



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

ESTUDIO EXPERIMENTAL DE LA ESTELA DE UN AEROGENERADOR DE TRES ASPAS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

GERMÁN IGNACIO SALAYA SANCHEZ

PROFESOR GUÍA:  
RODRIGO HERNANDEZ PELLICER

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
JUAN CARLOS ELICER CORTES  
RODRIGO PALMA BEHNKE

SANTIAGO DE CHILE  
2013

RESUMEN DE LA MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL MECANICO  
POR: GERMÁN IGNACIO SALAYA SANCHEZ  
FECHA: 2013  
PROF. GUÍA: RODRIGO HERNANDEZ PELLICER

## ESTUDIO EXPERIMENTAL DE LA ESTELA DE UN AEROGENERADOR DE TRES ASPAS

La creciente utilización de sistemas de generación de energía renovable ha provocado un aumento importante en la investigación y desarrollo de estas tecnologías. Particularmente, el campo de la generación mediante energía eólica es uno de los más importantes hoy en día.

Un factor determinante en la capacidad de generación a través de energía eólica es la eficiencia de las turbinas. Es común en estas máquinas encontrar eficiencias en torno al 45%. Entre los factores que determinan la eficiencia están los aspectos geométricos y aerodinámicos de la turbina, y la estela turbulenta generada por las palas y el rotor. Esta última en particular es determinante tanto en la eficiencia individual de aerogeneradores como en la eficiencia global en el caso de parcelas eólicas, debido a la interferencia entre distintas turbinas.

Se sabe que la gran mayoría de las pérdidas de eficiencia de las turbinas eólicas se deben a turbulencias generadas por las palas del rotor, por lo que la minimización de estas es el objetivo principal de los diseñadores hoy en día.

Estos aspectos motivaron este trabajo de título, en el cual estudiamos experimentalmente el funcionamiento de una turbina eólica al interior de un túnel de viento mediante anemometría de hilo caliente.

Se diseñó y construyó un modelo a escala de un aerogenerador y se instaló dentro del túnel de viento del laboratorio LEAF-NL, de la Universidad de Chile

Se midió la potencia de la turbina como función de la velocidad de flujo del túnel de viento en un rango de velocidades de flujo de entre 0.5 y 3 [m/s] (TSR o tip speed ratio de 1.1 a 5.3), lo que entrega como resultado la curva característica de los aerogeneradores (curva S).

A través un sistema de posicionamiento motorizado en 2D se midió el campo de velocidades en distintos planos transversales de la estela.

Para esto se utilizó un anemómetro de hilo caliente operado de manera síncrona con la posición angular instantánea del rotor de la turbina, con el objetivo de realizar una detección coherente de la velocidad en la estela con la posición angular del rotor. De esta manera se obtuvo el campo de velocidades medio y fluctuante asociado a la posición de las palas de aerogenerador.

La medición sincronizada de los promedios temporales de velocidad permite identificar la influencia de cada de cada pala en la estela y además identificar la distribución de intensidad turbulenta.

Finalmente se generaron mapas de velocidad en distintos planos de corte transversal a la estela, con lo que adicionalmente se logró evaluar la expansión de la estela y poder obtener un parámetro de razón de áreas, dicho parámetro permite calcular con éxito los coeficientes de potencia y empuje ( $C_p$  y  $C_t$ ), los cuales coinciden con los valores reales medidos.

# Agradecimientos

Quiero agradecer a Rodrigo Hernández, profesor guía y director del laboratorio LEAF-NL de la Universidad de Chile, en donde se desarrolló íntegramente este trabajo de título. Que gracias su ayuda, preocupación, conocimientos y experiencia se logró llevar a cabo esta importante tarea.

Además, agradecer por su ayuda y apoyo a mis compañeros de trabajo en el laboratorio, Teresita Reyes, Javiera Carreño, Charlie Barraud y en especial a Andrés Vial, cuya ayuda fue de gran importancia en todas las etapas del trabajo.

También al departamento de Ingeniería Civil Mecánica de la Universidad de Chile, por brindar los conocimientos y material necesarios.

Finalmente a mi familia, por el apoyo permanente brindado.

# Tabla de contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>11</b>
1.1. Objetivo General . . . . .	12
1.2. Objetivos Específicos . . . . .	12
<b>2. Antecedentes</b>	<b>13</b>
2.1. La turbina moderna . . . . .	13
2.2. Energía disponible y Límite de Betz . . . . .	15
2.3. Rendimiento de una turbina eólica . . . . .	16
2.4. Fenómenos involucrados . . . . .	20
2.4.1. Capa Límite . . . . .	21
2.4.2. Vorticidad . . . . .	22
2.5. Análisis mediante el Teorema del Momentum Lineal . . . . .	24
<b>3. Equipos utilizados y técnicas de medición</b>	<b>29</b>
3.1. Túnel de Viento . . . . .	29
3.2. Turbina a escala . . . . .	30
3.2.1. Análisis Dimensional . . . . .	30
3.2.2. Diseño Mecánico . . . . .	32
3.3. Generador DC . . . . .	32
3.4. Sistema de detección de la posición de la turbina: Láser y Foto-resistencia . . . . .	34
3.5. Sistema de Adquisición de Datos y Electrónica de Medición . . . . .	34
3.5.1. Equipos de medición . . . . .	34
3.5.2. Técnica de medición de detección síncrona y montaje experimental . . . . .	36

3.6. Calibración . . . . .	37
3.6.1. Capa Límite . . . . .	39
<b>4. Mediciones</b>	<b>41</b>
4.1. Secuencia de mediciones . . . . .	41
4.2. Pruebas preliminares . . . . .	41
4.2.1. Pruebas de generación . . . . .	41
4.2.2. Pruebas de potencia . . . . .	43
4.3. Primeras mediciones . . . . .	47
4.3.1. Series Temporales Puntuales . . . . .	47
4.3.2. Espectro en frecuencia de la velocidad . . . . .	51
4.3.3. Perfiles de Velocidad en la Estela . . . . .	53
4.3.4. Índice de Turbulencia . . . . .	56
4.4. Detección Síncrona . . . . .	57
4.4.1. Método de detección . . . . .	60
4.5. Mapas de velocidad . . . . .	63
4.5.1. Resultados adicionales . . . . .	69
<b>5. Conclusiones</b>	<b>73</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>75</b>
<b>A. Apéndice A: Resultados adicionales</b>	<b>I</b>
<b>B. Apéndice B: Archivos utilizados en MatLab</b>	<b>V</b>

# Índice de figuras

2.1. Despiece de una turbina, se puede observar un corte de la carcasa (6) y los principales elementos que esta aloja; el generador (1), los ejes de alta velocidad y baja velocidad con la caja reductora (2) entre ellos, la veleta y el anemómetro (3) que permiten conocer la velocidad y dirección del viento, el sistema de control (4) que maneja la orientación de la turbina mediante el motor orientador (5) y el paso de las aspas. Además se observa el soporte principal (7) de la turbina [15] . . . . .	14
2.2. Curva de potencia $v/s$ velocidad del viento, donde se ve la pérdida de eficiencia luego de superar la velocidad límite del viento, en donde se acentúan los fenómenos aerodinámicos no deseados tales como desprendimientos de capa límite, excesivas turbulencias que provocan vibraciones y vórtices. Se llega a una zona en donde la curva deja de ascender. . . . .	17
2.3. Curva de rendimiento $v/s$ velocidad de las puntas de las palas. Se puede observar, al igual que en la imagen 2.2 como desde cierto punto, la eficiencia comienza a decrecer. Es importante destacar que el máximo observable está por debajo del límite de Betz, esto se debe a los fenómenos aerodinámicos no deseados ya mencionados. . . . .	18
2.4. Curva rendimiento $v/s$ TSR para distintos perfiles aerodinámicos. Se pueden ver las fortalezas y debilidades de cada uno para distintas TSR (Tip Speed Ratio), un coeficiente entre la velocidad de la punta de las aspas dividida en la velocidad del flujo de aire incidente [15]. En el experimento presentado en este informe se trabaja con una TSR de alrededor de 8.5, lo que lo ubica cerca del máximo de eficiencia para turbinas de tres palas. . . . .	19
2.5. Estructura de la estela de una turbina. Se muestran los principales fenómenos encontrados en la estela, los vórtices de punta, vórtices de borde de salida y vórtice central. . . . .	20
2.6. Capa Límite de una corriente de aire sobre una placa plana. La velocidad varía desde 0[m/s] en la placa hasta el 99% de $U_0$ el el borde de la capa límite. . . . .	21
2.7. Generación del empuje o "lift" gracias a la diferencia de velocidad en los flujos superior e inferior de la pala, lo que genera diferencia de presión. . . . .	22
2.8. Velocidad tangencial en las caras superior en inferior del aspa. . . . .	23
2.9. Simulación computacional de la vorticidad en la estela de una turbina, se muestra una superficie de iso-vorticidad, y se puede apreciar la formación de láminas de vorticidad a lo largo de toda la pala, las cuales luego son atraídas hacia los fuertes cordones de vorticidad generados en las puntas de las aspas [7]. . . . .	23

2.10. Se simula el rotor como un disco permeable con condiciones ideales. Se observan en la figura las líneas de corriente, velocidad y presión antes y después del rotor, se aprecia un salto discontinuo en la presión al atravesar el disco y una variación continua de la velocidad.	24
2.11. Volumen de control cilíndrico tomado para el teorema del momentum lineal. . . . .	25
2.12. Evolución de $C_T$ v/s $a$ . Se aprecia que $C_T$ crece junto con $a$ solo hasta $a > 0.4$ , donde los supuestos de este método dejan de ser validos. En turbinas eólicas un alto coeficiente de empuje $C_T$ y del coeficiente $a$ se presentan a bajas velocidades de viento. Lo que produce un gran salto de velocidad al pasar por la turbina. Como consecuencia de esto, los bordes de la estela se vuelven inestables y se forman torbellinos que transportan aire desde y hacia la estela en los bordes como se puede ver en la figura 2.14. Es por esto que el teorema del momentum lineal deja de ser válido para estas condiciones ( $a > 0.4$ ). . . . .	27
2.13. Relación de Areas . . . . .	28
2.14. Formación de torbellinos producidos por la inestabilidad de la estela. . . . .	28
3.1. Plano CAD del túnel de viento utilizado con las medidas principales. Se puede observar en celeste las zonas de prueba de alta y baja velocidad. Medidas en [cm]. . . . .	29
3.2. Forma elíptica del cono y carcasa del motor, siendo esta forma la más apropiada para las bajas velocidades de viento del experimento [16]. . . . .	30
3.3. Plano del modelo de turbina (Medidas en mm). . . . .	32
3.4. Se puede observar un giro completo del generador DC. Se aprecia el cambio de sentido de la corriente en los puntos A y C, este cambio de sentido es corregido por el conmutador. Aún así la corriente es directa, pero no del todo continua, la potencia de salida tiene máximos cuando las delgas pasan por los polos y mínimos cuando están justo entre éstos, esta potencia de salida ondulatoria tiene una frecuencia igual al doble de la frecuencia de giro del generador, esto puede ayudar a detectar la posición angular de la turbina y es una alternativa para lograr la detección síncrona del campo de velocidades en la estela para una posición dada del rotor [13]. . . . .	33
3.5. Esquema del circuito amplificador: La tensión de salida $V_o$ es proporcional a $V_i$ . La constante de proporcionalidad es $R_f/R$ . Al usar una foto-resistencia en $R_f$ , $V_o$ varía de acuerdo a la luminosidad recibida. . . . .	34
3.6. Electrónica de Medición. El motor paso a paso que desplaza el anemómetro es controlado por el PC mediante la tarjeta de adquisición de datos A/D DT322. El anemómetro envía la información al pre amplificador de bajo ruido SR 560, paralelamente se aplica un voltaje offset con la finalidad de restar ambas señales y así eliminar la componente DC de la señal, la resta de ambas señales se entrega al canal 1 de la tarjeta de adquisición de datos y finalmente al PC, donde para cada posición se almacena la velocidad del viento $U(x,y,t)$ . Paralelamente en el canal 2 se recibe la señal de la foto-resistencia, de manera de poder hacer una correlación entre ambos datos . . . . .	36

3.7. Montaje experimental. La turbina se monta en el centro de la sección del túnel de viento, de manera de que reciba un flujo desarrollado y parejo. Tras la turbina se ubica el anemómetro de hilo caliente, el cual recorre el plano XY de la estela, es desplazado punto a punto por un motor paso a paso controlado por la tarjeta de adquisición de datos. El láser es ubicado apuntando a la foto-resistencia y de manera de que sea cortado por las palas del rotor, y así poder detectar la posición del rotor a cada instante. Finalmente el Tubo de Pitot es puesto en un lugar donde no reciba ni genere turbulencias a la turbina. (1) Turbina, (2) Láser, (3) Foto-resistencia, (4) Anemómetro de hilo caliente, (5) Motor paso a paso (sistema automático de posicionamiento). . . . .	37
3.8. Calibración del anemómetro. Se realizó una regresión lineal de los datos obtenidos para así obtener de manera precisa las constantes de calibración para el anemómetro . . . . .	38
3.9. Sector de medición de la capa límite. . . . .	39
3.10. Capa límite en el Túnel de Viento. . . . .	40
4.1. Se puede ver la señal siempre positiva para el generador DC. Además se aprecia una disparidad regular en los peaks, lo que se atribuye a alguna desigualdad en los campos del motor utilizado o a un posible desbalanceo en el rotor de la turbina, de todas maneras se pueden contar unos 26 peaks por segundo, lo que nos indica que la turbina está girando a unas 6.5[RPS] si dividimos por los 4 polos del generador. Esta prueba se realizó con una velocidad del viento de unos 2[m/s]. . . . .	42
4.2. Espectro en frecuencia de la señal de salida del generador para distintas velocidades de flujo. Se ven claramente las señales mas fuertes, estas corresponden a los peaks mostrados en la imagen, y al dividir estas frecuencias por 4 se obtienen las [RPS] de la turbina a cada una de estas velocidades, se ven también otros peaks no despreciables, estos corresponden a las diferencias vistas entre los campos del generador. . . . .	43
4.3. Potencia consumida v/s velocidad de flujo (U). Se aplican distintos voltajes al motor DC de la turbina y se varía la velocidad del viento (U), y se almacenan datos de la potencia consumida por la turbina. Se aprecia la forma 'S' característica de la potencia en turbinas eólicas pero esta vez invertida, esto se debe a que es una curva de potencia consumida en lugar de potencia entregada. . . . .	44
4.4. TSR v/s $U_0$ . (Recordar que TSR es el cociente entre la velocidad en la punta de las palas y $U_0$ , cabe destacar que la velocidad en la punta de las palas es directamente proporcional a las RPS ya que el radio es una constante) Se observa una correlación creciente entre TSR y $U_0$ a medida que crece $U_0$ . Esto se debe a que a bajas velocidades de flujo no hay suficiente sustentación en las palas del rotor, por lo que una variación de $U_0$ no afecta las RPS de la turbina, que son mayoritariamente dependientes de la potencia aplicada, esto resulta en un TSR decreciente con el crecimiento de $U_0$ . Sin embargo, al crecer la velocidad del flujo se genera sustentación, y $U_0$ comienza a influir directamente en las RPS, por lo que TSR comienza a ser constante, ya que hay una relación lineal entre ambas variables RPS y $U_0$ . En el final de la curva se ve que esta relación lineal comienza a perderse, lo que tiene explicación en los crecientes niveles de turbulencia y roce con el aire a mayores RPS, dichas condiciones comienzan a ser significativas y se pierde la relación lineal entre $U_0$ y las RPS. . . . .	45
4.5. Se muestran los puntos de medición 1, 2, 3 y 4 junto con los planos de medición a y b. . . .	47

4.6. Medición en el punto 1, fuera de la estela a 65mm tras el rotor, se observa un flujo estable corriendo a 0.42[m/s], se cumple que el punto no está dentro de la capa límite ya que la velocidad promedio en éste es la misma que la media del túnel y además no se observan fluctuaciones. . . . .	48
4.7. Punto 2, 65mm tras el centro del rotor, la velocidad es baja por encontrarse tras el cuerpo del generador, se observa gran variabilidad en la velocidad provocada por la carcasa del generador a pesar de que se fabricó una carcasa con perfiles elípticos tanto de entrada como de salida, esto se adjudica a la acción del rotor, ya que el perfil de la carcasa recibe un flujo muy inestable debido al giro del rotor por lo que la estela no puede ser estable. Además de esto, se observa que la curva de velocidad no es redondeada sino que tiene forma de sierra, con una gran cantidad de pequeñas y rápidas fluctuaciones que son un indicativo de turbulencia en el flujo. . . . .	48
4.8. Punto 3b, a $r/2$ del centro y 65mm tras el rotor. Se observa una periodicidad casi perfecta de la variación velocidad del viento en la estela, esta periodicidad corresponde al paso de cada una de las aspas del rotor y las vorticidades que se generan en el borde de salida de ésta. . . .	49
4.9. Punto 4b, en el borde de la estela, a una distancia $r$ del centro del rotor y 65mm tras éste, también se observa periodicidad pero a diferencia del punto 3b, se ve una mayor variación y varianza en la velocidad del fluido, esto puede deberse a los “Tip vortex” o vórtices de punta que teóricamente deberían encontrarse en ese sector. Estos vórtices tienen componentes rotacionales que se ven como alzas y bajas de velocidad con respecto a la velocidad media del fluido. . . . .	49
4.10. Punto 3a, la misma ubicación del punto 3b pero 300mm tras el rotor. Se observan fluctuaciones similares a 3b aunque algo menores ya que los vórtices pierden su intensidad y además se concentran en los bordes de la estela, atraídas por los vórtices de punta de pala que son más fuertes. Además, se pierde la periodicidad perfecta, esto se atribuye a que la estela no es estable, sino que se deforma a medida que viaja en el fluido, ya que algunas turbulencias se atraen entre sí y otras se repelen. . . . .	50
4.11. Punto 4a, en el borde de la estela, a una distancia $r$ del centro del rotor y 300mm tras éste. Al igual que con 3a y 3b, este punto se ve similar a 4b pero se pierde la periodicidad y algo de la intensidad de las fluctuaciones de velocidad. . . . .	50
4.12. Espectro en frecuencia de un punto a $r/2$ del centro de la estela, 65mm tras el rotor. Se puede observar el mayor de los peacks en 10[Hz], que corresponde justamente a el paso de las 3 aspas a 3.3[RPS] de la turbina, también aparece un peack apreciable en 20[Hz], una señal armónica de $2 \times 10$ [Hz] que típicamente se asocia a un desbalanceo en el rotor de la turbina . Además, se observa un apreciable nivel de componentes de alta frecuencia, lo que es un indicativo de flujo turbulento. . . . .	51
4.13. Espectro en frecuencia de un punto a $r/2$ del centro de la estela, 300mm tras el rotor. Al igual que en la imagen anterior se observan notoriamente los 10 y 20[Hz] correspondientes a las palas del rotor y su armónico, pero además se observa una disminución de las componentes de alta frecuencia, lo que nos insinúa que el flujo se va haciendo menos turbulento . . . . .	52

4.14. Espectro en frecuencia de un punto en el borde de la estela, 65mm tras el rotor. Se observan componentes importantes a lo largo de todo el espectro de frecuencias y se camuflan los 10[Hz] del paso de las aspas, esto podría explicarse por la gran magnitud de los vórtices de punta, que permanecen presentes entre el paso de una y otra aspa. . . . .	52
4.15. Espectro en frecuencia de un punto en el centro de la estela, 65mm tras el rotor. En este caso no se distinguen los 10[Hz] de las aspas de la turbina ya que éstas no pasan por el centro de la estela, sin embargo se ve que el nivel de intensidad de las componentes hasta los 35[Hz] es mayor que en el resto de los puntos, debido a las grandes variaciones en la velocidad de flujo en este punto. . . . .	53
4.16. Medición del perfil de velocidad a lo ancho de la estela a la altura del eje, 300mm tras el rotor (a) y 65mm tras el rotor (b). Se puede observar en (a) que la velocidad dentro de la estela es bastante pareja, disminuyendo en la zona tras la carcasa del generador. Es interesante observar que 300mm tras la turbina aún se puede apreciar notoriamente este efecto. En (b) observa una mayor disminución de la velocidad en la zona tras la carcasa del generador debido a que es un plano más cercano a la turbina, además se aprecia y un leve aumento de velocidad en la zona alrededor de ésta. . . . .	54
4.17. Medición del perfil de velocidad a lo ancho de la estela 75mm por sobre el eje de la turbina, 300mm tras el rotor (a) y 65mm tras el rotor (b). Se puede observar en (a) que a esta distancia los promedios de velocidad ya son bastante parejos tanto dentro como fuera de la estela. Mientras que en (b) hay una leve disminución en la velocidad promedio fuera de la estela junto con la presencia de irregularidades en los bordes. . . . .	55
4.18. Curva del índice de turbulencia para la velocidad medida durante dos segundos en cada punto de la línea transversal a lo ancho de la estela, un punto cada 3mm, 65mm tras el rotor. Se observa un mayor índice en la zona de la punta de las palas, y una disminución gradual hacia la base de éstas. Además un máximo de turbulencias en la zona central de la estela, tras la carcasa del generador. . . . .	56
4.19. Montaje del sistema de detección de la posición de la turbina (Láser-fotoresistencia). Se muestra la disposición del Láser, la turbina y la foto-resistencia. Al girar, las palas de la turbina interrumpen el rayo láser, el cual llega en forma intermitente a la foto-resistencia, como resultado el voltaje de salida de ésta se ve en el recuadro SL (señal láser). . . . .	57
4.20. Voltaje de salida de la Foto-resistencia (SL), se puede ver las bajas del voltaje cada vez que una de las 3 palas interrumpe el láser. De un segundo de adquisición se puede desprender que la turbina giraba en ese momento a unas 3.3 [RPS]. El borde de ataque del aspa corta el láser en el momento en que el voltaje comienza a disminuir, mientras que cada mínimo en el voltaje indica que el borde de salida está comenzando a dejar descubierto el rayo láser, una vez transcurrido el tiempo de reacción de la resistencia el voltaje vuelve a estabilizarse. . . .	58
4.21. Adquisición Sincronizada de la velocidad del viento en la estela y la posición de la turbina para un punto dado (75mm sobre el centro del rotor y 65mm tras este). Se puede observar un pequeño desfase entre ambas señales debido al tiempo que tarda la estela en viajar los 65mm. Sin embargo se aprecia una importante correlación entre ambas señales a esta distancia tras el rotor. . . . .	58

4.22. En este caso (igual al anterior pero esta vez a una distancia de 300mm tras el rotor) aún se observa una correlación entre ambas señales, sin embargo ahora la periodicidad de la estela que ya ha viajado 300mm (o $1.2 \cdot \text{Diámetro del rotor}$ ) se ve deteriorada, al igual que en los casos mostrados anteriormente se puede ver que la estela es inestable, y que va perdiendo su forma a medida que viaja aguas abajo en la corriente de aire. . . . .	59
4.23. Se puede ver en rojo el patrón singular elegido en la señal del laser (SL), que representa el paso de una pala de la turbina. . . . .	60
4.24. Motivo escogido [motif]. Representa el paso de una de las aspas que corta el rayo láser. . . .	60
4.25. El programa recorre la señal del láser reconociendo los intervalos similares en un porcentaje dado (%) al patrón escogido. . . . .	61
4.26. Se puede ver en rojo el patrón singular elegido en la señal del laser (SL), junto con el punto 1, que señala la partida de este intervalo, además se puede ver el punto 2, que señala el mismo instante de tiempo trasladado a la serie temporal de velocidad. . . . .	62
4.27. Planos de medición a y b 300 y 65mm tras el rotor respectivamente. . . . .	63
4.28. Mapa de velocidades en la estela, plano 65mm tras el rotor (b). La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. Se pueden observar claramente el efecto de dos de las palas del rotor (1) y (2). Como se espera en la estela cercana a la turbina, las turbulencias aparecen en todo el borde de salida de la pala (indicado por las tres flechas blancas), se manifiestan como alzas y bajas en torno al promedio de velocidad. . . . .	64
4.29. Mapa de velocidades en la estela, plano 300mm tras el rotor (a). La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. Se puede ver que en un plano lejano efectivamente las mayores y menores velocidades se concentran en el borde de la estela (marcado entre las flechas), lo que comprueba que los vórtices de punta siguen siendo fuertes a esta distancia mientras que el resto de las vorticidades han disminuido de gran manera, absorbidas por los mismos vórtices de punta o simplemente disipadas. Además, estos vórtices no se ven como un fenómeno puntual correspondiente a cada aspa, sino que se presentan como un anillo en todo el borde de la estela, la explicación de esto radica en que cada punto se midió en forma separada, por lo que la imagen en realidad es una reconstitución de puntos de la estela medidos en distintos instantes. Siendo la estela un fenómeno inestable que cambia en el tiempo, a mayores distancias en la estela se pierde la sincronía con la posición del rotor y como resultado las mediciones muestran una mayor dispersión angular de los fenómenos medidos. . . . .	65
4.30. Índice de turbulencia para un plano 65[mm] tras el rotor (b). La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. Se puede ver ahora de manera incluso mas clara que las turbulencias existen casi desde el centro del rotor, y se encuentran en un anillo muy ancho hasta el borde de la estela, marcado con la flecha blanca. El fluido fuera de la estela se ve inalterado. Además se aprecia que el radio de la estela es algo mayor que el del rotor (aproximadamente 145[mm], unos 18[mm] mayor al radio del rotor), tal como se espera y fué mostrado en la figura 2.13. . . . .	66

4.31. Índice de turbulencia para un plano 300[mm] tras el rotor (a). La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. Nuevamente, tal como se ve en el mapa de velocidades, se aprecia que las vorticidades están muy concentradas en la parte externa de la estela (entre las flechas blancas). Como ya se mencionó anteriormente algunas de las pequeñas vorticidades que en la estela cercana se veían en todo el borde de salida de la pala han desaparecido mientras que otras han migrado atraídas por los fuertes vórtices de punta, los cuales se muestran en la figura como un anillo angosto de color claro en el borde de la estela. Cabe destacar que el radio de la estela (r) se mantiene de aproximadamente 145[mm]. . . . .	67
4.32. Iso-contornos de índice de turbulencia para un plano 65[mm] tras el rotor (b). La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. . . . .	68
4.33. Iso-contornos de índice de turbulencia para un plano 300[mm] tras el rotor (a). La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. . . . .	69
4.34. Campo de velocidades 65mm tras el rotor (b), para una velocidad del fluido de 0.5[m/s]. La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. Se ve muy similar a la mostrada anteriormente (Figura 4.28), pero a diferencia de ésta, el área de mayores variaciones de velocidad se ve más ancha, esto es debido a la mayor cantidad y magnitud de las turbulencias generadas por la pala. . . . .	70
4.35. Índice de turbulencia 65mm tras el rotor (b), para una velocidad del fluido de 0.5[m/s]. La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. Al igual que en el campo de velocidades se ve que para esta mayor velocidad tanto de giro como del viento, las turbulencias son más fuertes y abundantes, al aumentar la velocidad del fluido se produce un efecto similar a acercar el anemómetro al rotor en comparación a lo mostrado en el capítulo 4 (figura 4.30), es por esto que el anillo de mayor índice de turbulencia se ve aún más grueso y llega más cerca del centro del rotor . . . . .	70
4.36. Campo de velocidades 300mm tras el rotor (a). La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. En este caso se utilizó una velocidad de 0.2[m/s] y una velocidad de rotación de 3[RPS] es decir una TSR algo mayor a las anteriores. Se puede ver claramente el Tip vortex(encerrado en el círculo blanco) muy concentrado en este caso, posiblemente debido a que la baja velocidad del viento permite una mayor estabilidad de este fenómeno a medida que la estela se propaga. Se observa también la zona de baja velocidad tras la carcasa del generador, que a pesar de la baja velocidad sigue presente en la estela a 1.2D de distancia. . . . .	71
4.37. Índice de turbulencia 300mm tras el rotor (a). La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. Mismas condiciones que en la imagen anterior, nuevamente se puede ver muy definida la zona de los vórtices de punta de aspa en la periferia de la estela. . . . .	71
A.1. Campo de velocidades mostrado en el capítulo 4 a 65 mm tras el rotor, ahora en perspectiva. . . . .	I
A.2. Campo de velocidades mostrado en el capítulo 4 a 300mm tras el rotor, ahora en perspectiva. . . . .	II
A.3. Campo de desviación estándar mostrado en el capítulo 4 a 65mm tras el rotor, ahora en perspectiva. . . . .	III
A.4. Campo de desviación estándar mostrado en el capítulo 4 a 300mm tras el rotor, ahora en perspectiva. . . . .	IV

## Nomenclatura utilizada

$\rho$	Densidad del fluido	$[\frac{kg}{m^3}]$
$p_x$	Presión puntual en x	[Pa]
$\nu$	Viscosidad cinemática	[Pas]
A	Área de paso	$[m^2]$
$A_0$	Área de la estela antes de la turbina	
$A_1$	Área de la estela tras la turbina	
P	Potencia	[W]
E	Energía	[J]
$\dot{E}$	Energía cinética del fluido	
X	Posición de un punto de medición en el eje x (horizontal, perpendicular al flujo de aire)	[mm]
Y	Posición de un punto de medición en el eje y (vertical, perpendicular al flujo de aire)	[mm]
U	Velocidad del fluido en un punto dado	[m/s]
$U_0$	Velocidad del fluido delante de la turbina	[m/s]
$U_1$	Velocidad del fluido tras la turbina	[m/s]
$U_x$	Velocidad del fluido en el punto x	[m/s]
$U_p$	Promedio temporal de la velocidad del fluido en un punto dado	[m/s]
$C_p$	Coefficiente de potencia	[%]
$C_T$	Coefficiente de empuje	[%]
c	Cuerda del perfil (distancia entre borde de ataque y de salida)	[m]
Re	Numero de Reynolds	$[\frac{UD}{\nu}]$
$R_c$	Reynolds de cuerda	$[\frac{Uc}{\nu}]$
$R_{ex}$	Reynolds en el punto x	
SL	Señal del láser	[V]
Vout	Voltaje de salida del generador DC	[V]
It	Indice de turbulencia	[%]
TSR	Tip speed ratio	

# Capítulo 1

## Introducción

En vista de la contaminación, el calentamiento global, y el agotamiento de los recursos energéticos no renovables que vemos en la actualidad, se espera durante las próximas décadas un gran crecimiento en el campo de las centrales de generación de energía mediante fuentes de energía renovables. Dentro de estas la energía eólica juega uno de los papeles principales al menos hasta el día de hoy. Cada día podemos ver más granjas eólicas en funcionamiento y más estudios dedicados a incrementar la eficiencia de estos sistemas de captación de energía eólica.

Se sabe que el perfil de velocidad del viento aguas abajo de una turbina eólica es muy importante al momento de estudiar el comportamiento de estas. La estela de una turbina puede dividirse en dos partes principales, estela cercana y estela lejana. El estudio de la estela lejana de un aerogenerador permite diseñar la disposición de estos aparatos en una granja eólica, de manera de que la estela de una máquina no afecte el rendimiento de otra aguas abajo. Por otro lado, la estela cercana a la turbina misma, más precisamente el campo de velocidades ( $U$ ) de esta y su turbulencia e irregularidades están directamente relacionados con la eficiencia de la turbina, ya que nos da una idea de cuanta energía está siendo aprovechada y cuanto se está desperdiciando a consecuencia de fenómenos aerodinámicos no deseados.

La dinámica del perfil de velocidad es muy compleja, debido a la turbulencia y al hecho que está siendo perturbado por las aspas a medida que éstas giran. Es por esto que mediante anemometría de hilo caliente es posible hacer una medición punto a punto de la velocidad del aire directamente detrás de la turbina. La detección coherente del campo de velocidad puede ser realizada con la ayuda de una detección síncrona entre la velocidad punto a punto en la estela cercana y la posición angular instantánea del rotor. El resultado de esto son datos de la velocidad del flujo de viento punto a punto en la estela, correspondiente a cada posición angular del rotor en cada uno de estos puntos. Con lo que para una posición angular elegida del rotor, se puede conocer el campo de velocidades punto a punto de la estela que genera.

Con esto, se obtiene una correlación entre el campo de velocidades tras la turbina y la potencia generada por esta y así es posible evaluar la magnitud y las consecuencias de los fenómenos aerodinámicos existentes en la estela.

## **1.1. Objetivo General**

El objetivo general de este trabajo de título es el estudio experimental de la estructura de la estela de una turbina eólica de eje horizontal a través de mediciones locales del campo de velocidad asociado.

## **1.2. Objetivos Específicos**

- Diseño de un modelo a escala de una turbina eólica de tres aspas. Instalación y puesta a punto de la turbina al interior de un túnel de viento para una posición fija.
- Instalación y ensayos preliminares de un sistema de medición de velocidad del flujo de aire mediante anemometría de hilo caliente.
- Campañas de medición sincronizada del campo de velocidades punto a punto en la estela de la turbina.

