



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

**DESEMPEÑO AERODINÁMICO DE TURBINAS EÓLICAS DE EJE  
VERTICAL EN FUNCIÓN DE TEMPERATURA DE SUPERFICIE DE  
ÁLABE**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE  
MAGÍSTER EN INGENIERÍA CIVIL MECÁNICA  
MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

CELSO RANGEL THOMAZ JUNIOR

PROFESOR GUÍA:  
WILLIAMS CALDERÓN MUÑOZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
ALEJANDRO ORTIZ  
RICHARD LEBOEUF

SANTIAGO DE CHILE  
DICIEMBRE 2012

## Abstract

This study presents numerical simulations of a Darrieus type vertical axis wind turbine (VAWT) under the influence of passive flow control, specifically by varying blade surface temperature, in order to determine whether it is possible to obtain a better aerodynamic performance of the turbine. The temperature gradient between blade and flow can lead to delay or advancement in the boundary layer separation, and variations in the frequency of vortex shedding. These techniques can be used to increase or reduce aerodynamic forces where appropriate. The simulations are performed with the finite volume method using a commercial software (ANSYS Fluent 13.0.0) with the turbulence model  $k-\omega$  SST. A two-dimensional transient rotor-stator model with a sliding mesh was used, in order to capture changes in the flow through the rotation. A version of the Double-Multiple Streamtube Model (DMS) is used as a numerical validation method. Results indicate that increases in the average turbine torque and power are obtained from uniform cooling of the turbine blade with respect to freestream temperature, while uniform heating results in decreases of both torque and power. These results are explained through the relation between aerodynamic forces and physical properties, specifically density. Proposed for future research is the study of nonuniform temperature distributions in the blades, and generalization of this study to three-dimensional simulation.



## Resumen

Este estudio presenta simulaciones numéricas de una turbina eólica de eje vertical (VAWT) tipo Darrieus utilizando técnicas de control de flujo pasivo, específicamente variando las temperaturas de superficie de álabe, con el objetivo de determinar si es posible obtener un mejor desempeño aerodinámico de la turbina. El gradiente de temperatura entre el álabe y el flujo puede generar atrasos o adelantos en el desprendimiento de la capa límite, y variaciones en la frecuencia de desprendimiento de vórtices. Luego, se pueden utilizar estas técnicas para reducir o aumentar fuerzas aerodinámicas donde sea favorable. Las simulaciones son realizadas con el método de volúmenes finitos utilizando un software comercial (ANSYS Fluent 13.0.0), con el modelo de turbulencia  $k-\omega$  SST. Se utiliza un modelo bidimensional rotor-estator transiente, usando una malla deslizante, para así capturar los cambios en el flujo a través de la rotación. También se utiliza el Double-Multiple Streamtube Model (DMST) como método de validación numérica. Como resultados, se obtienen incrementos en el torque y potencia media de la turbina al enfriarla uniformemente, mientras que se obtienen caídas de torque y potencia media al calentarla uniformemente. Estos resultados se explican a través de la relación entre fuerzas aerodinámicas con las propiedades físicas, específicamente la densidad. No se nota reducción de arrastre a las temperaturas simuladas. Se propone para futuros trabajos la investigación de distribuciones de temperatura no uniformes en los álabes, y la generalización de este estudio a simulaciones tridimensionales.

*À minha mãe, meu pai, e minha irmã*

## Agradecimientos

Gostaria de agradecer a meus pais e minha irmã, por todo seu carinho, amor e compreensão durante toda a minha vida. Sou o que sou hoje graças a vocês.

También me gustaría agradecer a mi profesor y amigo Williams Calderón, por todo su apoyo y consejo en el desarrollo de este trabajo. Gracias también son extendidas al profesor Richard LeBoeuf, por sus valiosas contribuciones, y al profesor Alejandro Ortiz, por aceptar ser miembro de mi comisión evaluadora.

Un aló a mis amigos y compañeros de la oficina 402: Mónica, Francisca, Jorge, Juan y Rodrigo, por todas las horas que pasamos juntos entre risas, enojos y desesperos computacionales. Gracias por todo, especialmente por tolerarme.

Un abrazo de corazón a los primeros amigos y hermanos que hice en la facultad de ingeniería: Camilo, Nacho y Tóbal. Gracias por todos los momentos, viejos.

También quiero agradecer a mis primeros grandes amigos mecánicos: Pablo, Mónica y Marilia.

Gracias y muchos cariños a mis amigas Fabiola y María Jesús. Gracias por su amistad, por los tecitos y las galletas, y por las risas que sacaba cada vez que las iba a visitar.

Deseo darle las gracias a dos profesores que marcaron mi vida. Primero, a Patricio Cea, por ayudarme en el momento que más lo necesitaba, darme corazón para seguir adelante y cumplir mis metas. Y segundo, a Eleamar Barrios, por ser simplemente el mejor profesor del cual he tenido el gusto de aprender. Aún no he conocido a un profesor que se le asemeje en su dedicación con el alumno, su carisma y su gusto por enseñar.

Finalmente, muchas gracias a todos aquellos que han sido parte de mi vida en estos últimos seis años.

# Índice general

Índice general	III
Índice de figuras	VII
Índice de tablas	XIII
Glosario	XV
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Turbinas Eólicas . . . . .	3
1.2.1. Turbinas Eólicas de Eje Horizontal . . . . .	3
1.2.2. Turbinas Eólicas de Eje Vertical . . . . .	3
1.2.2.1. Turbinas Eólicas tipo Darrieus . . . . .	5
1.2.2.2. Turbinas Eólicas tipo Savonius . . . . .	7
1.3. Control de Flujo . . . . .	8
1.4. Definición del Problema . . . . .	8
1.5. Objetivos . . . . .	8
1.5.1. Objetivo General . . . . .	8
1.5.2. Objetivos Específicos . . . . .	8
<b>2. Aerodinámica y Modelamiento Matemático</b>	<b>10</b>
2.1. Aerodinámica de las Turbinas Eólicas de Eje Vertical . . . . .	10
2.1.1. Aerodinámica de un Perfil Alar . . . . .	10
2.1.1.1. Definición y nomenclatura de un Perfil Alar . . . . .	10
2.1.1.2. Fuerzas Aerodinámicas y Momentos . . . . .	12
2.1.1.3. Coeficientes Adimensionales . . . . .	13
2.1.1.4. Entrada en Pérdida (Stall) . . . . .	14
2.1.2. Aerodinámica de una Turbina Darrieus . . . . .	15
2.1.2.1. Geometría y nomenclatura típica . . . . .	16
2.1.2.2. Análisis Dimensional . . . . .	16

2.1.2.3.	Efectos de los parámetros adimensionales sobre el desempeño aerodinámico . . . . .	18
2.1.2.4.	Variación del ángulo de ataque . . . . .	20
2.1.2.5.	Pérdida Dinámica (Dynamic Stall) . . . . .	21
2.2.	Modelos Aerodinámicos Computacionales . . . . .	25
2.2.1.	Modelos de Momentum . . . . .	25
2.2.1.1.	Modelo Unidimensional Ideal . . . . .	25
2.2.1.2.	Modelos de Tubo de Corriente (Streamtube Models) . . . . .	27
2.2.1.3.	Modelo DMS (Double-Multiple Streamtube) . . . . .	29
2.2.2.	Modelos de Vórtice (Vortex Model) . . . . .	32
2.3.	Método de Volúmenes Finitos . . . . .	32
2.3.1.	Ecuaciones Gobernantes . . . . .	32
2.3.2.	Formulación del Método de Volúmenes Finitos . . . . .	33
2.3.3.	Acoplamiento de presión y velocidad . . . . .	34
2.3.4.	Variación de las propiedades físicas con la temperatura . . . . .	35
2.3.4.1.	Densidad . . . . .	35
2.3.4.2.	Viscosidad . . . . .	35
2.3.4.3.	Conductividad térmica y calor específico . . . . .	36
2.3.5.	Modelamiento de Turbulencia . . . . .	36
2.3.5.1.	Ecuaciones de Promedios Temporales . . . . .	36
2.3.5.2.	Modelo $k-\epsilon$ . . . . .	39
2.3.5.3.	Modelo $k-\omega$ . . . . .	40
2.3.5.4.	Modelo $k-\omega$ SST (Shear Stress Transport) . . . . .	41
2.4.	Control de Flujo . . . . .	42
2.4.1.	Control de Transición . . . . .	43
2.4.2.	Control de Separación . . . . .	44
2.4.3.	Aplicación a Turbinas Eólicas tipo Darrieus . . . . .	44
<b>3.</b>	<b>Metodología Computacional</b> . . . . .	<b>45</b>
3.1.	Definición del Problema . . . . .	45
3.2.	Geometría . . . . .	46
3.2.1.	Álabe . . . . .	46
3.2.2.	Configuración de la Turbina . . . . .	46
3.2.3.	Configuración del dominio de simulación . . . . .	48
3.3.	Procedimiento y métodos de solución . . . . .	48
3.4.	Variación de propiedades físicas con la temperatura . . . . .	51
3.5.	Condiciones de Borde . . . . .	51
3.6.	Validación . . . . .	52

3.7. Análisis de Resultados . . . . .	52
<b>4. Resultados Obtenidos: Casos Isotérmicos</b>	<b>54</b>
4.1. Mallado . . . . .	54
4.2. Resultados Globales . . . . .	57
4.2.1. Resultados del modelo en CFD . . . . .	57
4.2.2. Validación de Resultados . . . . .	58
4.3. Detalle de resultados por velocidad de rotación . . . . .	59
4.3.1. TSR = 1 . . . . .	59
4.3.2. TSR = 2 . . . . .	72
4.3.3. TSR = 3 . . . . .	83
4.3.4. TSR = 4 . . . . .	89
4.3.5. TSR = 5 . . . . .	95
4.3.6. TSR = 6 . . . . .	98
4.4. Análisis de Resultados . . . . .	101
<b>5. Resultados Obtenidos: Casos con Diferencia de Temperatura</b>	<b>103</b>
5.1. Resultados Globales . . . . .	103
5.1.1. Variaciones en el coeficiente de potencia . . . . .	103
5.1.2. Transferencia de calor . . . . .	103
5.2. Detalle de resultados por velocidad de rotación . . . . .	105
5.2.1. TSR = 1 . . . . .	105
5.2.2. TSR = 2 . . . . .	115
5.2.3. TSR = 3 . . . . .	124
5.2.4. TSR = 4 . . . . .	131
5.2.5. TSR = 5 . . . . .	135
5.2.6. TSR = 6 . . . . .	139
5.3. Modelamiento matemático de resultados . . . . .	142
5.3.1. Coeficiente de Potencia . . . . .	142
5.3.2. Transferencia de Calor . . . . .	144
5.4. Análisis de resultados . . . . .	144
<b>6. Conclusiones y Recomendaciones</b>	<b>146</b>
<b>Referencias</b>	<b>149</b>
<b>Anexos</b>	<b>154</b>
<b>Anexo A. Código del Modelo DMS (Double-Multiple Streamtube)</b>	<b>155</b>

<b>Anexo B. Detalle de Coeficientes de Momento por TSR y TR</b>	<b>163</b>
B.1. Casos con TR = 1 . . . . .	164
B.2. Casos con TR = 0,98 . . . . .	171
B.3. Casos con TR = 0,95 . . . . .	178
B.4. Casos con TR = 1,02 . . . . .	185
B.5. Casos con TR = 1,05 . . . . .	192

# Índice de figuras

1.1.	Capacidad eólica global instalada por año . . . . .	2
1.2.	Capacidad eólica global acumulada por año . . . . .	2
1.3.	Turbina Eólica de Eje Horizontal . . . . .	4
1.4.	Turbinas Eólicas de Eje Vertical . . . . .	5
1.5.	Configuraciones de la turbina Darrieus . . . . .	6
1.6.	Esquema de una turbina Savonius . . . . .	7
2.1.	Nomenclatura de un Perfil Alar . . . . .	11
2.2.	Fuerzas Aerodinámicas . . . . .	12
2.3.	Líneas de corriente sobre un perfil alar . . . . .	13
2.4.	Borde de salida de un perfil alar . . . . .	14
2.5.	Curva típica de $C_L$ vs. ángulo de ataque $\alpha$ . . . . .	15
2.6.	Esquema de la entrada en pérdida o stall . . . . .	16
2.7.	Geometría típica de una Turbina Darrieus . . . . .	17
2.8.	Curva típica de $C_P$ vs. TSR . . . . .	19
2.9.	Curva típica de $C_P$ vs. TSR para varios valores de solidez $\sigma$ . . . . .	20
2.10.	Triángulo de velocidades de un álabe de turbina Darrieus . . . . .	21
2.11.	Ángulo de ataque $\alpha$ vs. ángulo azimutal $\theta$ para varios TSR ( $\lambda$ ) . . . . .	22
2.12.	Evolución de un vórtice generado por pérdida dinámica . . . . .	23
2.13.	Esquema cronológico de la Pérdida Dinámica . . . . .	24
2.14.	Esquema de una turbina como disco actuador . . . . .	25
2.15.	Esquema del modelo de un tubo de corriente . . . . .	28
2.16.	Esquema del modelo de múltiples tubo de corriente . . . . .	28
2.17.	Esquema del modelo DMS . . . . .	29
2.18.	Esquema de las fuerzas aerodinámicas en el modelo DMS . . . . .	31
2.19.	Vórtices turbulentos . . . . .	37
2.20.	Fluctuaciones temporales . . . . .	37
3.1.	Perfil NACA 0021 . . . . .	46
3.2.	Geometría de la turbina Darrieus a simular . . . . .	47



3.3. Dominio de simulación . . . . .	48
3.4. Condiciones de Borde del Problema . . . . .	52
4.1. Mallado del dominio completo . . . . .	55
4.2. Mallado del dominio rotatorio . . . . .	56
4.3. Mallado alrededor del perfil . . . . .	56
4.4. Independencia de Malla . . . . .	57
4.5. Curva de $C_p$ vs. TSR para el modelo CFD . . . . .	58
4.6. Curva de $C_p$ vs. TSR con los métodos de validación . . . . .	59
4.7. Coeficiente de momento de la turbina total, y de cada álabe en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 1 . . . . .	61
4.8. Contorno de velocidad para el primer álabe, en $\theta = 60^\circ$ , con TSR = 1 . . . . .	63
4.9. Contorno de presión para el primer álabe, en $\theta = 60^\circ$ , con TSR = 1 . . . . .	63
4.10. Contorno de vorticidad para el primer álabe, en $\theta = 60^\circ$ , con TSR = 1 . . . . .	64
4.11. Líneas de corriente para el primer álabe, en $\theta = 60^\circ$ , con TSR = 1 . . . . .	64
4.12. Contorno de velocidad para el primer álabe, en $\theta = 75^\circ$ , con TSR = 1 . . . . .	65
4.13. Contorno de presión para el primer álabe, en $\theta = 75^\circ$ , con TSR = 1 . . . . .	65
4.14. Contorno de vorticidad para el primer álabe, en $\theta = 75^\circ$ , con TSR = 1 . . . . .	66
4.15. Líneas de corriente para el primer álabe, en $\theta = 75^\circ$ , con TSR = 1 . . . . .	66
4.16. Contorno de velocidad de la estela de la turbina, con TSR = 1 . . . . .	67
4.17. Contorno de vorticidad de la estela de la turbina, con TSR = 1 . . . . .	67
4.18. Líneas de corriente para el primer álabe, en $\theta = 120^\circ$ , con TSR = 1 . . . . .	68
4.19. Líneas de corriente para el primer álabe, en $\theta = 240^\circ$ , con TSR = 1 . . . . .	68
4.20. Contorno de velocidad para el primer álabe, en $\theta = 120^\circ$ , con TSR = 1 . . . . .	69
4.21. Contorno de velocidad para el primer álabe, en $\theta = 240^\circ$ , con TSR = 1 . . . . .	69
4.22. Contorno de velocidad para el primer álabe, en $\theta = 300^\circ$ , con TSR = 1 . . . . .	70
4.23. Líneas de corriente para el primer álabe, en $\theta = 300^\circ$ , con TSR = 1 . . . . .	70
4.24. Generación de vorticidad sobre el primer álabe, en $\theta = 300^\circ$ , con TSR = 1 . . . . .	71
4.25. Coeficiente de momento de la turbina total, y de cada álabe en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 2 . . . . .	73
4.26. Contorno de velocidad para el primer álabe, en $\theta = 75^\circ$ , con TSR = 2 . . . . .	75
4.27. Contorno de presión para el primer álabe, en $\theta = 75^\circ$ , con TSR = 2 . . . . .	75
4.28. Líneas de corriente para el primer álabe, en $\theta = 75^\circ$ , con TSR = 2 . . . . .	76
4.29. Contorno de velocidad para el primer álabe, en $\theta = 90^\circ$ , con TSR = 2 . . . . .	76
4.30. Contorno de presión para el primer álabe, en $\theta = 90^\circ$ , con TSR = 2 . . . . .	77
4.31. Líneas de corriente para el primer álabe, en $\theta = 90^\circ$ , con TSR = 2 . . . . .	77
4.32. Contorno de velocidad para el primer álabe, en $\theta = 105^\circ$ , con TSR = 2 . . . . .	78
4.33. Contorno de presión para el primer álabe, en $\theta = 105^\circ$ , con TSR = 2 . . . . .	78

4.34. Líneas de corriente para el primer álabe, en $\theta = 105^\circ$ , con TSR = 2 . . . . .	79
4.35. Líneas de corriente para el primer álabe, en $\theta = 225^\circ$ , con TSR = 2 . . . . .	79
4.36. Líneas de corriente para el primer álabe, en $\theta = 240^\circ$ , con TSR = 2 . . . . .	80
4.37. Líneas de corriente para el primer álabe, en $\theta = 255^\circ$ , con TSR = 2 . . . . .	80
4.38. Contorno de velocidad para el primer álabe, en $\theta = 225^\circ$ , con TSR = 2 . . . . .	81
4.39. Contorno de velocidad para el primer álabe, en $\theta = 240^\circ$ , con TSR = 2 . . . . .	81
4.40. Contorno de velocidad para el primer álabe, en $\theta = 255^\circ$ , con TSR = 2 . . . . .	82
4.41. Coeficiente de momento de la turbina total, y de cada álabe en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 3 . . . . .	84
4.42. Contorno de velocidad para el primer álabe, en $\theta = 75^\circ$ , con TSR = 3 . . . . .	85
4.43. Contorno de velocidad para el primer álabe, en $\theta = 90^\circ$ , con TSR = 3 . . . . .	85
4.44. Líneas de corriente para el primer álabe, en $\theta = 75^\circ$ , con TSR = 3 . . . . .	86
4.45. Líneas de corriente para el primer álabe, en $\theta = 90^\circ$ , con TSR = 3 . . . . .	86
4.46. Contorno de velocidad de la estela de la turbina, con TSR = 3 . . . . .	87
4.47. Contorno de vorticidad de la estela de la turbina, con TSR = 3 . . . . .	87
4.48. Detalle del contorno de velocidad de la turbina, en $\theta = 270^\circ$ , con TSR = 3 . . . . .	88
4.49. Detalle del contorno de vorticidad de la turbina, en $\theta = 270^\circ$ , con TSR = 3 . . . . .	88
4.50. Coeficiente de momento de la turbina total, y de cada álabe en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 4 . . . . .	90
4.51. Contorno de velocidad para el primer álabe, en $\theta = 90^\circ$ , con TSR = 4 . . . . .	92
4.52. Contorno de velocidad para el primer álabe, en $\theta = 105^\circ$ , con TSR = 4 . . . . .	92
4.53. Líneas de corriente para el primer álabe, en $\theta = 90^\circ$ , con TSR = 4 . . . . .	93
4.54. Líneas de corriente para el primer álabe, en $\theta = 105^\circ$ , con TSR = 4 . . . . .	93
4.55. Contorno de velocidad de la estela de la turbina, con TSR = 4 . . . . .	94
4.56. Contorno de vorticidad de la estela de la turbina, con TSR = 4 . . . . .	94
4.57. Coeficiente de momento de la turbina total, y de cada álabe en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 5 . . . . .	96
4.58. Contorno de velocidad de la estela de la turbina, con TSR = 5 . . . . .	97
4.59. Contorno de vorticidad de la estela de la turbina, con TSR = 5 . . . . .	97
4.60. Coeficiente de momento de la turbina total, y de cada álabe en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 6 . . . . .	99
4.61. Contorno de velocidad de la estela de la turbina, con TSR = 6 . . . . .	100
4.62. Contorno de vorticidad de la estela de la turbina, con TSR = 6 . . . . .	100
5.1. Variación porcentual del coeficiente de potencia $C_p$ con respecto a la razón de temperaturas TR . . . . .	104
5.2. Coeficiente de potencia de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 1 para varios valores de TR . . . . .	106

5.3. Coeficiente de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 1 para varios valores de TR . . . . .	106
5.4. Diferencia de coeficientes de potencia de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 1 para varios valores de TR . . . . .	107
5.5. Diferencia de coeficientes de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 1 para varios valores de TR . . . . .	107
5.6. Coeficiente de potencia medio de la turbina en función de la razón de temperaturas TR, con TSR = 1 . . . . .	108
5.7. Fuerza tangencial por esfuerzos de corte sobre el primer álabe, con TSR = 1, para varios valores de TR. . . . .	110
5.8. Fuerza tangencial por presión sobre el primer álabe, con TSR = 1, para varios valores de TR. . . . .	110
5.9. Contorno de velocidad del primer álabe, con TSR = 1 y TR = 0,95, para $\theta = 60^\circ$ .	111
5.10. Contorno de velocidad del primer álabe, con TSR = 1 y TR = 1,05, para $\theta = 60^\circ$ .	111
5.11. Contorno de presión del primer álabe, con TSR = 1 y TR = 0,95, para $\theta = 60^\circ$ . . .	112
5.12. Contorno de presión del primer álabe, con TSR = 1 y TR = 1,05, para $\theta = 60^\circ$ . . .	112
5.13. Contorno de densidad del primer álabe, con TSR = 1 y TR = 0,95, para $\theta = 60^\circ$ . .	113
5.14. Contorno de densidad del primer álabe, con TSR = 1 y TR = 1,05, para $\theta = 60^\circ$ . .	113
5.15. Líneas de corriente del primer álabe, con TSR = 1 y TR = 0,95, para $\theta = 60^\circ$ . . .	114
5.16. Líneas de corriente del primer álabe, con TSR = 1 y TR = 1,05, para $\theta = 60^\circ$ . . .	114
5.17. Coeficiente de potencia de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 2 para varios valores de TR . . . . .	115
5.18. Coeficiente de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 2 para varios valores de TR . . . . .	116
5.19. Diferencia de coeficientes de potencia de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 2 para varios valores de TR . . . . .	116
5.20. Diferencia de coeficientes de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 2 para varios valores de TR . . . . .	117
5.21. Coeficiente de potencia medio de la turbina en función de la razón de temperaturas TR, con TSR = 2 . . . . .	117
5.22. Contorno de velocidad del primer álabe, con TSR = 2 y TR = 0,95, para $\theta = 75^\circ$ .	119
5.23. Contorno de velocidad del primer álabe, con TSR = 2 y TR = 1,05, para $\theta = 75^\circ$ .	119
5.24. Contorno de presión del primer álabe, con TSR = 2 y TR = 0,95, para $\theta = 75^\circ$ . . .	120
5.25. Contorno de presión del primer álabe, con TSR = 2 y TR = 1,05, para $\theta = 75^\circ$ . . .	120
5.26. Contorno de densidad del primer álabe, con TSR = 2 y TR = 0,95, para $\theta = 75^\circ$ . .	121
5.27. Contorno de densidad del primer álabe, con TSR = 2 y TR = 1,05, para $\theta = 75^\circ$ . .	121
5.28. Contorno de velocidad del primer álabe, con TSR = 2 y TR = 0,95, para $\theta = 120^\circ$ .	122
5.29. Contorno de velocidad del primer álabe, con TSR = 2 y TR = 0,98, para $\theta = 120^\circ$ .	122

5.30. Contorno de velocidad del primer álabe, con $TSR = 2$ y $TR = 1,05$ , para $\theta = 120^\circ$ .	123
5.31. Coeficiente de potencia de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con $TSR = 3$ para varios valores de $TR$ . . . . .	124
5.32. Coeficiente de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con $TSR = 3$ para varios valores de $TR$ . . . . .	125
5.33. Diferencia de coeficientes de potencia de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con $TSR = 3$ para varios valores de $TR$ . . . . .	125
5.34. Diferencia de coeficientes de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con $TSR = 3$ para varios valores de $TR$ . . . . .	126
5.35. Coeficiente de potencia medio de la turbina en función de la razón de temperaturas $TR$ , con $TSR = 3$ . . . . .	126
5.36. Contorno de densidad del primer álabe, con $TSR = 3$ y $TR = 0,95$ , para $\theta = 90^\circ$ . .	128
5.37. Contorno de densidad del primer álabe, con $TSR = 3$ y $TR = 1,05$ , para $\theta = 90^\circ$ . .	128
5.38. Líneas de corriente del primer álabe, con $TSR = 3$ y $TR = 0,95$ , para $\theta = 135^\circ$ . . .	129
5.39. Líneas de corriente del primer álabe, con $TSR = 3$ y $TR = 1,05$ , para $\theta = 135^\circ$ . . .	129
5.40. Diferencia en contorno de velocidad de la turbina entre $TR = 1$ y $TR = 0,95$ , con $TSR = 3$ . . . . .	130
5.41. Diferencia en contorno de velocidad de la turbina entre $TR = 1$ y $TR = 1,05$ , con $TSR = 3$ . . . . .	130
5.42. Coeficiente de potencia de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con $TSR = 4$ para varios valores de $TR$ . . . . .	131
5.43. Coeficiente de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con $TSR = 4$ para varios valores de $TR$ . . . . .	132
5.44. Diferencia de coeficientes de potencia de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con $TSR = 4$ para varios valores de $TR$ . . . . .	132
5.45. Diferencia de coeficientes de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con $TSR = 4$ para varios valores de $TR$ . . . . .	133
5.46. Coeficiente de potencia medio de la turbina en función de la razón de temperaturas $TR$ , con $TSR = 4$ . . . . .	133
5.47. Contorno de velocidad del primer álabe, con $TSR = 4$ y $TR = 0,95$ , para $\theta = 90^\circ$ .	134
5.48. Contorno de presión del primer álabe, con $TSR = 4$ y $TR = 0,95$ , para $\theta = 90^\circ$ . . .	134
5.49. Coeficiente de potencia de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con $TSR = 5$ para varios valores de $TR$ . . . . .	135
5.50. Coeficiente de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con $TSR = 5$ para varios valores de $TR$ . . . . .	136
5.51. Diferencia de coeficientes de potencia de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con $TSR = 5$ para varios valores de $TR$ . . . . .	136

5.52. Diferencia de coeficientes de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 5 para varios valores de TR . . . . .	137
5.53. Coeficiente de potencia medio de la turbina en función de la razón de temperaturas TR, con TSR = 5 . . . . .	137
5.54. Contorno de velocidad del primer álabe, con TSR = 5 y TR = 0,95, para $\theta = 90^\circ$ .	138
5.55. Contorno de velocidad del primer álabe, con TSR = 5 y TR = 1,05, para $\theta = 90^\circ$ .	138
5.56. Coeficiente de potencia de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 6 para varios valores de TR . . . . .	139
5.57. Coeficiente de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 6 para varios valores de TR . . . . .	140
5.58. Diferencia de coeficientes de potencia de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 6 para varios valores de TR . . . . .	140
5.59. Diferencia de coeficientes de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal $\theta$ , con TSR = 6 para varios valores de TR . . . . .	141
5.60. Coeficiente de potencia medio de la turbina en función de la razón de temperaturas TR, con TSR = 6. . . . .	141
5.61. Gráficos del modelo numérico de $C_p$ vs. TR y TSR . . . . .	143
5.62. Gráficos del coeficiente de calor de $C_Q$ vs. TR para varios TSR . . . . .	143
5.63. Gráficos del modelo numérico de $C_Q$ vs. TR y TSR . . . . .	144

# Índice de tablas

1.1. Capacidad eólica total instalada en Chile . . . . .	2
3.1. Configuración de la Turbina . . . . .	47
3.2. Detalle de casos a simular . . . . .	50
3.3. Condición de borde en la entrada del modelo . . . . .	51
4.1. Estadísticas de Malla . . . . .	54
4.2. Resultados Globales . . . . .	57
4.3. Coeficiente de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de la turbina completa, para TSR = 1 . . . . .	60
4.4. Coeficiente de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de cada álabe, para TSR = 1 . . . . .	60
4.5. Coeficiente de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de la turbina completa, para TSR = 2 . . . . .	72
4.6. Coeficiente de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de cada álabe, para TSR = 2 . . . . .	72
4.7. Coeficiente de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de la turbina completa, para TSR = 3 . . . . .	83
4.8. Coeficiente de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de cada álabe, para TSR = 3 . . . . .	83
4.9. Coeficiente de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de la turbina completa, para TSR = 4 . . . . .	89
4.10. Coeficiente de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de cada álabe, para TSR = 4 . . . . .	89
4.11. Coeficiente de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de la turbina completa, para TSR = 5 . . . . .	95
4.12. Coeficiente de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de cada álabe, para TSR = 5 . . . . .	95
4.13. Coeficiente de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de la turbina completa, para TSR = 6 . . . . .	98

4.14. Coeficiente de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de cada álabe, para TSR = 6 . . . . .	98
4.15. Resumen de Resultados para los Casos Isotérmicos . . . . .	101
5.1. Resultados del coeficiente de potencia $C_P$ en función de TR y TSR . . . . .	104
5.2. Resultados del calor transferido $Q$ en función de TR y TSR . . . . .	104
5.3. Resultados del coeficiente de calor $C_Q$ en función de TR y TSR . . . . .	105
B.1. Valores de Referencia . . . . .	164
B.2. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 1 y TR = 1 . . . . .	165
B.3. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 2 y TR = 1 . . . . .	166
B.4. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 3 y TR = 1 . . . . .	167
B.5. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 4 y TR = 1 . . . . .	168
B.6. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 5 y TR = 1 . . . . .	169
B.7. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 6 y TR = 1 . . . . .	170
B.8. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 1 y TR = 0,98 . . . . .	172
B.9. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 2 y TR = 0,98 . . . . .	173
B.10. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 3 y TR = 0,98 . . . . .	174
B.11. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 4 y TR = 0,98 . . . . .	175
B.12. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 5 y TR = 0,98 . . . . .	176
B.13. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 6 y TR = 0,98 . . . . .	177
B.14. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 1 y TR = 0,95 . . . . .	179
B.15. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 2 y TR = 0,95 . . . . .	180
B.16. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 3 y TR = 0,95 . . . . .	181
B.17. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 4 y TR = 0,95 . . . . .	182
B.18. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 5 y TR = 0,95 . . . . .	183
B.19. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 6 y TR = 0,95 . . . . .	184
B.20. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 1 y TR = 1,02 . . . . .	186
B.21. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 2 y TR = 1,02 . . . . .	187
B.22. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 3 y TR = 1,02 . . . . .	188
B.23. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 4 y TR = 1,02 . . . . .	189
B.24. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 5 y TR = 1,02 . . . . .	190
B.25. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 6 y TR = 1,02 . . . . .	191
B.26. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 1 y TR = 1,05 . . . . .	193
B.27. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 2 y TR = 1,05 . . . . .	194
B.28. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 3 y TR = 1,05 . . . . .	195
B.29. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 4 y TR = 1,05 . . . . .	196
B.30. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 5 y TR = 1,05 . . . . .	197
B.31. Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 6 y TR = 1,05 . . . . .	198

# Glosario

$\alpha$	Ángulo de ataque sobre el álabe o perfil aerodinámico	$D$	Fuerza de sustentación o Drag
$\epsilon$	Tasa de disipación de energía cinética de turbulencia	$F, \bar{F}$	Fuerza Aerodinámica
$\Gamma$	Coefficiente de difusión	$h$	Altura de la turbina
$\mu$	Viscosidad del fluido	$i$	Energía Interna
$\omega$	Velocidad angular	$K$	Energía cinética de turbulencia
$\Phi$	Función de disipación	$k$	Conductividad térmica del fluido
$\rho$	Densidad del fluido	$L$	Fuerza de sustentación o Lift
$\rho_\infty$	Densidad en el flujo libre	$M$	Momento o torque generado sobre el perfil alar o turbina eólica
$\sigma$	Solidez de la turbina	$N$	Fuerza Normal, o perpendicular a la cuerda del perfil alar
$\tau$	Tensor de esfuerzos	$n$	Número de álabes de la turbina
$\theta$	Posición azimutal del álabe en la turbina	$P$	Potencia
$\vec{u}$	Vector de velocidad	$p$	Presión del flujo
$a, a'$	Factores de inducción o interferencia	$q_\infty$	Presión dinámica en el flujo libre
$A$	Fuerza Axial, o paralela a la cuerda del perfil alar	$R$	Radio, Constante de gas universal
$c$	Cuerda del perfil	$Re$	Número de Reynolds
$C_A$	Coefficiente adimensional de Fuerza Axial	$S_i$	Término fuente de energía interna
$C_D$	Coefficiente adimensional de Drag	$S_M$	Término fuente de momentum
$C_L$	Coefficiente adimensional de Lift	$T$	Empuje del flujo sobre la turbina ('Thrust'), Temperatura
$C_M$	Coefficiente adimensional de Momento	$U$	Velocidad del flujo
$C_N$	Coefficiente adimensional de la Fuerza Normal	$u$	Velocidad en $x$
$C_P$	Coefficiente adimensional de Potencia	$U_\infty$	Velocidad del flujo libre
$C_T$	Coefficientes adimensionales de Thrust	$v$	Velocidad en $y$
$C_v$	Calor específico a volumen constante	$w$	Velocidad en $z$
		<b>HAWT</b>	Turbina Eólica de Eje Horizontal (de sus sigla en inglés)
		<b>TR</b>	Razón de temperaturas entre turbina y flujo ('Temperature Ratio')
		<b>TSR</b>	Velocidad de punta de álabe ('Tip-Speed Ratio')
		<b>VAWT</b>	Turbina Eólica de Eje Vertical (de sus sigla en inglés)



# 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

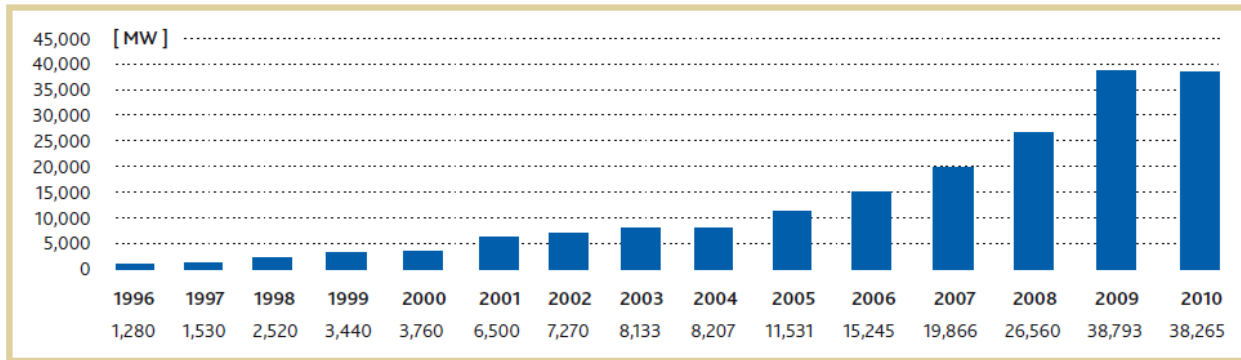
En los últimos años, debido al cada vez más relevante cambio climático, la investigación y desarrollo en el área de energías renovables ha ido aumentando de manera considerable. Dentro de este campo se ha destacado el crecimiento de la energía eólica, la cual se destaca por ser una de las más limpias y de mayor potencial disponible. Según Joselin Herbert et al. [1], el potencial energético técnicamente disponible que ofrece la energía eólica se puede estimar entre  $20 \times 10^{12}$  a  $50 \times 10^{12}$  kWh por año, mientras que el consumo total anual de electricidad es aproximadamente  $15 \times 10^{12}$  kWh.

Aunque para explotar en su totalidad este potencial aún existen varias limitaciones técnicas y económicas, la energía eólica se ha destacado por ser la fuente de energía eléctrica con crecimiento más veloz, y además se tiene que sus costos han decrecido en las últimas dos décadas [2]. El GWCE (*Global Wind Energy Council*) reúne información sobre la capacidad instalada anual y acumulada de energía eólica a nivel global (ver figuras 1.1 y 1.2). Se puede apreciar un crecimiento exponencial de ambas a través de los años.

En Chile, la situación es menos favorable. De la matriz energética chilena, apenas el 1 % del suministro generado proviene de fuentes renovables. Sin embargo, en los últimos cinco años se ha producido un crecimiento de potencia instalada en energía eólica (ver Tabla 1.1), que resulta prometedor. El ministerio de energía asevera que se han emitido varios proyectos para evaluación de impacto ambiental, cuya potencia conjunta suma alrededor de 2,000 MW. De ser aprobados, muchos de estos proyectos comenzarían su operación entre 2012 y 2014 [3].

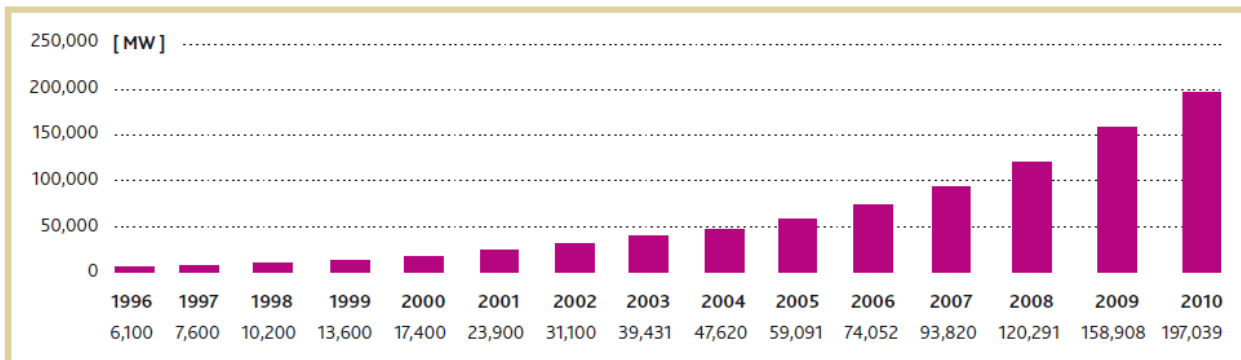
A partir de este creciente desarrollo tanto nacional como mundial de la energía eólica, es necesario un desarrollo en igual medida de la tecnología y su implementación. En particular, se ha dado un especial énfasis al diseño y perfeccionamiento de las turbinas eólicas. En el año 1995, la capacidad promedio de una turbina eólica era alrededor de 400 kW, mientras que hacia el final del año 2000 ese valor había ascendido a 700 kW [4]. La tendencia a aumentar la capacidad de estas

GLOBAL ANNUAL INSTALLED WIND CAPACITY 1996-2010



**Figura 1.1: Capacidad eólica global instalada por año** – Capacidad de energía eólica global instalada anualmente (1996-2010) Fuente: GWEC [3]

GLOBAL CUMULATIVE INSTALLED WIND CAPACITY 1996-2010



**Figura 1.2: Capacidad eólica global acumulada por año** – Capacidad de energía eólica global instalada acumulada (1996-2010). Fuente: GWEC [3]

**Tabla 1.1: Capacidad eólica total instalada en Chile** – Fuente: GWEC [3]

Año	Pot. Instalada (MW)
2006	2
2007	20
2008	20
2009	168
2010	172

turbinas (sin necesariamente aumentar su tamaño en la misma proporción) responde a la necesidad de mejorar su desempeño aerodinámico y obtener más potencia útil del recurso eólico.

Este concepto es la principal motivación de este trabajo.

## 1.2. Turbinas Eólicas

Una turbina eólica se define como un elemento que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica, la que a su vez puede ser posteriormente transformada en energía eléctrica o realizar un trabajo útil. Esta energía mecánica se ha utilizado a través de la historia para molinenda o levantamiento de agua, pero, a partir del siglo XX se empezaron a usar estas turbinas para generar potencia eléctrica. Actualmente, las turbinas eólicas se pueden clasificar en dos tipos: de eje horizontal (HAWTs, por sus siglas en inglés: Horizontal Axis Wind Turbine) y de eje vertical (VAWTs).

### 1.2.1. Turbinas Eólicas de Eje Horizontal

Las turbinas de eje horizontal son las más comunes y constituyen gran parte de la capacidad instalada actual. Son aquellas que tienen su rotor paralelo al suelo (ver Figura 1.3). En general, están compuestas de múltiple álabes (en general 3), con forma de perfiles alares; estos perfiles generan sendas fuerzas aerodinámicas al cruzar el viento por ellos, provocando así torque y giro.

