIO DE INCREMENTAR LA CUERDA.***

Los experimentos de la serie de test número 2 se realizan utilizando la misma configuración de túnel de viento empleada durante la serie de test número 1 (experimento de 15 minutos con control de tensión y velocidad de viento igual a 6,85 m/s).



### 5.9.3.1. Experimentos con 2 palas

Los experimentos para la configuración bipala se realizarán siempre en la estructura multipropósito con bases de 4 alojamientos. La figura nº107 que muestra las curvas  $C_p$ -TSR para cada montaje evidencia que una menor longitud de cuerda permite alcanzar mayores velocidades de giro (mayor TSR) y mayores eficiencias (mayor  $C_p$ ).

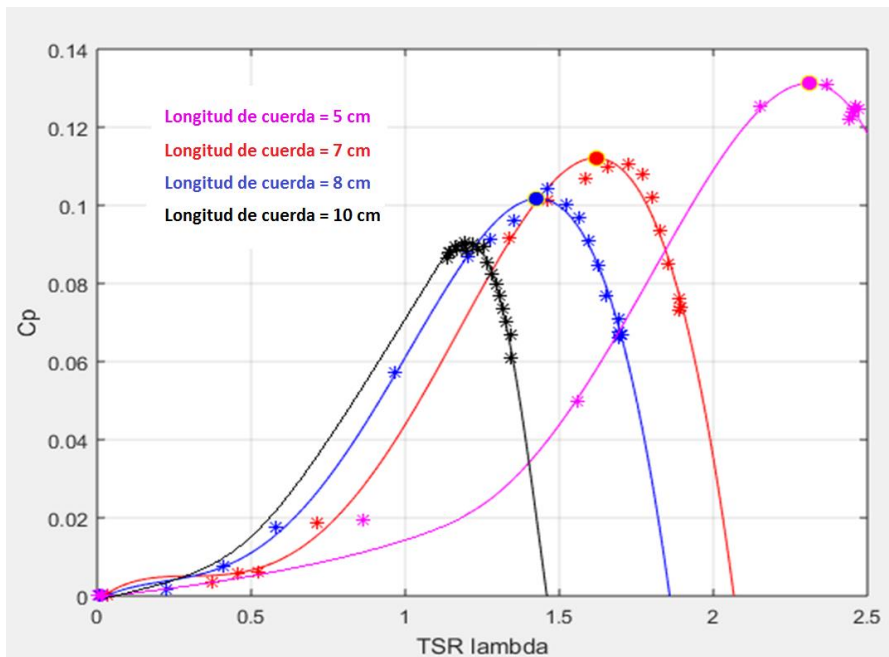


Figura nº107.  
Comparativa de eficiencia para turbinas bipala empleando distintas cuerdas.



Figura nº108.  
Turbina bipala. Cuerda del perfil=7cm.

La mejor de las eficiencias se ha conseguido con las palas de 5 cm de cuerda. Esta configuración exige emplear el generador como motor para llevar la turbina hasta el entorno de las 1000 rpm donde es capaz de mantenerse entregando potencia. A velocidades de giro tan altas, el plástico PLA apenas es capaz de soportar los esfuerzos y cualquier vibración puede hacer explotar la turbina. De hecho, un experimento con velocidad de arranque en el entorno de las 1200 rpm ha destruido una de las palas de 5 cm de cuerda (pala bicolor). Tras el incidente, se han construido otras dos palas con 5cm de cuerda para repetir el experimento (ver figura nº109).

La curva rosa de la figura nº107 corresponde a dicha repetición.



Figura nº109.  
Turbina bipala con perfil de 5cm de cuerda.  
Modelo reconstruido.

Nótese la ausencia del experimento correspondiente a la pareja de palas con cuerda de 3 cm. Esto se debe a que no ha sido posible realizar el experimento con estas palas porque las velocidades de giro necesarias para que comience a entregar potencia son extremadamente altas.

En principio, el generador debería ser capaz de llevar a la turbina al entorno de las 2000 rpm pero ni la estructura ni las palas soportan tales velocidades de giro. Ante el riesgo de destruir las bases multipropósito necesarias para el resto de experimentos se ha decidido construir una estructura específica para estas palas. La estructura se basa en la del Prototipo 2 pero esta vez será más rígida y estable por no tener agujeros en su eje (ver figura nº110).



Figura nº110.  
Turbina con mástil fino sin agujeros y palas de cuerda=3cm.

Una vez montado el conjunto se han realizado pruebas de arranque con el generador funcionando como motor cada vez a una mayor velocidad de giro. Tras ser incapaz de arrancar velocidades inferiores, el intento de arranque a 1200 rpm ha partido el eje y ha hecho volar los restos hacia el ventilador donde han sido desintegrados por completo.

### 5.9.3.2. Experimentos con 3 palas

Los experimentos con 3 palas han resultado ser difíciles de hacer porque solo se han imprimido 2 palas de cada tipo exceptuando las de 5 y 3 cm de cuerda. Las turbinas tripala de 5 y 3 cm de cuerda no son capaces de entregar par a las bajas velocidades a las que las limita la elevada solidez del rotor.

Las palas que sí lograban funcionar son las de mayor longitud de cuerda, pero, al no poder colocarse 3 palas iguales, su rotación resultaba ser muy inestable y da lugar a muchas vibraciones. Tal y como se muestra en la figura nº111, solo las palas de 7 y 8 cm de cuerda lograban un funcionamiento aceptable por ser parecidas.

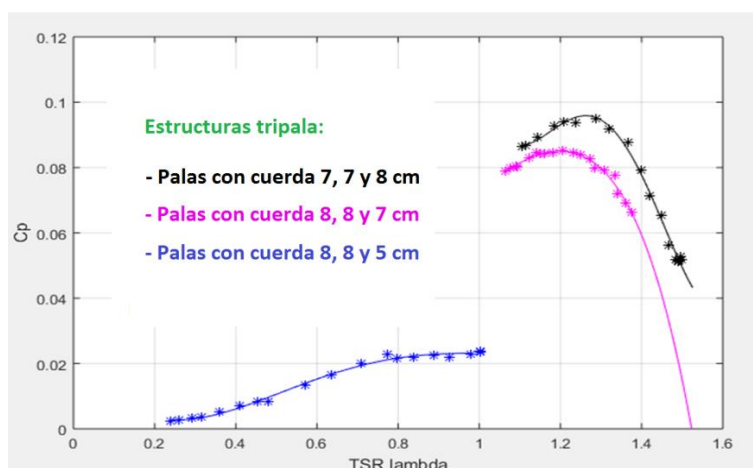


Figura nº111.  
Comparativa de eficiencia para turbinas tripala.



Figura nº112.  
Turbina tripala. Cuerdas 7,7 y 8cm

### 5.9.3.3. Experimentos con 4 palas

Para poder ensayar el funcionamiento de la turbina con 4 palas se han tenido que utilizar a la vez 2 parejas de palas distintas. Esto no supone un problema de equilibrio como en el caso anterior debido a que la estructura sigue siendo giroscópicamente equilibrada.

De estos experimentos se puede destacar que las vibraciones producidas eran muy pequeñas y la adquisición de datos era muy consistente (poca desviación entre medidas). Esto se debe a que el mayor número de palas provoca un suavizado en la entrega de par. Sin embargo, y tal y como se predicho a en la conclusión de la página 69, las eficiencias serán menores que con 2 palas.

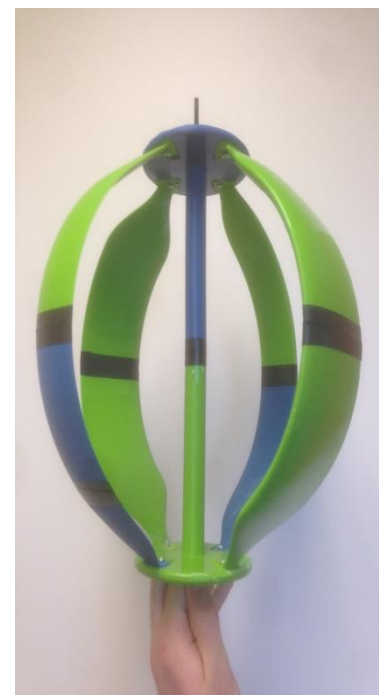
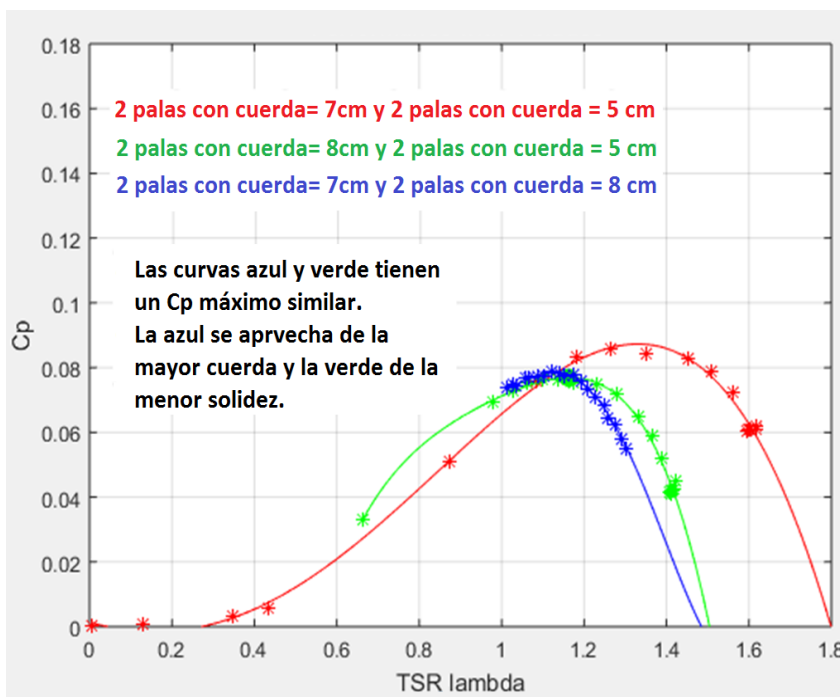


Figura nº113.

Comparativa de eficiencia para turbinas de 4 palas con distinta cuerda.

Figura nº114.

Turbina de cuatro palas. Cuerdas 5,5,7 y7cm

Además de los montajes de 4 palas que se evalúan en la figura nº113 se han realizado montajes con palas de menor cuerda. Ninguno ha funcionado por una razón muy sencilla, las altas velocidades exigidas por las palas de poca cuerda son inalcanzables cuando el TSR se ve drásticamente reducido por tener 4 palas (elevada solidez).

## 5.10. Prototipo 3. Híbrido Troposkien-H mejorado.

### 5.10.1. Diseño y construcción del Prototipo 3

El Prototipo 3 resuelve algunos de los problemas observados en el primer híbrido Troposkien-H:

- 1) Elevada solidez del rotor.
- 2) Los radios de la estructura en H experimentan mucho arrastre con Reynolds tan bajo.
- 3) Pérdidas de punta de pala.

Este último diseño consta de 2 palas Troposkien y 2 palas en H situadas a un radio de 4,5cm.

Las palas rectas en H no irán sujetas mediante radios sino que tendrán una longitud igual al mástil e irán ancladas a los discos de los extremos como las otras. De esta forma se evitan al mismo tiempo el arrastre provocado por los radios y las pérdidas de punta de pala. De acuerdo con las simulaciones DMS, las palas rectas se diseñan utilizando un perfil NACA 0015 con una cuerda de 2 cm. El empleo de una cuerda tan pequeña, significa que se podrá reducir considerablemente la solidez del rotor. Sin embargo, estas palas, al tener muy poca cuerda, apenas contribuirán a la entrega de par y serán muy frágiles.

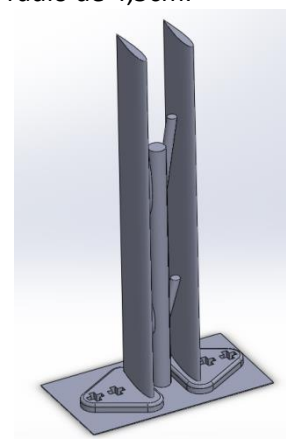


Figura nº115.  
Diseño CAD de palas rectas para impresión.

El diseño CAD en Solidworks que permite imprimir simultáneamente la mitad superior e inferior de las palas rectas se muestra en la figura nº115.

Las palas Troposkien empleadas en este prototipo serán las de 7 cm de cuerda.

Se ha decidido emplear estas palas por temor a destruir las palas en H si se montan con las Troposkien de 5 cm de cuerda.

El empleo de palas Troposkien de mayor cuerda implica tener algo menos de rendimiento, pero los datos obtenidos en experimento serán más consistentes (menor dispersión de puntos en la curva Cp-TSR).

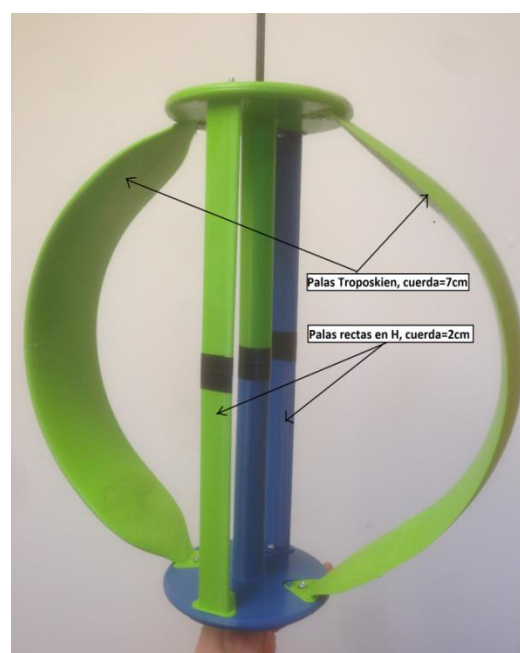


Figura nº116.  
Prototipo 3. Mejora del híbrido inicial.

### 5.10.2. Experimento con el Prototipo 3

El experimento realizado sobre el Prototipo 3 es el mismo que el realizado sobre los montajes anteriores.

No ha sido posible realizar una unión rígida de las dos mitades de pala recta con pegamento porque la superficie de contacto es muy reducida. Ha sido necesario emplear cinta aislante además del pegamento para mantenerlas unidas. Como consecuencia de la flexibilidad de la cinta aislante, la elevada fuerza centrípeta que aparece a altas velocidades deforma ligeramente las palas rectas arqueándolas hacia fuera.

Este último prototipo híbrido ha demostrado una eficiencia considerablemente superior a la obtenida con el primer híbrido Troposkien-H pero tal y como estaba previsto, sigue siendo algo inferior a la obtenida con solo dos palas Troposkien. La figura nº117 muestra la curva de eficiencia  $C_p$ -TSR obtenida en el experimento.

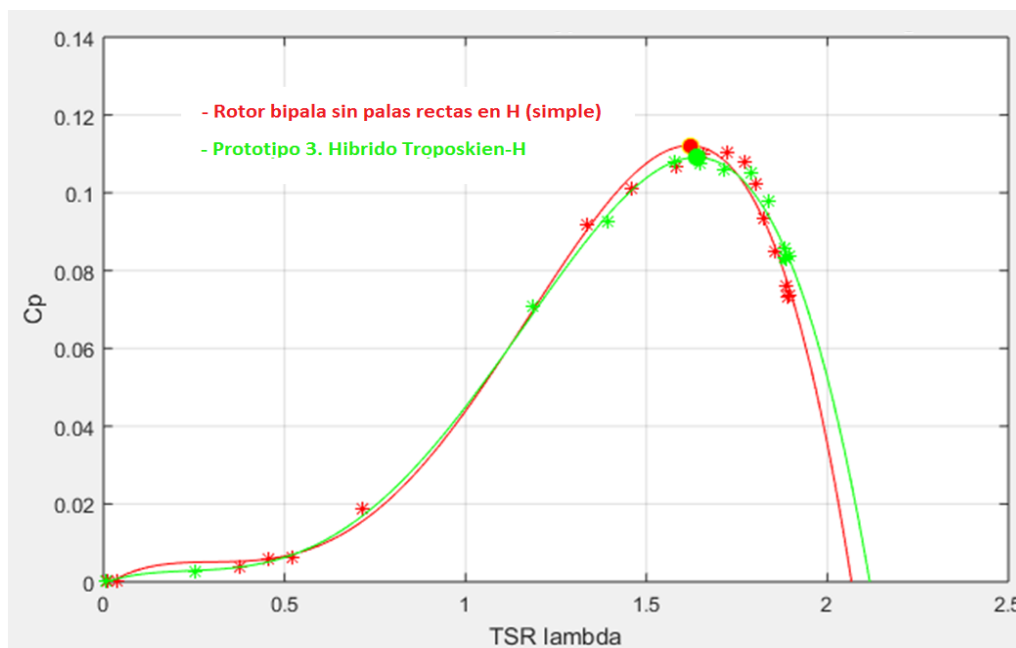


Figura nº117.  
Comparativa de la eficiencia entre el rotor bipala simple de cuerda=7cm y el Prototipo3

Añadir la estructura en H reduce las vibraciones al distribuir la entrega de par. Sin embargo, ha quedado claro que en una escala tan pequeña las palas en H solo reducen el rendimiento.

El concepto híbrido tendrá ventajas importantes en caso de construirse un prototipo de mayor tamaño porque podrá incrementarse la cuerda de las palas rectas lo suficiente sin el perjuicio de una solidez demasiado elevada. Ello brindará nuevas posibilidades al poderse llegar a valores de TSR mucho más elevados (mayor  $C_p$ ) girando mucho más lento y poderse controlar el ángulo de pitch de unas palas rectas que serán mucho más rígidas y resistentes.

---

## 6. Control MPPT para el Prototipo 1

---

El control de seguimiento del punto de máxima potencia o MPPT (Maximum Power Point Tracking) es un sistema de control que tiene como objetivo hacer funcionar a un generador en su punto de funcionamiento óptimo. Para el caso de las turbinas eólicas, ese punto óptimo de funcionamiento se refiere a la velocidad óptima de giro que debe tener la turbina para obtener la mayor cantidad de energía posible ante una determinada velocidad de viento.

En resumen, el control MPPT se encarga de hacer que la turbina trabaje en todo momento con el TSR que proporciona el mayor valor  $C_p$  (pico de la curva  $C_p$ -TSR).

El tipo de control MPPT empleado en este trabajo es el MPPT basado en curva de máxima potencia. Este control tiene la ventaja de que no necesita conocer el valor de la velocidad del viento que incide sobre la turbina en cada instante. Este valor es difícil de obtener con precisión mediante un anemómetro debido a que el viento se ve perturbado por la propia turbina y sufre importantes variaciones de velocidad para cada punto del espacio.

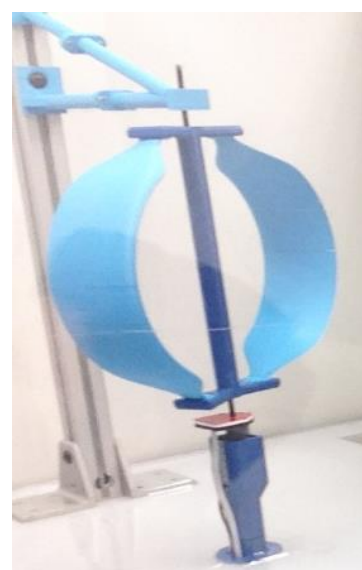
**Para poder diseñar este control es necesario conocer cuál es la velocidad de giro que se le debe demandar al conjunto turbina-generador en cada momento y su respuesta ante dicha demanda.**

A lo largo del apartado, se dará respuesta a estas cuestiones en un proceso de identificación del sistema. En la ingeniería de control, la identificación de sistemas crea modelos matemáticos de sistemas dinámicos a partir de valores medidos y así poder aproximar el comportamiento de un sistema real mediante simulaciones. El software empleado para modelizar el diagrama de bloques del sistema y ejecutar las simulaciones será Simulink (Matlab).

Durante la identificación del sistema, la construcción del diagrama de bloques exige conocer previamente las ecuaciones y parámetros que determinan el comportamiento dinámico del sistema.

Un control debe ser diseñado y ajustado específicamente para el dispositivo que va a controlar. De todas las turbinas construidas a lo largo del trabajo, se optó por utilizar el Prototipo 1 como dispositivo a controlar.

El Prototipo 1 para el que se ha diseñado el control se muestra en la figura nº118.



**Figura nº118.  
Prototipo 1. El elegido para el control.**

La razón por la que se ha optado por este dispositivo es que además de ser uno de los que a proporcionado mejor rendimiento, es rígido, está bien equilibrado y sus palas están fijas a su estructura de forma permanente. Ello reduce las vibraciones y hace que la curva Cp-TSR obtenida durante la experimentación sea más clara y atractiva para realizar el control.

El control del Prototipo 1 expuesto en el presente apartado se efectuará siguiendo un orden de 5 pasos:

- 1º Obtención de ecuaciones y parámetros para modelizar el sistema.
- 2º Construcción del modelo en simulink mediante diagramas de bloques.
- 3º Ajuste del modelo por comparación con el real al someterlo al mismo experimento.
- 4º Diseño del control para el modelo y estudio de su comportamiento mediante simulación.
- 5º Discretización del controlador para implementación real mediante Matlab-Arduino.
- 6º Experimentación real controlando el Prototipo1 para adaptar la velocidad de giro a cada velocidad de viento y mantener el máximo Cp posible.

## **6.1. Modelizado para identificación del sistema**

### **6.1.1. Obtención de la ecuación Cp(TSR)**

En primer lugar, es necesario aproximar la curva Cp-TSR obtenida para el Prototipo 1 mediante una ecuación. Esta ecuación, además de servir de punto de partida para obtener la curva de máxima potencia o curva  $P - \Omega$  óptima, servirá para poder simular el par mecánico que cada velocidad de viento ejerce sobre la turbina.

Dado que el experimento no proporciona información sobre los valores de Cp cuando la velocidad de giro es muy baja (TSR cercano a cero), se añadirá a los datos experimentales la suposición de que cuando la turbina gira muy despacio ( $TSR \approx 0$ ), el Cp será nulo. Esta suposición, pese a hacerse de forma teórica, se cumple perfectamente en la realidad. El Prototipo1, al igual que el resto, no entrega potencia cuando gira muy despacio, sino que, de hecho, a bajas velocidades, necesita consumir potencia para no pararse él solo.

Una vez asignado el valor de Cp=0 cuando  $TSR \approx 0$  (muy baja velocidad de giro), podrá utilizarse el comando polyfit de Matlab para aproximar la curva Cp-TSR con una ecuación polinómica de quinto grado.

La figura nº119 muestra la aproximación realizada para la curva Cp –TSR del experimento con el Prototipo1 dando lugar a la ecuación nº29.

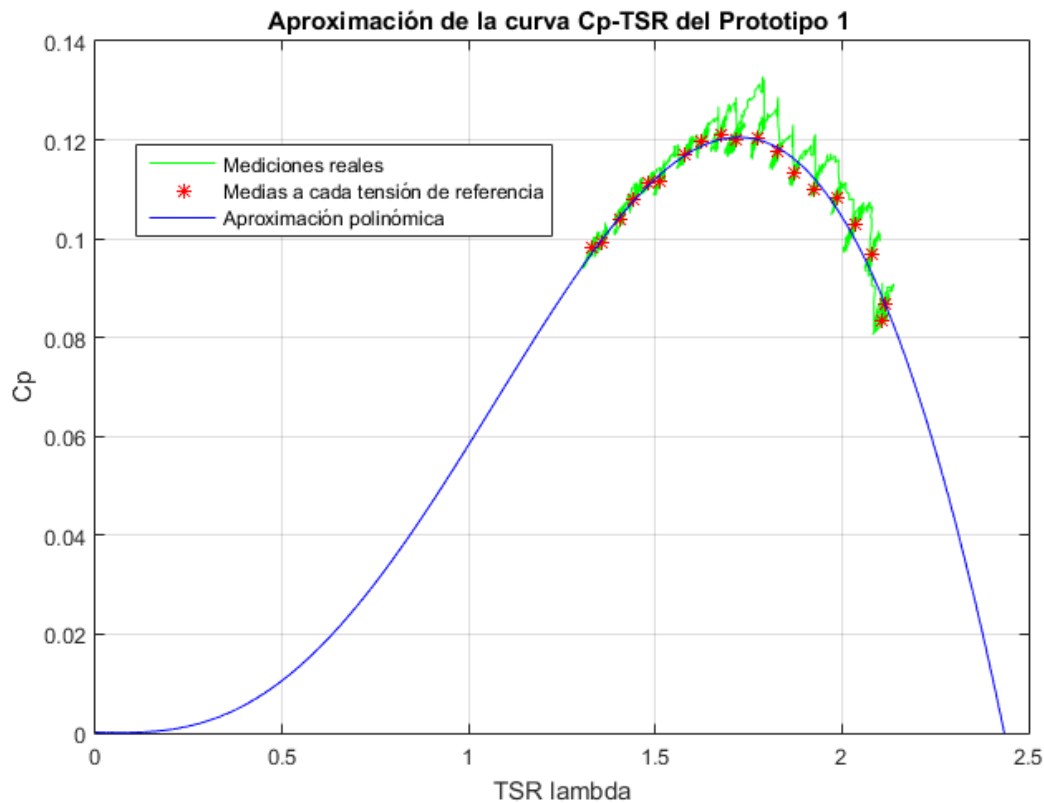


Figura nº119.  
Aproximación matemática de curva Cp-TSR experimental obtenida con el Prototipo1

$$Cp = 0.011715 * \lambda^5 - 0.082799 * \lambda^4 + 0.13357 * \lambda^3 - 0.0028791 * \lambda^2 - 0.0014333 * \lambda + 0.00016401$$

Ec. nº 29

### 6.1.2. Obtención de la ecuación Kt (Ω)

El modelo teórico de la máquina de corriente continua define una constante K<sub>t</sub> que relaciona la velocidad de giro (Ω) con la fuerza electromotriz (E<sub>a</sub>) y la corriente por la armadura (I<sub>g</sub>) con el par (T).