## Capítulo 2

# Antecedentes

### 2.1. La turbina moderna

Hoy en día el aerogenerador es uno de los métodos más populares de obtención de energía renovable. Existen turbinas de diversas formas y tamaños, desde unos pocos KW hasta gigantescas máquinas capaces de producir 8MW. La tendencia en la industria de la producción energética, para conseguir mayor rentabilidad, es hacer turbinas cada vez más grandes y altas, con diámetros de hasta 160m y alturas de 110m, de esta manera se aprovechan las corrientes de aire de altura y se consiguen los mejores rendimientos. Además, estas turbinas poseen control automático para seguir la dirección del viento y para controlar el paso de las aspas según la velocidad de este. Con toda esta tecnología junto con perfiles aerodinámicos muy estudiados y optimizados se logra llegar a rendimientos bastante elevados. Estas turbinas poseen también sofisticados sistemas de seguridad, como frenos magnéticos, hidráulicos y aerodinámicos, que aseguran la durabilidad, confiabilidad y disponibilidad de los equipos.

En la página siguiente se muestra una imagen de la composición de una turbina moderna de gran escala (Figura 2.1) en donde se pueden apreciar las partes más importantes que la componen. En el corte se puede apreciar en el interior de la carcasa elementos como el generador, los ejes de alta y baja velocidad, la caja reductora, el mecanismo de control de la dirección de la turbina que le permite seguir en tiempo real la dirección del viento, y también los instrumentos que le permitan conocer las condiciones y adecuarse a ellas.

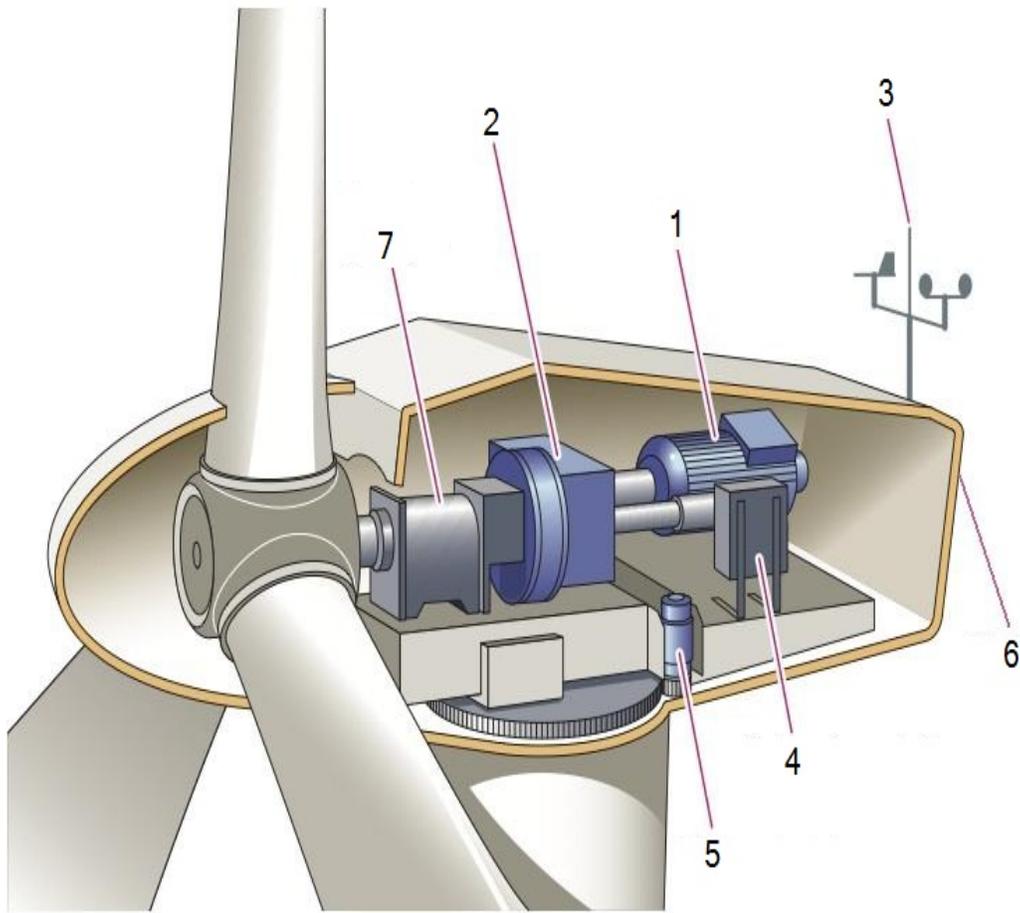


Figura 2.1: Despiece de una turbina, se puede observar un corte de la carcasa (6) y los principales elementos que esta aloja; el generador (1), los ejes de alta velocidad y baja velocidad con la caja reductora (2) entre ellos, la veleta y el anemómetro (3) que permiten conocer la velocidad y dirección del viento, el sistema de control (4) que maneja la orientación de la turbina mediante el motor orientador (5) y el paso de las aspas. Además se observa el soporte principal (7) de la turbina [15]

La turbina mostrada es de eje horizontal, sin embargo las hay también con eje vertical. Hoy en día el tipo de turbina más popular es el de eje horizontal

## 2.2. Energía disponible y Límite de Betz

Una turbina eólica utiliza la energía cinética del viento, la cual transforma en energía mecánica en el eje principal y finalmente en energía eléctrica mediante un generador. Teóricamente la máxima energía disponible en una corriente de aire está dada por la siguiente ecuación [18]

$$P = 1/2\rho AU_0^3 \quad (2.1)$$

Donde  $\rho$  es densidad del aire,  $A$  es el área de paso y  $U_0$  es la velocidad del viento. Esta ecuación es muy importante, ya que nos dice que la potencia se incrementa linealmente con la densidad del aire y con el área de paso, pero incrementa cúbicamente con la velocidad de entrada. Es por esto que la velocidad media y la varianza del viento en cualquier sitio es la primera condición a estudiar para cualquier proyecto.

Sea  $\Delta U_0$  una variación en la velocidad del flujo, la variación en la potencia  $\Delta P$  viene dada por:

$$\Delta P = 1/2\rho A(U_0 + \Delta U_0)^3 - 1/2\rho AU_0^3 = 1/2\rho A((U_0 + \Delta U_0)^3 - U_0^3) \quad (2.2)$$

Con lo que nos queda:

$$\Delta P = 1/2\rho A(U_0^3 + 3U_0^2\Delta U_0 + 3U_0\Delta U_0^2 + \Delta U_0^3 - U_0^3) \quad (2.3)$$

Dado que:

$$\frac{U_0}{\Delta U_0} \ll 1 \quad (2.4)$$

Se pueden despreciar los términos cuadráticos y cúbicos de  $\Delta U_0$ . Entonces finalmente  $\Delta P$  queda relacionado así.

$$\Delta P = 3/2\rho A(U_0^2\Delta U_0) \quad (2.5)$$

Esto nos muestra lo influyente que es una variación de la velocidad del flujo en la potencia que este es capaz de entregar.

Sin embargo, al pasar por el rotor de la turbina, la velocidad del viento ( $U_0$ ) no puede ser reducida a cero, ya que esto significa un estancamiento de la corriente de aire, lo que no permitiría a la turbina girar, por lo que debe haber algo de energía restante en el aire para permitir su libre circulación y buen funcionamiento del aerogenerador. Es por esto que se define un coeficiente  $C_p$  que nos dice la fracción de la energía máxima disponible que en realidad puede ser extraída del viento.

Este coeficiente fue calculado por el Físico Alemán Albert Betz en 1919, quien basándose en los principios de conservación de masa y momento del aire, determinó que ninguna turbina podría extraer del viento más del 59,3% (teoría de Betz [18]). Con esto,  $C_p=0,593$  es el coeficiente que relaciona la energía teórica disponible con la que se puede extraer del viento.

Para llegar a este resultado, de los principios de conservación de masa y momento Betz concluyó que la velocidad en el rotor de la turbina puede ser considerada como el promedio entre las velocidades aguas arriba y aguas debajo de la misma, esta demostración se puede ver más adelante en el Teorema de Momentum Lineal (2.1.8). Dicho esto, siendo  $U_0$  la velocidad del viento delante de la turbina y  $U$  la velocidad tras ésta, la energía cinética que se escribe de la siguiente manera:

$$\dot{E} = \frac{1}{2}\dot{m}(U_0^2 - U^2) = \frac{1}{2}\rho Av(U_0^2 - U^2) \quad (2.6)$$

Con  $v = \frac{1}{2}(U_0 + U)$ , puede reescribirse así:

$$\dot{E} = \frac{1}{4}\rho A(U_0 + U)(U_0^2 - U^2) \quad (2.7)$$

$$= \frac{1}{4}\rho AU_0^3 \left(1 - \left(\frac{U}{U_0}\right)^2 + \left(\frac{U}{U_0}\right) - \left(\frac{U}{U_0}\right)^3\right) \quad (2.8)$$

Si se deriva esta última ecuación con respecto a  $U/U_0$  se obtiene un valor máximo para  $\frac{U}{U_0} = 1/3$ , y sustituyendo este valor resulta:

$$P_{max} = \frac{16}{27} \times \frac{1}{2} \rho AU_0^3 \quad (2.9)$$

$$P_{max} = C_p \frac{1}{2} \rho AU_0^3 \quad (2.10)$$

Se tiene así que  $C_p = 16/27 = 0,593$  o  $59,3\%$  es la máxima porción de potencia que se puede extraer del viento. Sin embargo, hoy en día las mejores turbinas eólicas alcanzan una eficiencia de alrededor del  $45\%$ , esta diferencia de casi un  $15\%$  se debe principalmente a las turbulencias generadas por las palas, y que se propagan aguas abajo en el aire. Esto hace que el estudio de la estela sea tan interesante.

### 2.3. Rendimiento de una turbina eólica

El rendimiento de una turbina eólica se define como el cociente entre la energía disponible en la corriente de aire y la que esta es capaz de aprovechar. Como se mostró anteriormente el máximo teórico de este cociente dado el límite de Betz es de  $0.593$  o  $59.3\%$ .

La eficiencia entonces está dada por la siguiente ecuación.

$$\eta = \frac{E_{obtenida}}{E_{disponible}} \quad (2.11)$$

Como se muestra en el estudio experimental “Avaliação do desempenho de aerogeradores em túnel de vento” [13], la curva de potencia de un aerogenerador X se relaciona con la velocidad del viento de la manera mostrada en la figura (2.2).

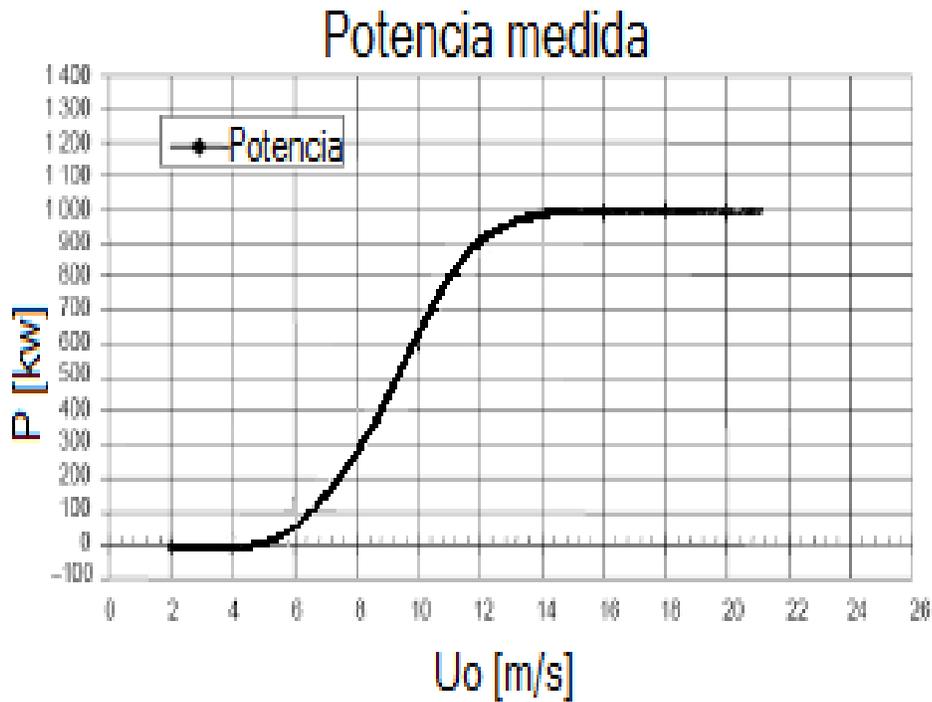


Figura 2.2: Curva de potencia  $v/s$  velocidad del viento, donde se ve la pérdida de eficiencia luego de superar la velocidad límite del viento, en donde se acentúan los fenómenos aerodinámicos no deseados tales como desprendimientos de capa límite, excesivas turbulencias que provocan vibraciones y vórtices. Se llega a una zona en donde la curva deja de ascender.

La forma de S de esta curva nos muestra la pérdida de eficiencia de la turbina a altas velocidades del viento, esto se debe principalmente a que bajo estas condiciones, aumenta la cantidad de turbulencias, se producen desprendimientos de capa límite y vorticidades provocadas por las palas del rotor. Esto provoca que la energía del viento se transfiera a estos fenómenos y no pueda ser aprovechada para la generación eléctrica. A continuación se muestra una curva de eficiencia obtenida en la referencia [15].

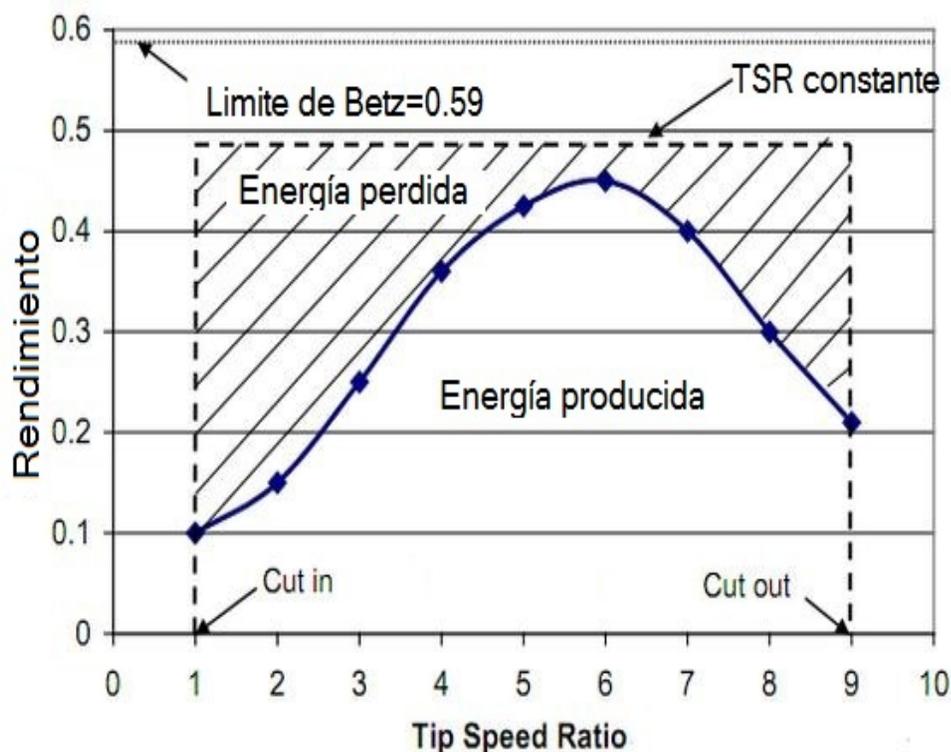


Figura 2.3: Curva de rendimiento  $v/s$  velocidad de las puntas de las palas. Se puede observar, al igual que en la imagen 2.2 como desde cierto punto, la eficiencia comienza a decrecer. Es importante destacar que el máximo observable está por debajo del límite de Betz, esto se debe a los fenómenos aerodinámicos no deseados ya mencionados.

En esta curva también se puede ver un punto óptimo de funcionamiento de la hélice, para distintas velocidades de giro. El máximo observable está por debajo del límite de Betz. Esto se debe a los fenómenos aerodinámicos no deseados ya mencionados. Una vez más, para altas velocidades de giro ocurren fenómenos aerodinámicos que perjudican el rendimiento de la máquina.

Sin embargo, esto no siempre es un problema, ya que los criterios de diseño de la turbina dictan la forma de esta curva. No es necesario diseñar un rotor que funcione a altas velocidades sino que uno que sea eficiente tomando en cuenta las velocidades del viento en el lugar donde se instalará. A continuación se muestra un gráfico que indica la eficiencia de distintos diseños de turbinas a distintas velocidades TSR (Tip Speed Ratio, es la velocidad de la punta de las aspas dividida en la velocidad del flujo de aire incidente).

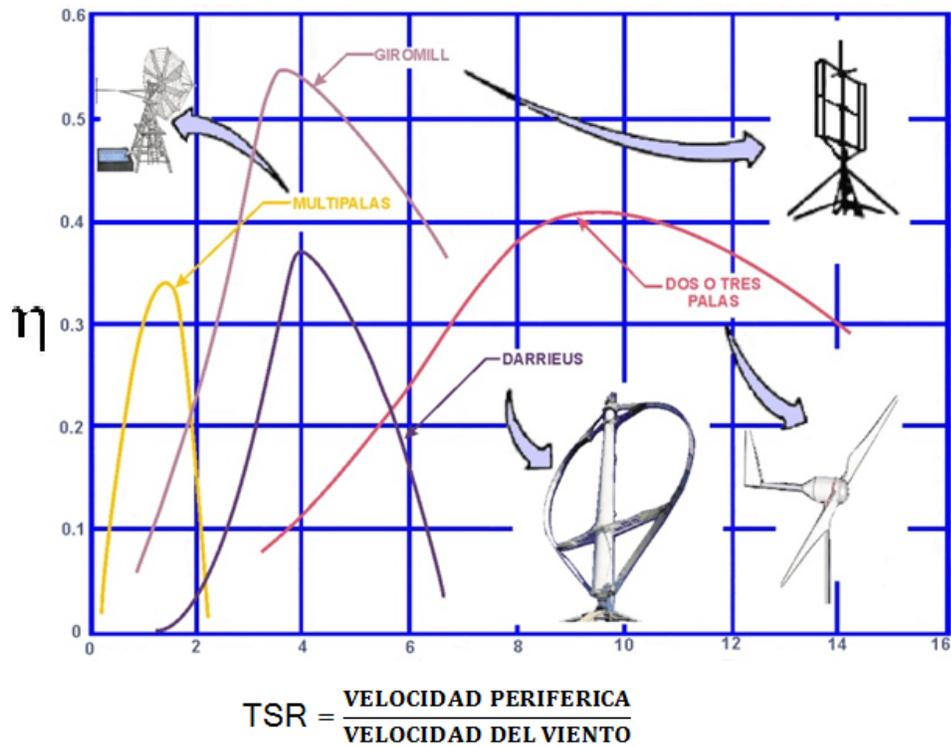


Figura 2.4: Curva rendimiento v/s TSR para distintos perfiles aerodinámicos. Se pueden ver las fortalezas y debilidades de cada uno para distintas TSR (Tip Speed Ratio), un coeficiente entre la velocidad de la punta de las aspas dividida en la velocidad del flujo de aire incidente [15]. En el experimento presentado en este informe se trabaja con una TSR de alrededor de 8.5, lo que lo ubica cerca del máximo de eficiencia para turbinas de tres palas.

Sin embargo nunca se está libre de pérdidas y turbulencias, aún cuando se encuentra en su punto óptimo de funcionamiento, por lo que un análisis de la estela en este preciso punto es muy importante al momento de querer incrementar la eficiencia del aparato.

## 2.4. Fenómenos involucrados

El aire sale de la turbina con una menor velocidad axial y rotando de manera opuesta a la que lo hace el rotor. Este flujo de aire aguas abajo de la turbina es llamado estela.

La estela cercana de un aerogenerador es alterada tanto por la geometría de las palas como por la velocidad angular de la turbina, y está directamente relacionada con la potencia que la máquina es capaz de generar. Por lo tanto el estudio de esta estela juega un papel muy importante en el diseño de los aerogeneradores con el fin de obtener la mayor eficiencia posible.

Los fenómenos de capa límite y turbulencias generan pérdidas de eficiencia y vibraciones de las aspas de los aerogeneradores, por lo que estudios sobre estos fenómenos son requeridos para un desarrollo saludable de estos generadores.

Dentro de la estela de una turbina eólica los principales fenómenos encontrados son las vorticidades, las cuales se presentan en tres clasificaciones principales, vórtices de punta de las palas, o 'tip vortex', vórtices del borde de salida de las palas y vórtice central. A continuación se presenta un esquema de la estructura general de la estela tras una turbina de tres aspas.

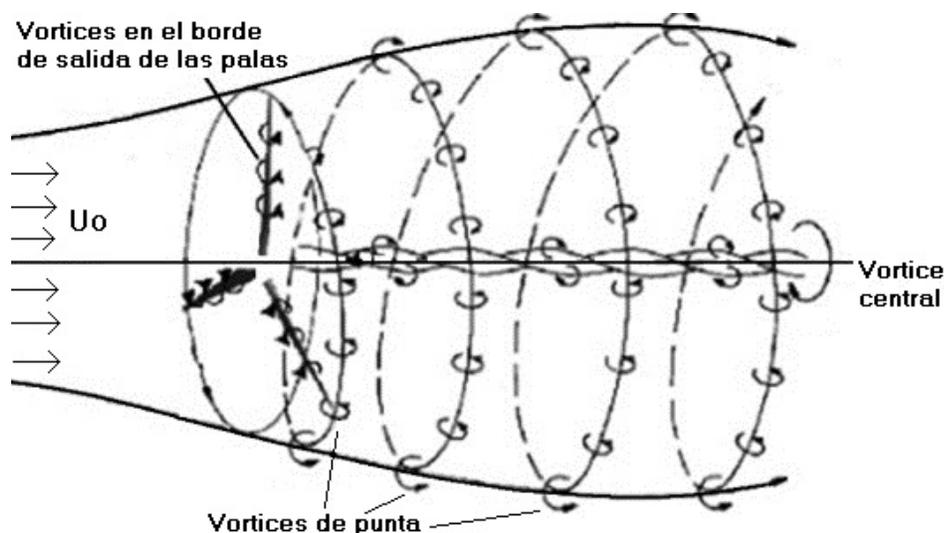


Figura 2.5: Estructura de la estela de una turbina. Se muestran los principales fenómenos encontrados en la estela, los vórtices de punta, vórtices de borde de salida y vórtice central.

Más adelante en este capítulo se hablará de estos fenómenos y la razón de su existencia.

Hoy en día la mayoría de los métodos de análisis que predicen el rendimiento de las turbinas eólicas están basados en un modelo muy simplificado, que ignoran la tridimensionalidad de la estela, o por otro lado asumen que los vórtices generados se concentran en los bordes de las palas y fluyen hacia el fluido circundante, por lo que tampoco son tomados en cuenta.

Cuando se ignora la tridimensionalidad del flujo no se toma en cuenta las condiciones del límite de Betz, mencionado anteriormente, por lo que estos métodos fallan incluso a bajas velocidades de viento. Por lo dicho, es importante el estudio experimental de dichos fenómenos en un túnel de viento que puede ayudar

a comprenderlos, y además, relacionarlos con distintas velocidades angulares de la turbina, esto con el fin de corregir y validar las propuestas teóricas, de manera de poder utilizar estas herramientas que son más económicas en el futuro, y permitir un rápido y eficiente desarrollo de los aerogeneradores.

### 2.4.1. Capa Límite

En mecánica de fluidos se conoce como capa límite la zona de interacción entre un cuerpo sólido y un fluido en velocidad. El espesor de esta capa queda determinado por la zona en que la velocidad del fluido va desde 0 (contacto con el cuerpo) hasta un 99 % de su velocidad al infinito. Esta capa puede ser laminar, turbulenta o una convivencia de ambas dependiendo de la velocidad y las propiedades del fluido. Las características del perfil de las palas de un aerogenerador pueden hacer variar las características de esta capa, y bajo ciertas condiciones incluso pueden ocurrir desprendimientos de esta, dependiendo del diseño de la pala este fenómeno será progresivo o repentino. Dichos eventos generan inestabilidades de flujo y derivan en pérdidas de eficiencia y en casos extremos, daños a la máquina [14].

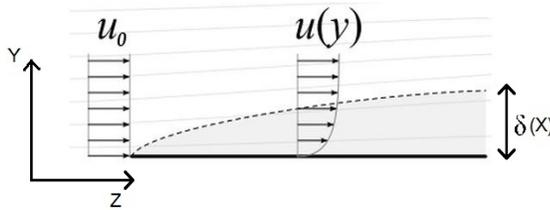


Figura 2.6: Capa Límite de una corriente de aire sobre una placa plana. La velocidad varía desde 0[m/s] en la placa hasta el 99 % de  $U_0$  en el borde de la capa límite.

El espesor de la capa límite laminar a una distancia ( $x$ ) del borde de ataque esta dada por la siguiente relación:

$$\delta = 4.91 \sqrt{\frac{\nu x}{U_0}} \quad (2.12)$$

o

$$\delta = \frac{4.91x}{\sqrt{Re_x}} \quad (2.13)$$

Donde  $Re_x$  es el número de Reynolds a una distancia ( $x$ ) del borde de ataque,  $Re_x$  queda determinado por:

$$Re_x = \frac{\rho U_0 x}{\mu} \quad (2.14)$$

Siendo:  $\delta$ : Espesor de la capa límite a la distancia ( $x$ ).  $\nu$ : Viscosidad cinemática.  $\rho$ : Densidad.  $\mu$ : Viscosidad dinámica.  $U_0$ : Velocidad de flujo libre.

## 2.4.2. Vorticidad

La vorticidad es una medida que cuantifica la rotación de un fluido, y se origina fundamentalmente en los contornos sólidos debido a que los fluidos no son capaces de deslizar sobre ellos, y luego se propaga al interior del fluido siguiendo la ley de variación descrita por la ecuación siguiente:

$$Dw/Dt = (w \cdot \nabla)U + \nu \nabla^2 w \quad (2.15)$$

Llamada ecuación de transporte de vorticidad, se obtiene tomando el rotacional a ambos lados de la ecuación de Navier-Stokes y expresando la derivada local en términos de la derivada substancial.

La vorticidad es un fenómeno que consume energía. Mientras mayor sea la vorticidad generada por la turbina menor será la eficiencia de esta, por lo que la medición de la estela en este trabajo de título apunta principalmente a detectar turbulencias e inestabilidades de este tipo.

En el centro de la estela hay vorticidades con un giro opuesto al de las aspas del rotor, tal como se ve en la figura 2.5. Además se observa como la vorticidad se genera en todo el largo de las palas, pero luego es atraída hacia el vórtice de las puntas que es mas fuerte, para luego propagarse formando una espiral que dibuja el límite de la estela. Este fenómeno será discutido con mayor profundidad la siguiente sección (2.4.3 Vorticidad en la estela de una Turbina eólica).

### Vorticidad en la estela de una Turbina Eólica

Las aspas de una turbina eólica funcionan de la misma manera que las alas de un avión. Tienen perfiles aerodinámicos que están diseñados para que al recibir una corriente de aire, se produzca una diferencia de presión entre sus caras opuestas, la cual genera una fuerza de empuje o "lift" en la pala. Este empuje se genera a lo largo de toda el asa y da como resultado un torque en el eje principal [10].

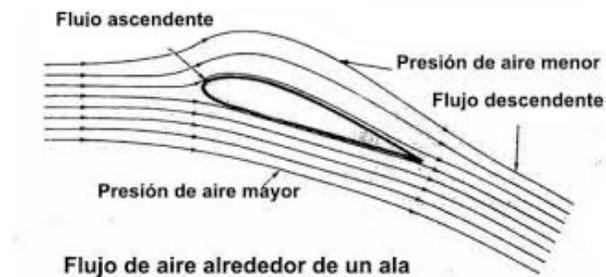
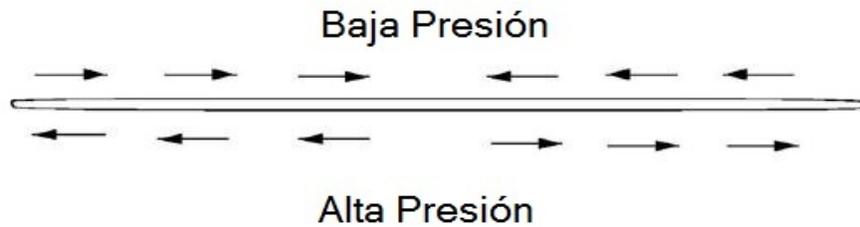


Figura 2.7: Generación del empuje o "lift" gracias a la diferencia de velocidad en los flujos superior e inferior de la pala, lo que genera diferencia de presión.

En las puntas de las aspas en movimiento no hay una barrera para el aire, por lo tanto se produce una corriente desde la zona de alta presión hacia la de baja presión. Este fenómeno produce un incremento en la velocidad tangencial del aire en ambas caras de la pala, pero en sentido contrario (ver figura 2.8).



Se produce una velocidad tangencial debido a las pérdidas en las puntas de las palas.

Figura 2.8: Velocidad tangencial en las caras superior e inferior del aspa.

Debido a esta velocidad tangencial, en la estela de la turbina tras cada aspa se genera una lámina de vorticidad continua que se propaga desde el borde posterior de esta de manera helicoidal. Estas láminas van siendo absorbidas por los fuertes vórtices generados en las puntas de las palas, para finalmente unirse a estos aguas abajo en la estela (ver figura 2.9).

A grandes rasgos, tal como se ve en la figura 2.5, la vorticidad es uno de los elementos más notorios presentes en la estela, que le otorga una dinámica propia, y su estudio sirve como referencia importante para caracterizarla. Se espera el caso de un lazo de retro-alimentación, en el que las características y condiciones de funcionamiento de la turbina definen la forma de la estela, pero a su vez, la energía y características de la estela afectarían las condiciones de funcionamiento de la turbina. A continuación se muestra una figura obtenida de la referencia [8], en donde se grafican superficies de iso-vorticidad en la estela de una turbina. Se pueden observar las formas y fenómenos descritos anteriormente.

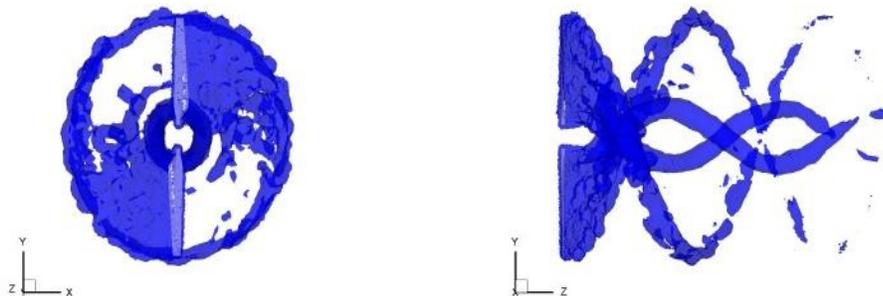


Figura 2.9: Simulación computacional de la vorticidad en la estela de una turbina, se muestra una superficie de iso-vorticidad, y se puede apreciar la formación de láminas de vorticidad a lo largo de toda la pala, las cuales luego son atraídas hacia los fuertes cordones de vorticidad generados en las puntas de las aspas [7].

## 2.5. Análisis mediante el Teorema del Momentum Lineal

Este análisis se basa en los capítulos 2, 3 y 4 de el libro *Aerodynamics of Wind Turbines* [10]. Para analizar de manera general la estela de una turbina eólica, esta se puede modelar de manera simplificada como un disco permeable, sin fricción ni componentes rotacionales en la estela. Este disco actúa como elemento de “drag”, disminuyendo la velocidad del aire que lo atraviesa. Lo que provoca que la estela diverja tras el disco. El “drag” es representado por una caída de presión en la corriente de aire al atravesar el disco. La presión experimenta un alza antes de llegar al disco, luego una caída de presión discontinua justo en el disco  $\Delta p$ , para luego recuperarse de manera suave hasta volver al nivel de presión atmosférica.

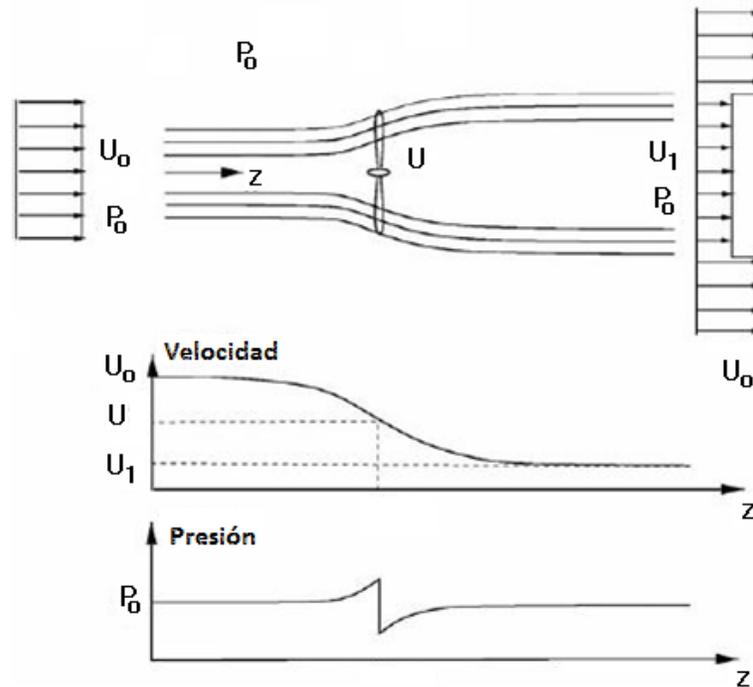


Figura 2.10: Se simula el rotor como un disco permeable con condiciones ideales. Se observan en la figura las líneas de corriente, velocidad y presión antes y después del rotor, se aprecia un salto discontinuo en la presión al atravesar el disco y una variación continua de la velocidad.