Entre las características de estas turbinas, se tiene que logran giros muy estables, pueden llegar a velocidades de punta de álabes muy altas, y en general están más estudiadas, por lo que hay mayor certeza al diseñar. Para su funcionamiento, es esencial que estén direccionadas hacia el viento; luego, se hace necesario un mecanismo de orientación para direccionar la turbina frente a cambios en la dirección del viento. Además, el generador eléctrico debe ser puesto en altura para estar en línea con el giro sin tener reducciones mecánicas (grandes fuentes de pérdida). Esto último dificulta la mantención [5].

### 1.2.2. Turbinas Eólicas de Eje Vertical

Las turbinas de eje vertical son aquellas que tienen su rotor perpendicular al suelo y giran verticalmente. Al contrario de las de eje horizontal, son mucho menos comunes y probadas. Poseen varias desventajas que han desacelerado su desarrollo: tienen problemas para comenzar su rotación (self-starting) sin ayuda externa [6], y además las cargas dinámicas que se generan sobre los perfiles alares y el eje son significativas, por lo que la falla por fatiga ha sido un problema frecuente en implementaciones anteriores.

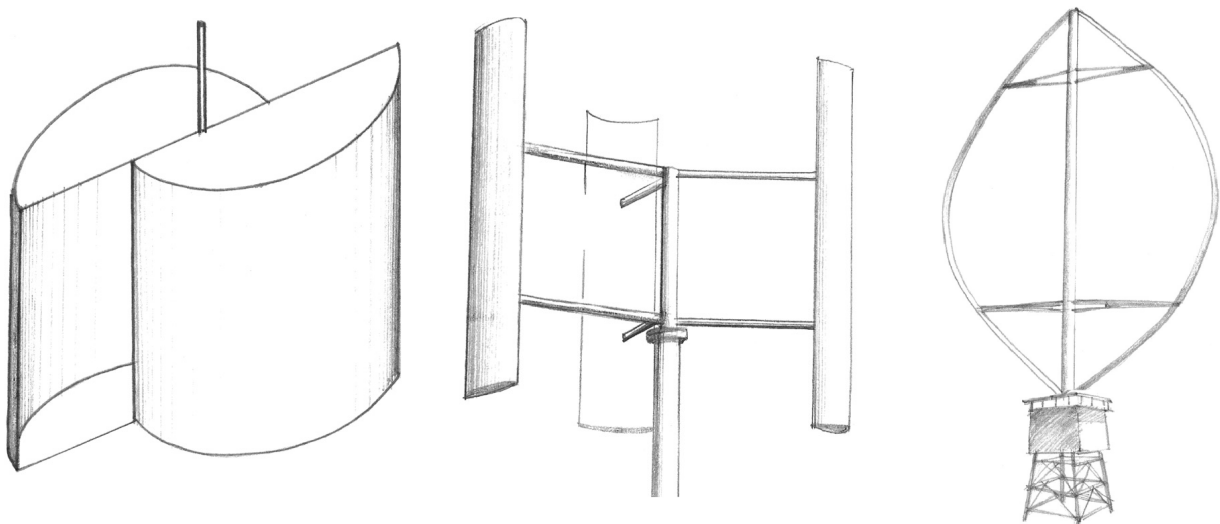
Sin embargo, estas turbinas poseen ciertas características que las de eje horizontal no pueden cumplir. Primero, son omnidireccionales; es decir, pueden girar sin importar desde qué dirección



**Figura 1.3: Turbina Eólica de Eje Horizontal** – Una turbina eólica de eje horizontal en operación. Notar como su eje de rotación en altura implica que el generador eléctrico debe estar en altura, lo cual dificulta altamente la mantención del mismo. Fabricante: Vestas

venga el viento, dispensando los complejos mecanismos de orientación [7]. Esto las hace extremadamente útiles para generar potencia en sitios donde la dirección del viento no es constante o de alta turbulencia [6]. Además son menos ruidosas que las de eje horizontal, por lo que es posible su instalación en zonas urbanas [6, 8]. Algunos autores citan que estas turbinas deben ser instaladas cerca del suelo (por ejemplo [8]), perdiendo así valioso potencial eólico (pues la velocidad del aire es mayor a media que aumenta la altura), pero Eriksson et al. [9] afirman que esto no es generalmente correcto y que las turbinas de eje vertical pueden ser instaladas en altura igual que las de eje horizontal.

Existen dos grandes tipos de turbinas eólicas de eje vertical: las de tipo Savonius, y las de tipo Darrieus (ver Figura 1.4). A continuación se explicitarán las características de ambos tipos.

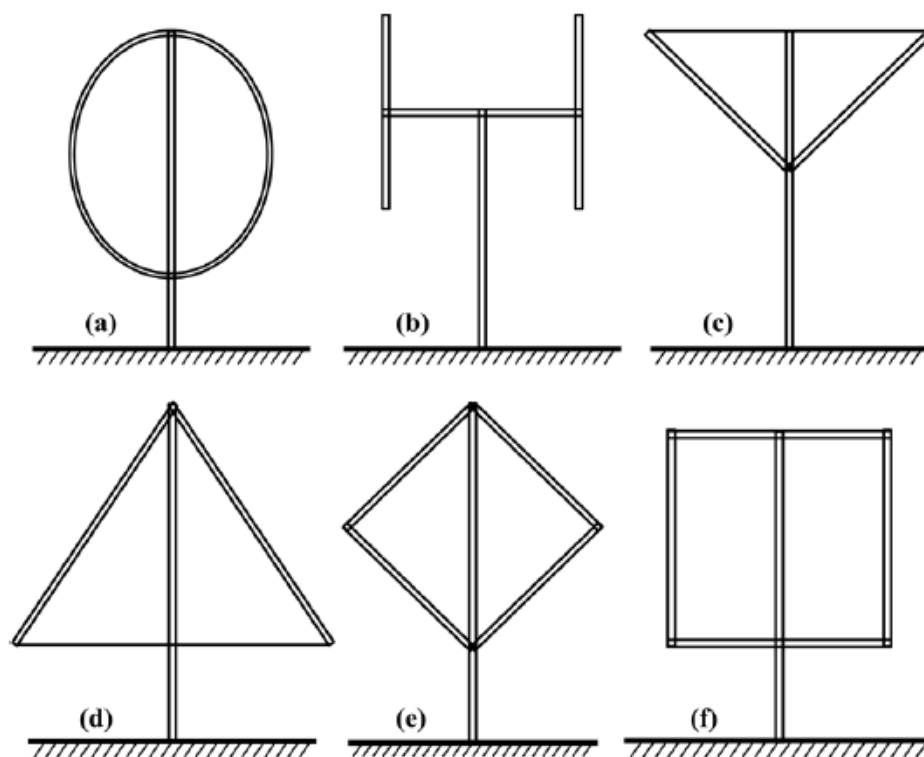


**Figura 1.4: Turbinas Eólicas de Eje Vertical** – A la izquierda: turbina Savonius; al centro: turbina Darrieus con álabes rectos; a la derecha: turbina Darrieus tipo «batidora». Fuente: Islam et al. [10]

### 1.2.2.1. Turbinas Eólicas tipo Darrieus

Las turbinas tipo Darrieus fueron inventadas y patentadas por el ingeniero francés Georges Jean Marie Darrieus en 1925. Consisten en álabes en forma de perfiles alares, al igual que las turbinas de eje horizontal, pero los álabes se conectan a un eje vertical. Los álabes pueden ser rectos, o curvos en forma de una batidora de huevos (también llamada *troposkein*, del griego «cuerda girante»). Esta última configuración fue la original propuesta por Darrieus, aunque posteriormente también propuso el diseño con álabes rectos, y tiene la ventaja de que reduce los esfuerzos flexionantes sobre el álabe [5]. Ambas configuraciones, junto con varias otras posibles, se pueden apreciar en la figura 1.5.

En teoría, estas turbinas pueden llegar a velocidades y eficiencias muy altas, incluso acercándose al límite de Betz [9]. Entre principios de 1970 y finales de 1980, se probaron muchos diseños de turbinas Darrieus, motivados por la crisis del petróleo. Muchos de estos diseños tuvieron finales



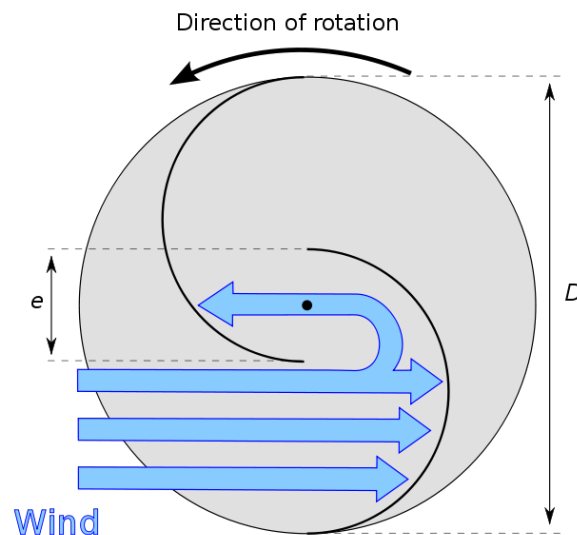
**Figura 1.5: Configuraciones de la turbina Darrieus** – (a) «Batidora» (b) Tipo «H» (c) Tipo «V» (d) Tipo triángulo (e) Tipo diamante (f) Tipo Giromill. Fuente: Sutherland et al. [11]

prematuras, debido a fallas por fatiga; según Sutherland et al. [11] estas fallas se debieron en parte a una mala comprensión tanto de los ciclos de esfuerzos de las turbinas como de los materiales utilizados, y llevaron a una falsa creencia que las turbinas Darrieus eran inherentemente débiles a la fatiga. Al comenzar la década de los 90, la investigación sobre turbinas eólicas se había enfocado casi en su totalidad en turbinas de eje horizontal.

En la actualidad, se han construido varias turbinas Darrieus que han sido capaces de resistir las cargas por fatiga confiablemente. Esto, en conjunto con el avance de la simulación computacional, ha producido un renacimiento en la investigación sobre turbinas eólicas de eje vertical.

### 1.2.2.2. Turbinas Eólicas tipo Savonius

Las turbinas tipo Darrieus fueron inventadas y patentadas por el ingeniero finlandés Sigurd Johannes Savonius en 1929. Son turbinas basadas en el arrastre del fluido; en general, están compuestas de dos álabes dispuestos en forma de un semi-cilindro, que conducen la circulación del fluido dentro de la turbina generando así un giro (ver Figura 1.6).



**Figura 1.6: Esquema de una turbina Savonius** – El viento entra por un ala y cambia su dirección dentro de la turbina, generando la rotación.

Estas turbinas, al estar basadas en el arrastre del viento, nunca pueden girar más rápido que el mismo, lo que limita su eficiencia [5]. Según Kirke [12], el coeficiente de potencia de estas turbinas no supera el 25 %, mientras que en otras turbinas varía entre el 30 % y el 45 %. Por esta razón, las turbinas Savonius solo se hacen viables para aplicaciones de baja potencia.

No se estudiarán estas turbinas en este trabajo.

## 1.3. Control de Flujo

Para mejorar el desempeño aerodinámico de una turbina eólica, se puede usar el control de flujo. Esta estrategia se refiere a cualquier mecanismo o proceso a través del cual se modifica el carácter o disposición de un flujo para obtener resultados más favorables [13]. Utilizando distintas técnicas, se puede lograr cambiar el punto de transición en la capa límite, reducir o aumentar la turbulencia, controlar la separación del flujo, entre otros objetivos. A partir de esto, se pueden obtener diversos efectos beneficiosos: reducción de arrastre, incremento de sustentación, reducción de ruido, y muchos otros [14].

Una de las formas de control de flujo es a través de flujos de calor desde los cuerpos aerodinámicos, o gradientes de temperatura entre superficie y flujo. Se ha demostrado anteriormente que el aumento de la temperatura de superficie genera un adelanto de la transición de régimen laminar a turbulento en placas planas [15]. Dado esto, se plantea como tema principal de esta tesis el estudio de estas técnicas de control de flujo y su efecto sobre el comportamiento aerodinámico de turbinas eólicas de eje vertical.

## 1.4. Definición del Problema

El problema a resolver en esta tesis es un análisis fluidodinámico de una turbina eólica de eje vertical tipo Darrieus, utilizando la mecánica de fluidos computacional. El concepto es modelar la turbina computacionalmente y estudiar la aerodinámica de la misma para distintas condiciones operacionales. Posteriormente, se analizará la variación de temperatura de superficie de álabe como técnica de control de flujo, para intentar lograr un comportamiento más favorable del flujo y en consecuente un mejor rendimiento aerodinámico de la turbina.

## 1.5. Objetivos

### 1.5.1. Objetivo General

El principal objetivo de este trabajo consiste en estudiar el comportamiento aerodinámico de una turbina eólica de eje vertical tipo Darrieus en función de la temperatura de superficie de álabe, y de la velocidad rotacional de la turbina.

### 1.5.2. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos más relevantes de esta tesis son los siguientes:

- Estudiar el comportamiento y caracterizar los fenómenos físicos y aerodinámicos que se producen en las condiciones de operación de una turbina eólica tipo Darrieus. Determinar



el rendimiento aerodinámico de dichas turbinas sin variar las temperaturas de superficie de álabe.

- Investigar las variaciones fluidodinámicas que se producen en la turbina al variar la temperatura de superficie de álabe, y determinar si puede lograr un mayor rendimiento aerodinámico.
- Determinar las condiciones de transferencia de calor para mantener las condiciones de temperatura que resulten óptimas a partir de la investigación realizada.

Con estas metas en vista, a continuación se procederá con un resumen de los antecedentes existentes y del modelamiento matemático a ser utilizado.

## 2

# Aerodinámica y Modelamiento Matemático

En este capítulo se espera dar una visión general de todo el marco teórico que se necesitará durante el desarrollo de la tesis. Se darán indicaciones generales de la física y de los modelos matemáticos a utilizar, partiendo por lo más básico y general hasta la aplicación de dichos modelos al modelamiento de las turbinas eólicas.

## 2.1. Aerodinámica de las Turbinas Eólicas de Eje Vertical

Las turbinas eólicas son elementos de gran complejidad de análisis. A pesar de los grandes avances realizados en la industria aeronáutica, aún existen aspectos de las turbinas eólicas que son poco comprendidos. En esta sección se dará un análisis corto de la aerodinámica de las turbinas eólicas, en especial las de tipo Darrieus.

Se debe destacar que esta sección pretende presentar y resumir lo más importante. Análisis más extensos y detallados pueden ser encontrados en las referencias [16, 17, 18, 19].

### 2.1.1. Aerodinámica de un Perfil Alar

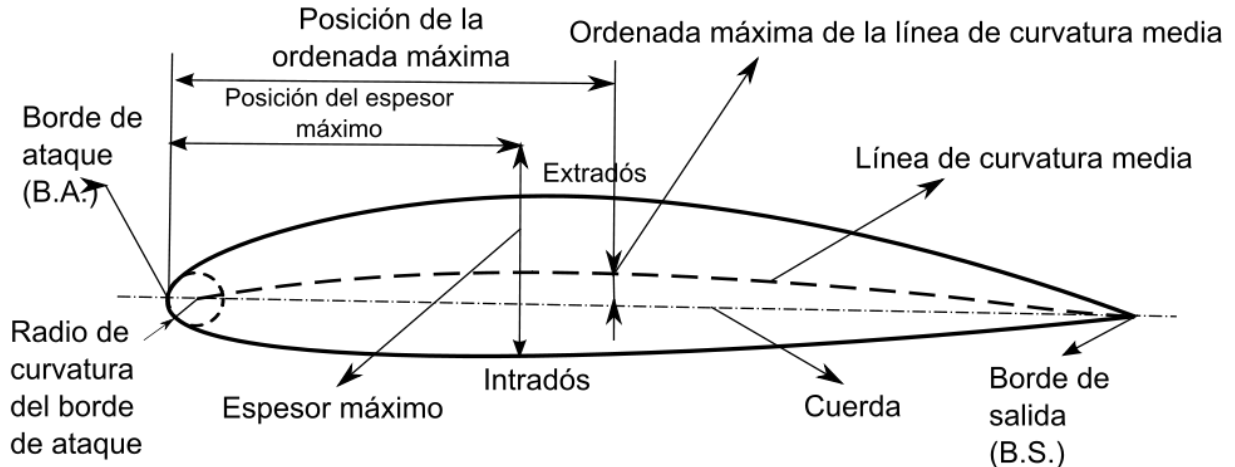
Para comprender la aerodinámica de una turbina Darrieus, es esencial primero comprender la aerodinámica de un perfil alar. Los perfiles alares, aunque originalmente pensados para aviones, se usan para diseñar y construir los álabes de las turbinas eólicas. Luego, es de vital importancia estudiar la aerodinámica de los mismos.

#### 2.1.1.1. Definición y nomenclatura de un Perfil Alar

Un perfil alar se define como la sección transversal de una ala; es decir, es una definición que proviene de la aeronáutica. Estudiando apenas la sección del ala, es posible realizar un análisis bidimensional. Por supuesto, el análisis solo es válido para alas infinitamente largas, al no tomar en cuenta los efectos al final de las mismas; pero aún así, el estudio teórico de perfiles alares es

capaz de generar buenas predicciones de la realidad, además de dar una mejor comprensión de los fenómenos aerodinámicos presentes.

En la Figura 2.1, se muestra un perfil alar con toda la nomenclatura que será de interés de este trabajo:



**Figura 2.1: Nomenclatura de un Perfil Alar** – Cantidades características de un perfil alar típico.

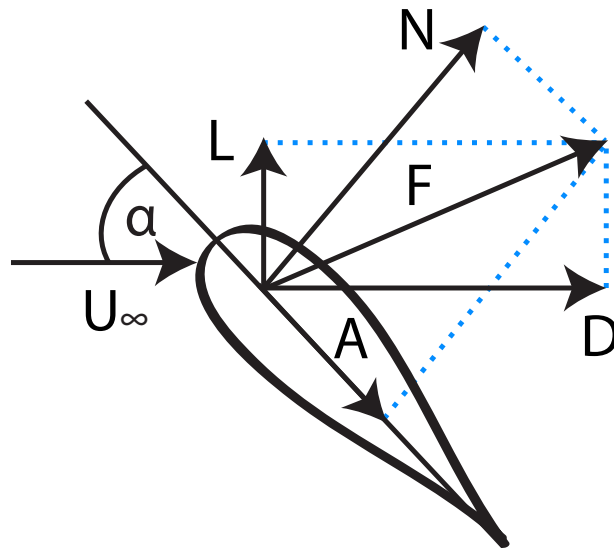
- El *borde de ataque* es el borde del perfil diseñado para entrar en contacto con el flujo, mientras que el *borde de salida* o *borde de fuga* es el borde diseñado para la salida del flujo.
- La *cuerda* es la línea recta que conecta el borde de ataque con el borde de fuga del perfil. La longitud de la cuerda usualmente se denomina con la letra *c*.
- La *extradós* es la curva del perfil sobre la cuerda, y la *intradós* es la curva bajo la cuerda. También se llaman *superficie de succión* y *superficie de presión*, respectivamente.
- La *línea de curvatura media* es el lugar geométrico definido como el punto medio entre las dos curvas del perfil.
- La *comba*, «*camber*», o simplemente *curvatura*, es la distancia entre la línea de curvatura media y la cuerda del perfil.
- El *espesor* es la distancia medida entre la intradós y la extradós, perpendicular a la cuerda.<sup>1</sup> El espesor máximo es lógicamente el máximo de este valor.

<sup>1</sup>En algunos textos, el espesor se mide de forma perpendicular a la línea de curvatura media. Esta convención no se utilizará en este trabajo.

### 2.1.1.2. Fuerzas Aerodinámicas y Momentos

Cuando un flujo pasa a través de un perfil alar, se generan fuerzas aerodinámicas y momentos. La razón de estas fuerzas y momentos es clara: la distribución de presiones del flujo, y el esfuerzo de corte en la superficie. El efecto de estos dos fenómenos combinados puede ser representado con una sola fuerza,  $\mathbf{F}$ , y un momento,  $\mathbf{M}$ .

Usualmente, la fuerza  $\mathbf{F}$  se descompone en dos fuerzas aerodinámicas elementales: *Sustentación* y *Arrastre*, o más comúnmente en inglés, *Lift* y *Drag* (ver Figura 2.2) <sup>1</sup>. El Lift se define como la fuerza perpendicular al flujo, y el Drag se define como la fuerza paralela al flujo. En este trabajo se representarán como  $\mathbf{L}$  y  $\mathbf{D}$ . En algunos textos, estas fuerzas se definen como perpendicular y paralela a la cuerda del perfil; en este trabajo, se definirán dichas fuerzas como  $\mathbf{N}$  para la normal al perfil, y  $\mathbf{A}$  para la axial o paralela al perfil.



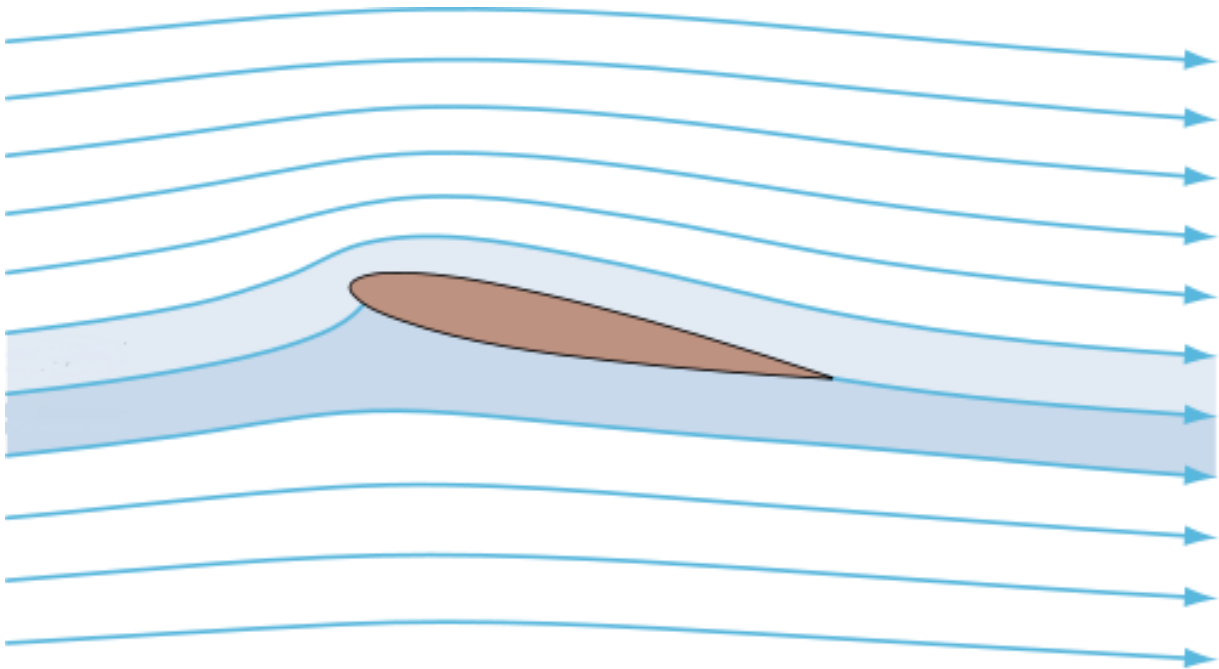
**Figura 2.2: Fuerzas Aerodinámicas** – Disposición de las fuerzas aerodinámicas sobre un perfil alar, en sus descomposiciones.  $U_\infty$  es la velocidad del flujo y  $\alpha$  es el ángulo de ataque.

La fuerza de mayor interés es el Lift, ya que en el caso de los aviones, es lo que permite mantener una aeronave en vuelo [16], mientras que en las turbinas eólicas Darrieus, es la fuerza que promueve una rotación y genera energía [18]. Luego, es de particular importancia saber como se comporta el Lift, como varía y como se puede controlar.

El Lift en perfiles alares se produce principalmente por la deformación de las líneas de corriente del flujo al pasar por un objeto no simétrico (ver Figura 2.3). Cuando un flujo se ve enfrentado a un cuerpo, sus líneas de corriente se deforman a su alrededor; cuando se tiene un cuerpo no simétrico,

<sup>1</sup>En este trabajo se usarán los términos en inglés Lift y Drag, dado su uso habitual en los textos del tema.

esta deformación produce diferencias de velocidad y presión entre la superficie superior e inferior. En el caso de un cuerpo simétrico inmerso en un flujo irrotacional, el Lift es nulo.



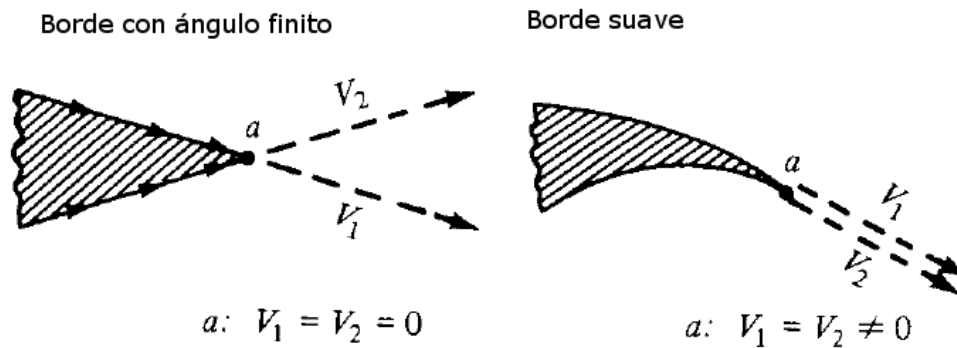
**Figura 2.3: Líneas de corriente sobre un perfil alar** – Cuando un flujo se ve enfrentado a un cuerpo, sus líneas de corriente se deforman a su alrededor; cuando se tiene un cuerpo no simétrico, o un cuerpo simétrico con un ángulo de ataque, esta deformación crea fuerzas aerodinámicas.

Si se tiene un perfil alar con un borde de salida afilado como se establece en la Figura 2.4, esta deformación genera un aumento de la velocidad en la superficie superior, lo que se sustenta en un principio fluidodinámico llamado la *Condición de Kutta*. Este principio físicamente impone al flujo que la velocidad en un borde de salida afilado tiene que ser igual tanto en la superficie superior como en la inferior; esto obliga al flujo en la superficie superior a aumentar su velocidad para cumplir con este principio. Este aumento de velocidad genera una baja de presión, o succión, lo que se traduce en Lift [16].

### 2.1.1.3. Coeficientes Adimensionales

Si se aplica el teorema Pi de Buckingham a este problema, se obtiene la versión adimensional de las fuerzas definidas en la sección anterior. Para ello, se define un nuevo parámetro, la *Presión Dinámica*. Sean  $\rho_\infty$  y  $U_\infty$  la densidad y velocidad en el flujo, entonces se tiene que la presión dinámica  $q_\infty$  se define como:

$$q_\infty = \frac{1}{2} \rho_\infty U_\infty^2. \quad (2.1)$$



**Figura 2.4: Borde de salida de un perfil alar** – Un borde de salida de ángulo finito genera un punto de estancación en  $a$ ; un borde de salida suave hace que la velocidad tenga igual magnitud y dirección en ambas superficies. En ambos casos, se tiene  $V_1 = V_2$  en el punto  $a$ . Fuente: Anderson [16]

Sean además un área de referencia  $S$  y un largo de referencia  $l$ . Haciendo un análisis dimensional con la presión dinámica, las fuerzas aerodinámicas y momentos, y estas dimensiones de referencia, se obtienen los siguientes coeficientes adimensionales: coeficiente de Lift ( $C_L$ ), coeficiente de Drag ( $C_D$ ), coeficiente de la fuerza normal ( $C_N$ ), coeficiente de la fuerza axial ( $C_A$ ), y coeficiente de momento ( $C_M$ ).

$$C_L = \frac{L}{q_\infty S}, \quad (2.2)$$

$$C_D = \frac{D}{q_\infty S}, \quad (2.3)$$

$$C_N = \frac{N}{q_\infty S}, \quad (2.4)$$

$$C_A = \frac{A}{q_\infty S}, \quad (2.5)$$

$$C_M = \frac{M}{q_\infty S l}. \quad (2.6)$$

Para un perfil alar, el largo de referencia sería la cuerda  $c$ , y el área de referencia sería  $S = c \times 1 = c$ . Como se verá posteriormente, estos mismos coeficientes se pueden definir para las turbinas eólicas, pero con otros valores de referencia.

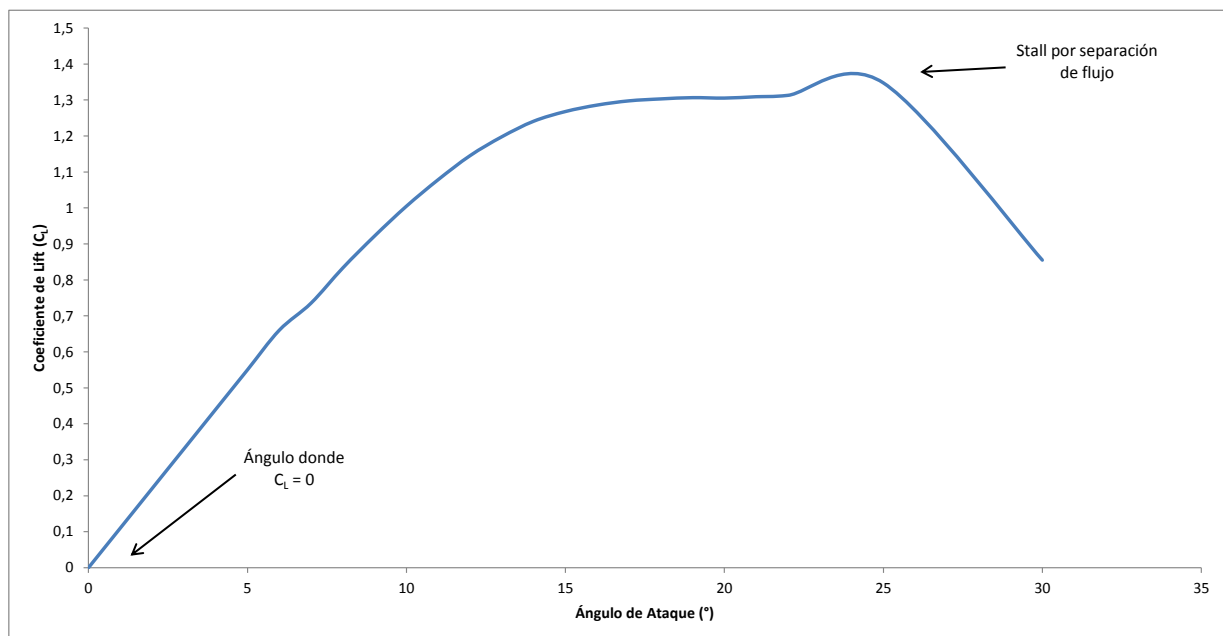
#### 2.1.1.4. Entrada en Pérdida (Stall)

En general, el Lift que genera un perfil aerodinámico depende del ángulo de ataque del flujo. Esta dependencia es fundamental para el vuelo controlado, ya que es muy difícil controlar la velocidad del viento, y muy costoso variar significativamente la velocidad de una aeronave cada vez que se desee aumentar o reducir el Lift, pero es relativamente sencillo variar el ángulo de ataque del ala con respecto al flujo. Luego, es importante estudiar la dependencia del lift con respecto al

ángulo de ataque. Esto se hace aún más importante para las turbinas eólicas tipo Darrieus, donde el perfil alar tiene una revolución completa, y debe recorrer un alto rango de ángulos de ataque.

En la Figura 2.5 se muestra una curva típica de Lift vs. ángulo de ataque (datos del perfil NACA 0021, obtenidos por Sheldahl y Klimas [20]). La dependencia al comienzo es aproximadamente lineal, pero luego llega a un punto máximo y empieza a descender. Esto se debe al fenómeno de entrada en pérdida, o en inglés, «stall». Este fenómeno ocurre cuando el ángulo de ataque es demasiado alto, y se produce separación del flujo en la estela del perfil. Esta separación tiene como resultado una caída abrupta del Lift y aumento del Drag debido a las recirculaciones producidas a la salida del flujo. Una explicación esquemática del fenómeno se puede ver en la Figura 2.6.

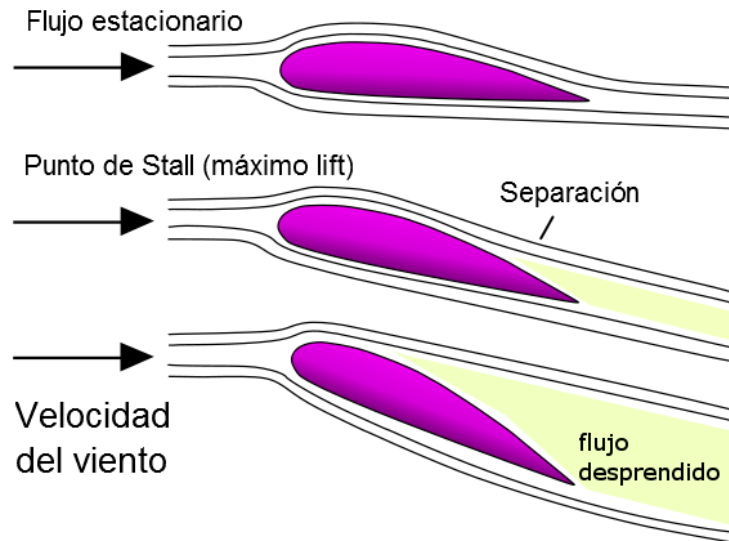
Con esto, se concluye la subsección de Aerodinámica de un Perfil Alar, ya que se han introducido los conceptos necesarios para estudiar apropiadamente las turbinas eólicas de eje vertical.



**Figura 2.5:** Curva típica de  $C_L$  vs. ángulo de ataque  $\alpha$  – El Lift crece proporcionalmente con el ángulo de ataque hasta un ángulo crítico, donde se produce el stall.

### 2.1.2. Aerodinámica de una Turbina Darrieus

La aerodinámica de las Turbinas Darrieus es altamente compleja. En particular, los efectos transientes en la estela de la turbina y los efectos que se producen por la entrada en pérdida son significativos y hacen un análisis analítico prácticamente imposible. En esta subsección se dará una vista rápida a estos efectos y como se han modelado anteriormente.



**Figura 2.6: Esquema de la entrada en pérdida o stall** – En un ángulo de ataque bajo, el flujo no tiene separación; en ángulos de ataque altos la separación se produce muy cerca del borde de ataque, por lo que no se alcanza a generar superficie de succión y como consecuencia baja el Lift.

### 2.1.2.1. Geometría y nomenclatura típica

La geometría de una turbina Darrieus ya se ha indicado anteriormente en este trabajo, pero se repite nuevamente en la Figura 2.7 para efectos de identificar todos los elementos importantes. En esta Figura, se puede apreciar claramente que el generador, transmisión y otros equipos eléctricos están dispuestos a nivel de suelo, facilitando su mantenimiento.

### 2.1.2.2. Análisis Dimensional

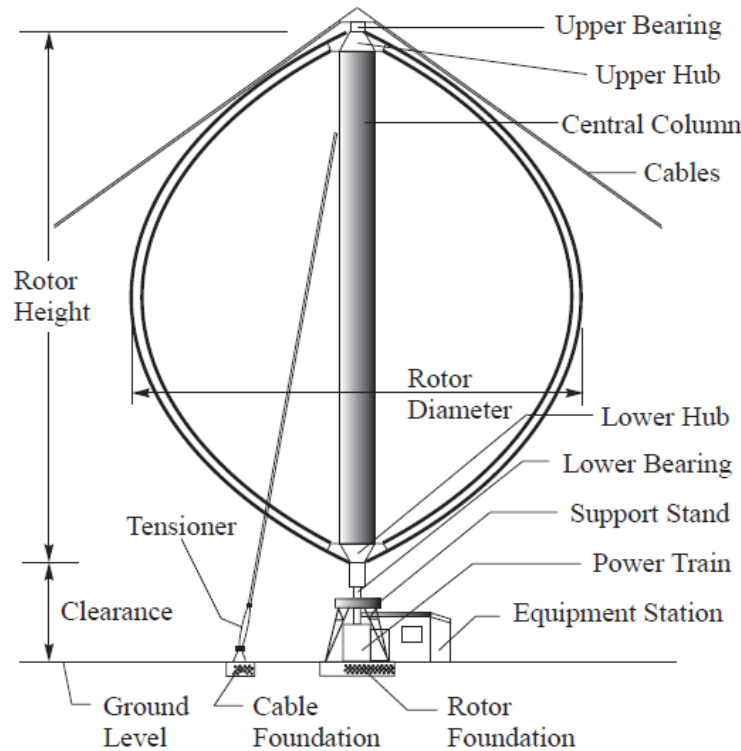
El análisis dimensional permite relacionar las variables de interés que caracterizan el problema. En particular, se desea saber como se comporta el torque ( $M$ ) o la potencia ( $P$ ) total de la turbina, respecto a los parámetros de operación. Es decir, se tienen las siguientes relaciones:

$$M = f(U_{\infty}, R, \rho, \mu, \omega), \quad (2.7)$$

$$P = f(U_{\infty}, A, \rho, \mu, \omega), \quad (2.8)$$

donde  $U_{\infty}$  es la velocidad en el flujo libre,  $R$  es el radio de la turbina,  $\omega$  es la velocidad de rotación,  $\rho$  es la densidad del fluido,  $A$  es el área de barrido (diámetro  $D$  multiplicado por altura  $H$ ), y  $\mu$  es la viscosidad del fluido. De estos dos análisis salen primeramente los dos siguientes parámetros adimensionales, el coeficiente de momento y el coeficiente de potencia:





**Figura 2.7: Geometría típica de una Turbina Darrieus** – Con la nomenclatura usual de sus elementos.  
Fuente: Paraschivoiu [18]

$$C_M = \frac{M}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^2 AR}, \quad (2.9)$$

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 A}. \quad (2.10)$$

No es difícil que ver que ambos coeficientes están relacionados por la ecuación  $P = \omega M$ . Es común el uso de alguno de estos dos coeficientes para hablar de rendimiento de la turbina, ya que reflejan el torque o potencia útil sobre el disponible en el flujo.

Otro parámetro que resulta del análisis es la razón de velocidad de punta de álabe—en inglés, «tip-speed ratio»—o más simplemente, TSR o  $\lambda$ :

$$\text{TSR} = \lambda = \frac{\omega R}{U_\infty}. \quad (2.11)$$

Además de los grupos adimensionales ya mencionados, se tiene el número de Reynolds. Este puede ser definido de dos maneras. La primera, tomando como distancia característica la cuerda del álabe, y usando la velocidad del flujo libre, se define el número de Reynolds *de referencia*:

$$Re_{ref} = \frac{\rho U_\infty c}{\mu}, \quad (2.12)$$

donde  $c$  indica la cuerda del perfil. La segunda forma es tomando la velocidad rotacional,  $\omega R$ :

$$Re_{rot} = \frac{\rho\omega Rc}{\mu}. \quad (2.13)$$

En realidad, el álabe se verá sometido a un número de Reynolds variable, pues el triángulo de velocidades que incluye a la velocidad del flujo libre  $U_\infty$  y la velocidad de rotación  $\omega R$  varía constantemente debido al ángulo de ataque cambiante. Definiendo ambos Reynolds se puede tener una idea de alrededor de cuales valores oscilará el flujo.

Por último, existen dos parámetros que no salen de este análisis dimensional, pero que resultan útiles para caracterizar una turbina de este tipo. El primero es la solidez,  $\sigma$ , que se suele definir de la forma:

$$\sigma = \frac{nc}{R}, \quad (2.14)$$

donde  $n$  es el número de álabes, y  $R$  es el radio de la turbina. La solidez corresponde a una razón entre el área proyectada de los álabes y el área de barrido de la turbina. Según Kirke [12], algunos autores definen este parámetro con el diámetro  $D$  en vez del radio  $R$ , pero esto es poco usual y no se utilizará en este trabajo. Usualmente, la solidez de las turbinas eólicas varía entre 0,1 y 1, siendo común entre las turbinas Darrieus un valor entre 0,2 y 0,6.