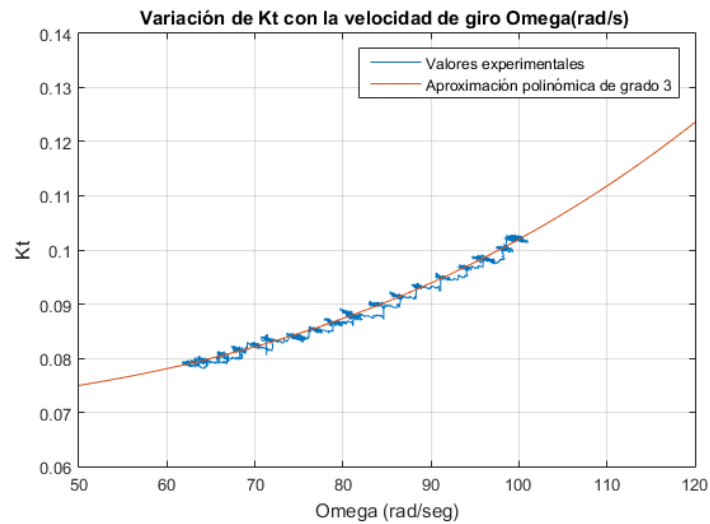
$$Kt = \frac{E_a}{\Omega} = \frac{T}{I_g} \quad \text{Ec. nº 30}$$

El generador DC de imanes permanentes Lego e-motor es un dispositivo con un objetivo meramente lúdico y educativo por lo que su comportamiento difiere mucho del modelo teórico. La constante K<sub>t</sub> deja de ser una constante y su valor variará ligeramente con la velocidad de giro.



Se dispone de una “look up table” (registro de valores) para determinar el valor del  $K_t$  durante los experimentos. Los resultados del experimento con el Prototipo1 a una velocidad de viento fija de 6.85 m/s muestran una variación de  $K_t$  con la velocidad de giro según aparece en la figura nº120.

Se efectúa una aproximación polinómica de los valores reales para obtener la ecuación nº31 que asignará un valor de  $K_t$  en función de la velocidad de giro del generador.



**Figura nº120.**  
Aproximación de la curva  $K_t$ -Velocidad de giro ( $\Omega$ ).

$$K_t = 3.236e - 8 * \Omega^3 - 1.035e - 6 * \Omega^2 + 0.0001291 * \Omega + 0.06707 \quad Ec. n^\circ 31$$

### 6.1.3. Obtención de la inercia (J) del conjunto

La inercia del conjunto es un parámetro fundamental a la hora de caracterizar la dinámica del sistema. Cuanto mayor sea la inercia, más tardará el conjunto turbina-generador en responder ante variaciones en la referencia de velocidad de giro. El control debe ser capaz de frenar o acelerar el sistema aumentando o reduciendo drásticamente la corriente que circula por la armadura. De esta forma se ejercerá el par eléctrico necesario para una respuesta rápida del sistema.

En resumen, cuanto mayor sea la inercia, mayor será el par eléctrico que se deba aplicar para obtener la misma velocidad de respuesta ante las variaciones en la referencia de velocidad de giro.

En la ecuación nº32 muestra se aprecia como la aceleración que sufre el sistema depende del par efectuado por el viento, el par de frenado eléctrico aplicado por el generador, el par de frenado debido a la fricción y es inversamente proporcional a la inercia del sistema.

$$T_{elec} = T_v - J * \frac{d\Omega}{dt} - T_{fric}$$

$$\frac{d\Omega}{dt} = \frac{T_v - T_{elec} - T_{fric}}{J}$$

Ec. n° 32

$T_v$  = Par ejercido por el viento sobre la turbina ( $N * m$ )

$T_{elec}$  = Par eléctrico ( $N * m$ )

$J$  = Inercia del conjunto turbina + generador ( $Kg * m^2$ )

$\Omega$  = Velocidad de rotación de la turbina (rad/seg)

$T_{fric}$  = Par de frenado debido a la fricción ( $N * m$ ), se considera proporcional a  $\Omega$

Se sabe que la inercia del generador es de  $0,12 * 10^{-3} kg * m^2$ . Para conocer la inercia aproximada de la propia turbina, lo más sencillo será realizar un estudio de las propiedades físicas al ensamblaje del Prototipo1 en Solidworks.

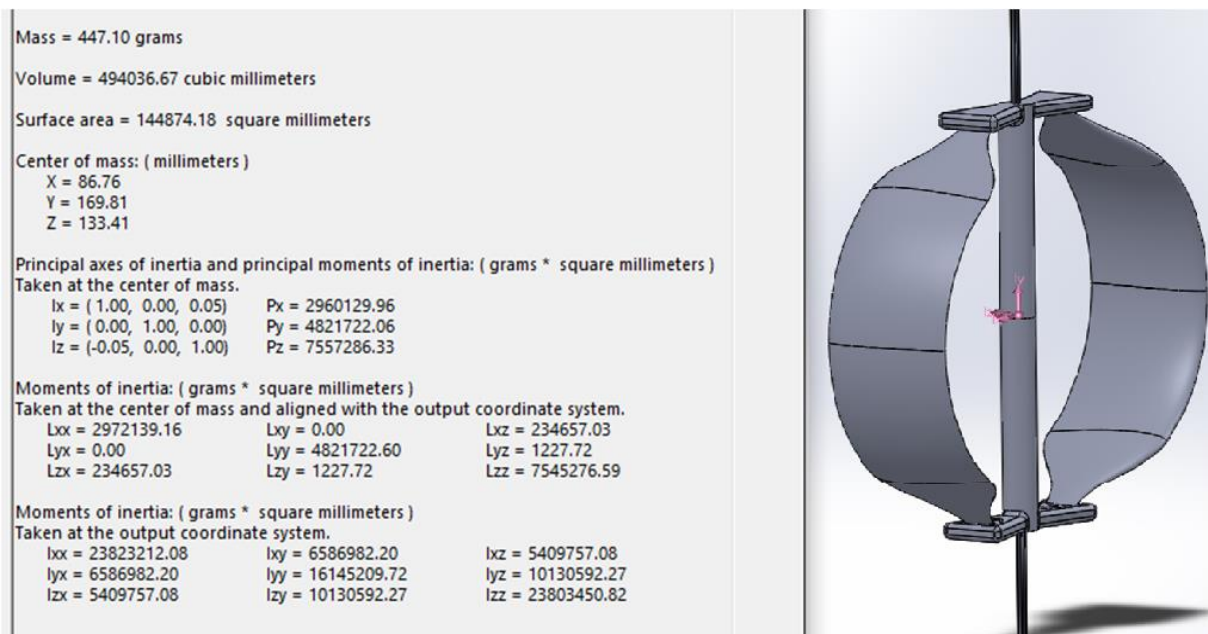


Figura n°121.  
Obtención de la inercia de la turbina analizando las propiedades físicas en Solidworks.

El valor de la inercia de la turbina que interesa conocer para el diseño del control es el momento principal de inercia sobre el eje principal de inercia sobre el cual se producirá la rotación (“Principal moment of inertia , P<sub>y</sub>” en la figura n°121).

El momento principal de inercia sobre el eje y que calcula Solidworks será  $P_y = 4821722 gr * mm^2$

Por lo tanto, el sistema se modeliza en Simulink con la siguiente inercia:

$$J = J_{turbina} + J_{generador} = 4.82 * 10^{-3} \text{ kg} * \text{m}^2 + 0.12 * 10^{-3} \text{ kg} * \text{m}^2 = 6 * 10^{-3} \text{ kg} * \text{m}^2$$

Este valor no es para del todo preciso al no considerarse el mallado realizado por la impresora 3D. La impresión 3D de las zonas más voluminosas se realiza con una densidad algo más baja dejando huecos en forma de rejilla para reducir el tiempo de impresión.

El valor de inercia calculado debe ser validado comparando los resultados de la simulación del modelo en forma de diagrama de bloques con los datos del experimento real con el Prototipo1.

Por otro lado, se sabe por experimentos previos con turbinas tripala de eje horizontal que el coeficiente de fricción ronda los  $2 * 10^{-4} \left( N * m * \frac{s}{rad^2} \right)$ . Tanto el coeficiente de fricción como la inercia serán ajustados en el siguiente apartado para que el comportamiento dinámico de modelo en Simulink reproduzca los resultados reales con la mayor fidelidad posible.

#### 6.1.4. Modelo final de la planta

El modelo en forma de diagrama de bloques que debe comportarse igual que el sistema real se divide en 2 partes, la planta y el sistema de control que utiliza el experimento con control de tensión del túnel.

El sistema de control del túnel utiliza un sensor de tensión, un pre filtro para la tensión de referencia con una frecuencia de corte  $f_c = \frac{1}{\pi} \text{ Hz}$  y un controlador  $PI(s) = P + I/s$  con una parte proporcional  $P = -0.3$  y una parte integral de  $I = -0.3$ .

La figura nº122 muestra el diagrama de bloques del control en Simulink aplicado a la planta. La planta viene representada por el bloque 'Simulated Turbine + Generator'.

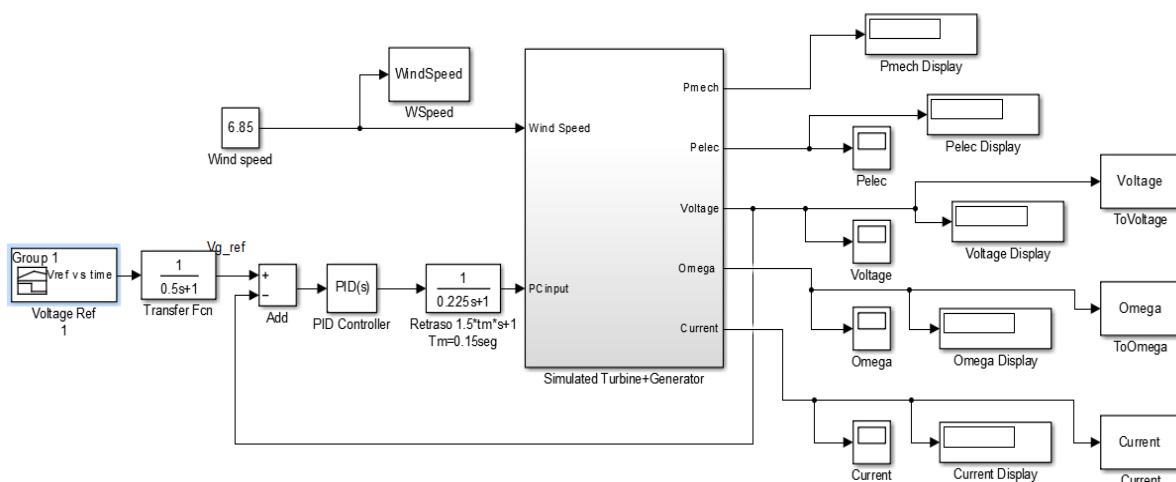


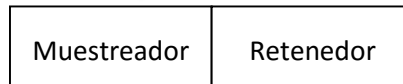
Figura nº122.

Diagrama de bloques del control de tensión empleado en los experimentos para obtención de la curva Cp-TSR.

El retraso de 0,225 segundos añadido al diagrama de bloques se debe a que el sistema de control digital empleado tiene un tiempo de muestreo  $T_m$  de 0,15 segundos y se deben considerar el retraso provocado por el muestreador y el retenedor durante la conversión A/D-D/A.

$$\text{Retraso} = \underbrace{T_m}_{\text{Muestreador}} + 0.5 * \underbrace{T_m}_{\text{Retenedor}} = 0.225\text{seg}$$

Ec. nº 33



La figura nº123 muestra la tensión de referencia que el bloque 'Vref vs time' introduce durante 15 minutos (900 seg). Esta será exactamente la misma que en el experimento real del túnel para poder comparar los resultados reales y de simulación en igualdad de condiciones.

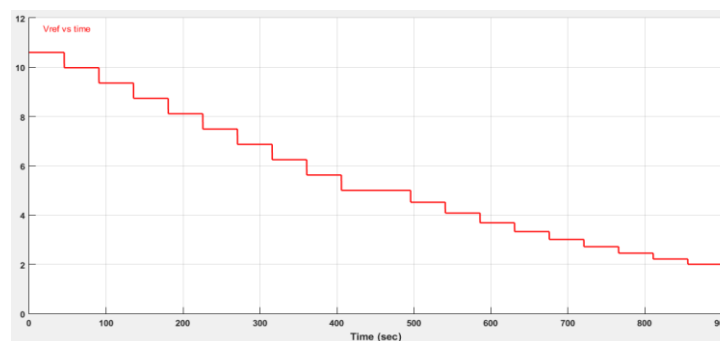


Figura nº123.

Referencia de tensión exigida durante el experimento. Se introduce desde bloque "Vref vs Time".

El modelo de la planta que constituye el subsistema (Simulated Turbine + Generator) se muestra en la figura nº124.

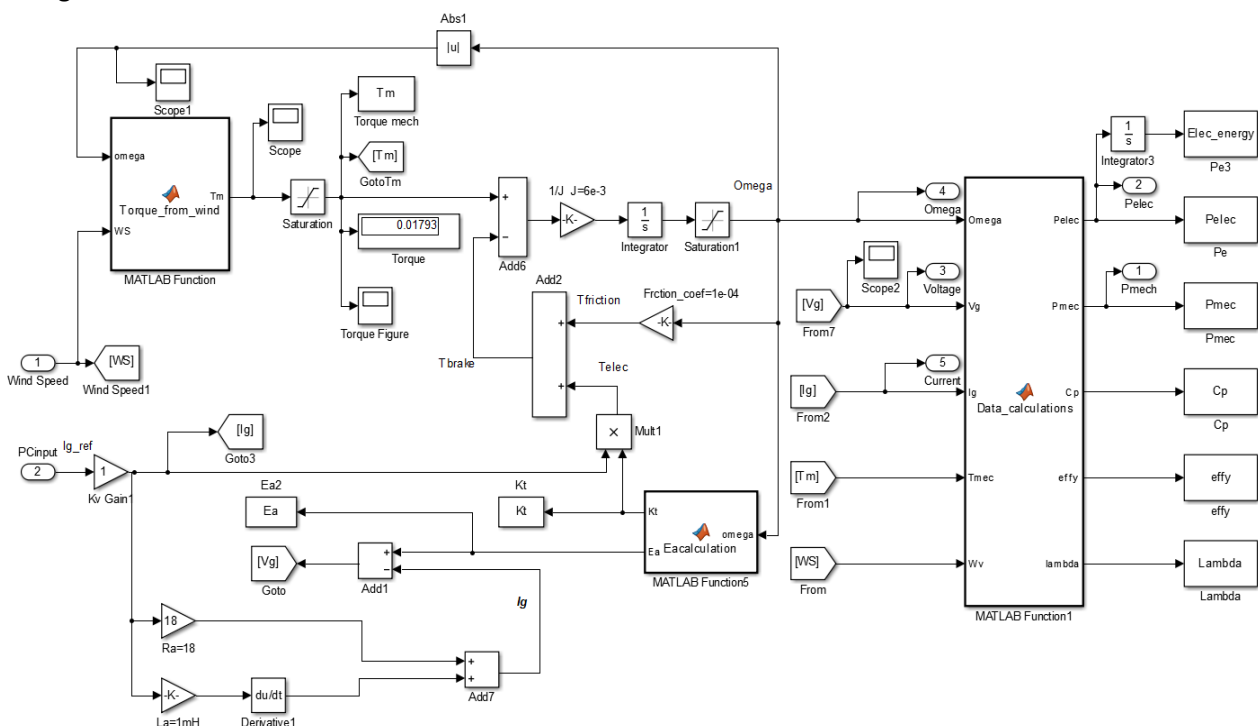


Figura nº124.

Diagrama de bloques de la planta. Bloque "Simulated Turbine + Generator".

El modelo dinámico de la máquina de corriente continua exige considerar el valor de la inductancia de la armadura ( $L_a$ ). Sin embargo, el generador empleado es de tan poca potencia que el valor de su inductancia es de menos de 1 mH. Si a ello se le añade que las corrientes que circulan por la armadura son muy pequeñas (del orden de miliamperios), el impacto que tiene la inductancia sobre la dinámica del sistema es despreciable. El sistema no requerirá de un control de corriente por responder esta de forma instantánea al control.

A continuación, se muestra el código que contiene cada una de las funciones en el diagrama de bloques de la planta.

La función Torque\_from\_wind emplea la ecuación de la curva Cp-TSR para calcular el par mecánico que el viento induce sobre la turbina:

```
function Tm = Wind_torque(omega,WS)
rho = 1.225; %kg/m^3
A = 0.06; %m^2
R = 0.145; %m
Vw = WS;
lambda = omega*R/Vw;
Cp=0.011715*lambda^5-0.082799*lambda^4+0.13357*lambda^3-0.0028791*lambda^2
-0.0014333*lambda+0.00016401;
P=0.5*rho*A*Vw^3*Cp;
Tm=P/omega;
```

La función Ea\_calculation utiliza la ecuación de la curva  $K_t(\Omega)$  para calcular la fuerza electromotriz inducida en el generador:

```
function [Kt,Ea] = Eacalculation(omega)
Kt=3.236e-8*omega^3-1.035e-6*omega^2+0.0001291*omega+0.06707;
Ea = omega*Kt;
```

La función Data\_calculation tan solo calcula el valor de  $P_{mec}$ ,  $P_{elec}$ ,  $\eta_{eff}$ ,  $C_p$ ,  $\gamma$  y  $\lambda$  :

```
function [Pelec,Pmec,Cp,effy,lambda]= Data_calculations(Omega,Vg,Ig,Tmec,Wv)
Area=0.06;%m^2
R=0.145;%m
rho=1.225;%kg/m^3
Pelec=Vg*Ig;
Pmec=Tmec*Omega;
Cp=Pmec/(0.5*rho*Area*Wv^3);
effy=Pelec/Pmec;
lambda=Omega*R/Wv;
```

## 6.2. Experimento real vs simulado. Ajuste de $\gamma$ y $J$ .

Una vez construido el modelo en Simulink se ejecuta una simulación del experimento y se comparan los resultados con los obtenidos en el experimento real.

El valor del coeficiente de fricción se ha reducido a  $\mu_{fric} = 1 * 10^{-4} \left( N * m * \frac{s}{rad^2} \right)$  para obtener resultados más parecidos a los reales.

Las figuras nº125, 126 y 127 comparan las velocidades de giro (omega), tensiones y corrientes que se miden en el experimento real con las que proporciona la simulación de la planta una vez ajustados los parámetros de inercia y fricción.

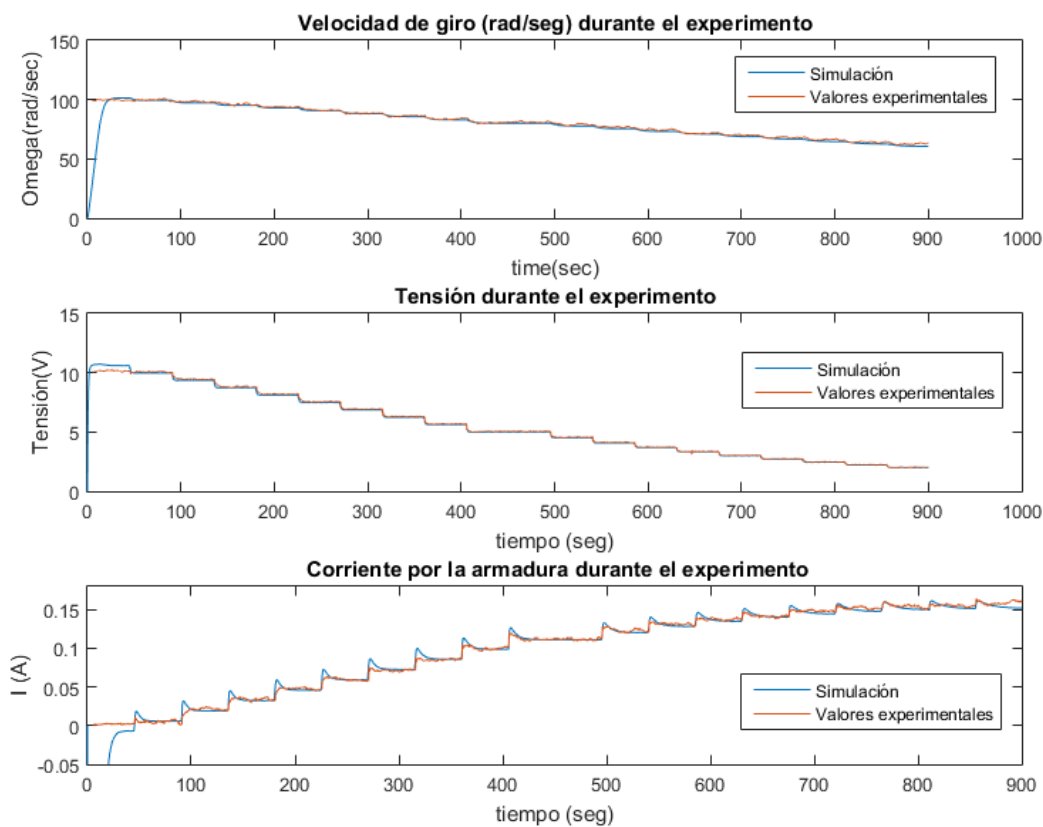
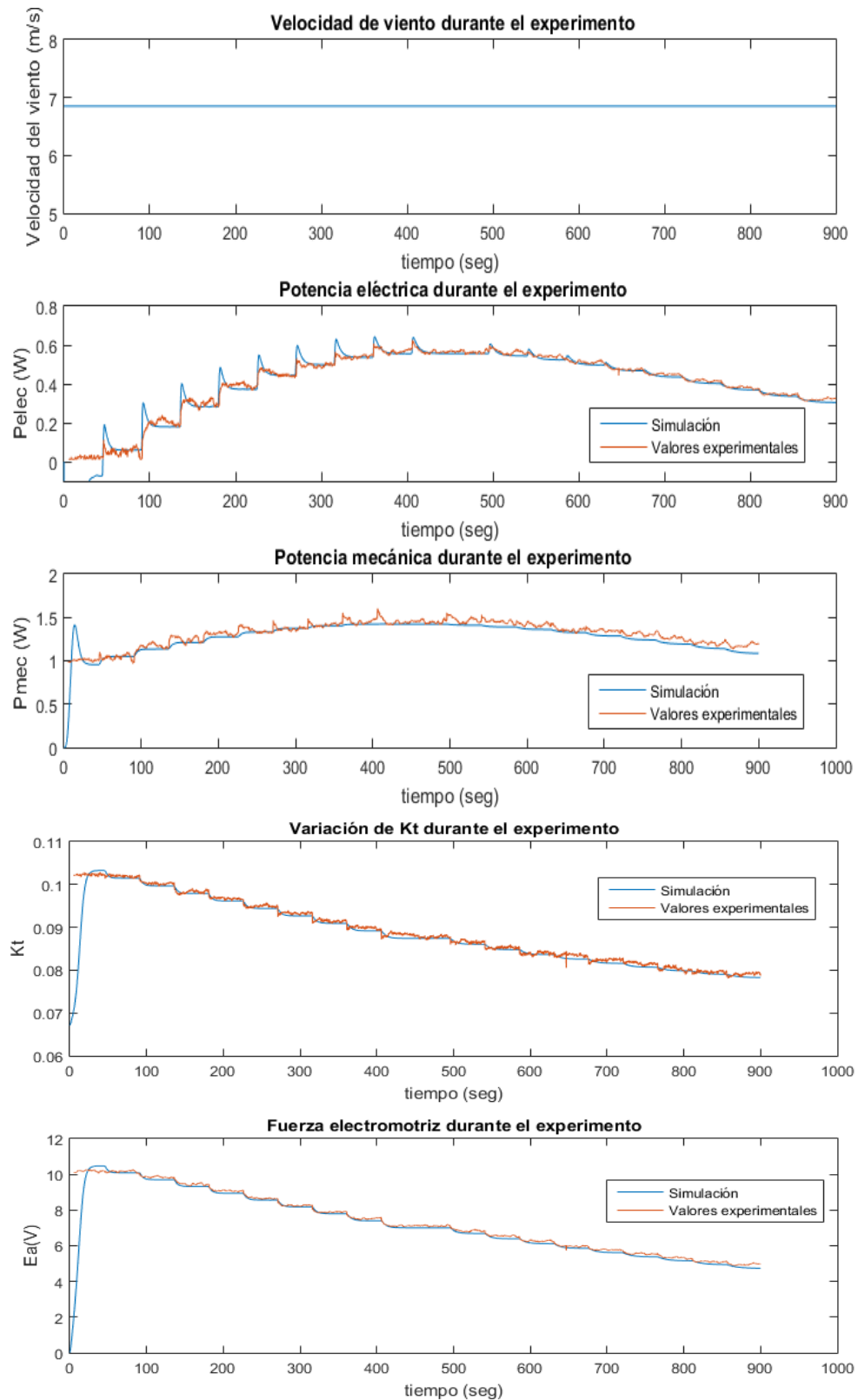


Figura nº125.

Comparativa entre resultados experimentales y resultados de la simulación. Velocidad de giro, tensión y Corriente.

Exceptuando el inicio de las simulaciones, el comportamiento del modelo reproduce con gran fidelidad el comportamiento del sistema real en durante el experimento en el túnel de viento.

La diferencia inicial se debe a que mientras que el experimento real se inicia con el Prototipo girando a una velocidad de operación donde extrae potencia, en la simulación, la velocidad de giro inicial es de 0 rad/s.



**Figura n°126.**  
**Comparativa entre resultados experimentales y resultados de la simulación.**  
**Velocidad de viento, potencia eléctrica, potencia mecánica, Kt y fuerza electromotriz.**

Para poder acelerar la turbina virtual al inicio del experimento, el generador virtual de la planta del modelo en Simulink se comporta como motor. Por ello aparecerán corrientes y potencias negativas.

La variación de “ $K_t$ ” y en consecuencia de “ $E_a$ ” con la velocidad de giro sigue la aproximación realizada en la ecuación nº31.