Mediante estos supuestos de un rotor ideal se pueden obtener relaciones entre la velocidad inicial del fluido  $U_0$ , las velocidades antes y después del rotor  $U$  y  $U_1$ , el empuje  $T$  y la potencia al eje  $P$ . El empuje es una fuerza en la dirección de la corriente de aire que viene de la caída de presión que esta sufre al pasar por el rotor, y provoca la caída de velocidad desde  $U_0$  hasta  $U_1$ .

$$T = \Delta p A \quad (2.16)$$

Donde  $A$  es el área del rotor, o disco en el caso idealizado. Dadas las condiciones ideales, el flujo puede ser representado por las ecuaciones de Bernoulli en todo punto menos en el Rotor, donde se produce una

discontinuidad en la presión.

$$p_0 + \frac{1}{2}\rho U_0^2 = p + \frac{1}{2}\rho U^2 \quad (2.17)$$

Y también:

$$p - \Delta p + \frac{1}{2}\rho U^2 = p_0 + \frac{1}{2}\rho U_1^2 \quad (2.18)$$

Al combinar estas ecuaciones obtenemos:

$$\Delta p = \frac{1}{2}\rho(U_0^2 - U_1^2) \quad (2.19)$$

Luego, si tomamos un volumen de control cilíndrico alrededor del rotor como se muestra a continuación:

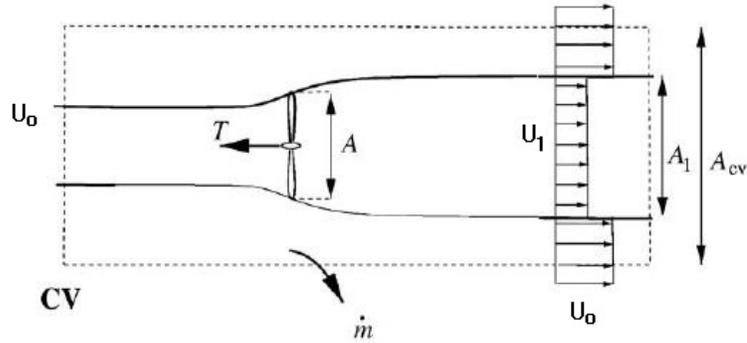


Figura 2.11: Volumen de control cilíndrico tomado para el teorema del momentum lineal.

Y aplicamos la integral axial de momentum:

$$\frac{\partial}{\partial t} \iiint \rho u(x,y,z) \partial x \partial y \partial z + \iint u(x,y,z) \rho V \partial A = F_{ext} - T \quad (2.20)$$

Como la presión es la misma a la entrada y la salida del volumen de control,  $F_{ext} = 0$ . Además, como el flujo se asume estacionario, el primer término también es cero. Entonces, la ecuación queda:

$$\rho U_1^2 A_1 + \rho U_0^2 (A_{vc} - A_1) + \dot{m}_{side} U_0 - \rho U_0^2 A_{vc} = -T \quad (2.21)$$

Donde, por conservación de masa:

$$\dot{m}_{side} = \rho A_1 (U_0 - U_1) y \dot{m} = \rho U A = \rho U_1 A_1 \quad (2.22)$$

De las ecuaciones (2.20) junto con la ecuación (2.19) se desprende:

$$T = \rho U A (U_0 - U_1) = \dot{m} (U_0 - U_1) \quad (2.23)$$

En la cual, reemplazando la caída de presión como se ve en las ecuaciones (2.14) y (2.17) se obtiene un resultado muy importante:

$$U = \frac{1}{2}(U_0 + U_1) \quad (2.24)$$

Este resultado indica que la velocidad en el plano del rotor es igual al promedio entre la velocidad inicial ( $U_0$ ) y la velocidad final ( $U_1$ ) del viento. Este es el resultado en el que se basa la teoría de Betz mencionada anteriormente.

Como el flujo se asume libre de fricción, entonces se debe conservar su energía interna, por lo que la potencia  $P$  obtenida en el eje debe ser igual a la diferencia entre la entrada y la salida, lo que queda expresado en la siguiente ecuación:

$$P = \dot{m}\left(\frac{1}{2}U_0^2 + \frac{p_0}{\rho} - \frac{1}{2}U_1^2 - \frac{p_0}{\rho}\right) \quad (2.25)$$

Y como  $\dot{m} = \rho UA$  la ecuación queda:

$$P = \frac{1}{2}\rho UA(U_0^2 - U_1^2) \quad (2.26)$$

A continuación se introduce el factor de inducción axial a que se define así:

$$U = (1 - a)U_0 \quad (2.27)$$

Combinando esta ecuación (2.25) con la ecuación (2.22) se obtiene:

$$U_1 = (1 - 2a)U_0 \quad (2.28)$$

La cual puede ser introducida en (2.24) para la potencia  $P$  y en (2.21) para el empuje  $T$ , lo que da los siguientes resultados:

$$P = 2\rho U_0^3 a(1 - a)^2 A \quad (2.29)$$

y:

$$T = 2\rho U_0^2 a(1 - a)A \quad (2.30)$$

Luego, recordando que la potencia disponible en el área del rotor es:

$$P_{avail} = \frac{1}{2}\rho AU_0^3 \quad (2.31)$$

Se puede adimensionalizar la potencia  $P$  y el empuje  $T$  con respecto a  $P_{avail}$ , así se obtienen los coeficientes  $C_P$  y  $C_T$ .

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho U_0^3 A} \quad (2.32)$$

y

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho U_0^2 A} \quad (2.33)$$

Finalmente utilizando las ecuaciones (2.27) y (2.28) estos factores pueden escribirse de la manera siguiente:

$$C_P = 4a(1 - a)^2 \quad (2.34)$$

y

$$C_T = 4a(1 - a) \quad (2.35)$$

Podemos derivar  $C_P$  con respecto a  $a$ :

$$\frac{dC_P}{da} = 4(1-a)(1-3a) \quad (2.36)$$

Y con esto, se puede ver nuevamente el límite de Betz, ya que para  $a = \frac{1}{3}$ ,  $C_{Pmax} = \frac{16}{27} = 0.593$ , número que representa el límite superior de la potencia aprovechable de una corriente de aire.

Se han llevado a cabo experimentos que muestran que los supuestos hechos en este método, para llegar a las ecuaciones 2.32 y 2.33, solo son validos para  $a > 0.4$ , lo que puede observarse en la siguiente imagen, que muestra la evolución de  $C_T$  en función de  $a$ .

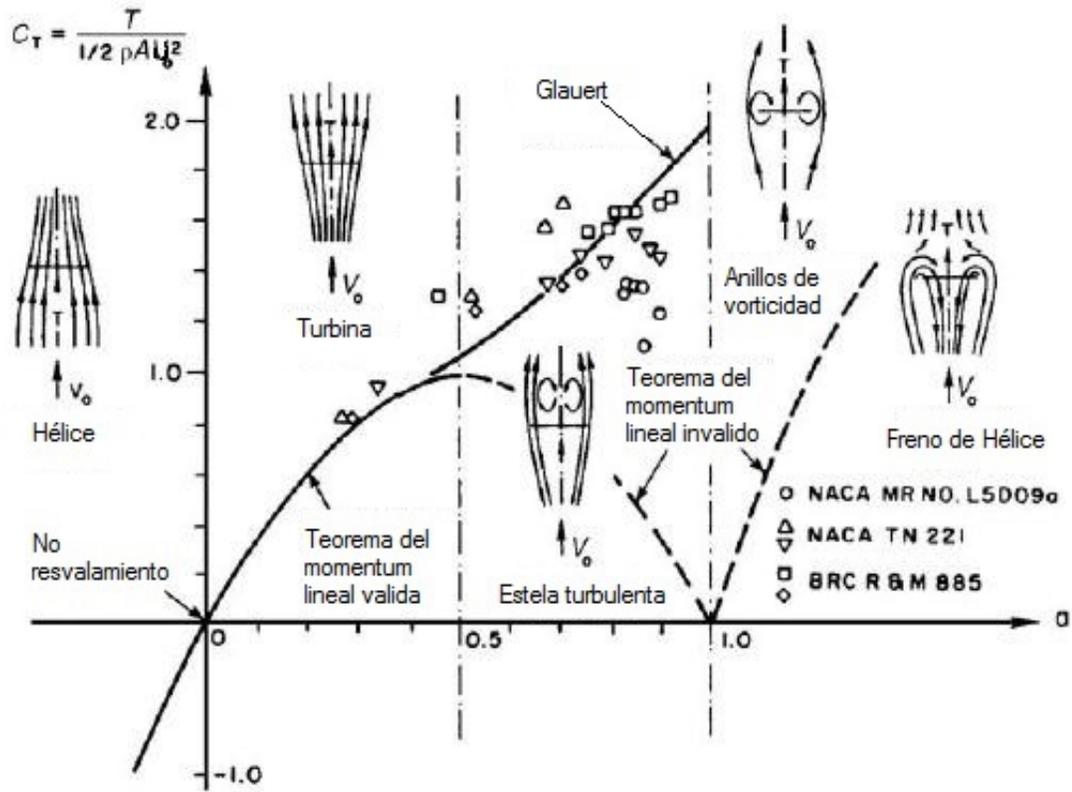


Figura 2.12: Evolución de  $C_T$  v/s  $a$ . Se aprecia que  $C_T$  crece junto con  $a$  solo hasta  $a > 0.4$ , donde los supuestos de este método dejan de ser validos. En turbinas eólicas un alto coeficiente de empuje  $C_T$  y del coeficiente  $a$  se presentan a bajas velocidades de viento. Lo que produce un gran salto de velocidad al pasar por la turbina. Como consecuencia de esto, los bordes de la estela se vuelven inestables y se forman torbellinos que transportan aire desde y hacia la estela en los bordes como se puede ver en la figura 2.14. Es por esto que el teorema del momento lineal deja de ser válido para estas condiciones ( $a > 0.4$ ).

Otra conclusión interesante del método mostrado es una relación entre las áreas de la estela antes y después de pasar por el rotor, basándose en la ecuación de conservación de masa, se puede desprender la relación:

$$\frac{A_0}{A_1} = 1 - 2a \quad (2.37)$$

Se puede ver que a medida que  $C_T$  crece, la expansión de la estela se incrementa junto con el salto de velocidad entre  $U_0$  y  $U_1$  como se puede ver en la figura 2.13.

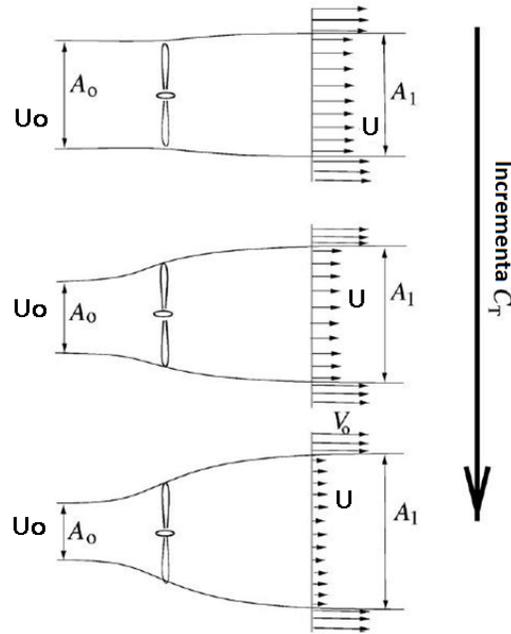


Figura 2.13: Relación de Areas

En turbinas eólicas un alto coeficiente de empuje  $C_T$  y del coeficiente  $a$  se presentan a bajas velocidades de viento. Lo que produce un gran salto de velocidad al pasar por la turbina, y como consecuencia de esto, los bordes de la estela se vuelven inestables y se forman torbellinos que transportan aire desde y hacia la estela en los bordes como se puede ver en la figura 2.14.

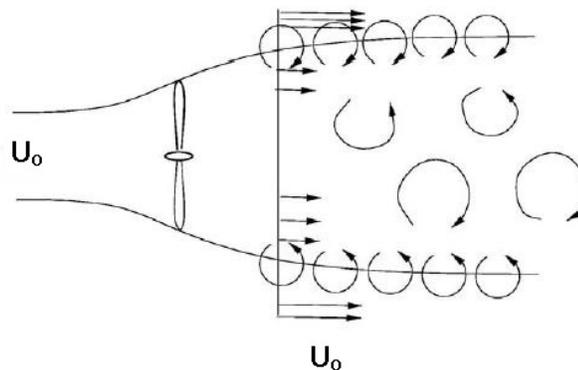


Figura 2.14: Formación de torbellinos producidos por la inestabilidad de la estela.

Estos torbellinos hacen que el teorema del momentum lineal deje de ser válido para estas condiciones ( $a > 0.4$ ), ya que el flujo másico no se conserva.

## Capítulo 3

# Equipos utilizados y técnicas de medición

### 3.1. Túnel de Viento

El túnel de viento utilizado es el disponible en el laboratorio LEAF-NL. Este equipo es un túnel de flujo cerrado, es decir el aire se recircula dentro del túnel, tiene 2 secciones de prueba, una de alta velocidad (20x20cm) y una de baja velocidad (50x50cm) con el ventilador principal. Sin embargo, por asuntos de contaminación electromagnética en las mediciones, para el caso de este experimento se utiliza un arreglo de 16 ventiladores de 1.5[V] que proporcionan una velocidad en la zona de baja velocidad de 0.5[m/s].

Para evitar turbulencias el túnel posee un sistema de mallas y láminas que estabilizan el aire de manera de obtener un flujo laminar y parejo que no perjudique las mediciones.

A continuación (Figura 3.1) se muestra un plano con las dimensiones significativas del túnel.

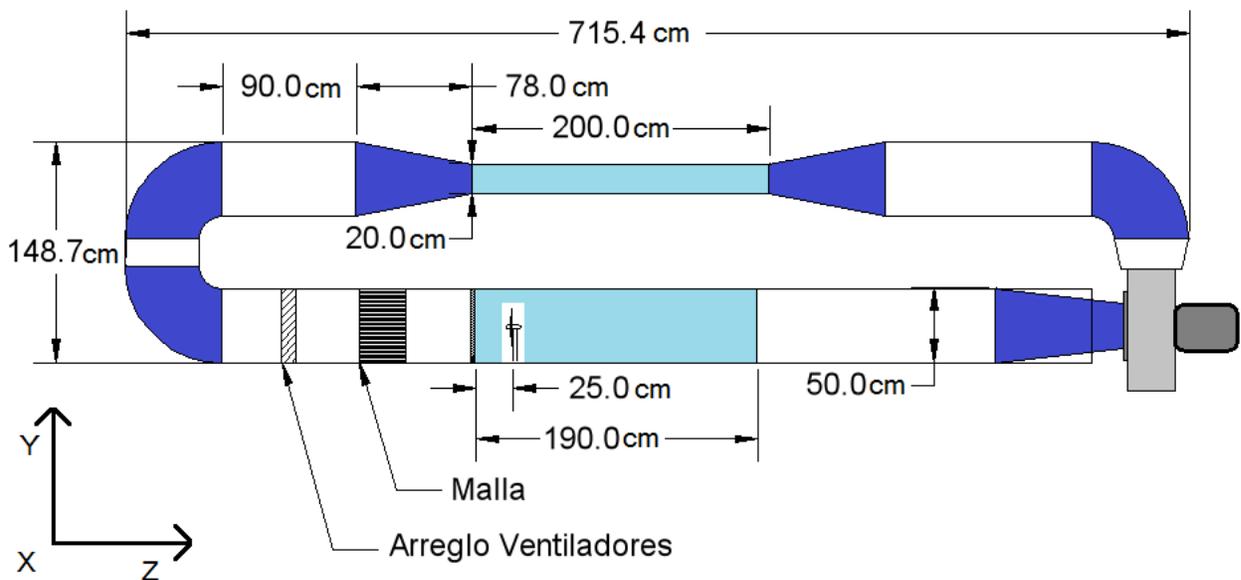


Figura 3.1: Plano CAD del túnel de viento utilizado con las medidas principales. Se puede observar en celeste las zonas de prueba de alta y baja velocidad. Medidas en [cm].

## 3.2. Turbina a escala

### 3.2.1. Análisis Dimensional

Como turbina se utiliza una hélice de 3 aspas con perfil NACA marca Master Airscrew modelo MA1050T 10x5 3-Blade cuyo diámetro es de 10 pulgadas. Para conservar la relación de aspecto con una turbina real, el diámetro de la torre y la carcasa del motor se fabricaron tomando en cuenta las proporciones de una turbina real. Comúnmente en las turbinas eólicas se pueden encontrar alturas de torres similares a el diámetro de la hélice, y un diámetro de carcasa de entre 1/10 y 1/15 de esta medida. Por lo tanto las medidas de 220mm de la torre y 25,4mm de diámetro de carcasa en proporción a los 254mm de diámetro de la hélice son coherentes con lo que puede verse en turbinas comerciales.

El rotor de una turbina eólica se conforma ubicando las aspas alrededor de un eje común que recibe el nombre de HUB (cubo). La forma del HUB, y como continuación de este, la forma de la carcasa del motor, deberán oponer la menor resistencia posible al flujo de aire, por ello se selecciona el perfil tipo elíptico. En el estudio [12] se prueba experimentalmente diversos tipos de HUB para uso en pequeñas turbinas, estableciendo que la curva elíptica es la que mayor eficiencia presenta. Este define la curva del perfil basándose en la longitud del HUB ( $L$ ) y el diámetro máximo ( $R$ ), siendo  $x$  e  $y$  las coordenadas de la curva deseada (Figura 3.2)

$$Y = R\sqrt{1 - \frac{x^2}{L^2}} \quad (3.1)$$

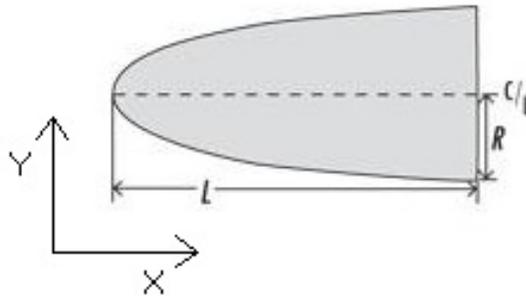


Figura 3.2: Forma elíptica del cono y carcasa del motor, siendo esta forma la más apropiada para las bajas velocidades de viento del experimento [16].

Para el diseño de perfiles aerodinámicos se debe tomar en cuenta el efecto de la escala. Al momento de comparar el comportamiento de perfiles de grandes turbinas con modelos experimentales esto no puede hacerse simplemente escalando el perfil, ya que de esta manera los resultados no son representativos. Para poder escalar un perfil aerodinámico de manera correcta se deben mantener constantes los coeficientes de empuje y arrastre ( $C_l$  y  $C_d$ ) los cuales dependen de el ángulo de ataque  $\alpha$  y el numero de Reynolds de cuerda o chord Reynolds, que se define así:

$$R = \frac{Uc}{\nu} \quad (3.2)$$

Donde  $U$  es la velocidad del fluido,  $c$  es la cuerda o ancho del perfil desde el borde de entrada hasta el de salida, y  $\nu$  es la viscosidad cinemática del fluido. Para poder comparar dos perfiles aerodinámicos escalados,

este número  $R$  debe ser igual en ambos.

Para este experimento no se fabricará el rotor de la turbina sino que se utilizará como turbina una hélice a escala, la cual no puede ser modificada, es por esto que el valor  $[c]$  no puede ser alterado, así como tampoco puede alterarse la viscosidad cinemática del fluido, lo que significa que para mantener  $R$  constante se debe escoger una velocidad  $V$  que haga cumplir la igualdad.

Para mantener este número cerca de un valor típico en turbinas de 25.000, la velocidad del viento debería ser:

$$R = 25.000 = \frac{Uc}{\nu} = \frac{0.015U}{1.46 \times 10^{-5}} \quad (3.3)$$

$$U = 13,17 \text{ m/s}$$

Este valor de  $U$  es demasiado alto y no es factible alcanzarlo en este experimento, además, es un valor que produciría inestabilidades, desprendimientos de capa límite y pérdidas de sustentación en la turbina que no está diseñada para estas condiciones, es por esto que el experimento se llevará a cabo con  $U = 0.42 \text{ m/s}$ , un valor alcanzable en el túnel, que además es más estable para las mediciones.

NOTA: Es importante aclarar que con esta velocidad, para obtener valores representativos de la realidad con esta turbina al no poder cambiar  $(c)$ , de manera de mantener un Reynolds de cuerda coherente, sería necesario utilizar un fluido con una viscosidad cinemática de alrededor de  $2.5 \times 10^{-7} [\text{m}^2/\text{s}]$  ( en comparación con la viscosidad cinemática real del aire que es de  $1.46 \times 10^{-5} [\text{m}^2/\text{s}]$  a  $20^\circ\text{C}$ .) Otro factor importante a tomar en cuenta es el factor de velocidad de punta o "Tip Speed Ratio", que como ya se explicó anteriormente, es un coeficiente que relaciona la velocidad de punta de la pala con la velocidad del viento incidente, para turbinas a escala, por su diámetro significativamente menor este factor es menor, ya que se necesitaría una gran velocidad angular, además, este es un factor de diseño y nuevamente depende de la forma de la hélice y su diseño aerodinámico, factores que no podemos cambiar en este experimento, pero sí podemos cuantificar.

### 3.2.2. Diseño Mecánico

A continuación en la figura 3.3 se muestran los planos de la turbina construida. Se pueden ver las dimensiones principales que cumplen con la relación de aspecto típicas de una turbina real. Además, se ve la forma elíptica del cubo y la carcasa del motor, dicha forma es la más eficiente aerodinámicamente para las velocidades utilizadas en el experimento.

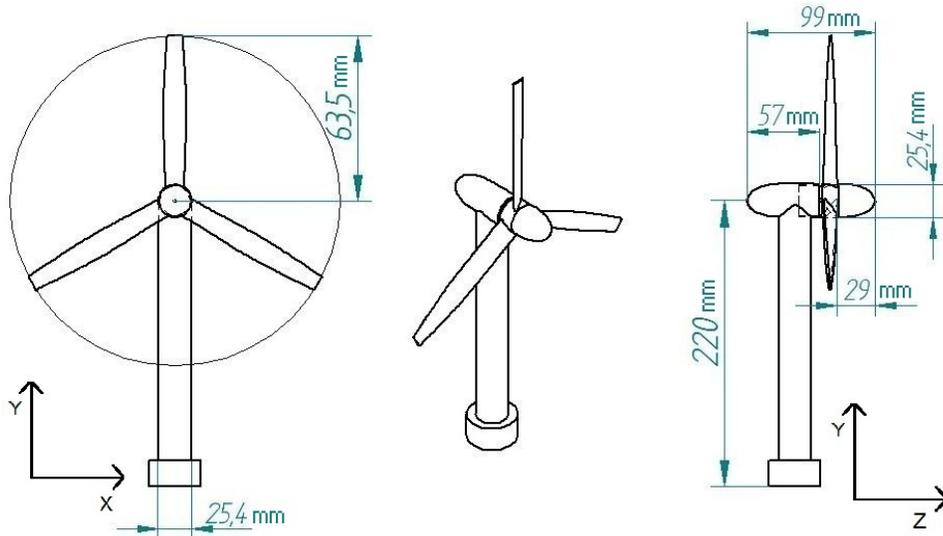


Figura 3.3: Plano del modelo de turbina (Medidas en mm).

En la construcción de la turbina, el elemento principal es el rotor, como fue mencionado anteriormente se utiliza una hélice de 3 aspas con perfil NACA, marca Master Airscrew modelo MA1050T 10x5 3-Blade con un diámetro de 10 pulgadas. Para la torre se utiliza un tubo de aluminio de una pulgada de diámetro.

Para el cubo o HUB y la carcasa del motor se utiliza polietileno de alta densidad, que posee alta resistencia y al mismo tiempo es de fácil maquinado, lo que permite darle la forma elíptica deseada y además hacer el compartimento del generador. Esta forma fue dada mediante torno y siguiendo los valores calculados en Matlab para los diámetros de la curva cada 0.5[mm].

El generador utilizado es un motor DC modelo MDN3BL4DSB extraído de un lector de cd. Este motor es capaz tanto de generar potencia cuando recibe un torque, como de generar un torque cuando recibe potencia eléctrica. En la siguiente sección se hablará más en profundidad acerca de este motor.

### 3.3. Generador DC

Los generadores de corriente continua son en principio iguales a un motor DC. Producen tensión mediante una bobina que gira dentro de un campo magnético. Si una bobina gira entre dos polos fijos la corriente producida circularía en un sentido durante la primera revolución y luego en el sentido contrario durante la segunda mitad. Para evitar este efecto y producir una corriente continua los generadores DC utilizan un conmutador, que consiste básicamente en 2 mitades de anillo fijas y aisladas entre sí, que están

en contacto alternadamente con la bobina, de esta manera se invierte la corriente cada media revolución, el resultado es corriente directa. Sin embargo la corriente entregada, a pesar de ser directa no es continua propiamente tal, sino que tiene un máximo y va disminuyendo hasta hacerse 0 cuando la bobina está en el punto medio entre ambos polos. Entonces la corriente de salida de un generador DC se ve como se muestra en la figura 3.4.

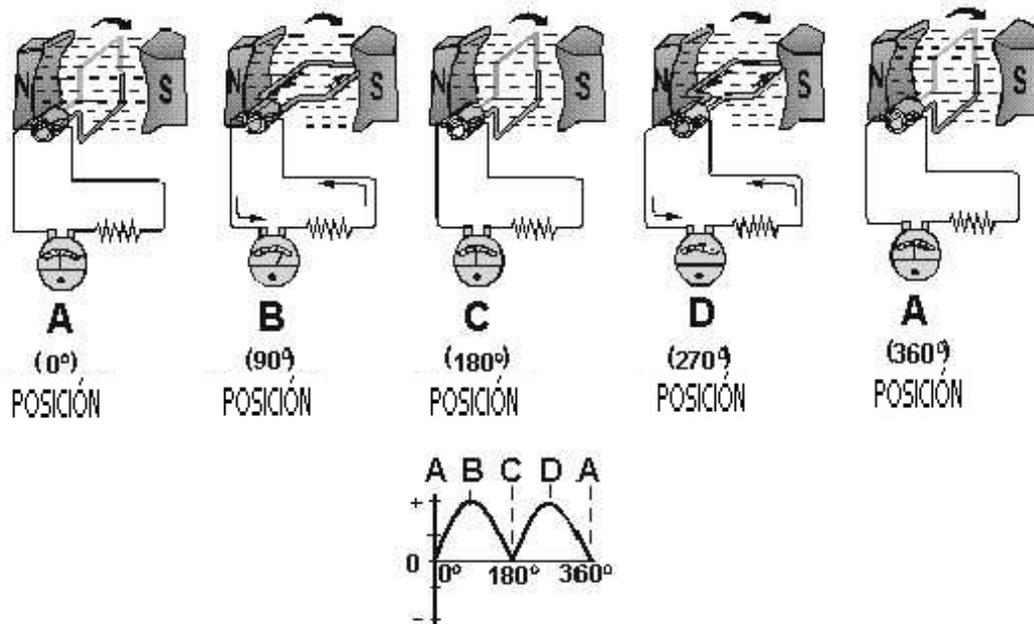


Figura 3.4: Se puede observar un giro completo del generador DC. Se aprecia el cambio de sentido de la corriente en los puntos A y C, este cambio de sentido es corregido por el conmutador. Aún así la corriente es directa, pero no del todo continua, la potencia de salida tiene máximos cuando las delgas pasan por los polos y mínimos cuando están justo entre éstos, esta potencia de salida ondulatoria tiene una frecuencia igual al doble de la frecuencia de giro del generador, esto puede ayudar a detectar la posición angular de la turbina y es una alternativa para lograr la detección síncrona del campo de velocidades en la estela para una posición dada del rotor [13].

Para suavizar esta curva los generadores utilizan en general 4 polos magnéticos en lugar de 2, y además, el anillo conmutador está separado en varias partes (delgas), con esto se obtiene una salida de corriente notablemente mas lineal. Aun así, hay una variación con frecuencia en la entrega de potencia, esta variación será utilizada para conocer la posición angular de la turbina y permitir la detección síncrona de esta posición y el campo de velocidades de la estela.

Dadas las bajas velocidades del viento en el túnel, también se puede aplicar un pequeño voltaje a este generador, de manera de obtener un giro continuo y parejo de la turbina.

### 3.4. Sistema de detección de la posición de la turbina: Láser y Foto-resistencia

Para asegurar la detección de la posición de la turbina de manera infalible, se utiliza un puntero láser de 200[mW] alimentado por una fuente de poder. Este láser apunta a una foto-resistencia inserta en un circuito amplificador en el cual circula una corriente eléctrica dada. El láser es cortado por las aspas de la turbina, lo que provoca una variación resistividad en la foto-resistencia. La señal de salida es adquirida de manera conjunta con la de el anemómetro, esto permite una detección síncrona de la velocidad del aire en la estela correspondiente a cada posición angular específica de la turbina.

A continuación se muestra un esquema de el circuito utilizado para la foto-resistencia.

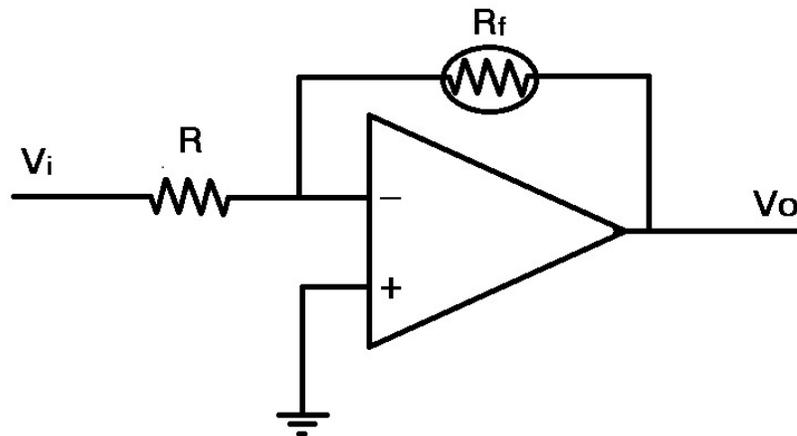


Figura 3.5: Esquema del circuito amplificador: La tensión de salida  $V_o$  es proporcional a  $V_i$ . La constante de proporcionalidad es  $R_f/R$ . Al usar una foto-resistencia en  $R_f$ ,  $V_o$  varía de acuerdo a la luminosidad recibida.

Este circuito amplifica la señal de entrada según la siguiente relación:

$$V_o = V_i \frac{R_f}{R} \quad (3.4)$$

Donde la foto-resistencia  $R_f$  tiene una resistencia variable entre 60[Kohm] sin luz y 4[Kohm] con iluminación.

### 3.5. Sistema de Adquisición de Datos y Electrónica de Medición

#### 3.5.1. Equipos de medición

Para medir la velocidad del aire en la estela se utilizará la técnica de anemometría de hilo caliente. Esta es una técnica comúnmente utilizada para la medición puntual de la velocidad en flujos de gases. Se utiliza como sensor un un delgado filamento (hilo caliente) de platino o níquel, a través del cual circula una corriente eléctrica que lo mantiene a una temperatura mayor a la del fluido, al ser sumergido en el fluido cuya

velocidad se quiere medir, esto genera convección forzada que enfría el hilo y hace variar así su resistencia, por consiguiente, la corriente que atraviesa el hilo es proporcional a la velocidad del viento. La expresión para obtener la velocidad del fluido es la siguiente:

$$E^2 = A + BU^n \quad (3.5)$$

Donde E corresponde a la diferencia de potencial aplicada al filamento,  $U$  es la velocidad del fluido y A,B y n son constantes de calibración (normalmente se utiliza  $n=0.5$ ). Las principales bondades de esta técnica de medición son su rápido tiempo de respuesta, que permite medir fluctuaciones de velocidad con una frecuencia del orden de los KHz, y la capacidad de medición puntual, en un sector muy bien acotado.

Los ventiladores utilizados en el túnel de viento son alimentados mediante una fuente de poder externa regulable, que permite controlar la velocidad del viento. Para poder asociar la frecuencia del variador con la velocidad dentro del túnel, se debe probar con un tubo de pitot y hacer una tabla que relacione ambos datos. El tubo de pitot entrega una diferencia de presión, la cual permite calcular la velocidad del viento mediante el principio de Bernoulli:

$$p_2 - p_1 = \frac{1}{2}\rho(v_1^2 - v_2^2) \quad (3.6)$$

Una vez determinada de manera consistente la velocidad del viento dentro del túnel, se comienza a utilizar el anemómetro de hilo caliente, el cual, como fué dicho anteriormente, entrega como dato una corriente E, y conociendo la velocidad real del viento en el túnel, se pueden determinar las constantes de la fórmula (3.3). Una vez determinadas y calibrado el anemómetro de hilo caliente, se puede medir el campo de velocidades en la estela de la turbina.