Finalmente, el último parámetro es tal vez el más relevante de este trabajo. Suponiendo que se tiene una temperatura de álabe  $T_w$  distinta a la del flujo  $T_\infty$ , se puede definir la razón de temperaturas («temperature ratio») como:

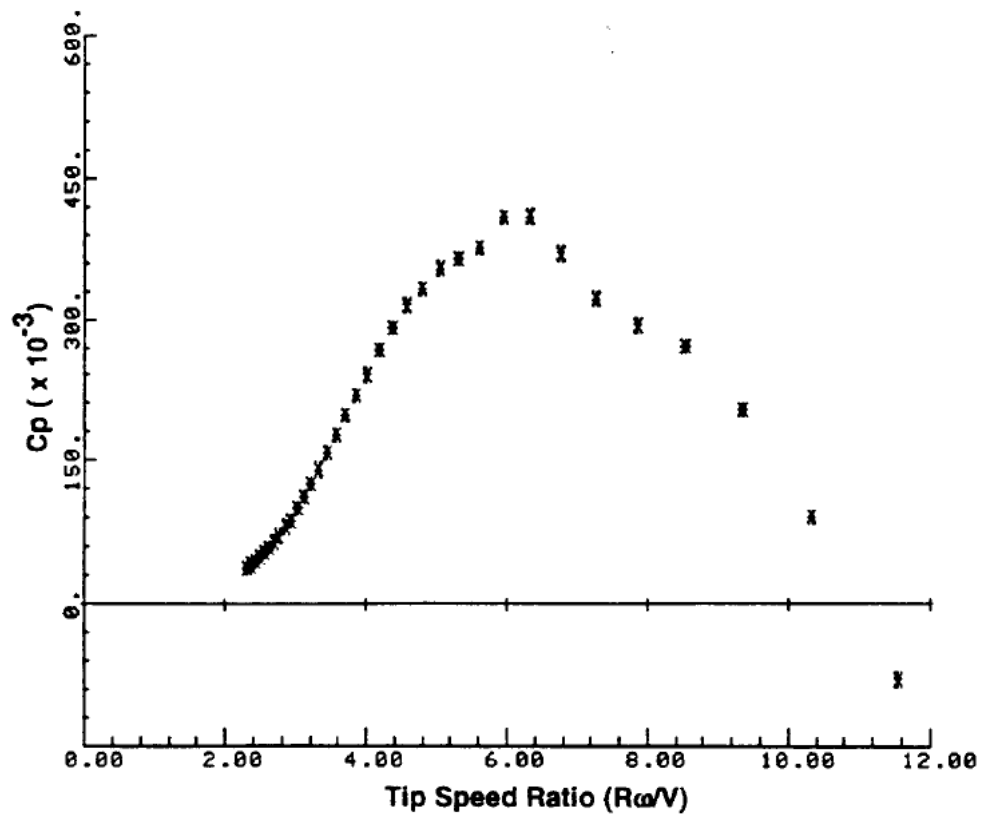
$$TR = \frac{T_w}{T_\infty}. \quad (2.15)$$

Estos parámetros son los que más se usan en la literatura técnica y experimental sobre el tema.

### 2.1.2.3. Efectos de los parámetros adimensionales sobre el desempeño aerodinámico

Usando los parámetros adimensionales descritos en el punto anterior, es posible caracterizar el rendimiento de una turbina Darrieus en distintos puntos de operación de forma genérica.

En primer lugar, las turbinas Darrieus son capaces de generar potencia en un rango de TSR específico. En general, para TSR bajos, estas turbinas presentan problemas para funcionar dado que el torque generado oscila entre torque positivo y negativo; a partir de valores de TSR cercanos a 2 aproximadamente se tienen oscilaciones entre valores positivos, y se puede generar potencia confiablemente. El máximo de potencia generada se produce usualmente en valores altos de TSR, entre 4 y 6, para luego disminuir, hasta un punto donde ya no existe potencia útil (TSR entre 6 y 12, dependiendo de la turbina). En la Figura 2.8 se muestra una curva experimental de  $C_p$  vs. TSR que ilustra los efectos ya discutidos.

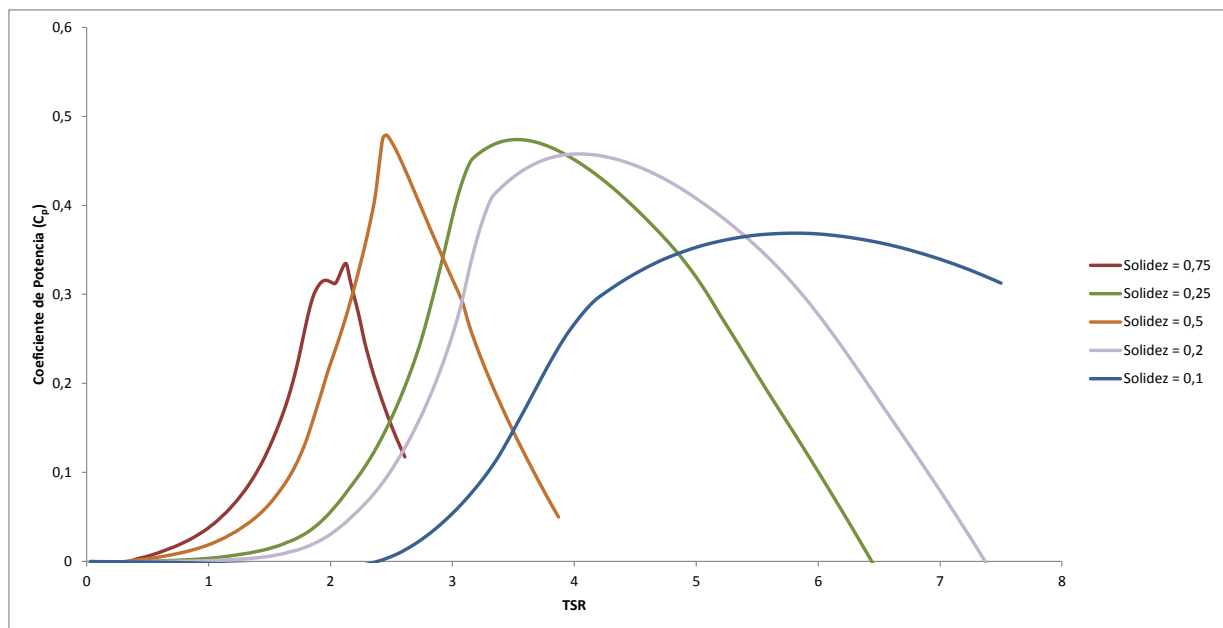


**Figura 2.8: Curva típica de  $C_p$  vs. TSR** – Valores experimentales de  $C_p$  vs. TSR de la turbina Sandia de 34 metros de diámetro. Fuente: Ashwill [21]

La solidez  $\sigma$  tiene efectos significativos en el desempeño de las turbinas Darrieus. En particular, una mayor solidez implica un torque inicial mayor y se hace más fácil comenzar la rotación—al costo de mayor uso de materiales en la turbina. Por otro lado, un rotor de mayor solidez posee más inercia, y se hace difícil variar su velocidad de giro para operar al TSR que entregue la máxima potencia. En cambio, un rotor de menor solidez posee menor gasto en materiales (aunque estructuralmente, en algunos casos se prefiere lo robusto) [12].

El efecto de  $\sigma$  sobre la curva típica de  $C_p$  vs. TSR también es significativo. Una solidez alta reduce el rango de operación de la turbina a un rango menor de TSR, mientras que una baja solidez permite una operación a una alta gama de TSR. Para turbinas con muy alta solidez, un cambio repentino en la velocidad del viento puede fácilmente sacar a la turbina de su rango de operación y traer consecuencias catastróficas para los equipos asociados. Este efecto se muestra en la Figura 2.9.

No ha sido bien reportado el efecto de la razón de temperaturas  $T_w/T_\infty$  en el desempeño aerodinámico de las turbinas Darrieus.



**Figura 2.9:** Curva típica de  $C_p$  vs. TSR para varios valores de solidez  $\sigma$  – Un  $\sigma$  mayor significa un rango menor de TSR para operación estable.

### 2.1.2.4. Variación del ángulo de ataque

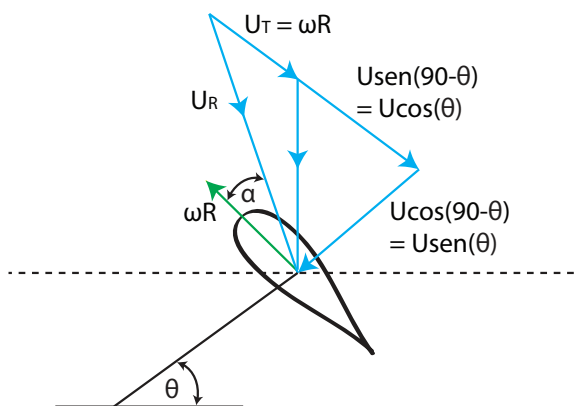
En el punto 2.1.1.4 se habló sobre el ángulo de ataque de un perfil alar, y como la variación de este influye en el Lift generado. Bajo este mismo concepto, es necesario estudiar como varía el ángulo de ataque al que se ve sometido el álabe de una turbina Darrieus.

Si se considera que la turbina está en rotación, y el álabe efectúa una revolución completa, sería lógico esperar que el perfil se viera sujeto a todos los ángulos de ataque posibles, de  $0^\circ$  a  $180^\circ$ . Esto es correcto solamente para velocidades de rotación muy bajas con respecto a la velocidad del viento; a velocidades de rotación más altas, el álabe percibe una velocidad de viento relativa en adición a la velocidad del flujo incidente. Lo más correcto entonces sería tomar en cuenta la velocidad de rotación de la turbina, y a partir de esto determinar la velocidad efectiva del viento sobre el álabe, y el ángulo de ataque resultante.

Para ilustrar este efecto, sea la Figura 2.10, donde el álabe está en una posición azimutal  $\theta$  arbitraria. Tomando  $\omega R$  como velocidad de rotación y  $U$  como velocidad del flujo incidente, se puede calcular geoméricamente el ángulo de ataque de la velocidad efectiva  $U_R$  como la Ecuación (2.16), y la magnitud de la misma como la Ecuación (2.17).

$$\alpha = \arctan\left(\frac{U \operatorname{sen}(\theta)}{U \operatorname{cos}(\theta) + \omega R}\right), \quad (2.16)$$

$$U_R \operatorname{sen}(\alpha) = U \operatorname{sen}(\theta). \quad (2.17)$$

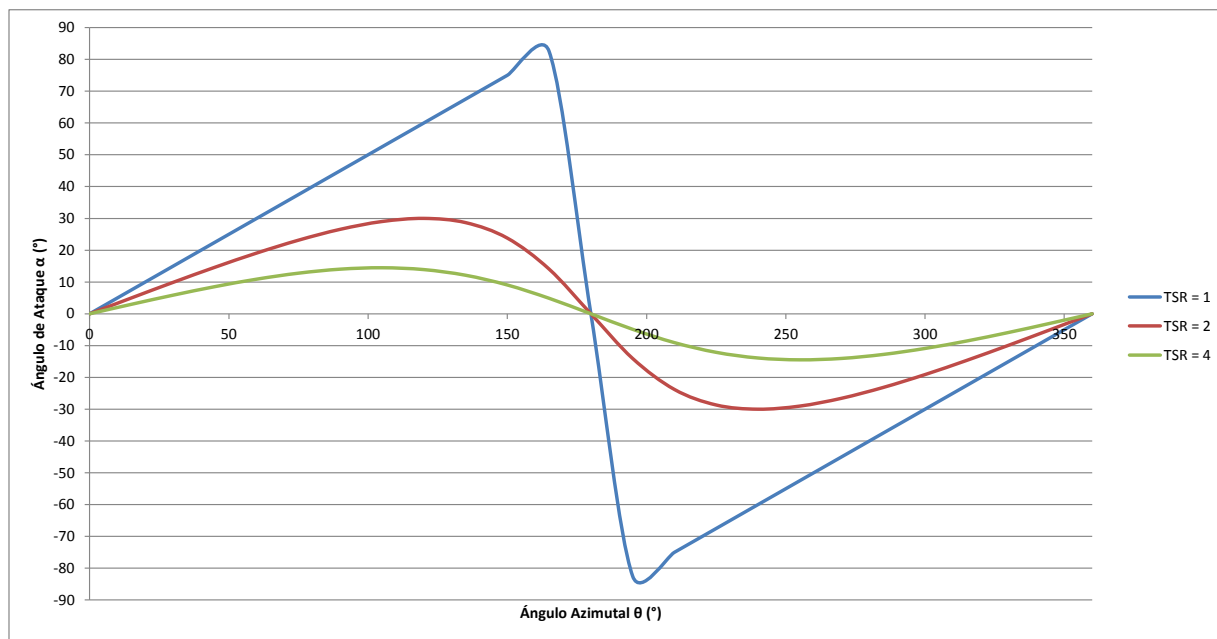


**Figura 2.10: Triángulo de velocidades de un álabe de turbina Darrieus** – El álabe está en un ángulo azimutal  $\theta$  arbitrario, y se explicitan los vectores de velocidad de rotación  $\omega R$ , velocidad del incidencia  $U$ , y velocidad efectiva  $U_R$ .

En la Figura 2.11 se muestra un gráfico de ángulo de ataque vs. ángulo azimutal para varios TSR. Se puede apreciar que a medida que aumenta el TSR, cada álabe percibirá una oscilación menor de su ángulo de ataque. Esto tiene gran importancia en la curva de potencia de la turbina, dado que a velocidades muy altas se producen ángulos de ataque muy bajos y el Lift generado es menor, lo que resulta en menores coeficientes de potencia.

### 2.1.2.5. Pérdida Dinámica (Dynamic Stall)

Al igual que en la aerodinámica de un perfil alar, los álabes de una turbina Darrieus se ven sujetos al fenómeno denominado entrada en pérdida o Stall. Durante la rotación de la turbina,



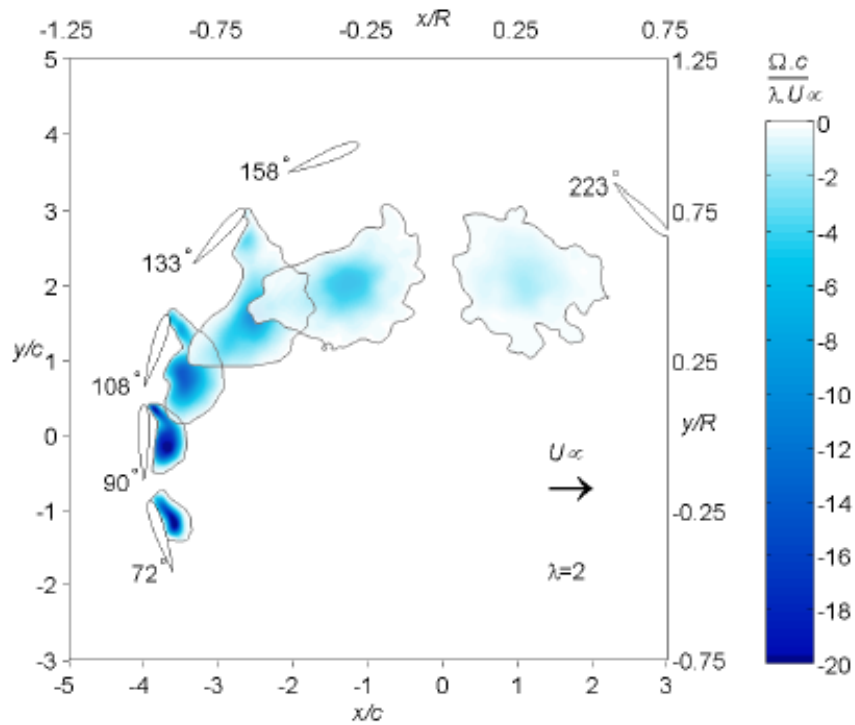
**Figura 2.11:** Ángulo de ataque  $\alpha$  vs. ángulo azimutal  $\theta$  para varios TSR ( $\lambda$ ) – Se puede notar que a medida que aumenta el TSR se tiene una menor variación del ángulo de ataque  $\alpha$ .

los álabes lógicamente ven variados sus ángulos de ataque con respecto al flujo, lo que genera separación de flujo y recirculaciones.

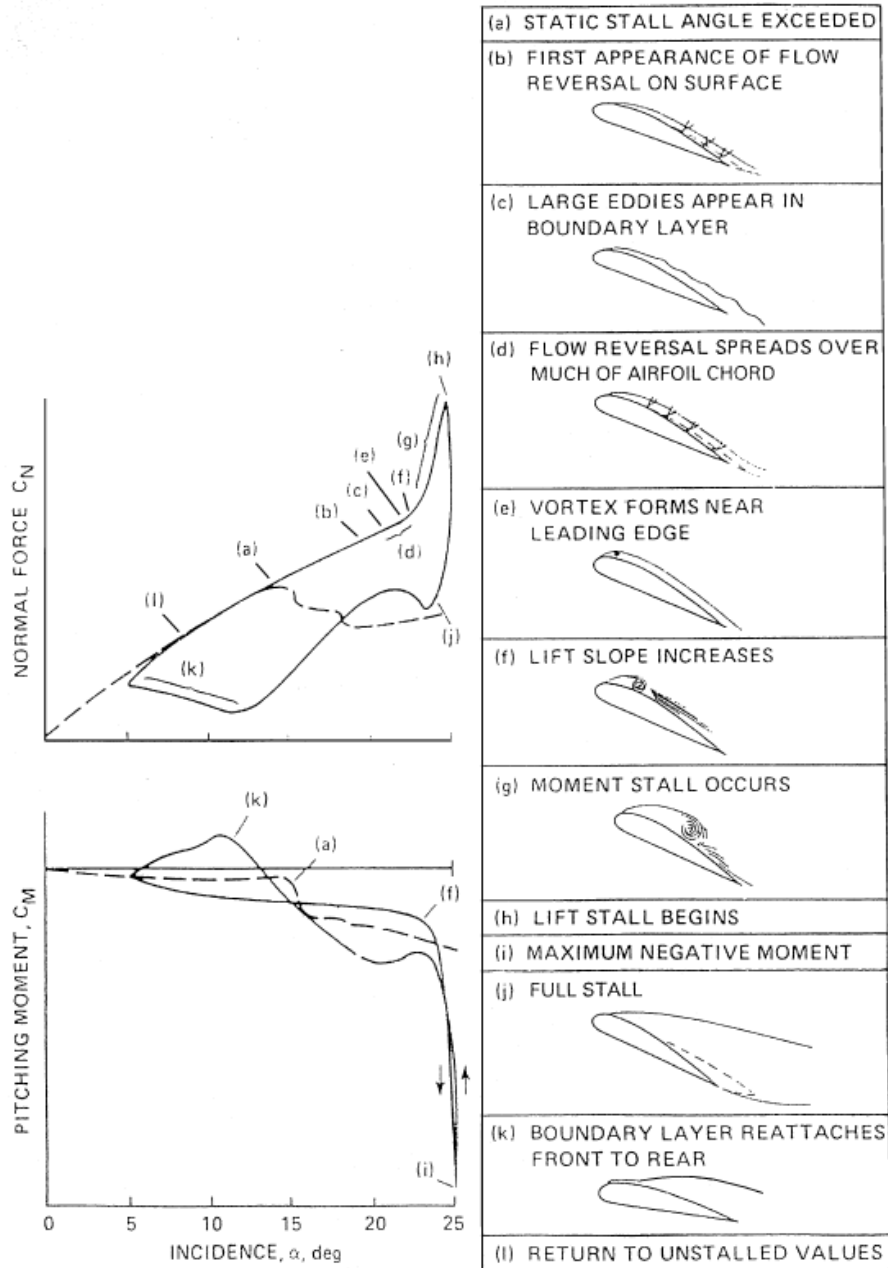
El fenómeno se hace mucho más complejo al tomar en cuenta que la variación de ángulo de ataque es muy brusca debido a la rotación, y que las recirculaciones generadas por el álabe generan variaciones significativas de presión, ocasionando cambios no despreciables en las fuerzas aerodinámicas. Este fenómeno se rebautiza como Pérdida Dinámica, o «Dynamic Stall». Este es un aspecto principal del modelamiento aerodinámico de las turbinas Darrieus.

El efecto de la pérdida dinámica descrito en el párrafo anterior se puede apreciar gráficamente en la Figura 2.12. Un vórtice que se genera en un punto de la rotación se transporta hasta que termina modificando el desempeño aerodinámico. Este efecto es complejo y muy difícil de modelar apropiadamente.

De acuerdo a Paraschivoiu [18], el proceso más importante de la pérdida dinámica es el desprendimiento de vórtices. La pérdida dinámica se caracteriza por el desprendimiento y transporte de recirculaciones por la superficie de succión de los álabes, lo que produce valores de Lift, Drag y Torque muy superiores a sus valores en pérdida estática. L. Carr (citado por Ekaterinaris y Platzer [23]) da un esquema cronológico de la pérdida dinámica en una turbina Darrieus que se reproduce en la Figura 2.13 para efectos ilustrativos. Para una descripción más detallada del fenómeno de pérdida dinámica, se recomienda la referencia [24].



**Figura 2.12: Evolución de un vórtice generado por pérdida dinámica** – Los vórtices en pérdida dinámica se generan en los bordes de álabes, y tienen un movimiento complejo dentro del rotor y a la estela del mismo. Fuente: Simão Ferreira [22]



**Figura 2.13: Esquema cronológico de la Pérdida Dinámica** – Descripción detallada del fenómeno de pérdida dinámica. Fuente: L.W. Carr (citado por Ekaterinaris y Platzer [23])

(a) Se excede el ángulo de pérdida estática. (b) Aparecen inversiones de flujo en la superficie. (c) Aparecen vórtices de gran tamaño en la capa límite. (d) La reversión de flujo se extiende a casi toda la superficie del perfil. (e) Se forma un vórtice en el borde de ataque. (f) Aumenta la pendiente de la curva de Lift. (g) Se produce una pérdida o «stall» de momento (caída abrupta). (h) Comienza la pérdida o «stall» de Lift. (i) Se produce el máximo momento negativo. (j) Se llega a la pérdida total («full stall»), donde el Lift que se produce es el mínimo. (k) Se comienza a readjuntar la capa límite, desde el borde de ataque. (l) Se retorna a los valores sin pérdida.



## 2.2. Modelos Aerodinámicos Computacionales

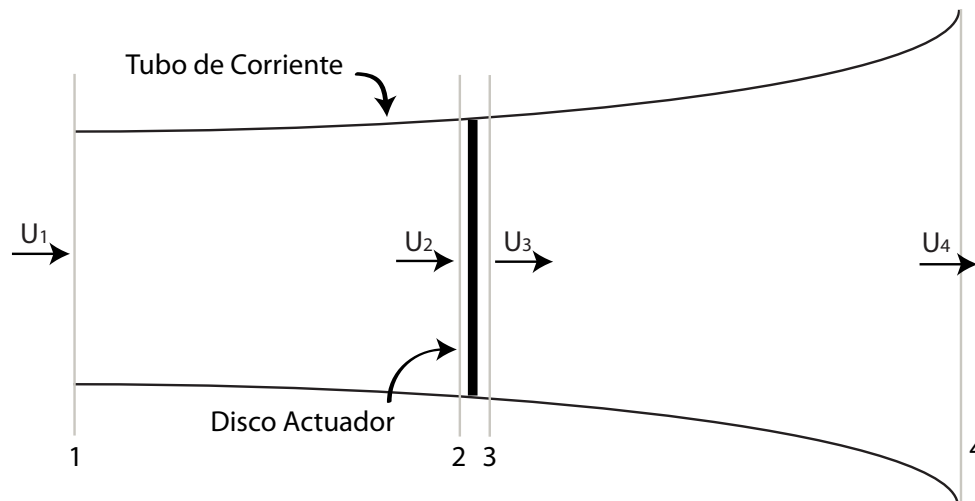
Existen varios modelos aerodinámicos que se han desarrollado a través de los años para el análisis de las turbinas eólicas tipo Darrieus. En esta sección se mencionarán las dos familias más importantes de modelos, dando especial énfasis a los modelos de momentum.

### 2.2.1. Modelos de Momentum

Los modelos de momentum tienen como base determinar la potencia generada por la turbina considerándola para efectos de modelación como un disco actuador. Utilizando un balance de momentum aguas arriba y aguas abajo del rotor, en conjunción con la ecuación de Bernoulli, es posible determinar iterativamente un campo de velocidades aproximado del flujo, y con ello la potencia. En esta subsección se dará una breve descripción de la evolución de estos modelos, comenzando por un modelo unidimensional ideal.

#### 2.2.1.1. Modelo Unidimensional Ideal

El modelo unidimensional ideal supone que una turbina eólica (de cualquier tipo) se puede modelar como un disco actuador, o en otras palabras, una representación de una discontinuidad de presión en el flujo. Si además se asume un flujo unidimensional, irrotacional, no viscoso y en estado estacionario, se puede afirmar que la velocidad del flujo decaerá al pasar por la turbina debido a la energía transferida al disco actuador, y que la velocidad en la estela será menor a la velocidad en el flujo libre (en la Figura 2.14,  $U_1 > U_4$ ).



**Figura 2.14: Esquema de una turbina como disco actuador** – Se definen las siguientes cuatro velocidades:  $U_1$  en el flujo libre,  $U_2$  antes del disco,  $U_3$  después del disco, y  $U_4$  como velocidad estabilizada en la estela. Se definen dos volúmenes de control: aguas arriba de la turbina (entre 1 y 2) y aguas abajo de la turbina (entre 3 y 4).

Dada esta diferencia de velocidad entre el flujo libre y la estela, se puede fácilmente calcular la fuerza que siente el rotor como el momentum que pierde el flujo. Esto se explicita en la Ecuación (2.18), donde  $T$  corresponde a la fuerza de empuje sobre el rotor («thrust»):

$$T = \dot{m}(U_1 - U_4). \quad (2.18)$$

Dado a que aguas arriba y aguas abajo de la turbina no se efectúan trabajos, se pueden definir volúmenes de control y utilizar la ecuación de Bernoulli a ambos lados. Esto resulta en las Ecuaciones (2.19) y (2.20), que corresponden a los Bernoulli aguas arriba y aguas abajo del rotor:

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho U_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho U_2^2, \quad (2.19)$$

$$p_3 + \frac{1}{2}\rho U_3^2 = p_4 + \frac{1}{2}\rho U_4^2. \quad (2.20)$$

Usando las Ecuaciones (2.19) y (2.20), bajo el supuesto de que la velocidad es constante en el disco ( $U_2 = U_3$ ), que la presión lejos del rotor es igual tanto aguas arriba como aguas abajo ( $p_1 = p_4$ ), y que la fuerza de empuje que siente el rotor se puede expresar como una diferencia de presiones ( $T = A_2(p_2 - p_3)$ ) se llega a la relación:

$$T = \frac{1}{2}\rho A_2 (U_1^2 - U_4^2). \quad (2.21)$$

Finalmente, al igualar la Ecuación (2.21) con la Ecuación (2.18), se obtiene que la velocidad en el rotor,  $U_2$ , corresponde al promedio de la velocidad en el flujo libre y la velocidad en la estela:

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2}. \quad (2.22)$$

Se puede definir un factor de inducción  $a$  como la razón entre la disminución de velocidad en el flujo libre y la velocidad en el rotor:

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1}. \quad (2.23)$$

Así, la Ecuación (2.21) se puede reescribir como:

$$T = \frac{1}{2}\rho A_2 U_1^2 [4a(1 - a)]. \quad (2.24)$$

Si se calcula la potencia del rotor  $P$  como la fuerza  $T$  multiplicada por la velocidad en el rotor  $U_2$  (asumiendo que no hay fricción y no hay cambios en la energía interna del fluido):

$$P = \frac{1}{2}\rho A_2 U_2 U_1^2 [4a(1 - a)] = \frac{1}{2}\rho A_2 U_1^3 [4a(1 - a)^2]. \quad (2.25)$$

Adimensionalizando la potencia según lo visto en el punto 2.1.2.2, específicamente en la Ecuación (B.2), se llega a una expresión para  $C_P$  en función de  $a$ :

$$C_P = \frac{\frac{1}{2}\rho A_2 U_1^3 [4a(1-a)^2]}{\frac{1}{2}\rho A_2 U_1^3} = [4a(1-a)^2]. \quad (2.26)$$

Si se optimiza esta función con respecto al factor de inducción  $a$ , se obtiene que existe un  $C_{Pmax}$  que se obtiene en  $a = 1/3$ , y que corresponde a:

$$C_P = \frac{16}{27} = 59,3 \%.$$

Este resultado se denomina límite de Betz. Dado que los supuestos utilizados corresponden a una turbina ideal, cualquier refinamiento del modelo lo único que haría sería reducir este valor— luego, se postula que el límite de Betz es el  $C_P$  máximo absoluto que puede llegar a tener una turbina eólica de cualquier tipo. <sup>1</sup>

A partir de este modelo, se pueden desarrollar los llamados modelos de tubo de corriente, o «streamtube models».

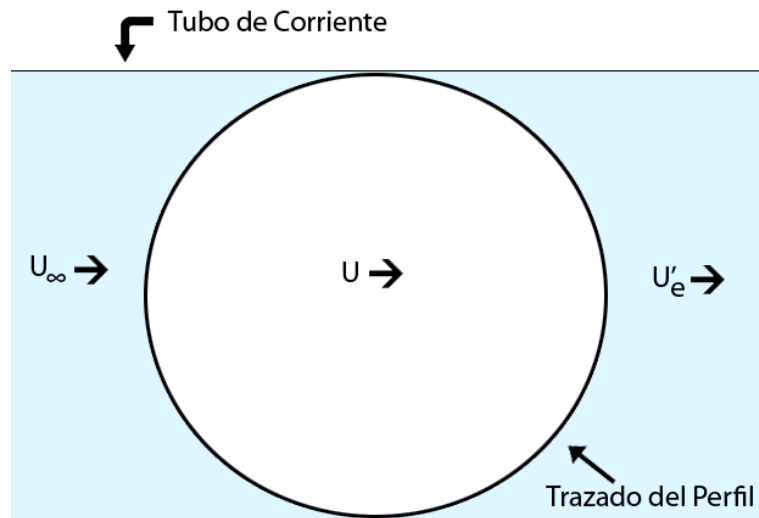
### 2.2.1.2. Modelos de Tubo de Corriente (Streamtube Models)

Los modelos de tubo de corriente se basan en la teoría de disco actuador, al igual que el análisis hecho en el punto anterior. El objetivo es considerar la turbina dentro de uno (o más) tubos de corriente, hacer balances de momentum y utilizar la ecuación de Bernoulli para obtener un sistema de ecuaciones para la velocidad en el rotor, lo cual permitiría calcular el coeficiente de potencia de la turbina.

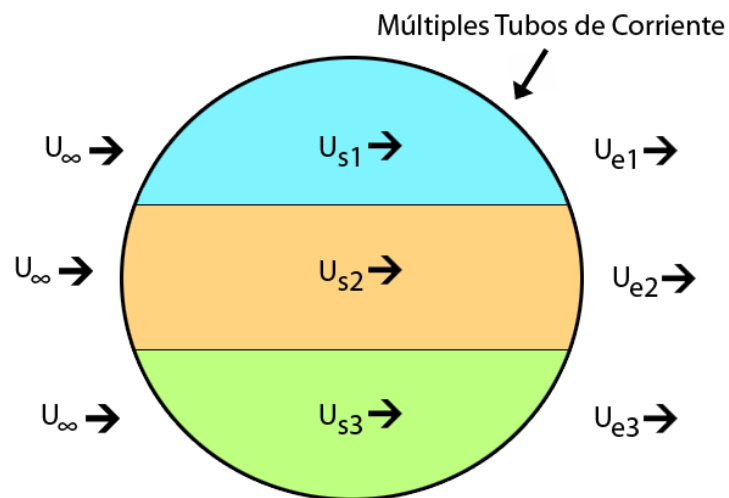
El primer modelo de tubo de corriente fue propuesto por Templin (citado por Islam et al. [10]), y utilizaba un solo tubo de corriente (ver Figura 2.15). Supone una velocidad constante en el rotor de la turbina, la cual se determina igualando el empuje que se produciría en el rotor con la pérdida de momento axial del flujo (desde el modelo unidimensional). La complejidad del método está en determinar el empuje que se produciría para la velocidad calculada del rotor, y se logra integrando los coeficientes aerodinámicos de lift y drag para un perfil conocido en toda la revolución del rotor. El método por tanto es iterativo (el empuje y las fuerza aerodinámicas dependen de la velocidad en el rotor, la cual se busca calcular a partir de las mismas), pero converge rápidamente. Según Islam [10], este método da potencias mayores a la realidad, debido a que existe un perfil de velocidades en el rotor y no una sola velocidad constante como supone el método.

Strickland [25] propuso un modelo de múltiples tubos de corriente (ver Figura 2.16). El procedimiento es muy similar al modelo de un solo tubo, pero la división en múltiples tubos permite variaciones de velocidad en el rotor, lo cual mejora significativamente las predicciones. Además, el modelo de Strickland incluía la modelación de los esfuerzos de corte, algo que el modelo anterior no había considerado.

<sup>1</sup>En estricto rigor, este resultado corresponde apenas a aquellas turbinas en un flujo libre. Con ayuda de difusores, el límite de Betz puede ser superado; se recomienda ver el capítulo 5 de [17].



**Figura 2.15: Esquema del modelo de un tubo de corriente** – El rotor está considerado dentro de un tubo de corriente con velocidad uniforme. El rotor tiene una velocidad uniforme, distinta a la del flujo libre, y la estela tiene una última velocidad también uniforme.

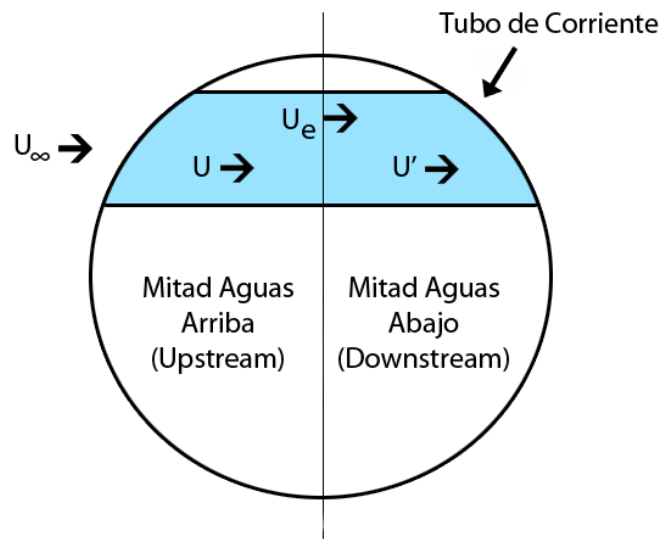


**Figura 2.16: Esquema del modelo de múltiples tubo de corriente** – El rotor está considerado dentro de varios tubos de corriente, cada uno con velocidad distinta. Esto permite variaciones de velocidad en el rotor y en la estela y entrega mejores predicciones.

El modelo de múltiples tubos fue mejorado aún más por Paraschivoiu [26], que propuso dividir el rotor en dos mitades, y considerar las velocidades distintas en la mitad aguas arriba y la mitad aguas abajo. Este modelo se bautizó *Double-Multiple Streamtube Model*, o DMS. Cada mitad del rotor se considera como un disco actuador, y ambos discos interactúan entre ellos. En la sección siguiente se da una explicación más detallada del modelo DMS.

### 2.2.1.3. Modelo DMS (Double-Multiple Streamtube)

El modelo DMS se basa en la teoría de disco actuador (ver sección 2.2.1.1), pero en el caso de dos discos actuadores en serie. Este concepto se origina a partir del hecho de que cada álabe pasa dos veces por el mismo tubo de corriente, pero que en la segunda pasada la velocidad del flujo al que se enfrenta es menor dado que ya ha sido reducida por la primera pasada. Dado esto, el objetivo es modelar la turbina como dos discos actuadores, en donde el primero representa a la mitad aguas arriba de la rotación, y el segundo representa la mitad aguas abajo.



**Figura 2.17: Esquema del modelo DMS** – En este esquema se muestra la división del rotor en aguas arriba y aguas abajo, incluyendo las velocidades del modelo.

Sea un esquema de la turbina como el mostrado en la Figura 2.17. En este esquema, se tienen cuatro velocidades por cada tubo de corriente:  $U_\infty$ , que corresponde a la velocidad del flujo libre;  $U$ , que corresponde a la velocidad en la mitad aguas arriba de la rotación;  $U_e$ , que corresponde a la velocidad de equilibrio, o en el límite entre la mitad aguas arriba y la mitad aguas abajo; y finalmente  $U'$ , que corresponde a la velocidad en la mitad aguas abajo. Según la teoría de doble disco actuador, tendremos que cada uno de los discos implica una reducción de velocidad ( $U_\infty > U > U_e > U'$ ). Por lo tanto, se pueden definir dos factores de interferencia como:

$$a = 1 - \frac{U}{U_\infty}, \quad (2.27)$$

$$a' = 1 - \frac{U'}{U_e}. \quad (2.28)$$

Además, se puede deducir analíticamente una relación entre la velocidad de equilibrio y la velocidad del flujo libre de la forma:

$$\frac{U_\infty + U}{2} = U_e. \quad (2.29)$$

Haciendo un análisis similar al realizado en la sección 2.2.1.1, el cual fue originalmente propuesto por Froude [18], se pueden deducir expresiones para el coeficiente de empuje sobre el rotor  $C_{Tu}$  para la mitad aguas arriba («upstream») y  $C_{Td}$  para la mitad aguas abajo («downstream»). Estos se explicitan en las Ecuaciones (2.30) y (2.31):

$$C_{Tu} = 4a(1 - a), \quad (2.30)$$

$$C_{Td} = 2\frac{U'}{U_\infty} \left( 2\frac{U}{U_\infty} - \frac{U'}{U_\infty} + \sqrt{\left( \frac{U'^2}{U_\infty^2} + 2\frac{U'}{U_\infty} + 4U \frac{\left( \frac{U}{U_\infty} - \frac{U'}{U_\infty} - 1 \right)}{U_\infty} + 1 \right)} - 1 \right). \quad (2.31)$$

Considérese ahora un esquema de la turbina como el de la Figura 2.18. Si analizamos la pérdida de moméntum desde un punto de vista aerodinámico, se puede expresar el empuje del viento sobre el rotor como la fuerza promedio  $\bar{F}$  generada sobre el álabe en dirección del flujo, multiplicada por el número de álabes  $n$  y ponderada por el porcentaje que recorre el tubo de corriente:

$$T = n\bar{F} \frac{\Delta\theta}{\pi}. \quad (2.32)$$

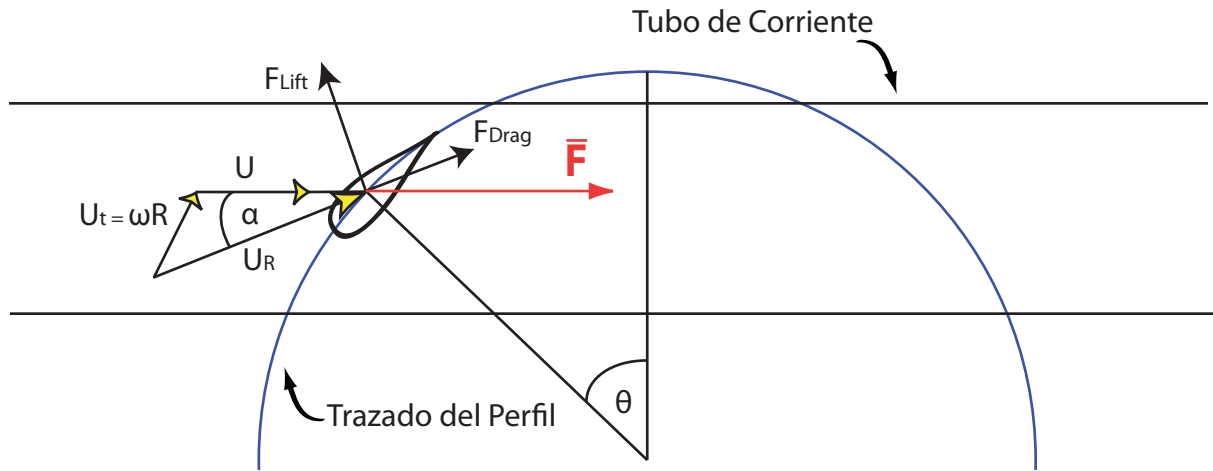
El área proyectada de cada tubo de corriente es:

$$A_s = h\Delta\theta R \sin(\theta). \quad (2.33)$$

El coeficiente de empuje,  $C_T$ , puede obtenerse al adimensionalizar el empuje  $T$  dividiendo por la presión dinámica:

$$C_T = \frac{n\bar{F}}{\frac{1}{2}\rho U^2 h \pi R \sin(\theta)}, \quad (2.34)$$

donde  $h$  es la altura de la turbina,  $R$  es el radio y  $U$  es la velocidad en el tubo de corriente.  $\bar{F}$  corresponde a la fuerza que se generaría aerodinámicamente por el flujo sobre el perfil alar para



**Figura 2.18: Esquema de las fuerzas aerodinámicas en el modelo DMS** – A partir de este esquema se puede encontrar una expresión para la fuerza en dirección del flujo  $\bar{F}$ .

esa posición azimutal  $\theta$ . Si consideramos un ángulo de ataque  $\alpha$ , y una velocidad efectiva  $U_R$  (calculadas según las expresiones (2.16) y (2.17), respectivamente) se pueden definir los coeficientes de fuerza tangencial  $C_t$  y normal  $C_n$  en función de  $C_L$  y  $C_D$ , y expresar la fuerza  $\bar{F}$  tomando la componente horizontal de los mismos:

$$C_t = C_L \cos(\alpha) + C_D \sin(\alpha), \quad (2.35)$$

$$C_n = C_L \sin(\alpha) - C_D \cos(\alpha), \quad (2.36)$$

$$\bar{F} = \frac{1}{2} \rho U_R^2 (hc) (C_t \cos(\theta) - C_n \sin(\theta)), \quad (2.37)$$

donde  $c$  es la cuerda del perfil. Finalmente, con todo lo anterior y adaptando para el modelo DMS, se tienen la siguientes expresiones para el coeficiente de empuje aguas arriba y aguas abajo:

$$C_{Tu} = \frac{nc}{2\pi R} \left( \frac{U_R}{U_\infty} \right)^2 \left( C_n - \frac{C_t}{|\tan(\theta)|} \right) \quad (2.38)$$

$$C_{Td} = \frac{nc}{2\pi R} \left( \frac{U_R}{U_e} \right)^2 \left( C_n - \frac{C_t}{|\tan(\theta)|} \right) \quad (2.39)$$

Las Ecuaciones (2.30) y (2.31) representan el coeficiente de empuje proveniente de la teoría de momentum, mientras que las Ecuaciones (2.38) y (2.39) provienen de un balance de fuerzas aerodinámicas. La metodología de los métodos de tubo de corriente propone que las velocidades convergidas del modelo son aquellas que implican que el coeficiente de empuje es el mismo calculado por ambas teorías. En otras palabras, se deben elegir los valores de  $a$  y  $a'$  tal que los coeficientes de empuje aerodinámicos sean los mismos que los de la teoría de momentum.