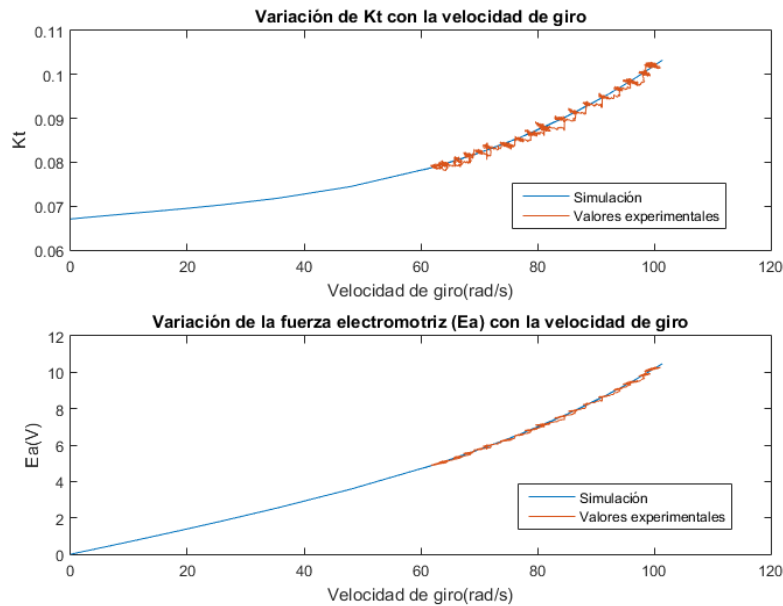


Figura nº127.

Comparativa entre resultados experimentales y resultados de la simulación.  $K_t$  y  $E_a$  respecto de la velocidad de giro.

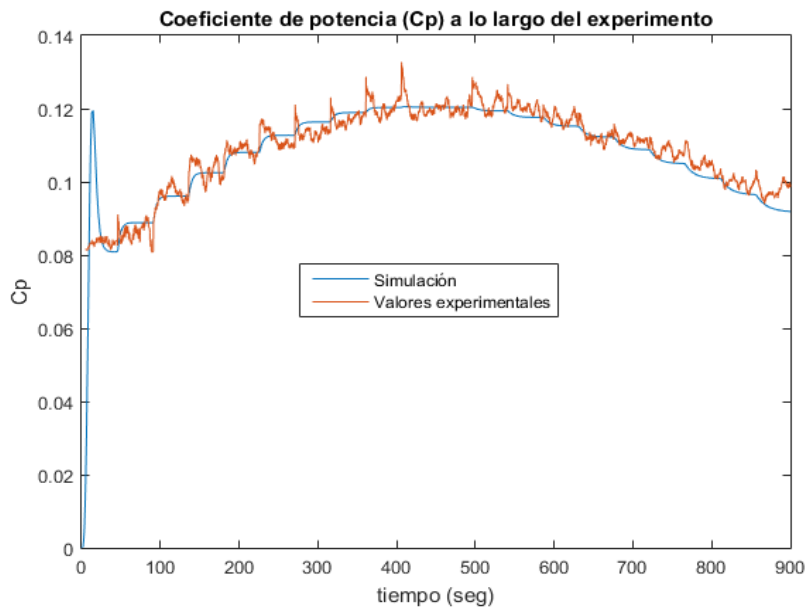


Figura nº128.

Comparativa entre el coeficiente de potencia experimental v simulado.

La figura nº128 muestra una comparativa de la evolución del  $C_p$  a lo largo de 15 minutos en la que la simulación ofrece unos resultados muy similares a los reales.

En vista de los resultados obtenidos puede decirse que el parecido del modelo con el sistema real permitirá diseñar para el modelo simulado un sistema de control que funcionará también con el sistema real.



### 6.3. Control MPPT con curva de máxima potencia en Simulink

Además, del control con curva de máxima potencia descrito a continuación se ha planteado un control MPPT basado en el método de perturbación y observación que funciona en simulación. Sin embargo, ha sido descartado por que su implementación real exige tener sensores de gran rapidez y precisión para que el sistema de control sea estable. A diferencia de este, el empleo de la curva de máxima potencia permite controlar el sistema con los sensores de baja calidad disponibles de forma muy estable. Esto se debe a que el control obtiene la señal de referencia a partir de una curva predefinida en vez de una comparativa de señales ruidosas.

#### 6.3.1. Obtención de la curva de máxima potencia

Para obtener la curva de máxima potencia tan solo se necesita obligar a que la potencia mecánica captada por el rotor sea aquella con la que se obtiene el coeficiente de potencia más elevado.

La obtención del  $C_p$  máximo (pico de la curva) es un simple problema de optimización. Tan solo se necesita igualar a cero la ecuación  $C_p(\text{TSR})$  para después despejar el valor de TSR óptimo ( $\lambda_{opt}$ ).

$$C_p = 0.011715 * \lambda^5 - 0.082799 * \lambda^4 + 0.13357 * \lambda^3 - 0.0028791 * \lambda^2 - 0.0014333 * \lambda + 0.00016401$$

$$\frac{dC_p}{d\lambda} = 0.058573 * \lambda^4 - 0.3312 * \lambda^3 + 0.40071 * \lambda^2 - 0.0057583 * \lambda - 0.0014333 \quad \text{Ec. n}^\circ 34$$

$$0.058573 * \lambda_{opt}^4 - 0.3312 * \lambda_{opt}^3 + 0.40071 * \lambda_{opt}^2 - 0.0057583 * \lambda_{opt} - 0.0014333 = 0$$

$$\lambda_{opt} = 1,7239$$

El coeficiente de potencia óptimo será el resultado de sustituir  $\lambda_{opt}$  en la ecuación  $C_p(\text{TSR})$ .

$$C_{p_{max}} = C_p(\lambda_{opt}) = 0,1205$$

Si se sustituye la velocidad del viento que aparece en la ecuación de potencia captada por el rotor por el cociente entre velocidad de viento relativa y TSR óptimo se tendrá la curva de máxima potencia.

$$\lambda_{opt} = 1.7239 = \frac{\Omega * R(m)}{U} = \frac{\Omega * 0.145m}{U}$$

$$U = \frac{\Omega * 0.145m}{1.7239}$$

$$P_{mec} = \frac{1}{2} * \rho * A * U^3 = \frac{1}{2} * \rho * A * \left( \frac{\Omega * 0.145m}{1.7239} \right)^3 * C_{p_{max}}$$

Sustituyendo:

$$\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$$

$$A = 0.06 \text{ m}^2$$

$$C_{p_{max}} = 0.1205$$

$$P_{\text{óptima}} = 2.6355 * 10^{-6} * \Omega^3$$

Ec. n° 35

La curva de máxima potencia evoluciona de forma cúbica con la velocidad de giro del rotor y depende de una constante  $K = 2,6355 * 10^{-6}$ .

La figura n°129 permite visualizar de forma clara el concepto que regirá el control. Conociendo ya sea la potencia mecánica o la velocidad de giro, se podrá obtener a partir de la expresión, una referencia de velocidad de giro óptima o de potencia óptima.

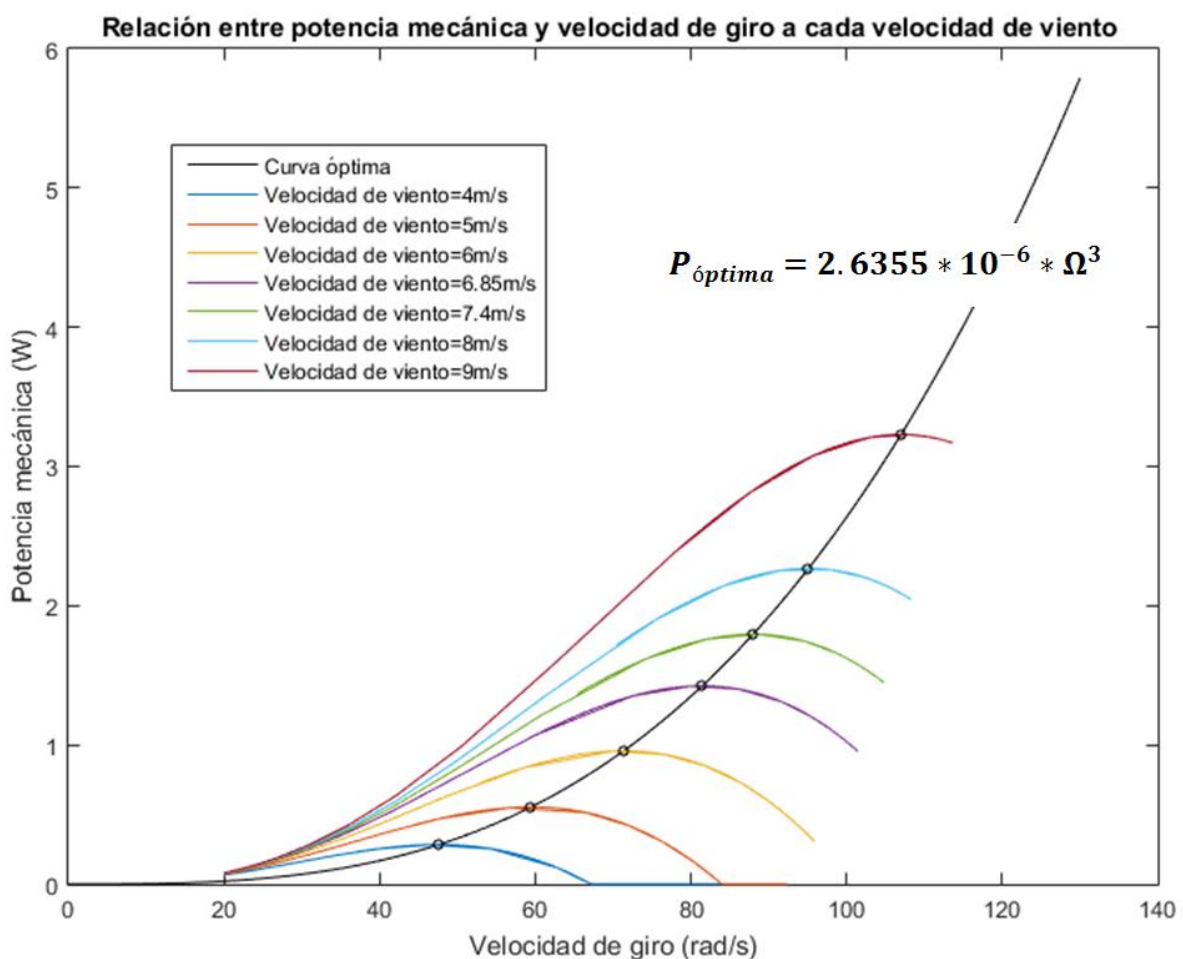


Figura n°129.  
Curvas potencia-velocidad de giro a distintas velocidades de viento y curva óptima.

La curva óptima pasa por el máximo de potencia alcanzable a cada velocidad de viento. Gracias a ella, el control asegurará un funcionamiento a máxima potencia sin necesidad de conocer el valor de la velocidad del viento.

### 6.3.2. Diagrama de bloques del control

Empleando el mismo subsistema que en el apartado 7.2. para representar la planta (bloque “Simulated Turbine+generator”), esta vez, se ha implementado un lazo de control de velocidad de giro que permita obtener una señal de error de velocidades a controlar.

La referencia de velocidad óptima de giro se calcula en la función MaxPowerCurve. Entrando con la potencia mecánica medida, se obtiene la velocidad óptima a la que se debe hacer girar la turbina mediante la ecuación nº35 despejada en la forma  $\Omega_{opt}(P_{mecánica})$ .

La figura nº130 muestra el control MPPT utilizando la curva de potencia óptima y un sensor de velocidad para el lazo de control de velocidad.

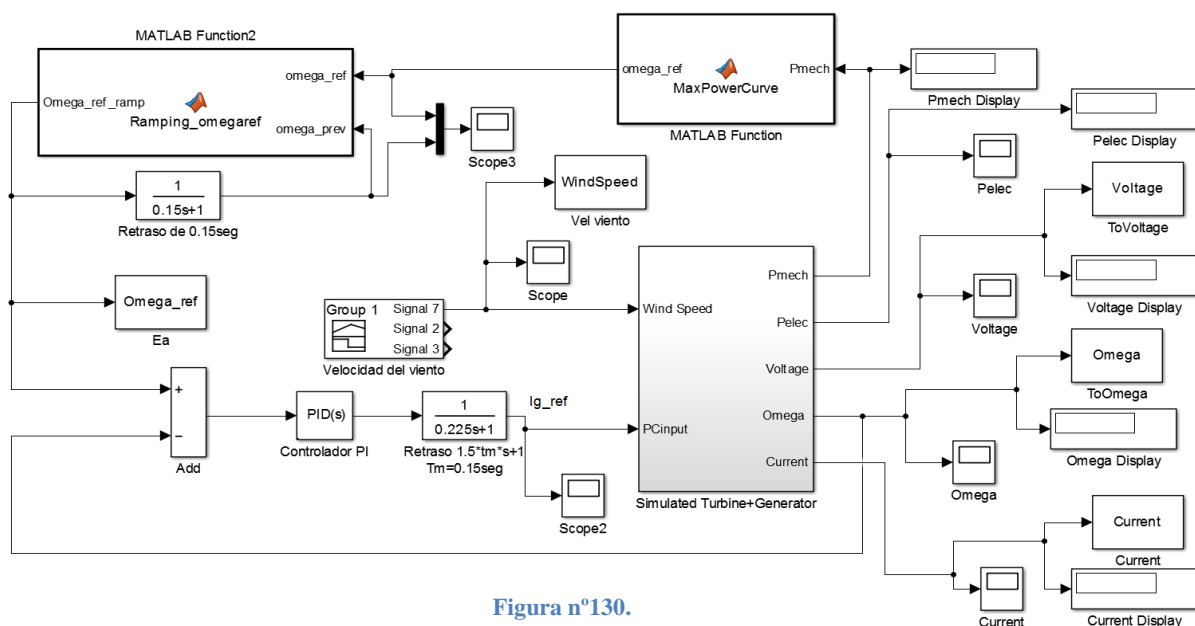


Figura nº130.  
Diagrama de bloques para el control MPPT del Prototipo1 utilizando la curva óptima y sensor de velocidad para la realimentación.

La función del bloque MaxPowerCurve queda:

```
function omega_ref = MaxPowerCurve(Pmech)
omega_ref = (Pmech/(2.6355*10^-6))^(1/3);
end
```

La función del bloque Ramping\_omegaref simplemente rampea la referencia limitando la aceleración a  $10 \text{ rad/s}^2$ . Los retrasos añadidos en el diagrama de bloques se deben al igual que antes al tiempo de muestreo del control digital.

```
function Omega_ref_ramp = Ramping_omegaref(omega_ref,omega_prev)
if omega_ref > omega_prev + 10*0.15
Omega_ref_ramp = omega_prev + 10*0.15;
elseif omega_ref < omega_prev - 10*0.15
Omega_ref_ramp = omega_prev - 10*0.15;
else
Omega_ref_ramp = omega_ref;
end
```

El controlador PI se ha ajustado para tener una respuesta ante escalón rápida, pero sin exigir una velocidad excesiva que diese lugar a picos de corriente demasiado grandes en el generador.

Controlador:

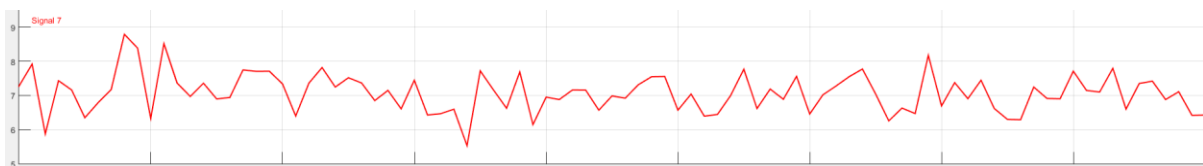
$$PI(s) = P + I/s \text{ con una parte proporcional } P = -0.08 \text{ y una parte integral de } I = -0.04$$

Inicialmente se ha empleado la función “tune” de Matlab para obtener un PID pero el resultado ha sido rechazado por que dicho controlador hace inestable el control en los experimentos reales.

### 6.3.3. Simulación de control con sensor de velocidad

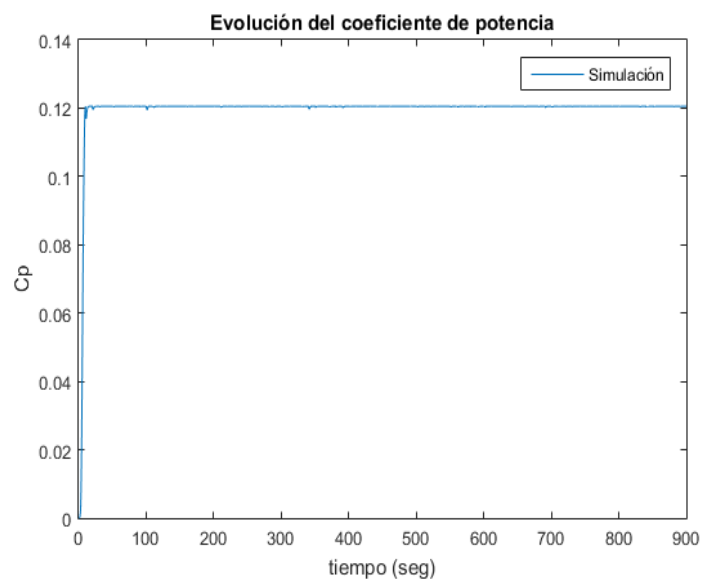
En el presente apartado se realiza un experimento de 15 minutos sometiendo al sistema controlado a diferentes velocidades de viento para comprobar la respuesta del control MPPT mostrado en la figura nº130 del apartado anterior.

Se ha simulado el comportamiento del sistema ante el perfil de velocidades de viento mostrado en la figura nº131. Este perfil se introduce desde la patilla Signal 7 del bloque Group1.Velocidad de viento.



**Figura nº131.**  
**Perfil de velocidades de viento para la simulación.**

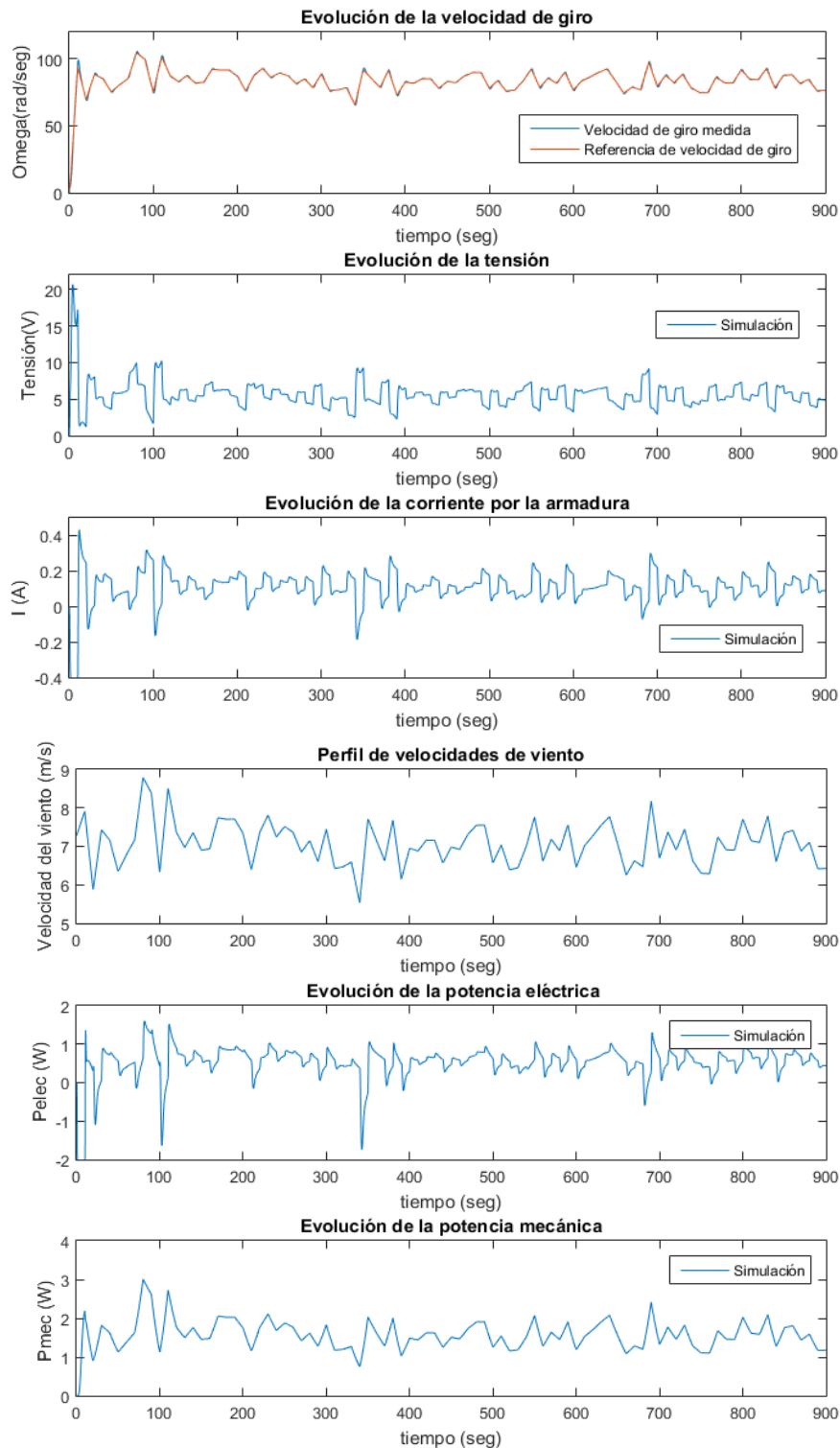
Tras ejecutar la simulación se obtienen los resultados de las figuras nº 132 y 133:



**Figura nº132.**  
**La eficiencia lograda con el control es la máxima posible para la simulación.**

La respuesta del sistema de control durante el experimento roza la perfección en la simulación.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que la medida de velocidad de giro empleada en el diagrama de bloques es una señal perfectamente precisa, sin ruido y no precisa de ningún filtro que ralentice al control. La realidad será bien distinta debido a que el sensor de velocidad funciona tan mal que incluso se planteará aproximar el valor de la velocidad de giro a partir de la tensión.



**Figura nº133.**  
**Resultados de la simulación para estudiar comportamiento del sistema con control MPPT.**

El control durante la simulación es tan rápido que cuando se necesita incrementar la velocidad de giro aparecen potencias negativas (corrientes negativas) que hacen que el generador funcione como motor para acelerar la turbina y hacer que la velocidad de giro siga a la referencia de forma precisa.

### 6.3.4. Simulación de control con sensor de tensión

El mal funcionamiento del sensor de velocidad exige disponer de una alternativa para efectuar el control empleando el sensor de tensión. Esta alternativa basará el cálculo de la velocidad de giro en los datos experimentales obtenidos para el Prototipo 1 con un sensor de velocidad en buen estado.

A partir del modelo de la planta se deduce que la velocidad de giro depende de la constante  $K_t$ , la tensión de salida en bornes del generador, y la caída de tensión sufrida en la resistencia de la armadura.

Dado que la velocidad de giro no solo depende de la tensión, se tendrán en cuenta los resultados experimentales a velocidad de viento constante de 6,85 m/s. Se extrapolará la relación entre tensión y velocidad de giro que había en aquel experimento para aproximar la velocidad de giro conociendo ahora solo la tensión.

Dado que el coeficiente  $K_t$  varía en función de la propia velocidad de giro se calculará de forma retroalimentada a partir del último valor de velocidad calculado.

A partir de la aproximación polinómica de la curva  $\Omega \left( \frac{V_g}{K_t} \right)$  extraída de los datos experimentales (ver figura nº134) se ha efectuado una aproximación de la velocidad de giro que servirá como sustituta de la medida real (ecuación nº36).