La ubicación del anemómetro dentro de la estela será controlada por un sistema con motores paso a paso, los cuales permiten el movimiento del sensor dentro del plano xy tras la turbina, este sistema será controlado por el PC mediante la tarjeta de adquisición de datos A/D DT322. Para cada posición se almacena la velocidad del viento  $U(x,y,t)$ . A continuación en la figura 3.7 se muestra el montaje.

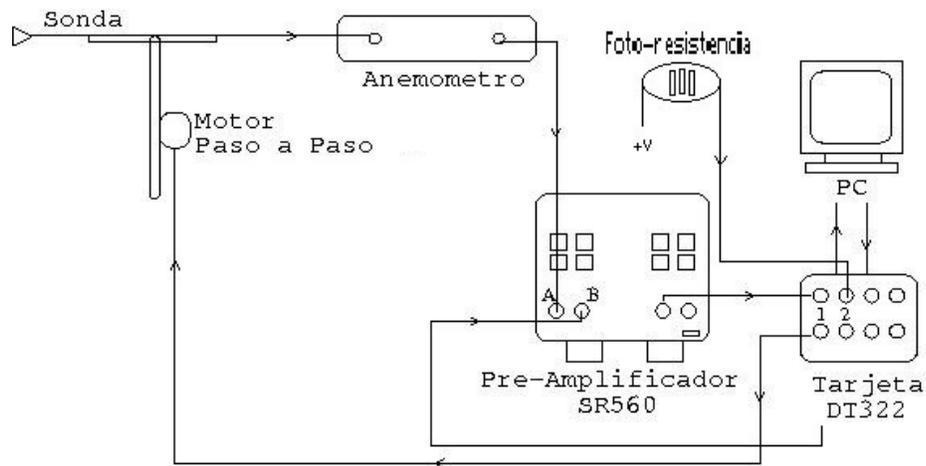


Figura 3.6: Electrónica de Medición. El motor paso a paso que desplaza el anemómetro es controlado por el PC mediante la tarjeta de adquisición de datos A/D DT322. El anemómetro envía la información al pre amplificador de bajo ruido SR 560, paralelamente se aplica un voltaje offset con la finalidad de restar ambas señales y así eliminar la componente DC de la señal, la resta de ambas señales se entrega al canal 1 de la tarjeta de adquisición de datos y finalmente al PC, donde para cada posición se almacena la velocidad del viento  $U(x,y,t)$ . Paralelamente en el canal 2 se recibe la señal de la foto-resistencia, de manera de poder hacer una correlación entre ambos datos

### 3.5.2. Técnica de medición de detección síncrona y montaje experimental

La técnica utilizada consiste en medir de forma síncrona y paralela una serie temporal de 2 segundos de la velocidad de flujo en la estela de la turbina, esto junto con la posición momentánea de la turbina asociada a cada instante de esta serie temporal. Esta acción se realiza para una malla de puntos en un plano transversal de la estela tras la turbina. Teniendo estos datos (velocidad y posición del rotor), mediante un algoritmo creado para el software MatLab, se puede detectar una posición dada de la turbina y aislar los valores de la serie temporal de cada punto que corresponden al momento en que el rotor pasa por dicha posición. En cada serie temporal puntual se encontrarán tantos puntos asociados a dicha posición de la turbina como revoluciones da ésta en los dos segundos de largo de la serie. Promediando éstos puntos se obtiene, para cada punto del plano de corte de la estela, una velocidad promedio en dicho punto asociada a la posición escogida para la turbina. Repitiendo este proceso para todos los puntos medidos se puede obtener un mapa del campo de velocidades instantáneo de la estela para una posición dada del rotor de la turbina.

Para la medición de dicho campo de velocidades, el montaje experimental será el siguiente (Figura 3.7):

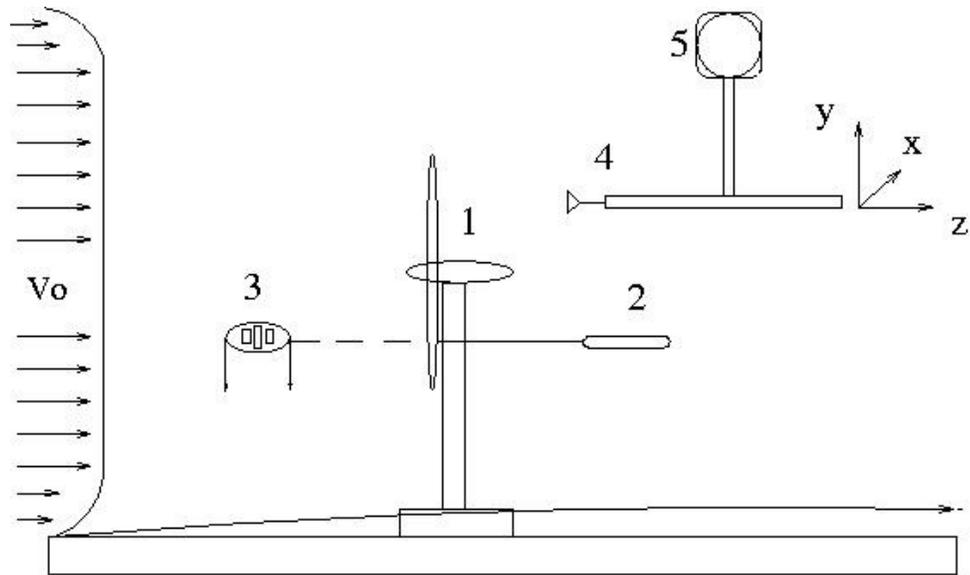


Figura 3.7: Montaje experimental. La turbina se monta en el centro de la sección del túnel de viento, de manera de que reciba un flujo desarrollado y parejo. Tras la turbina se ubica el anemómetro de hilo caliente, el cual recorre el plano XY de la estela, es desplazado punto a punto por un motor paso a paso controlado por la tarjeta de adquisición de datos. El láser es ubicado apuntando a la foto-resistencia y de manera de que sea cortado por las palas del rotor, y así poder detectar la posición del rotor a cada instante. Finalmente el Tubo de Pitot es puesto en un lugar donde no reciba ni genere turbulencias a la turbina. (1) Turbina, (2) Láser, (3) Foto-resistencia, (4) Anemómetro de hilo caliente, (5) Motor paso a paso (sistema automático de posicionamiento).

### 3.6. Calibración

Las primeras mediciones que se realizan son en un punto fijo en el centro del túnel variando la velocidad entre los 0,13 y 0,55 m/s. Se utilizan en el túnel dos vaneómetros, un anemómetro de hélice y el anemómetro hot-wire al mismo tiempo. De esta manera se obtienen datos suficientes para obtener una relación entre varios puntos y los valores entregados por el anemómetro. Con estos datos se efectúa una regresión lineal de manera de obtener en forma precisa las constantes de calibración del anemómetro hot-wire dentro del rango buscado.

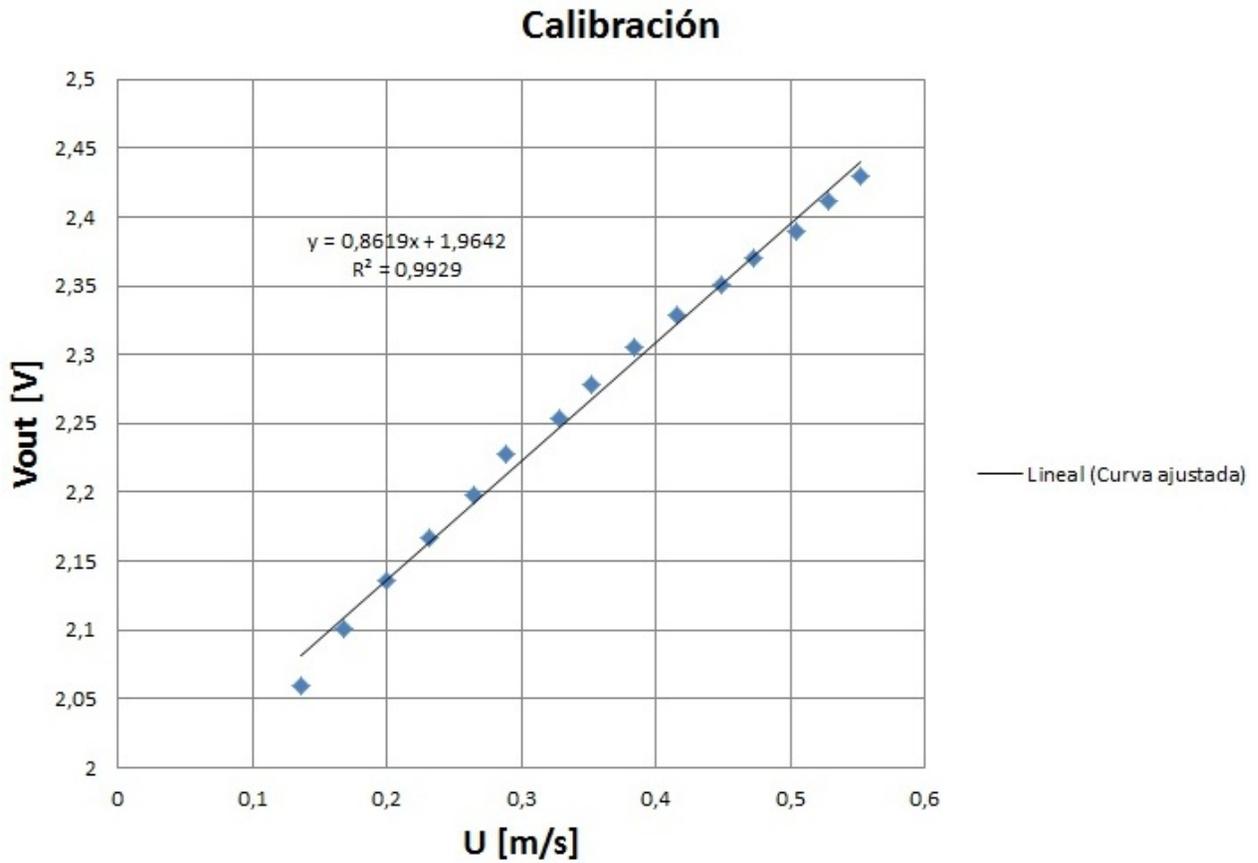


Figura 3.8: Calibración del anemómetro. Se realizó una regresión lineal de los datos obtenidos para así obtener de manera precisa las constantes de calibración para el anemómetro

Las constantes obtenidas se muestran en la figura, y son datos suficientes que determinan la relación entre  $U$  (velocidad del viento) y el voltaje de salida del anemómetro de hilo caliente. Se puede ver además un muy buen ajuste con  $R^2 = 0.9929$ .

Como resultado la relación entre el voltaje medido y la velocidad del aire es la siguiente:

$$U = \frac{[V_a + 1.6]^2 - 1.9642}{0.8619} \quad (3.7)$$

donde  $V_a$  es el voltaje de salida entregado por el anemómetro.

### 3.6.1. Capa Límite

Para asegurarse de que la capa límite de las paredes del túnel no afecte los resultados del experimento, se fija la velocidad en el túnel a 0.4m/s y luego se hace una medición de la velocidad del fluido cada 1mm desde una distancia de 10mm de la pared hasta 60mm de distancia, de esta manera se puede graficar el perfil de velocidad y así asegurarse de que la capa límite no está afectando los resultados en la zona de la estela.

Se muestra en la siguiente imagen el área A, donde se ve una línea punteada que muestra la línea de medición de la capa límite.

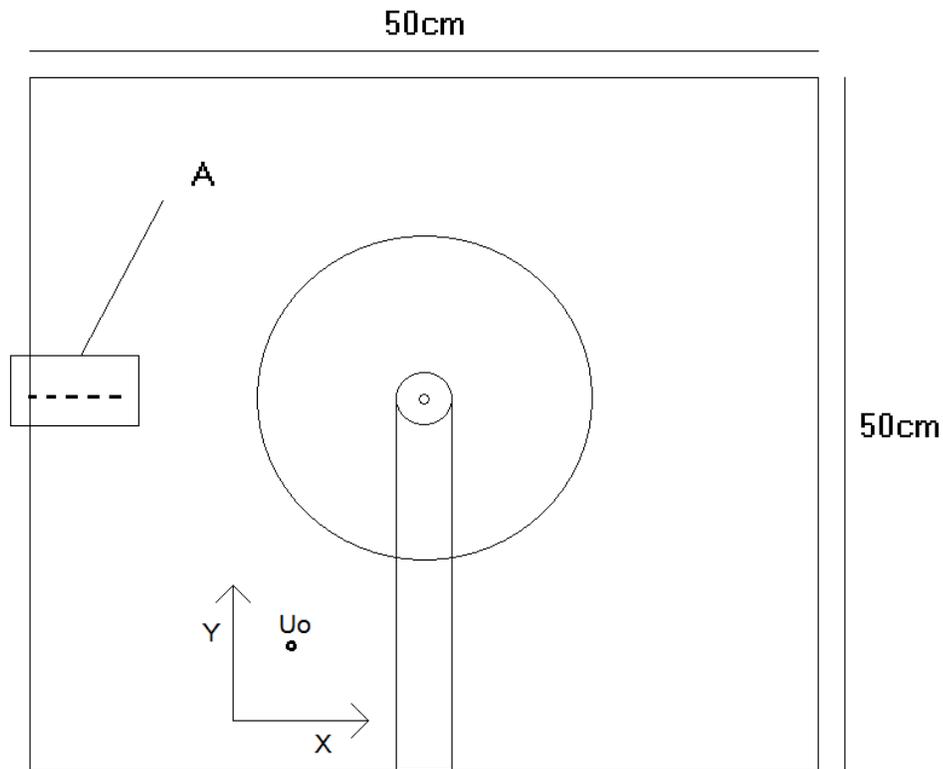


Figura 3.9: Sector de medición de la capa límite.

A continuación se muestra la curva de velocidades obtenida. Se aprecia la típica forma de capa límite y el punto donde comienza a estabilizarse.

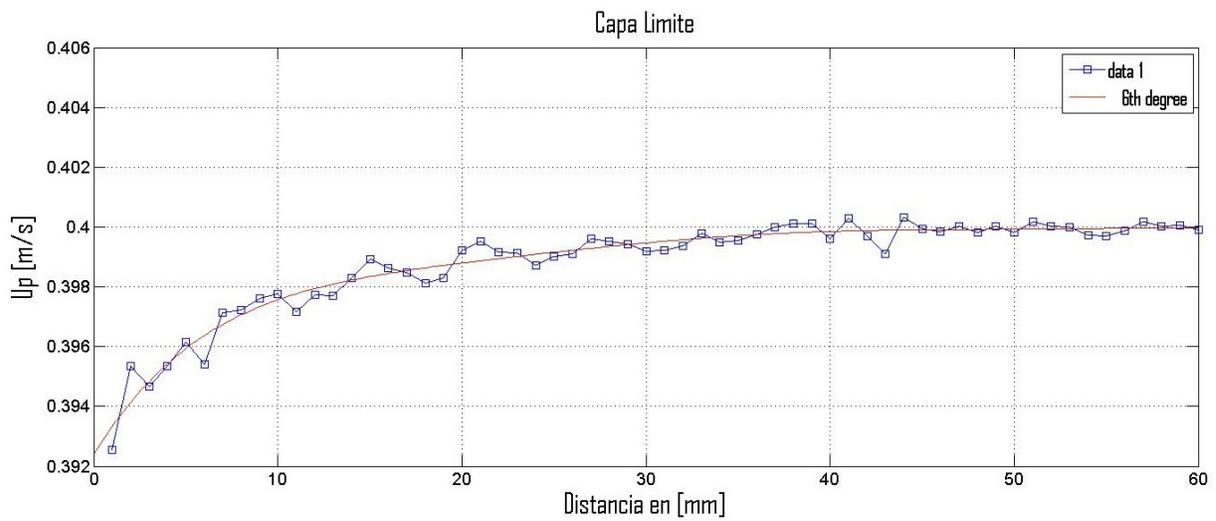


Figura 3.10: Capa límite en el Túnel de Viento.

Se puede observar el perfil de velocidades desde una distancia de 10[mm] desde la pared del túnel hasta 60mm. Se desprende de este perfil que la capa límite se extiende solo hasta una distancia de 50[mm] y por lo tanto no estaría afectando las mediciones ni la estela de la turbina. Recordando que el túnel tiene un ancho y alto de 500[mm] y la turbina tiene un radio de 125.4[mm].

# Capítulo 4

## Mediciones

En este capítulo se irán presentando los resultados desde lo más simple a lo más complejo, es decir desde las primeras mediciones puntuales de la velocidad de flujo en la estela hasta finalmente llegar a presentar los campos de velocidad síncronos obtenidos para un plano de corte transversal de ésta.

Esta presentación de los resultados se hará de forma explicativa, de manera de ir dando a entender detalladamente el proceso de toma y tratamiento de datos junto con el método experimental utilizado.

### 4.1. Secuencia de mediciones

La secuencia seguida para la toma de mediciones fue la siguiente:

- 1 Pruebas de generación.
- 2 Medición de series temporales de velocidad de fluido en puntos singulares de la estela.
- 3 Medición 1D de perfil de la estela a través del centro de ésta.
- 4 Medición 2D de plano de velocidad en la estela.
- 5 Medición 2D síncrona de velocidad en la estela.

### 4.2. Pruebas preliminares

#### 4.2.1. Pruebas de generación

Como primer experimento, se realizaron pruebas de generación con la turbina para probar el generador DC. Para esto se midió el voltaje de salida de la turbina ( $V_{out}$ ) a distintos regímenes del túnel de viento, luego, se aplicó la transformada de fourier a las señales adquiridas para ver los espectros en frecuencia de éstas, y relacionarlos con las RPS a las que está girando la turbina en cada caso. Primero se realiza una prueba simple de generación para observar la forma de la señal de salida.

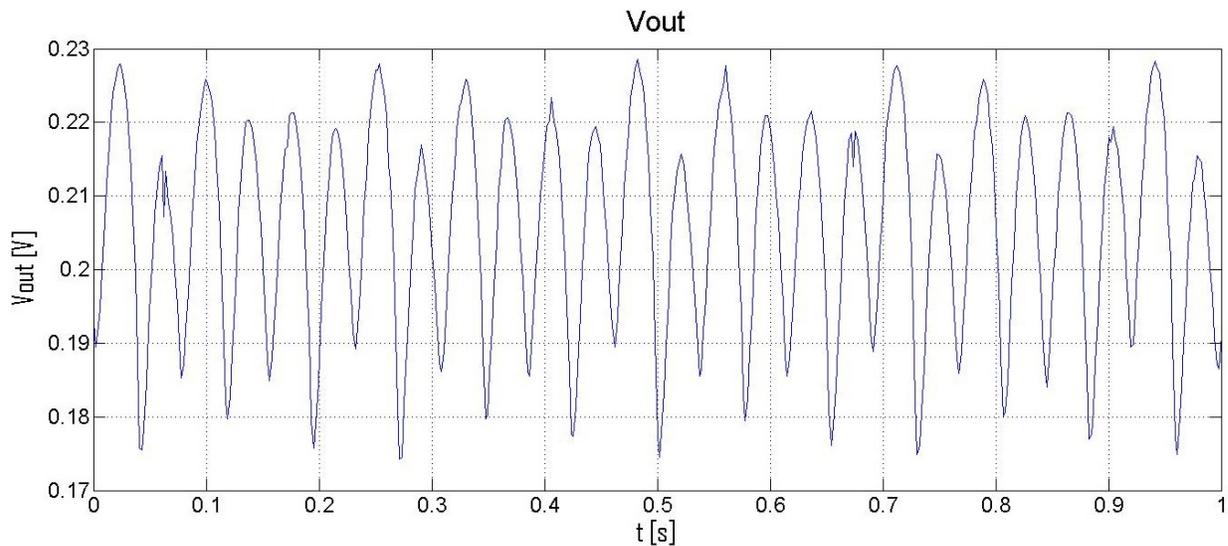


Figura 4.1: Se puede ver la señal siempre positiva para el generador DC. Además se aprecia una disparidad regular en los peaks, lo que se atribuye a alguna desigualdad en los campos del motor utilizado o a un posible desbalanceo en el rotor de la turbina, de todas maneras se pueden contar unos 26 peaks por segundo, lo que nos indica que la turbina está girando a unas 6.5[RPS] si dividimos por los 4 polos del generador. Esta prueba se realizó con una velocidad del viento de unos 2[m/s].

En la figura anterior se aprecia la señal siempre positiva para el generador DC como era de esperarse. Además una disparidad regular en los peaks atribuida a alguna desigualdad en los campos del motor utilizado o a un posible desbalanceo en el rotor de la turbina. Se pueden contar unos 26 peaks por segundo, lo que nos indica que la turbina está girando a unas 6.5[RPS] si dividimos por los 4 polos del generador. Esta prueba se realizó con una velocidad del viento de unos 2[m/s].

Se realiza la misma prueba para distintos niveles de potencia del túnel, y luego se grafica el espectro en frecuencia de las señales obtenidas, con esto se logra relacionar la velocidad del viento con las [RPS] de la turbina.

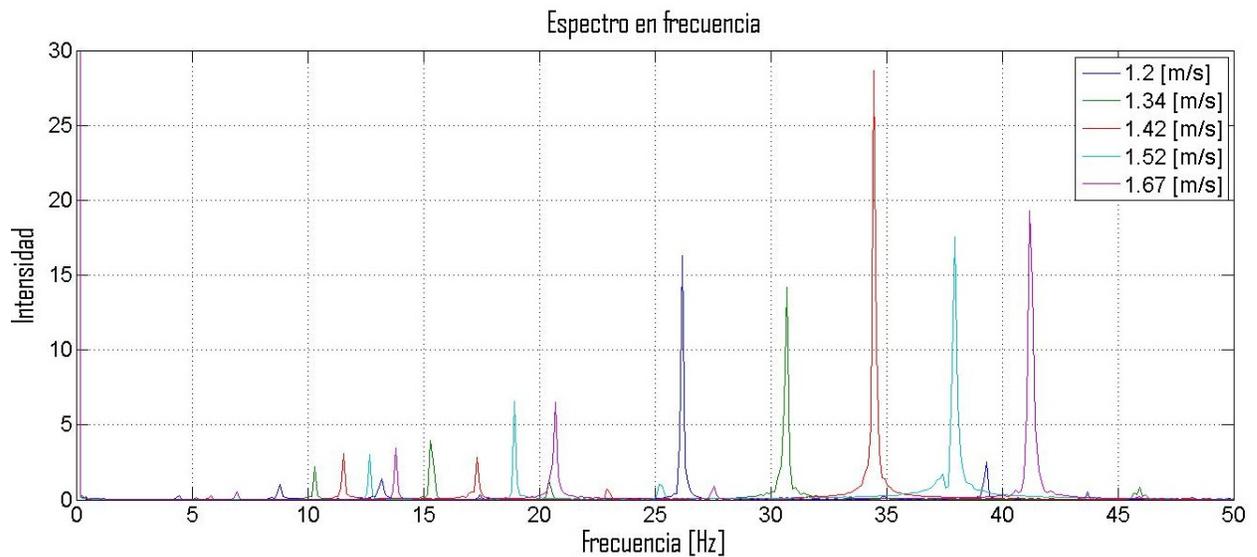


Figura 4.2: Espectro en frecuencia de la señal de salida del generador para distintas velocidades de flujo. Se ven claramente las señales mas fuertes, estas corresponden a los peaks mostrados en la imagen, y al dividir estas frecuencias por 4 se obtienen las [RPS] de la turbina a cada una de estas velocidades, se ven también otros peaks no despreciables, estos corresponden a las diferencias vistas entre los campos del generador.

De la imagen se desprende principalmente la frecuencia de giro de la turbina, esto es, el mayor de los peaks para cada curva dividido por 4, esto es; 6.5[RPS] para la curva de 1.2[m/s], 7.75[RPS] para la curva de 1.34[m/s], 8.67[RPS] para la curva de 1.42[m/s], 9.5[RPS] para la curva de 1.52[m/s], 10.6[RPS] para la curva de 1.67[m/s]. Además se pueden ver peaks importantes en  $1/3$  y  $1/2$  de las frecuencias principales, posiblemente esto se deba a la disparidad regular mencionada en los polos del motor y a un desbalanceo en la turbina.

#### 4.2.2. Pruebas de potencia

Para entender el comportamiento de esta turbina bajo distintas condiciones en el túnel de viento, se hacen pruebas de generación a distintas velocidades de flujo de aire, desde 0.5 hasta  $3[\frac{m}{s}]$ , se le aplican distintos voltajes al generador DC y se mide la potencia que está consumiendo para distintas velocidades del aire (U), esto con la finalidad de ver la forma de la curva de consumo de potencia a medida que varía U. A continuación se muestran los datos obtenidos.

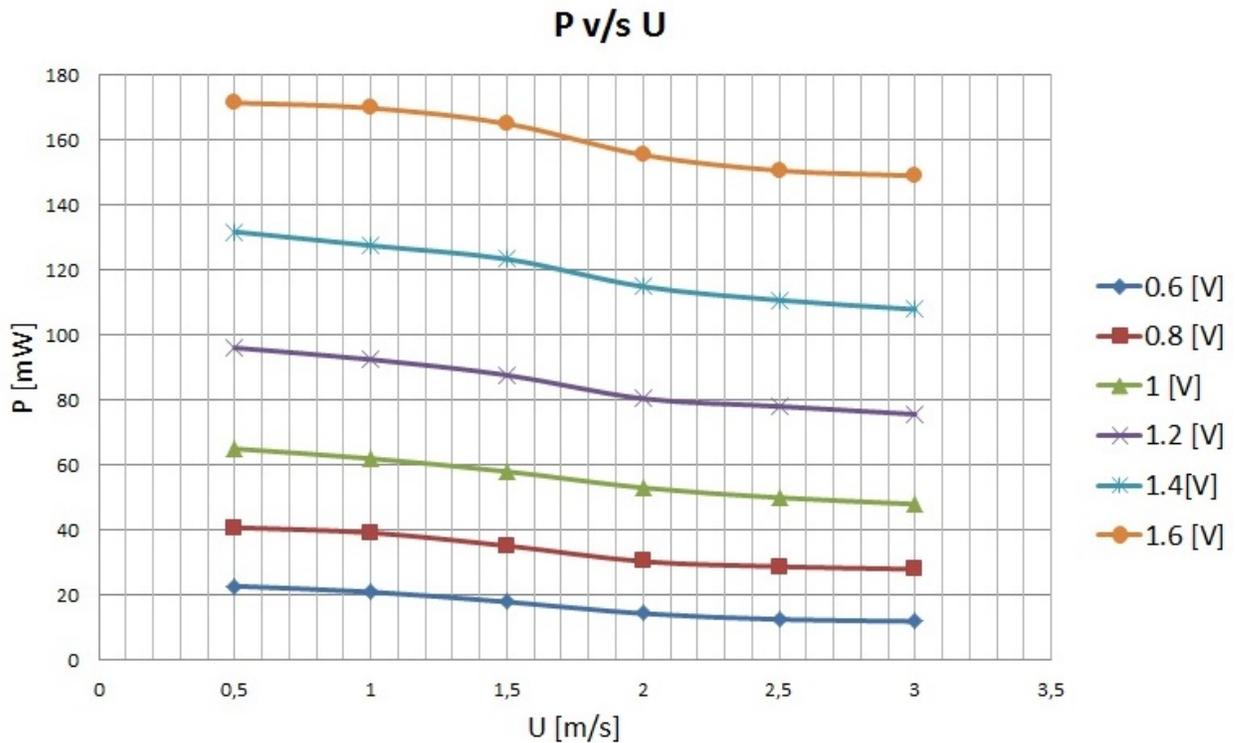


Figura 4.3: Potencia consumida v/s velocidad de flujo (U). Se aplican distintos voltajes al motor DC de la turbina y se varía la velocidad del viento (U), y se almacenan datos de la potencia consumida por la turbina. Se aprecia la forma 'S' característica de la potencia en turbinas eólicas pero esta vez invertida, esto se debe a que es una curva de potencia consumida en lugar de potencia entregada.

En la figura se aprecia la típica forma 'S' de la curva pero invertida, esto se explica en el hecho de que es una curva de consumo de potencia y no de entrega de potencia. La forma 'S' de la curva, al igual que en las de entrega de potencia, tiene una explicación lógica, a bajas velocidades de aire, no se crea un diferencial de presión suficiente entre las caras de las palas, por lo que no hay sustentación, y la generación de potencia es muy baja. A medida que la velocidad del fluido comienza a incrementar, este diferencial comienza a crecer, y a generar cada vez mayor sustentación en las palas, por lo que la generación de potencia crece rápidamente, sin embargo, llega un límite en el cual demasiada velocidad del aire comienza a generar desprendimientos de capa límite en el perfil de las palas y ocurren pérdidas de sustentación o 'stall' en inglés. Cuando esto ocurre deja de incrementarse la potencia producida y la curva deja de crecer y adquiere su forma característica. Si la velocidad del flujo siguiese incrementando, llega un punto en que las inestabilidades del flujo son tan importantes que causan vibraciones y fuerzas extremas en las palas de la turbina, por lo que los grandes aerogeneradores por lo general tienen un límite de velocidad de aire aceptable llamado 'cut out speed' o velocidad de corte, en la cual la turbina se frena automáticamente y deja de trabajar para evitar peligros de falla.

A continuación se muestra otro gráfico obtenido de estas pruebas, para el cual se elige una potencia constante en la turbina (50[mW]) y se grafican las RPS para distintas velocidades de flujo de aire  $U_0$ .

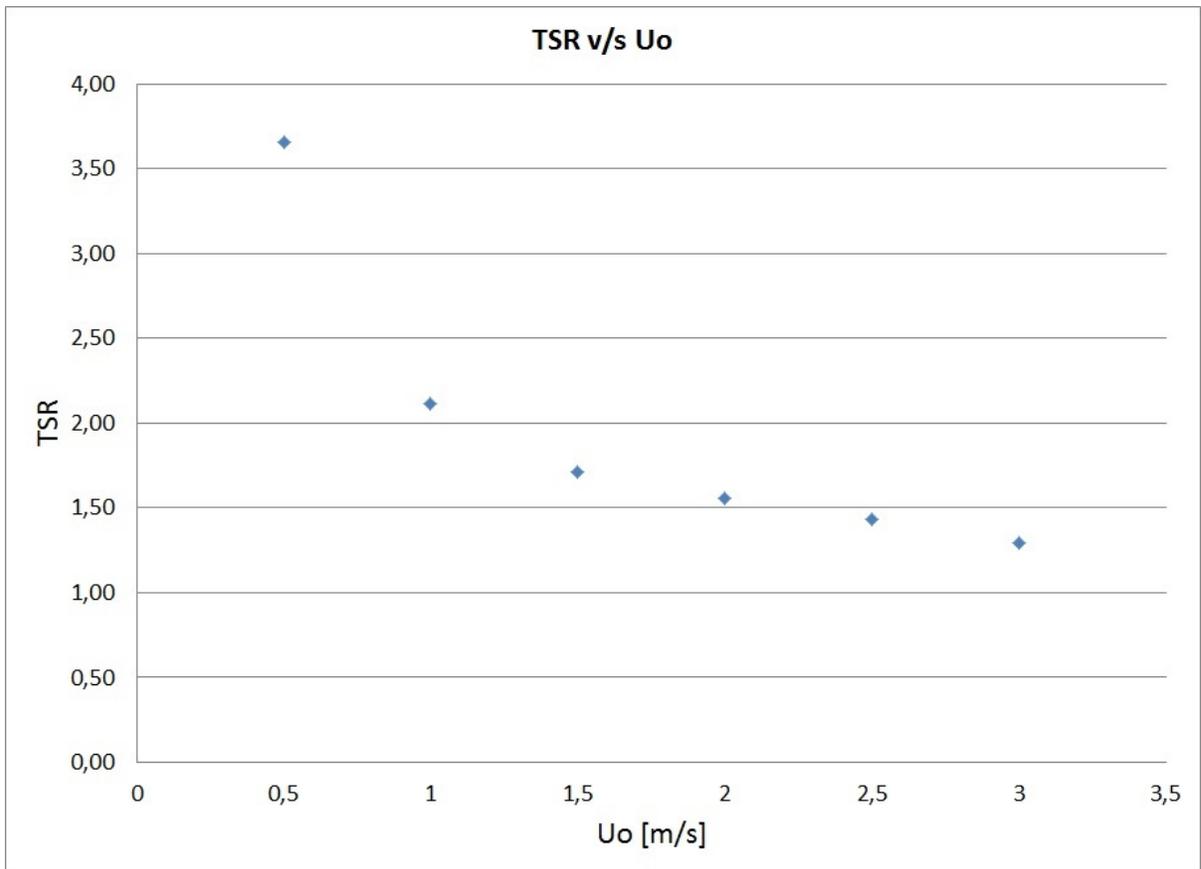


Figura 4.4: TSR v/s  $U_0$ . (Recordar que TSR es el cuociente entre la velocidad en la punta de las palas y  $U_0$ , cabe destacar que la velocidad en la punta de las palas es directamente proporcional a las RPS ya que el radio es una constante) Se observa una correlación creciente entre TSR y  $U_0$  a medida que crece  $U_0$ . Esto se debe a que a bajas velocidades de flujo no hay suficiente sustentación en las palas del rotor, por lo que una variación de  $U_0$  no afecta las RPS de la turbina, que son mayoritariamente dependientes de la potencia aplicada, esto resulta en un TSR decreciente con el crecimiento de  $U_0$ . Sin embargo, al crecer la velocidad del flujo se genera sustentación, y  $U_0$  comienza a influir directamente en las RPS, por lo que TSR comienza a ser constante, ya que hay una relación lineal entre ambas variables RPS y  $U_0$ . En el final de la curva se ve que esta relación lineal comienza a perderse, lo que tiene explicación en los crecientes niveles de turbulencia y roce con el aire a mayores RPS, dichas condiciones comienzan a ser significativas y se pierde la relación lineal entre  $U_0$  y las RPS.