Para determinar los valores de  $a$  y  $a'$ , es necesario programar un método numérico que llame a los coeficientes de Lift y Drag obtenidos experimentalmente. Strickland [25] propuso un método iterativo que tenía una convergencia muy rápida para bajos TSR, pero posee problemas de convergencia para altos TSR [27]. Se puede realizar también un método secuencial, donde se van probando valores de  $a$  y  $a'$  desde 0 hasta 1, lo cual es mucho más lento pero no tiene problemas de convergencia.

### 2.2.2. Modelos de Vórtice (Vortex Model)

Los modelos de vórtice son aquellos que buscan modelar el campo de velocidades del rotor y su estela utilizando la teoría de flujo potencial. Aunque este método ha demostrado dar buenas correlaciones con la realidad, posee la desventaja de su alto costo computacional [10, 28, 29].

## 2.3. Método de Volúmenes Finitos

En esta sección se dará una breve descripción de los conceptos de la mecánica de fluidos computacional, en especial el método de volúmenes finitos. Para más información, se pueden consultar las referencias [30, 31, 32, 33].

### 2.3.1. Ecuaciones Gobernantes

Las ecuaciones que gobiernan el movimiento de un fluido Newtoniano compresible son las ecuaciones de conservación de masa, momentum y energía. La ecuación de conservación de masa es:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{u}) = 0, \quad (2.40)$$

donde  $\rho$  es la densidad del fluido y  $\vec{u} = u\hat{i} + v\hat{j} + w\hat{k}$  es el vector de velocidad.

A continuación, se presentan las ecuaciones de conservación de momentum, o de Navier-Stokes, en  $x$ ,  $y$ ,  $z$ :

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u \vec{u}) = -\frac{\partial p}{\partial x} + \nabla \cdot (\mu \nabla u) + S_{Mx}, \quad (2.41)$$

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho v \vec{u}) = -\frac{\partial p}{\partial y} + \nabla \cdot (\mu \nabla v) + S_{My}, \quad (2.42)$$

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho w \vec{u}) = -\frac{\partial p}{\partial z} + \nabla \cdot (\mu \nabla w) + S_{Mz}, \quad (2.43)$$

donde  $p$  es la presión, y los términos  $S_M$  son términos de generación de momentum.

Finalmente, se debe considerar la Ecuación de energía interna y las ecuaciones de estado (para gas ideal compresible):



$$\frac{\partial(\rho i)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho i \vec{u}) = -p \nabla \cdot \vec{u} + \nabla \cdot (k \nabla T) + \Phi + S_i, \quad (2.44)$$

$$p = \rho RT, \quad (2.45)$$

$$i = C_v T, \quad (2.46)$$

donde  $i$  es la energía interna,  $k$  es la conductividad térmica del fluido,  $T$  es la temperatura del fluido,  $S_i$  es un término de generación de energía interna, y  $\Phi$  es la función de disipación <sup>1</sup>.

Las ecuaciones anteriores provienen de la mecánica clásica y la termodinámica, y definen un sistema de siete ecuaciones y siete variables. Este sistema se puede resolver dadas las condiciones iniciales y de borde adecuadas; pero rara vez es posible encontrar una solución analítica, dado que el sistema es no lineal. De ahí la necesidad del uso de métodos numéricos de solución.

### 2.3.2. Formulación del Método de Volúmenes Finitos

Las ecuaciones definidas en la sección anterior describen el sistema a resolver, pero son ecuaciones diferenciales; se necesita formular las mismas ecuaciones de forma integral, para un volumen de control. Si se toma una variable  $\phi$  en representación de una de las variables, se puede formular su Ecuación de conservación de la siguiente forma:

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho\phi\vec{u}) = \nabla \cdot (\Gamma \nabla\phi) + S_\phi, \quad (2.47)$$

donde  $\phi$  puede representar la temperatura  $T$ , velocidad en  $x$ , o cualquiera de las otras variables. La Ecuación (2.47) es la Ecuación de transporte para la propiedad  $\phi$ , y describe todas las formas de transporte en un fluido. Al lado izquierdo de la Ecuación, el primer término describe la tasa de cambio temporal, mientras que el segundo término es el término advectivo; al lado derecho, el primer término es el término difusivo ( $\Gamma$  es el coeficiente de difusión), y el segundo término es el término fuente. Tomando valores adecuados de  $\Gamma$  y  $S_\phi$ , se pueden llegar a las ecuaciones de conservación de masa, momentum y energía explicitadas anteriormente.

Si se integra la Ecuación (2.47) sobre un volumen de control tridimensional, se obtiene la Ecuación (2.48):

$$\int_{CV} \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} dV + \int_{CV} \nabla \cdot (\rho\phi\vec{u}) dV = \int_{CV} \nabla \cdot (\Gamma \nabla\phi) dV + \int_{CV} S_\phi dV. \quad (2.48)$$

Aplicando el teorema de la divergencia de manera apropiada, y además integrando nuevamente la Ecuación con respecto al tiempo, se obtiene a la forma general de la Ecuación de estado para un volumen de control:

<sup>1</sup>La función de disipación  $\Phi$  corresponde a los efectos de los esfuerzos viscosos sobre la energía interna. Para más información, ver el capítulo 2 de [30].

$$\int_{\Delta t} \frac{\partial}{\partial t} \left( \int_{CV} (\rho\phi) dV \right) dt + \int_{\Delta t} \int_A \vec{n} \cdot (\rho\vec{u}) dA dt = \int_{\Delta t} \int_A \vec{n} \cdot (\Gamma_\phi \nabla \phi) dA dt + \int_{\Delta t} \int_{CV} S_\phi dV dt. \quad (2.49)$$

Si se discretiza la ecuación anterior para las siete variables que se describieron anteriormente, se obtiene un sistema de ecuaciones discretizadas que representan las leyes de conservación para un volumen de control finito. A partir de esto, se puede formular el método de volúmenes finitos. Se toma un dominio de cálculo, y se divide en múltiples, no traslapantes volúmenes de control, tal que cada volumen rodea a un punto de la malla. Las ecuaciones diferenciales del problema se integran para cada volumen de control. Luego, resulta un sistema de ecuaciones para cada volumen, o, en general, un sistema matricial que representa el dominio completo de solución. Con las condiciones de borde apropiadas, este sistema se completa y se puede resolver para cada punto de la malla, e interpolar adecuadamente para el resto del dominio.

### 2.3.3. Acoplamiento de presión y velocidad

Una gran dificultad en el modelamiento descrito en la subsección anterior es como modelar el acoplamiento entre presión y velocidad. En el conjunto de ecuaciones descritas anteriormente, se consideraba una ecuación de transporte de la presión en la Ecuación (2.46), la cual corresponde a la ecuación de gas ideal. Pero en el caso de flujos incompresibles, donde la presión no depende de la densidad, esta ecuación no entrega información y por lo tanto no existe ecuación de transporte para la presión.

En los casos donde el gradiente de presión es conocido, el método se puede realizar sin problemas; pero en la mayoría de los casos de relevancia en ingeniería, la presión es una incógnita que se busca encontrar, al igual que la velocidad y temperatura. Por lo tanto, se hace necesario introducir un modelo que permita acoplar el cálculo de la presión con la velocidad.

Existen varios modelos que abordan este problema. Uno de los primeros y más ampliamente utilizados es el SIMPLE (*Semi-Implicit Method for Pressure-Linked Equations*), propuesto por Patankar y Spalding [34]. Este modelo consiste en un método iterativo donde se asume un campo de presiones y se procede a resolver las ecuaciones discretizadas de Navier-Stokes, posteriormente corrigiendo el campo de presiones inicial hasta llegar a una convergencia.

También existe el modelo PISO (*Pressure-Implicit with Split Operators*), propuesto por Issa [35], que es destacable por ser calibrado para flujos con dependencia temporal. Dado a que el análisis de turbina Darrieus contiene fenómenos inherentemente transientes, este método de solución es apto para su modelación.

### 2.3.4. Variación de las propiedades físicas con la temperatura

Las propiedades físicas de un fluido en general varían con la temperatura y la presión. Es necesario incluir en el método computacional estas variaciones. En varias referencias se pueden encontrar valores tabulados de dichas propiedades, y a partir de esto se pueden realizar interpolaciones lineales o de orden superior—o, alternativamente, se pueden utilizar algunos modelos analíticos existentes. En esta sección se mostrarán los modelos que se utilizarán en este trabajo.

#### 2.3.4.1. Densidad

Para la densidad, con aire como fluido de trabajo, se puede usar la ley de gases ideales:

$$\rho = \frac{P}{RT}. \quad (2.50)$$

Hay que destacar que se puede utilizar este modelo tanto al modelar flujo compresible o incompresible. Cuando se modela flujo incompresible, se toma una presión de operación para utilizar en el cálculo de la densidad, y se usa dicho valor para todos los puntos del modelo. Por lo tanto, al utilizar este modelo en el caso de flujo incompresible, se calculan únicamente las variaciones a partir del campo de temperaturas.

En el caso de flujo compresible, la densidad es dependiente de la presión en el modelo de volúmenes finitos, lo cual resulta contradictorio pues se busca resolver un sistema de ecuaciones donde la presión es una variable. En estos casos, lo que se debe hacer es modificar las ecuaciones del modelo y resolver el sistema con la densidad como variable en lugar de la presión, y a partir de ella calcular la presión en el punto [36]. Este tipo de modelamiento es ampliamente usado en problemas de convección natural, donde las variaciones de densidad son de alta importancia.

#### 2.3.4.2. Viscosidad

Para la viscosidad de gases, se puede utilizar la ley de Sutherland:

$$\mu = \frac{C_1 T^{3/2}}{T + C_2}, \quad (2.51)$$

donde para el aire a temperaturas y presiones moderadas, se tienen las siguientes constantes:

$$C_1 = 1,458 \times 10^{-6} \frac{\text{kg}}{\text{ms} \sqrt{\text{K}}},$$

$$C_2 = 110,4\text{K}.$$

Este modelo se puede utilizar en un rango amplio de temperaturas, con bajos porcentajes de error [37].

### 2.3.4.3. Conductividad térmica y calor específico

Para la conductividad térmica  $k$  y el calor específico  $C_p$ , en general no existen modelos tan precisos como la ley de Sutherland. Para estas propiedades, se recomienda interpolar desde valores tabulados.

### 2.3.5. Modelamiento de Turbulencia

La turbulencia, según Chung [31], es un fenómeno natural que ocurre en fluidos cuando los gradientes de velocidad son altos, resultando en perturbaciones en el dominio del flujo en función del espacio y tiempo. Los flujos turbulentos se generan por contacto con paredes o entre dos capas de distintas velocidades; resultan de ondas inestables que se generan a partir de flujos laminares al aumentar el número de Reynolds.

Un flujo turbulento contiene vórtices («eddies», en inglés) de múltiples escalas de energía (ver Figura 2.19). Los vórtices más grandes en general contienen vórtices más pequeños, por lo que existe un traspaso de energía cinética de los vórtices grandes a los pequeños, los cuales eventualmente disipan en calor. Las ecuaciones de Navier-Stokes incluyen los efectos de la turbulencia; pero para capturar el modelamiento de la turbulencia con simulación numérica directa (DNS), es necesario hacer mallas demasiado finas para captar los vórtices grandes y pequeños a la vez. Estos métodos se denominan *determinísticos*. Esto requiere demasiado tiempo computacional y no es viable para la gran mayoría de los casos.

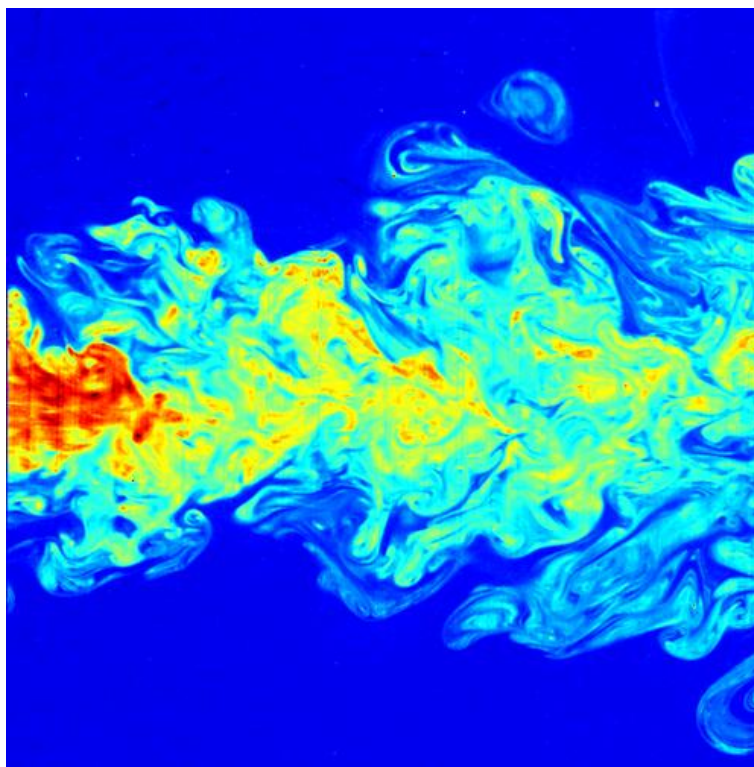
Dado a que la turbulencia es altamente aleatoria, lo que usualmente se hace es usar métodos estadísticos en lugar de determinísticos, y llegar a un promedio de las variables que se buscan. En consecuencia aparecen nuevas variables en las ecuaciones, y es necesario agregar ecuaciones al sistema para poder resolverlo. Este proceso se denomina *Reynolds Averaged Navier-Stokes* o RANS. En este método, no se calculan, si no que se modelan las escalas de turbulencia, para así no tener que usar las mallas extremadamente finas de la DNS.

Se puede realizar distintos tipos de promedios al sistema de ecuaciones de Navier-Stokes: promedios temporales, promedios espaciales, promedios máxicos, entre otros. En este trabajo será de interés el método de promedios temporales; explicaciones de los demás métodos pueden encontrarse en las referencias ya mencionadas.

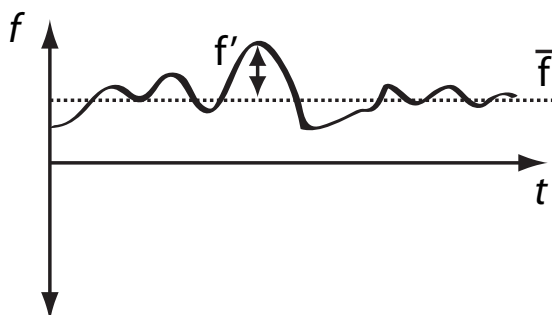
#### 2.3.5.1. Ecuaciones de Promedios Temporales

Sea una variable cualquiera  $f$ , de la cual se quiere obtener un promedio temporal. Esta variable se puede expresar como la suma de su valor medio en el tiempo,  $\bar{f}$ , y su fluctuación o variación respecto al promedio,  $f'$ . Esto se muestra en la Figura 2.20:

Expresando dicho concepto analíticamente, se tiene:



**Figura 2.19: Vórtices turbulentos** – Una imagen obtenida de un flujo de un *jet* turbulento. Notar las distintas escalas de los vórtices. Fuente: C. Fukushima y J. Westerweel, Technical University of Delft, The Netherlands



**Figura 2.20: Fluctuaciones temporales** – En esta figura se aprecia gráficamente el concepto de promedio temporal y fluctuación.

$$f(x, t) = \bar{f}(x, t) + f'(x, t), \quad (2.52)$$

donde  $\bar{f}$  es el promedio temporal de  $f$ , dado por la siguiente expresión:

$$\bar{f}(x, t) = \frac{1}{\Delta t} \int_t^{t+\Delta t} f(x, t) dt. \quad (2.53)$$

El promedio temporal de una fluctuación  $f'$  se define como  $\overline{f'}$ , y es igual a 0:

$$\overline{f'} = \frac{1}{\Delta t} \int_t^{t+\Delta t} f' dt = 0. \quad (2.54)$$

Mientras que el promedio temporal de un producto de fluctuaciones no correlacionadas  $f'$  y  $g'$ , está dado por la siguiente expresión, y *no* es igual a 0:

$$\overline{f'g'} = \frac{1}{\Delta t} \int_t^{t+\Delta t} f'g' dt \neq 0. \quad (2.55)$$

Si se aplica este modelamiento de variables a las ecuaciones de conservación de un flujo incompresible, estas se transforman en las siguientes ecuaciones<sup>1</sup>:

■ **Continuidad:**

$$\overline{u_{i,i}} = 0. \quad (2.56)$$

■ **Momentum:**

$$\rho \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial t} + \rho \bar{u}_{j,i} \bar{u}_i = -\bar{p}_{,j} + (\bar{\tau}_{ij} + \tau_{ij}^*)_{,i}, \quad (2.57)$$

donde:

$$\tau_{ij} = 2\mu \bar{d}_{ij}, \quad \bar{d}_{ij} = \frac{1}{2}(\bar{u}_{i,j} + \bar{u}_{j,i}), \quad \tau_{ij}^* = -\overline{\rho u'_i u'_j}.$$

■ **Energía:**

$$\frac{\partial \bar{T}}{\partial t} + \bar{u}_i \bar{T}_{,i} = -(\bar{q}_i - q_i^*)_{,i}, \quad (2.58)$$

donde:

$$\bar{q}_i = -\alpha \bar{T}_{,i}, \quad q_i^* = -\overline{u'_i T'}.$$

El término  $-\overline{\rho u'_i u'_j}$  de la Ecuación (2.57) corresponde al esfuerzo turbulento de Reynolds, mientras que el término  $-\overline{u'_i T'}$  de la Ecuación (2.58) corresponde al flujo de calor turbulento de Reynolds. El tensor de esfuerzo de Reynolds y el vector de flujo de calor de Reynolds constituyen variables adicionales desconocidas; por lo tanto, es necesario agregar ecuaciones gobernantes que cierren el sistema. Este proceso se denomina modelamiento de turbulencia.

Existen muchos modelos de turbulencia, pero en este trabajo se enfocará en los modelos de dos ecuaciones: específicamente, los modelos k- $\epsilon$  y k- $\omega$ .

<sup>1</sup>Se expresarán estas ecuaciones en notación indicial para facilidad de escritura.

### 2.3.5.2. Modelo $k-\epsilon$

Los modelos de dos ecuaciones son los más usados en el modelamiento fluidodinámico. El modelo  $k-\epsilon$  es el más famoso de los modelos de dos ecuaciones, y es frecuentemente utilizado para flujos incompresibles de baja velocidad.

En este modelo, el tensor de esfuerzos turbulentos de Reynolds se modela como la aproximación de Boussinesq [30]:

$$\tau_{ij}^* = 2\mu_T \bar{d}_{ij} - \frac{2}{3}\bar{\rho}K\delta_{ij}, \quad (2.59)$$

donde  $\mu_T$  se define como la viscosidad de vórtice turbulento, y está dado por la expresión:

$$\mu_T = \bar{\rho}c_\mu \frac{K^2}{\epsilon}. \quad (2.60)$$

La expresión anterior contiene dos nuevas variables del sistema: la energía cinética de turbulencia  $K$ , y la tasa de disipación de la energía cinética de turbulencia,  $\epsilon$ . El término  $c_\mu$  es una constante de ajuste.  $K$  y  $\epsilon$  se definen por las siguientes expresiones:

$$K = \frac{1}{2}\overline{u'_i u'_i}, \quad (2.61)$$

$$\epsilon = \overline{\nu u'_{i,j} u'_{i,j}}. \quad (2.62)$$

Dado que  $K$  y  $\epsilon$  son variables desconocidas, es necesario agregar ecuaciones de transporte al sistema para poder resolverlo. Launder y Spalding [38] propusieron un modelo con las siguientes ecuaciones de transporte:

$$\frac{\partial \bar{\rho}K}{\partial t} + (\bar{\rho}K\bar{u}_i)_{,i} = (\bar{\tau}_{ij}\bar{u}_j)_{,i} - \bar{\rho}\epsilon + (\mu_k K_{,i})_{,i}, \quad (2.63)$$

$$\frac{\partial \bar{\rho}\epsilon}{\partial t} + (\bar{\rho}\epsilon\bar{u}_i)_{,i} = c_{\epsilon 1}(\bar{\tau}_{ij}\bar{u}_j)_{,i} - c_{\epsilon 2}\bar{\rho}\frac{\epsilon^2}{K} + (\mu_\epsilon \epsilon_{,i})_{,i}. \quad (2.64)$$

Donde las constantes y términos introducidos son calibrados a los siguientes valores:

$$\begin{aligned} \mu_k &= \mu + \frac{\mu_T}{\sigma_k}, & \mu_\epsilon &= \mu + \frac{\mu_T}{\sigma_\epsilon}, & c_\mu &= 0,09; \\ c_{\epsilon 1} &= 1,45 \rightarrow 1,55; & c_{\epsilon 2} &= 1,92 \rightarrow 2,00; & \sigma_k &= 1, \\ & & \sigma_\epsilon &= 1,3. \end{aligned}$$

La calibración de estas constantes se realiza contra resultados experimentales o de simulación numérica directa (DNS). Las Ecuaciones (2.63) y (2.64) pueden ser combinadas en la solución del sistema de ecuaciones de Navier-Stokes.

El modelo  $k-\epsilon$  se ha convertido en el modelo de turbulencia más utilizado y validado en la historia de la mecánica de fluidos computacional. En parte su éxito se debe a la gran variedad de problemas industriales en los cuales produce soluciones aceptables, sin necesidad de recalibrar sus constantes de modelo. Además, desde su desarrollo, se le ha adaptado para funcionar con problemas más complejos, expandiendo aún más su gama de aplicabilidad.

Por otro lado, el modelo no es capaz de modelar adecuadamente lo que se sucede cerca de una pared en el caso de un flujo externo. Existen funciones de pared se que se usan para modelar el comportamiento de la capa límite, pero el modelo ha demostrado malas correlaciones con la realidad para flujos externos y flujos rotatorios, especialmente cuando hay gradientes de presión adversos al flujo. Luego, su uso en el modelamiento de las turbinas eólicas puede llevar a errores considerables en el cálculo de las fuerzas aerodinámicas. Por lo tanto, este modelo se considera inadecuado para este trabajo, y es necesario estudiar otras alternativas.

### 2.3.5.3. Modelo $k-\omega$

El modelo  $k-\omega$  es otro modelo de turbulencia de dos ecuaciones. Fue propuesto originalmente por Kolmogorov [39], y luego propuesto nuevamente de forma independiente por Saffman [40]. A partir de la versión de Saffman, de forma paralela al desarrollo del modelo  $k-\epsilon$ , el modelo  $k-\omega$  fue refinado y modificado hasta llegar a la versión de Wilcox [41], la cual es la forma más popular de este modelo y la que se presentará en este trabajo. La última versión del modelo, que incluye algunas correcciones de parte del autor, se puede encontrar en la referencia [42].

En este modelo, al igual que en el modelo  $k-\epsilon$ , se usa la aproximación de Boussinesq explicitada en la Ecuación (2.59) para el tensor de esfuerzos de Reynolds, por lo que mantiene la energía cinética de turbulencia  $k$  como variable elemental del modelo. Pero la viscosidad de vórtice turbulento  $\mu_T$  depende de una nueva variable  $\omega$ :

$$\mu_T = \rho \frac{K}{\omega}, \quad (2.65)$$

donde  $\omega$  corresponde a la disipación específica de energía,

$$\omega = \frac{\epsilon}{C_\mu k}. \quad (2.66)$$

La variable  $\omega$  está asociada a la vorticidad. Según Wilcox [43], la interpretación de  $\omega$  en la literatura es distinta dependiendo del autor, pero se puede definir como la razón entre  $\epsilon$  y  $k$ , es decir, «la tasa de disipación por unidad de energía cinética de turbulencia».

Las ecuaciones de transporte para  $k$  y  $\omega$  son las siguientes:

$$\frac{\partial \bar{\rho} K}{\partial t} + (\bar{\rho} K \bar{u}_i)_i = (\mu_k K_{,i})_i + (\bar{\tau}_{ij} \bar{u}_j)_i - \beta^* \bar{\rho} K \omega, \quad (2.67)$$



$$\frac{\partial \bar{\rho} \omega}{\partial t} + (\bar{\rho} \omega \bar{u}_i)_{,i} = (\mu_\epsilon \omega_{,i})_{,i} + \alpha \frac{w}{K} (\bar{\tau}_{ij} \bar{u}_j)_{,i} - \beta \bar{\rho} \omega^2. \quad (2.68)$$

La calibración del modelo  $k-\omega$  y posteriores pruebas demuestran que entrega resultados mucho más certeros en el modelamiento de la capa límite con respecto al modelo  $k-\epsilon$ , lo que lo hace más propicio para el modelamiento que interesa al presente estudio. Sin embargo, también se ha demostrado que el modelo  $k-\omega$  es altamente sensible al valor de  $\omega$  en el flujo lejos de la capa límite, lo que dificulta su aplicación pues es muy difícil estimar las condiciones de borde turbulentas de un problema. Por lo tanto, este modelo también se considera inadecuado para este trabajo.

#### 2.3.5.4. Modelo $k-\omega$ SST (Shear Stress Transport)

El modelo  $k-\omega$  SST es el tercer modelo de turbulencia que se mencionará en este trabajo, y el más apropiado para el modelamiento aerodinámico. Fue propuesto originalmente por Menter [44] para eliminar la sensibilidad del modelo  $k-\omega$  al valor de  $\omega$  en el borde del dominio. El concepto, en términos simples, consiste en utilizar el modelo  $k-\omega$  en la región de la capa límite, y gradualmente cambiar al modelo  $k-\epsilon$  a medida que se aleja de la superficie de capa límite. Esto logra mantener el superior tratamiento de pared del modelo  $k-\omega$ , eliminando su dependencia del flujo lejos de la pared.

Las ecuaciones de transporte del modelo son las siguientes:

$$\frac{\partial \bar{\rho} K}{\partial t} + (\bar{\rho} K \bar{u}_i)_{,i} = P + [(\mu + \sigma_k \mu_T) K_{,i}]_{,i} - \beta^* \bar{\rho} K \omega, \quad (2.69)$$

$$\frac{\partial \bar{\rho} \omega}{\partial t} + (\bar{\rho} \omega \bar{u}_i)_{,i} = \frac{\gamma}{\nu_T} P + [(\mu + \sigma_\omega \mu_T) \omega_{,i}]_{,i} - \beta \bar{\rho} \omega^2 + 2(1 - F_1) \frac{\bar{\rho} \sigma_\omega \omega^2}{\omega} K_{,i} \omega_{,i}, \quad (2.70)$$

donde:

$$P = \tau_{ij} u_{i,j}, \quad \tau_{ij} = \mu_T \left( 2S_{ij} - \frac{2}{3} u_{k,k} \delta_{ij} \right) - \frac{2}{3} \bar{\rho} K \delta_{ij}, \quad S_{ij} = \frac{1}{2} (u_{i,j} + u_{j,i}).$$

La constante  $F_1$  está encargada de realizar la combinación entre los dos modelos. En el flujo lejos de la superficie,  $F_1$  vale 0 y el modelo se transforma en un modelo  $k-\epsilon$ , mientras que en el flujo cercano a la pared,  $F_1$  vale 1 y el modelo se transforma en un modelo  $k-\omega$ . Las constantes del modelo se calculan mediante una ponderación entre las constantes del modelo  $k-\epsilon$  y las constantes del modelo  $k-\omega$ :

$$\alpha = \alpha_1 F + \alpha_2 (1 - F), \quad (2.71)$$

donde las constantes a ponderar son las siguientes:

$$\begin{array}{lll}
 \beta^* = 0,09; & \alpha_1 = \frac{5}{9}, & \beta_1 = \frac{3}{40}, \\
 \sigma_{k1} = 0,85; & \sigma_{\omega 1} = 0,5; & \alpha_2 = 0,44; \\
 \beta_2 = 0,0828; & \sigma_{k2} = 1, & \sigma_{\omega 2} = 0,856.
 \end{array}$$

El modelo  $k-\omega$  SST se ha convertido en un estándar en la industria aeronáutica y en la mecánica de fluidos computacional. Al combinar los modelos  $k-\epsilon$  y  $k-\omega$  se logra un buen tratamiento de pared, y robustez en el modelo. En una revisión hecha por Menter en 2003 [45], se destaca la aptitud del modelo para aplicaciones con compleja aerodinámica, por lo que se postula que este modelo es el más apropiado para el análisis de turbinas eólicas de eje vertical.

## 2.4. Control de Flujo

El control de flujo, tal como se definió en el capítulo 1, se puede definir como cualquier mecanismo o proceso a través del cual se modifica el carácter o disposición de un flujo para obtener resultados más favorables. Entre los objetivos típicos de manipular el flujo se encuentran los siguientes:

- Reducción de fuerzas de arraste (drag),
- Aumento de fuerzas de sustentación (lift),
- Aumento de transporte de masa, momentum o energía, y
- Reducción de ruido.

Para lograr esto, se tienen tres procedimientos elementales: atraso o adelanto de la transición de flujo laminar a turbulento; prevención o inducción de la separación del flujo; y finalmente aumento o reducción de la turbulencia. Eventualmente para lograr algún objetivo de los ya planteados, se tendrán efectos adversos en otros aspectos, por lo que se debe buscar una forma de lograr el objetivo planteado con mínimo efecto en otros aspectos del flujo. Esto constituye el mayor desafío en el control de flujo.

En esta sección, al igual que en las anteriores, se busca dar un resumen básico sobre el control de flujo. Se puede encontrar un análisis detallado en la referencia [13].

### 2.4.1. Control de Transición

Adelantar o retrasar la transición de flujo laminar a flujo turbulento puede ser extremadamente útil. Por un lado, un flujo laminar posee muchos beneficios en varias aplicaciones. La fricción es menor, produciendo menos drag, lo que para vehículos implica ahorros significativos en combustible o aumentos en velocidad, elementos importantes en la industria aeronáutica. Al existir menos turbulencia, también hay mucho menos ruido, lo que resulta útil en aplicaciones urbanas. Por otro lado, una mayor turbulencia implica un aumento en el transporte de masa, momentum y energía, lo cual es vital en una plétora de aplicaciones: intercambiadores de calor, acondicionamiento de ambientes, mezclado de soluciones, entre muchas otras.

Para poder modificar el punto de transición de un flujo, o matemáticamente hablando, cambiar el número de Reynolds crítico donde empieza la transición ( $Re_{crit}$ ), existen los denominados *modificadores de estabilidad*. El atraso de la transición se puede lograr a través de los siguientes tres modificadores:

- **Movimiento de pared:** Se puede lograr este efecto ya sea moviendo directamente la pared o utilizando superficies flexibles que se deformen frente al flujo. Este método es capaz de modificar el punto de transición, pero es poco práctico como método de control. Para más información respecto a la efectividad de este método, se recomienda ver el capítulo 7 de la referencia [13].
- **Succión:** Este método consiste en sustraer pequeñas cantidades de fluido en la región cercana a la pared, con el propósito de modificar la curvatura del perfil de velocidad e inhibir el crecimiento de la capa límite. Esta técnica se ha utilizado con gran éxito en alas de aviones, logrando reducciones significativas de Drag, y hoy en día es una técnica ampliamente utilizada. Al conocimiento del autor, estas técnicas aún no se han propuesto para las turbinas eólicas. A pesar de su potencial contribución a aumentar el rendimiento de turbinas eólicas, no se estudiará esta técnica en este estudio.
- **Calentamiento y enfriamiento de pared:** El método de mayor interés a esta tesis, la adición o remoción de calor del flujo induce un cambio en la viscosidad y la densidad. En general, la viscosidad crece con la temperatura en el caso de los gases, y decrece en el caso de los líquidos, mientras que la densidad posee un comportamiento opuesto; decrece con la temperatura en el caso de los gases, y crece en el caso de los líquidos. Como consecuencia de estas variaciones, se pueden lograr significativos atrasos en la transición de un flujo variando la temperatura de pared.

El atraso de transición que se logra con un enfriamiento de pared fue demostrado en los años 40, y ha demostrado un efecto no despreciable. Según Kachanov, Koslov, y Levchenko (citados por Gad-el-Hak [13]), se logra variar el  $Re_{crit}$  de  $10^5$  hasta  $10^7$  con una temperatura de pared de apenas

70 % la temperatura del flujo  $T_\infty$ . Más aún, Reshotko demostró que tal fenómeno puede ser usado exitosamente para la reducción de Drag [15].

Es claro entonces que el enfriamiento de pared estabiliza la capa límite de un flujo gaseoso, y que esto se puede utilizar para aumentar el desempeño aerodinámico de un ala. Se investigará en este trabajo si la misma técnica puede generar resultados útiles en turbinas eólicas tipo Darrieus.

### 2.4.2. Control de Separación

La separación de flujo se produce al tener una capa límite contra un gradiente de presión adverso, y el flujo se retrasa al no tener suficiente momentum para superar el gradiente de presión. Cuando esto ocurre, el flujo se separa de la pared, y se transforma en vórtices y recirculaciones. En general, esto significa un gran aumento en Drag, y grandes pérdidas en energía debido a las recirculaciones. Luego, es de interés evitar o al menos retrasar la separación de flujo.

Al igual que en el control de transición, existen varios métodos de adelantar o atrasar la separación de flujo. En particular, el calentamiento o enfriamiento de pared también puede ser utilizado como método de control de separación. Esto se debe a los cambios en viscosidad y densidad que se generan [13].

Una capa límite con mayor densidad posee más momentum por lo que la separación de flujo se ve restringida. La variación de densidad con la temperatura es notoria en gases, pero no así en líquidos—es decir, esta técnica de control es poco práctica en flujos líquidos.

### 2.4.3. Aplicación a Turbinas Eólicas tipo Darrieus

Como se ha explicado en las dos subsecciones anteriores, el enfriamiento de la pared es capaz de atrasar la transición y la separación del flujo, lo que genera reducciones en Drag y aumentos en Lift, sin mencionar reducciones de ruido y mayor estabilidad del flujo. En este trabajo se aplicará esta técnica de control para investigar sus efectos en el desempeño aerodinámico de las turbinas eólicas tipo Darrieus.

# 3

## Metodología Computacional

En este capítulo se detalla la metodología de trabajo de esta tesis. Esto incluye definir los parámetros del problema, como dimensiones y características de geometría y mallado, dominio de simulación, condiciones de borde, entre otros; especificar los modelos y métodos de solución que se usarán en la simulación, y además definir el procedimiento necesario para la validación y análisis de los resultados.

### 3.1. Definición del Problema

En este trabajo, según lo planteado en los objetivos, se busca realizar simulaciones fluidodinámicas de una turbina Darrieus de álabes rectos para determinar la dependencia del desempeño aerodinámico respecto a la temperatura de superficie de álabe.

Para ello, se utilizará el método de volúmenes finitos con el software comercial ANSYS Fluent 13.0.0. Con el propósito de ahorrar tiempo de iteración y mallado, esta simulación se realizará en dos dimensiones. La geometría y dimensiones de la turbina se dejarán fijas, al igual que el flujo libre al cual se enfrenta. Se variarán apenas dos parámetros: la velocidad angular de rotación y la temperatura de superficie del álabe. Ambos parámetros se trabajarán de forma adimensional como el tip-speed ratio (TSR), definido en la Ecuación (2.11), y la razón de temperaturas (TR), definida en la Ecuación (2.15), respectivamente.

Al realizar simulaciones para un TSR, se pueden calcular los campos de velocidad y presión, y por ende las fuerzas aerodinámicas y momentos, y finalmente el coeficiente de potencia  $C_p$ . A partir de esto, simulando para varios TSR, se pueden generar curvas de  $C_p$  vs. TSR (como en la Figura 2.8). Una vez obtenidas estas curvas para varios valores de TR, se puede analizar el efecto del valor de TR en la curva de operación de la turbina ( $C_p$  vs. TSR), y lograr concluir en base a los objetivos.

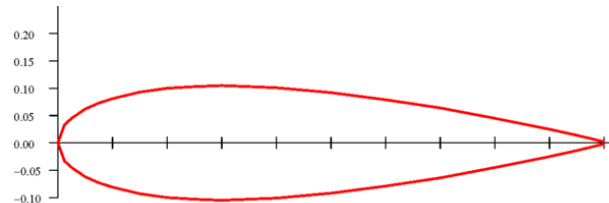
## 3.2. Geometría

En esta sección se explicita la geometría del modelo computacional. Entre los detalles a explicitar están las dimensiones de la turbina a simular, el tipo y tamaño de los álabes, y las dimensiones del dominio computacional.

### 3.2.1. Álabe

El álabe de la turbina es de la forma de un perfil NACA 0021. Los perfiles NACA (*National Advisory Commitee for Aeronautics*) fueron desarrollados por la organización de igual nombre. La familia de perfiles de cuatro dígitos 00XX están definidos por la Ecuación (3.1). El primer dígito indica el porcentaje de curvatura («camber») del perfil en porcentaje de la cuerda, mientras que el segundo dígito indica la distancia de máxima curvatura desde el borde de ataque del perfil en décimas de cuerda—ambos nulos en este caso, pues los perfiles NACA 00XX son simétricos. Los dos últimos dígitos de la nomenclatura describen apenas el grosor del perfil en porcentaje de la cuerda. Por tanto, el perfil NACA 0021 tiene un 21 % de espesor respecto a su cuerda, y se muestra en la Figura 3.1.

$$\frac{t}{0,2}c \left[ 0,2969 \sqrt{\frac{x}{c}} - 0,1260 \left(\frac{x}{c}\right) - 0,3516 \left(\frac{x}{c}\right)^2 + 0,2843 \left(\frac{x}{c}\right)^3 - 0,1015 \left(\frac{x}{c}\right)^4 \right] \quad (3.1)$$



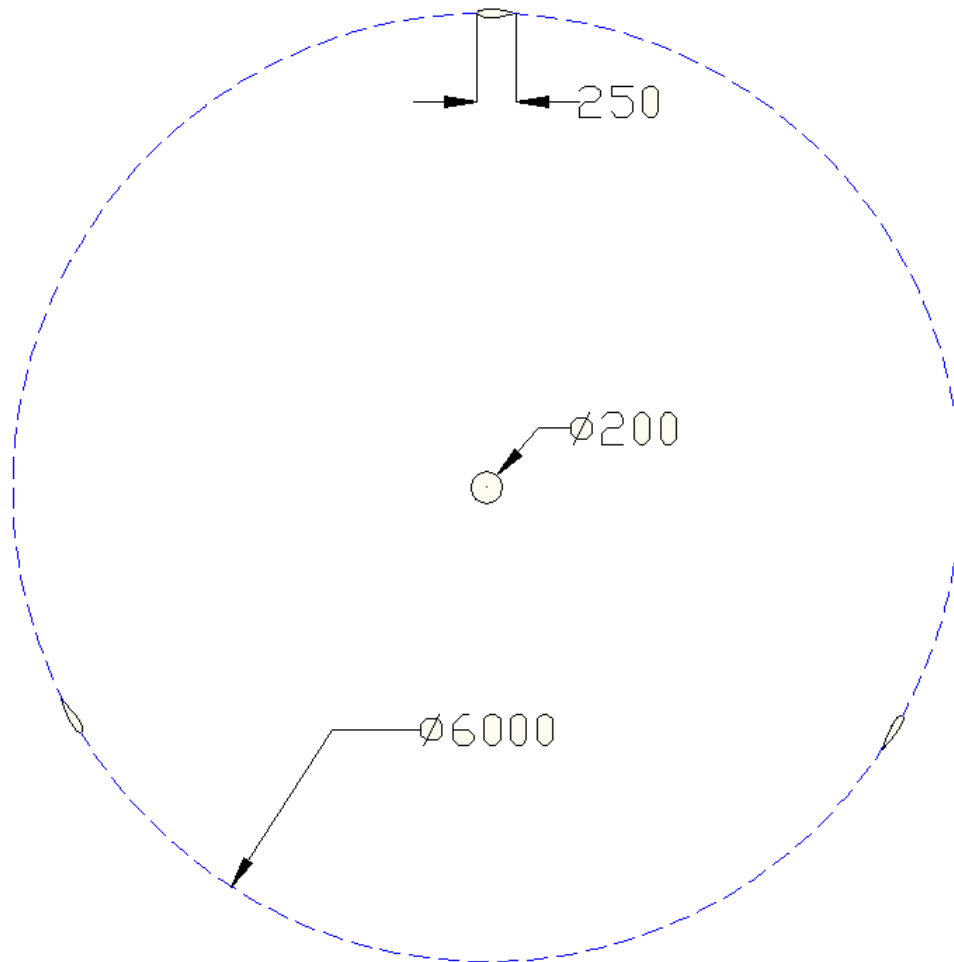
**Figura 3.1: Perfil NACA 0021** – De largo unitario 1 m, y grosor 0,21 m.