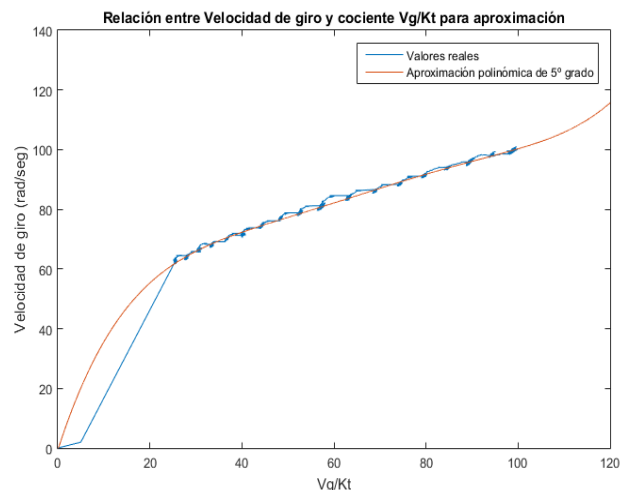


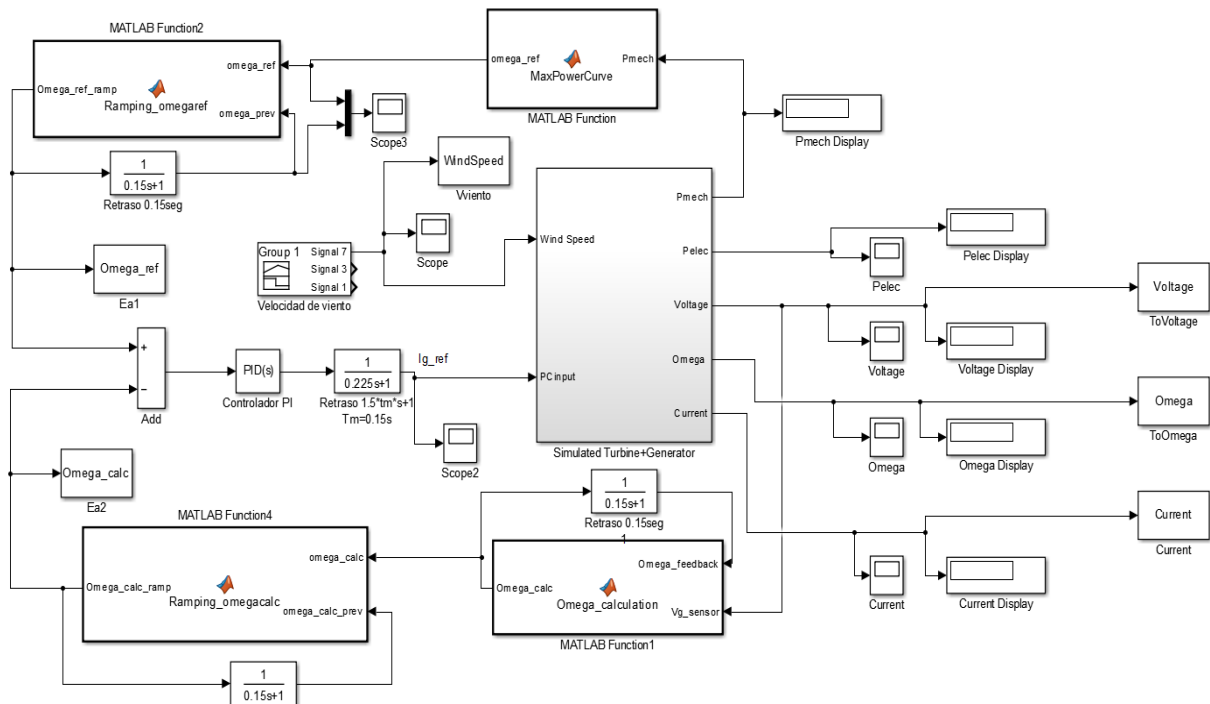
Figura nº134.  
Aproximación polinómica de la curva velocidad de

Aproximación polinómica:

$$\Omega = 4.3928e - 8 * \left(\frac{V_g}{K_t}\right)^5 - 0.000015248 * \left(\frac{V_g}{K_t}\right)^4 + 0.002053 * \left(\frac{V_g}{K_t}\right)^3 - 0.13458 * \left(\frac{V_g}{K_t}\right)^2 + 4.7868 * \left(\frac{V_g}{K_t}\right) - 0.71832 \quad Ec. n^\circ 36$$

Este procedimiento ha sido la solución para poder probar el control mientras se esperaba la llegada del nuevo sensor de velocidad. La predicción de velocidad de giro a partir de la tensión es solo válida para una velocidad de viento próxima a aquella con la que se realizó el experimento del que se ha sacado la ecuación (Experimento con Prototipo1 a velocidad de viento=6,85 m/s). En caso de someterse a velocidades de viento muy distintas a 6,85 m/s, la aproximación perderá precisión y el control no funcionará tan bien.

A continuación, la figura nº135 muestra el diagrama de bloques empleado en Matlab-Simulink.



**Figura nº135.**  
**Diagrama de bloques para control MPPT aproximando la velocidad de giro a partir de la tensión.**

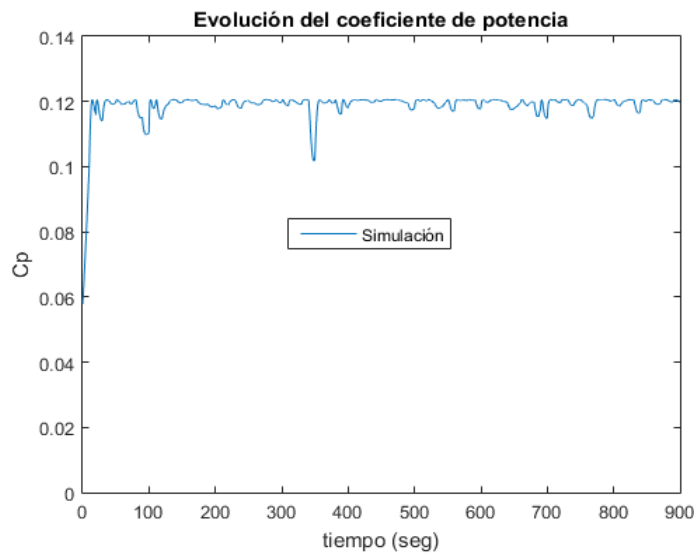
Los bloques de rampeo efectúan el mismo rampeo descrito previamente para limitar el cambio en el valor de la velocidad de giro a un máximo de 10 rad/s<sup>2</sup>.

La función Omega\_calculation emplea la ecuación aproximada descrita previamente para calcular la velocidad de giro:

```
function Omega_calc = Omega_calculation(Omega_feedback,Vg_sensor)
Kt_calc=3.236e-8*Omega_feedback^3-1.035e-6*Omega_feedback^2
+0.0001291*Omega_feedback+0.06707;
Vgkt=Vg_sensor/Kt_calc;
Omega_calc=4.3928e-8*Vgkt^5 - 0.000015248*Vgkt^4 + 0.0020537*Vgkt^3
- 0.13458*Vgkt^2 + 4.7868*Vgkt - 0.71832
```

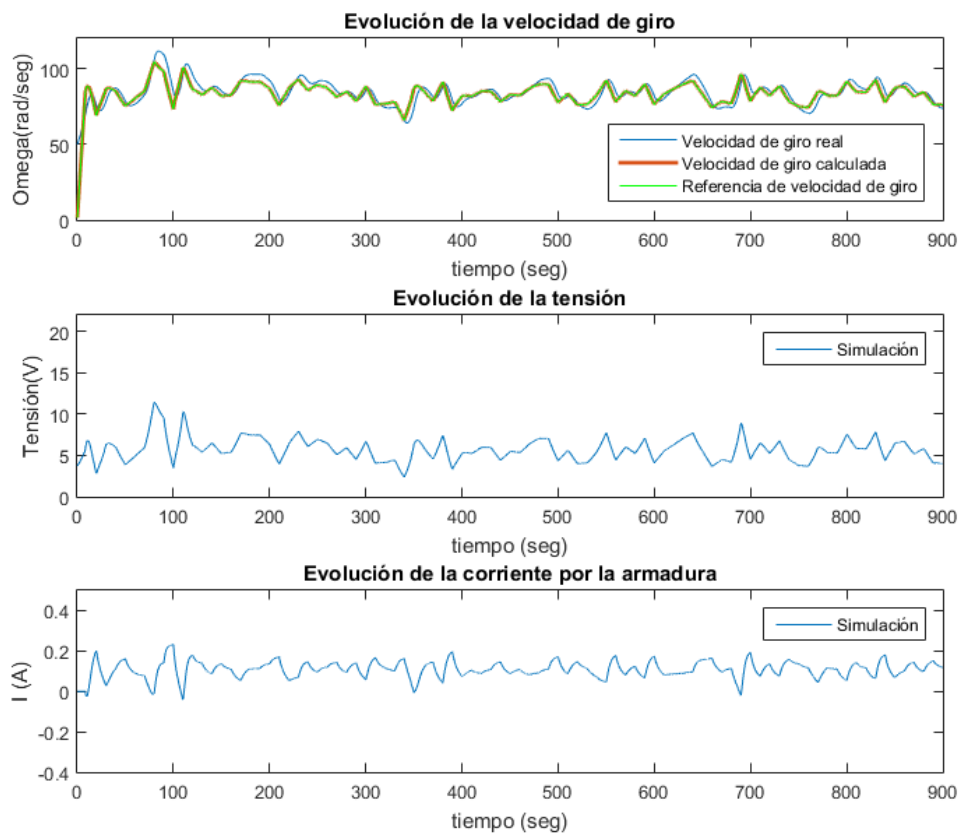
Por lo demás el sistema de control es igual que en el caso de tener un sensor de velocidad.

A continuación, en las figuras nº136, 137 y 138 se muestran los resultados obtenidos simulando el comportamiento de este modelo de control ante el mismo perfil de vientos que en el caso anterior.



**Figura nº136.**  
Coeficiente de potencia logrado por el control de velocidad con sensor de tensión.

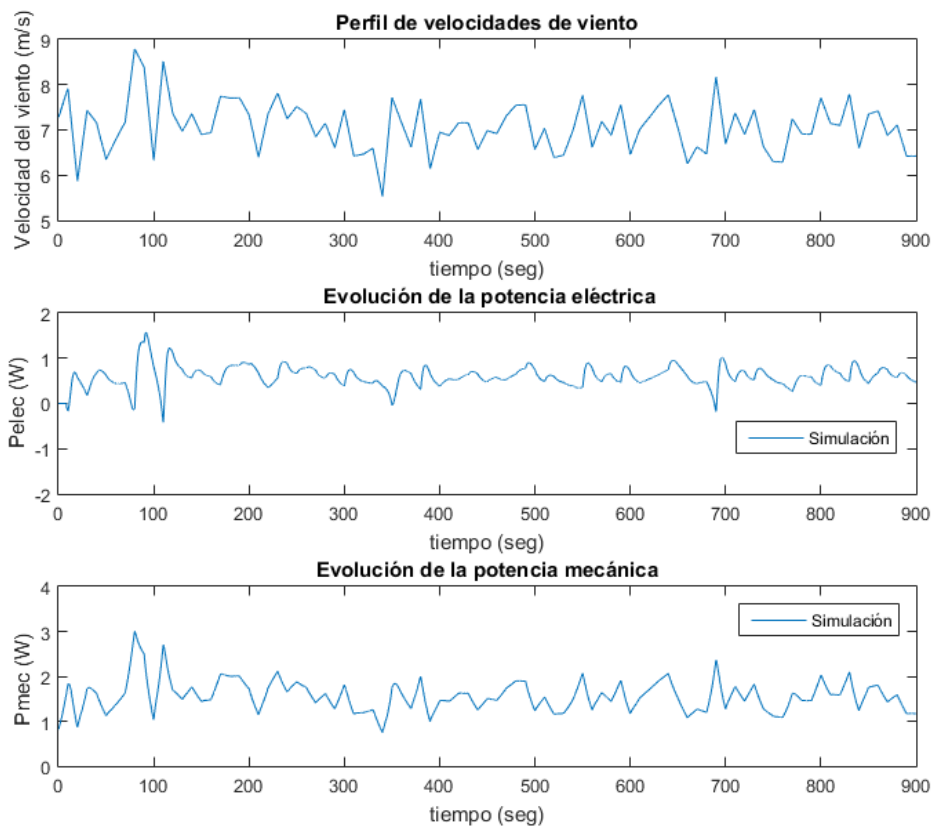
El seguimiento del coeficiente de potencia óptimo con este control es mucho peor porque la aproximación de la velocidad de giro no es muy precisa (ver primera gráfica de la figura nº137).



**Figura nº137.**  
Resultados de la simulación con control MPPT aproximando la velocidad de giro a partir de la tensión. Velocidad de giro, tensión y corriente.



Con este control, el seguimiento de la referencia de velocidad por parte de la velocidad de giro real no es bueno ya que, aunque la calculada sí que la sigue, esta no es igual que la real para velocidades de viento distintas a 6,85 m/s.



**Figura n°138.**  
**Resultados de la simulación con control MPPT aproximando la velocidad de giro a partir de la tensión.**  
**Perfil de velocidad de viento, potencia eléctrica y potencia mecánica.**

#### **6.4. Discretización del controlador con transformada bilineal**

La discretización del controlador es un paso indispensable a la hora de implementar de forma digital el controlador continuo diseñado en el espacio frecuencial.

En este apartado se explica de forma práctica el empleo de la transformada bilineal o método de Tustin para transformar la representación en tiempo continuo de las señales a un tiempo discreto.

La transformación bilineal es una aproximación de primer orden de la función logarítmica natural que consiste en realizar una asignación exacta del plano Z al plano S. Cuando la transformada de Laplace se realiza sobre una señal de tiempo discreto el resultado es precisamente la transformada Z de la secuencia de tiempo discreto.

Para pasar de Laplace a Z se sustituye en la función de transferencia:

$$z = e^{s \cdot Tm} = \frac{e^{s \cdot \frac{Tm}{2}}}{e^{-s \cdot \frac{Tm}{2}}} = \frac{1 + s \cdot \frac{Tm}{2}}{1 - s \cdot \frac{Tm}{2}} \quad \text{Ec. n}^\circ 37$$

La aproximación bilineal se realiza sustituyendo en s:

$$s = \frac{1}{Tm} * \ln(z) = \frac{2}{Tm} * \left( \frac{z-1}{z+1} + \frac{1}{3} * \left( \frac{z-1}{z+1} \right)^3 + \frac{1}{5} * \left( \frac{z-1}{z+1} \right)^5 + \dots \right) \approx \frac{2}{Tm} * \frac{z-1}{z+1} = \frac{2}{Tm} * \frac{1-z^{-1}}{1+z^{-1}}$$

Ec. n<sup>o</sup> 38

Para efectuar la transformación bilineal solo se debe sustituir la “s” de la función de transferencia del controlador por  $\frac{2}{Tm} * \frac{1-z^{-1}}{1+z^{-1}}$ .

Existen otros métodos de discretización pero este ofrece la ventaja de que el paso del plano “s” (continuo) al “z” (discreto) no modifica las propiedades del sistema. Si el controlador diseñado en el plano continuo es estable, el controlador discreto resultante de aplicar el método de Tustin también lo será.

La forma más rápida de aplicar la transformada será utilizar el comando c2d de Matlab.

Dado un el controlador continuo de la forma:

$$PI(s) = P + \frac{I}{s} = -0.08 - \frac{0.04}{s}$$

Se ejecuta en matlab:

```
Kp=-0.08;
Ki=-0.04;
Kd=0;
Tf=0;
```

```
SYS = pid(Kp,Ki,Kd,Tf);
```

```
Tm=0.15; % El tiempo de muestreo de nuestro sistema es de 0.15 segundos
```

```
PI_continous=tf(SYS)
```

$$\frac{-0.08 s - 0.04}{s}$$

```
PI_discrete=c2d(PI_continous,Tm,'tustin')
```

$$\frac{-0.083 z + 0.077}{z - 1}$$

Esta será la función de transferencia en el plano Z para un tiempo de muestreo Tm de 0,15 segundos.

Sin embargo, para poder implementarlo en forma de código de Matlab o Arduino se necesita efectuar las siguientes transformaciones:

$$\frac{Y(z)}{U(z)} = \frac{-0.083z + 0.077}{z - 1} = \frac{-0.083 + 0.077 * z^{-1}}{1 - z^{-1}}$$

$$Y(z) - Y(z) * z^{-1} = -0.083 * U(z) + 0.077 * U(z) * z^{-1}$$

$$Y(z) = -0.083 * U(z) + 0.077 * U(z) * z^{-1} + Y(z) * z^{-1} \quad \text{Ec. n}^\circ 39$$

Las líneas de código para el controlador en código C serán:

```
y = -0.083*u + 0.077*u_prev + y_prev;
y_prev = y;
u_prev = u;
```

A continuación, las figuras n°139 y 140 muestran de forma comparativa comportamiento del sistema ante los controles discreto y el continuo simulándolos en Simulink.

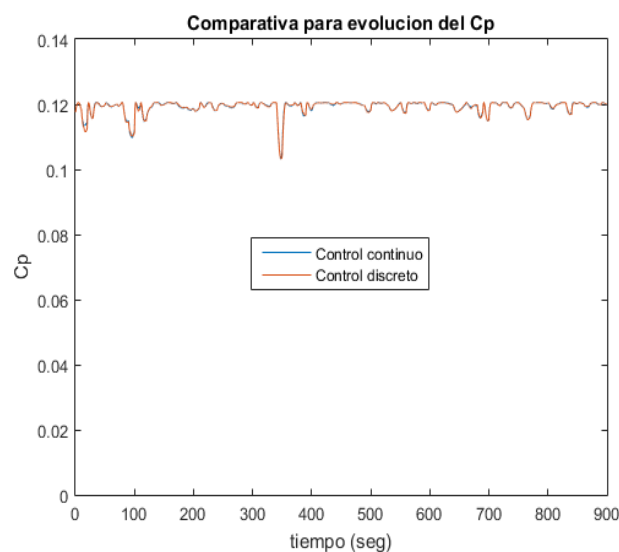
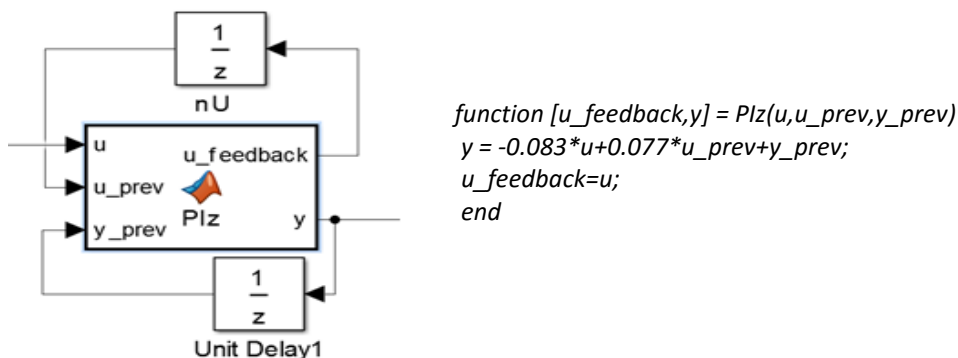
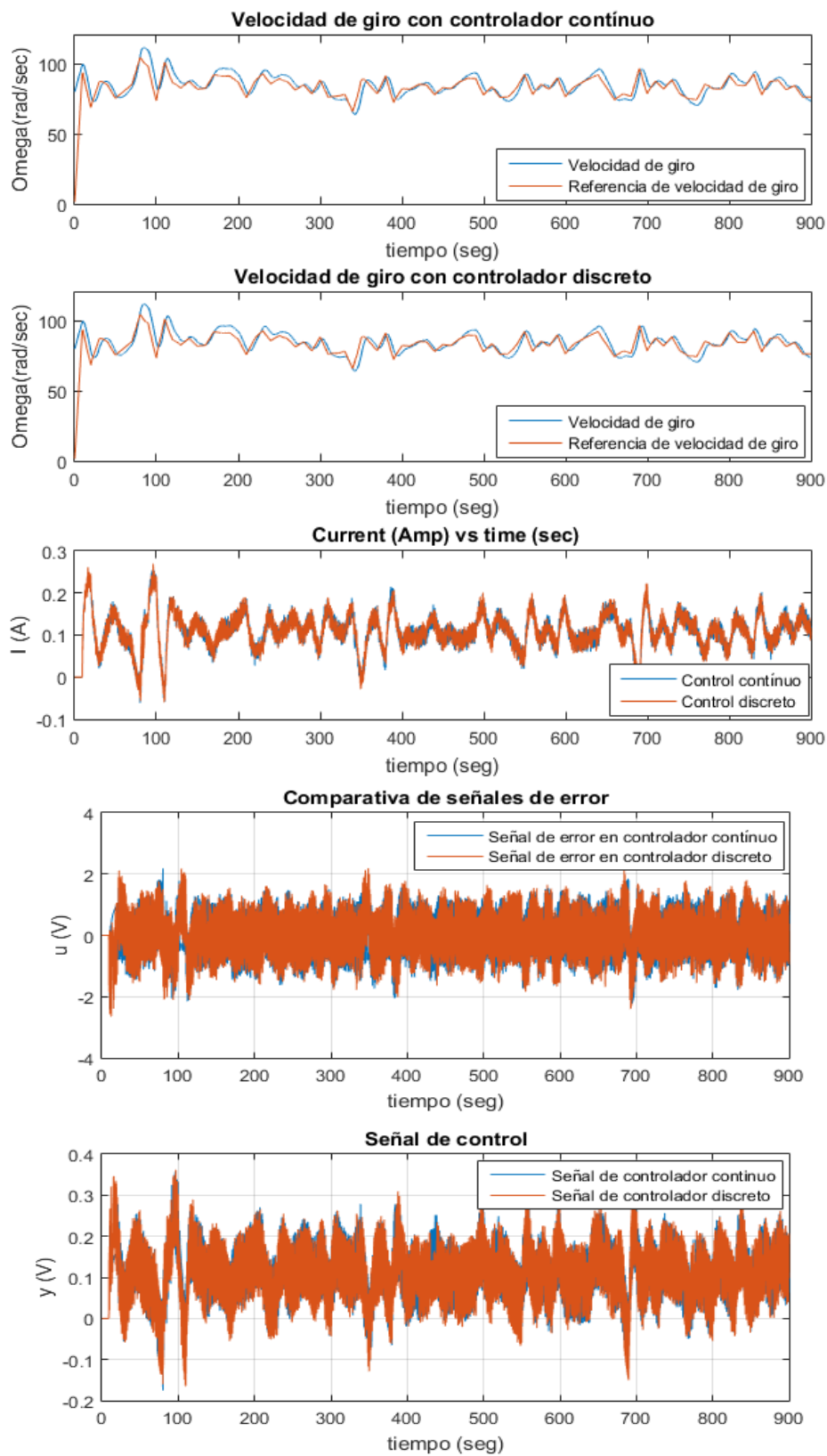


Figura n°139.  
Comparativa de coeficiente de potencia entre control discreto y control continuo

Las representaciones de la velocidad de giro en la figura nº 140 demuestran que el controlador discreto y el continuo tienen el mismo efecto sobre el comportamiento del sistema.



**Figura nº140.**  
Simulación comparativa entre control discreto y continuo .  
Seguimiento de velocidad de referencia, corriente, señal de control y error.

## 6.5. Implementación real y test a velocidad de viento variable

La implementación real del sistema de control se efectúa utilizando las dos estrategias de control contempladas previamente:

- Utilizando el sensor de tensión para calcular la velocidad de giro de forma aproximada.
- Utilizando un sensor de velocidad que obtenga directamente el valor de la velocidad de giro para retroalimentar e lazo de control.

### 6.5.1. Implementación con sensor de tensión

Esto es mucho menos preciso pero será la solución hasta disponer de un nuevo sensor de velocidad.

A continuación, se muestra el código para control con sensor de tensión+ aproximación:

```
%% S-4 PID for OMEGA control
%Max power curve
Omega_ref=(Pmec/(2.6355*10^-6))^(1/3);
Omega_ref=real(Omega_ref);
%Ramping of the reference max change 10rad/s^2
if (Omega_ref>Omega_prev+(10*deltaT))
    Omega_ref_ramp=Omega_prev+(10*deltaT);
elseif (Omega_ref<Omega_prev-(10*deltaT));
    Omega_ref_ramp=Omega_prev-(10*deltaT);
else
    Omega_ref_ramp=Omega_ref;
end
Omega_prev=Omega_ref_ramp;
if Omega_ref_ramp<60
    Omega_ref_ramp=60;
end
%Calculation in loop
Kt_calc=3.236e-8*Omega_calc_prev^3-1.035e-
6*Omega_calc_prev^2+0.0001291*Omega_calc_prev+0.06707;
Vgkt=Vg_sensor/Kt_calc;
Omega_calc=4.3928e-8*Vgkt^5 - 0.000015248*Vgkt^4 + 0.0020537*Vgkt^3 - 0.13458*Vgkt^2 +
4.7868*Vgkt - 0.71832;
%Ramping of the calculated omega max change 10rad/s^2
if (Omega_calc>Omega_calc_prev+(10*deltaT))
    Omega_calc_ramp=Omega_calc_prev+(10*deltaT);
elseif (Omega_calc<Omega_calc_prev-(10*deltaT));
    Omega_calc_ramp=Omega_calc_prev-(10*deltaT);
else
    Omega_calc_ramp=Omega_calc;
end
Omega_calc_prev=Omega_calc_ramp;

%Omega error
ErrorWT1=Omega_ref_ramp-Omega_calc_ramp
%Pi controller
uContrWT = (- 0.083*ErrorWT1+ 0.077*ErrorWT1_prev+uContrWT_prev);
uContrWT = max(0,uContrWT);
%Feedback of signals
uContrWT_prev=uContrWT;
ErrorWT1_prev=ErrorWT1;
```

Este código constituye la implementación real del diagrama de bloques diseñado en Simulink por lo que incluye:

- Curva óptima.
- Rampeo de la referencia de velocidad de giro.
- Cálculo aproximado de la velocidad de giro a partir de la tensión.
- Rampeo de la velocidad de giro calculada.
- Controlador PI discreto.

#### 6.5.1.1. Experimento MPPT a baja velocidad de viento

A continuación, se muestran los resultados obtenidos tras probar el control con el túnel a una velocidad de viento variable entre 6 y 8m/s en un experimento de 15 minutos.

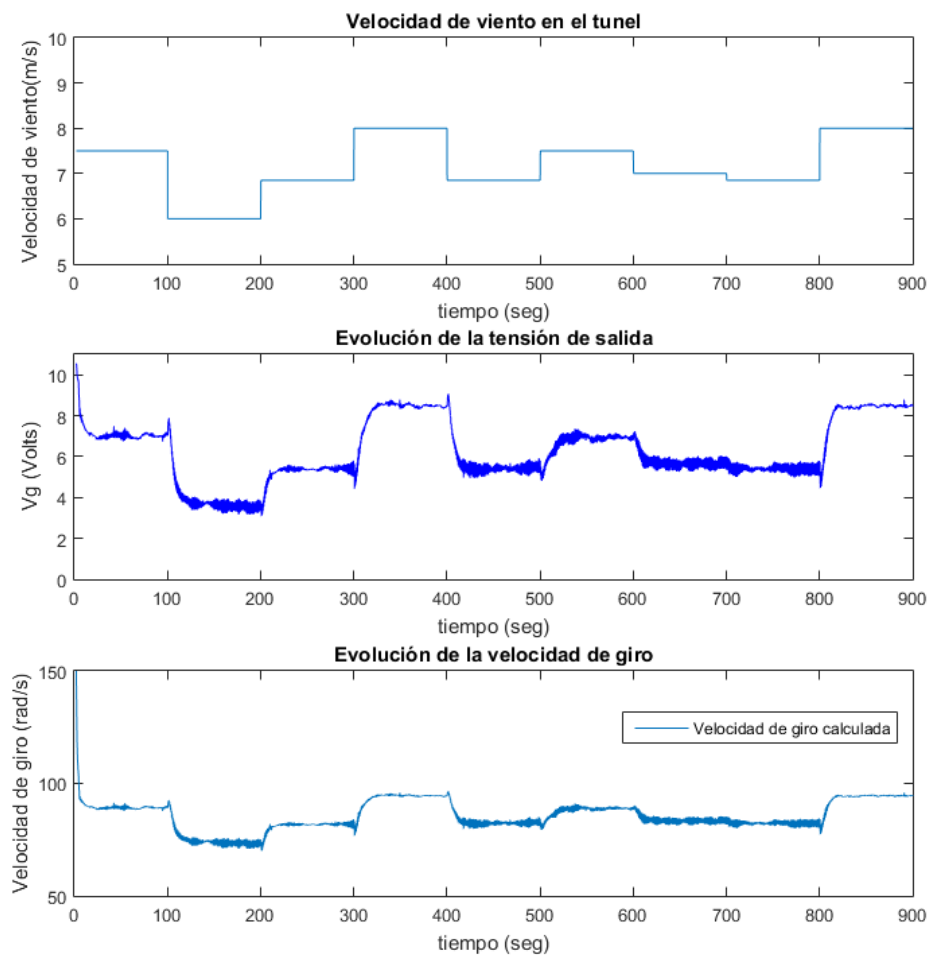


Figura nº141.