Recordando que TSR (tip speed ratio) se define así:

$$TSR = \frac{V_t}{U_0} \quad (4.1)$$

Siendo  $V_t$  la velocidad en la punta de la pala, cabe destacar que este valor es directamente proporcional a las RPS ya que el radio es una constante.

Se observa en la imagen una correlación creciente entre TSR y  $U_0$  a medida que crece  $U_0$ . Esto se debe a que a bajas velocidades de flujo no hay suficiente sustentación en las palas del rotor, por lo que las RPS son mayoritariamente dependientes de la potencia aplicada, por lo tanto una variación de  $U_0$  no influirá en ellas. Esto resulta en un TSR decreciente con el crecimiento de  $U_0$  y RPS con poca variación.

Sin embargo, al crecer la velocidad del flujo se genera sustentación, y  $U_0$  comienza a influir directamente en las RPS, por lo que TSR comienza a ser constante, ya que hay una relación lineal entre ambas variables RPS y  $U_0$ .

En el final de la curva se un leve decrecimiento, lo que tiene explicación en los crecientes niveles de turbulencia y roce con el aire a mayores RPS, dichas condiciones comienzan a ser significativas y se pierde la relación lineal entre  $U_0$  y las RPS.

### 4.3. Primeras mediciones

#### 4.3.1. Series Temporales Puntuales

Una vez determinadas las constantes de calibración del anemómetro y las condiciones de capa límite en el túnel, se procede a tomar las primeras mediciones. Para comenzar, con una velocidad media del viento de 0.42 [m/s] en el túnel con lo cual la turbina gira a unas 3.3[RPS]. Se hacen mediciones en distintos puntos (1, 2, 3 y 4 de la Figura) tras la turbina a una distancia de (a) 300mm y (b) 65mm. En cada punto se toma una serie temporal de 2[s] con una frecuencia de 1024 datos por segundo. A continuación se muestra un diagrama de las posiciones de los puntos y luego las series temporales de velocidad para cada punto.

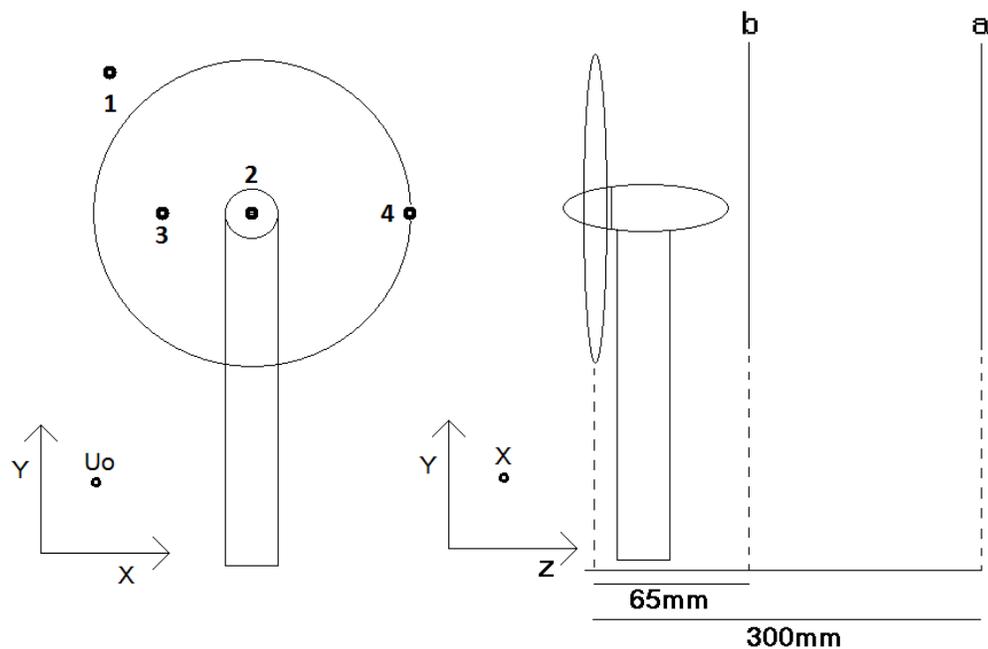


Figura 4.5: Se muestran los puntos de medición 1, 2, 3 y 4 junto con los planos de medición a y b.

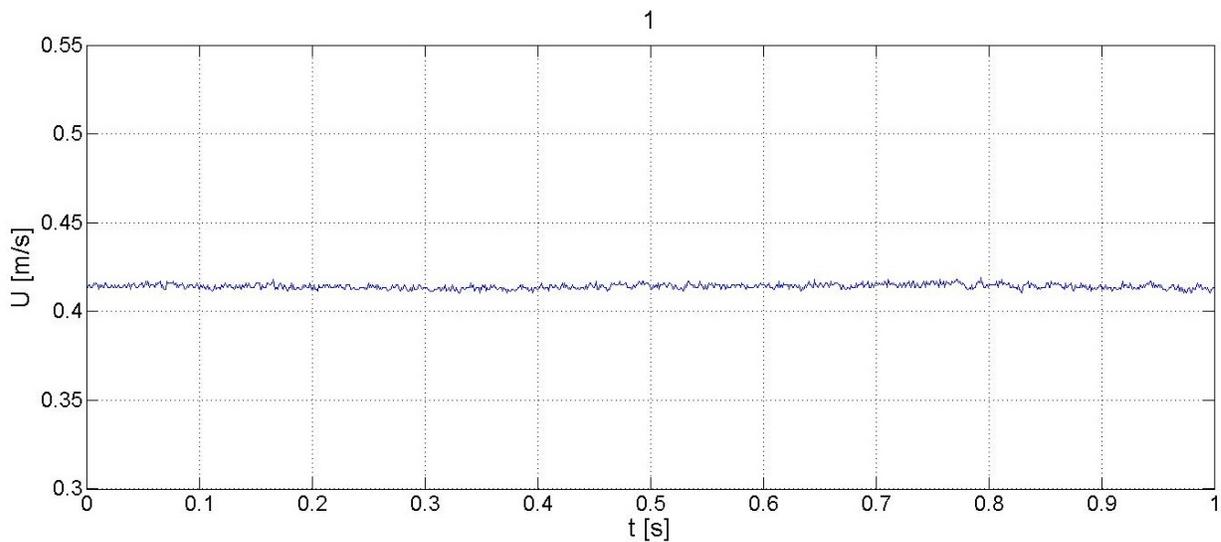


Figura 4.6: Medición en el punto 1, fuera de la estela a 65mm tras el rotor, se observa un flujo estable corriendo a 0.42[m/s], se cumple que el punto no está dentro de la capa límite ya que la velocidad promedio en éste es la misma que la media del túnel y además no se observan fluctuaciones.

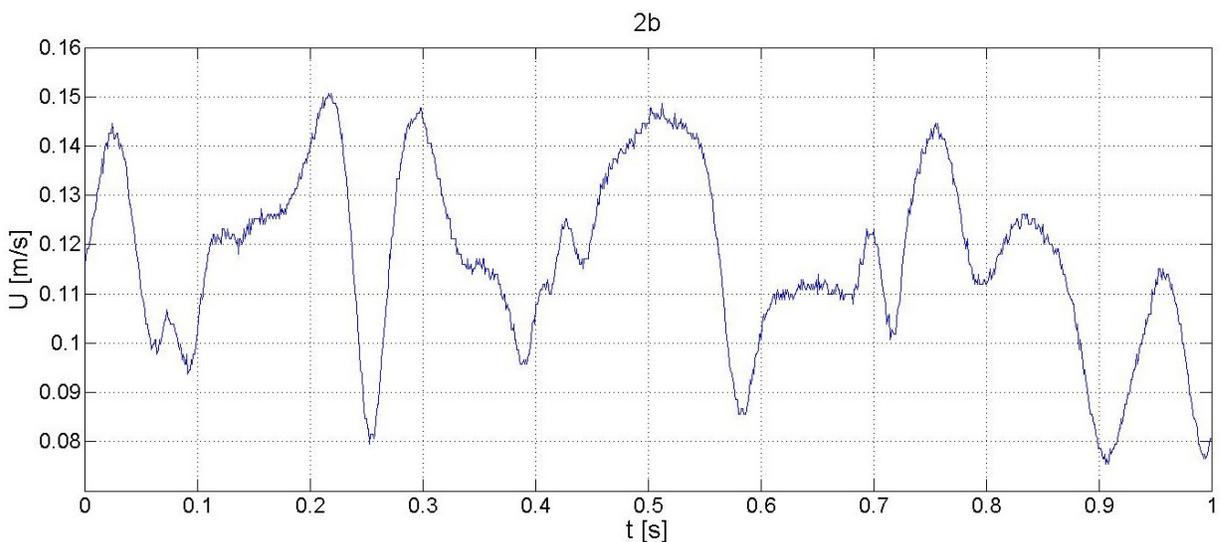


Figura 4.7: Punto 2, 65mm tras el centro del rotor, la velocidad es baja por encontrarse tras el cuerpo del generador, se observa gran variabilidad en la velocidad provocada por la carcasa del generador a pesar de que se fabricó una carcasa con perfiles elípticos tanto de entrada como de salida, esto se adjudica a la acción del rotor, ya que el perfil de la carcasa recibe un flujo muy inestable debido al giro del rotor por lo que la estela no puede ser estable. Además de esto, se observa que la curva de velocidad no es redondeada sino que tiene forma de sierra, con una gran cantidad de pequeñas y rápidas fluctuaciones que son un indicativo de turbulencia en el flujo.

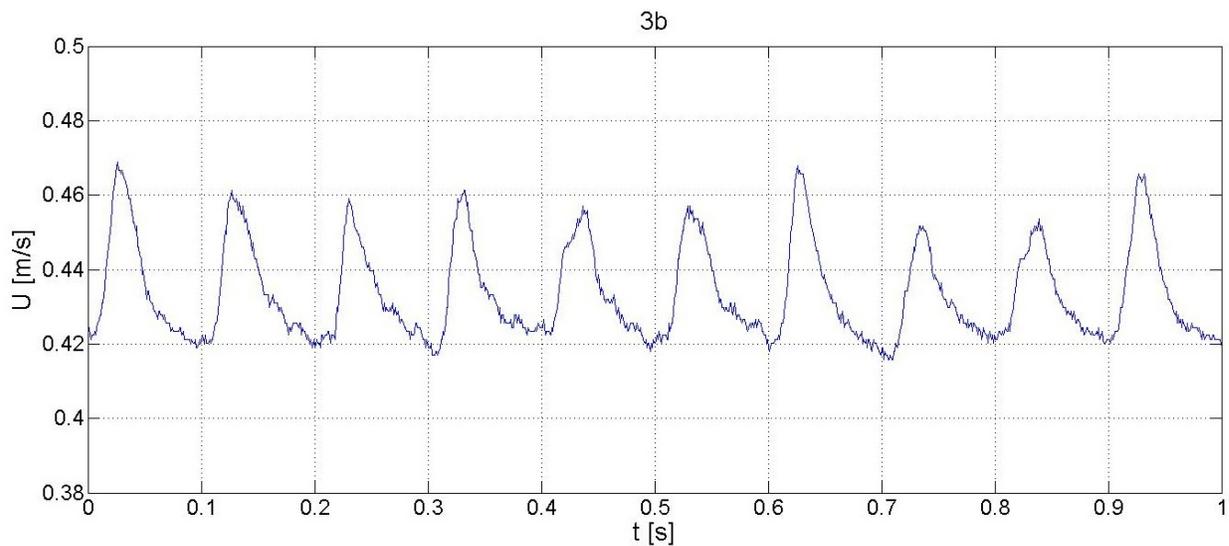


Figura 4.8: Punto 3b, a  $r/2$  del centro y 65mm tras el rotor. Se observa una periodicidad casi perfecta de la variación velocidad del viento en la estela, esta periodicidad corresponde al paso de cada una de las aspas del rotor y las vorticidades que se generan en el borde de salida de ésta.

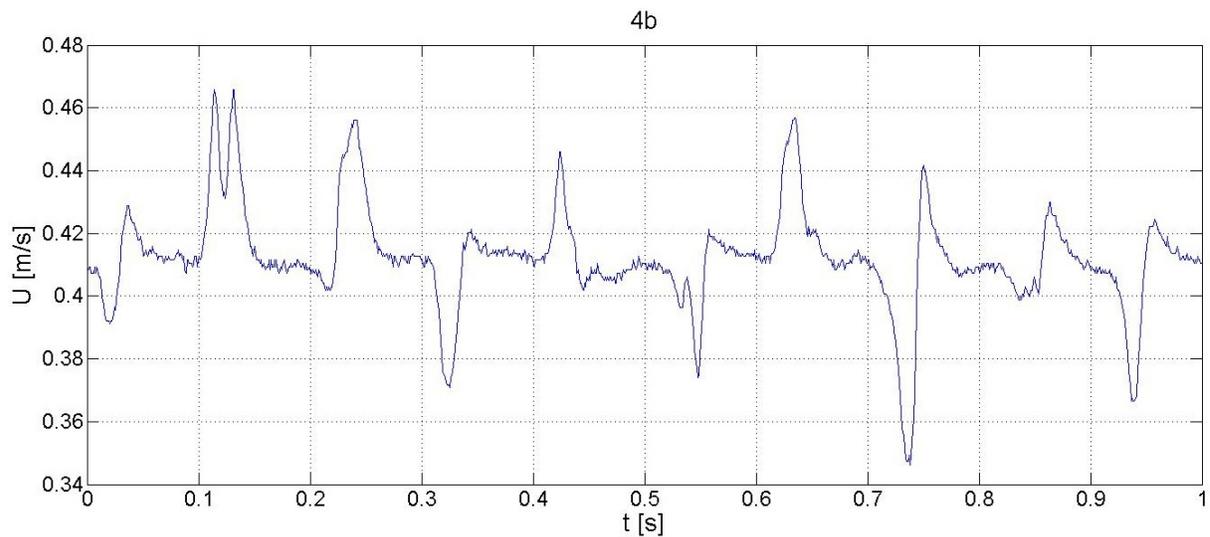


Figura 4.9: Punto 4b, en el borde de la estela, a una distancia  $r$  del centro del rotor y 65mm tras éste, también se observa periodicidad pero a diferencia del punto 3b, se ve una mayor variación y varianza en la velocidad del fluido, esto puede deberse a los “Tip vortex” o vórtices de punta que teóricamente deberían encontrarse en ese sector. Estos vórtices tienen componentes rotacionales que se ven como alzas y bajas de velocidad con respecto a la velocidad media del fluido.

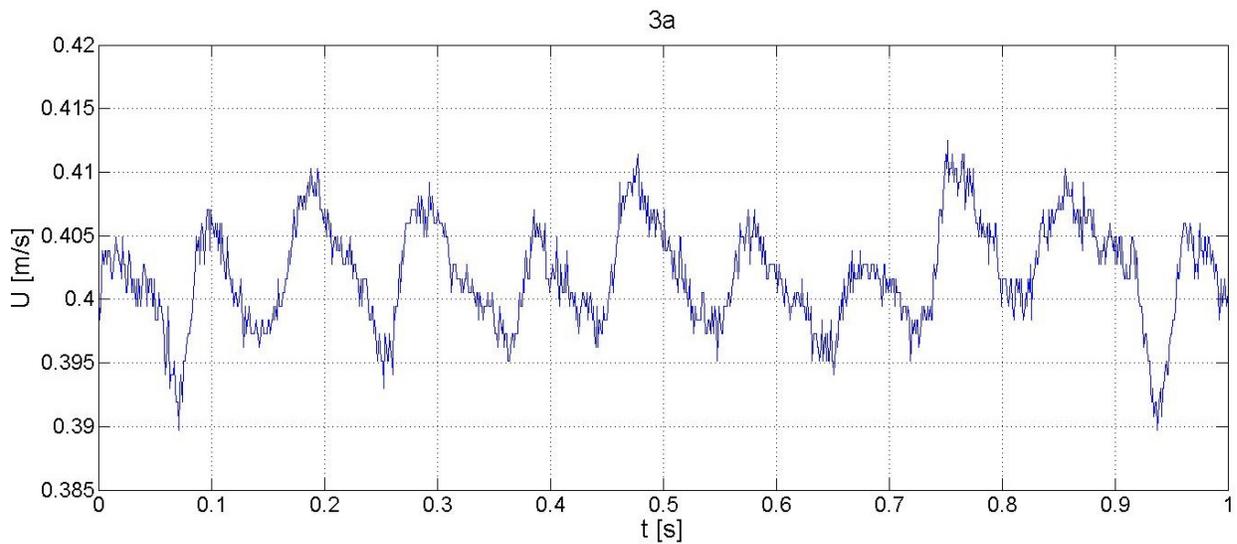


Figura 4.10: Punto 3a, la misma ubicación del punto 3b pero 300mm tras el rotor. Se observan fluctuaciones similares a 3b aunque algo menores ya que los vórtices pierden su intensidad y además se concentran en los bordes de la estela, atraídas por los vórtices de punta de pala que son más fuertes. Además, se pierde la periodicidad perfecta, esto se atribuye a que la estela no es estable, sino que se deforma a medida que viaja en el fluido, ya que algunas turbulencias se atraen entre sí y otras se repelen.

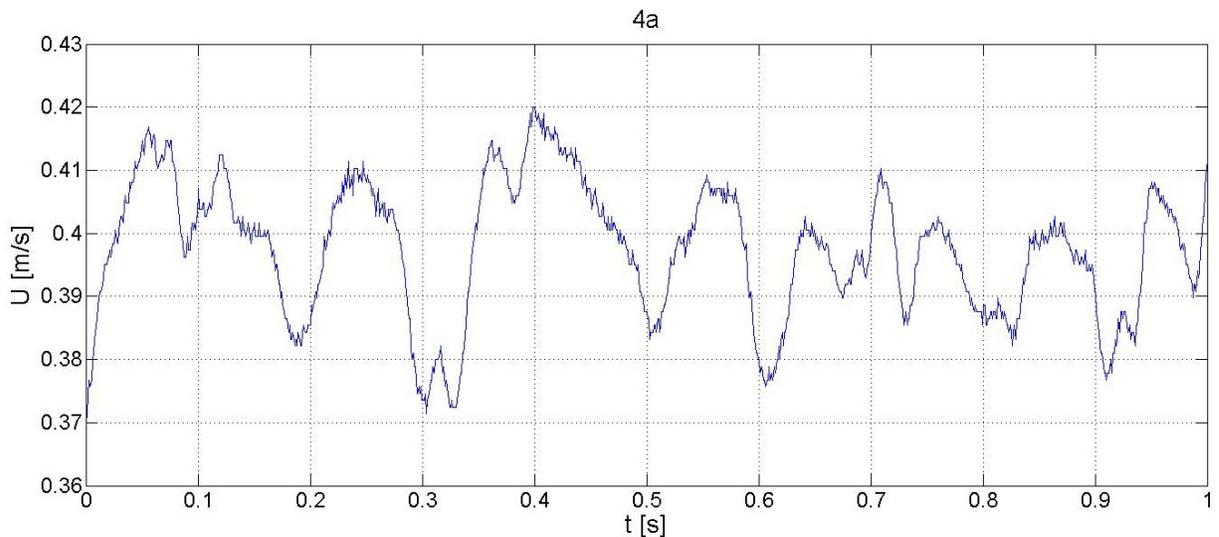


Figura 4.11: Punto 4a, en el borde de la estela, a una distancia  $r$  del centro del rotor y 300mm tras éste. Al igual que con 3a y 3b, este punto se ve similar a 4b pero se pierde la periodicidad y algo de la intensidad de las fluctuaciones de velocidad.

En las figuras anteriores se marcan las características principales de la estela. Es un fenómeno acotado, que no altera el fluido mas allá de su frontera como se puede ver en el punto 1. Tras la carcasa del generador se produce una zona de baja velocidad y un flujo bastante inestable a pesar del perfil aerodinámico de la misma, causado principalmente por la acción del rotor en el flujo alrededor de la carcasa. En los bordes de la

estela se aprecian claramente los vórtices de punta, que por sus componentes rotacionales se presentan como alzas y bajas de velocidad con respecto a la media, muy presentes incluso a una distancia de  $1.2D$  del rotor. Se muestran además los vórtices del borde de salida de las palas muy presentes en la estela cercana, que van perdiendo intensidad a medida que aumenta la distancia recorrida. Se ve una periodicidad casi perfecta en los fenómenos cercanos al rotor, esta periodicidad se va perdiendo a medida que la estela recorre su camino, los vórtices consecutivos interactúan entre sí, atrayéndose o repeliéndose, amplificándose o restándose, lo que resulta en una estela menos periódica y desordenada a una mayor distancia del rotor. La estela no es un fenómeno estable sino que sus partes interactúan entre sí y ésta se va deformando en su camino.

### 4.3.2. Espectro en frecuencia de la velocidad

A modo de análisis del nivel de turbulencia visto en distintos puntos de la estela, se muestra un gráfico del espectro en frecuencia de la velocidad, para observar las fluctuaciones de  $U$  en un amplio intervalo de frecuencias.

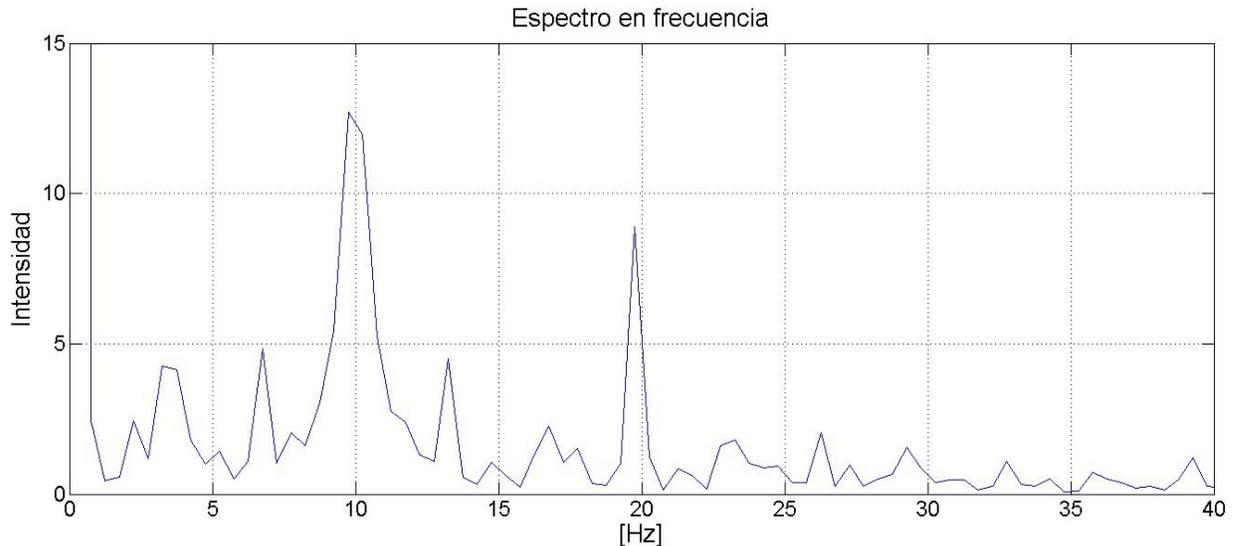


Figura 4.12: Espectro en frecuencia de un punto a  $r/2$  del centro de la estela, 65mm tras el rotor. Se puede observar el mayor de los peacks en 10[Hz], que corresponde justamente a el paso de las 3 aspas a 3.3[RPS] de la turbina, también aparece un peack apreciable en 20[Hz], una señal armónica de  $2 \times 10$ [Hz] que típicamente se asocia a un desbalanceo en el rotor de la turbina . Además, se observa un apreciable nivel de componentes de alta frecuencia, lo que es un indicativo de flujo turbulento.

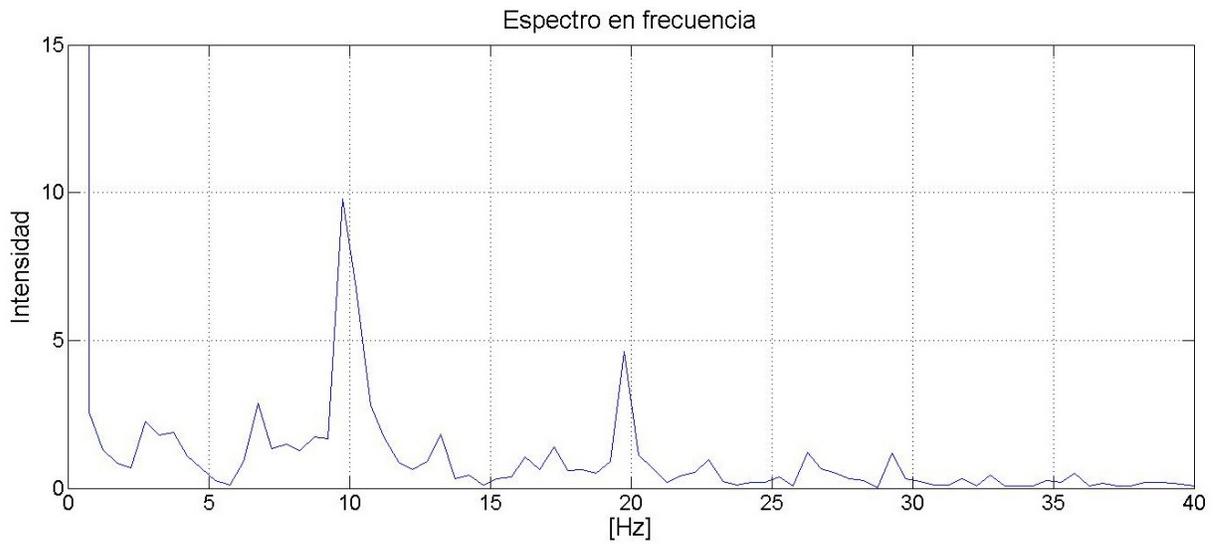


Figura 4.13: Espectro en frecuencia de un punto a  $r/2$  del centro de la estela, 300mm tras el rotor. Al igual que en la imagen anterior se observan notoriamente los 10 y 20[Hz] correspondientes a las palas del rotor y su armónico, pero además se observa una disminución de las componentes de alta frecuencia, lo que nos insinúa que el flujo se va haciendo menos turbulento

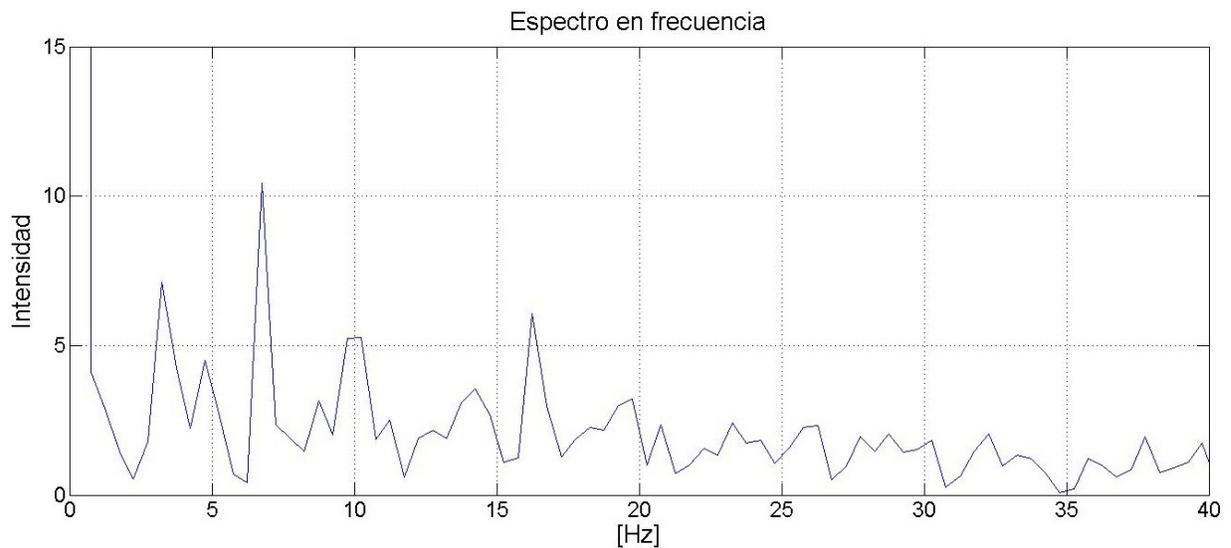


Figura 4.14: Espectro en frecuencia de un punto en el borde de la estela, 65mm tras el rotor. Se observan componentes importantes a lo largo de todo el espectro de frecuencias y se camuflan los 10[Hz] del paso de las aspas, esto podría explicarse por la gran magnitud de los vórtices de punta, que permanecen presentes entre el paso de una y otra aspa.

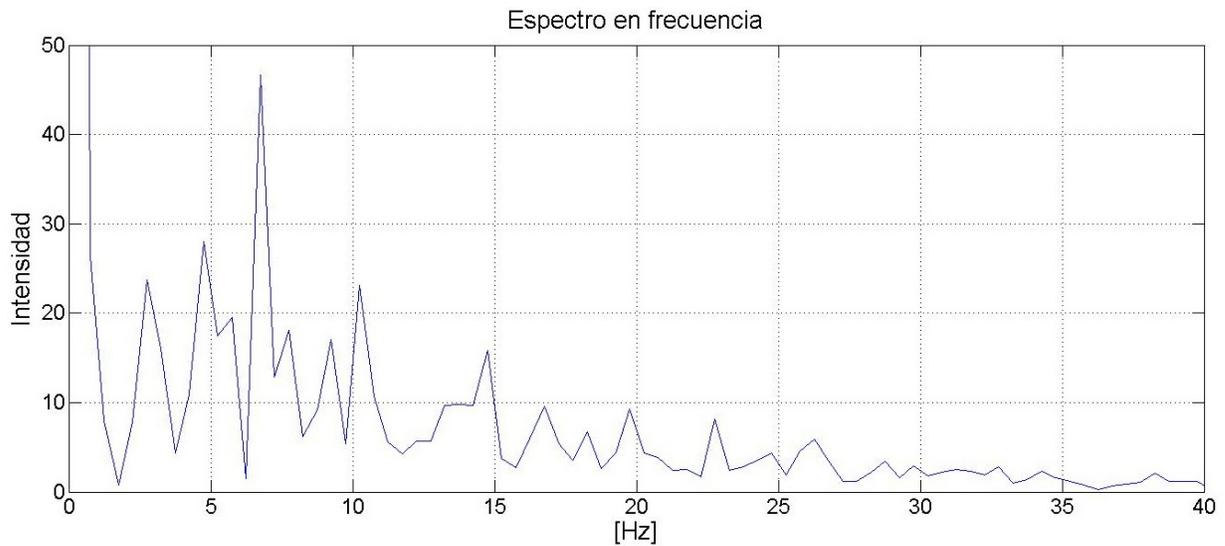


Figura 4.15: Espectro en frecuencia de un punto en el centro de la estela, 65mm tras el rotor. En este caso no se distinguen los 10[Hz] de las aspas de la turbina ya que éstas no pasan por el centro de la estela, sin embargo se ve que el nivel de intensidad de las componentes hasta los 35[Hz] es mayor que en el resto de los puntos, debido a las grandes variaciones en la velocidad de flujo en este punto.

### 4.3.3. Perfiles de Velocidad en la Estela

Para comenzar a comprender de mejor manera la estructura de la estela, a continuación se realizaron barridos horizontales a través del ancho de la estela, midiendo la velocidad punto a punto en la estela cada 3mm ( $dx = 3mm$ ), tomando nuevamente una serie temporal de 2[s] en cada punto, a distintas alturas, y al igual que antes, a las distancias de 65mm y 300mm medidas desde el rotor. Para cada punto se promedia la velocidad y se obtiene  $U_p$  (promedio temporal de  $U$  en un punto dado), luego se grafican estos promedios de cada punto en un perfil de 100 puntos a lo ancho del rotor ( $X$ ).

$$U_p = \langle U_x(t) \rangle \quad (4.2)$$

Siendo  $U_x(t)$  la velocidad en el punto  $x$  en el tiempo  $t$ .

Los primeros dos perfiles son tomados a la altura del eje de la turbina, los dos siguientes son tomados 75mm por sobre la altura del eje. A cada una de estas alturas de medición, además se midió a las distancias de 65mm y 300mm tras el rotor. A continuación se muestran las gráficas obtenidas.