### 3.2.2. Configuración de la Turbina

La turbina a simular se basa en la turbina construida y probada por Kjellin et al. [46], del centro Sueco para conversión eléctrica de la energía renovable, en la Universidad de Uppsala. El objetivo de utilizar este diseño es poseer datos experimentales de comparación y verificación. En la Tabla 3.1, se explicitan los datos más relevantes de la turbina, y en la Figura 3.2 se muestra el modelo CAD de la misma.

**Tabla 3.1: Configuración de la turbina** – Fuente: Kjellin et al. [46].

Propiedad	Valor
Potencia Nominal	12 kW
Número de Álabes	3
Altura de Álabe	1 m
Radio de la Turbina	3 m
Cuerda	0,25 m
Perfil del Álabe	NACA 0021

**Figura 3.2: Geometría de la turbina Darrieus a simular** – La turbina a simular posee un diámetro de 6 m, un álabe de cuerda 0,25 m y un eje de 20 cm. Medidas de la figura en milímetros.

Dado a que la turbina de modelo es un protótipo real, y solo se desea realizar una simulación en dos dimensiones, se toma apenas un corte transversal de esta para realizar el modelo. Para efectos de comparación en el análisis, se deberán comparar solamente factores adimensionales.

#### 3.2.3. Configuración del dominio de simulación

Para realizar la simulación se contempla un dominio rotatorio y un dominio estático, utilizando la técnica de mallas deslizantes. La sección del dominio rotatorio es circular, de 8 m de diámetro. El dominio estático contempla un alto de 30 m (dos diámetros de turbina hacia cada lado), y un largo total de 72 m desde el eje de la turbina hasta la frontera de salida (12 diámetros de turbina).



**Figura 3.3: Dominio de simulación** – El dominio rotatorio es circular con diámetro 8 m, mientras que el dominio estático es de 30 m de alto y 72 m de *farfield*. Medidas de la figura en milímetros.

### 3.3. Procedimiento y métodos de solución

Como primera etapa se realizará una simulación en régimen permanente del modelo con la velocidad angular de rotación correspondiente. Luego, el resultado de esta simulación estacionaria se utilizará como condición inicial para el modelo transiente, el cual se contemplará para un total de seis revoluciones de la turbina.

El modelo de turbulencia a utilizar es el  $k-\omega$  SST (*Shear Stress Transport*). Este modelo ha sido utilizado en investigaciones anteriores sobre turbinas Darrieus con éxito [47, 48, 49]. Las constantes del modelo son las que vienen por defecto en FLUENT, y se pueden encontrar en la referencia [36].

El método de solución para el acoplamiento de presión y velocidad será SIMPLE (*Semi-Implicit Method for Pressure-Linked Equations*) para la simulación estacionaria, y después se cambia a PISO (*Pressure Implicit with Split Operator*) para la simulación transiente. Las discretizaciones



espaciales de presión, momentum, energía cinética de turbulencia  $k$ , tasa de disipación específica de turbulencia  $\epsilon$  y energía serán todas de primer orden para el caso estacionario, y se cambiarán a segundo orden para el régimen transiente. La discretización del tiempo será de primer orden implícita para todos los casos.

Se simularán un total de 30 casos. En la Tabla 3.2 se explicitan todos los casos a correr con los parámetros adimensionales esperados.

**Tabla 3.2: Detalle de casos a simular**

Casos	$V_{entrada}$ (m/s)	$\omega$ (rad/s)	$T_W$ (K)	$T_\infty$ (K)	TSR	TR	$Re_{ref}$	$Re_{rot}$
Caso 1	10	3,333	285	300	1	0,95	171.000	171.000
Caso 2	10	6,667	285	300	2	0,95	171.000	341.000
Caso 3	10	10,000	285	300	3	0,95	171.000	512.000
Caso 4	10	13,333	285	300	4	0,95	171.000	683.000
Caso 5	10	16,667	285	300	5	0,95	171.000	854.000
Caso 6	10	20,000	285	300	6	0,95	171.000	1.024.000
Caso 7	10	3,333	294	300	1	0,98	171.000	171.000
Caso 8	10	6,667	294	300	2	0,98	171.000	341.000
Caso 9	10	10,000	294	300	3	0,98	171.000	512.000
Caso 10	10	13,333	294	300	4	0,98	171.000	683.000
Caso 11	10	16,667	294	300	5	0,98	171.000	854.000
Caso 12	10	20,000	294	300	6	0,98	171.000	1.024.000
Caso 13	10	3,333	300	300	1	1	171.000	171.000
Caso 14	10	6,667	300	300	2	1	171.000	341.000
Caso 15	10	10,000	300	300	3	1	171.000	512.000
Caso 16	10	13,333	300	300	4	1	171.000	683.000
Caso 17	10	16,667	300	300	5	1	171.000	854.000
Caso 18	10	20,000	300	300	6	1	171.000	1.024.000
Caso 19	10	3,333	306	300	1	1,02	171.000	171.000
Caso 20	10	6,667	306	300	2	1,02	171.000	341.000
Caso 21	10	10,000	306	300	3	1,02	171.000	512.000
Caso 22	10	13,333	306	300	4	1,02	171.000	683.000
Caso 23	10	16,667	306	300	5	1,02	171.000	854.000
Caso 24	10	20,000	306	300	6	1,02	171.000	1.024.000
Caso 25	10	3,333	315	300	1	1,05	171.000	171.000
Caso 26	10	6,667	315	300	2	1,05	171.000	341.000
Caso 27	10	10,000	315	300	3	1,05	171.000	512.000
Caso 28	10	13,333	315	300	4	1,05	171.000	683.000
Caso 29	10	16,667	315	300	5	1,05	171.000	854.000
Caso 30	10	20,000	315	300	6	1,05	171.000	1.024.000

### 3.4. Variación de propiedades físicas con la temperatura

El fluido de trabajo será aire, y se deben considerar las variaciones de las propiedades físicas del fluido respecto de las variaciones de temperatura. Los modelos que se utilizarán para calcular estas variaciones son los siguientes:

- **Densidad  $\rho$** : Se usará la ley de gases ideales incompresibles.
- **Viscosidad  $\mu$** : Se usará la ley de Sutherland.
- **Conductividad Térmica  $k$** : Se interpolará de datos tabulados de la referencia [50].
- **Calor específico  $C_p$** : Se interpolará de datos tabulados de la referencia [50].

### 3.5. Condiciones de Borde

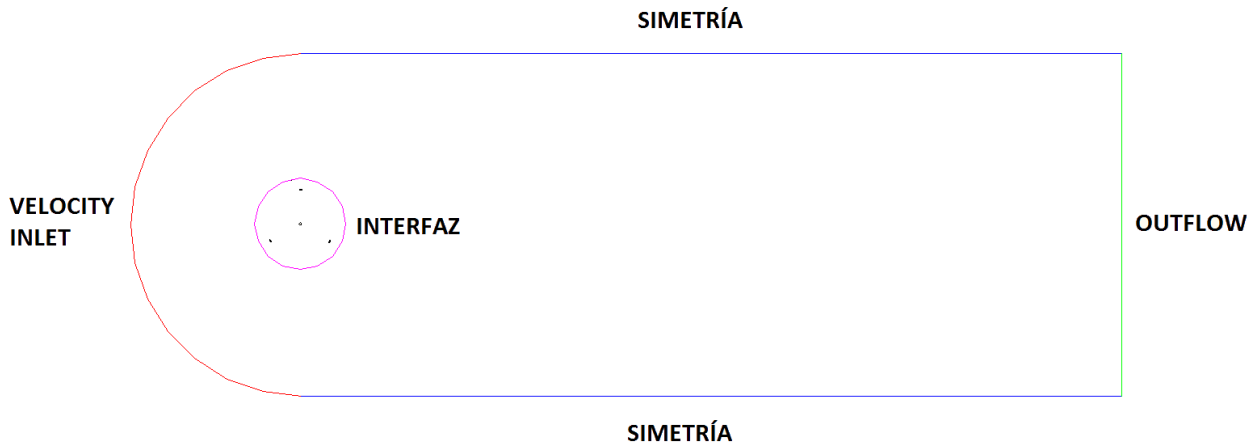
Las condiciones de borde del modelo son de Velocity Inlet a la izquierda y Outflow a la derecha, con simetrías arriba y abajo (ver Figura 3.4). Los álabes y el eje tienen condición de borde de pared, con la condición de no deslizamiento y con temperatura impuesta cuando corresponde.

Las condiciones del flujo libre en la entrada se explicitan en la Tabla 3.3. La velocidad del flujo libre se determinó en parte por las velocidades medidas en los trabajos hechos en Sandia [21, 51, 52], donde se nota que el valor más frecuente de velocidad de viento está en torno a los 10 metros por segundo; y también se determinó por el estudio de Kjellin et al. [46], donde especifican que la turbina construida fue probada para vientos máximos de 12 metros por segundo.

Las condiciones de borde turbulentas son más difíciles de determinar, pues no se puede saber a priori cual es la turbulencia que trae el flujo libre. En un estudio hecho por Howell et al. [53], se utilizó una intensidad de turbulencia de 1 % y una escala de longitud turbulenta de 0,01 m, lo cual es altamente turbulento para un flujo libre. De todas maneras se utilizó este estudio como base, pero se fijó la escala de longitud turbulenta en 0,1 m con esperanza de lograr un resultado más correcto.

**Tabla 3.3: Condición de borde en la entrada del modelo**

Variable	Valor
Velocidad (m/s)	10
Intensidad de Turbulencia	1 %
Escala de Longitud Turbulenta (m)	0,1



**Figura 3.4: Condiciones de Borde del Problema** – Las condiciones de borde del modelo computacional se muestran en esta figura.

### 3.6. Validación

La validación se realizará con dos métodos distintos. Primero, se comparará la curva de  $C_p$  vs. TSR que resulte del modelo computacional con la curva experimental que resulta del estudio de Kjellin et al [46]. Dado a que el modelo computacional es bidimensional y por lo tanto no se ve afectados por vórtices de punta de álabes, se espera que los resultados sean mayores a los experimentales; pero la forma de la curva debería ser similar para respaldar los resultados de la simulación computacional.

Para tener un segundo método de validación, se programará un modelo de múltiples tubos de corriente (DMS) y se comparará la curva de  $C_p$  vs. TSR que resulte de este con el modelo de volúmenes finitos. Los coeficientes aerodinámicos del perfil NACA 0021 se sacarán de los valores experimentales obtenidos por Sheldahl y Klimas [20]. El código programado se puede encontrar en la sección de Anexos.

### 3.7. Análisis de Resultados

El análisis de resultados se dividirá en dos capítulos. En el primero, se analizará la simulación de la turbina sin los efectos de temperatura de álabes, es decir, con la temperatura de la pared  $T_w$  igual a la temperatura del flujo libre  $T_\infty$  o  $TR = 1$ . En este análisis se determinará la curva de operación de la turbina, los coeficientes de potencia máximos y promedios que genera, y se hará un estudio fluidodinámico de la aerodinámica transiente de la turbina, buscando explicar los fenómenos que producen las fuerzas aerodinámicas más significativas—en otras palabras, la pérdida dinámica, y el desprendimiento y transporte de vórtices.

En el segundo capítulo de análisis de resultados, se tomará como base el primer capítulo, y se estudiará como varían esos resultados al variar la razón de temperaturas TR. Se analizará como cambia el comportamiento de los fenómenos estudiados para distintos valores de TR, tanto cualitativamente como cuantitativamente, y se compararán numéricamente los coeficiente de potencia máximos y promedios. Finalmente se realizará una curva de  $C_P$  vs. TR para todos los valores de TSR, con lo que se determinará la dependencia del coeficiente de potencia respecto a la razón de temperaturas para varias velocidades de rotación.

Al finalizar este análisis, se tendrá una idea general de qué cambios se producen en la aerodinámica transiente de una turbina Darrieus al variar la temperatura de álabe, tanto en los fenómenos físicos como en los valores numéricos de potencia. Con esto, se realizará una conclusión adecuada para el trabajo.

# 4

## Resultados Obtenidos: Casos Isotérmicos

En este capítulo se explicitan los resultados de la turbina para los casos donde la temperatura del álabe es igual a la temperatura del flujo libre ( $T_w = T_\infty$ , o  $TR = 1$ ). El objetivo es analizar todos los fenómenos asociados a la turbina, especialmente los que se generan durante el transiente, para así comprender extensivamente su funcionamiento y poder identificar potenciales aspectos a mejorar.

### 4.1. Mallado

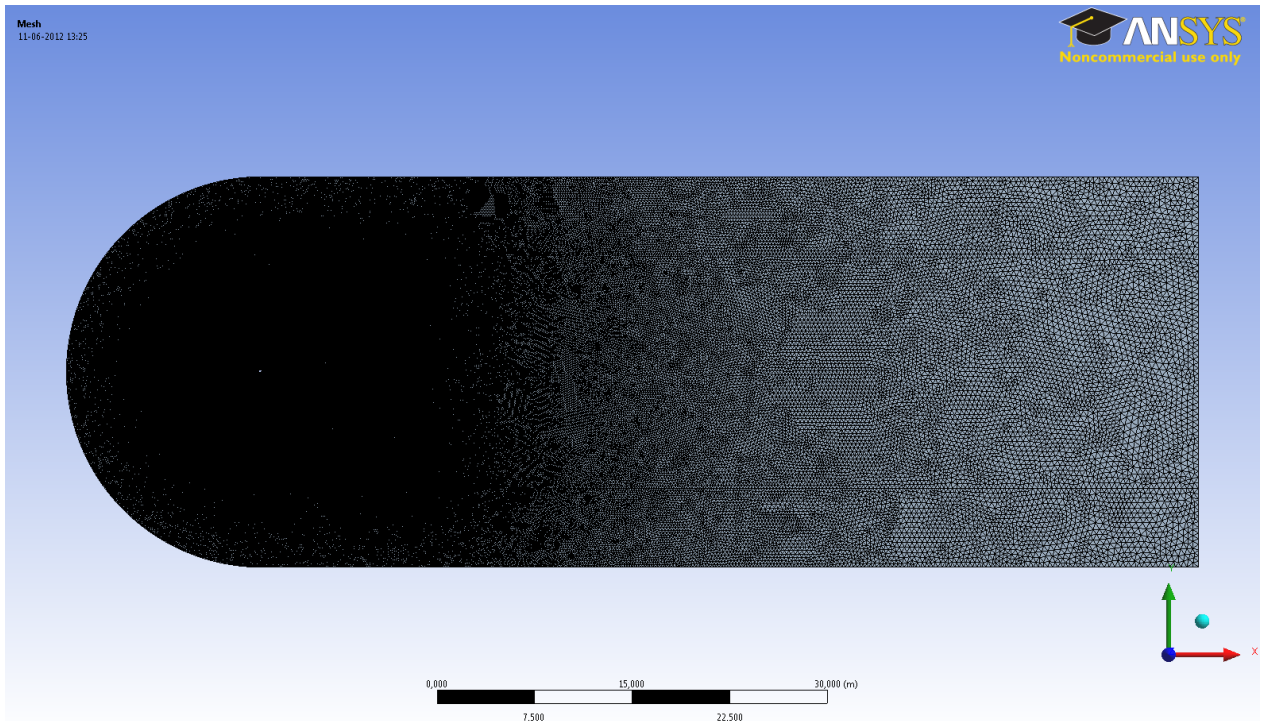
El mallado fue realizado con el módulo ANSYS Meshing incluido en ANSYS. La malla no es estructurada, y contiene solamente elementos tetraédricos. En la Figura 4.1 se muestra una captura del mallado del dominio completo.

En la Tabla 4.1, se muestra el número de elementos, número de nodos, y las métricas de malla más importantes. Según la guía de usuario de ANSYS [54], la métrica de Skewness no debe superar 0,8, mientras que la de calidad ortogonal no debe ser menor a 0,2. Como se nota en la tabla, ambos criterios se ven satisfechos por lo que se puede decir que la malla es de buena calidad.

**Tabla 4.1: Estadísticas de Malla**

Métrica	Valor
Elementos	550.881
Nodos	277.490
Skewness (máxima)	0,74
Skewness (promedio)	0,062
Calidad Ortogonal (mínima)	0,472
Calidad Ortogonal (promedio)	0,96

En la Figura 4.2 se muestra un detalle del mallado del dominio rotatorio, mientras que en la

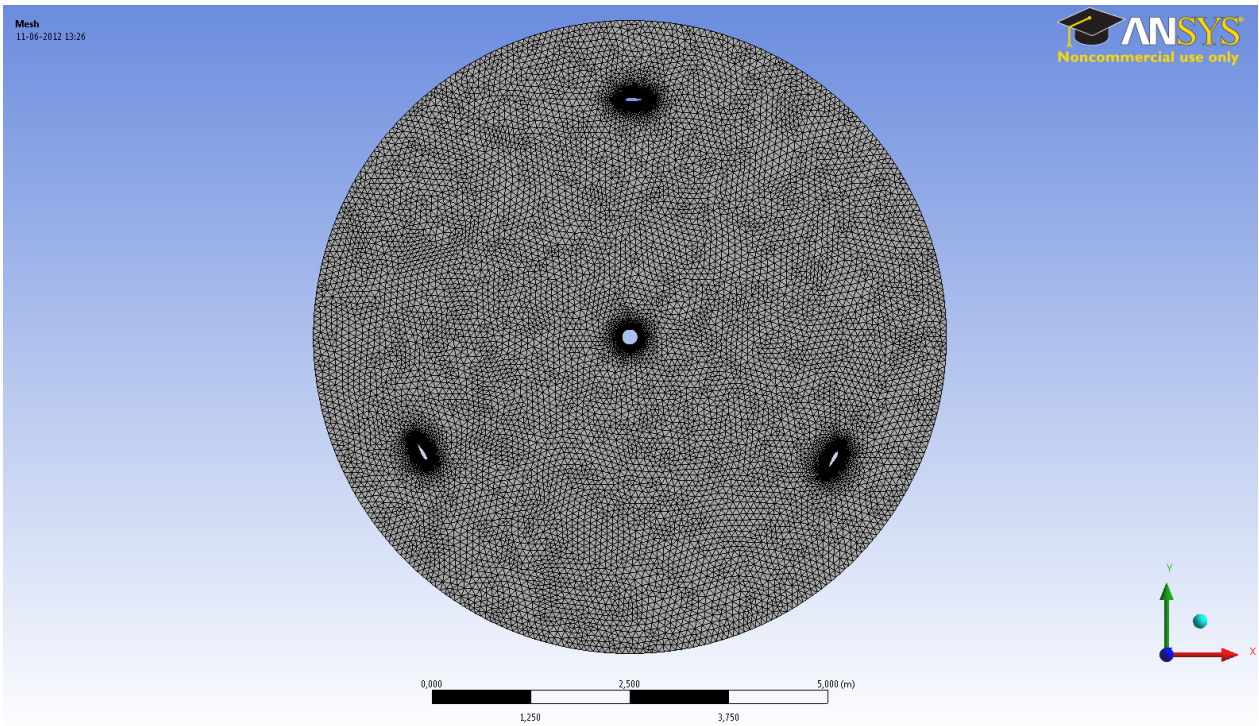


**Figura 4.1: Mallado del dominio completo** – El dominio completo fue mallado con una malla no estructurada de elementos tetraédricos, y contempló 550.881 elementos.

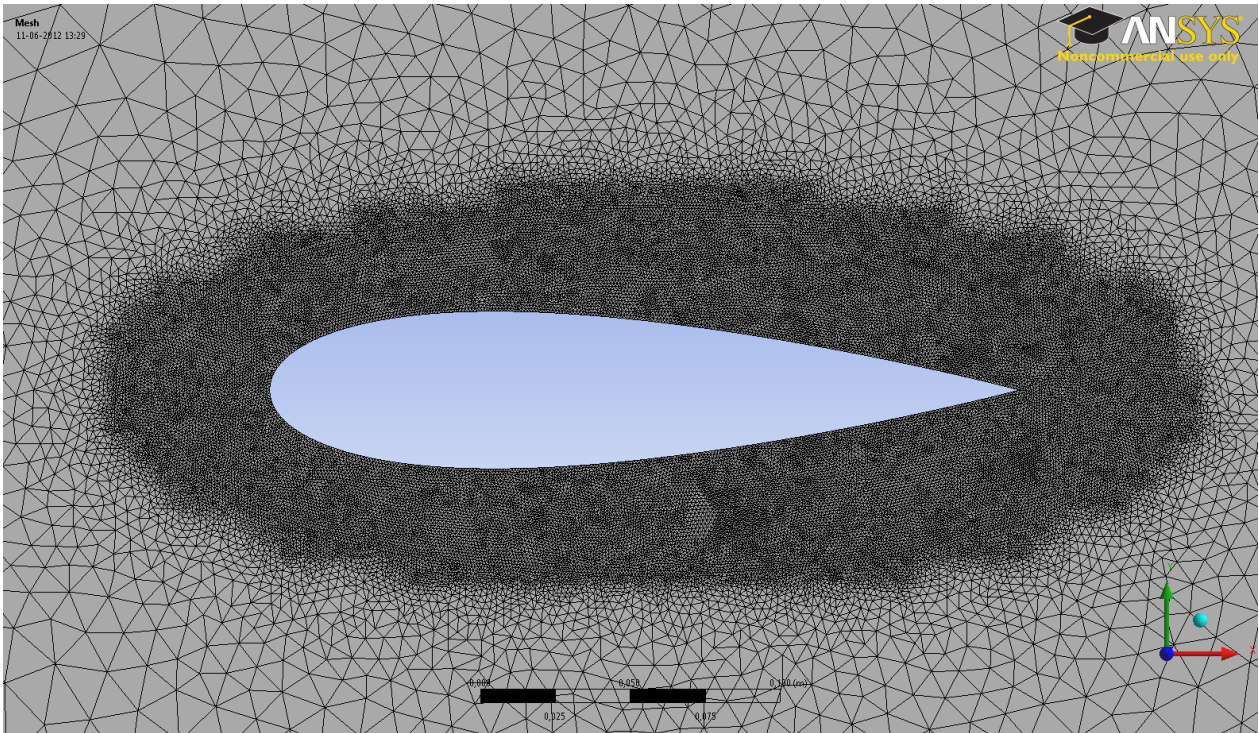
Figura 4.3 se muestra un detalle del mallado alrededor del perfil. La malla del dominio rotatorio es más densa de elementos que el dominio estático ya que se presume la existencia de recirculaciones en el mismo. Respecto al mallado alrededor del perfil, se hizo extremadamente fino para poder capturar todos los efectos de capa límite y así minimizar el error en el cálculo de fuerzas aerodinámicas.

Finalmente, bajo la pregunta de si los resultados obtenidos eran independientes de la malla, se realizó una prueba con una malla de alrededor de 700.000 elementos. El resultado de esta prueba se muestra en la Figura 4.4, donde se aprecia el comportamiento de único álabe en una rotación. Se puede notar que el aumento en el refinamiento de la malla no provocó grandes diferencias en el comportamiento del álabe, y por lo tanto se justifica la decisión de trabajar con la malla de 500.000 elementos. Esta prueba fue hecha para un caso isotérmico, con  $TSR = 3$ .



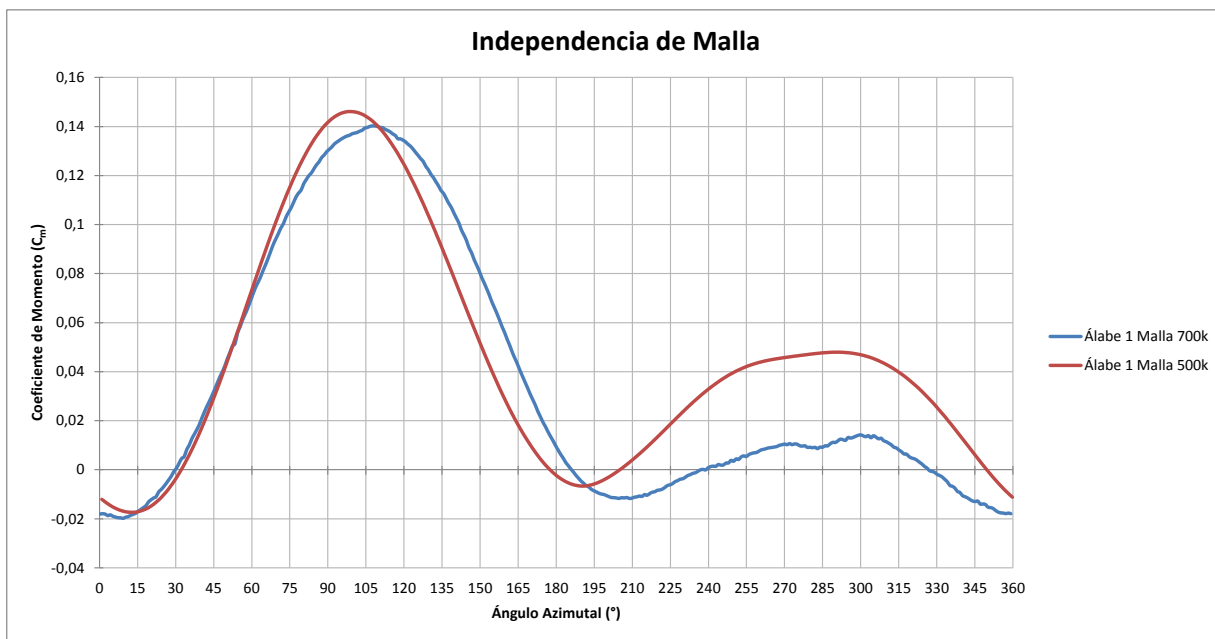


**Figura 4.2: Mallado del dominio rotatorio** – El mallado del dominio rotatorio fue refinado por sobre el promedio del dominio estático pues se espera que hayan recirculaciones de distintos tamaños en él.



**Figura 4.3: Mallado alrededor del perfil** – El mallado alrededor del perfil fue refinado a un tamaño de elemento extremadamente fino para minimizar el error en la capa límite y el cálculo de fuerzas aerodinámicas.





**Figura 4.4: Independencia de Malla** – El resultado del coeficiente de momento para el primer ábabe varía muy poco entre la malla de 500.000 elementos y la de 700.000 elementos. La prueba fue hecha para un caso isotérmico, con  $TSR = 3$ .

## 4.2. Resultados Globales

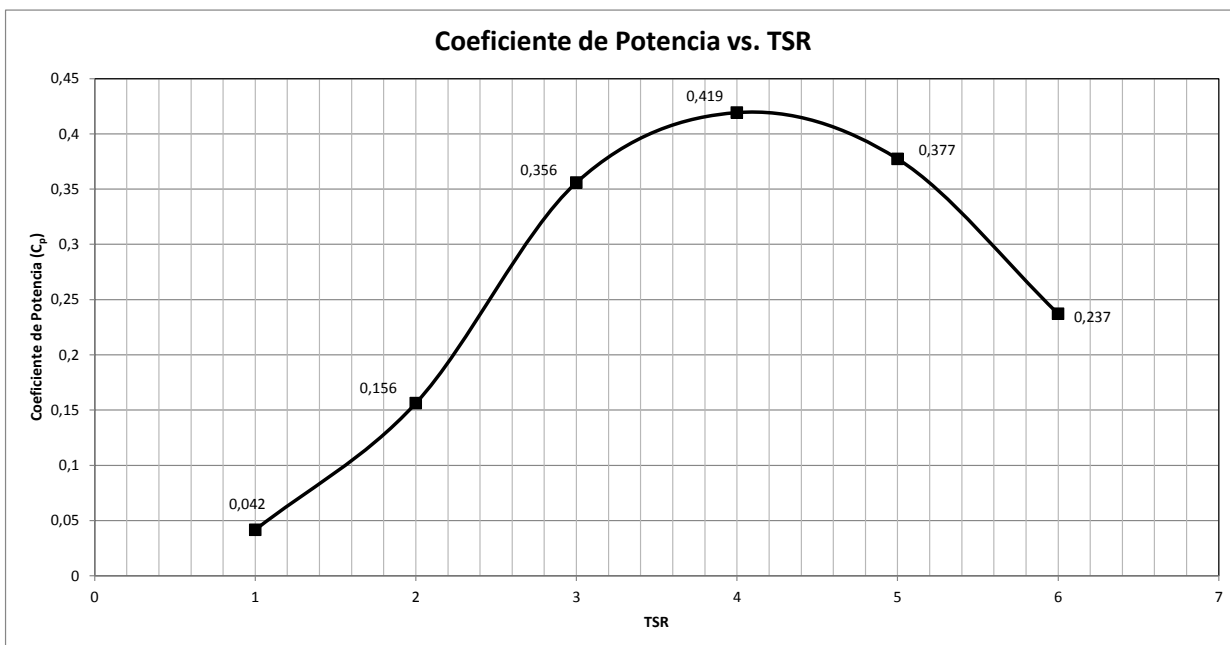
En esta sección se muestran los resultados que combinan todos los casos simulados sin modificar el parámetro TR. En la sección siguiente se dará el detalle de resultados por cada caso.

### 4.2.1. Resultados del modelo en CFD

A partir de los cálculos de Drag, Lift y Momento, se puede calcular el coeficiente de potencia para cada valor de TSR. Estos resultados se expresan en la Tabla 4.2, y se pueden graficar para obtener la curva de  $C_P$  en función del TSR. Esta curva se explicita en la Figura 4.5.

**Tabla 4.2: Coeficiente de potencia resultante para cada TSR.**

TSR	$\overline{C_P}$
1	0,0416
2	0,1562
3	0,3559
4	0,4192
5	0,3774
6	0,2371



**Figura 4.5: Curva de  $C_p$  vs. TSR para el modelo CFD** – La curva posee una forma similar a la esperada según literatura, con un  $C_p$  máximo alrededor de 0,42 para  $TSR = 4$ .

La relación entre  $C_p$  y TSR tiene forma de campana, con su máximo produciéndose cerca de  $TSR = 4$ . Esto concuerda con la curva típica de una turbina Darrieus (ver por ejemplo la turbina de 34 metros de Sandia, en la Figura 2.8).

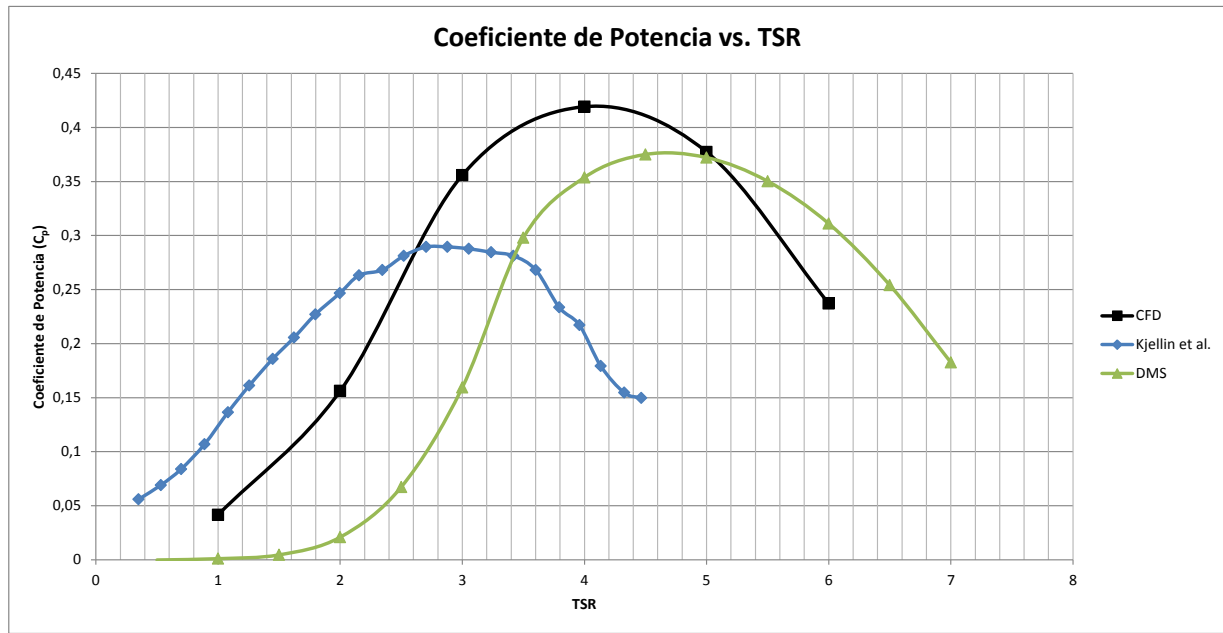
#### 4.2.2. Validación de Resultados

Para la validación de resultados, como se indicó en la metodología, se realizó un código numérico para el modelo DMS, y también se comparó con valores experimentales obtenidos por Kjellin et al. [46]. Los resultados se muestran en la Figura 4.6.

La relación entre  $C_p$  y TSR obtenida por el DMS es similar a la obtenida por el método de CFD. Las diferencias se pueden explicar por las limitaciones del modelo: en los valores bajos de TSR (1-4), la diferencia se debe a la pérdida dinámica, que no es modelada en el DMS; mientras que para valores altos de TSR, el método DMS sobreestima las potencias dadas debido a los efectos secundarios. En especial, esta diferencia se atribuye a la vorticidad que genera la estela del eje de la turbina.

La curva experimental se muestra muy por debajo de la curva en CFD. Esto es esperable, pues en el modelo CFD no se notan todos los efectos asociados a los vórtices de punta de álabe, al ser en dos dimensiones. Más aún, el experimento de Kjellin et al. posee errores considerables asociados a su medición.

Debido a que todas las diferencias entre el modelo de CFD y los métodos de validación pueden ser satisfactoriamente explicadas, el modelo se considera validado.



**Figura 4.6: Curva de  $C_p$  vs. TSR con los métodos de validación** – La curva obtenida por el modelo CFD, junto a la obtenida por el modelo DMS y la experimental.

### 4.3. Detalle de resultados por velocidad de rotación

En esta sección se explicitan los resultados para cada TSR simulado, desde 1 hasta 6. El objetivo es determinar los fenómenos que ocurren para cada velocidad de rotación, y analizar los resultados específicos que se producen.

#### 4.3.1. TSR = 1

En la Tabla 4.3 se muestran los resultados de coeficientes de torque y potencia máximos y promedio para cada rotación de la turbina, mientras que en la Tabla 4.4 se explicitan los resultados por álabe, ambos para  $TSR = 1$ , los que muestran la convergencia de la simulación a medida que avanzan las revoluciones del rotor. Entre la quinta y la sexta revolución el  $C_M$  máximo por álabe y por turbina casi no varía, y el torque máximo se produce en la misma posición del álabe.

Asumiendo que la última rotación corresponde a una rotación «convergiada» de la turbina, procedemos a analizar qué sucede en ella. En la Figura 4.7, se muestran los coeficientes de momento por álabe, y para la turbina completa, para la última rotación.

De los resultados se desprende que los tres álabes poseen curvas similares, desfasadas en  $120^\circ$ . Las fluctuaciones entre la curva de un álabe y otro se atribuyen a la incidencia de los álabes con la estela del eje de la turbina, y de las rotaciones anteriores.

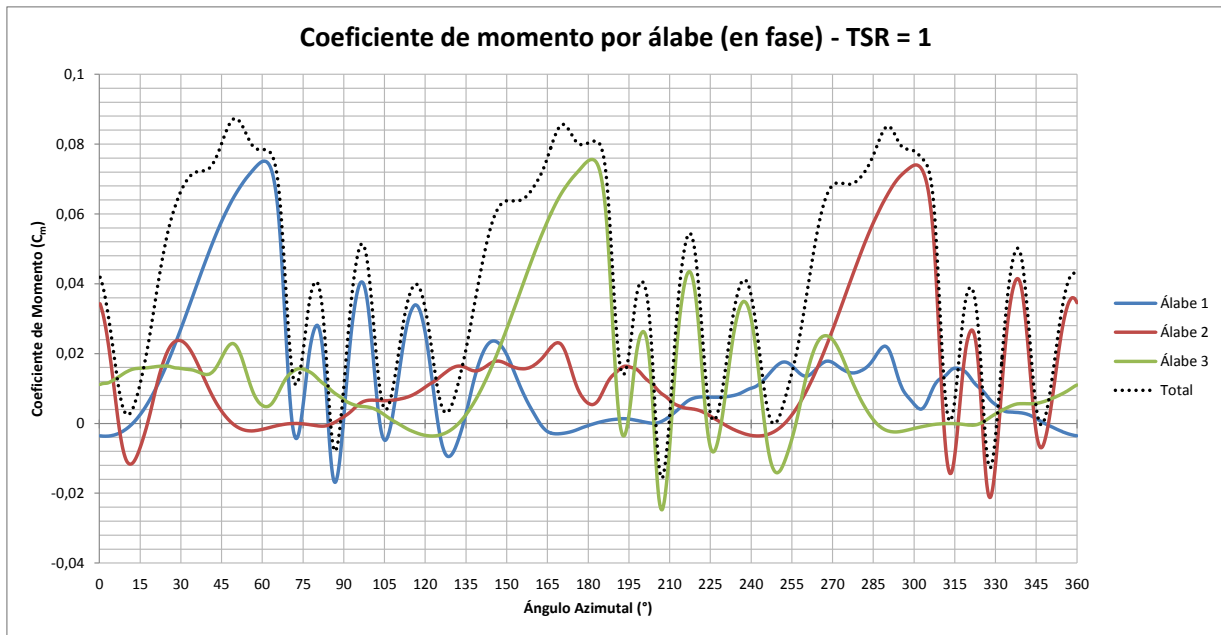
Considerando solo la curva del primer álabe, existe un incremento suave desde  $\theta = 0^\circ$  hasta alrededor de  $\theta = 60^\circ$ , donde se produce el máximo, y luego comienza a descender. Como se ha

**Tabla 4.3: Valores de coeficientes de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de la turbina completa, para TSR = 1.**

Rot.	Tiempo		Coeficientes de la turbina completa					
	$t_i$ (s)	$t_f$ (s)	$C_{Mmax}$	$\overline{C_M}$	$C_{Pmax}$	$\overline{C_P}$	$P_{max}$ (W)	$\overline{P}$ (W)
1 <sup>ra</sup>	0,001	1,885	0,104	0,043	0,104	0,043	383,9	156,5
2 <sup>da</sup>	1,886	3,770	0,087	0,042	0,087	0,042	318,1	153,7
3 <sup>ra</sup>	3,771	5,655	0,087	0,042	0,087	0,042	320,0	153,5
4 <sup>ta</sup>	5,656	7,540	0,088	0,042	0,088	0,042	323,8	153,4
5 <sup>ta</sup>	7,541	9,425	0,088	0,042	0,088	0,042	324,8	154,0
6 <sup>ta</sup>	9,426	11,310	0,087	0,042	0,087	0,042	321,0	152,8

**Tabla 4.4: Valores de coeficientes de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de cada álabe, más la fase en que se producen, para TSR = 1.**

Rot.	Tiempo		Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3	
	$t_i$ (s)	$t_f$ (s)	$C_{Mmax}$	Fase (°)	$C_{Mmax}$	Fase (°)	$C_{Mmax}$	Fase (°)
1 <sup>ra</sup>	0,001	1,885	0,0795	61,50	0,0746	61,25	0,0769	61,75
2 <sup>da</sup>	1,886	3,770	0,0758	61,25	0,0743	120,00	0,0763	240,00
3 <sup>ra</sup>	3,771	5,655	0,0756	61,00	0,0742	60,75	0,0761	61,75
4 <sup>ta</sup>	5,656	7,540	0,0755	60,75	0,0739	60,50	0,0759	61,75
5 <sup>ta</sup>	7,541	9,425	0,0752	60,75	0,0740	60,75	0,0757	61,25
6 <sup>ta</sup>	9,426	11,310	0,0751	60,75	0,0740	60,75	0,0756	61,50



**Figura 4.7:** Coeficiente de momento de la turbina total, y de cada álabe en función de la posición azimutal  $\theta$ , con  $TSR = 1$  – Resultados para la última rotación de la turbina.

discutido anteriormente, el ángulo de ataque de un álabe en rotación resulta de forma distinta al de un álabe estático. Como se muestra en la Figura 2.11, para  $TSR = 1$ , el ángulo de ataque del álabe va desde  $\alpha = 0^\circ$  hasta  $\alpha = 90^\circ$ , y luego de  $-90^\circ$  a  $0^\circ$ . Se puede argumentar que el incremento del coeficiente de momento entre 0 y  $60^\circ$  se debe a un aumento de ángulo de ataque, y por lo tanto en  $\theta = 60^\circ$  se produce el fenómeno de entrada en pérdida.