Resultados experimentales para MPPT impreciso (aproximación de velocidad con tensión) a bajas velocidades de viento. Perfil de velocidades de viento, tensión de salida y velocidad de giro.

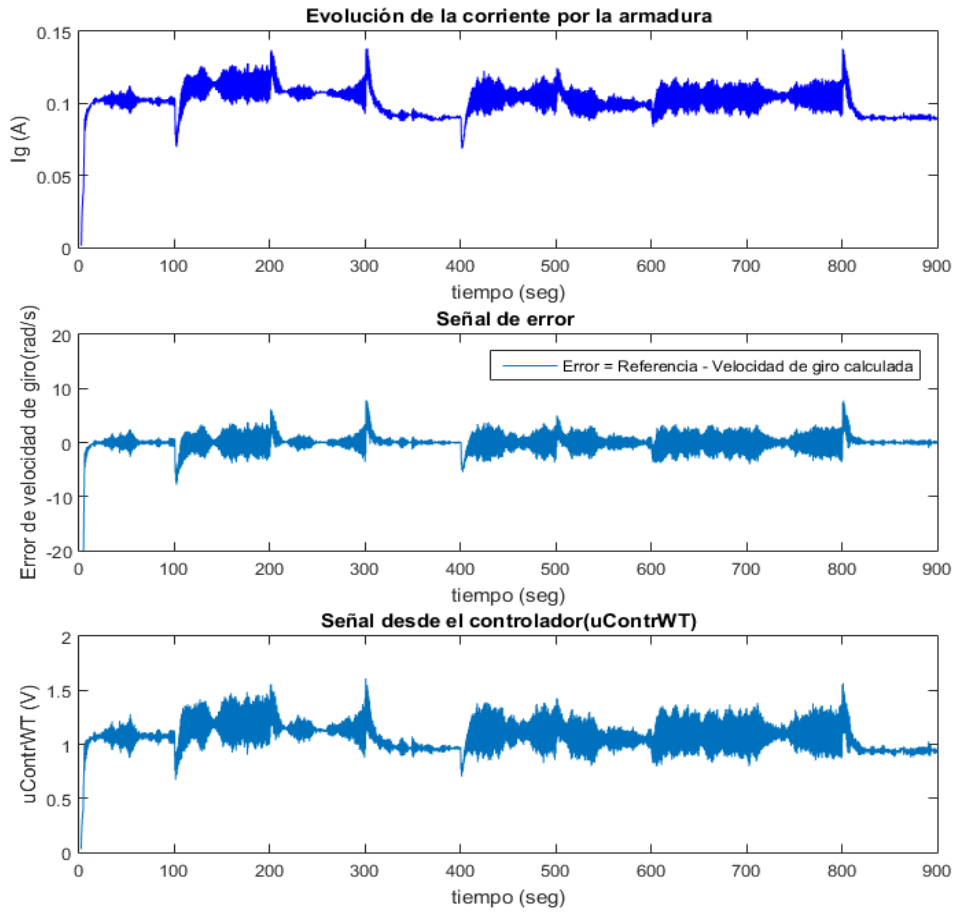


Figura nº142.

Resultados experimentales para MPPT impreciso (aproximación de velocidad con tensión) a bajas velocidades de viento.

Observando las figuras nº 141, 142 y 143 puede decirse que el control funciona. El valor del coeficiente de potencia  $C_p$ , se mantiene cercano al máximo de 0,1205 aunque con importantes variaciones.

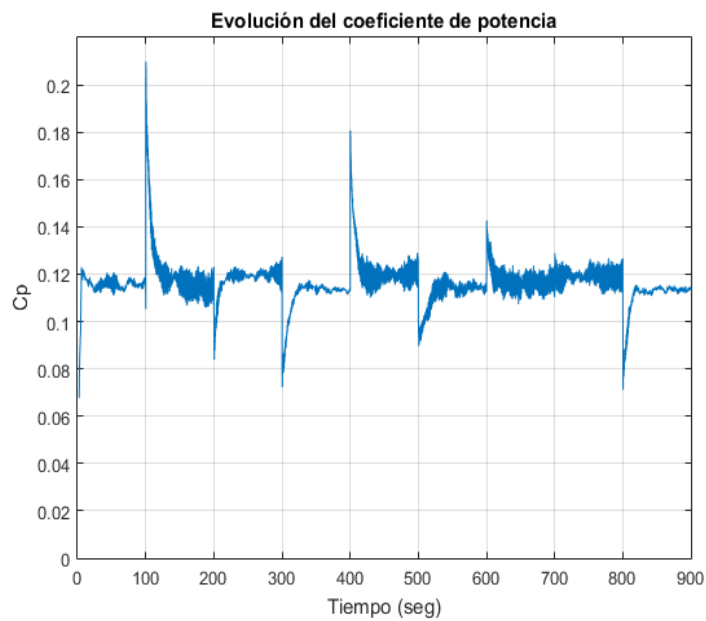


Figura nº143.

Seguimiento del coeficiente de potencia máximo con el MPPT.

A velocidades bajas y medias de viento el  $C_p$  fluctúa más porque la turbina trabaja a velocidades de giro en las que existen modos de vibración.

Por otro lado se hace evidente que el control logra mayores valores de  $C_p$  a velocidades de viento cercanas a los 6,85 m/s. Esto ocurre porque como ya se ha dicho antes, el cálculo aproximado de la velocidad de giro de la turbina a partir de la tensión es más preciso a esas velocidades de viento.

Además, la curva óptima de potencia-velocidad de giro se obtuvo a partir de la curva  $C_p$ -TSR del experimento con un viento de 6,85 m/s. En teoría, la curva  $C_p$ -TSR es la misma para todas las velocidades de viento, sin embargo, sufre pequeñas variaciones en la realidad haciendo que el control sea más preciso a las velocidades en las que obtuvo dicha curva.

La figura nº143 muestra una evolución del coeficiente de potencia con picos ascendentes y descendentes cuando la velocidad de viento cambia. Este es un fenómeno que sucederá también en los siguientes experimentos y tiene una explicación muy sencilla:

- Al incrementarse la velocidad del viento se necesita acelerar la turbina. Para ello el control reduce el par eléctrico de frenado reduciendo la corriente por la armadura. Como el valor del  $C_p$  se calcula a partir de la potencia eléctrica, una menor corriente hará que el coeficiente de potencia calculado sea más bajo durante la aceleración.
- En el caso contrario, una disminución de la velocidad del viento requerirá una velocidad de giro más baja y el control deberá incrementar el par eléctrico para frenar la turbina. Ese mayor par eléctrico se efectuará extrayendo más corriente por lo que el  $C_p$  calculado crece durante este tipo de transitorios.



### 6.5.1.2. Experimento MPPT a mayor velocidad de viento

A continuación, se muestran los resultados obtenidos tras probar el control con el túnel a una velocidad de viento variable entre 6,85 y 8,5 m/s en un experimento de 15 minutos.

La figura nº144 muestra un comportamiento extraño de las corrientes y tensiones durante el experimento.

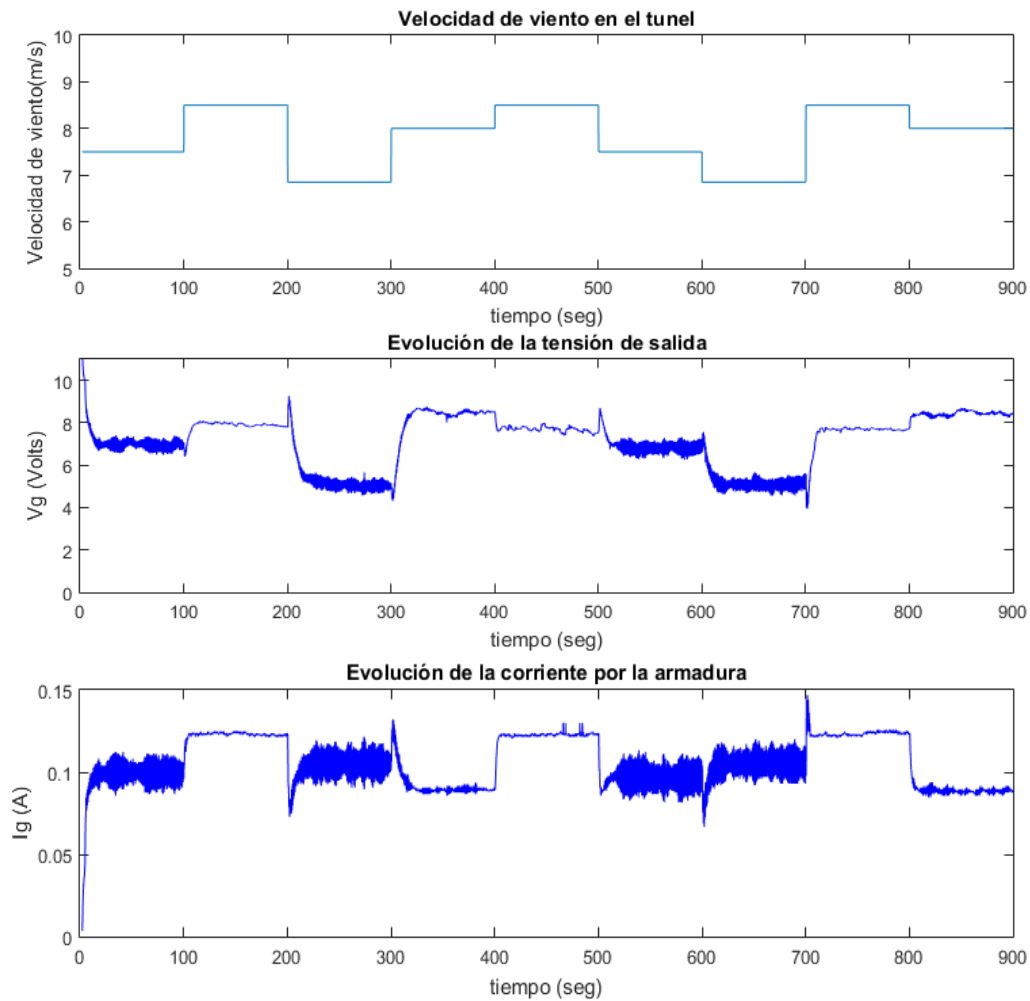


Figura nº144.

Resultados experimentales para MPPT impreciso (aproximación de velocidad con tensión) a mayores velocidades de viento. Perfil de velocidades de viento, tensión de salida y corriente.

Cuando la turbina es sometida a una velocidad de viento de 8.5 m/s saltan las protecciones por exceso de velocidad de giro (ver evolución de la corriente por la armadura).

Al saltar la protección, el control demanda un valor alto y constante de corriente que impide que esta sobrepase el límite máximo de velocidad durante los intervalos de tiempo 100-200 segundos, 400-500 segundos y 700-800 segundos.

La protección contra excesos de velocidad de giro debe saltar a 120rad/s pero estas están saltando cuando la velocidad de giro calculada es de 100rad/s. ¡Se estará cometiendo un error a la baja del 20% en la aproximación de la velocidad de giro!

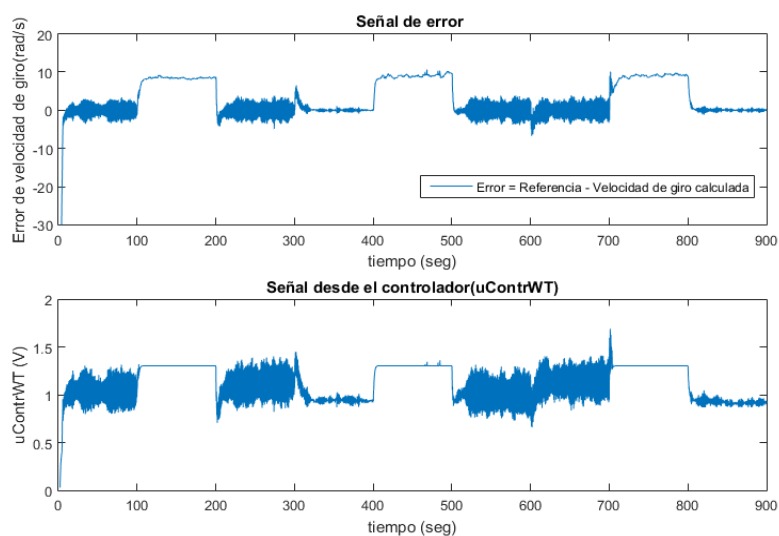
En el momento de la realización de este experimento ya se dispone de un sensor de velocidad de giro apropiado así que además de ser utilizado para regir las protecciones, se empleará para conocer el error de aproximación a lo largo del experimento.



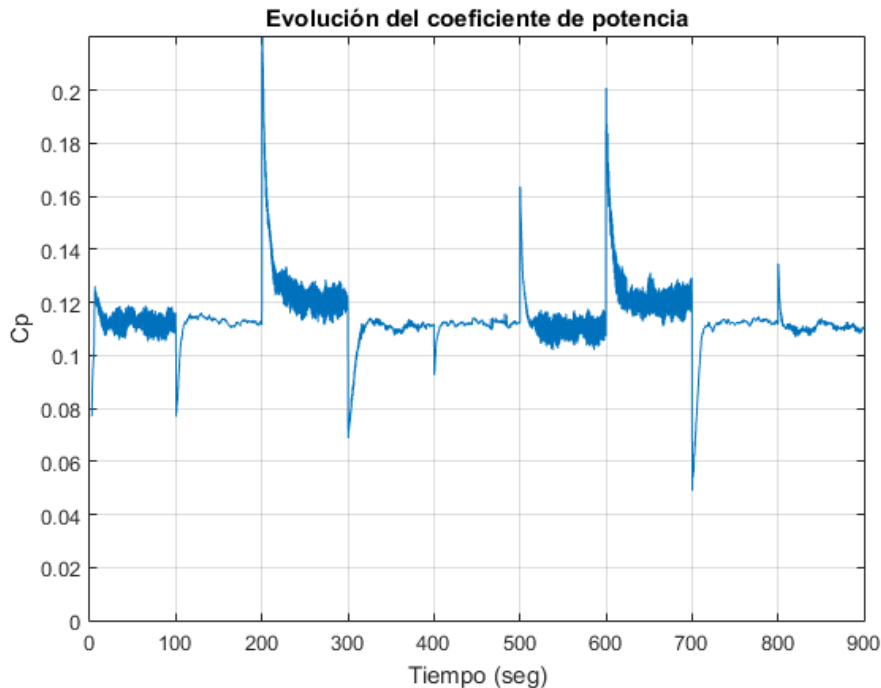
**Figura nº145.**  
Desviación entre velocidad de giro real y aproximación.

La figura nº145 muestra una rápida desviación de la velocidad real con respecto a la calculada conforme la velocidad del viento se aleja de los 6.85 m/s. A esa velocidad, la aproximación es buena pero el error se hace muy grande a cuanto más aumenta la velocidad del viento. Esto se debe a que la caída de tensión en el paso de la corriente por la resistencia de la armadura ( $\Delta V = Ra * Ig$ ) se hace mucho más grande cuando la velocidad del viento aumenta e incrementa el suministro de par ( $T = Kt * Ig$ ).

La figura nº146 muestra la señal de error para el control y la señal de control uContrWT. Al saltar la protección, se envía una señal de control constante de 1.3V a la electrónica de potencia para limitar la velocidad de giro y que no sobrepase los 120rad/s.



**Figura nº146.**  
Señales de error y control.



**Figura n°147.**  
Seguimiento del Cp máximo con el control impreciso a mayores velocidades de viento

Al igual que sucedía en el apartado anterior, la eficiencia lograda por este control es significativamente más baja cuando la velocidad de viento se aleja de los 6.85 m/s donde la aproximación es buena. Además, resulta interesante ver de nuevo como la representación del coeficiente de potencia en el tiempo permite hacerse una idea de cuáles son las velocidades de giro a las que la turbina vibra.

### 6.5.1.3. Aproximación mejorada de la velocidad de giro con sensores de corriente y tensión

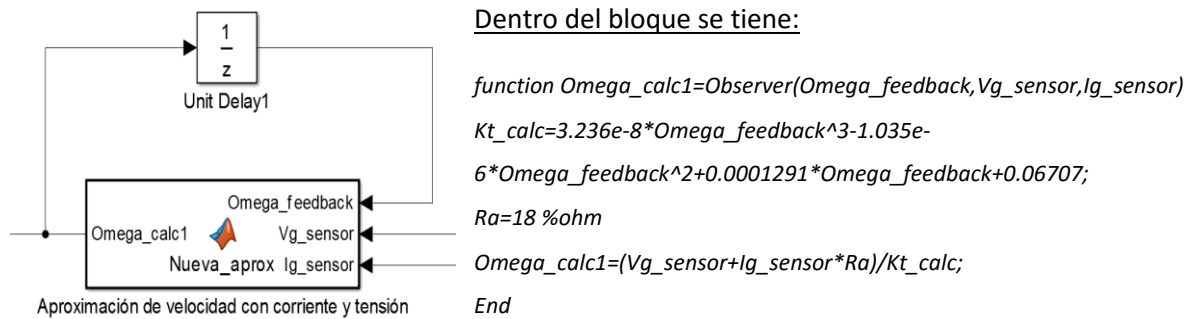
Los resultados de los experimentos con el control que emplea solo la tensión para aproximar la velocidad de giro han demostrado que hacer esto no es una buena idea. La forma más precisa de aproximar el valor real de la velocidad de giro sin el sensor de velocidad, habría sido utilizar la medida del sensor de corriente además de la de tensión para el cálculo.

$$\Omega = \frac{Vg + Ig * Ra}{Kt} \quad \text{Ec. n}^\circ 40$$

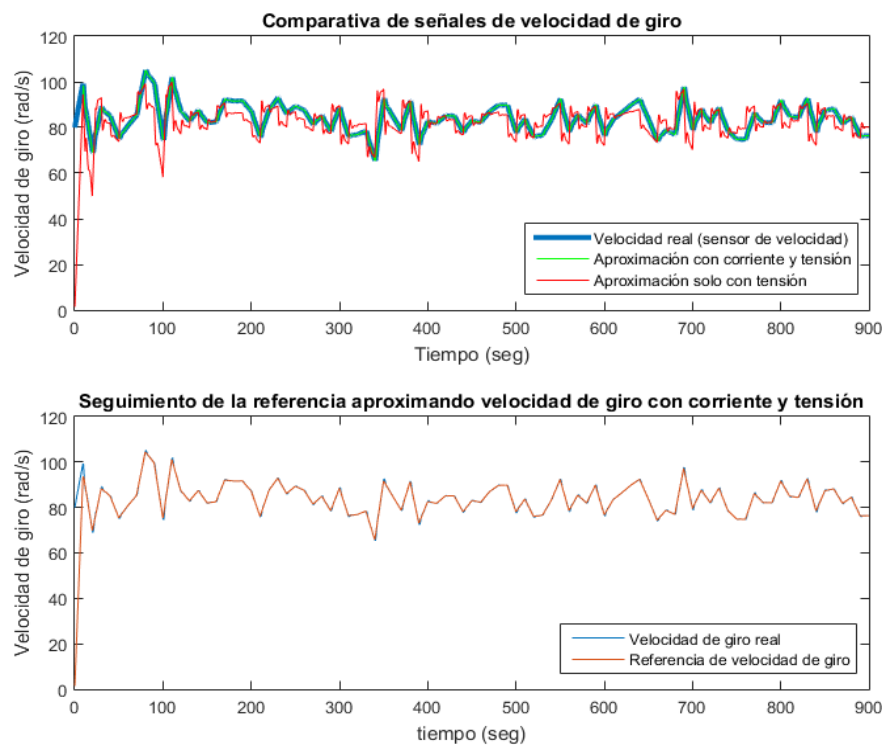
No se implementará esta estrategia debido a que ya se posee un sensor de velocidad en buen estado y será este nuevo sensor el que se utilice para la implementación definitiva.

Sin embargo, con el objetivo de hacerse una idea de cómo sería la predicción de la velocidad de giro con los dos sensores, se simulará el concepto en Simulink.

Para obtener la nueva aproximación de velocidad de giro utilizando la ecuación nº40, se ha construido un nuevo bloque llamado Nueva\_aprox. En dicho bloque, se retroalimenta la velocidad de giro calculada, se obtiene el Kt aplicando la ecuación la ecuación nº31 y finalmente se calcula la velocidad de giro (ecuación nº40) con la información aportada por los sensores de corriente y tensión.



La figura nº148 muestra el resultado de la simulación comparando la predicción que se hacía hasta ahora (solo a partir de la tensión) con la predicción efectuada empleando también el sensor de corriente.



**Figura nº148.**  
**Simulación de control MPPT aproximando la velocidad de giro a partir de corriente y tensión.**

Tal y como se aprecia en la figura nº148, el cálculo de la velocidad de giro utilizando el sensor de corriente además del de tensión proporciona un seguimiento mucho más fino de la referencia.

Los experimentos con este control habrían arrojado un valor de Cp más alto y no habría saltado la protección por exceso de velocidad.

## 6.5.2. Implementación con sensor de velocidad

El empleo de un sensor de velocidad es la forma habitual de conocer el valor de la velocidad de giro para el control de velocidad. Esta forma de conocer la velocidad de giro será más precisa que el empleo de sensores de tensión y corriente al ser capaz de responder mejor ante transitorios y no depender de las variaciones en los parámetros del generador.

A continuación, se muestra el código para control con el sensor de velocidad:

```
%% S-4      PID for OMEGA control
%Max power curve
Omega_ref=(Pmec/(2.6355*10^-6))^(1/3);
Omega_ref=real(Omega_ref);
%Ramping of the reference max change 10rad/s^2
if (Omega_ref>Omega_prev+(10*deltaT))
    Omega_ref_ramp=Omega_prev+(10*deltaT);
elseif (Omega_ref<Omega_prev-(10*deltaT));
    Omega_ref_ramp=Omega_prev-(10*deltaT);
else
    Omega_ref_ramp=Omega_ref;
end
Omega_prev=Omega_ref_ramp;
if Omega_ref_ramp<60
    Omega_ref_ramp=60;
end
%Omega error
ErrorWT1=Omega_ref_ramp-wrSensor
%Pi controller
uContrWT = - 0.083*ErrorWT1+ 0.077*ErrorWT1_prev+uContrWT_prev;
uContrWT = max(0,uContrWT);
%Feedback of signals
uContrWT_prev=uContrWT;
ErrorWT1_prev=ErrorWT1;
```

Este código constituye la implementación real del diagrama de bloques diseñado en Simulink para el control con sensor de velocidad:

- Curva óptima.
- Rampeo de la referencia de velocidad de giro.
- Controlador PI discreto.

Como se puede apreciar no se realiza ninguna aproximación ni rampeo de la velocidad de giro calculada. No es necesario porque el sensor de velocidad proporciona directamente la información de forma precisa.

A continuación, las figuras nº149 y 150 muestran los resultados obtenidos tras probar el control con el túnel a una velocidad de viento variable entre 6,85 y 8,5 m/s en un experimento de 15 minutos.