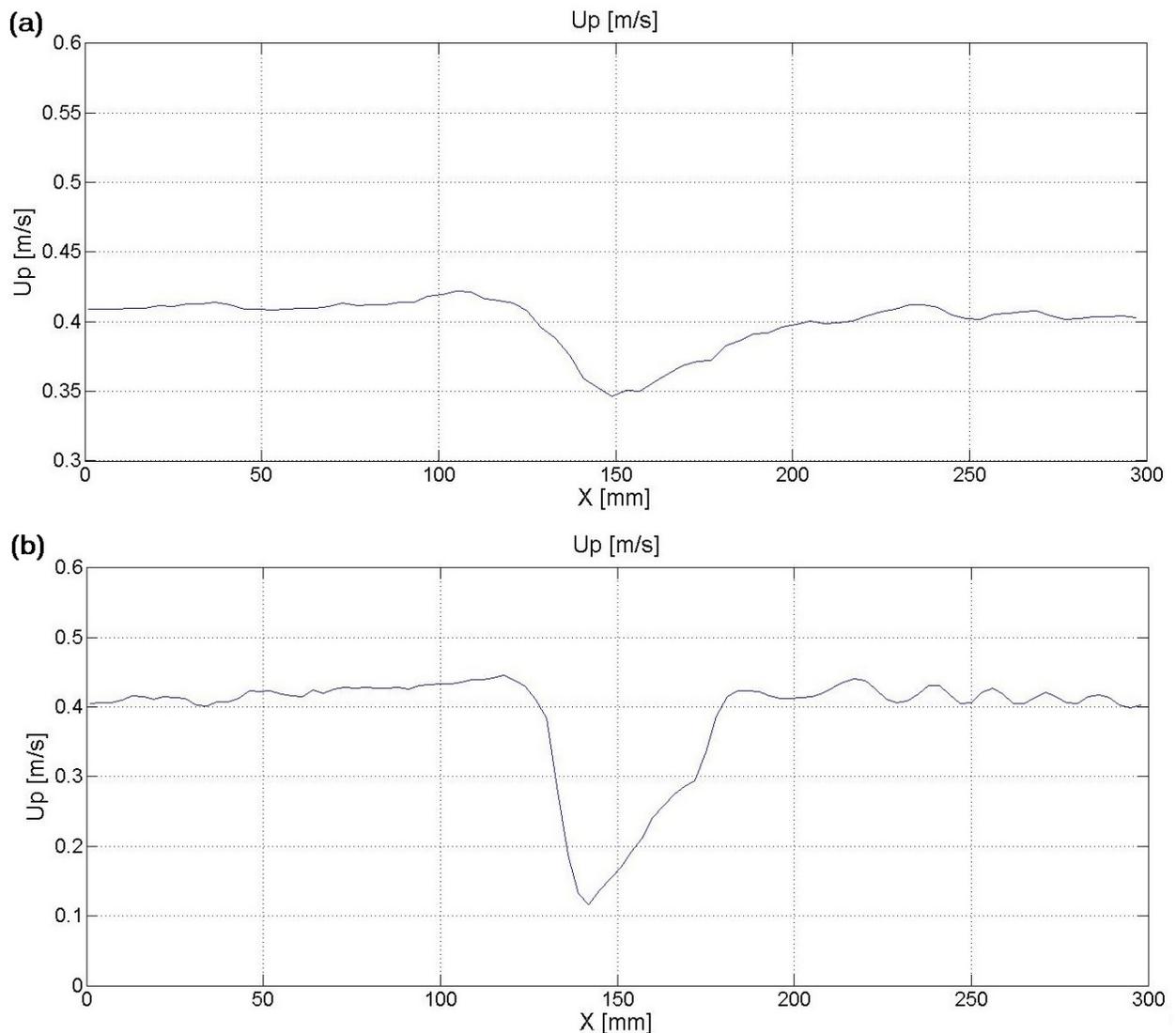


Figura 4.16: Medición del perfil de velocidad a lo ancho de la estela a la altura del eje, 300mm tras el rotor (a) y 65mm tras el rotor (b). Se puede observar en (a) que la velocidad dentro de la estela es bastante pareja, disminuyendo en la zona tras la carcasa del generador. Es interesante observar que 300mm tras la turbina aún se puede apreciar notoriamente este efecto. En (b) observa una mayor disminución de la velocidad en la zona tras la carcasa del generador debido a que es un plano más cercano a la turbina, además se aprecia y un leve aumento de velocidad en la zona alrededor de ésta.

En la figura anterior se puede observar 2 fenómenos importantes, el primero es una disminución importante de la velocidad del flujo en el centro de la estela, esto se debe a la presencia de la carcasa del generador, que como es de esperar, produce un efecto de bloqueo en el aire. El segundo fenómeno visible es un aumento de la velocidad del flujo desde el borde de la estela hacia el centro de ésta, justo hasta antes de la disminución mencionada anteriormente, esto se atribuye de hecho, al mismo fenómeno mencionado anteriormente, la disminución de la velocidad en el centro de la estela significa que para mantener el flujo másico, debe ocurrir un aumento de la velocidad en la zona circundante a la de baja velocidad. Estos efectos

son más apreciables en el plano cercano a la turbina (b)

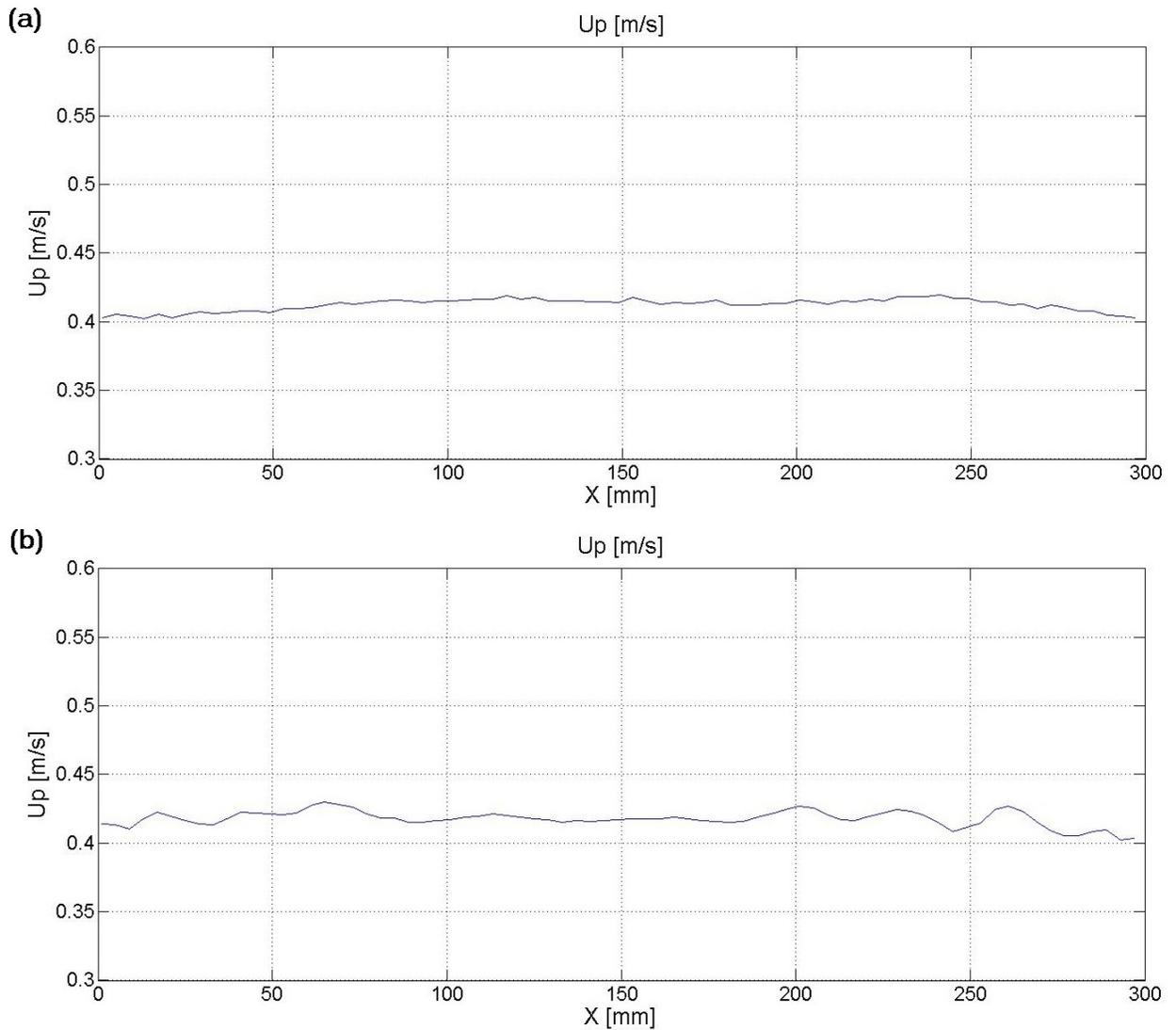


Figura 4.17: Medición del perfil de velocidad a lo ancho de la estela 75mm por sobre el eje de la turbina, 300mm tras el rotor (a) y 65mm tras el rotor (b). Se puede observar en (a) que a esta distancia los promedios de velocidad ya son bastante parejos tanto dentro como fuera de la estela. Mientras que en (b) hay una leve disminución en la velocidad promedio fuera de la estela junto con la presencia de irregularidades en los bordes.

#### 4.3.4. Índice de Turbulencia

Como medida representativa del nivel de turbulencia en la estela se puede tomar la desviación estándar de la velocidad, y dividirla por la velocidad media, a esto se le llama índice de turbulencia ( $I_t$ ).

$$I_t = \frac{U_{std}}{\bar{U}} \quad (4.3)$$

donde la desviación estándar de  $U$  se calcula de la siguiente manera:

$$U_{std} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (U_i - \bar{U})^2} \quad (4.4)$$

Siendo  $n$  el número de datos tomados en cada punto.

A continuación se muestra una curva que representa de este índice en cada punto a lo ancho de la estela.

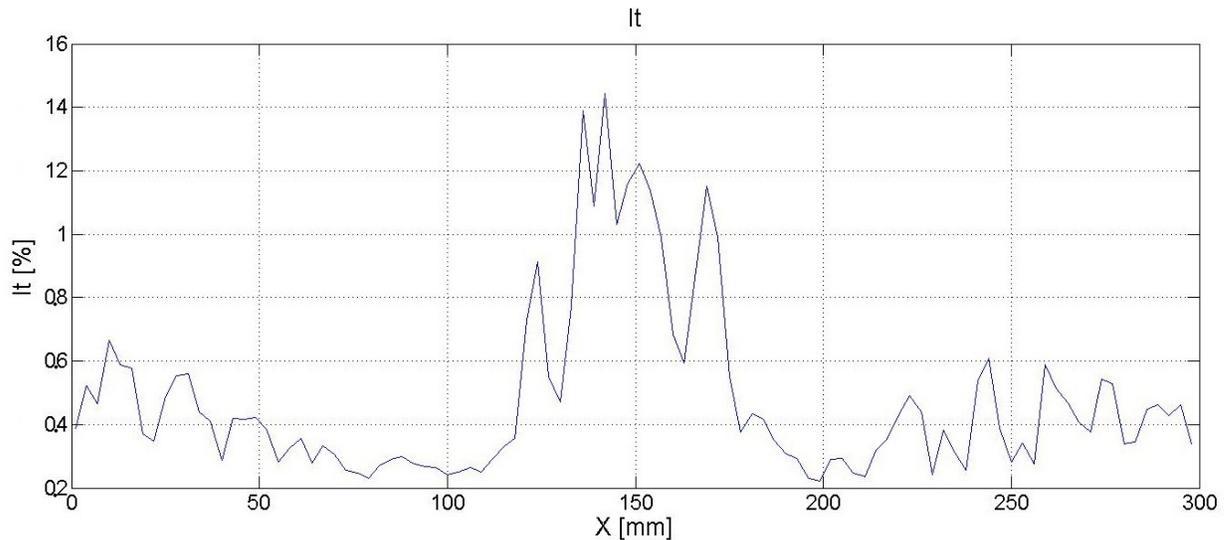


Figura 4.18: Curva del índice de turbulencia para la velocidad medida durante dos segundos en cada punto de la línea transversal a lo ancho de la estela, un punto cada 3mm, 65mm tras el rotor. Se observa un mayor índice en la zona de la punta de las palas, y una disminución gradual hacia la base de éstas. Además un máximo de turbulencias en la zona central de la estela, tras la carcasa del generador.

Se aprecia en la figura que el nivel de turbulencia aumenta apreciablemente tras la carcasa del generador como era de esperarse, y también, en los bordes de la estela, donde se generan los vórtices de punta de las palas. También en el resto de la estela, aunque en menor proporción, se puede ver turbulencia. Este crecimiento de la turbulencia va desde el centro del rotor hacia la punta de las palas se explica debido a la existencia de los vórtices de punta, los que generan una velocidad radial del viento hacia el centro del rotor en la cara de baja presión de la pala y una velocidad desde el centro en la cara de alta presión, esta velocidad va creciendo a medida que se acerca a la punta de la pala. Estos flujos radiales se encuentran y chocan al salir por el borde de salida de la pala, y provocan pequeñas turbulencias a lo largo de todo este borde, con mayor intensidad mientras mayor es la velocidad radial, o sea, creciente hacia la punta de la pala, tal como se puede apreciar en la figura.

#### 4.4. Detección Síncrona

Para poder observar la forma estática de la estela, se requiere sincronizar la adquisición de datos de la velocidad del viento con la posición angular de la turbina. De manera de que para la serie temporal de velocidad medida en cada punto medida en forma continua, se puedan rescatar solo los datos de velocidad correspondientes a una posición dada del rotor.

Este método requiere la adquisición simultanea de los datos de interés y un fenómeno que marque la frecuencia característica del sistema. Para este caso, el fenómeno buscado es una posición angular dada del rotor. Para medir ésta, se dispone un láser que pasa por el área de barrido del rotor y apunta a una fotoresistencia, la cual cambia su resistividad de acuerdo a la cantidad de luz que reciba. Midiendo el voltaje de salida de dicha resistencia, se pueden detectar bajas cada vez que el láser es interrumpido por una de las palas del rotor. Como resultado se obtiene una señal periódica que indica el momento exacto en que cada pala pasa por la posición en la que corta el láser.

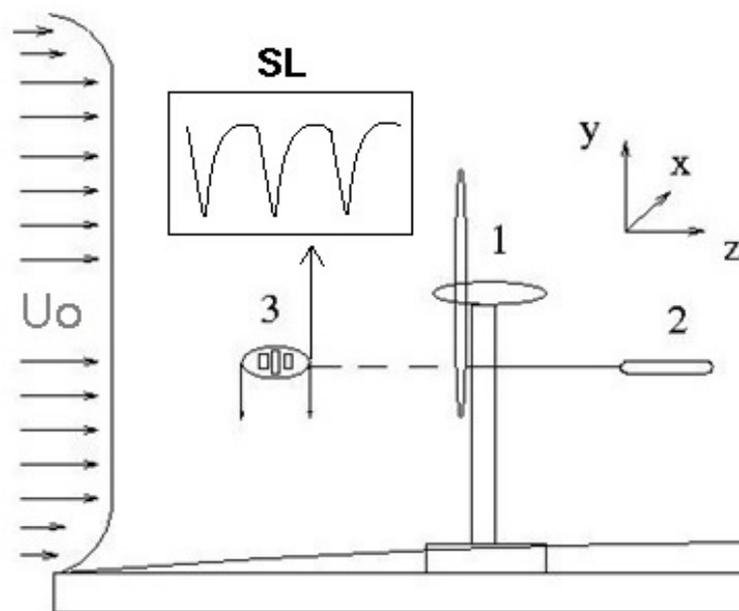


Figura 4.19: Montaje del sistema de detección de la posición de la turbina (Láser-fotoreistencia). Se muestra la disposición del Láser, la turbina y la foto-resistencia. Al girar, las palas de la turbina interrumpen el rayo láser, el cual llega en forma intermitente a la foto-resistencia, como resultado el voltaje de salida de ésta se ve en el recuadro SL (señal láser).

A continuación se muestra la señal obtenida de la foto resistencia con la turbina girando.

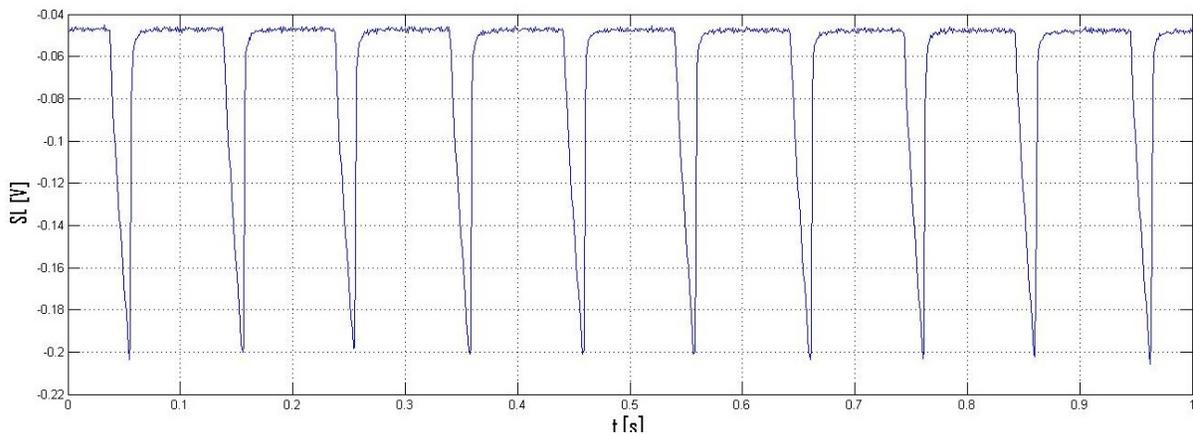


Figura 4.20: Voltaje de salida de la Foto-resistencia (SL), se puede ver las bajas del voltaje cada vez que una de las 3 palas interrumpe el láser. De un segundo de adquisición se puede desprender que la turbina giraba en ese momento a unas 3.3 [RPS]. El borde de ataque del aspa corta el láser en el momento en que el voltaje comienza a disminuir, mientras que cada mínimo en el voltaje indica que el borde de salida está comenzando a dejar descubierto el rayo láser, una vez transcurrido el tiempo de reacción de la resistencia el voltaje vuelve a estabilizarse.

Llevando a cabo una adquisición simultánea de la señal de la foto-resistencia y la del anemómetro, se obtiene una serie temporal con la velocidad asociada a cada posición de la hélice, a continuación se muestra un ejemplo de esto para puntos significativos.

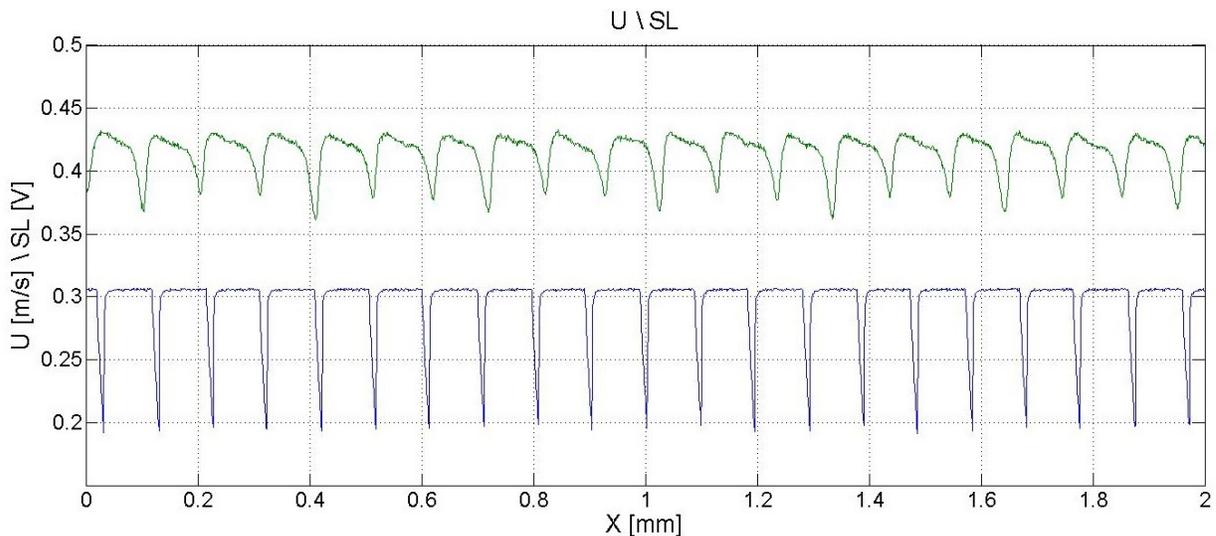


Figura 4.21: Adquisición Sincronizada de la velocidad del viento en la estela y la posición de la turbina para un punto dado (75mm sobre el centro del rotor y 65mm tras este). Se puede observar un pequeño desfase entre ambas señales debido al tiempo que tarda la estela en viajar los 65mm. Sin embargo se aprecia una importante correlación entre ambas señales a esta distancia tras el rotor.

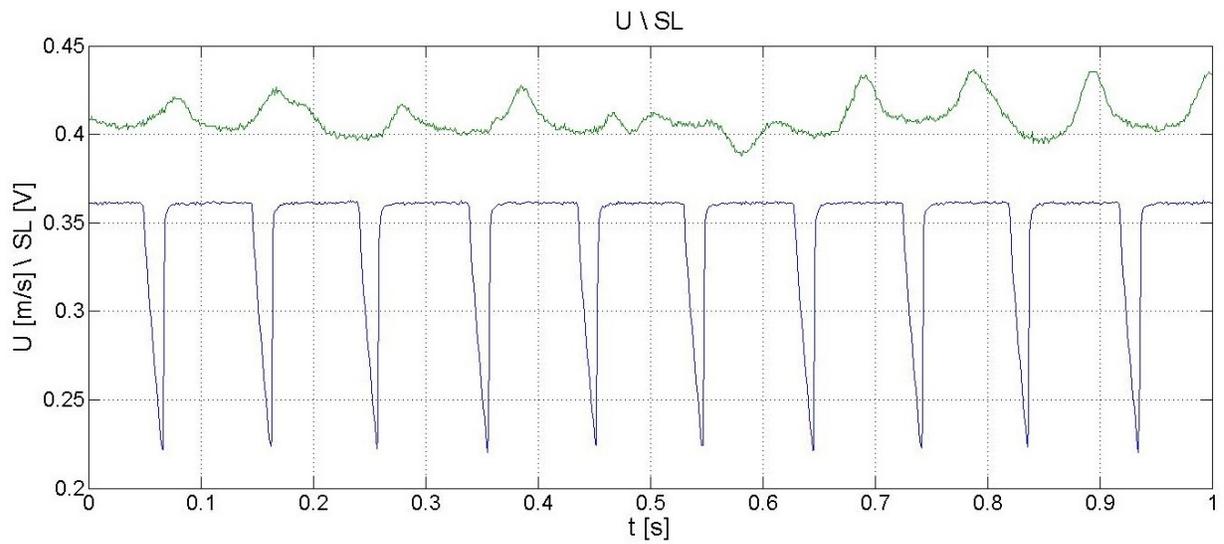


Figura 4.22: En este caso (igual al anterior pero esta vez a una distancia de 300mm tras el rotor) aún se observa una correlación entre ambas señales, sin embargo ahora la periodicidad de la estela que ya ha viajado 300mm (o  $1.2 \cdot \text{Diámetro del rotor}$ ) se ve deteriorada, al igual que en los casos mostrados anteriormente se puede ver que la estela es inestable, y que va perdiendo su forma a medida que viaja aguas abajo en la corriente de aire.

Habiendo obtenido estos datos de forma sincronizada, se puede observar una clara correlación entre la posición del rotor y la velocidad del viento en la estela aguas abajo, incluso hasta distancias mayores a un diámetro del rotor (aunque dicha correlación se va deteriorando). Esto nos dice que la detección síncrona de la estela es posible, lo que nos permitirá “congelar” la estela y dibujar cortes transversales de ésta para cualquier posición dada del rotor.

#### 4.4.1. Método de detección

Con los datos medidos de manera sincronizada, se elige un patrón significativo en la señal del láser, el cual marca el paso de una de las aspas.

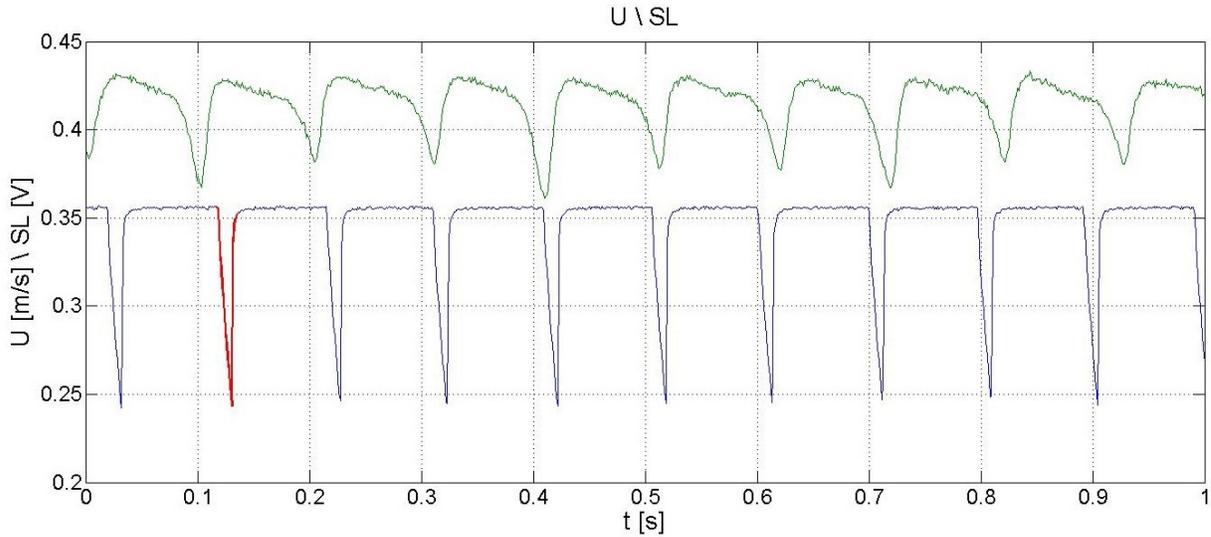


Figura 4.23: Se puede ver en rojo el patrón singular elegido en la señal del láser (SL), que representa el paso de una pala de la turbina.

Para detectar las ocurrencias de este patrón a lo largo de la señal del láser, se utiliza una detección coherente mediante correlación cruzada con el siguiente algoritmo.

1. Se almacena una serie de datos [motif] con el motivo elegido, y se elige un criterio de mínima correlación aceptable  $c_{min}$ .

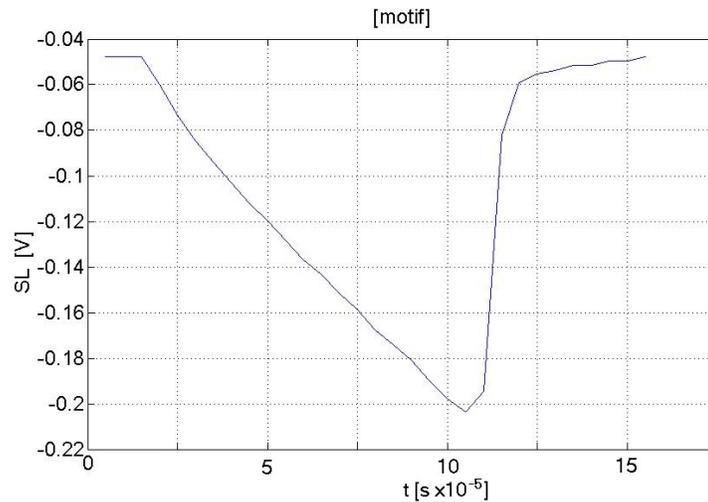


Figura 4.24: Motivo escogido [motif]. Representa el paso de una de las aspas que corta el rayo láser.

- Se compara, por correlación cruzada, [motif] con un intervalo del mismo largo en la serie de datos.

Matemáticamente, la correlación cruzada se plantea de la siguiente forma. Sean dos funciones  $f(t)$  y  $g(t)$ , el coeficiente de correlación  $c(t)$  se define por:

$$c(t) = f \star g = \overline{f(-t)} \star g(t) \quad (4.5)$$

Dado que en el espacio de frecuencias, el producto convolución se transforma en un producto simple (Teorema de convolución), la correlación cruzada es más fácil de implementar usando transformadas de Fourier. El coeficiente de correlación queda así:

$$c(t) = \mathfrak{F}^{-1}[\overline{\mathfrak{F}(f)} \cdot \mathfrak{F}(g)] \quad (4.6)$$

Donde  $f$  es [motif] y  $g$  es la porción de la serie de datos.  $c(t)$  representa el coeficiente de correlación entre las series comparadas, y alcanzará su máximo cuando el desfase entre  $f$  y  $g$  sea mínimo.

- En caso de no cumplirse el criterio:

$$c(t) > c_{min} \quad (4.7)$$

Se avanza un punto en la serie de datos para comparar el [motif] con una nueva porción.

- En caso que se cumpla, se almacena la posición de inicio del fragmento de serie coincidente con el motivo y la correlación en ese punto. Luego se avanza para seguir buscando coincidencias.

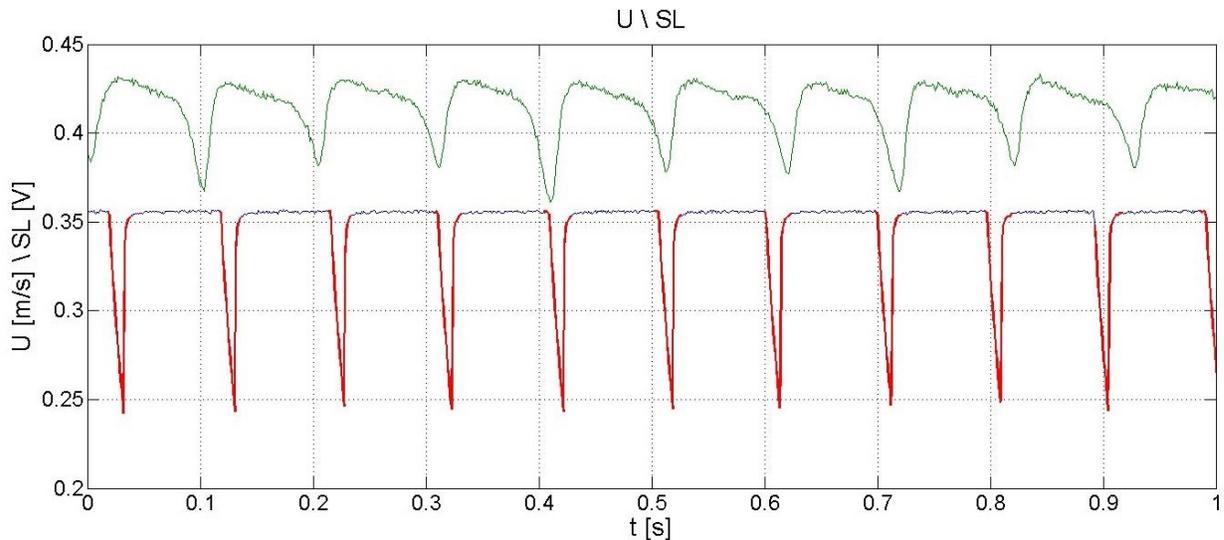


Figura 4.25: El programa recorre la señal del láser reconociendo los intervalos similares en un porcentaje dado (%) al patrón escogido.

Al recorrer la señal y encontrar los patrones, el programa entrega como resultado una matriz con los puntos de partida (1) de cada uno de los patrones encontrados y su correspondiente coeficiente de correlación con [motif].

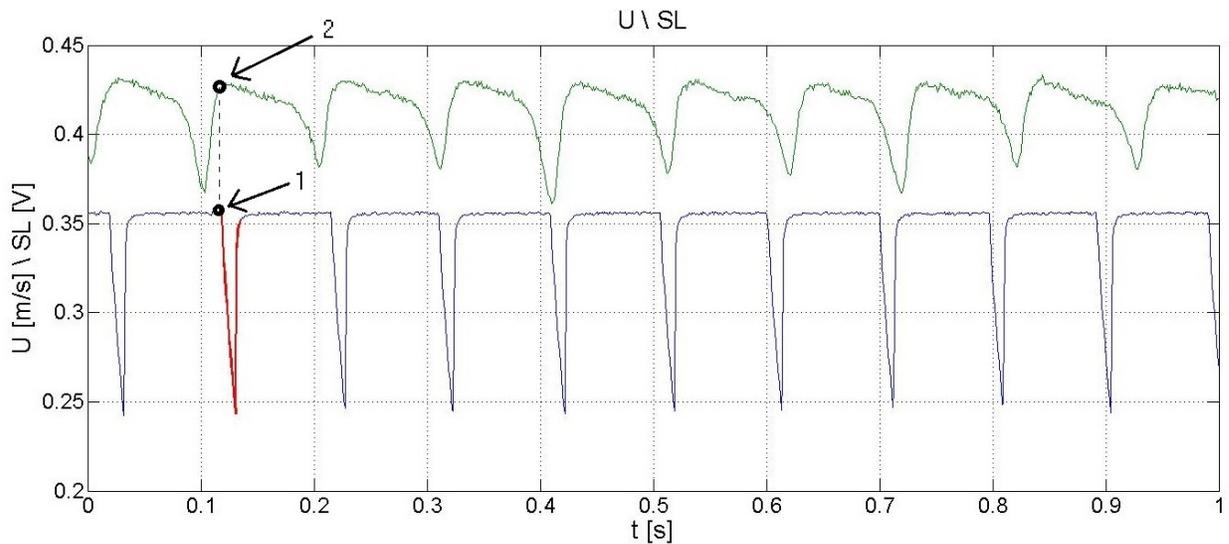


Figura 4.26: Se puede ver en rojo el patrón singular elegido en la señal del láser (SL), junto con el punto 1, que señala la partida de este intervalo, además se puede ver el punto 2, que señala el mismo instante de tiempo trasladado a la serie temporal de velocidad.