Esta explicación se hace evidente al apreciar los contornos de velocidad (Figura 4.8), presión (Figura 4.9), vorticidad (Figura 4.10) y especialmente las líneas de corriente (Figura 4.11). Como se puede notar, en  $\theta = 60^\circ$  existe una recirculación de tamaño considerable tras el perfil, por lo que se genera el punto de máximo lift y por ende momento.

Después de  $\theta = 60^\circ$ , hay una disminución considerable de momento. Esto es explicable dentro del fenómeno de stall; la recirculación que se tenía en  $\theta = 60^\circ$  se desprende del perfil, produce variaciones significativas en el campo de presión y velocidad, y se genera una caída estrepitosa en el torque. Pero posteriormente, cerca de  $\theta = 80^\circ$  existe un aumento considerable de torque; esto se debe a que la capa límite, que se había desprendido, se ha readjustado. Este fenómeno es lo que se ha descrito como pérdida dinámica o «dynamic stall», y es fundamental en la curva de momento para  $TSR = 1$ . A continuación se muestran los contornos de velocidad (figura 4.12), presión (Figura 4.13), vorticidad (Figura 4.14) y las líneas de corriente (Figura 4.15), todos para  $\theta = 75^\circ$ , donde se nota claramente que la recirculación que existía en  $\theta = 60^\circ$  se ha desprendido.

Bajo el fenómeno de pérdida dinámica, se pueden explicar las variaciones de momento y potencia que se producen en la primera mitad de la rotación. Pero queda la pregunta: ¿por qué no se produce exactamente el mismo efecto en la segunda mitad de la rotación? Si se recuerda la Figura

2.11, en la segunda mitad de la rotación se producen los mismos ángulos de ataque pero en negativo, por lo que deberían producirse las mismas fuerzas aerodinámicas, solamente que en sentido contrario. Según la Figura 4.7, esto no se produce.

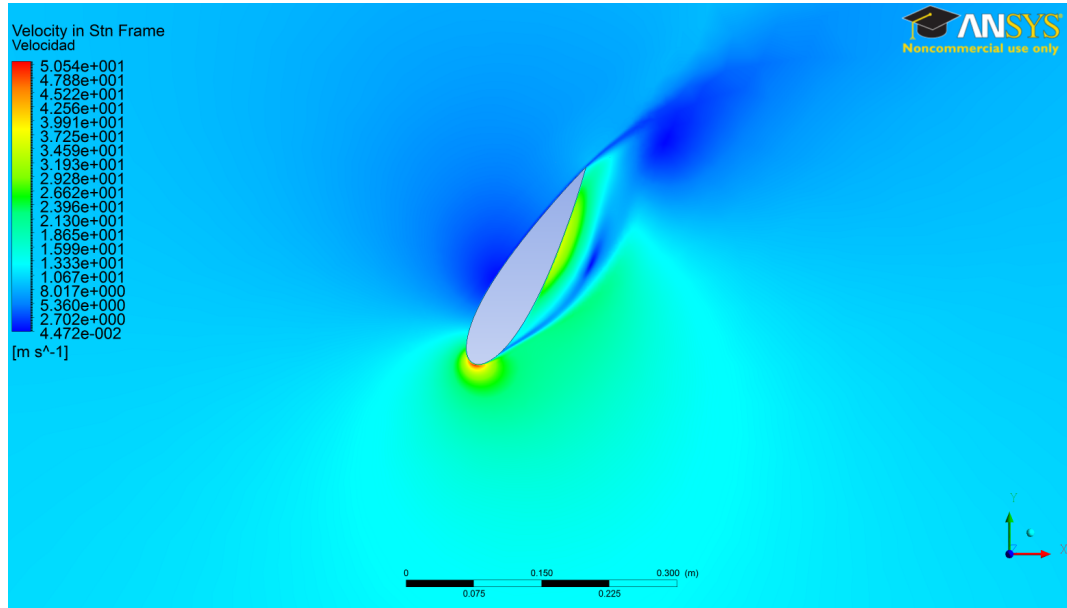
Para explicar esta paradoja, sea la figura 4.16. En ella se muestra un contorno de velocidades de la turbina completa, incluida su estela. El resultado que se quiere destacar aquí es que el flujo en la segunda mitad de la rotación posee mucho menor velocidad, debido a la pérdida de momentum durante la primera mitad de la rotación. Sean las Ecuaciones (2.16) y (2.17), reproducidas aquí a continuación:

$$\alpha = \arctan\left(\frac{U \operatorname{sen}(\theta)}{U \operatorname{cos}(\theta) + \omega R}\right)$$

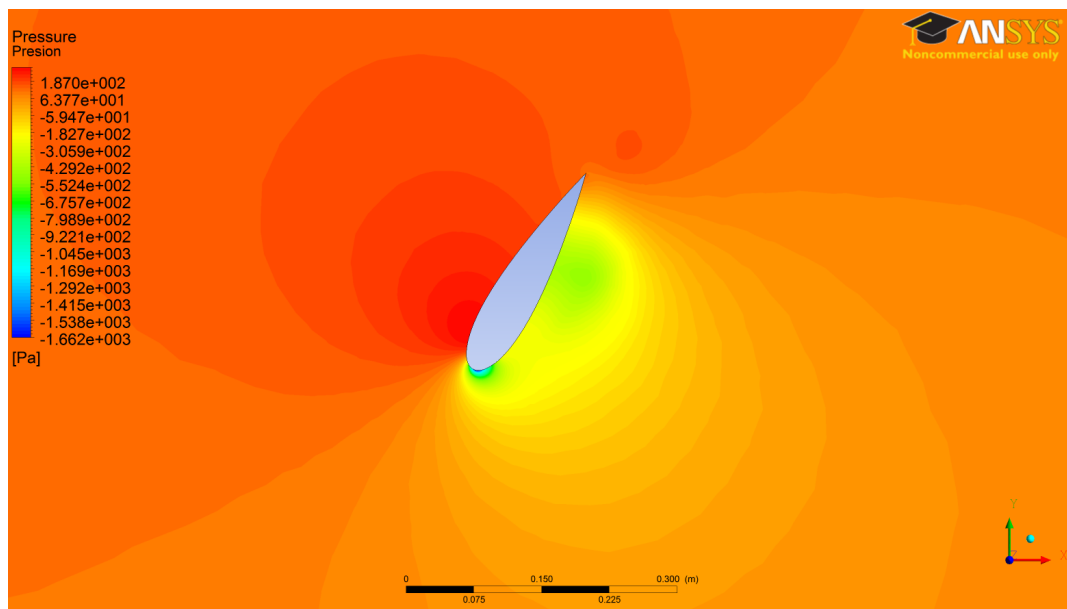
$$U_R \operatorname{sen}(\alpha) = U \operatorname{sen}(\theta)$$

Tanto el ángulo de ataque,  $\alpha$ , como la velocidad efectiva,  $U_R$ , dependen directamente de la magnitud de la velocidad incidente,  $U$ . Luego, la segunda mitad de la rotación lógicamente debe tener valores menores a la primera mitad. Para ejemplificar este efecto, sean las figuras 4.18 y 4.19, las líneas de corriente del primer álabe para ángulos de  $\theta = 120^\circ$  y  $\theta = 240^\circ$  respectivamente. Según la Ecuación (2.16), deberían tener el mismo ángulo de ataque, solo en direcciones opuestas. Efectivamente, las líneas de corriente entre ambas posiciones son similares, pero en la de  $\theta = 120^\circ$  se puede notar por el coloreamiento de la línea de corriente que la velocidad es mayor, y eso es lo que explica que en la Figura 4.7 se note que una posición aporte mayor torque que la otra. Para confirmar el mismo fenómeno, en las figuras 4.20 y 4.21 se muestran los contornos de velocidad en las mismas posiciones.

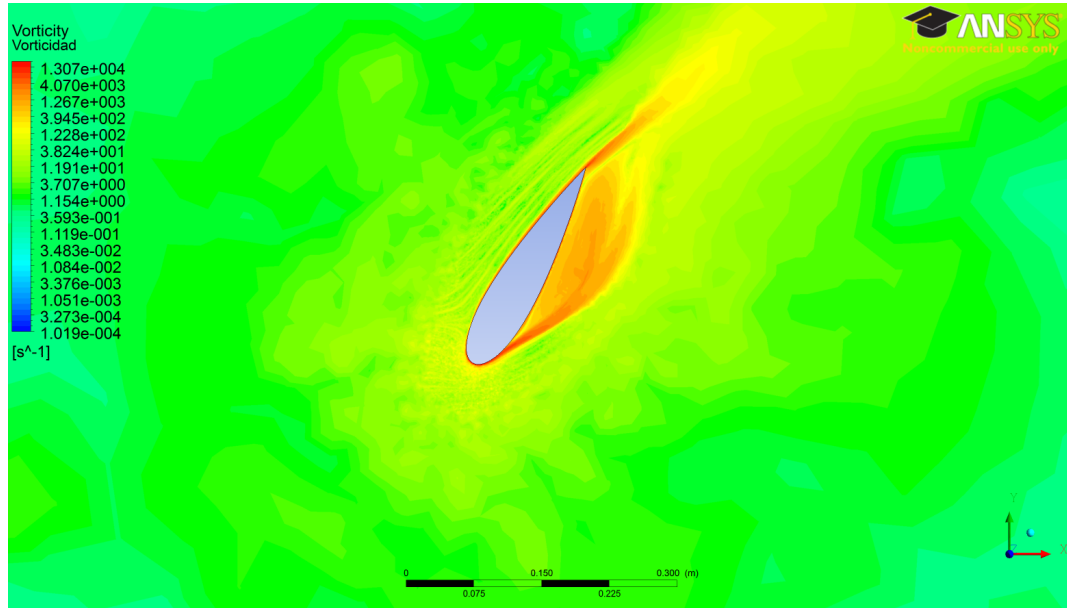
También existe el efecto de las vorticidades generadas y su transporte a través del dominio del rotor. En la Figura 4.17 se muestra un detalle de la estela de vorticidad en la turbina. De esta se desprende que en la segunda mitad de la rotación existen zonas de alta vorticidad, lo que no solo implica una reducción de velocidad, sino que también implica que las recirculaciones que aumentan el torque (como en  $\theta = 60^\circ$ ) se ven disipadas antes de que puedan generar su efecto de succión. Este efecto se puede notar en la posición de  $\theta = 300^\circ$  (figuras 4.22 y 4.23). En esta posición se da el mismo ángulo de ataque que en  $\theta = 60^\circ$ , pero al contrario de dicha posición, no se produce la recirculación en la superficie inferior del perfil. Se justifica esta situación por las vorticidades que se desprenden del eje y de los álabes, que se termina por concentrar cerca de esa posición (ver Figura 4.24).



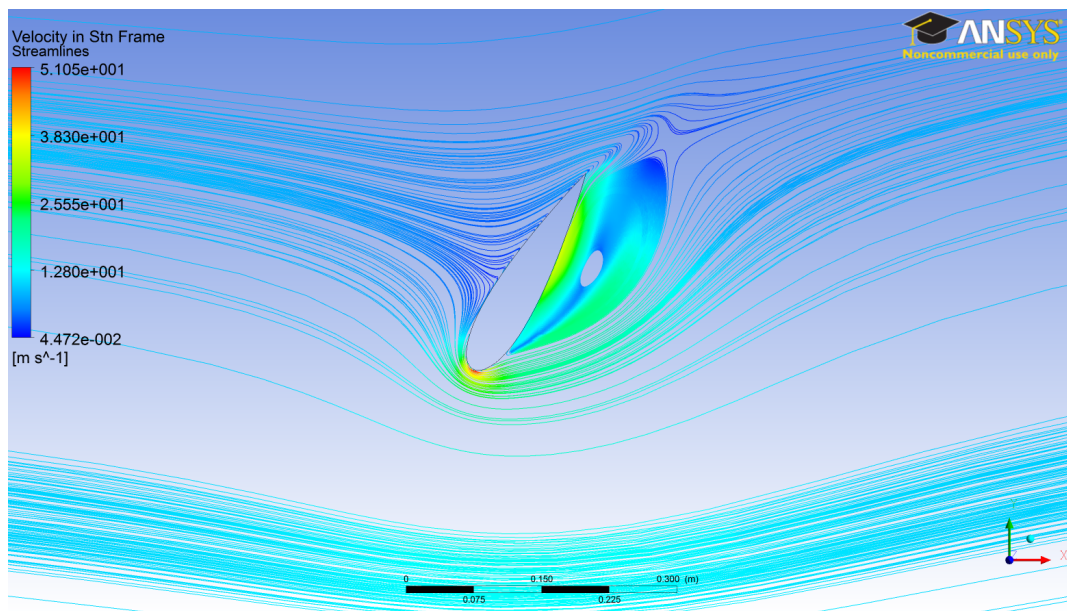
**Figura 4.8: Contorno de velocidad para el primer álabe, en  $\theta = 60^\circ$ , con  $TSR = 1$**  – Se puede notar que en la superficie inferior del álabe se produce una velocidad alta debido a la recirculación, lo que genera una baja de presión y últimamente un mayor Lift.



**Figura 4.9: Contorno de presión para el primer álabe, en  $\theta = 60^\circ$ , con  $TSR = 1$**  – Notar que en la superficie inferior se producen presiones bajo la atmosférica, o sea, un efecto de succión. La distribución de presiones que se produce con las recirculaciones genera una fuerza tangencial alta y un torque alto.

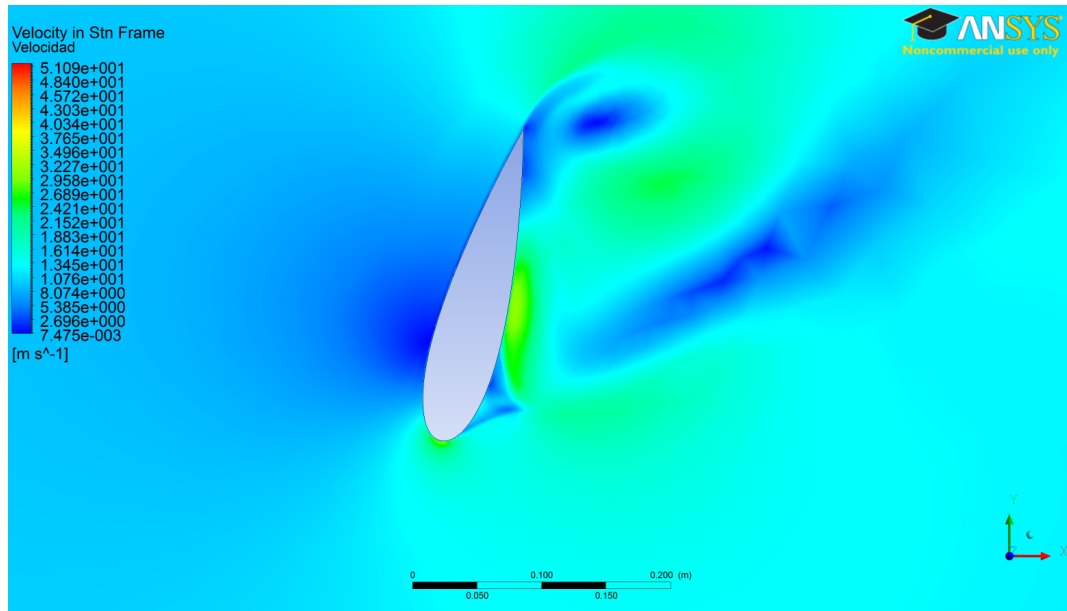


**Figura 4.10: Contorno de vorticidad para el primer álabe, en  $\theta = 60^\circ$ , con  $TSR = 1$**  – En el contorno de vorticidad se nota que los vórtices se generan en la punta de los álaves y producen el máximo torque en esta posición.

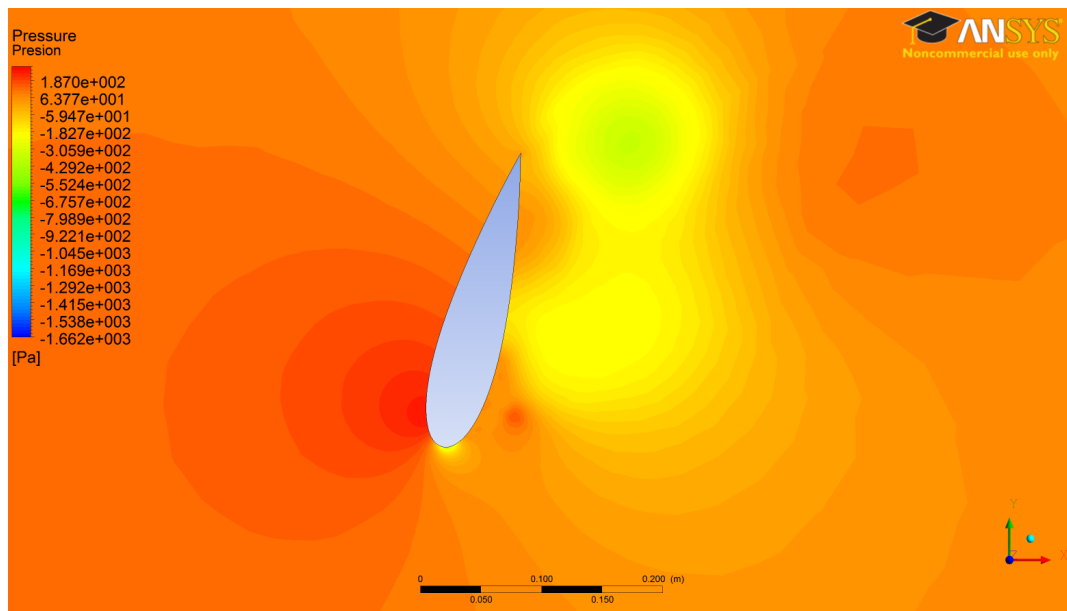


**Figura 4.11: Líneas de corriente para el primer álabe, en  $\theta = 60^\circ$ , con  $TSR = 1$**  – En esta figura se puede notar claramente la recirculación que se genera en la superficie inferior del perfil, y que es causante del momento máximo.

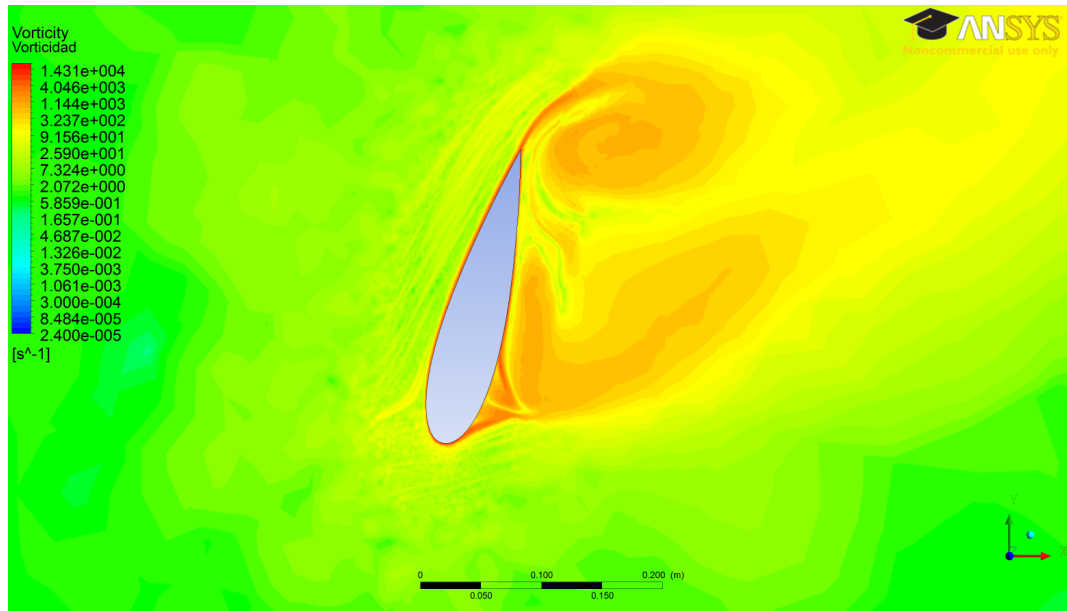




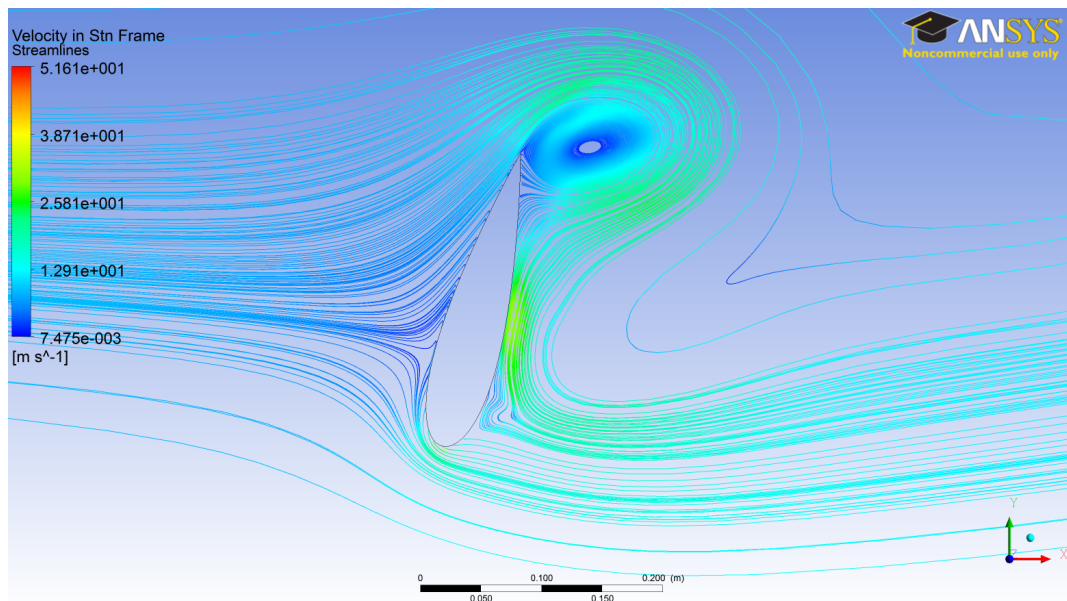
**Figura 4.12: Contorno de velocidad para el primer álabe, en  $\theta = 75^\circ$ , con  $TSR = 1$**  – En este contorno se puede notar claramente el desprendimiento del vórtice que se tenía en  $\theta = 60^\circ$ , y los efectos que tiene en la velocidad alrededor del perfil.



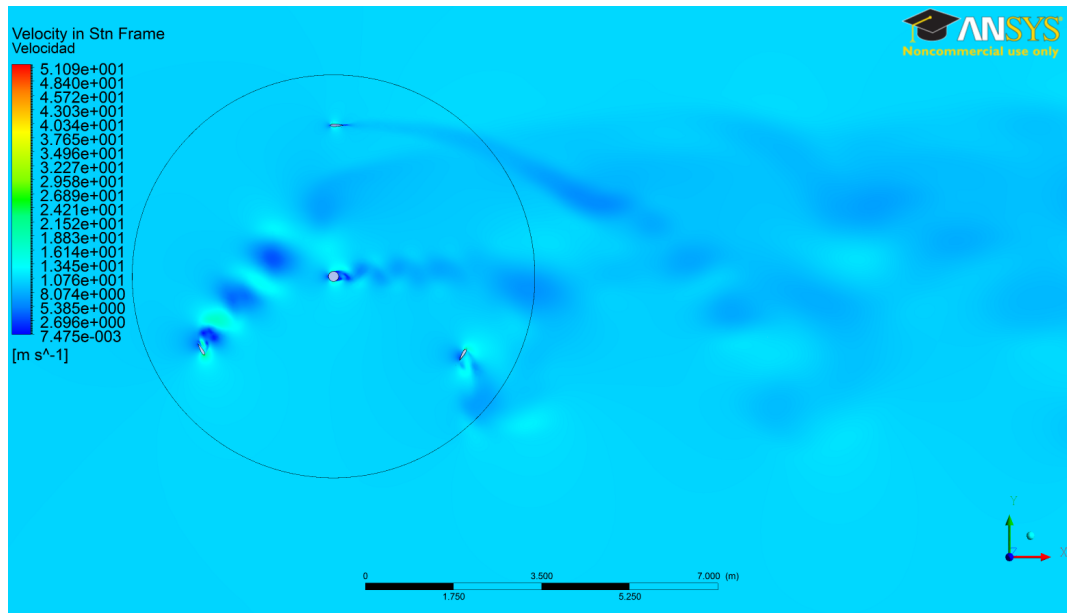
**Figura 4.13: Contorno de presión para el primer álabe, en  $\theta = 75^\circ$ , con  $TSR = 1$**  – La distribución de presiones en la superficie inferior del álabe es mayor a la que se produce en  $\theta = 60^\circ$ —luego, la fuerza que se produce es mucho menor. Más aún, la dirección de la fuerza también cambia y afecta el desempeño aerodinámico.



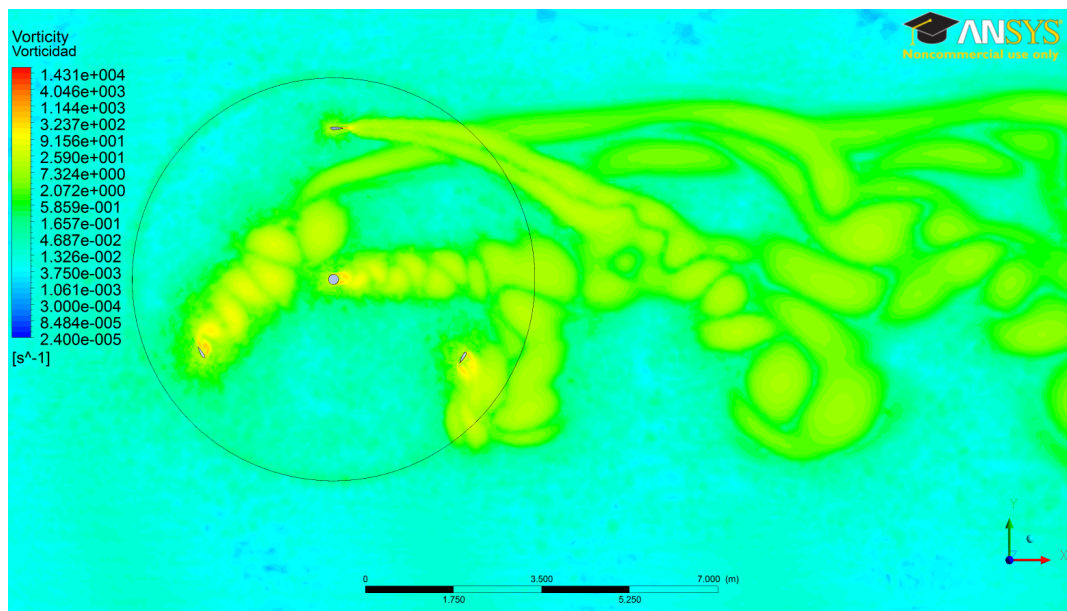
**Figura 4.14: Contorno de vorticidad para el primer álabe, en  $\theta = 75^\circ$ , con  $TSR = 1$**  – En el contorno de vorticidad se nota que en el borde de salida está el desprendimiento del primer vórtice, y está por generarse un vórtice en el borde de entrada del álabe, el cual provocará una readjustación de la capa límite y una nueva subida de momento.



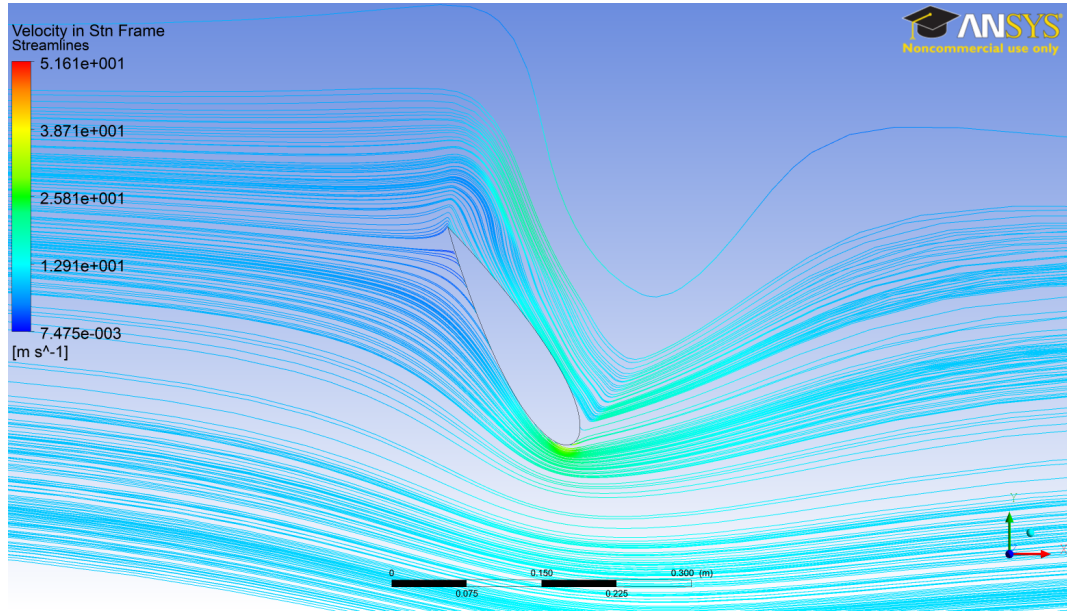
**Figura 4.15: Líneas de corriente para el primer álabe, en  $\theta = 75^\circ$ , con  $TSR = 1$**  – Con las líneas de corriente se nota como se desprendió el vórtice que había en  $\theta = 60^\circ$  y se transporta a través del borde de salida. También se aprecia que el flujo debe rodear el vórtice generado.



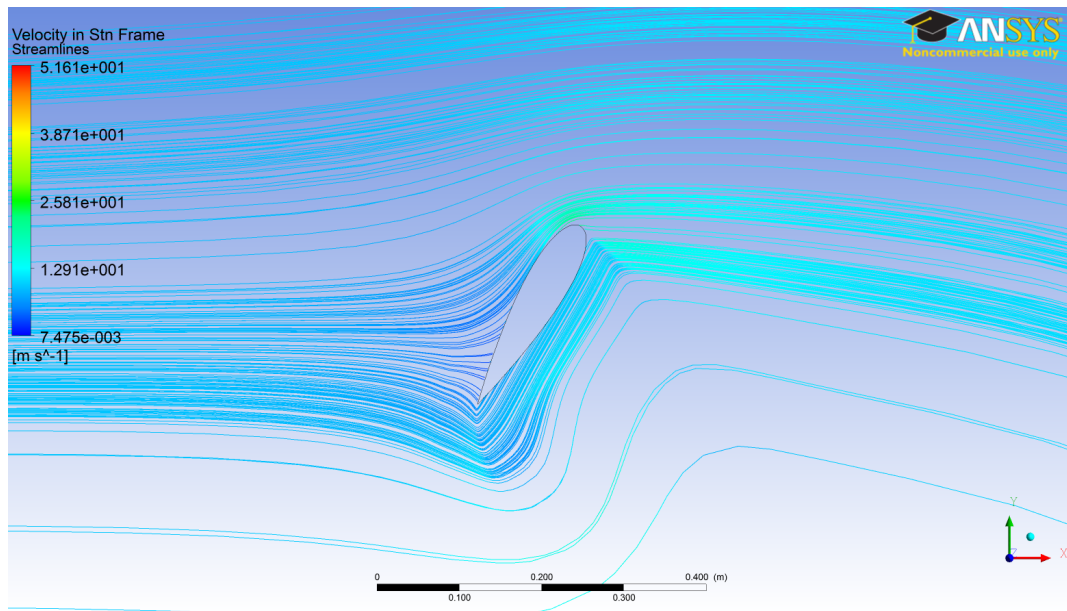
**Figura 4.16:** Contorno de velocidad de la estela de la turbina, con  $TSR = 1$  – El contorno de velocidad muestra que en la segunda mitad de la rotación la velocidad tiene una magnitud menor.



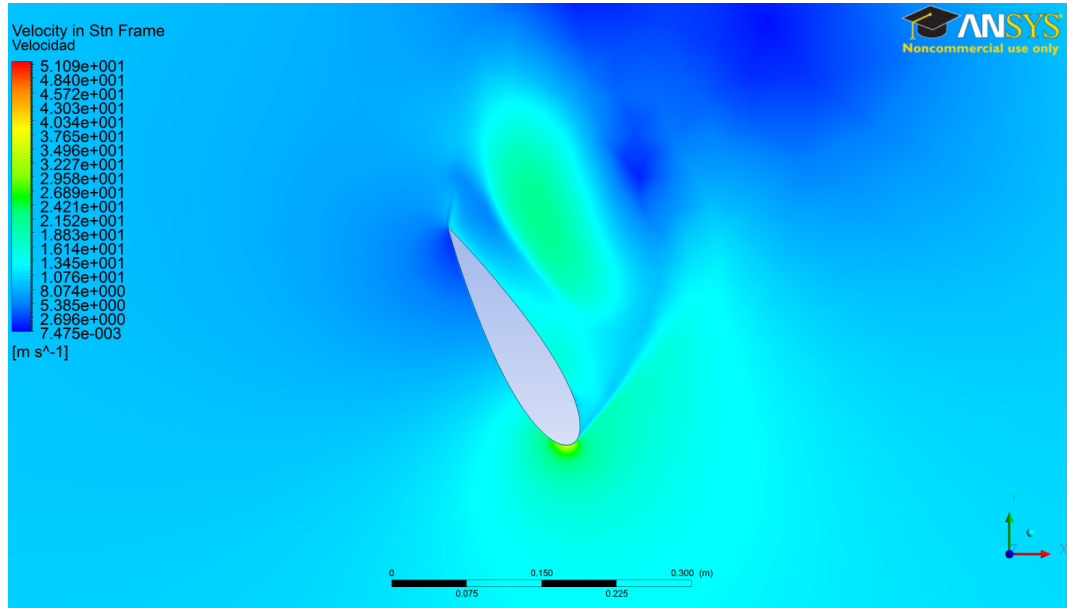
**Figura 4.17:** Contorno de vorticidad de la estela de la turbina, con  $TSR = 1$  – La estela de vorticidad de cada álabe y del eje de la turbina es significativa y termina por afectar el rendimiento aerodinámico de la segunda mitad de la rotación de la turbina.



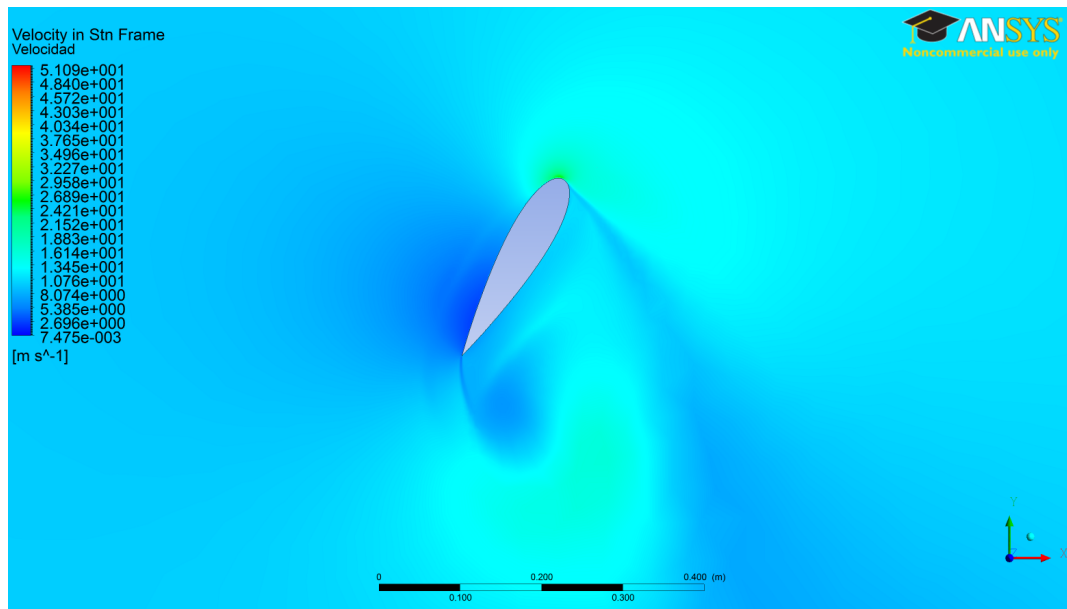
**Figura 4.18:** Líneas de corriente para el primer álabe, en  $\theta = 120^\circ$ , con  $\text{TSR} = 1$  – Las líneas de corriente para esta posición dan similares a las de  $\theta = 240^\circ$ , pero se nota que la velocidad es de mayor magnitud.



**Figura 4.19:** Líneas de corriente para el primer álabe, en  $\theta = 240^\circ$ , con  $\text{TSR} = 1$  – Apesar de tener el mismo ángulo de ataque que  $\theta = 120^\circ$ , la magnitud de la velocidad es menor y por ende el momento generado también es menor.

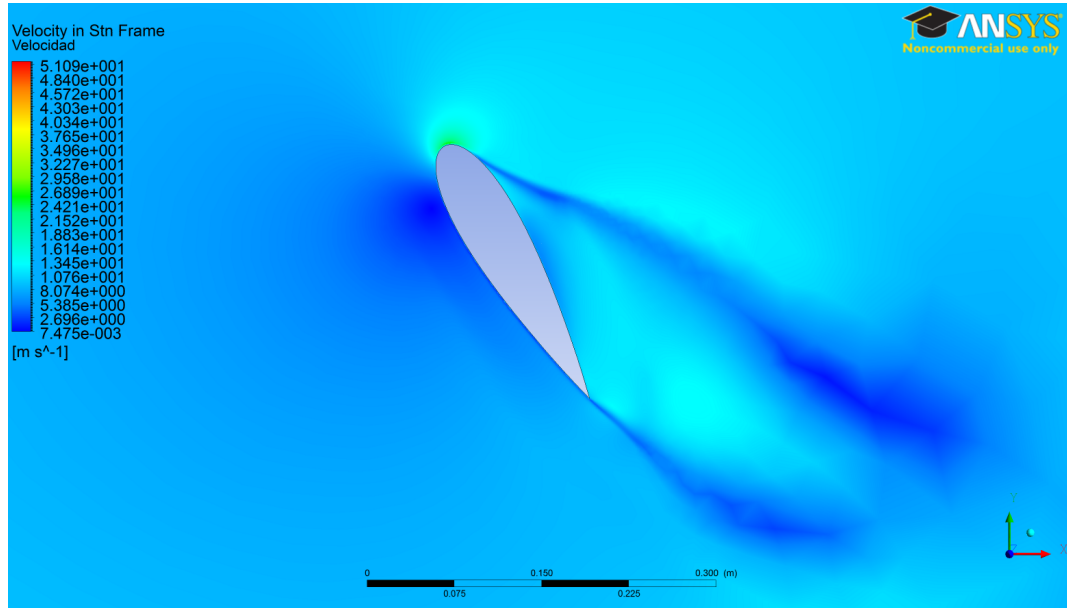


**Figura 4.20:** Contorno de velocidad para el primer álabes, en  $\theta = 120^\circ$ , con  $TSR = 1$  – En esta figura se puede comparar el contorno de velocidades con la posición de  $\theta = 240^\circ$ , y notar que es mayor la magnitud.