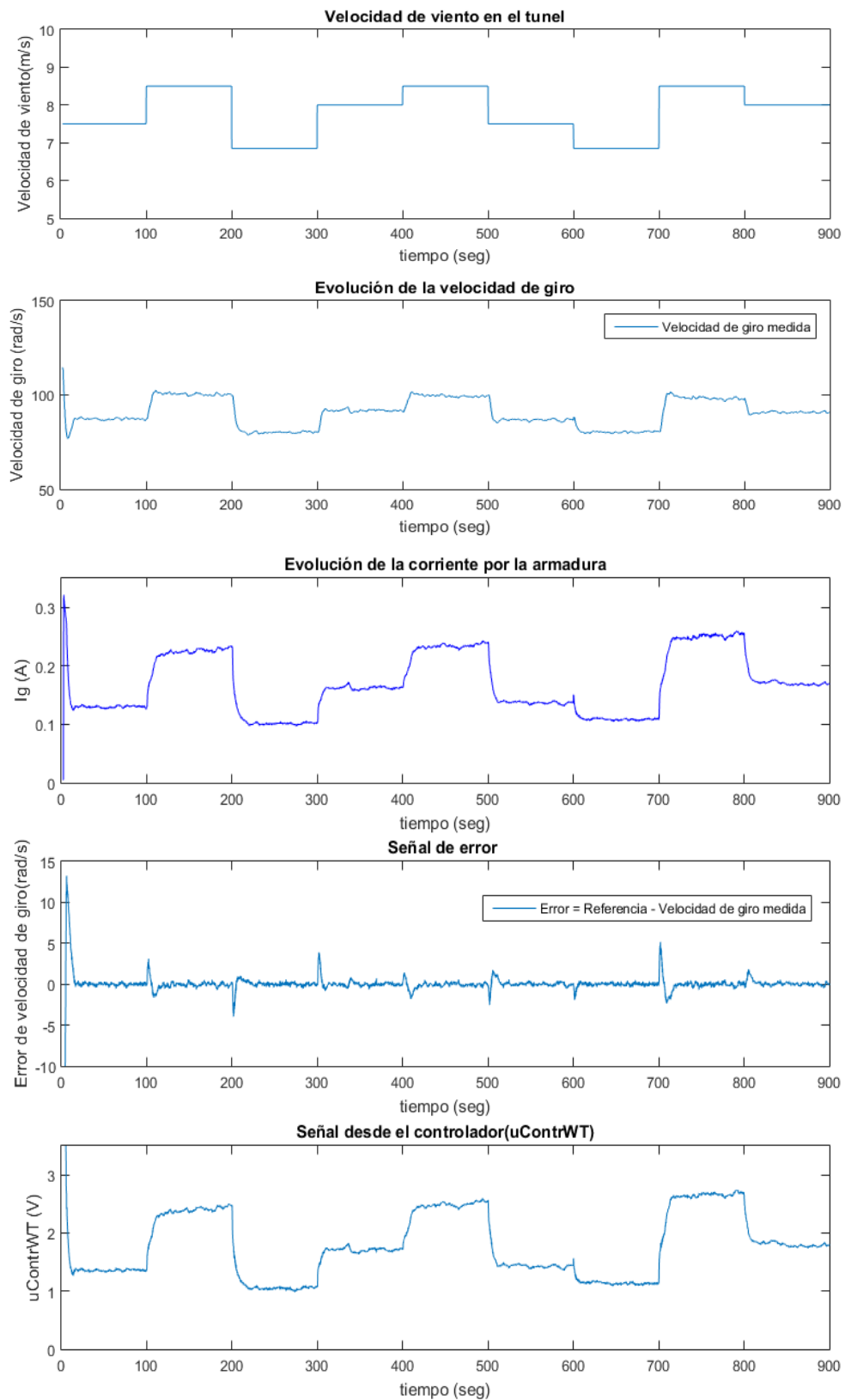


Figura nº149.

Resultados experimentales para MPPT preciso (empleando sensor de velocidad) a mayores velocidades de viento. Perfil de velocidades de viento, velocidad de giro, corriente, señal de error y señal de control.

El perfil de velocidades al que se somete la turbina durante este experimento en el túnel de viento es el mismo que el empleado cuando saltaban las protecciones. Sin embargo, en este caso las protecciones no saltan porque el control no comete el error de exigir tanta velocidad a la turbina.

Como se puede ver en la figura nº150, esta vez, el control es mucho más preciso y el valor del coeficiente de potencia se mantiene más o menos constante a lo largo de los 15 minutos que dura el experimento.

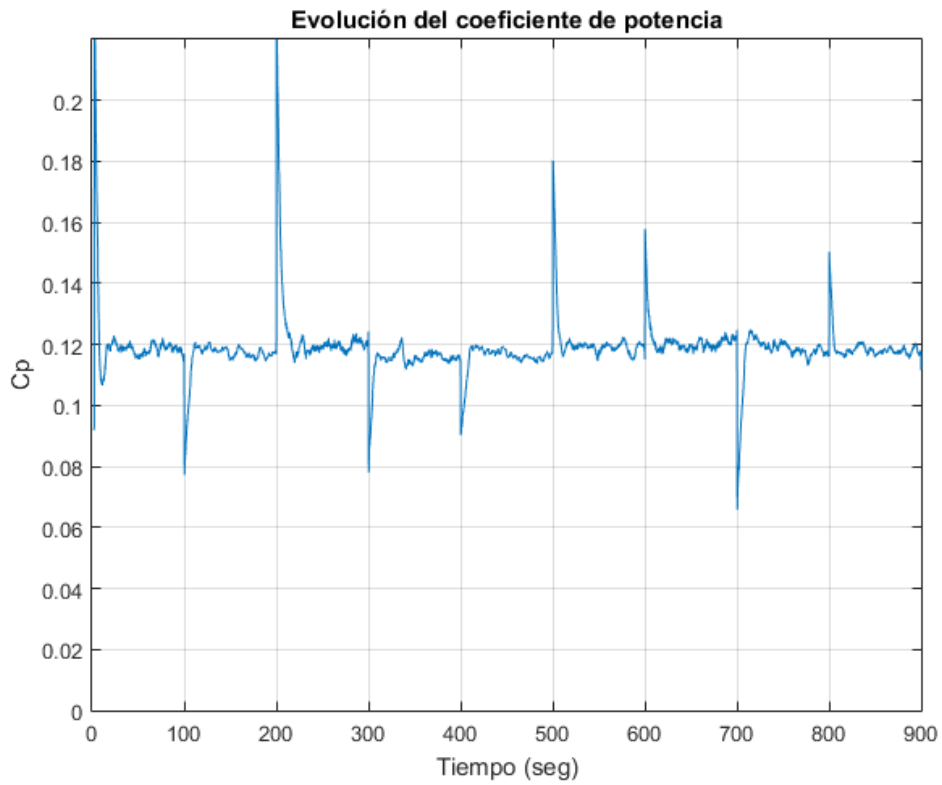


Figura nº150.  
Seguimiento del  $C_p$  máximo con el control preciso (sensor de velocidad de giro)

---

## 7. Conclusiones y líneas futuras

---

Como ya se ha comentado al inicio del trabajo, la investigación realizada a lo largo de estas páginas constituye solo el inicio de una línea de investigación cuyo siguiente paso sería la construcción de un prototipo de mayor tamaño.

Pese a mostrar un funcionamiento mejor de lo esperado, la eficiencia mostrada por los prototipos con los que se ha operado en este proyecto quedará limitada por su incapacidad de alcanzar un número de Reynolds mayor.

Se necesitaría construir una turbina tan solo 4 veces mayor que las construidas en este proyecto para incrementar de forma considerable la eficiencia y prestaciones.

Con una altura de mástil de 1 metro y un radio en el ecuador de pala (sección de pala a mayor radio) de medio metro, la turbina necesitaría girar a una velocidad angular 4 veces menor para tener la misma relación de velocidades de punta de pala.

Se ha descubierto que el empleo de palas con un perfil de en torno a 10 cm de cuerda es suficiente para proporcionar un par considerable a un TSR cercano a 2.

Manteniendo ese tamaño de cuerda e incrementando el radio de las palas en el ecuador (aumento del área de barrido), se podrá reducir en gran medida la solidez del rotor. Esa drástica reducción de la solidez permitirá a la turbina alcanzar relaciones de velocidad de punta de pala (TSR) mucho más altas.

Al reducirse la solidez e incrementarse el número de Reynolds, el coeficiente de potencia ( $C_p$ ) crecerá considerablemente.

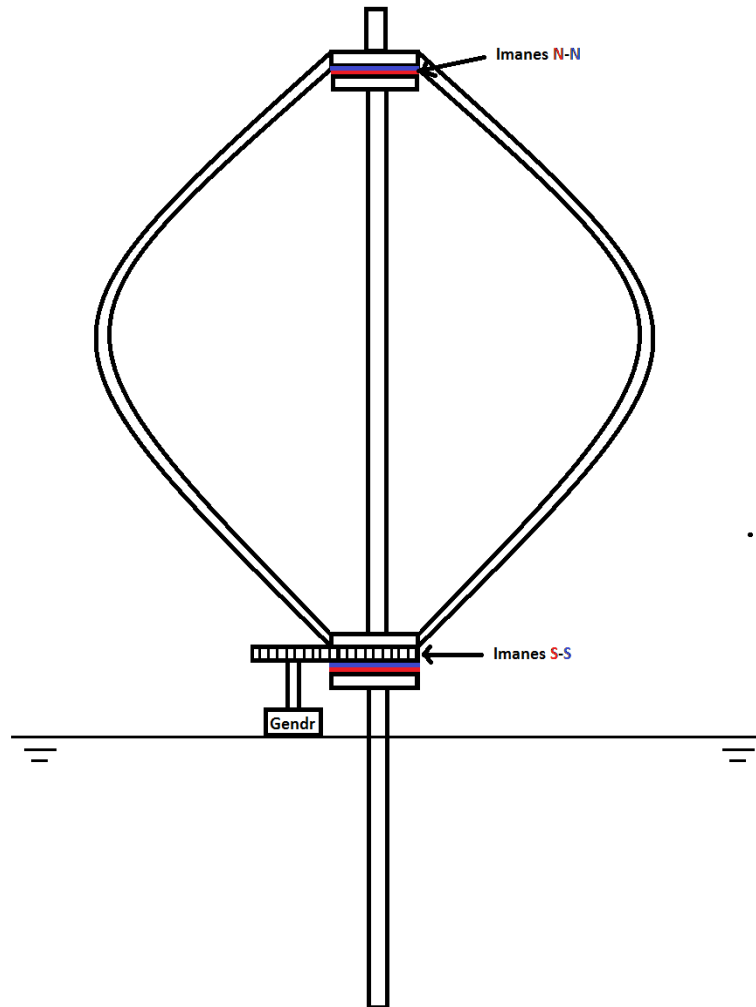
La construcción de un rotor de mayor tamaño deberá enfrentarse a una problemática importante. Las turbinas construidas en este proyecto se sujetan por la parte superior mediante un brazo unido a la pared del túnel. Esta pieza permite girar al eje, pero le obliga a permanecer erguido por contacto.

En caso de construirse una turbina de mayor tamaño para experimentar en el exterior, resulta poco atractiva la construcción de una voluminosa estructura que efectúe esa función.

La solución puede estar en la construcción de una turbina con el eje fijo y anclado al suelo fuertemente de forma que soporte los momentos que tienden a tumbarla. Las palas quedarían levitando sobre dos cojinetes magnéticos tal y como indica la figura nº 150.



Será necesario construir un sistema de engranajes para extraer la potencia mecánica desde las palas levitantes a un generador colocado al nivel del suelo.



**Figura nº151.**  
**Boceto de turbina levitante con mástil central anclado al suelo.**

La construcción de un prototipo más grande puede ser una tarea difícil de llevar acabo, pero si se consigue, ofrecerá unos rendimientos muy superiores sin necesidad de girar a velocidades tan elevadas como las de los prototipos de este proyecto. Además, la nueva turbina permitirá añadir una estructura en H con control de pitch que servirá para verificar las hipótesis formuladas a lo largo del trabajo de fin de grado.

Asier Diez de Ulzurrun

18 de junio de 2016

Página 107 de 109

---

## 8. Bibliografía

---

La bibliografía empleada en este trabajo se divide en tres tipos de documento:

- Publicaciones
- Informes de los laboratorios Sandía
- Libros
- Páginas web para documentación gráfica (enlaces a pie de foto).

### Publicaciones:

- 1.) Paraschivoiu, I., Trifu, O., Saeed, F.: H-Darrieus Wind Turbine with Blade Pitch Control. International Journal of Rotating Machinery Volume 2009, Article ID 505343
- 2.) Hwang, I., Min, S., Jeong, I., Lee, Y., Kim, S.: Efficiency Improvement of a New Vertical Axis Wind Turbine by Individual Active Control of Blade Motion. Smart Structures and Materials 2006: Smart Structures and Integrated Systems
- 3.) Islam, M., Ting, D.S.K., Fartaj, A.: Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines. Renew. Sustain. Energy Rev. 12, 1087–1109 (2008)
- 4.) Paraschivoiu, I.: Wind Turbine Design with Emphasis on Darrieus Concept. Polytechnic International, Canada (2002)
- 5.) Gupta, R., Das, R., Sharma, K.K.: EXPERIMENTAL STUDY OF A SAVONIUS- DARRIEUS WIND MACHINE National Institute of Technology, Silchar. Assam India, Proceedings of the International Conference on Renewable Energy for Developing Countries (2006)
- 6.) Raciti, M., Engalo, A., Benini, E.: The Darrieus wind turbine: Proposal for a new performance prediction model based on CFD. Elsevier Energy 36 (2011)
- 7.) Bedon, G., Raciti, M., Benini, E.: Numerical Validation of a Blade Element-Momentum Algorithm based on Hybrid Airfoil Polars for a 2-m Darrieus Wind Turbine Int. J. Pure Appl. Sci. Technol., 12(1) (2012)
- 8.) Brusca, S., Lanzafame, R., Messina, M.: Design of a vertical-axis wind turbine: how the aspect ratio affects the turbine's performance. Int J Energy Environ Eng (2014)
- 9.) Pope, K., Naterer, G.F., Dincer, I., Tsang, E.: Power correlation for vertical axis wind turbines with varying geometries. Int. J. Energy Res. 35, 423–435 (2011)

- 10.) Eriksson, S., Bernhoff, H., Leijon, M.: Evaluation of different turbine concepts for wind power. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 12, 1419–1434 (2008)
- 11.) Riegler, H.: HAWT versus VAWT small VAWTs find a clear niche, pp. 44–46. Elsevier Refocus, New York (2003)
- 12.) Castro, I.P., Cheng, H., Reynolds, R.: Turbulence over urban-type roughness: deductions from wind-tunnel measurements. *Bound. Layer Meteorol.* 118, 109–131 (2006)
- 13.) Wright, A.K., Wood, D.H.: The starting and low wind speed behaviour of a small horizontal axis wind turbine. *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.* 92, 1265–1279 (2004)
- 14.) Bontempo, R., Cardone, M., Manna, M., Vorraro, G.: Ducted propeller flow analysis by means of a generalized actuator disk model. *Energy Procedia* 45, 1107–1115 (2014)
- 15.) Wakui, T., Tanzawa, Y., Hashizume, T., Nagao, T.: Hybrid configuration of Darrieus and Savonius rotors for stand-alone wind turbine-generator systems. *Electr. Eng. Jpn.* 150(4), 13–22 (2005)
- 16.) Cooper, P., Kennedy, O.C.: Development and analysis of a novel vertical axis wind turbine. *Proceedings Solar 2004—Life, The Universe and Renewables* 1–9 (2004)

#### Informes de los laboratorios Sandía:

- 1.) Sheldahl, R.E., Klimas, P.C., Feltz, L.V.: Aerodynamic Performance of a 5-Metre-Diameter Darrieus Turbine With Extruded Aluminium NACA-0015 Blades. SAND80-00179 (1980)
- 2.) Worstell, M.H.: Aerodynamic Performance of the 17 Meter Diameter Darrieus Wind Turbine. SAND78-1737 (1978)
- 3.) Robert, E., Sheldahl, Klimas P.C.: Aerodynamic characteristics of seven symmetrical airfoil sections through 180-degree angle of attack for use in aerodynamic analysis of vertical axis wind turbines. Sandia National Laboratories. Report SAND80-2114. 1981 (1980)
- 4.) Strickland, J.H., Smith, T., Sun, K.: A vortex model of the Darrieus turbine: an analytical & experimental study. Sandia National Laboratory, SAND-81-7017 (1981)

#### Libros:

- 1.) García-Sanz, M., Houppis, C.H.: *Wind Energy Systems: Control Engineering Design*. CRC Press, ISBN 9781439821794,( año 2012)
- 2.) Rodríguez Amenedo, J.L., Arnalte Gómez, S., Burgos Díaz, J.C.: *SISTEMAS EÓLCOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA*. Rueda ,ISBN: 9788472071391,( año 2003)

***DOCUMENTO nº 2***  
***ESTUDIO ECONÓMICO***

---

## 1. Costes del proyecto

---

En el presente apartado se realiza una estimación del coste total de la investigación llevada a cabo en para el proyecto.

Los costes se desglosan en dos tablas, la tabla nº1 muestra los costes de material y la tabla nº2 muestra los costes de mano de obra.

Los gastos imputables a la mano de obra se refieren a las horas dedicadas por el doctorando Fa Wang para la instrucción del estudiante Asier Diez de Ulzurrun en el manejo del túnel, el manejo de las impresoras 3D y el mantenimiento del túnel (sustitución de integrados quemados y sensores defectuosos).

Dado que este trabajo de fin de grado forma parte del plan de estudios, las horas de trabajo del estudiante Asier Diez de Ulzurrun no estarán remuneradas y el tiempo dedicado por el estudiante no se incluye en los costes.

<b>COSTES DE MATERIAL</b>			
	<b>CANTIDAD</b>	<b>PRECIO</b>	<b>IMPORTE</b>
<b>Ácido poliláctico (PLA)</b>	2.5 kg	18,8 euros/kg	47 euros
<b>Pegamento</b>	4 botes	4 euros/bote	16 euros
<b>Cinta aislante</b>	3 rollos	1 euro/rollo	3 euros
<b>Acetona</b>	1 frasco de 0.2 L	5 euros/frasco	5 euros
<b>COSTE TOTAL DE MATERIALES</b>			<b>71 euros</b>

**Tabla nº1.**  
**Costes de material**

<b>COSTES DE MANO DE OBRA</b>			
<b>PERSONAL</b>	<b>SUELDO</b>	<b>NUMERO DE HORAS</b>	<b>IMPORTE</b>
<b>INGENIERO DE CONTROL</b>	35 euros/hora	- 2 horas instrucción tunel. - 0,25 horas instrucción impresoras. - 0,25 horas mantenimiento tunel.	<b>87,5 euros</b>

**Tabla nº2.**  
**Costes de mano de obra**

<b>COSTES TOTALES DEL PROYECTO</b>	
	<b>IMPORTE</b>
<b>COSTE TOTAL DE MATERIALES</b>	<b>71 euros</b>
<b>COSTES DE MANO DE OBRA</b>	<b>87,5 euros</b>
<b>IVA (21%)</b>	<b>33,285 euros</b>
<b>COSTE TOTAL</b>	<b>191,785 euros</b>

**Tabla nº3.**  
**Costes totales del proyecto**

---

## **2. Viabilidad económica**

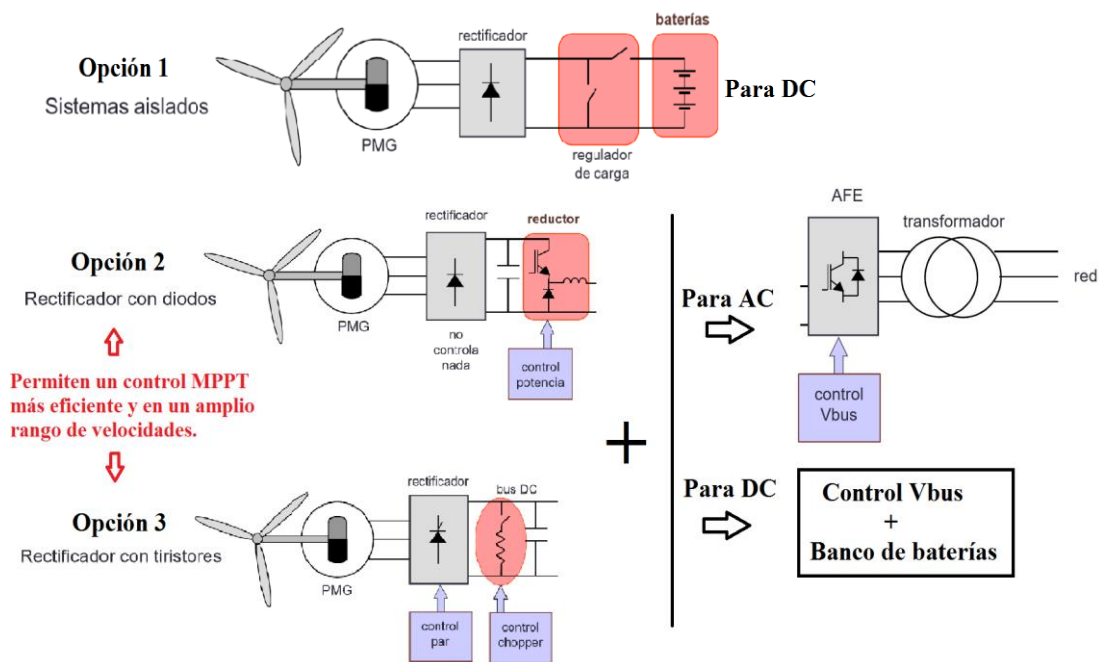
---

Tratándose de un proyecto de investigación resulta complicado estimar su viabilidad económica, sin embargo, esta línea de investigación pretende desembocar en un prototipo con prestaciones superiores a los existentes que se beneficie del empleo de la máquina síncrona en vez de la asíncrona.

El control MPPT a velocidad variable con una máquina síncrona obtiene más potencia que con la de inducción al poderse trabajar en un mayor rango de velocidades de giro. Para poder trabajar en un mayor rango de velocidades con máquina asíncrona, se necesita una estructura back to back que controle el punto de funcionamiento y provea de reactiva al rotor (no basta con un puente de diodos + inversor). Esto se realiza en la gran eólica con las máquinas

asíncronas doblemente alimentadas (DFIG) pero al menos por ahora no es una técnica viable en mini eólica.

Al arrancar de forma aerodinámica, no es necesario hacer funcionar al generador como motor. Es posible sustituir la máquina asíncrona (generador de inducción de jaula de ardilla) por una máquina síncrona más eficiente que además tiene la capacidad de funcionar con las robustas estructuras de conversión empleadas por las mini-HAWT (ver figura nº1).



**Figura nº1.**  
Estructuras típicas en mini-eólica.  
Fuente: Asignatura de Sistemas Eólicos y Fotovoltaicos (tema 5). Andoni Urtasun.

El exitoso híbrido Darrieus-Savounius, gracias a su capacidad de arrancar solo, se aprovecha de todas estas ventajas para ser uno de los más competitivos del mercado.

Gracias al control de pitch en las palas rectas, el híbrido Darrieus Troposkien-H también puede arrancar solo. El resultado es que además de beneficiarse en la misma medida de las ventajas del arranque autónomo, supera al híbrido Darrieus- Savonius en su deficiencia fundamental:

El problema de combinar el Darrieus con el Savonius es que a altas velocidades de giro (cuando mayor eficiencia proporcionan las palas Troposkien), el Savonius simplemente estorba (reduce la eficiencia) por ser una turbina basada en arrastre. La convivencia entre una turbina basada en arrastre y otra en sustentación no es una buena idea porque la contribución al par por arrastre en el Savonius sucede a bajas velocidades y la contribución por sustentación en las palas Troposkien sucede a altas velocidades.

El híbrido Darrieus Troposkien - Darrieus H solo utiliza la sustentación como fuente de par. Todas las palas se diseñan para ofrecer sus mejores prestaciones a la misma alta velocidad de giro por lo que las eficiencias son similares a las obtenidas con el concepto Troposkien puro con la ventaja de tener menos vibraciones, poder optimizar el ángulo de ataque y arrancar de forma autónoma.

Sin embargo, el concepto investigado en este proyecto tiene dos inconvenientes muy importantes en cuanto al incremento del coste:

- La estructura en H compuesta por las palas y los radios incrementa el coste de fabricación, montaje y mantenimiento.
- Se necesitan actuadores para rotar las palas modificando el ángulo de paso a la orden de control de pitch.

Por lo tanto, la viabilidad económica del proyecto, al igual que la de toda la labor de investigación restante, dependerá de si este concepto híbrido puede competir en costes con las demás tecnologías del sector. Esto parece difícil ya que los beneficios económicos de poder utilizar una estructura de generador síncrono + puente de diodos + inversor de salida parecen no ser motivo suficiente como para incurrir en una turbina de mayor coste y complejidad.

Si finalmente, tras concluir con éxito la investigación se contempla la producción de un modelo ya sea venta o fines educativos o comerciales, los costes de la maquinaria empleada en este proyecto (impresoras 3D, horas de túnel de viento, lijas...), deberán incluirse en los gastos no como costes directos sino en concepto de amortización de maquinaria. Por otro lado, cualquier software del que se haya hecho un uso comercial requerirá de una licencia que deberá tenerse en cuenta en el análisis de costes del estudio de viabilidad final.