Estos puntos de partida, independiente de cuales sean, sirven como un “clock” o reloj que avisa cada vez que el rotor volvió a la misma posición. Habiendo reconocido estos puntos, que ocurren alrededor de 10 veces en cada serie de datos de 1 segundo (10 pasadas de pala a través del rayo láser, lo que significa unas 3.3[RPS]), se pueden aislar puntos de la serie de datos del anemómetro en sincronía con la ocurrencia de estos, y así, se reconocen los datos de velocidad aislados que corresponden a una posición dada de el rotor de la turbina. Habiendo reconocido estos puntos, se toma un promedio de velocidades en un intervalo de 3 puntos alrededor de cada uno de éstos, este promedio representa la velocidad instantánea del flujo en ese punto para el momento en que la hélice corta el láser.

El método descrito permite aislar las velocidades correspondientes al momento en que la pala del rotor corta el láser, sin embargo, se puede obtener los valores de velocidad correspondientes a distintas posiciones del rotor sumando o restando un  $\delta t$  a los puntos marcados por el ‘clock’.

Se prueba para distintas posiciones del rotor y se eligen las que muestran de mejor manera la forma de la estela. A continuación se muestran los resultados obtenidos utilizando esta técnica.

## 4.5. Mapas de velocidad

Se toman series de datos utilizando una velocidad media de flujo de 0.42 [m/s]. Cada una corresponde a 2 segundos de datos de velocidad para cada punto en una malla de 3mm de paso horizontal y 5mm de paso vertical.

Se hace un barrido punto a punto de dos planos de la estela tras la turbina, uno a 65mm y el segundo a 300mm. Estos planos son tomados desde la altura del eje de la turbina hacia arriba, ya que se asume que la estela es simétrica y los fenómenos ocurridos en la mitad superior son representativos de la naturaleza de la estela en su totalidad.

A continuación se muestra una imagen que muestra las posiciones de los planos tomados.

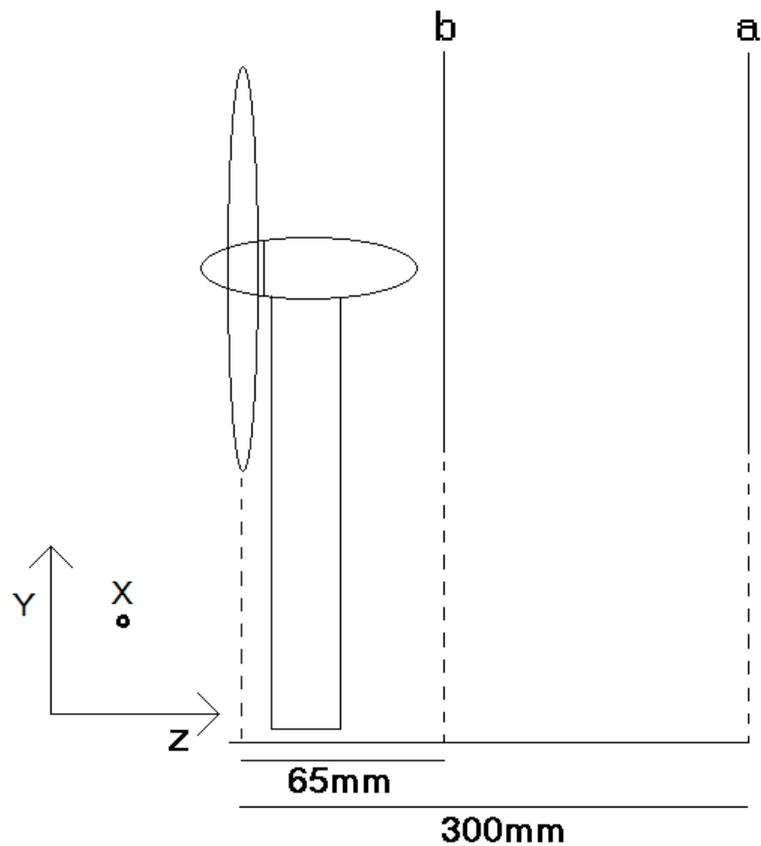


Figura 4.27: Planos de medición a y b 300 y 65mm tras el rotor respectivamente.

## Campos de Velocidad

Se utiliza una velocidad del viento de 0.3 [m/s], junto con una velocidad de rotación de la turbina de 3.3 [RPS] (lo que resulta en un TSR de 8.7).

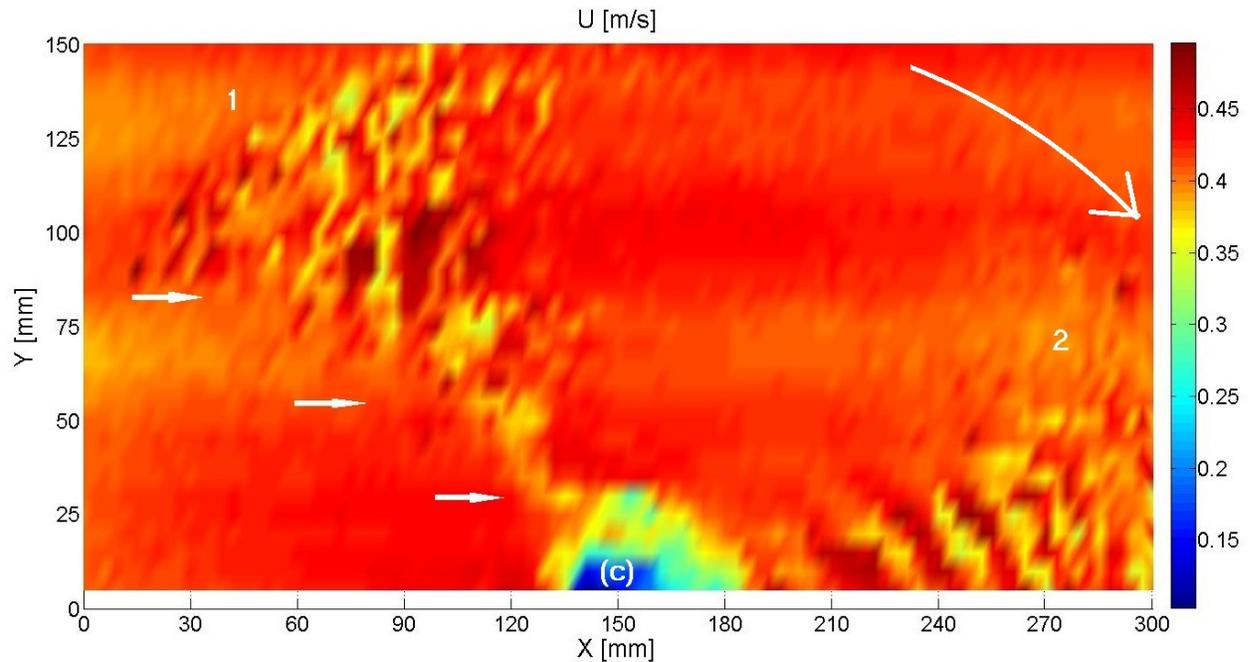


Figura 4.28: Mapa de velocidades en la estela, plano 65mm tras el rotor (b). La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. Se pueden observar claramente el efecto de dos de las palas del rotor (1) y (2). Como se espera en la estela cercana a la turbina, las turbulencias aparecen en todo el borde de salida de la pala (indicado por las tres flechas blancas), se manifiestan como alzas y bajas en torno al promedio de velocidad.

La turbulencias son vorticidades creadas por velocidades radiales en sentido contrario en las caras de alta y baja presión de la pala, y son más fuertes mientras se van acercando a la punta, donde se genera la mayor turbulencia: los vórtices de punta. Es por esto que en la imagen la zona turbulenta se ve mas ancha a medida que se acerca a la punta de la pala. Se nota además un centro de baja velocidad tras la carcasa del generador (c).

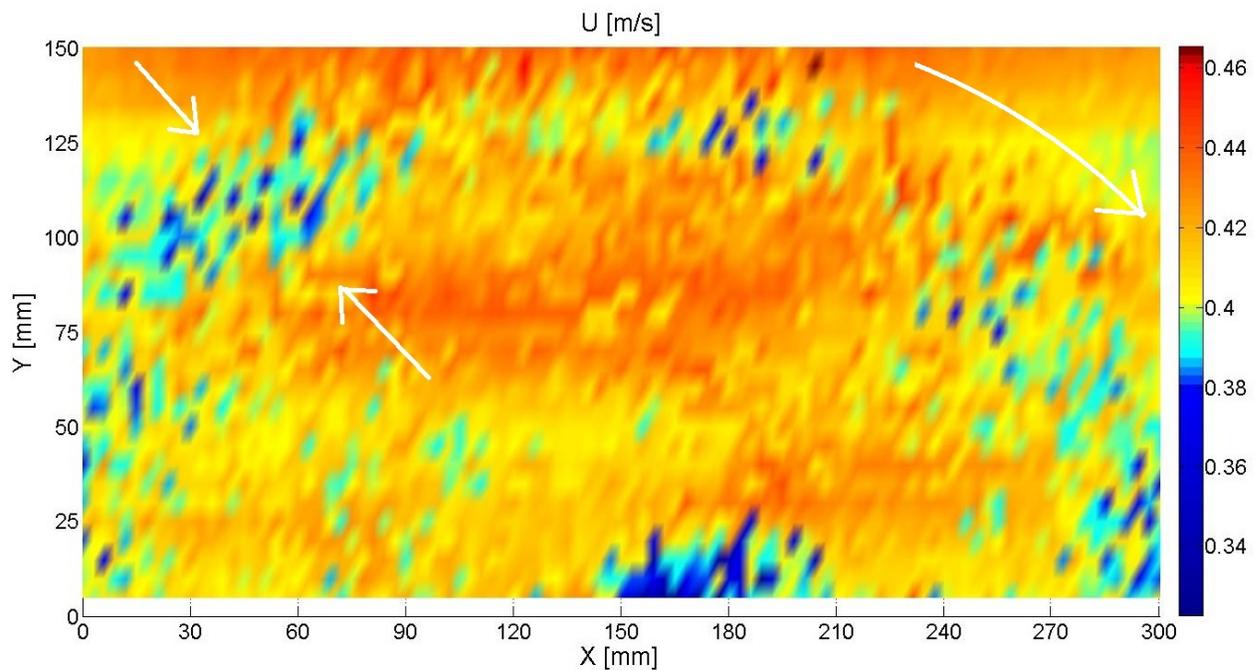


Figura 4.29: Mapa de velocidades en la estela, plano 300mm tras el rotor (a). La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. Se puede ver que en un plano lejano efectivamente las mayores y menores velocidades se concentran en el borde de la estela (marcado entre las flechas), lo que comprueba que los vórtices de punta siguen siendo fuertes a esta distancia mientras que el resto de las vorticidades han disminuido de gran manera, absorbidas por los mismos vórtices de punta o simplemente disipadas. Además, estos vórtices no se ven como un fenómeno puntual correspondiente a cada aspa, sino que se presentan como un anillo en todo el borde de la estela, la explicación de esto radica en que cada punto se midió en forma separada, por lo que la imagen en realidad es una reconstitución de puntos de la estela medidos en distintos instantes. Siendo la estela un fenómeno inestable que cambia en el tiempo, a mayores distancias en la estela se pierde la sincronía con la posición del rotor y como resultado las mediciones muestran una mayor dispersión angular de los fenómenos medidos.

En las imágenes obtenidas, se puede observar que en la estela cercana a la turbina las mayores y menores velocidades del viento se encuentran prácticamente en todo el largo de la pala, esto ocurre debido a que al generarse los vórtices de punta, se genera a lo largo de la pala una corriente en dirección radial del fluido, desde el centro del rotor en la cara de alta presión y hacia el centro en la cara de baja presión, estas velocidades radiales tienen su máximo valor en la punta de la pala (vórtice de punta) y van disminuyendo hacia el centro del rotor, tal como se puede apreciar en las figuras 2.5 y 2.8. Cuando el aire deja la pala en el borde de salida, estas velocidades radiales con sentido contrario se encuentran, generando pequeñas vorticidades a lo largo de todo el borde de salida de la pala, desde el centro cada vez con mayor intensidad hasta la punta, las cuales se presentan como alzas y bajas con respecto a la velocidad promedio en el fluido. Una vez que nos alejamos de la turbina, como lo muestra la imagen 4.29 a 300mm de distancia, las pequeñas vorticidades generadas en el borde de salida han prácticamente desaparecido, ya sea disipadas o consumidas por los fuertes vórtices de punta, los cuales aún se pueden ver presentes. Es importante notar que en esta imagen del plano alejado, los vórtices se ven alargados, esto se debe a que a medida que la estela viaja en el fluido, esta se va deformando, no es un fenómeno estable que mantenga su forma sino que todo lo contrario, sus partes interactúan y los cordones de vorticidad consecutivos pueden atraerse o repelerse entre

sí, esto produce que la sincronía entre la estela distante y la posición del rotor se comience a perder. Como consecuencia de esto se ve una mayor dispersión angular en la posición de las vorticidades. Como anexo a este trabajo se muestran imágenes en perspectiva de estos planos de velocidad.

### Índice de turbulencia

Tal como fue mencionado anteriormente, una medida representativa del nivel de turbulencia en cada punto es la desviación estándar de la velocidad medida dividida por el promedio de la velocidad, esto es, el índice de turbulencia. A continuación se muestra un gráfico de este índice calculado para cada punto del plano de la estela, es esta imagen nuevamente se puede apreciar que hay un alto nivel de turbulencia en la mayoría del largo de las palas en la estela cercana, mientras que para el plano tomado lejos del rotor, las turbulencias se concentran en un anillo que demarca el borde exterior de la estela. Además, en ambos casos se observa gran turbulencia en la zona posterior a la carcasa del generador, lo que concuerda con lo visto en la sección anterior (1D).

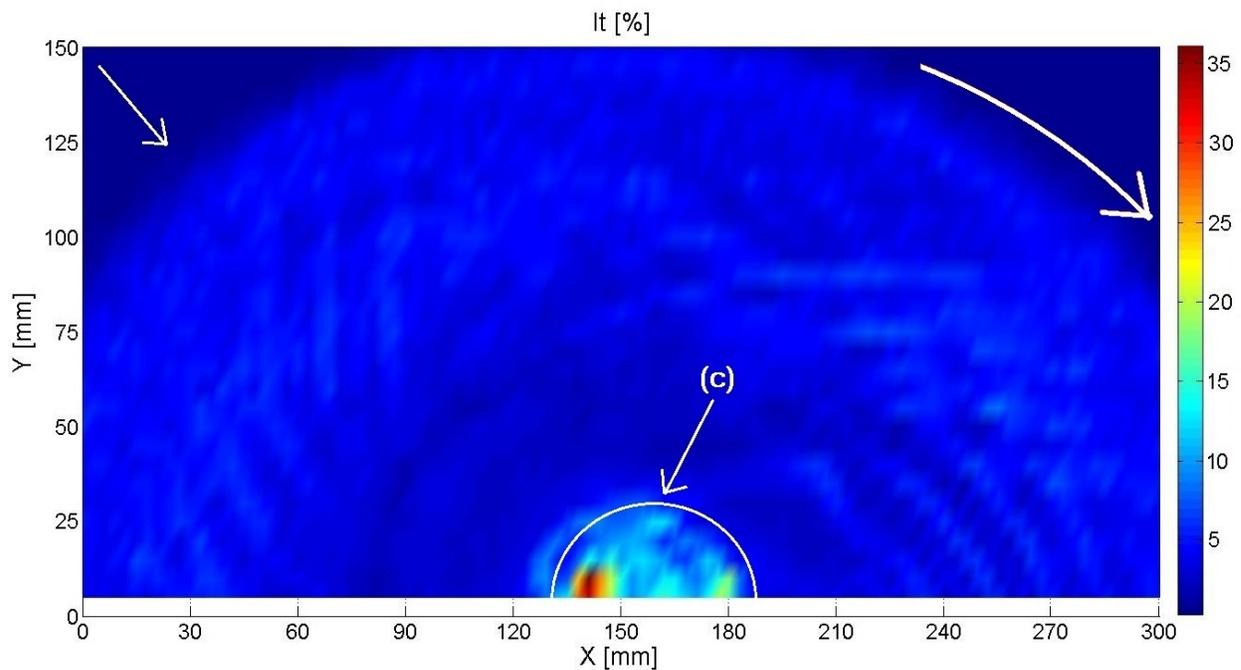


Figura 4.30: Índice de turbulencia para un plano 65[mm] tras el rotor (b). La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. Se puede ver ahora de manera incluso mas clara que las turbulencias existen casi desde el centro del rotor, y se encuentran en un anillo muy ancho hasta el borde de la estela, marcado con la flecha blanca. El fluido fuera de la estela se ve inalterado. Además se aprecia que el radio de la estela es algo mayor que el del rotor (aproximadamente 145[mm], unos 18[mm] mayor al radio del rotor), tal como se espera y fué mostrado en la figura 2.13.

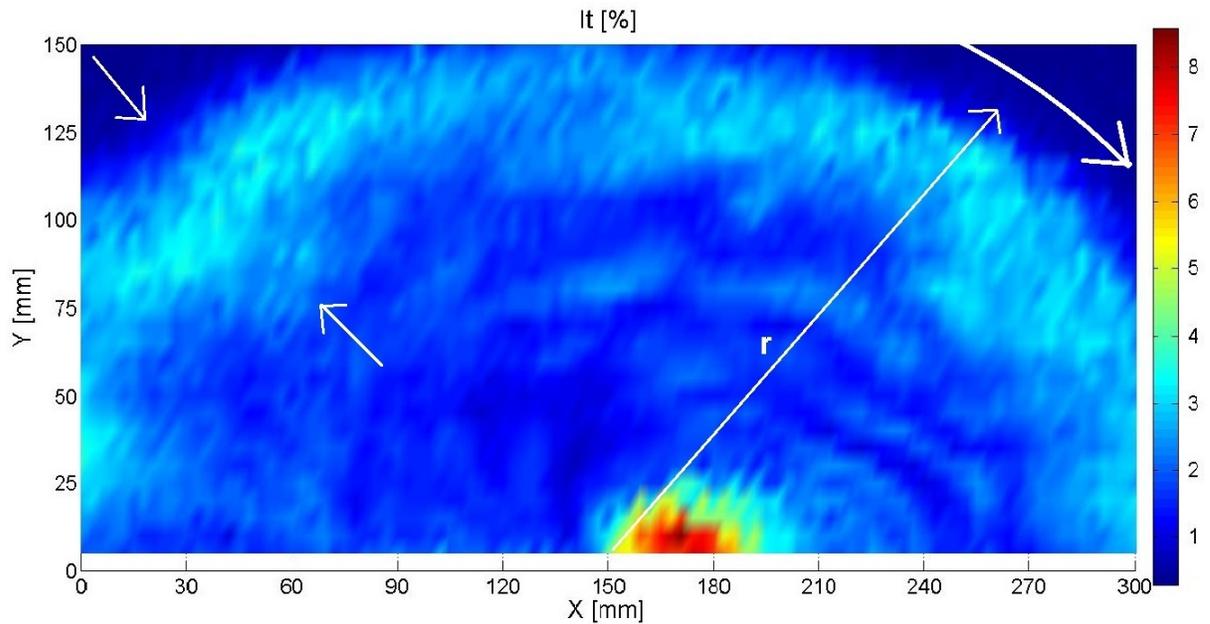


Figura 4.31: Índice de turbulencia para un plano 300[mm] tras el rotor (a). La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. Nuevamente, tal como se ve en el mapa de velocidades, se aprecia que las vorticidades están muy concentradas en la parte externa de la estela (entre las flechas blancas). Como ya se mencionó anteriormente algunas de las pequeñas vorticidades que en la estela cercana se veían en todo el borde de salida de la pala han desaparecido mientras que otras han migrado atraídas por los fuertes vórtices de punta, los cuales se muestran en la figura como un anillo angosto de color claro en el borde de la estela. Cabe destacar que el radio de la estela ( $r$ ) se mantiene de aproximadamente 145[mm].

Al igual que en los campos de velocidad, en las imágenes de campos de índice de turbulencia ( $It$ ) se puede ver una clara diferencia entre la forma de la estela cercana y la estela lejana a la turbina. A 65mm tras el rotor se ven turbulencias presentes en todo el borde de salida de la pala, mientras que la imagen 300mm tras el rotor (1.2D de distancia) muestra que las turbulencias se han disipado o han migrado hacia el borde exterior, y los vórtices de punta de pala siguen muy presentes a esa distancia.

Otro punto importante en estas figuras es el radio de la estela. Para la estela lejana se tiene un radio aproximado de 145mm, en comparación con los 127mm de radio del rotor. Este dato, según la teoría del momentum lineal explicada en el capítulo 2.5 nos permitiría obtener un dato aproximado de la potencia que se está generando.

Según la ecuación 2.37, la relación entre las áreas del rotor y la estela definen el coeficiente ( $a$ ) así:

$$\frac{A_0}{A_1} = 1 - 2a \quad (4.8)$$

Esto, con los radios mencionados nos entrega un coeficiente  $a = 0.116$ .

Con este dato se calcula a continuación el coeficiente de potencia  $C_p$  mostrado en la ecuación 2.34, que relaciona la potencia generada con la disponible en la corriente de aire, en otras palabras indica el porcentaje de potencia que está siendo aprovechada. Entonces:

$$C_p = 4a(1 - a)^2 = 0.36 \quad (4.9)$$

Es decir, la turbina aprovecha alrededor del 36% de la energía disponible en la corriente de aire.

Si notamos que el aire fluye a 0.42[m/s] y su densidad es  $\rho = 1.204[\text{kg}/\text{m}^3]$  utilizando la ecuación 2.32 se concluye que la turbina esta retirando de la corriente de aire aproximadamente 1.9[mW].

Por otro lado, el consumo de potencia de la turbina sin flujo de aire es de 20[mW], mientras que el consumo con un flujo de 0.42[m/s] es de 18.15[mW], lo que da una diferencia de 1.85[mW]. Si comparamos esto con los 1.9[mW] calculados teóricamente, el resultado es bastante parecido considerando las pequeñas magnitudes que se manejan.

A continuación se muestran los contornos de la iso-índice de turbulencia, otra manera de visualizar lo mencionado.

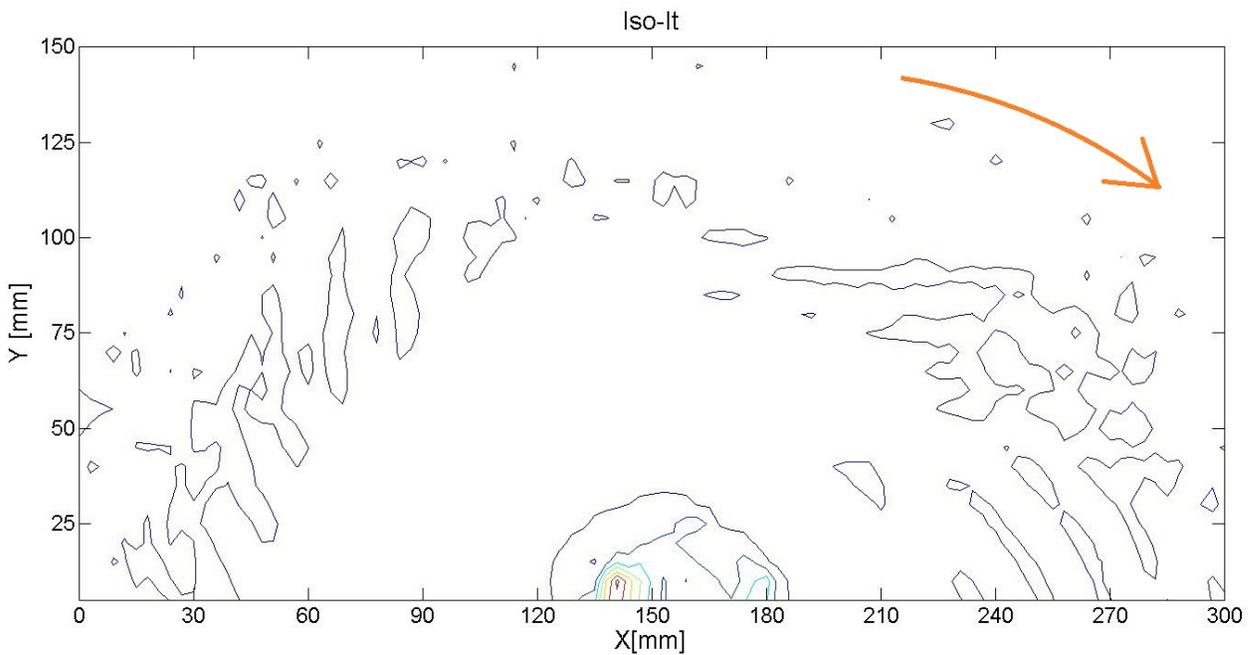


Figura 4.32: Iso-contornos de índice de turbulencia para un plano 65[mm] tras el rotor (b). La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina.

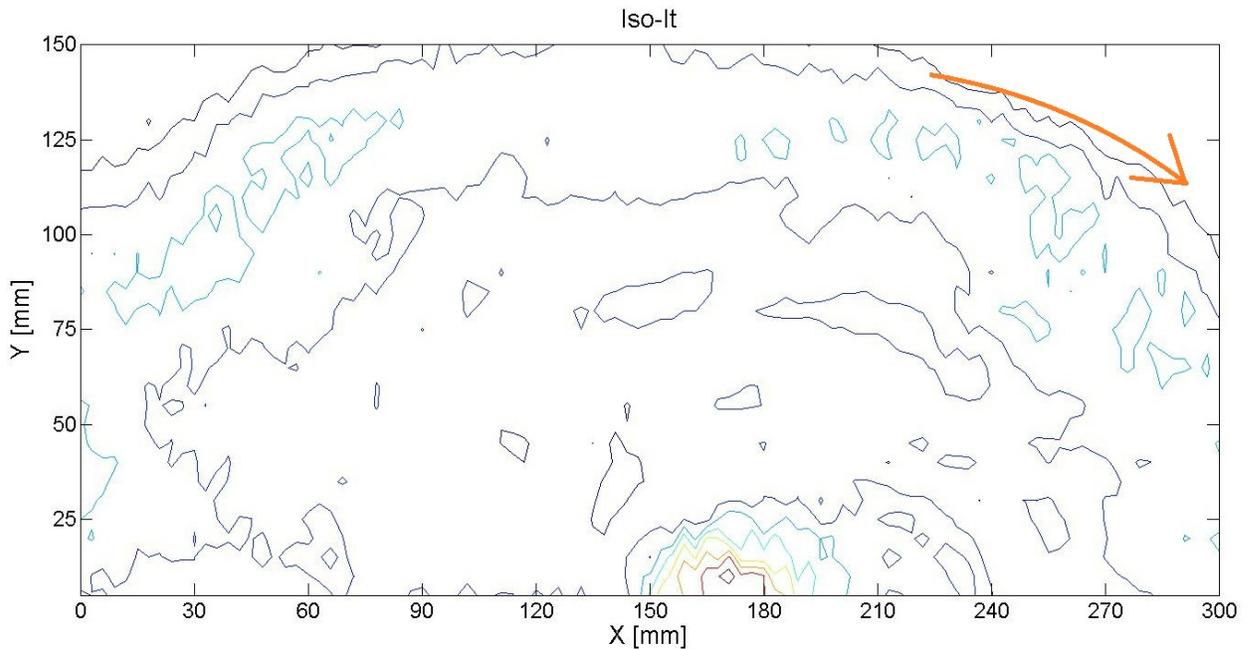


Figura 4.33: Iso-contornos de índice de turbulencia para un plano 300[mm] tras el rotor (a). La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina.

En las imágenes de iso-contornos de índice de turbulencia se ve una diferencia importante para los planos cercano y lejano a la turbina. Al igual que en los mapas de índice de turbulencia, en el iso-contorno cercano se ve un anillo más ancho que en el lejano. Esto, tal como se mencionó anteriormente muestra que las vorticidades aparecen en todo el borde de salida de la pala y se ven en la estela cercana, pero a medida que la estela viaja estos se dispersan y solo permanecen presentes los vórtices de punta.

Otro fenómeno interesante en estas imágenes es la formación de bandas de iso-contorno en el plano cercano al rotor. Probablemente estas bandas representen cordones de vorticidad que se generan en el borde de salida de las palas.

#### 4.5.1. Resultados adicionales

Además de las mediciones mostradas, se hicieron pruebas con otras velocidades y condiciones. A continuación se muestran algunas imágenes de estas.

Para las siguientes 2 imágenes se muestran los resultados obtenidos para una velocidad de 0.5[m/s], y una velocidad de giro de la turbina de 4.7[RPS], es decir la misma TSR (tip speed ratio) que para los resultados mostrados anteriormente.

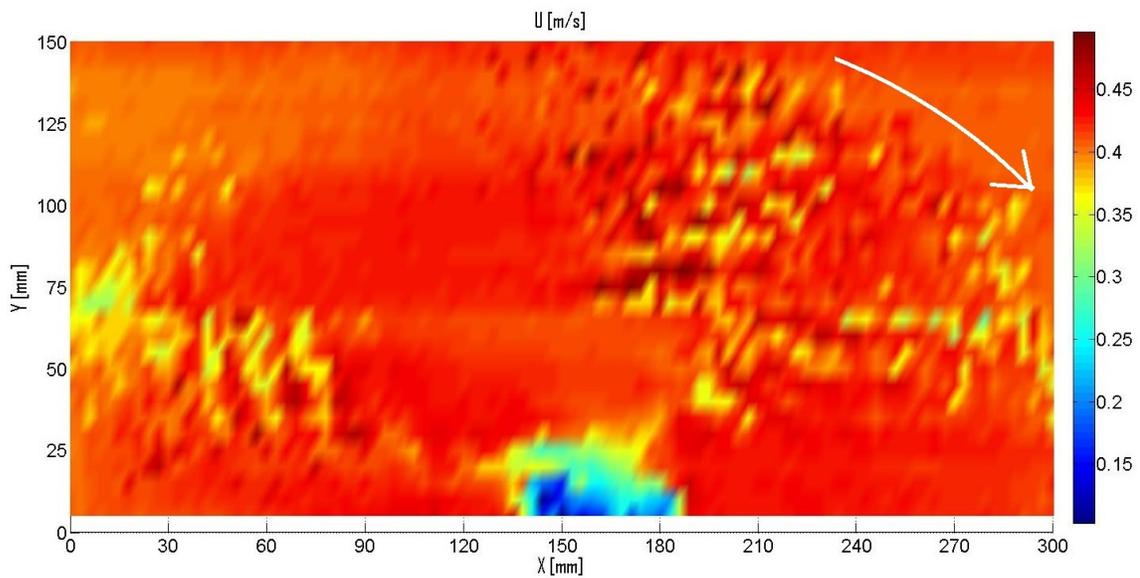


Figura 4.34: Campo de velocidades 65mm tras el rotor (b), para una velocidad del fluido de 0.5[m/s]. La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. Se ve muy similar a la mostrada anteriormente (Figura 4.28), pero a diferencia de ésta, el área de mayores variaciones de velocidad se ve más ancha, esto es debido a la mayor cantidad y magnitud de las turbulencias generadas por la pala.