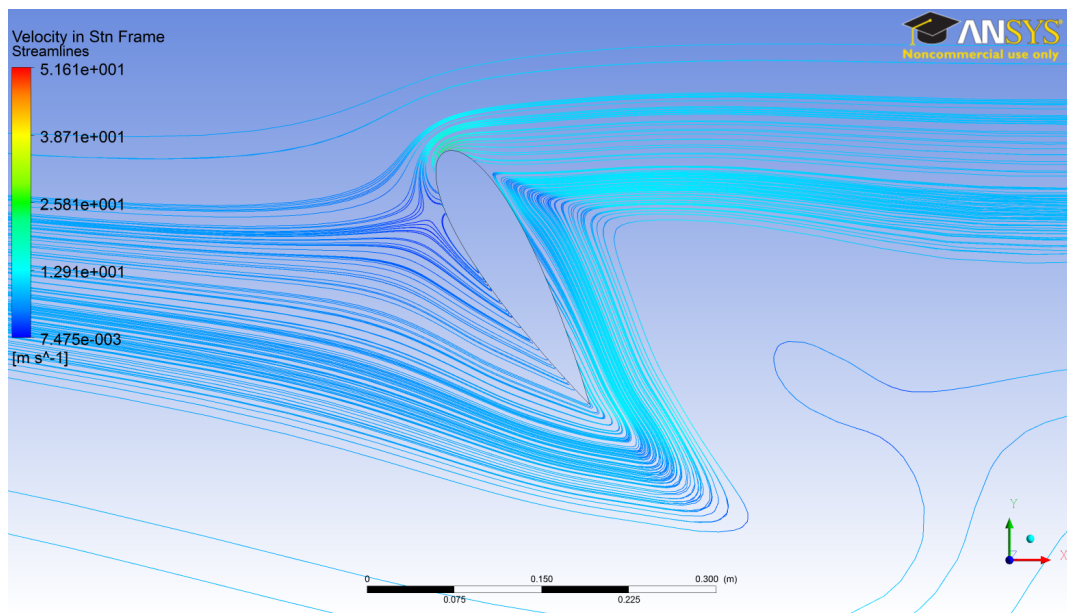


**Figura 4.21:** Contorno de velocidad para el primer álabes, en  $\theta = 240^\circ$ , con  $TSR = 1$  – Mientras que en esta otra figura se puede notar que la magnitud de la velocidad es mucho menor a la de la posición  $\theta = 120^\circ$ .

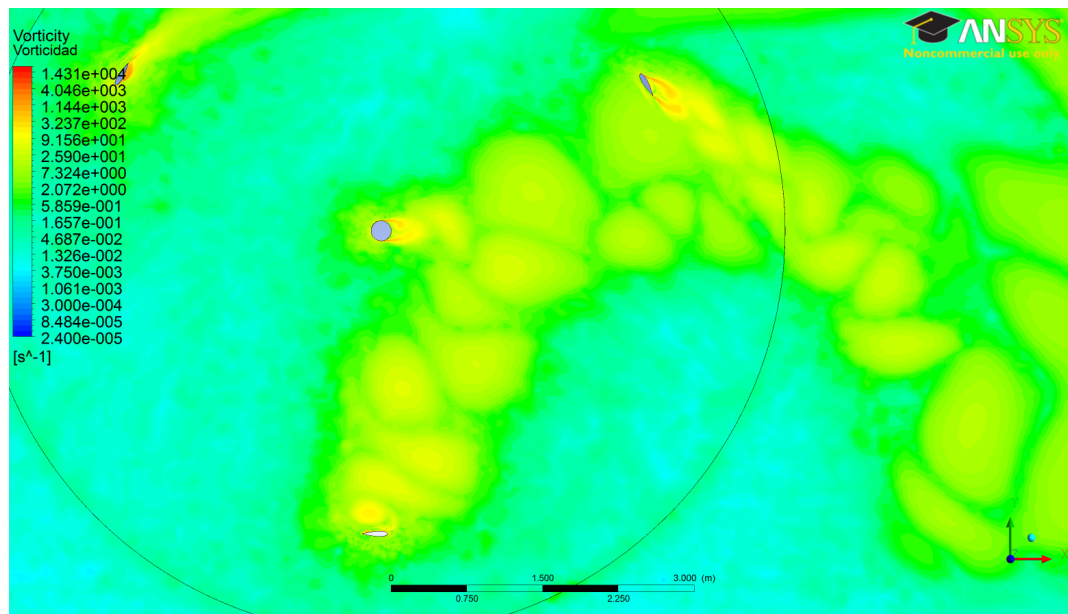




**Figura 4.22: Contorno de velocidad para el primer ábabe, en  $\theta = 300^\circ$ , con  $\text{TSR} = 1$**  – En esta posición se debería dar algo similar a lo que se muestra en la Figura 4.8, pero no se da por la generación de vorticidad sobre esta posición, como se muestra en la Figura 4.24.



**Figura 4.23: Líneas de corriente para el primer ábabe, en  $\theta = 300^\circ$ , con  $\text{TSR} = 1$**  – Si se compara con las líneas de corriente en  $\theta = 60^\circ$ , se puede notar que no existe la recirculación que provoca el efecto de succión y por ende el torque es mucho menor.



**Figura 4.24: Generación de vorticidad sobre el primer álabe, en  $\theta = 300^\circ$ , con  $TSR = 1$**  – En esta figura queda claro que la vorticidad que se genera por los álabes en rotación y por el eje se concentran en la segunda mitad de la rotación, entre las posiciones de  $\theta = 270^\circ$  y  $\theta = 300^\circ$ . Esto tiene efectos directos sobre el desempeño aerodinámico.

### 4.3.2. TSR = 2

Al igual que en el caso anterior, en la Tabla 4.5 se muestran los resultados de coeficientes de torque y potencia máximos y promedio para cada rotación de la turbina, mientras que en la Tabla 4.6 se explicitan los resultados por álabe, ambos para TSR = 2. Estos resultados de estas tablas muestran la convergencia de la simulación a medida que avanzan las revoluciones del rotor.

**Tabla 4.5: Valores de coeficientes de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de la turbina completa, para TSR = 2.**

Rot.	Tiempo		Coeficientes de la turbina completa					
	$t_i$ (s)	$t_f$ (s)	$C_{Mmax}$	$\overline{C_M}$	$C_{Pmax}$	$\overline{C_P}$	$P_{max}$ (W)	$\overline{P}$ (W)
1 <sup>ra</sup>	0,001	0,942	0,152	0,083	0,304	0,166	1115,8	611,6
2 <sup>da</sup>	0,943	1,885	0,135	0,078	0,270	0,157	992,7	576,8
3 <sup>ra</sup>	1,886	2,827	0,137	0,078	0,274	0,156	1007,2	571,6
4 <sup>ta</sup>	2,828	3,770	0,136	0,079	0,272	0,157	1000,9	577,5
5 <sup>ta</sup>	3,771	4,712	0,136	0,078	0,272	0,157	1000,7	575,9
6 <sup>ta</sup>	4,713	5,655	0,136	0,078	0,271	0,156	996,9	574,1

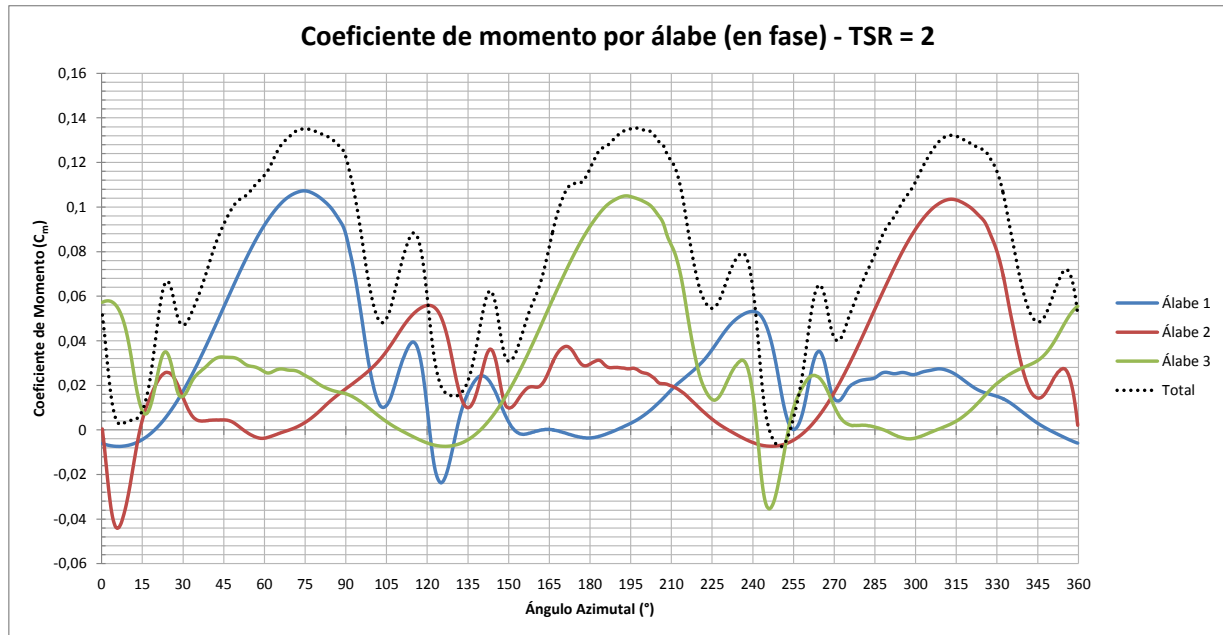
**Tabla 4.6: Valores de coeficientes de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de cada álabe, más la fase en que se producen, para TSR = 2.**

Rot.	Tiempo		Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3	
	$t_i$ (s)	$t_f$ (s)	$C_{Mmax}$	Fase (°)	$C_{Mmax}$	Fase (°)	$C_{Mmax}$	Fase (°)
1 <sup>ra</sup>	0,001	0,942	0,1093	72,25	0,1059	74,00	0,1077	74,50
2 <sup>da</sup>	0,943	1,885	0,1080	74,75	0,1050	120,00	0,1064	240,00
3 <sup>ra</sup>	1,886	2,827	0,1076	74,50	0,1046	73,25	0,1061	73,75
4 <sup>ta</sup>	2,828	3,770	0,1077	74,50	0,1042	73,25	0,1057	73,50
5 <sup>ta</sup>	3,771	4,712	0,1076	74,50	0,1039	73,00	0,1053	73,50
6 <sup>ta</sup>	4,713	5,655	0,1073	74,50	0,1035	73,25	0,1050	73,50

Nuevamente podemos suponer que la última rotación corresponde a una rotación «convergiada» de la turbina; en la Figura 4.7, se muestran los coeficientes de momento por álabe, y para la turbina completa, para la última rotación.

Ya habiendo analizado la curva de TSR = 1, esta curva resulta similar. Se puede notar que llega a un punto de torque máximo en  $\theta = 75^\circ$ , y luego la turbina se ve afectada por la pérdida dinámica, y tiene desprendimiento y acople de recirculaciones entre  $\theta = 90^\circ$  y  $\theta = 150^\circ$ . A diferencia del caso de TSR = 1, que tenía cuatro «vaivenes» debido al desprendimiento y posterior empalme del





**Figura 4.25:** Coeficiente de momento de la turbina total, y de cada álabe en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 2 – Resultados para la última rotación de la turbina.

flujo, el caso de TSR = 2 tiene solamente dos, y los máximos de torque son más duraderos. Esto sugiere que una mayor velocidad de rotación disminuye los efectos de la pérdida dinámica, y el flujo permanece adjunto por más tiempo.

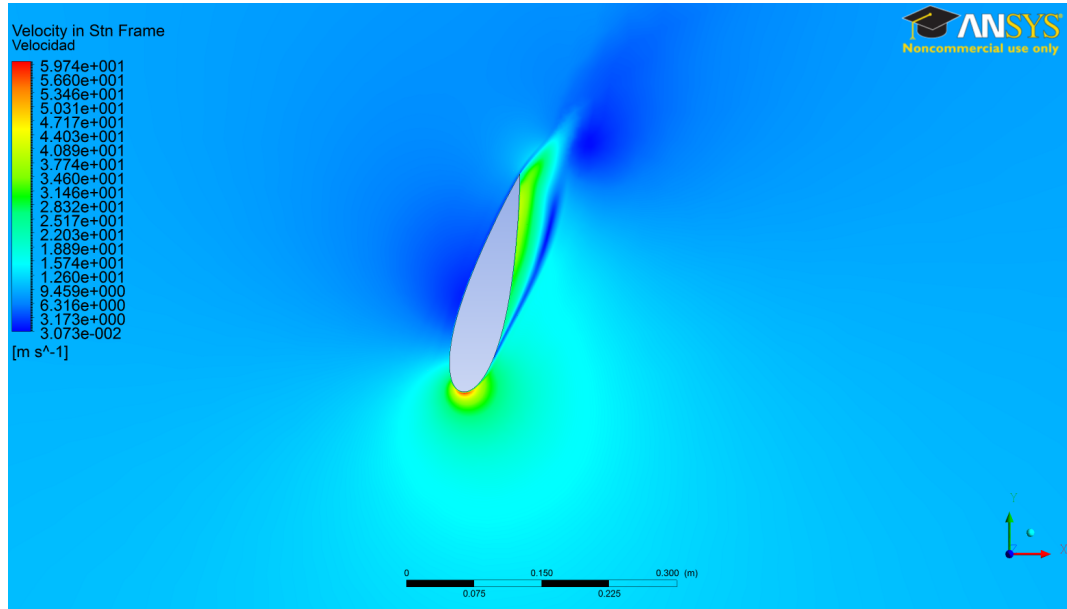
Si se compara el valor de torque promedio con el caso de TSR = 1, se tiene que en TSR = 2 es mayor. Esto se debe a que las velocidades efectivas aumentan al aumentar la velocidad de rotación. Recordando que la potencia se calcula como torque por velocidad angular, entonces el aumento de velocidad angular también contribuye, resultando que con TSR = 2 se genera más del doble de potencia que el caso con TSR = 1.

La visualización del flujo apoya esta teoría; las Figuras 4.26, 4.27, y 4.28 muestran el contorno de velocidad, presión, y las líneas de corriente del primer álabe en la posición azimutal  $\theta = 75^\circ$  respectivamente. Al igual en el punto de torque máximo en TSR = 1, existe una recirculación de gran tamaño en la superficie inferior del perfil, lo que genera un efecto de succión y finalmente el torque. También se puede apreciar que la velocidad y presión generadas son mayores.

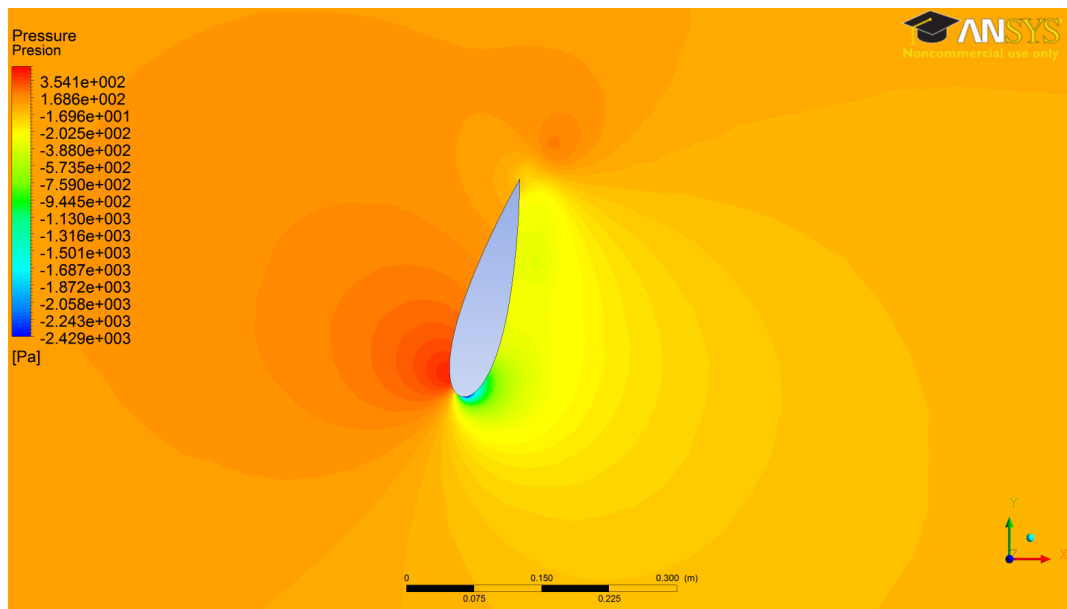
Si se analiza ahora la posición  $\theta = 90^\circ$  (cuyos contornos de velocidad, presión, y líneas de corriente se encuentran respectivamente en las figuras 4.29, 4.30, y 4.31) se puede notar que la recirculación ha comenzado a desprenderse. Luego, finalmente en  $\theta = 105^\circ$  (cuyos contornos de velocidad, presión, y líneas de corriente se encuentran respectivamente en las figuras 4.32, 4.33, y 4.34) se ve claramente que el vórtice se ha desprendido.

¿Qué sucede con la segunda mitad de la rotación? Si se comparan las figuras 4.7 (TSR = 1) y 4.25 (TSR = 2), se puede ver que el caso con TSR = 2 tiene un mayor desempeño en la segunda mitad de la rotación. Esto se explica por la mayor velocidad efectiva en el álabe debido al aumento

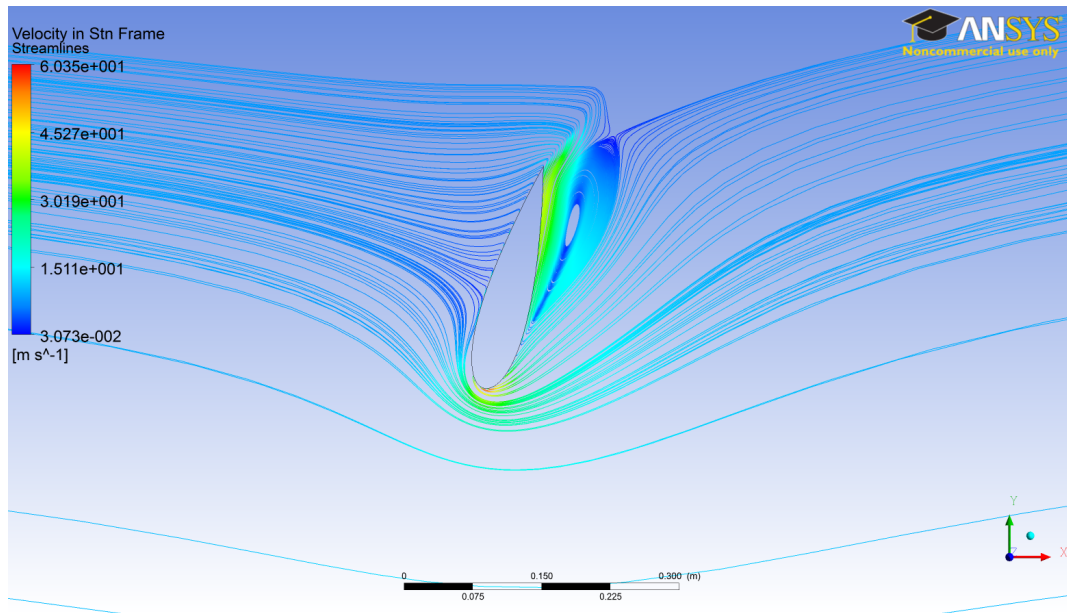
de la velocidad de rotación. Se tiene un máximo en la segunda mitad de la rotación cerca de  $\theta = 240^\circ$ , donde se produce un pequeño efecto de pérdida dinámica al igual que en la primera mitad. Esto se ejemplifica en la evolución de las líneas de corriente desde  $\theta = 225^\circ$  a  $\theta = 255^\circ$ , que se da en las Figuras 4.35, 4.36 y 4.37. También se muestran los contornos de velocidad para los mismos ángulos en las Figuras 4.38, 4.39 y 4.40.



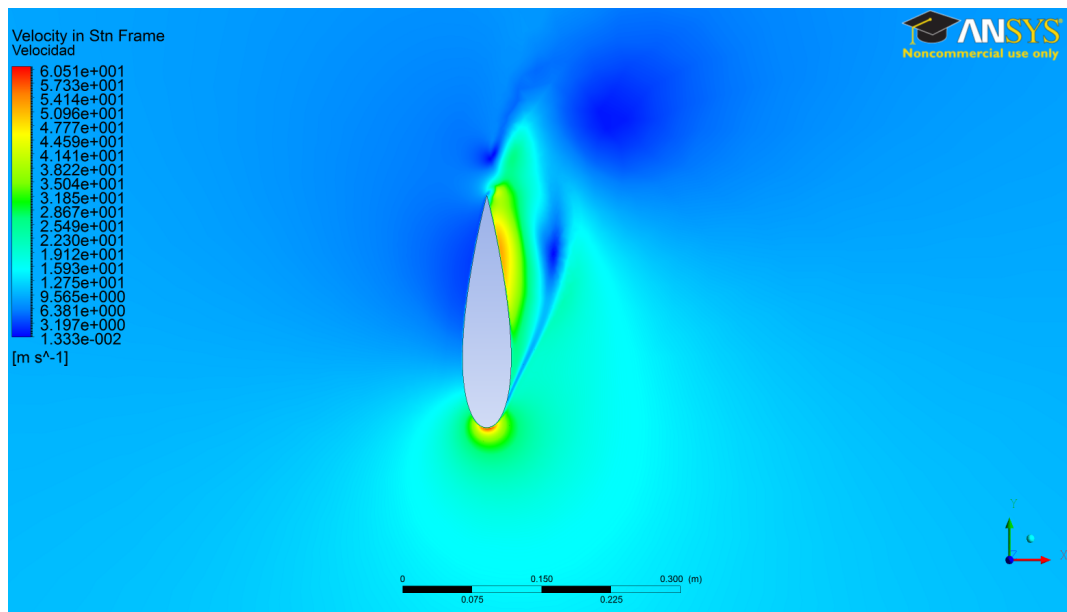
**Figura 4.26: Contorno de velocidad para el primer álabe, en  $\theta = 75^\circ$ , con  $TSR = 2$**  – Se puede notar que en la superficie inferior del álabe se produce una velocidad alta debido a la recirculación, lo que genera una baja de presión y últimamente un mayor Lift. Si se compara con el caso de  $TSR = 1$  (Figura 4.12), se puede notar en la escala que este caso posee mayor velocidad, lo que explica el mayor torque.



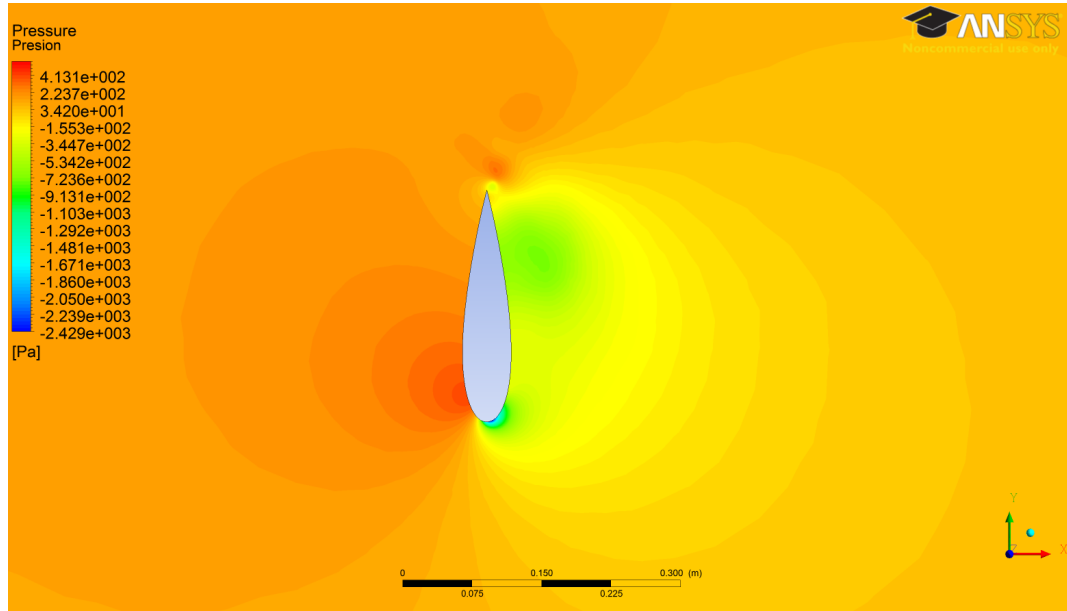
**Figura 4.27: Contorno de presión para el primer álabe, en  $\theta = 75^\circ$ , con  $TSR = 2$**  – Notar que en la superficie inferior se producen presiones bajo la atmosférica, o sea, un efecto de succión. La distribución de presiones es más alta y uniforme que en el caso de  $TSR = 1$  (Figura 4.13).



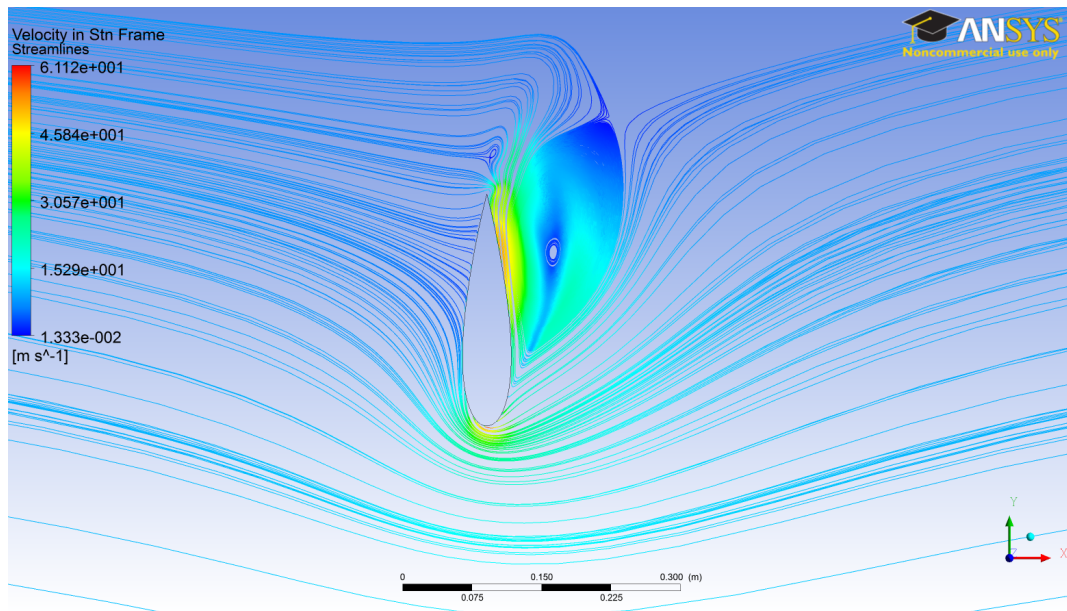
**Figura 4.28:** Líneas de corriente para el primer álabe, en  $\theta = 75^\circ$ , con  $\text{TSR} = 2$  – En esta figura se puede notar claramente la recirculación que se genera en la superficie inferior del perfil, y que es causante del momento máximo.



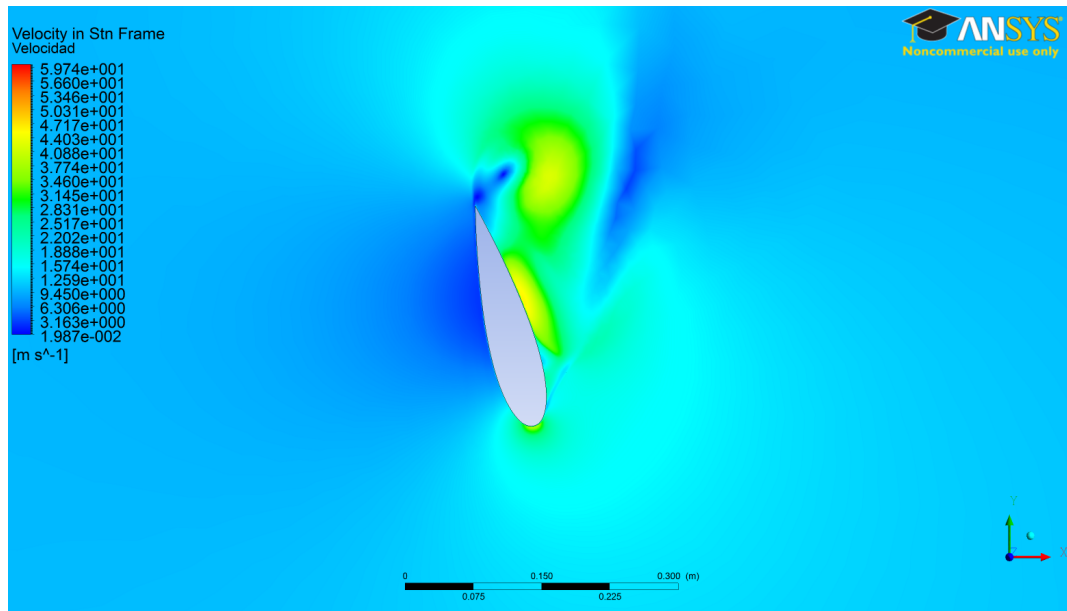
**Figura 4.29:** Contorno de velocidad para el primer álabe, en  $\theta = 90^\circ$ , con  $\text{TSR} = 2$  – En esta figura se muestra como varía el contorno de velocidad cuando se comienza a desprender el flujo.



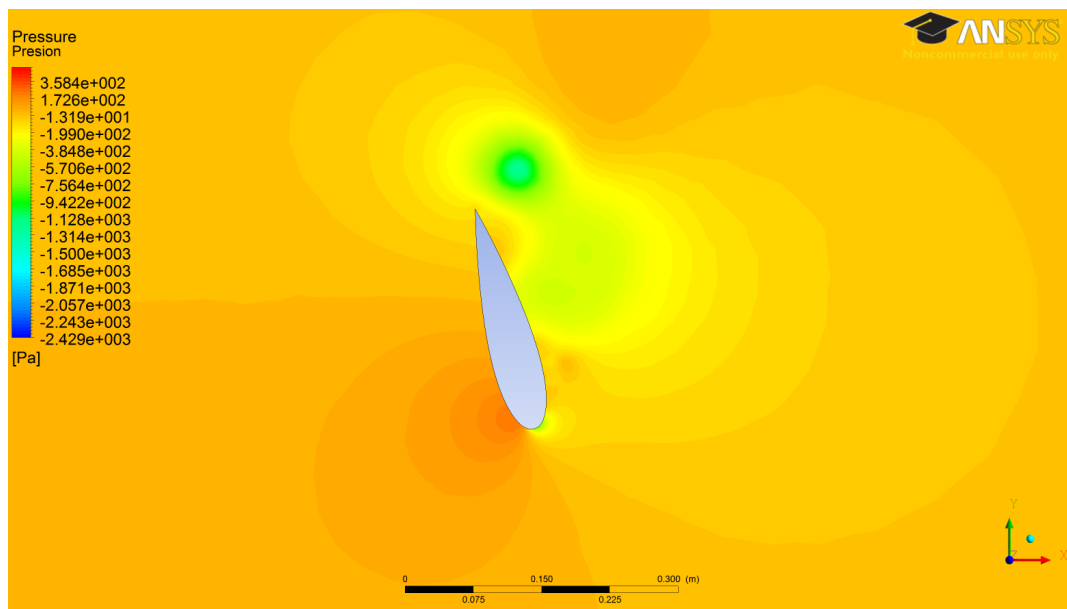
**Figura 4.30: Contorno de presión para el primer álabe, en  $\theta = 90^\circ$ , con  $TSR = 2$**  – A medida que la recirculación se va desprendiendo, el campo de presiones se ve afectado y disminuye la fuerza tangencia (aumentando su componente normal, hasta que se desprende).



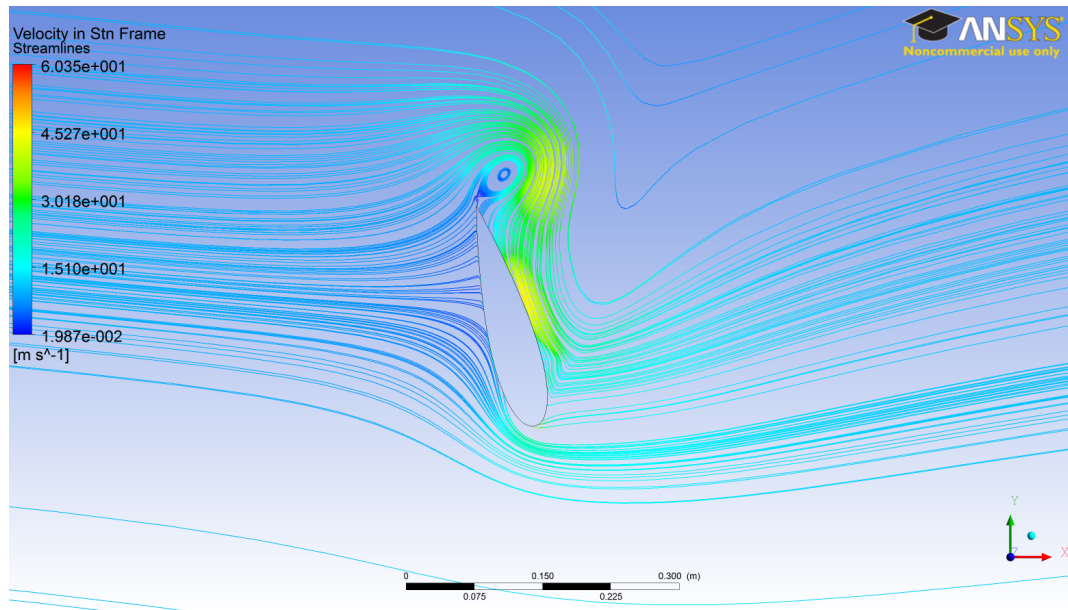
**Figura 4.31: Líneas de corriente para el primer álabe, en  $\theta = 90^\circ$ , con  $TSR = 2$**  – En esta figura se puede notar claramente el movimiento de la recirculación, acercándose al borde de salida del álabe donde finalmente se desprenderá.



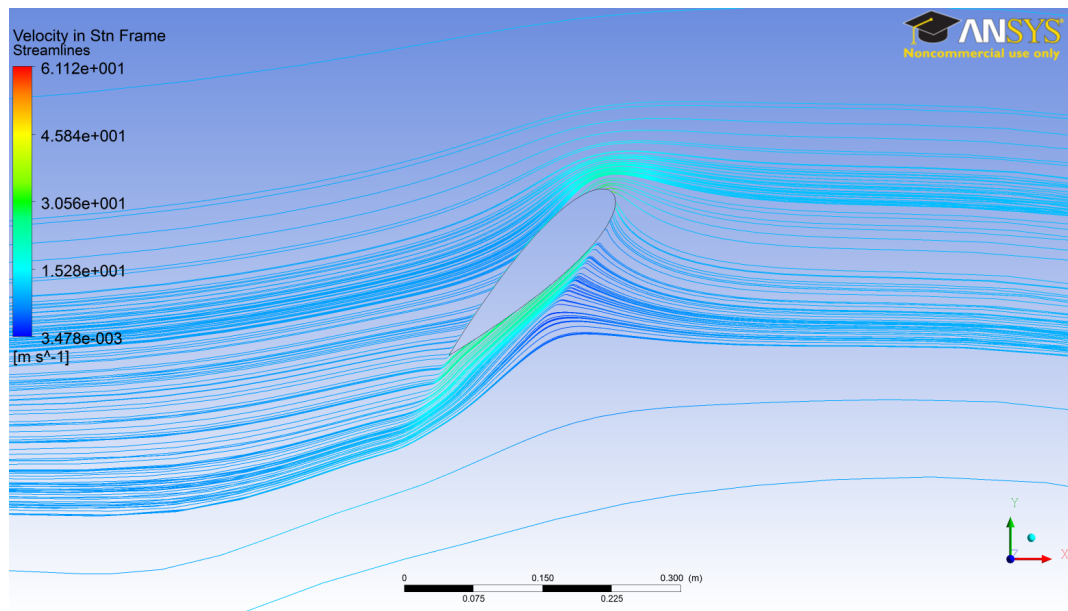
**Figura 4.32:** Contorno de velocidad para el primer álabe, en  $\theta = 105^\circ$ , con  $\text{TSR} = 2$  – Finalmente, aquí se ve lo que resulta en el contorno de velocidad al desprenderse la recirculación.



**Figura 4.33:** Contorno de presión para el primer álabe, en  $\theta = 105^\circ$ , con  $\text{TSR} = 2$  – Al desprenderse la recirculación, la presión en la superficie inferior del álabe sube, y disminuyen las fuerzas aerodinámicas.

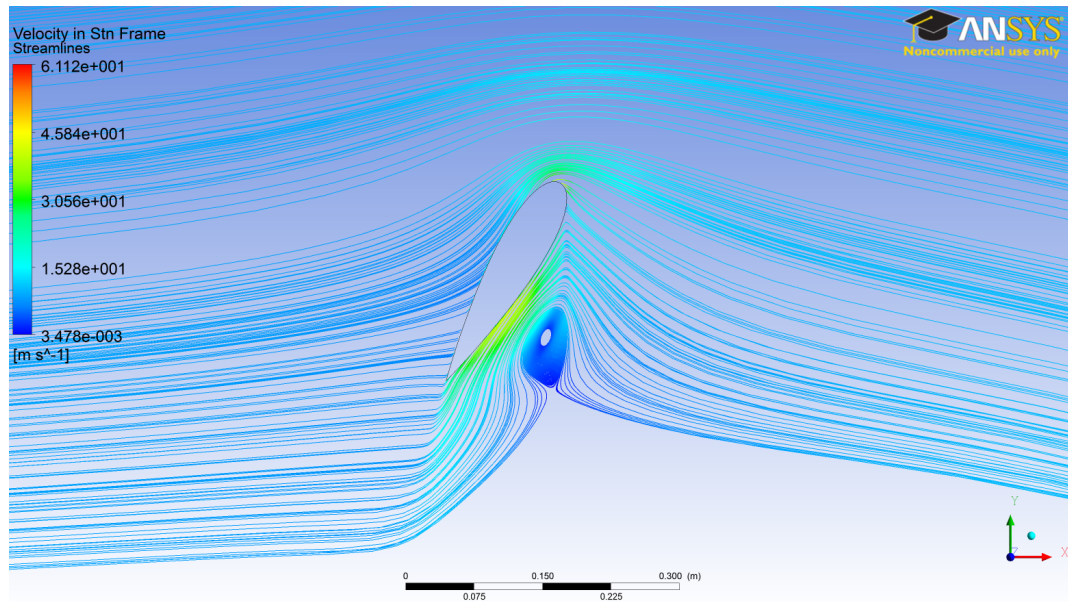


**Figura 4.34:** Líneas de corriente para el primer álabe, en  $\theta = 105^\circ$ , con  $\text{TSR} = 2$  – En esta figura se nota como después de que se desprende la recirculación, el flujo se vuelve a adjuntar al álabe.

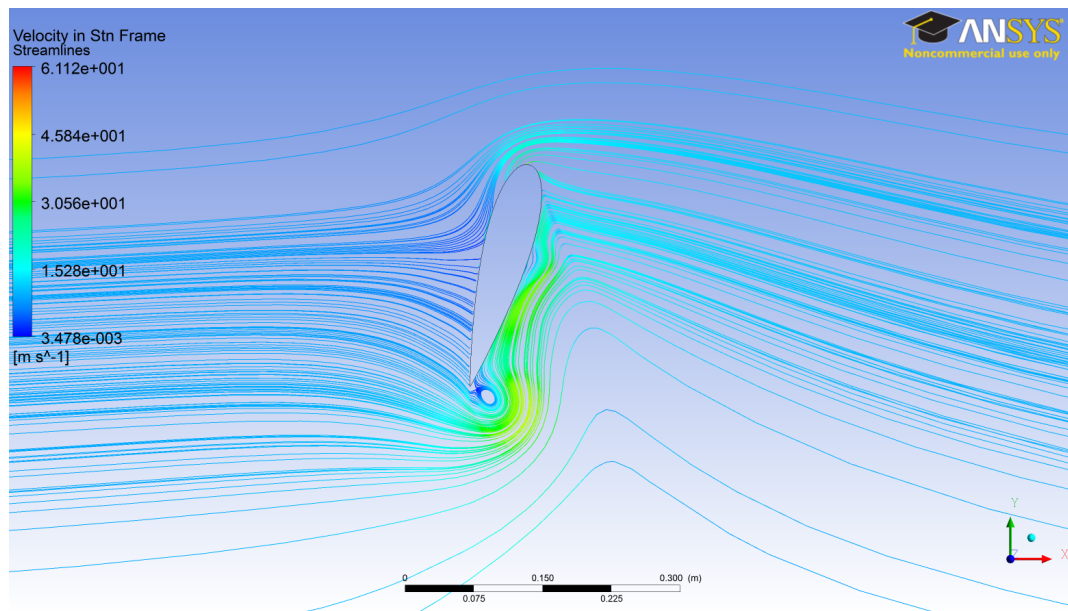


**Figura 4.35:** Líneas de corriente para el primer álabe, en  $\theta = 225^\circ$ , con  $\text{TSR} = 2$  – En esta posición las líneas de corrientes son suaves alrededor del perfil.