***DOCUMENTO nº 3***

***PLANOS***

---

## ÍNDICE DE PLANOS:

---

**Plano nº1: PROTOTIPO 1. Vista explosionada.**

Escala 1/2 (unidad: milímetros)

**Plano nº2: Mitades inferior y superior de la pala Troposkien con perfil aerodinámico NACA 0015 de cuerda=8cm.**

Escala 1/2 (unidad: milímetros)

**Plano nº3: PROTOTIPO 1. Bases superior e inferior.**

Escala 1/2 (unidad: milímetros)

**Plano nº4: PROTOTIPO 2. Vista explosionada.**

Escala 1/2 (unidad: milímetros)

**Plano nº5: PROTOTIPO 2. Bases superior e inferior.**

Escala 1/2 (unidad: milímetros)

**Plano nº6: PRIMER PROTOTIPO Híbrido Troposkien - H. Vista explosionada.**

Escala 1/2 (unidad: milímetros)

**Plano nº7: PRIMER PROTOTIPO Híbrido. Pala recta (perfil NACA 0015, cuerda=8cm) y radio de estructura en H.**

Escala 1/2 (unidad: milímetros)

**Plano nº8: PROTOTIPO 3 (segundo híbrido). Vista explosionada.**

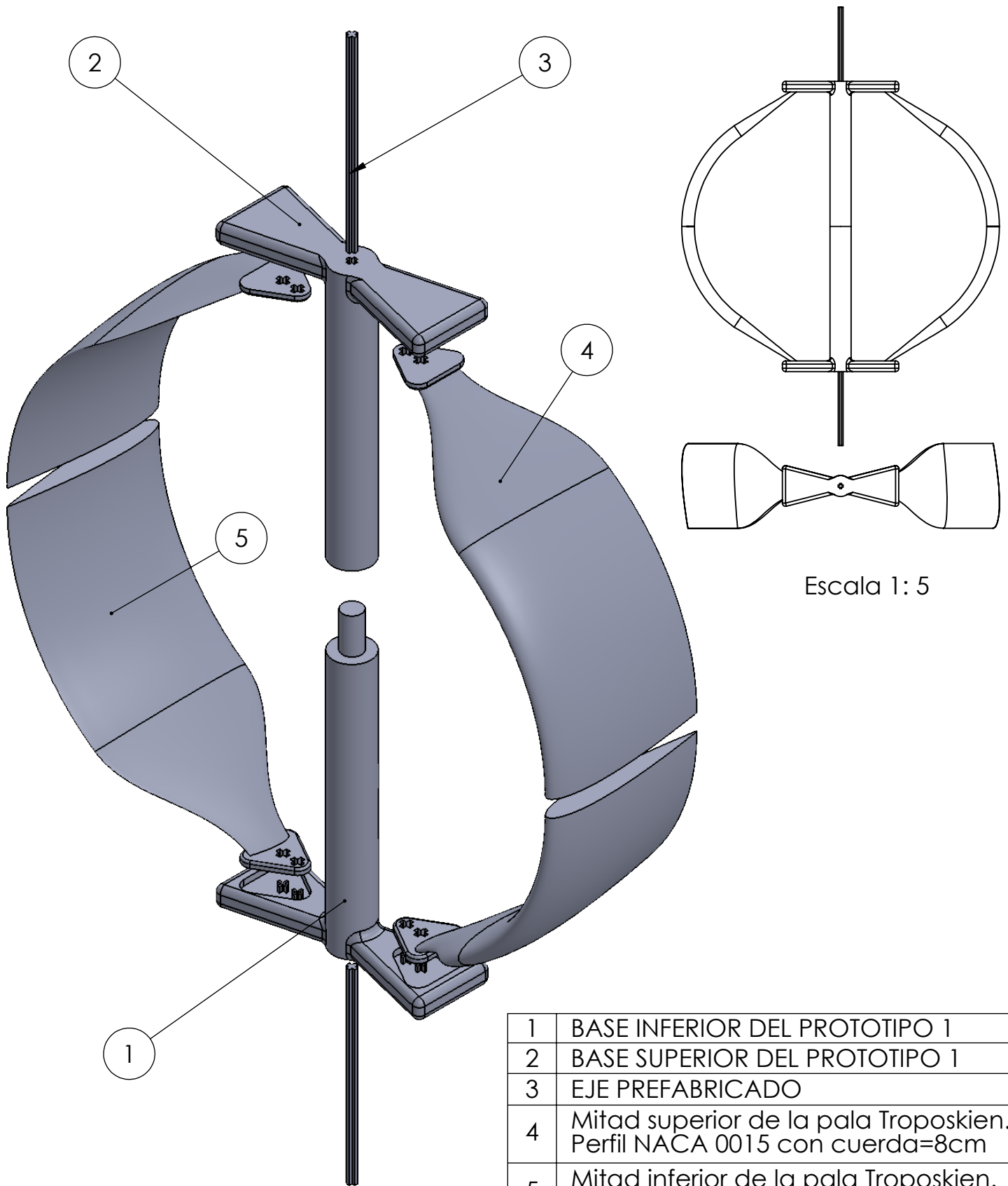
Escala 1/2 (unidad: milímetros)

**Plano nº9: PROTOTIPO 3 (segundo híbrido). Bases superior e inferior de 4 alojamientos.**

Escala 1/2 (unidad: milímetros)

**Plano nº10: PROTOTIPO 3 (segundo híbrido). Mitades inferior y superior de pala recta con perfil NACA 0015 de cuerda =2cm.**

Escala 1/2 (unidad: milímetros)



1	BASE INFERIOR DEL PROTOTIPO 1
2	BASE SUPERIOR DEL PROTOTIPO 1
3	EJE PREFABRICADO
4	Mitad superior de la pala Tropskien. Perfil NACA 0015 con cuerda=8cm
5	Mitad inferior de la pala Tropskien. Perfil NACA 0015 con cuerda=8cm

Trabajo de fin de grado

Proyecto turbinas Darrieus híbridas

**upna**  
 Universidad  
 Pública de Navarra  
 Nafarroako  
 Unibertsitatea I.P.U. 1959

Nº DE PLANO:

Vista explosionada del PROTOTIPO 1

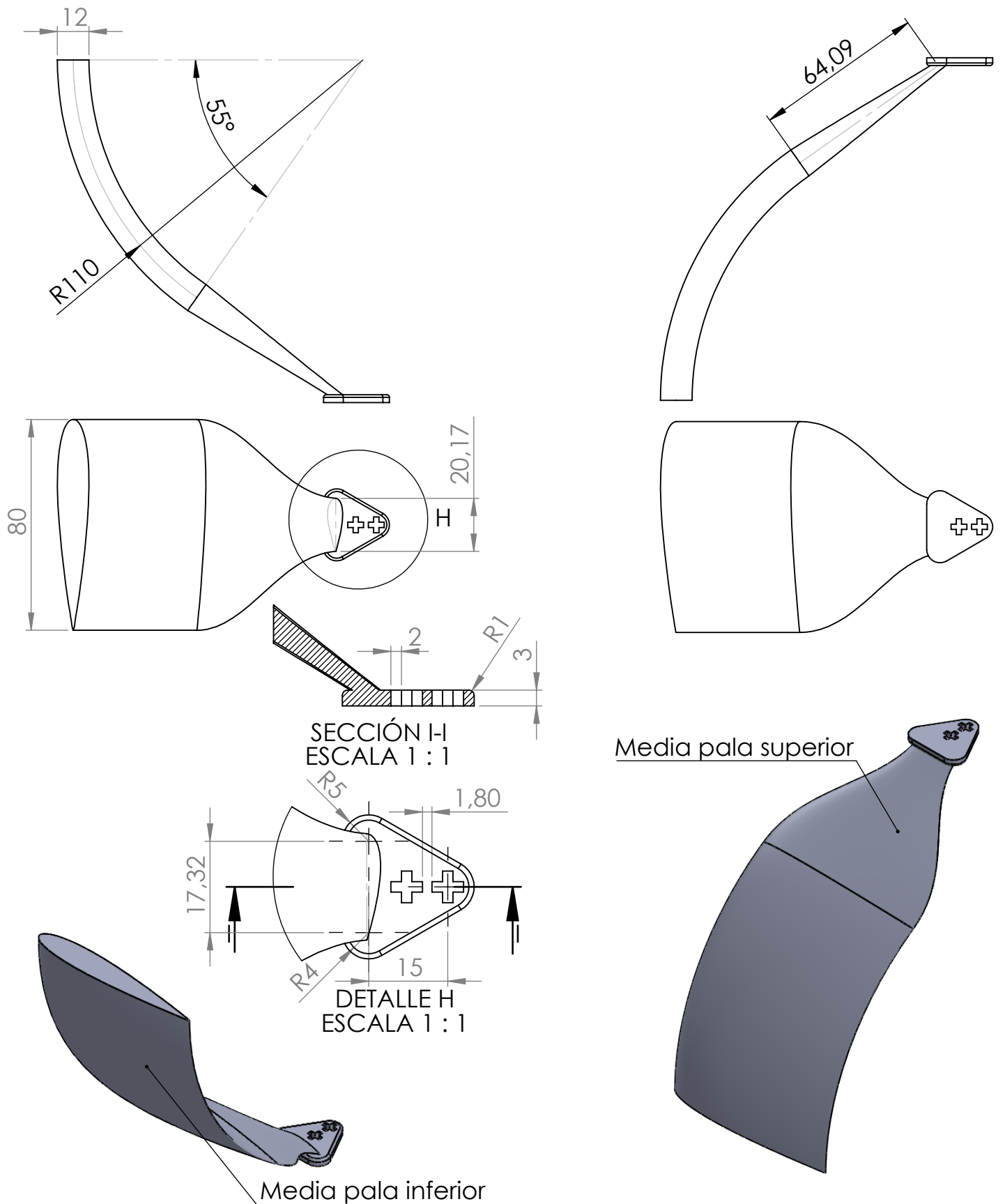
MATERIAL: PLA


1

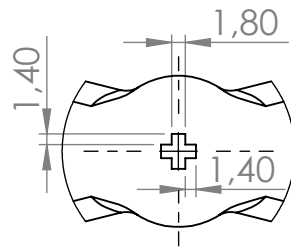
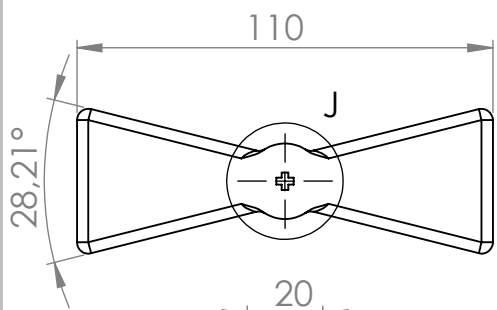
Diez de Ulzurrun, Asier

FIRMA:

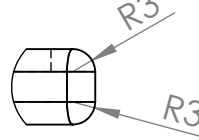
ESCALA:1:2



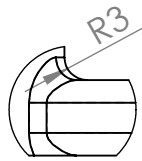
Trabajo de fin de grado		Proyecto turbinas Darrieus híbridas	 <small>Universidad Pública de Navarra          Navarra          Universidad</small>
Nº DE PLANO:  2	Mitades inferior y superior de la pala Troposkien. Perfil aerodinámico NACA 0015, cuerda=8cm		MATERIAL: PLA
	Diez de Ulzurrun, Asier	FIRMA:	ESCALA:1:2



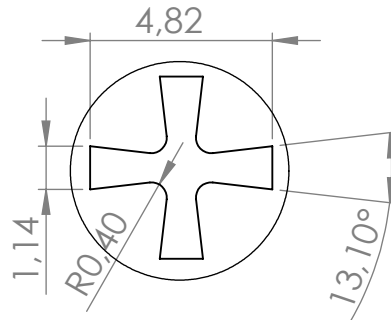
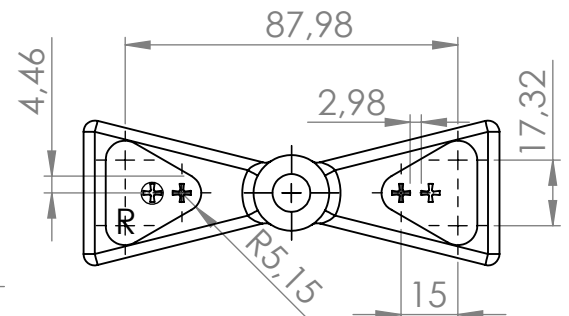
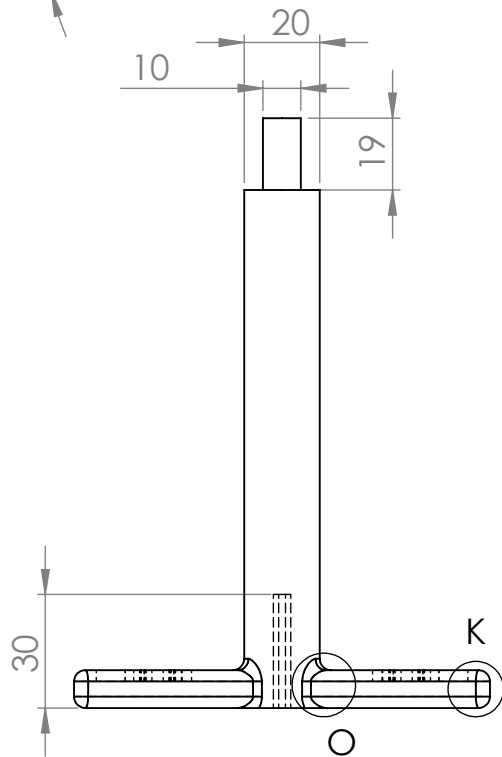
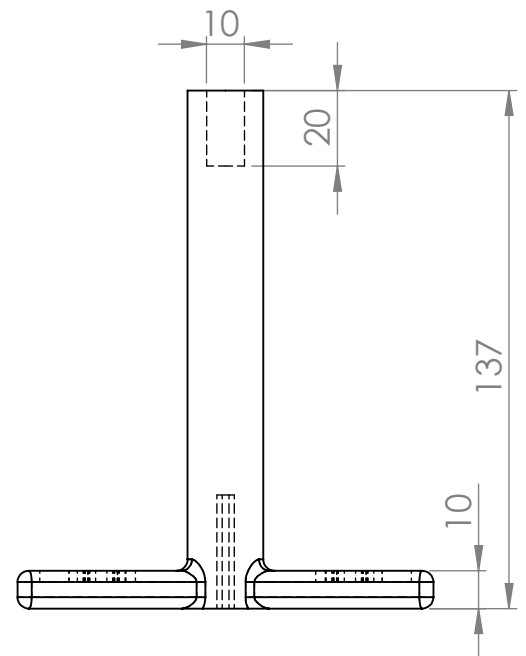
DETALLE J  
ESCALA 1 : 1



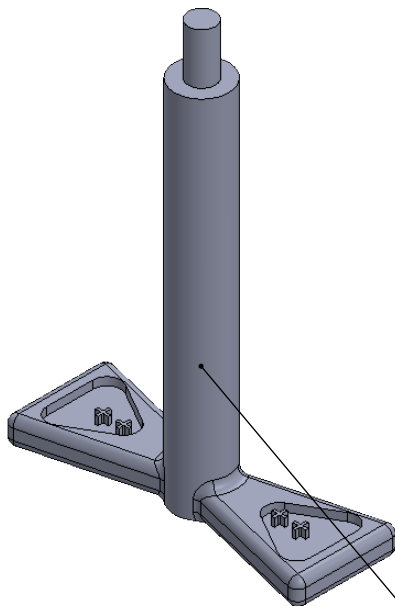
DETALLE K  
ESCALA 1 : 1



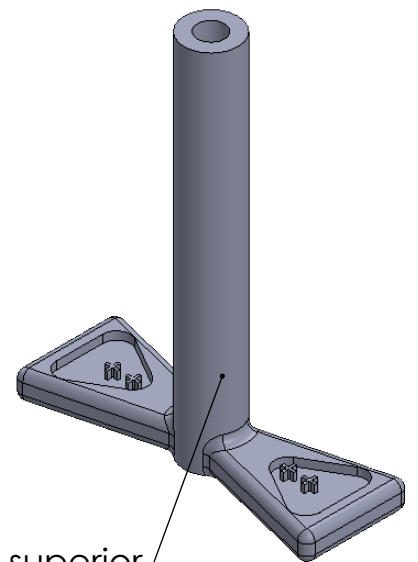
DETALLE O  
ESCALA 1 : 1



DETALLE R  
ESCALA 5 : 1



Base inferior



Base superior

La única diferencia entre las dos piezas es que una tiene el macho y la otra la cavidad que lo aloja.

Trabajo de fin de grado

Proyecto turbinas  
Darrieus híbridas

**upna**  
Universidad  
Pública de Navarra  
Instituto  
Universitario  
de Investigación

Nº DE  
PLANO:

PROTOTIPO 1. Bases inferior y superior

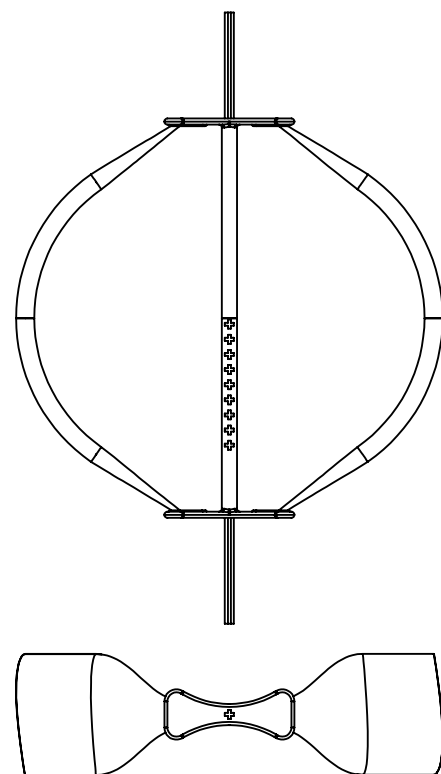
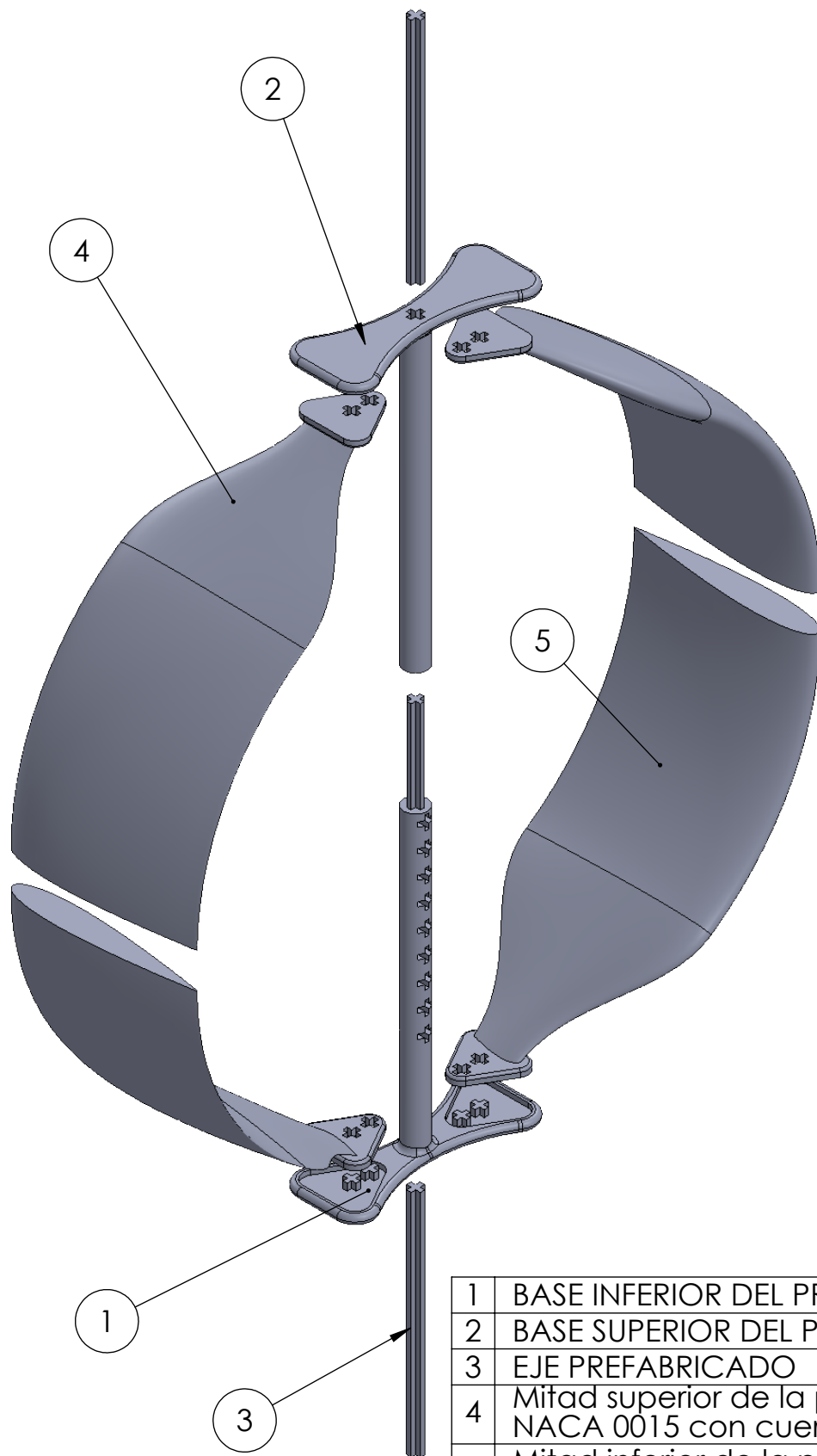
MATERIAL: PLA

3

Diez de Ulzurrun, Asier

FIRMA:

ESCALA:1:2



Escala 1: 5

1	BASE INFERIOR DEL PROTOTIPO 2
2	BASE SUPERIOR DEL PROTOTIPO 2
3	EJE PREFABRICADO
4	Mitad superior de la pala Troposkien. Perfil NACA 0015 con cuerda=8cm
5	Mitad inferior de la pala Troposkien. Perfil NACA 0015 con cuerda=8cm

Trabajo de fin de grado

Proyecto turbinas Darrieus híbridas



Nº DE PLANO:

PROTOTIPO 2. Vista explosionada

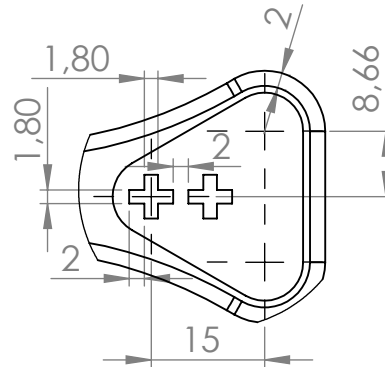
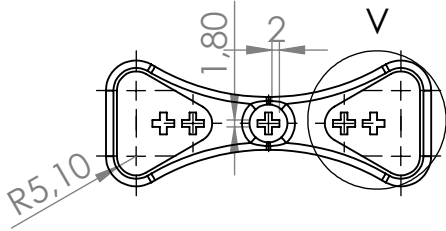
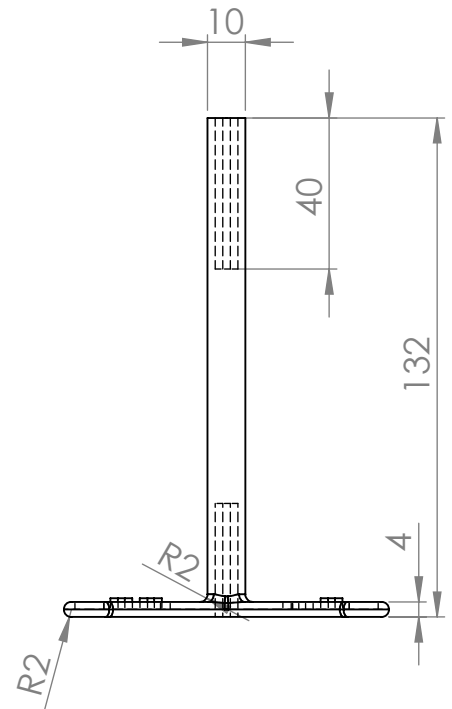
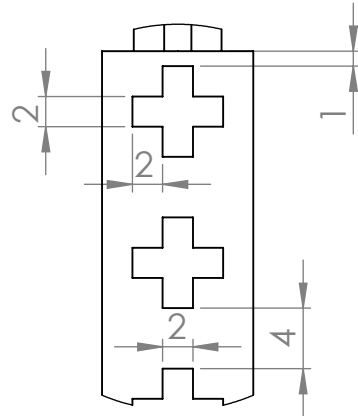
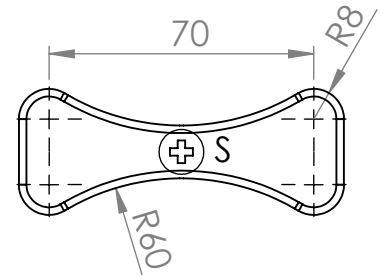
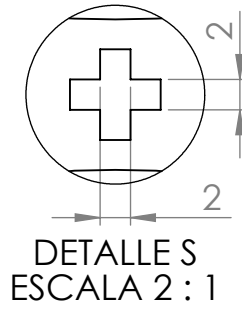
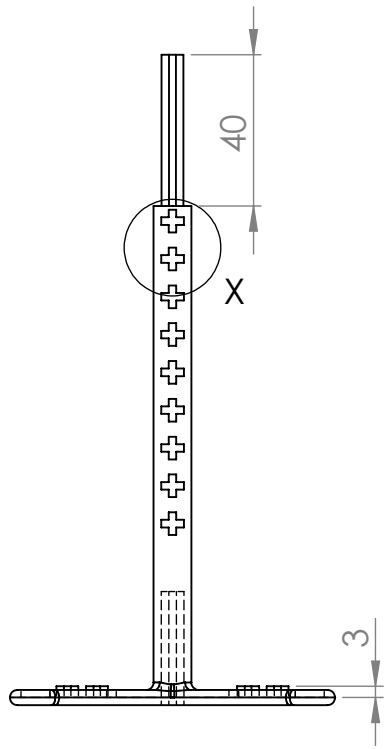
MATERIAL: PLA

4

Diez de Ulzurrun, Asier

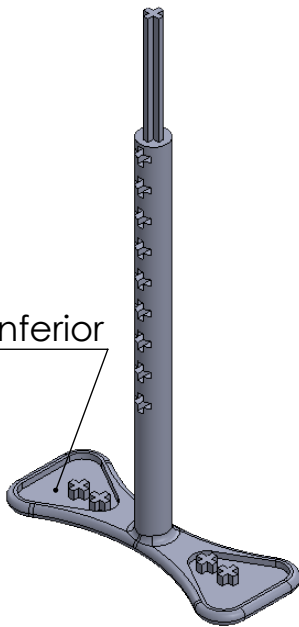
FIRMA:

ESCALA:1:2



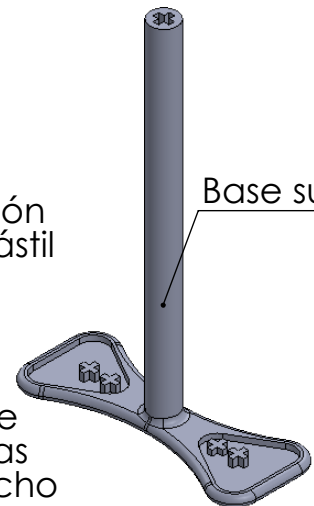
DETALLE V  
ESCALA 1 : 1

Base inferior



Los agujeros transversales de sección en forma de cruz que hay en el mástil están pensados para montar el H sobre el (no se ha hecho por su elevada fragilidad). Al margen de los agujeros transversales en el mástil de la base inferior, la única diferencia en tre las dos piezas es que una tiene el macho y la otra la cavidad que lo aloja.