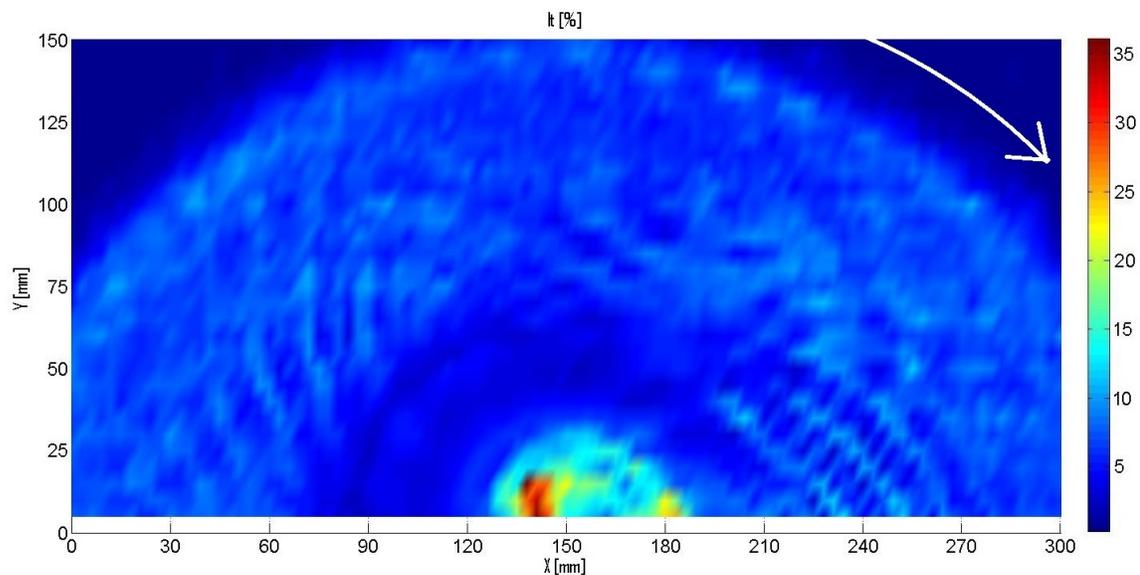


Figura 4.35: Índice de turbulencia 65mm tras el rotor (b), para una velocidad del fluido de 0.5[m/s]. La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. Al igual que en el campo de velocidades se ve que para esta mayor velocidad tanto de giro como del viento, las turbulencias son más fuertes y abundantes, al aumentar la velocidad del fluido se produce un efecto similar a acercar el anemómetro al rotor en comparación a lo mostrado en el capítulo 4 (figura 4.30), es por esto que el anillo de mayor índice de turbulencia se ve aún más grueso y llega más cerca del centro del rotor

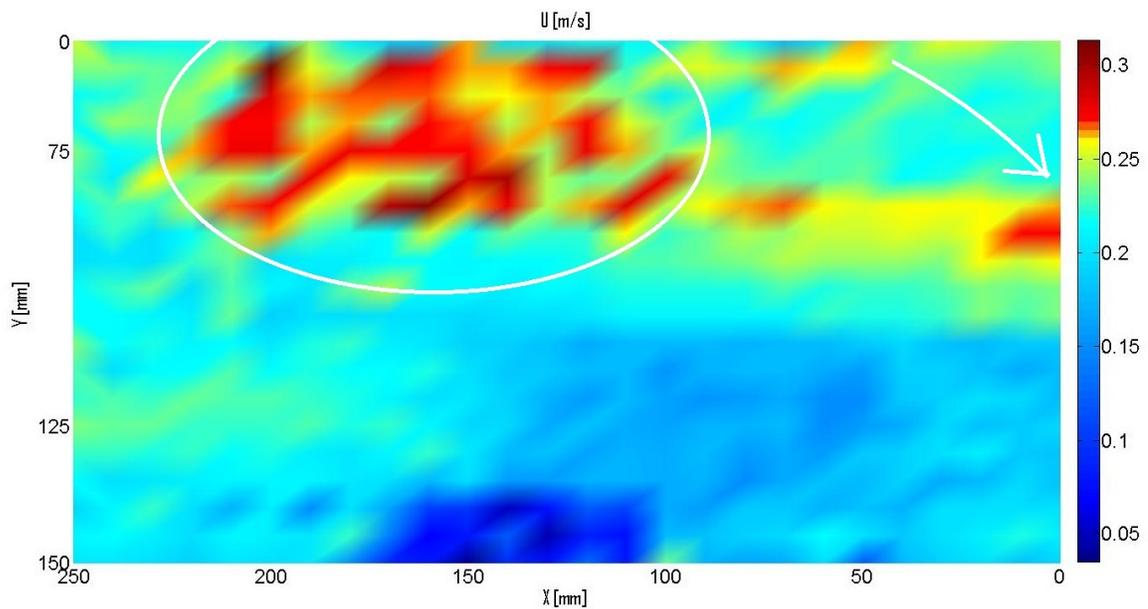


Figura 4.36: Campo de velocidades 300mm tras el rotor (a). La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. En este caso se utilizó una velocidad de 0.2[m/s] y una velocidad de rotación de 3[RPS] es decir una TSR algo mayor a las anteriores. Se puede ver claramente el Tip vortex(encerrado en el círculo blanco) muy concentrado en este caso, posiblemente debido a que la baja velocidad del viento permite una mayor estabilidad de este fenómeno a medida que la estela se propaga. Se observa también la zona de baja velocidad tras la carcasa del generador, que a pesar de la baja velocidad sigue presente en la estela a 1.2D de distancia.

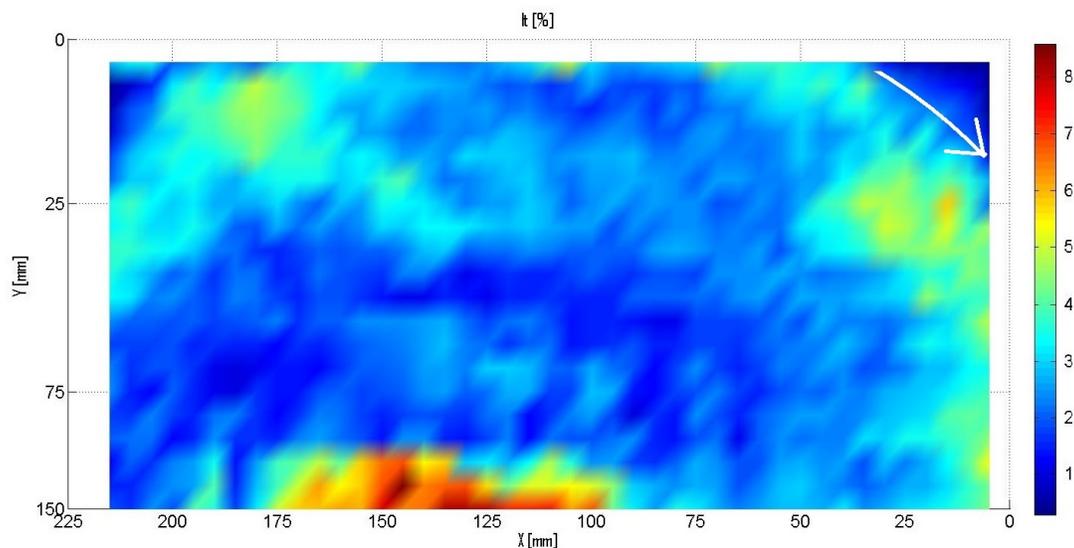


Figura 4.37: Índice de turbulencia 300mm tras el rotor (a). La flecha curva indica el sentido de rotación de la turbina. Mismas condiciones que en la imagen anterior, nuevamente se puede ver muy definida la zona de los vórtices de punta de aspa en la periferia de la estela.

Para éstas dos últimas imágenes se hicieron barridos cada 10[mm], por lo que la nitidez de la imagen es de menos calidad, sin embargo de igual manera se pueden apreciar las vorticidades concentradas en la periferia de la estela, ya a 300[mm] de distancia del rotor.

## Capítulo 5

# Conclusiones

El presente trabajo de título tuvo por objetivo estudiar de manera experimental al interior de un túnel de viento la naturaleza de la estela de una turbina eólica de tres aspas a escala mediante anemometría de hilo caliente y la detección coherente de la posición del rotor en sincronía con la velocidad instantánea del viento aguas abajo.

Los principales resultados y conclusiones se mencionan a continuación.

Se llevó a cabo el diseño y fabricación de un modelo a escala de una turbina eólica de tres aspas, esto tomando en cuenta parámetros de diseño reales y escalamiento tanto mecánico como aerodinámico. Dicha turbina fue desarrollada para tener un funcionamiento dual, en el sentido de poseer la capacidad tanto de generación de potencia como de recibir una potencia determinada para girar. Esto permitió medir la curva de potencia consumida mientras se varía la velocidad del flujo  $U_0$ , lo que resultó en la curva 'S' característica de las turbinas, pero en este caso, por ser curva de consumo y no de generación de potencia, dicha curva tiene una forma invertida con respecto a lo común.

Se estudio la variación de la velocidad a través del tiempo en distintos puntos aguas abajo de el rotor de la turbina, obteniéndose los resultados esperados según la teoría de las estelas y el teorema del momentum lineal.

Se logró detectar la posición angular de la turbina mediante la utilización de un sistema láser-fotoreistencia y un método de detección coherente de patrones en el programa Matlab, lo que junto con un almacenamiento en paralelo de datos de anemometría y láser permitió correlacionar velocidad del viento en la estela con posición angular de rotor.

Se midieron series de velocidad en el tiempo para filas transversales a lo ancho de la estela de la turbina utilizando la detección síncrona para llegar a resultados que muestran de manera clara la naturaleza de la estela y los efectos de el paso de cada una de las palas en ésta. Además, este método permitió identificar la distribución de la intensidad turbulenta en la estela.

Se logró a cabalidad el objetivo principal de este trabajo de título; mediante detección síncrona se pudo elaborar un mapa del campo de velocidades instantáneo en distintos planos transversales en la estela de la

turbina, para cualquiera sea su posición angular, lo que permite conocer la fenomenología de ésta y así, validar otros métodos disponibles en la actualidad para calcularla.

Se puede observar en los planos tanto de velocidad como de índice de turbulencia que la estela tiene sus límites bien definidos, y además, que para una distancia mayor a un diámetro de rotor, los vórtices pequeños del borde de salida de la pala han desaparecido, sin embargo los tip vortex, o vórtices de punta de pala aún muestran una fuerte presencia. Estos planos también permiten identificar la relación de áreas entre la estela cercana y la lejana al rotor, dicha relación permite calcular la potencia que la turbina está extrayendo del flujo de aire. Hechas las mediciones de estela, se logra calcular con éxito los coeficientes de potencia ( $C_p$ ) y de empuje ( $C_t$ ), obteniéndose un valor de  $C_p = 0.36$ , lo que indica que la turbina aprovecha un 36% de la energía que el flujo posee. Con esto, teóricamente la turbina estaría extrayendo 1.9[mW] de la corriente de aire, valor que concuerda con los 1.85[mW] medidos como diferencia de consumo de la turbina funcionando con y sin la corriente de aire.

Los resultados obtenidos muestran gran similitud con simulaciones existentes mencionadas y en particular con lo que dice la teoría de la estela [10], esto prueba que el método desarrollado tiene validez y puede ser utilizado en futuros estudios con distintas condiciones experimentales y para distintos tipos de turbinas, esto sin duda ayudará al desarrollo y mejora de la tecnología existente.

Como trabajo futuro, es interesante considerar la posibilidad de utilizar la técnica desarrollada en este trabajo para estudiar un plano longitudinal de la estela, de manera de poder observar los vórtices desde otra perspectiva y poder así entenderlos aún de mejor manera.

# Bibliografía

- [1] Alfredsson PH, Dahlberg JÅ, Bark FH. (1980). **Some properties of the wake behind horizontal axis wind turbines. Proceedings of the Third International.** Symposium on Wind Energy Systems, BHRA Fluid Engineering, paper J5, Copenhagen, Denmark.
- [2] Vermeer LJ. (2001) **A review of wind turbine wake research at tu Delt Aiaa.**
- [3] Physics Stage 6 Syllabus (Amended October 2002). © Board of Studies, NSW.
- [4] G.P. Corten, P. Schaak, T. Hegberg (2004). **Velocity profiles measured above a scaled wind farm** European Wind Energy Conference, London
- [5] G.P. Corten-P. Schaak-T. Hegberg. (2004). **Velocity profiles measured above a scaled wind farm.** Energy research Centre of the Netherlands, ECN Wind Energy
- [6] Rafael Gomez, Elviraa, Antonio Crespo, Emilio Migoya, Fernando Manuel y Julio Hernandez (2005). **Anisotropy of turbulence in wind turbine wakes.** Comision Nacional de Energia, Madrid, Spain
- [7] Nilay Sezer-Uzol and Lyle N. Long.(2006). **3-D Time-Accurate CFD Simulations of Wind Turbine Rotor Flow Fields.** The Pennsylvania State University, Pennsylvania.
- [8] F. Massouh and I. Dobrev (2007). **Exploration of the vortex wake behind of wind turbine rotor.** ENSAM, Paris, France
- [9] Ensam.(2007). **Exploration of the vortex wake behind of wind turbine rotor.** Paris, France.
- [10] Martin O.L. Hansen (2008). **Aerodynamics of Wind Turbines (Second Edition).** London. UK.
- [11] HU Dan-mei, DU Zhao-hui. (2008). **Near wake of a model horizontal-axis wind turbine,** School of Power and Enviromental Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai, China.
- [12] Wang, F.; Baia, L.; Fletcher, J.; Witefordc J. y Cullenc, (2008). **Development of small domestic wind turbine with scoop and prediction of its annual power output.** Renewable Energy.
- [13] Jorge Antonio Villar Alé, Gabriel Cirilo da Silva Simioni, Pedro da Silva Hack y Luiz Felipe da Silva. (2009) **Avaliacao do desempenho de aerogeradores em túnel de viento.** Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.
- [14] Leonardo P. Chamorro, Fernando Porté-Agel (2009). **A Wind-Tunnel Investigation of Wind-Turbine Wakes: Boundary-Layer Turbulence Effects.**
- [15] Magdi Ragheb and Adam M. Ragheb (2011) **Wind Turbines Theory - The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio**

- [16] William Gómez-Rivera William Aperador Chaparro Emilio Delgado-TobónIng (2011). **Desarrollo de rotores para turbina eólica de 200 vatios mediante la implementation de tecnología local** Univ.de Bogotá. Bogotá
- [17] The new ecologist. (www.thenewecologist.com)
- [18] Alagos Wind Consultant. **Cuantificación del potencial eólico y límite de Betz.** (<http://www.alagoswind.com/app/download/5782954392/Cuantificaci%C3%B3n+del+potencial+e%C3%B3lico+y+l%C3%ADmite+de+Betz.pdf>)

## Apéndice A

### Apéndice A: Resultados adicionales

A continuación se muestran algunas imágenes en perspectiva de los resultados ya mostrados.

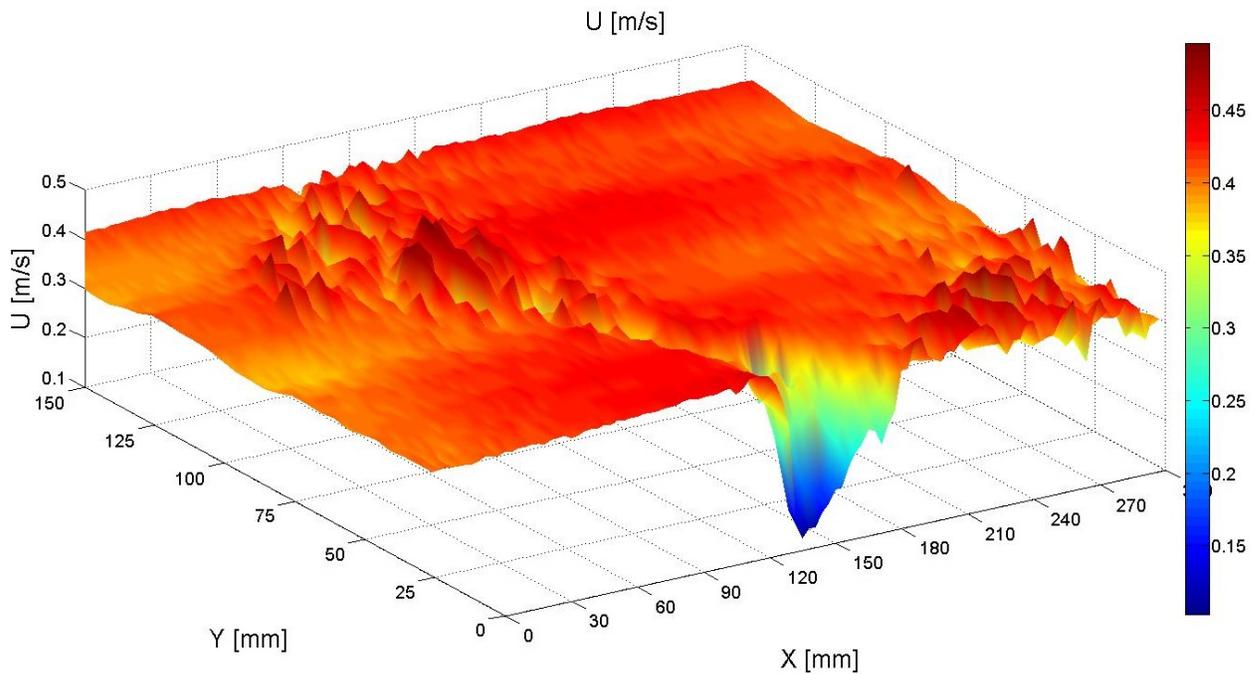


Figura A.1: Campo de velocidades mostrado en el capítulo 4 a 65 mm tras el rotor, ahora en perspectiva.

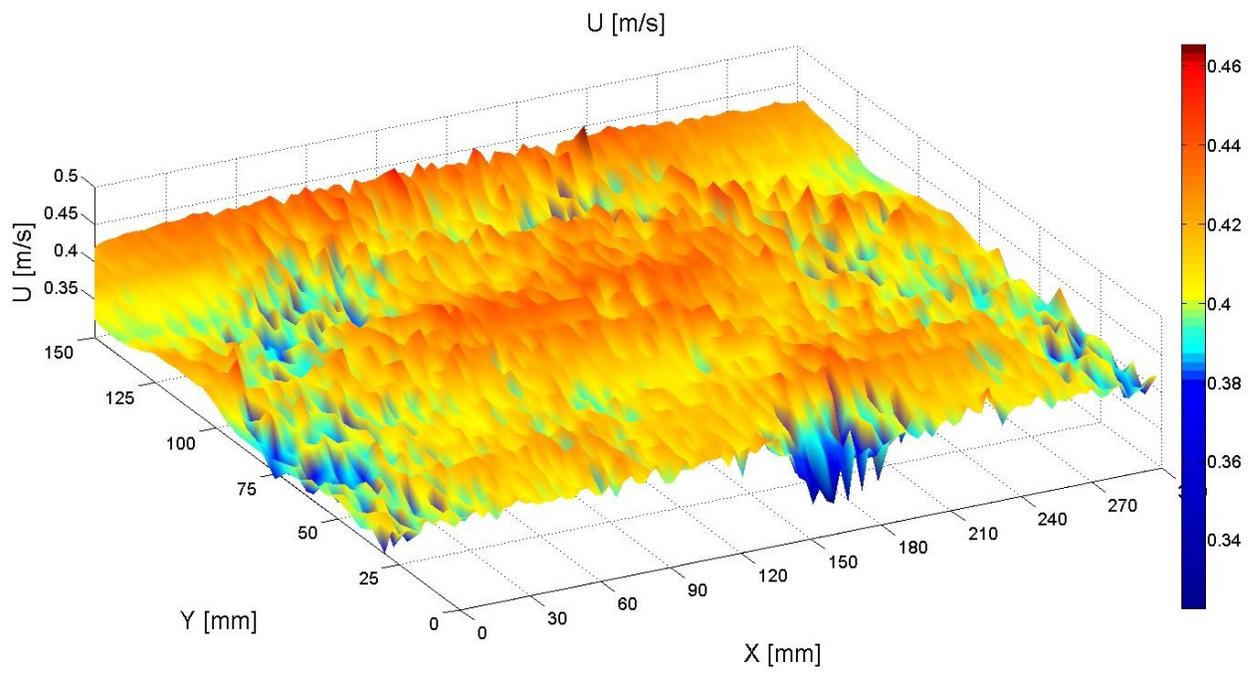


Figura A.2: Campo de velocidades mostrado en el capítulo 4 a 300mm tras el rotor, ahora en perspectiva.

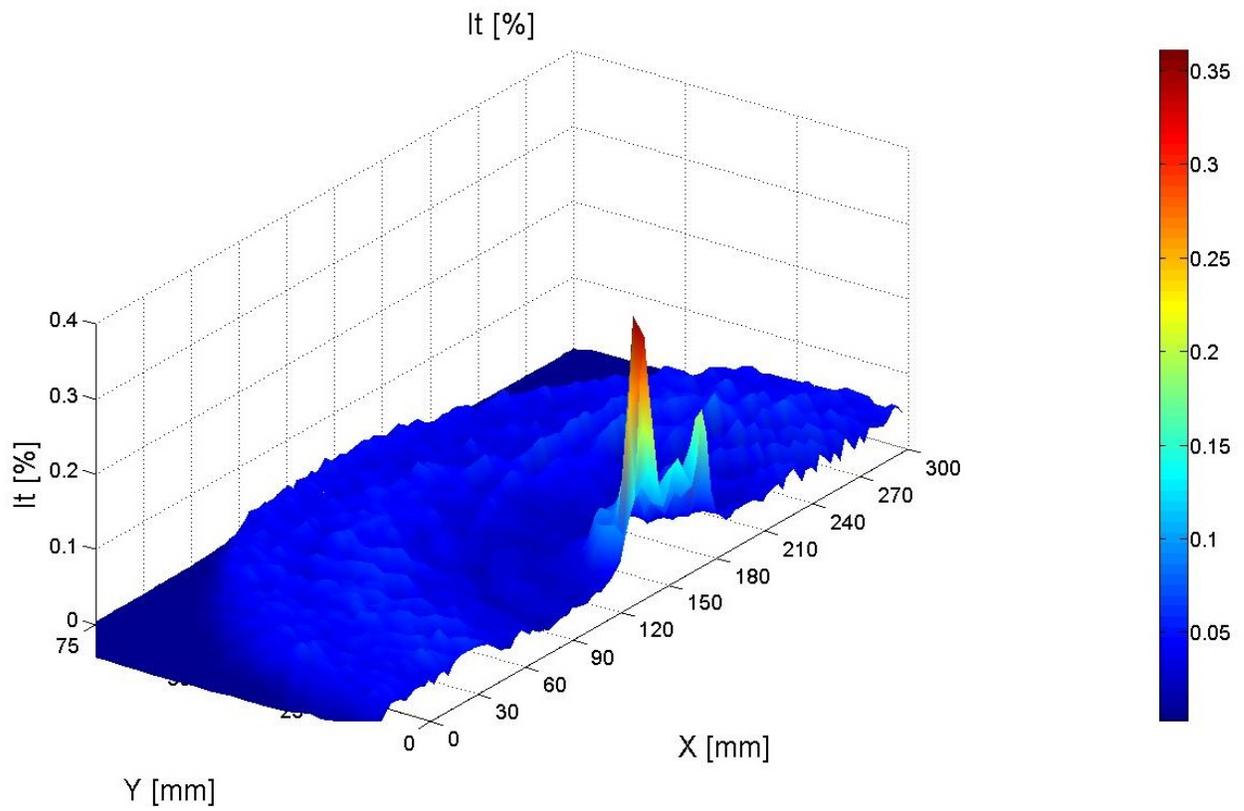


Figura A.3: Campo de desviación estándar mostrado en el capítulo 4 a 65mm tras el rotor, ahora en perspectiva.

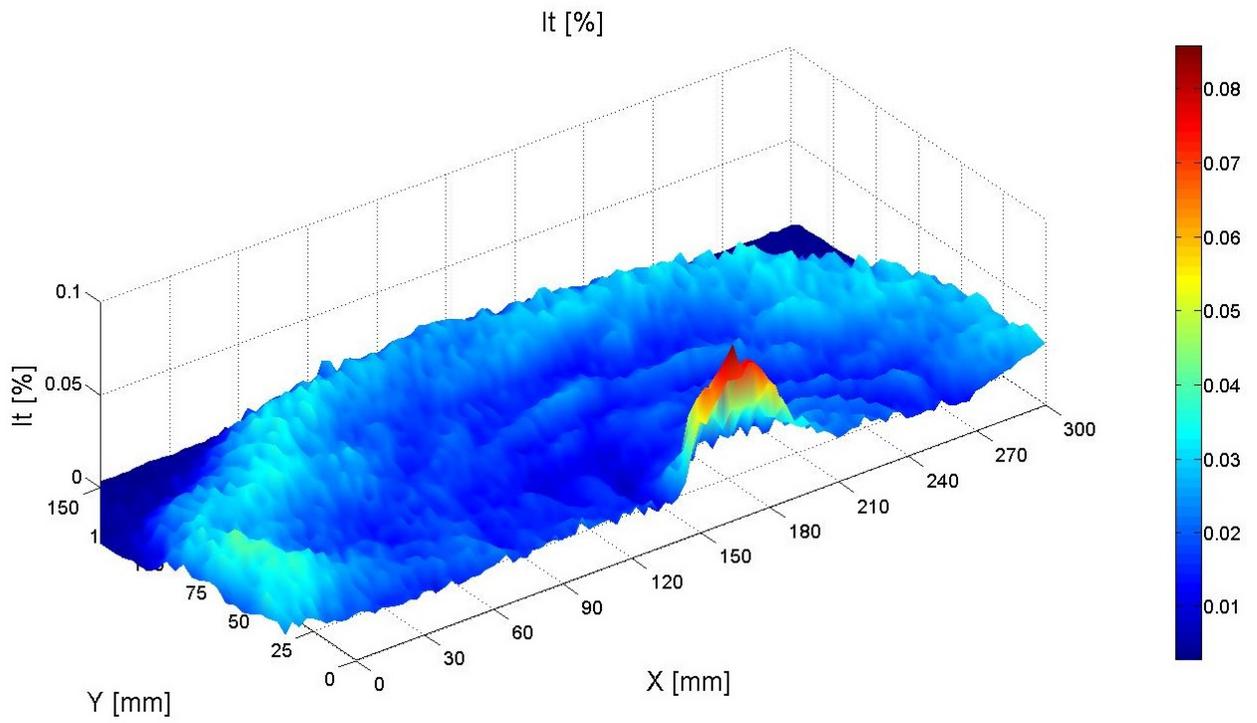


Figura A.4: Campo de desviación estándar mostrado en el capítulo 4 a 300mm tras el rotor, ahora en perspectiva.

## Apéndice B

# Apéndice B: Archivos utilizados en MatLab

Scripts para cargar los archivos de datos:

-Recorre archivos:

```
for k=1:30
    for i=1:111 %recorre los archivos
        [t,volt]=load_dt322(sprintf('pa%d_%d_0.bin',k,i), 2); % Carga los datos
        L(:,k,i)=volt(:,2);
        UU(:,k,i)=volt(:,1);
    end
end
U=((UU+1.6).^2-1.9642)/0.8619); %transforma voltaje a [m/s]
Uabs=abs(U-mean(mean(mean(U))))+mean(mean(mean(U)));
```

-Carga datos:

```
%*****
%** LOAD ANALOG BINARY DATA FROM DT-322 (1&2 channels)
%** USE AS:
%** [t,volt]=load_dt322('File.bin', chan#)
%** chan#[1/2]
%**
%** for k=1:N,[t,v]=load_dt322(sprintf('data%d_0.bin',k), 1); V(:,k) = v; end
%** filt_rhp(4, v, Sfreq, 300, 3);
%**
%**
%**                                     rhp 2000
%*****
function [t,volt] = load_dt322(file_name,chan);
```

```

fp = fopen(file_name,'rb');                                %% Load points from file
NCHAN = fread(fp,1,'double');
PTS = fread(fp,1,'double');
freq_ech = fread(fp,1,'double');
minRange = fread(fp,1,'double');
maxRange = fread(fp,1,'double');
resolution= fread(fp,1,'double');
gain = fread(fp,1,'double');
value = fread(fp,PTS,'ushort');
fclose(fp);
inc=NCHAN;
%value1 = value(chan:inc:PTS);
volt=zeros(PTS/NCHAN,NCHAN);    %% PTS es potencia de 2
for k=1:NCHAN,
    volt(:,k) = ((maxRange-minRange)/resolution)*value(k:NCHAN:PTS) + minRange; %% binary to
end;
volt = volt/gain;

t = (0:length(volt(:,1))-1)/(freq_ech/NCHAN);
freq_ech/NCHAN;

```

```

%for idx=1:39, [t,volt]=load_DT322(sprintf('data%d.bin',idx), 1); V(:,idx) = filt_rhp(4, volt);

```

Script correlación cruzada (con teorema de convolución):

```

%*****
% FUNCTION correl.m
% Usage: [lag, C] = correl(data1, data2, NN, ovlpFLAG)
% ovlpFLAG = [0/1] => ovlp=[0/NN/2]
% Compute Cross Correlation using fft and ifft
% lag at max(C) > 0 ==> data2 avance par rapport a data1
%
%                               rhp, 19 Fevrier 1998
%*****
function [lag,C] = correl(data1,data2,NN,FLG)
    data1=data1(:); data2=data2(:);
    C =zeros(NN,1); C = C(:); ovlp = 0;
    K = length(data1)/NN;
    lag = linspace(-NN/2,NN/2-1,NN)';
    W=hanning(NN); W=W(:);
    if(FLG==1)
        ovlp=NN/2;
        K=2*K-1;
    end

```

```

    end % When using overlap
    a=1; b=NN;
for k=1:K,
    data1(a:b) = (data1(a:b)-mean(data1(a:b))).*W;
    data2(a:b) = (data2(a:b)-mean(data2(a:b))).*W;
    norm1=sum(data1(a:b).^2); norm2=sum(data2(a:b).^2);
    Co=fftshift(real(ifft(fft(data1(a:b),NN).*conj(fft(data2(a:b),NN)),NN)));
    C = C + (Co/(sqrt(norm1*norm2)))/K;
    a = k*NN + 1 - ovlp;
    b = a-1 + NN;
end %End Loop

```

Función de promedio coherente:

```

%*****
%** Coherent-Mean Function No1; (high speed)
%** Look for a "motif" inside "data" using
%** cross-correlation "correl.m"
%** Computes cross correl when maxCorr > seuil, but
%** when slope of maxCorr <0 it jumps the actual motif by Nfft pts.
%** [x,avg] = cmean1(motif, data, seuil, step)
%** seuil : Min value of correl accepted (0<S<1)
%** step : Jumps when correl < Seuil. (step<40 !!)
%** x : Pos of motif in "data" (starting pt)
%** avg : Coherent averaged motif (without weighth)
%** R,I : Real, Imaginary averaged parts of avg.
% GSalaya 2013: same as cmean1 but doesnt show "n" nor "avg"
function [Pos, avg] = cmean5(motif, data, Seuil, Step);
data = data(:); motif = motif(:);
Nm=length(motif); Nd=length(data);
Ini=Nm/2; Fin=Ini+Nm-1; delta = Ini:Fin;
avg = zeros(Nm,1);R=avg; I=avg;
n=0;sgn=1;
while Fin <= (Nd-Nm), % Finish when end_of_file
    [lag,C] = correl(motif,data(delta),Nm,0);
    idx = 1;
    Cmax=0; Lmax=0; mC=max(C);
    while (mC > Seuil) & (sgn > 0)
        Ini=Ini+1; Fin=Fin+1; delta=Ini:Fin;
        [lag,C] = correl(motif,data(delta),Nm,0);
        [Cmax(idx),s]= max(C); pos(idx)=Ini-lag(s);
        sgn = sign(Cmax(idx)-mC); mC=Cmax(idx); %evaluate Correl slope
        idx = idx+1;
    end
    switch sgn
    case -1
        n=n+1; [r,s]= max(Cmax); Pos(n)=pos(s); sgn = 1;
        avg = avg + data(Pos(n):(Pos(n)+ Nm-1));

```

```

        Ini = Pos(n)+(Nm-1);Fin = Ini + (Nm-1);%jump actual motif in Nm
    end
        %pts, the motif length,
    Ini=Ini+Step; Fin=Fin+Step; delta=Ini:Fin;%to avoid re-find it.
end
avg = avg/n;

```

Script mapas de velocidad 2D:

```

% Motif: cambiar, elegir uno adecuado para cada serie de datos

```

```

ini_m=20;%principio motivo

```

```

fin_m=45;%fin motivo

```

```

%corregir a longitud par

```

```

if mod(length(ini_m:fin_m),2)~=0

```

```

    fin_m=fin_m+1;

```

```

end

```

```

motif=(L(ini_m:fin_m,1,1));

```

```

%U=abs(U-mean(mean(mean(U))));

```

```

for k=1:30

```

```

    for i=1:111

```

```

        data=L(:,k,i); % data para cada punto medido

```

```

        %u(i,k)=mean(U(:,k,i)); % en cada punto el promedio de todos sus datos en el tiempo

```

```

        %for m=1:512 %Cambiar el 512 por la cantidad de datos en el tiempo

```

```

        %uo(m,k,i)=U(m,k,i)-u(k,i); % U centrado en cero, osea cada punto de U menos el promedio te

```

```

    %end

```

```

    [x,avg] = cmean5(motif, data,0.9 ,1);

```

```

    %solo un punto

```

```

    p=x(5)+5;

```

```

    prom3(k,i)=mean(U(p-1:p+1,k,i));

```

```

    % promedio de las pasadas

```

```

        for j=1:length(x)-1

```

```

            p=x(j)+25; % punto medio del motif

```

```

            prom4(k,i)=mean(U(p-1:p+1,k,i));

```

```

        end

```

```

    end

```

```

end

```

```

    %me=mean(prom);

```

```

figure

```

```

surf(prom4)

```

```

surf(prom3)

```

```

    shading interp

```

Script indice de turbulencia (It):

```
for k=1:30
for i=1:111
    It(k,i)=std(U(:,k,i))/mean(U(:,k,i));

end
end
surf(It)
shading interp
```