Base superior



Trabajo de fin de grado

Proyecto turbinas Darrieus híbridas



Nº DE PLANO:

PROTOTIPO 2. Bases inferior y superior

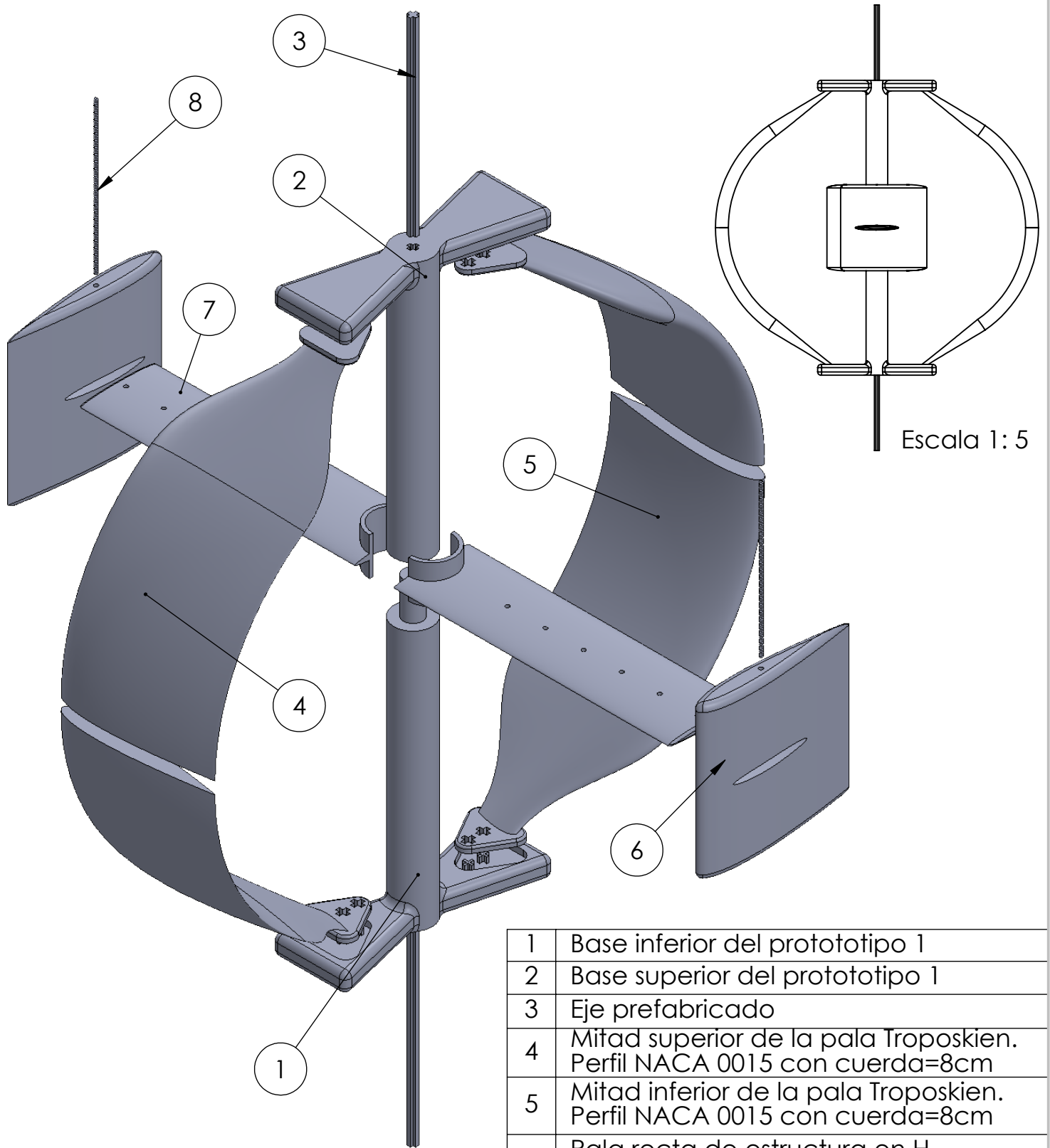
MATERIAL: PLA

5

Diez de Ulzurrun, Asier

FIRMA:

ESCALA:1:2



1	Base inferior del prototipo 1
2	Base superior del prototipo 1
3	Eje prefabricado
4	Mitad superior de la pala Troposkien. Perfil NACA 0015 con cuerda=8cm
5	Mitad inferior de la pala Troposkien. Perfil NACA 0015 con cuerda=8cm
6	Pala recta de estructura en H. Perfil NACA 0015 con cuerda=8cm
7	Radio de estructura en H
8	Pasador(varilla metálica roscada)

Trabajo de fin de grado

Proyecto turbinas Darrieus híbridas



Nº DE PLANO:

Pimer prototipo híbrido. Vista explosionada

MATERIAL: PLA

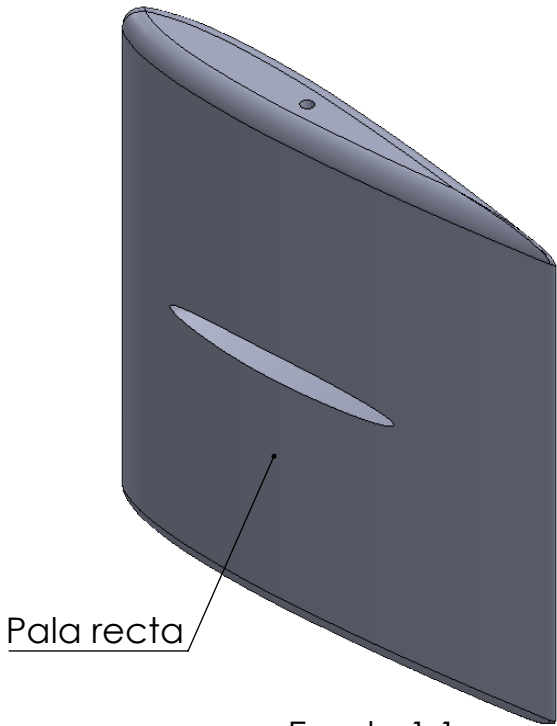
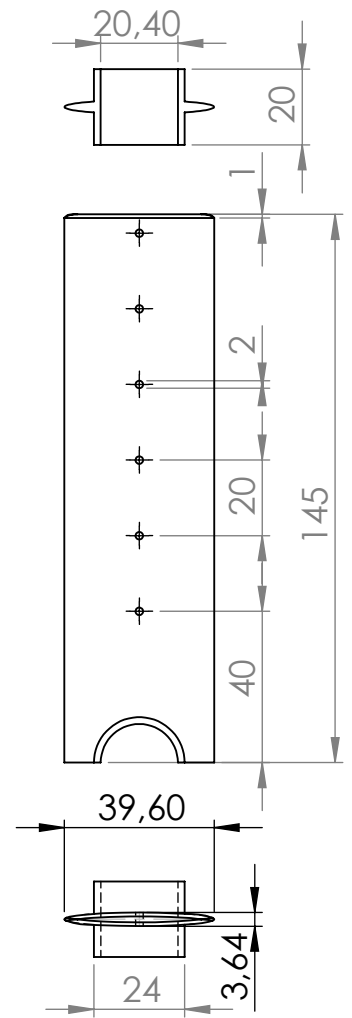
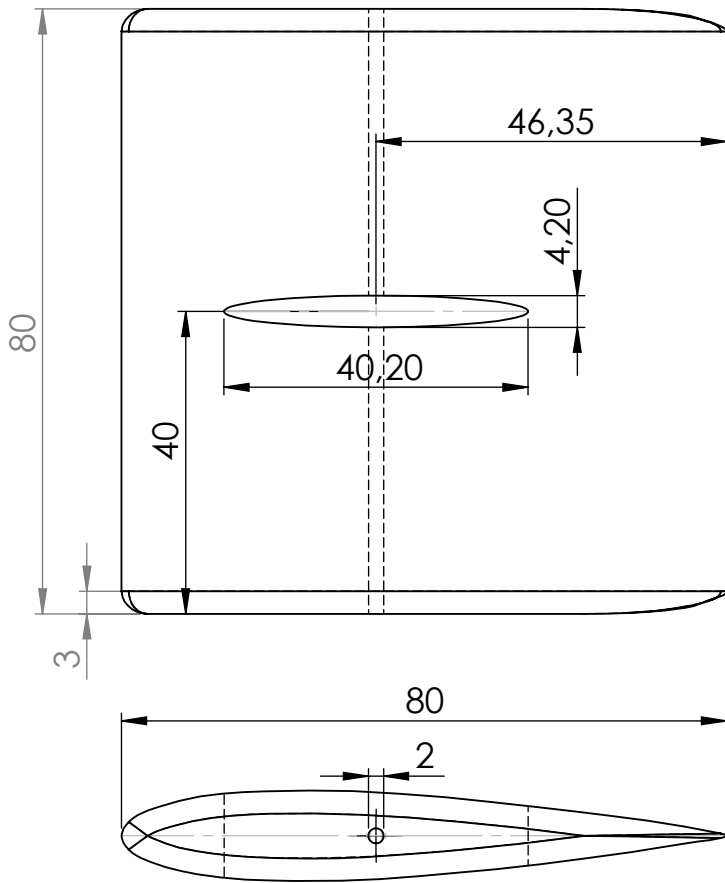
6

Diez de Ulzurrun, Asier

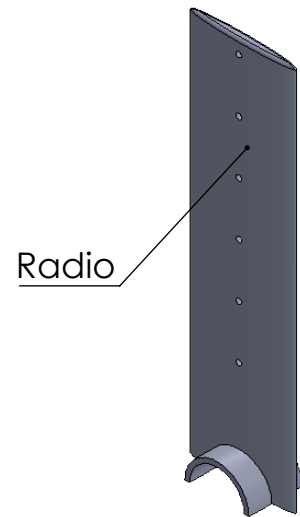
FIRMA:

ESCALA:1:2





Escala 1:1



Escala 1:2

Trabajo de fin de grado

Proyecto turbinas Darrieus híbridas



Nº DE PLANO:

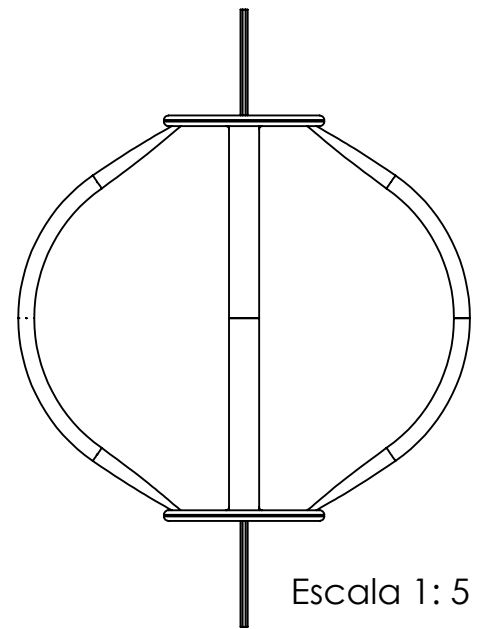
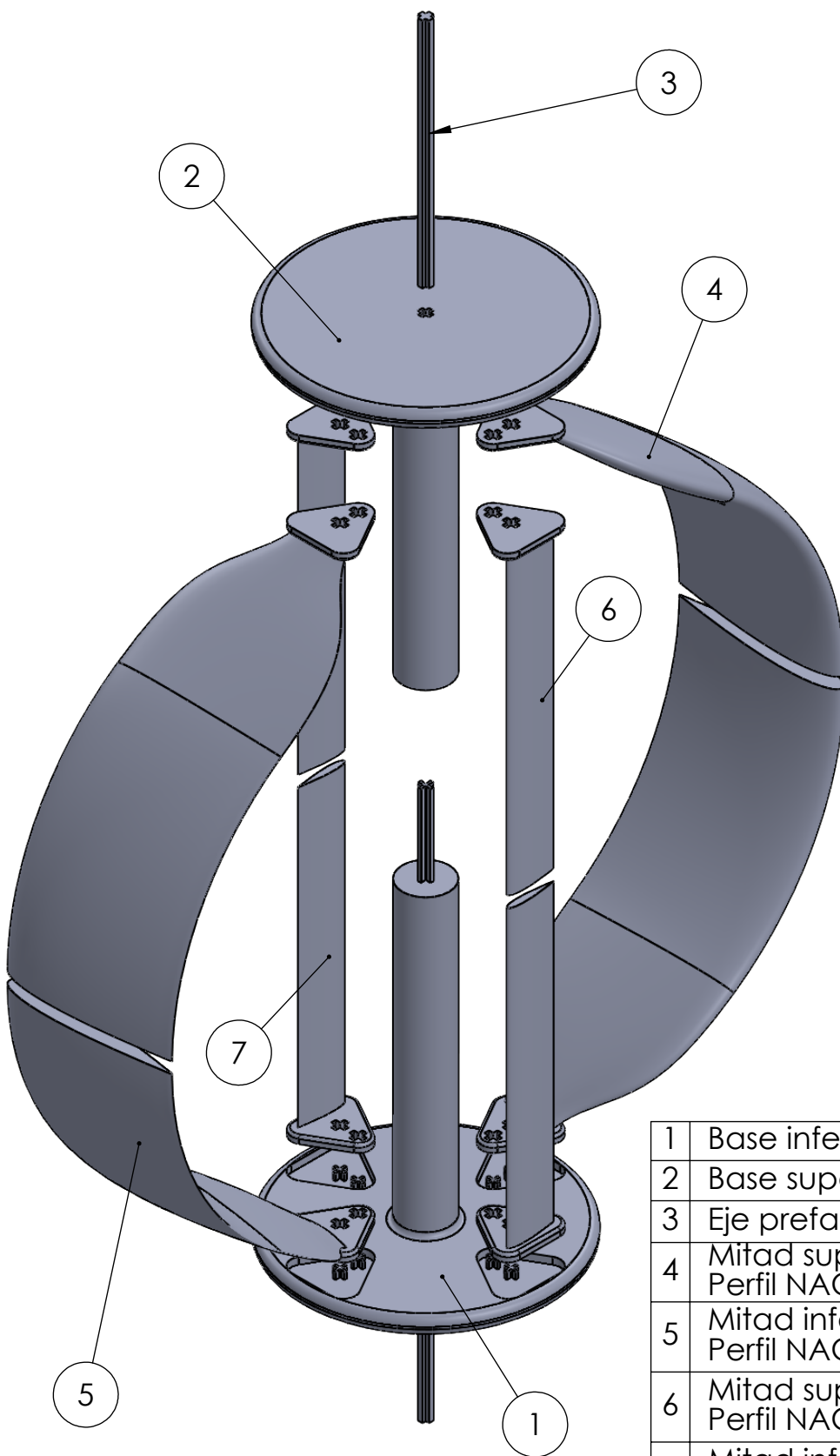
Pala recta (perfil NACA 0015, cuerda=8cm) y radio de la estructura en H

MATERIAL: PLA

7

Diez de Ulzurrun, Asier

FIRMA:



Escala 1: 5

1	Base inferior 4 alojamientos
2	Base superior 4 alojamientos
3	Eje prefabricado
4	Mitad superior de la pala Troposkien. Perfil NACA 0015 con cuerda=7cm
5	Mitad inferior de la pala Troposkien. Perfil NACA 0015 con cuerda=7cm
6	Mitad superior de la pala recta. Perfil NACA 0015 con cuerda=2cm
7	Mitad inferior de la pala recta. Perfil NACA 0015 con cuerda=2cm

Trabajo de fin de grado

Proyecto turbinas Darrieus híbridas

**upna**  
 Universidad  
 Pública de Navarra  
 Nafarroako  
 Unibertsitatea I.P.A. 2007

Nº DE PLANO:

PROTOTIPO 3. Vista explosionada

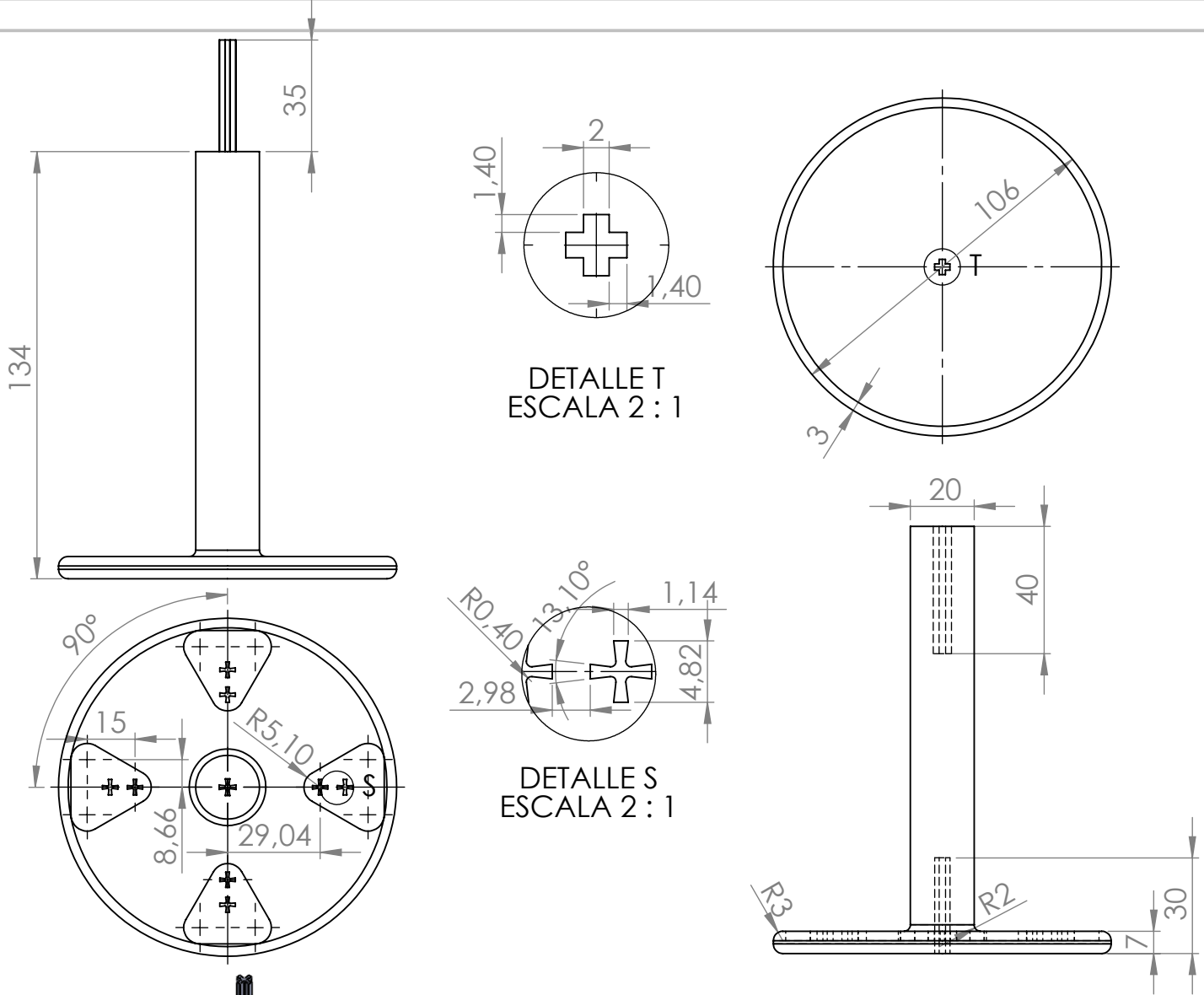
MATERIAL: PLA

8

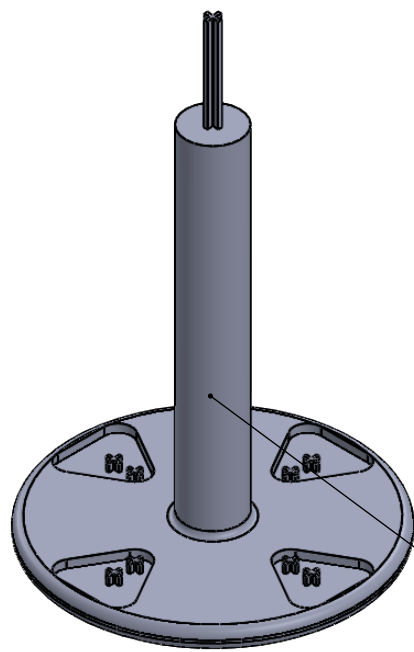
Diez de Ulzurrun, Asier

FIRMA:

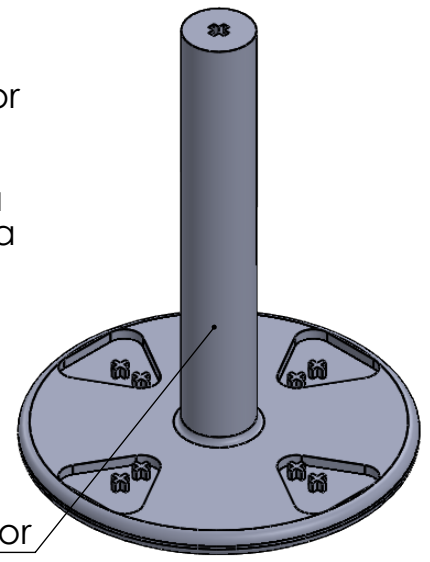
ESCALA:1:2



Las bases superior e inferior solo se diferencian por el hecho de que mientras una tiene un macho en la parte superior del mástil, la otra tiene una cavidad para alojarlo.

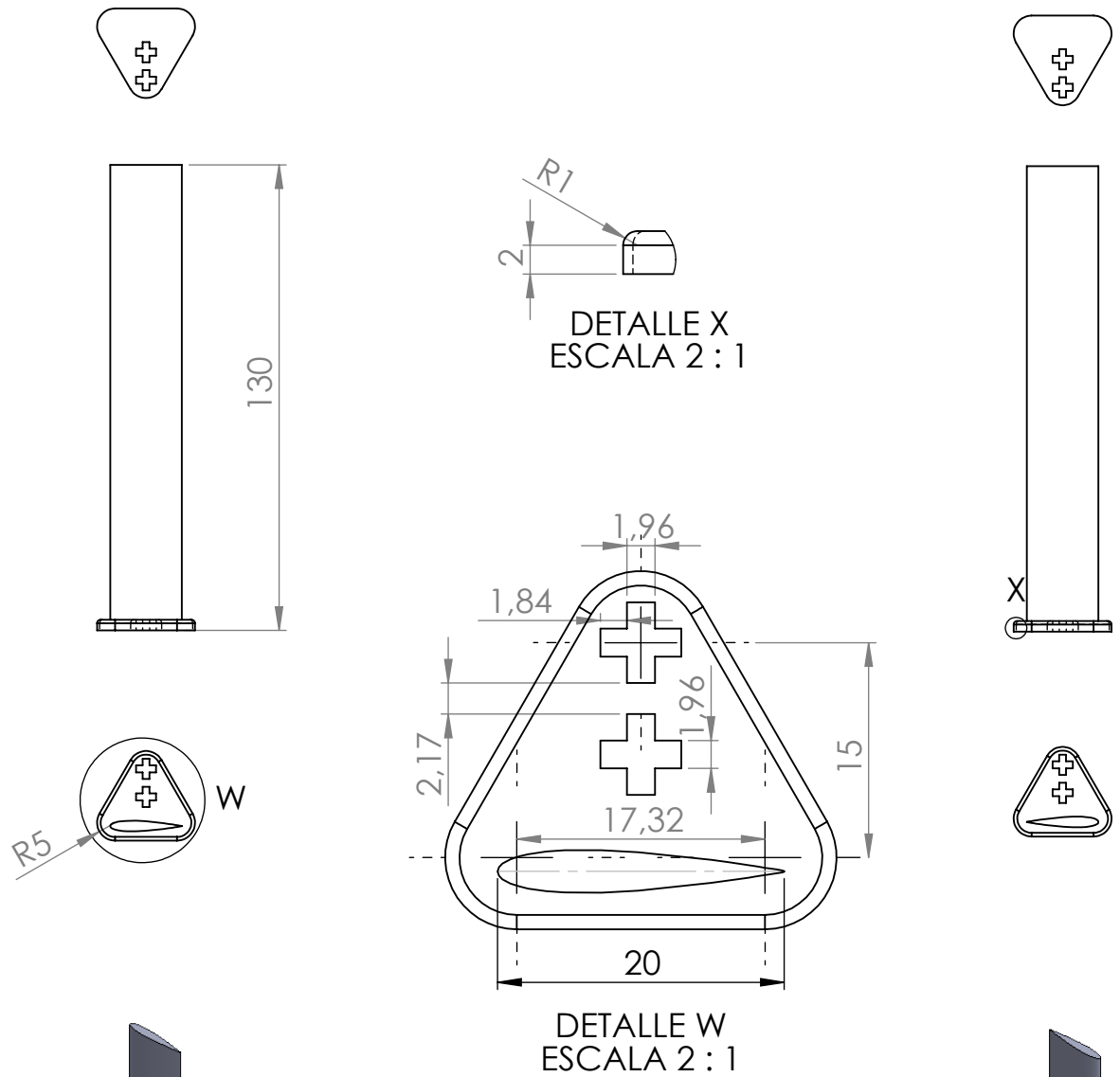


Base inferior

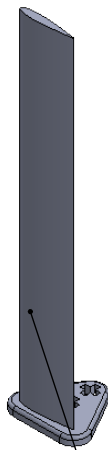


Base superior

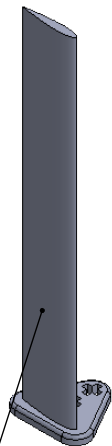
Trabajo de fin de grado		Proyecto turbinas Darrieus híbridas	<b>upna</b> Universidad Pública de Navarra Nafarroako Unibertsitatea I.P. 1.203
Nº DE PLANO:  9	PROTOTIPO 3. Bases inferior y superior de 4 alojamientos		MATERIAL: PLA
	Diez de Ulzurrun, Asier	FIRMA:	ESCALA:1:2



Lo único que diferencia entre sí a las dos mitades es la orientación del perfil aerodinámico (orientación opuesta).



Mitad inferior



Mitad superior

Trabajo de fin de grado		Proyecto turbinas Darrieus híbridas	<b>upna</b> Universidad Pública de Navarra Nafarroako Unibertsitatea I.P. 1.203
Nº DE PLANO:  10	PROTOTIPO 3. Mitades inferior y superior de pala recta con perfil NACA 0015, cuerda=2cm		MATERIAL: PLA
	Diez de Ulzurrun, Asier	FIRMA:	ESCALA:1:2