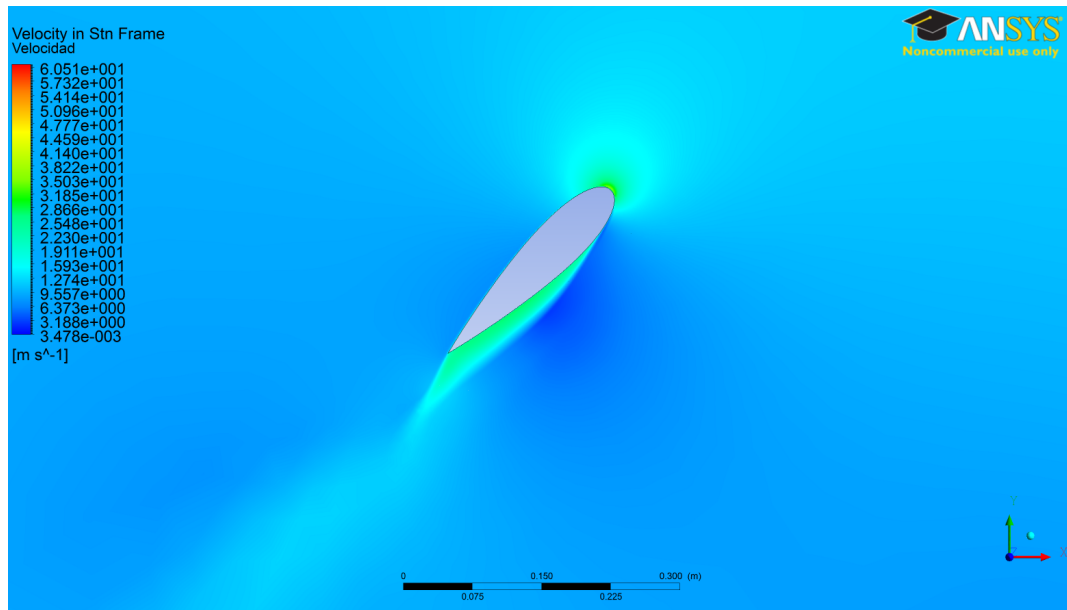


**Figura 4.36:** Líneas de corriente para el primer álabe, en  $\theta = 240^\circ$ , con  $\text{TSR} = 2$  – Luego, aquí ya se ha formado la recirculación.

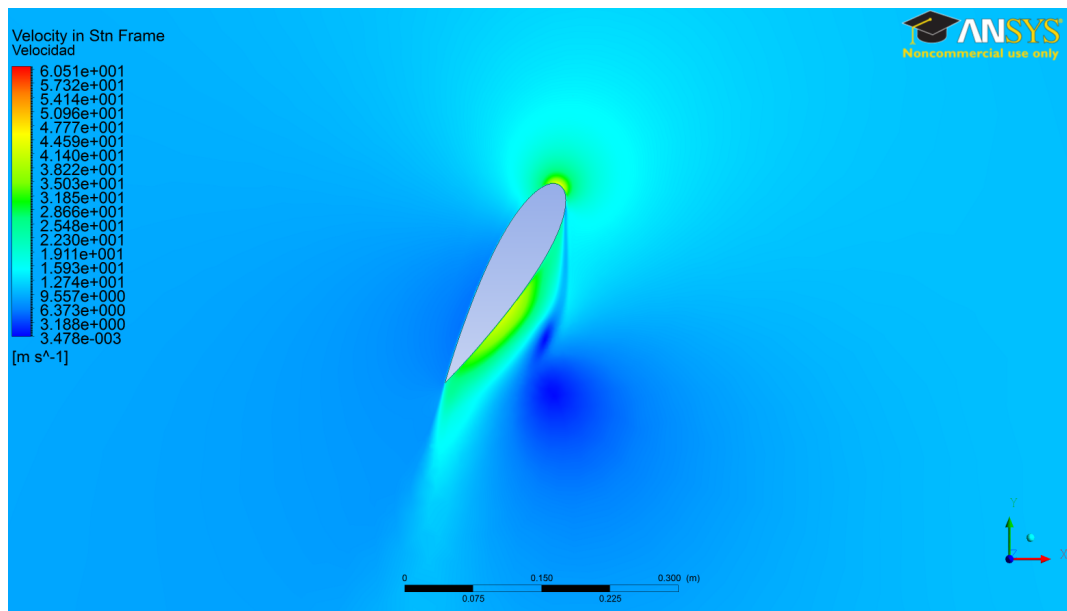


**Figura 4.37:** Líneas de corriente para el primer álabe, en  $\theta = 255^\circ$ , con  $\text{TSR} = 2$  – Finalmente, aquí se desprende la recirculación.

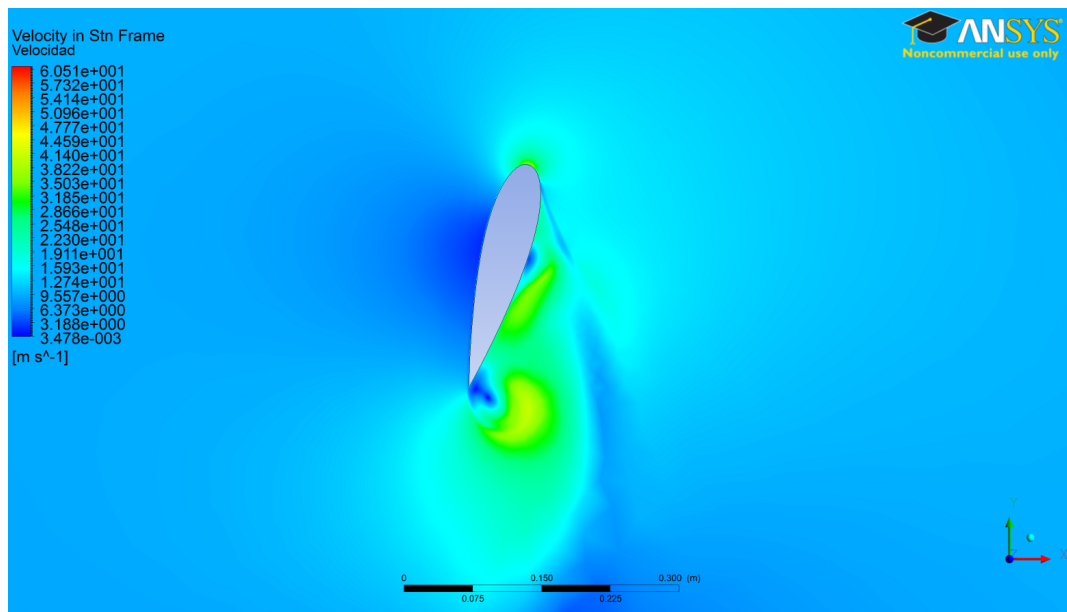




**Figura 4.38:** Contorno de velocidad para el primer álabe, en  $\theta = 225^\circ$ , con  $TSR = 2$  – En esta posición el contorno de velocidades es suave.



**Figura 4.39:** Contorno de velocidad para el primer álabe, en  $\theta = 240^\circ$ , con  $TSR = 2$  – Luego, con la recirculación, aumenta la velocidad en la superficie exterior del perfil.



**Figura 4.40: Contorno de velocidad para el primer álabe, en  $\theta = 255^\circ$ , con  $TSR = 2$  – Finalmente se desprende la recirculación y el flujo se comienza a readjuntar.**

### 4.3.3. TSR = 3

En la Tabla 4.7 se muestran los resultados de coeficientes de torque y potencia máximos y promedio para cada rotación de la turbina, y en la Tabla 4.8 se detallan los resultados por álabe, ambos para TSR = 3. Los resultados de estas tablas muestran la convergencia de la simulación a medida que avanzan las revoluciones del rotor.

**Tabla 4.7: Valores de coeficientes de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de la turbina completa, para TSR = 3.**

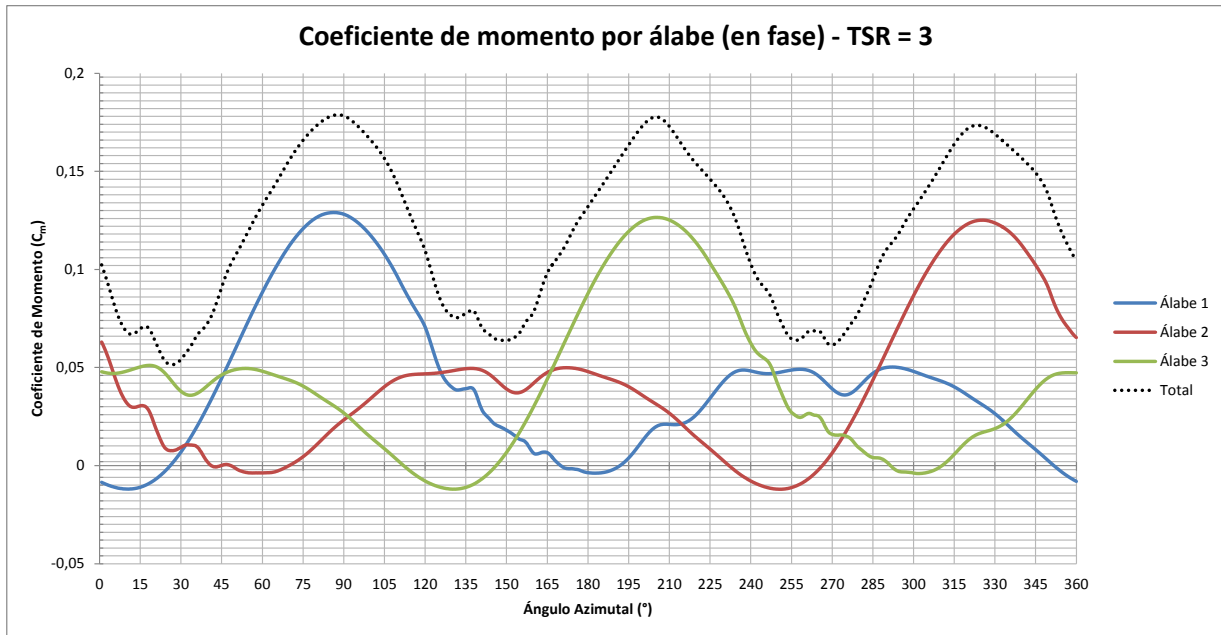
Rot.	Tiempo		Coeficientes de la turbina completa					
	$t_i$ (s)	$t_f$ (s)	$C_{Mmax}$	$\overline{C_M}$	$C_{Pmax}$	$\overline{C_P}$	$P_{max}$ (W)	$\overline{P}$ (W)
1 <sup>ra</sup>	0,000	0,629	0,184	0,100	0,553	0,300	2032,1	1100,8
2 <sup>da</sup>	0,630	1,258	0,184	0,117	0,551	0,351	2026,1	1291,0
3 <sup>ra</sup>	1,258	1,886	0,178	0,119	0,535	0,357	1966,5	1313,4
4 <sup>ta</sup>	1,886	2,514	0,182	0,119	0,546	0,358	2006,2	1315,5
5 <sup>ta</sup>	2,515	3,142	0,179	0,120	0,537	0,359	1972,8	1318,6
6 <sup>ta</sup>	3,143	3,771	0,179	0,119	0,537	0,356	1971,9	1308,0

**Tabla 4.8: Valores de coeficientes de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de cada álabe, más la fase en que se producen, para TSR = 3.**

Rot.	Tiempo		Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3	
	$t_i$ (s)	$t_f$ (s)	$C_{Mmax}$	Fase (°)	$C_{Mmax}$	Fase (°)	$C_{Mmax}$	Fase (°)
1 <sup>ra</sup>	0,000	0,629	0,1168	87,00	0,1248	87,25	0,1229	87,50
2 <sup>da</sup>	0,630	1,258	0,1288	88,00	0,1268	120,50	0,1281	240,50
3 <sup>ra</sup>	1,258	1,886	0,1295	86,25	0,1264	85,75	0,1282	85,75
4 <sup>ta</sup>	1,886	2,514	0,1297	86,25	0,1263	85,75	0,1274	85,50
5 <sup>ta</sup>	2,515	3,142	0,1298	86,00	0,1257	85,75	0,1270	85,25
6 <sup>ta</sup>	3,143	3,771	0,1290	86,25	0,1251	85,50	0,1265	85,50

Suponiendo que la última rotación corresponde a una rotación «convergiada» de la turbina; en la Figura 4.41, se muestran los coeficientes de momento por álabe, y para la turbina completa, para la última rotación.

Como se puede apreciar, la curva tanto de los álabes como de la turbina completa es más suave. No se tienen subidas y bajadas bruscas como en TSR = 1 y TSR = 2, por lo que se puede postular que a esta velocidad ya no se aprecia (al menos no significativamente) el fenómeno de pérdida dinámica. Esto se puede explicar pensando nuevamente en la variación del ángulo de ataque con



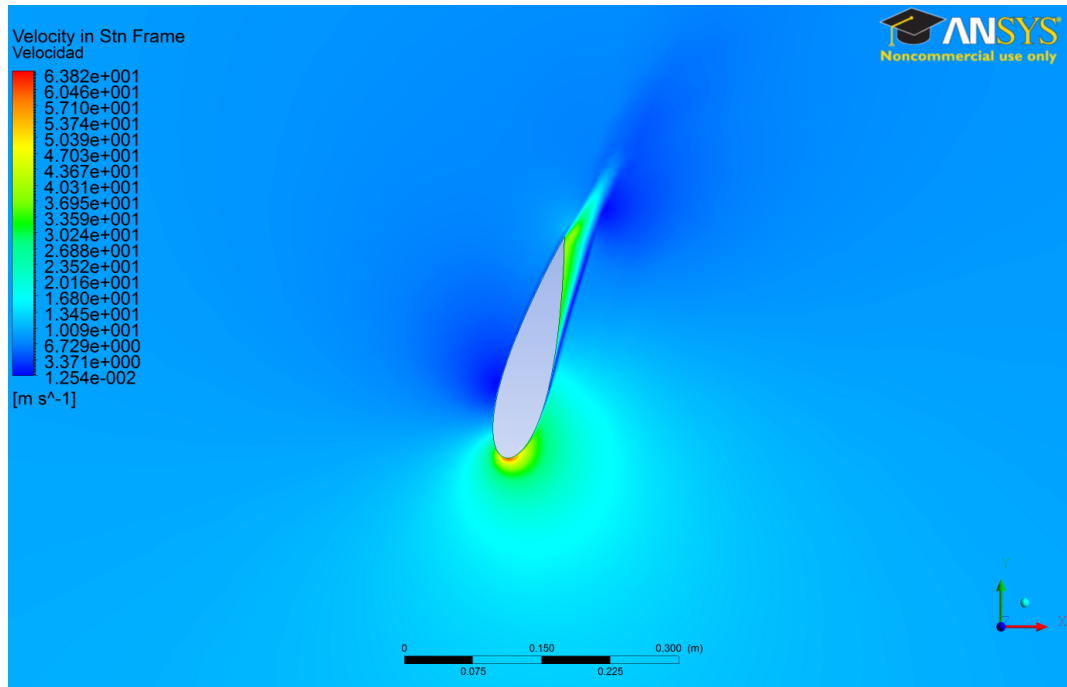
**Figura 4.41: Coeficiente de momento de la turbina total, y de cada álabes en función de la posición azimutal  $\theta$ , con  $TSR = 3$  – Resultados para la última rotación de la turbina.**

la velocidad de rotación (ver Figura 2.11). Lo que sucede para  $TSR = 3$  es que se ha reducido lo suficiente el ángulo de ataque durante toda la rotación como para satisfacer la condición de estar bajo el ángulo de stall estático la gran mayoría del tiempo. Dado esto, se espera que no hayan desprendimientos significativos de flujo en toda la rotación.

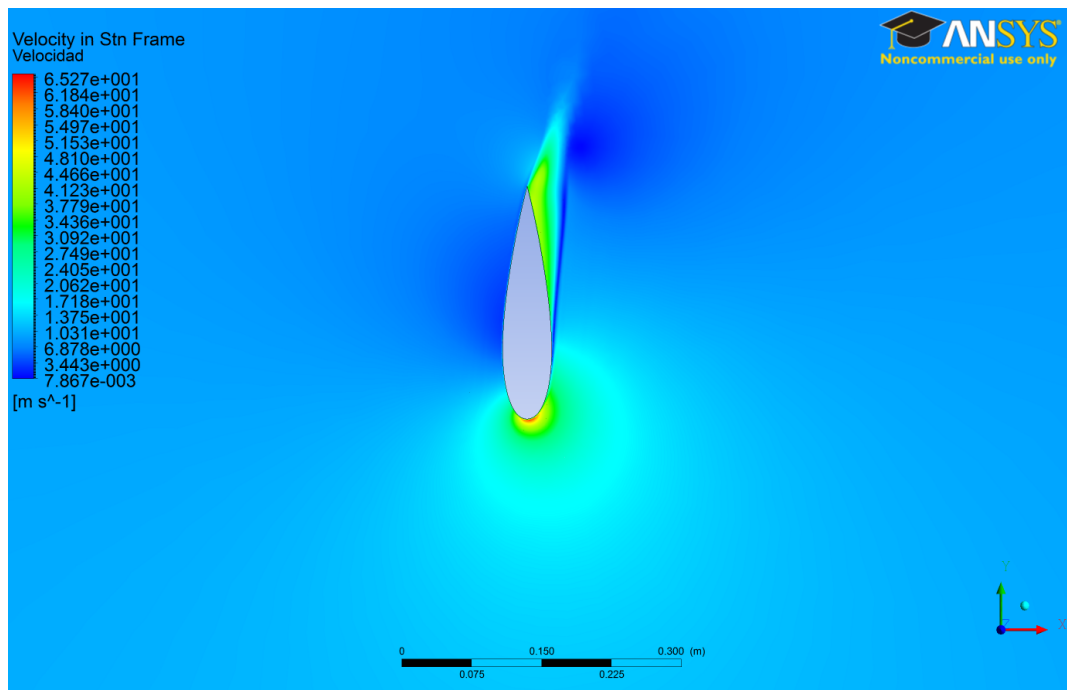
Efectivamente, en las posiciones de  $\theta = 75^\circ$  y  $\theta = 90^\circ$ , se nota que los contornos de velocidad (Figuras 4.42 y 4.43) son suaves e indican un flujo adjunto durante el peak de torque de la rotación. Las líneas de corriente (Figuras 4.44 y 4.45) también muestran este efecto.

También se nota que la curva de la segunda mitad de la rotación es mucho más suave que en los casos anteriores—esto se debe a que la estela de velocidad es más uniforme. En la Figura 4.46, se nota que la velocidad en la segunda mitad de la rotación es mucho menor, pero es relativamente constante en casi todas las posiciones.

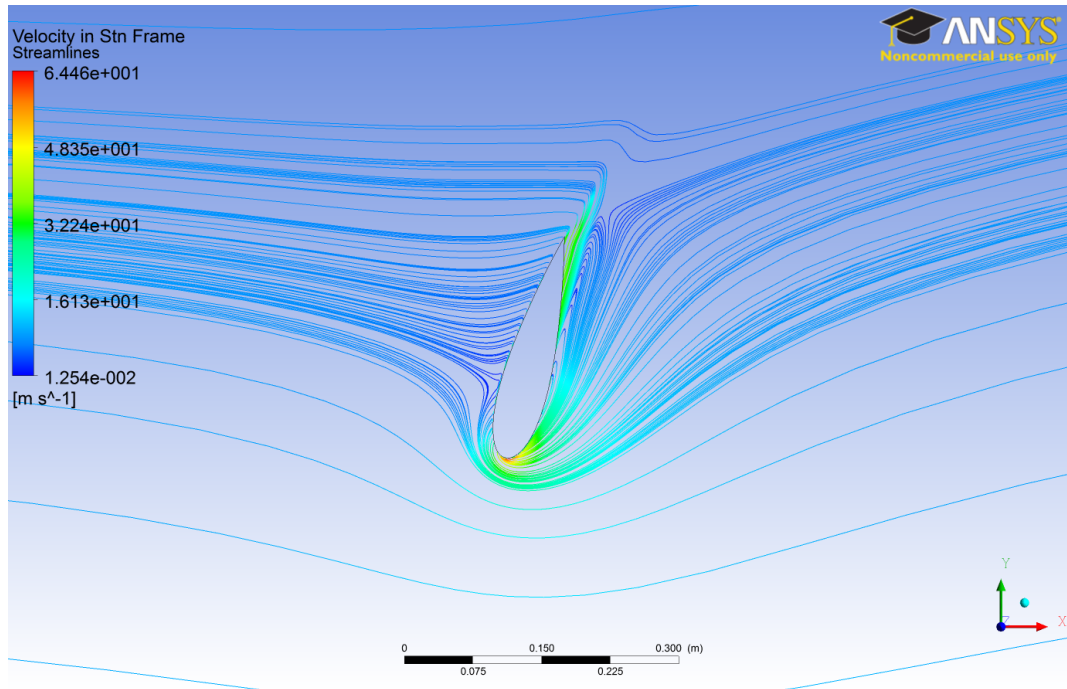
Si la fase donde se produce el máximo torque en la primera mitad de la rotación está alrededor de  $\theta = 90^\circ$ , entonces en la segunda mitad debería estar cercano a los  $\theta = 270^\circ$ . Pero en la curva de momento (Figura 4.41), se nota una caída leve de torque en ese punto. Esto se debe a la vorticidad que genera el eje de la turbina, que se transporta y termina afectando a las posiciones entre  $\theta = 270^\circ$  y  $\theta = 285^\circ$  aproximadamente. En la Figura 4.47 se muestra un contorno de vorticidad de la turbina y su estela, mientras que en las Figuras 4.48 y 4.49 se muestran detalles del contorno de velocidad y vorticidad alrededor de la posición de  $\theta = 270^\circ$ .



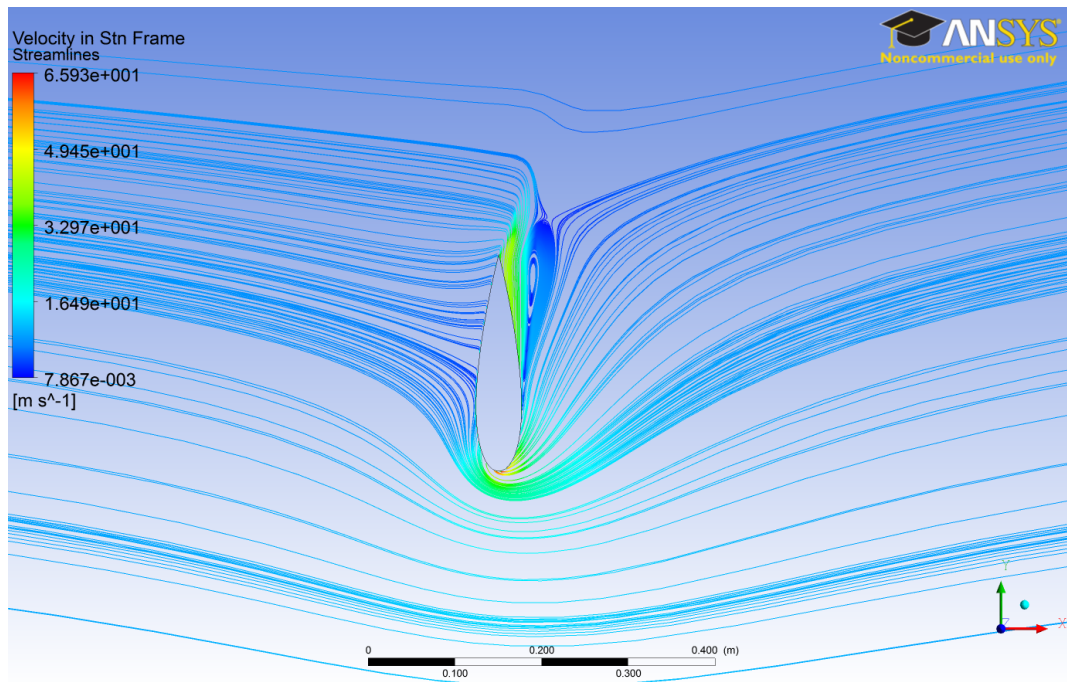
**Figura 4.42:** Contorno de velocidad para el primer álabe, en  $\theta = 75^\circ$ , con  $\text{TSR} = 3$  – El contorno de velocidades en esta posición es mucho más suave que en el caso de  $\text{TSR} = 2$  (Figura 4.26), debido a que el álabe no entra en pérdida dinámica.



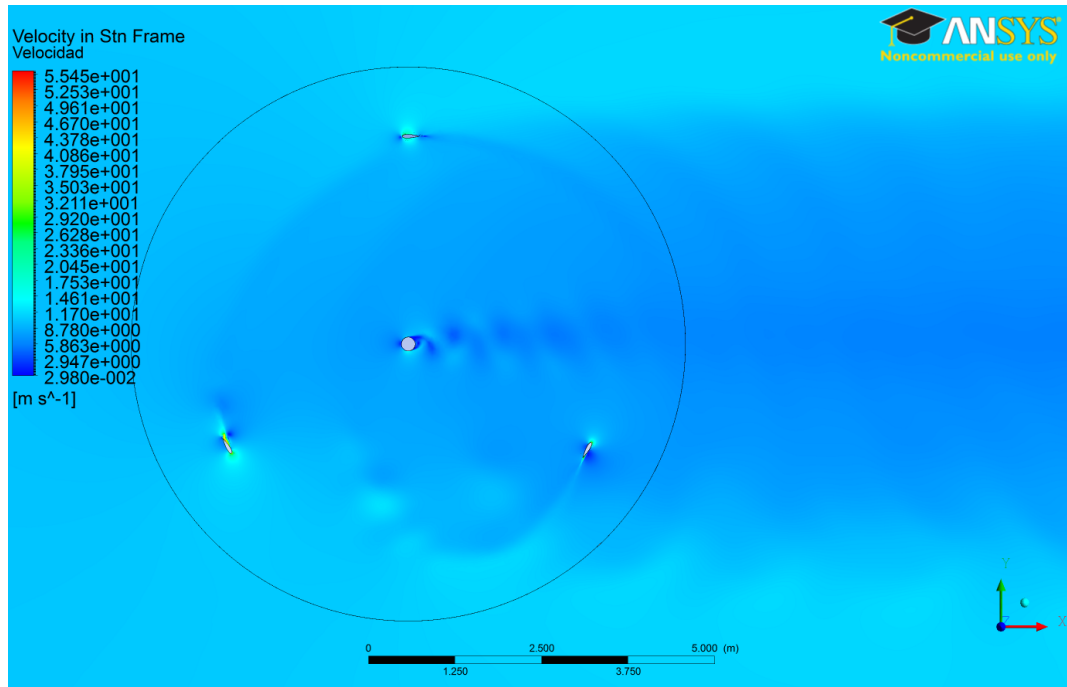
**Figura 4.43:** Contorno de velocidad para el primer álabe, en  $\theta = 90^\circ$ , con  $\text{TSR} = 3$  – Esta figura muestra que en el movimiento desde  $\theta = 75^\circ$  hasta  $\theta = 90^\circ$  no se produce un desprendimiento de vórtices significativo, o sea, no se produce pérdida dinámica.



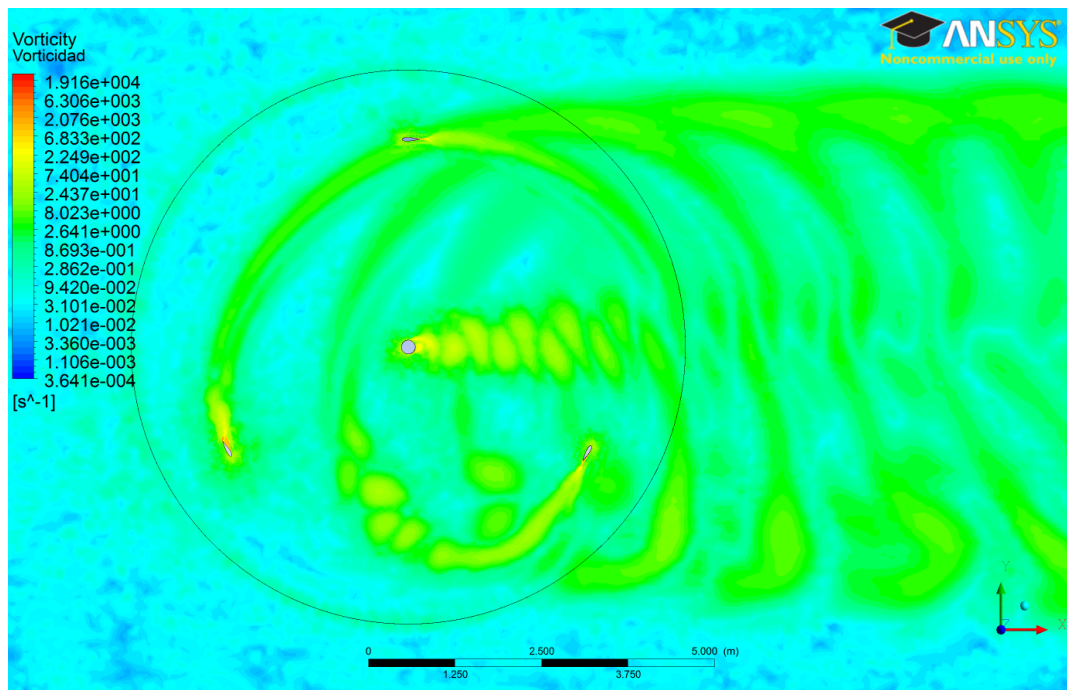
**Figura 4.44:** Líneas de corriente para el primer álabe, en  $\theta = 75^\circ$ , con  $TSR = 3$  – En esta posición las líneas de corrientes muestran un flujo adjunto al perfil sin recirculaciones de gran tamaño.



**Figura 4.45:** Líneas de corriente para el primer álabe, en  $\theta = 90^\circ$ , con  $TSR = 3$  – En esta posición, que es la de torque máximo, se nota apenas una recirculación pequeña que se ha formado, la cual no provoca gran variación en el torque.

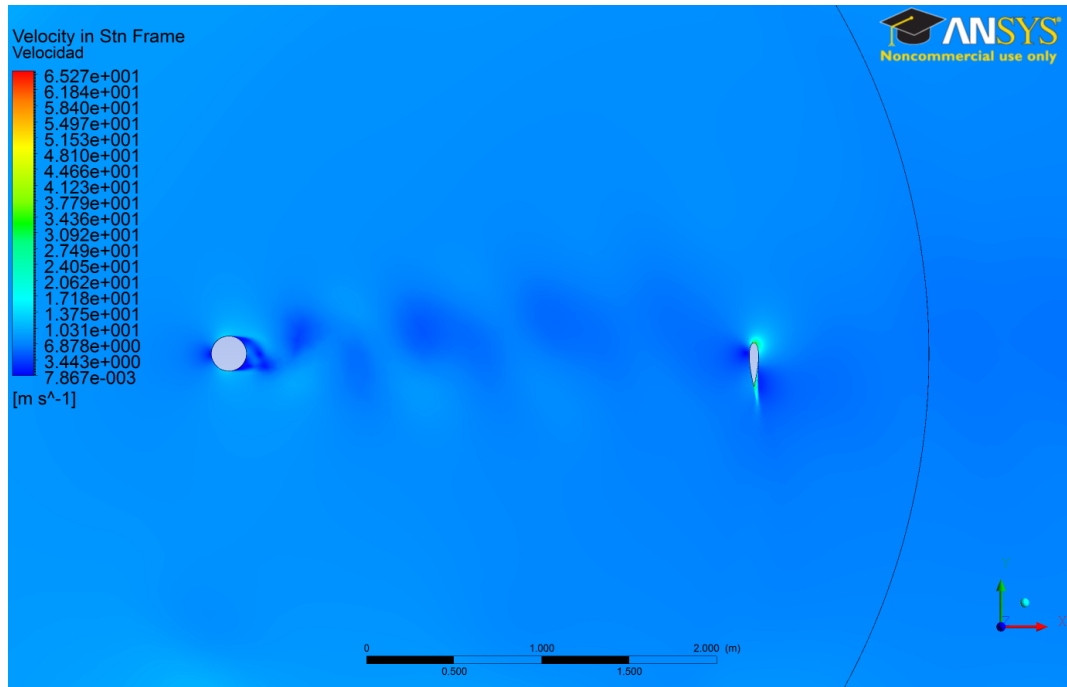


**Figura 4.46:** Contorno de velocidad de la estela de la turbina, con  $TSR = 3$  – El contorno de velocidad muestra que en la segunda mitad de la rotación la velocidad tiene una magnitud menor, y que es más uniforme que en  $TSR = 1$  (figura4.16).

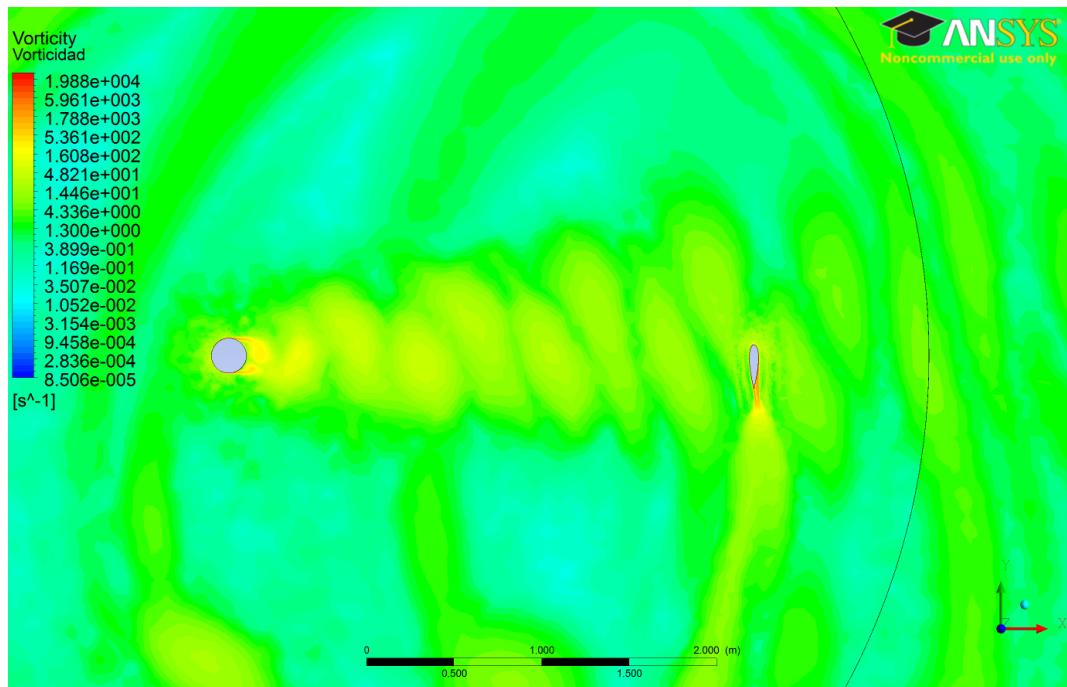


**Figura 4.47:** Contorno de vorticidad de la estela de la turbina, con  $TSR = 3$  – La estela de vorticidad de cada álabe y del eje de la turbina es significativa—existe una concentración de vorticidades especialmente en  $\theta = 270^\circ$ .





**Figura 4.48:** Detalle del contorno de velocidad de la turbina, en  $\theta = 270^\circ$ , con  $\text{TSR} = 3$  – Las vorticidades que se desprenden del eje disminuyen la velocidad en la posición  $\theta = 270^\circ$ .



**Figura 4.49:** Detalle del contorno de vorticidad de la turbina, en  $\theta = 270^\circ$ , con  $\text{TSR} = 3$  – La estela de vorticidad del eje sobre la posición  $\theta = 270^\circ$  hace que haya una caída en el momento generado en esa posición.



4.3.4. TSR = 4

En la Tabla 4.9 se muestran los resultados de coeficientes de torque y potencia máximos y promedio para cada rotación de la turbina, y en la Tabla 4.10 se detallan los resultados por álabe, ambos para TSR = 4. Los resultados de estas tablas muestran la convergencia de la simulación a medida que avanzan las revoluciones del rotor.

**Tabla 4.9: Valores de coeficientes de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de la turbina completa, para TSR = 4.**

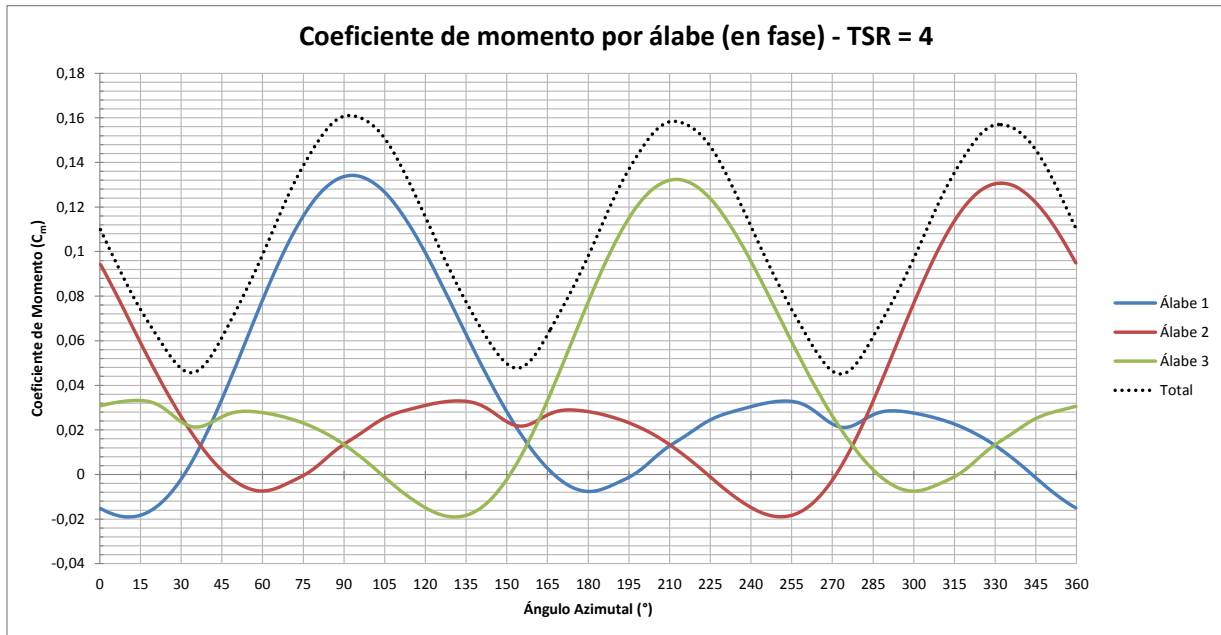
Rot.	Tiempo		Coeficientes de la turbina completa					
	$t_i$ (s)	$t_f$ (s)	$C_{Mmax}$	$\overline{C_M}$	$C_{Pmax}$	$\overline{C_P}$	$P_{max}$ (W)	$\overline{P}$ (W)
1 <sup>ra</sup>	0,000	0,471	0,127	0,060	0,509	0,241	1869,7	886,1
2 <sup>da</sup>	0,472	0,942	0,167	0,091	0,669	0,366	2456,8	1344,5
3 <sup>ra</sup>	0,943	1,414	0,163	0,102	0,651	0,410	2393,2	1506,2
4 <sup>ta</sup>	1,414	1,885	0,162	0,105	0,646	0,418	2375,2	1537,0
5 <sup>ta</sup>	1,885	2,356	0,161	0,105	0,645	0,419	2370,1	1541,5
6 <sup>ta</sup>	2,357	2,827	0,161	0,105	0,644	0,419	2367,5	1540,7

**Tabla 4.10: Valores de coeficientes de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de cada álabe, más la fase en que se producen, para TSR = 4.**

Rot.	Tiempo		Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3	
	$t_i$ (s)	$t_f$ (s)	$C_{Mmax}$	Fase (°)	$C_{Mmax}$	Fase (°)	$C_{Mmax}$	Fase (°)
1 <sup>ra</sup>	0,000	0,471	0,0795	82,75	0,1210	93,75	0,1123	93,50
2 <sup>da</sup>	0,472	0,942	0,1290	94,50	0,1303	120,00	0,1307	240,00
3 <sup>ra</sup>	0,943	1,414	0,1344	93,50	0,1310	93,00	0,1332	92,75
4 <sup>ta</sup>	1,414	1,885	0,1347	93,50	0,1307	92,25	0,1332	92,50
5 <sup>ta</sup>	1,885	2,356	0,1346	93,25	0,1309	92,00	0,1330	92,75
6 <sup>ta</sup>	2,357	2,827	0,1342	93,25	0,1307	92,00	0,1324	92,75

Nuevamente podemos suponer que la última rotación corresponde a una rotación «convergida» de la turbina; en la Figura 4.50, se muestran los coeficientes de momento por álabe, y para la turbina completa, para la última rotación.

Este caso es el que produce máxima potencia. Si se compara la Figura 4.50 con la Figura 4.41 se nota que el caso de TSR = 4 es una curva más suave; basándose en el mismo razonamiento que en el caso de TSR = 3, se puede afirmar entonces que ya no hay pérdida dinámica. Esto se ejemplifica en los contornos de velocidad y líneas de corriente para las posiciones de  $\theta = 90^\circ$  y  $\theta = 105^\circ$  (Figuras 4.51, 4.52, 4.53, 4.54).

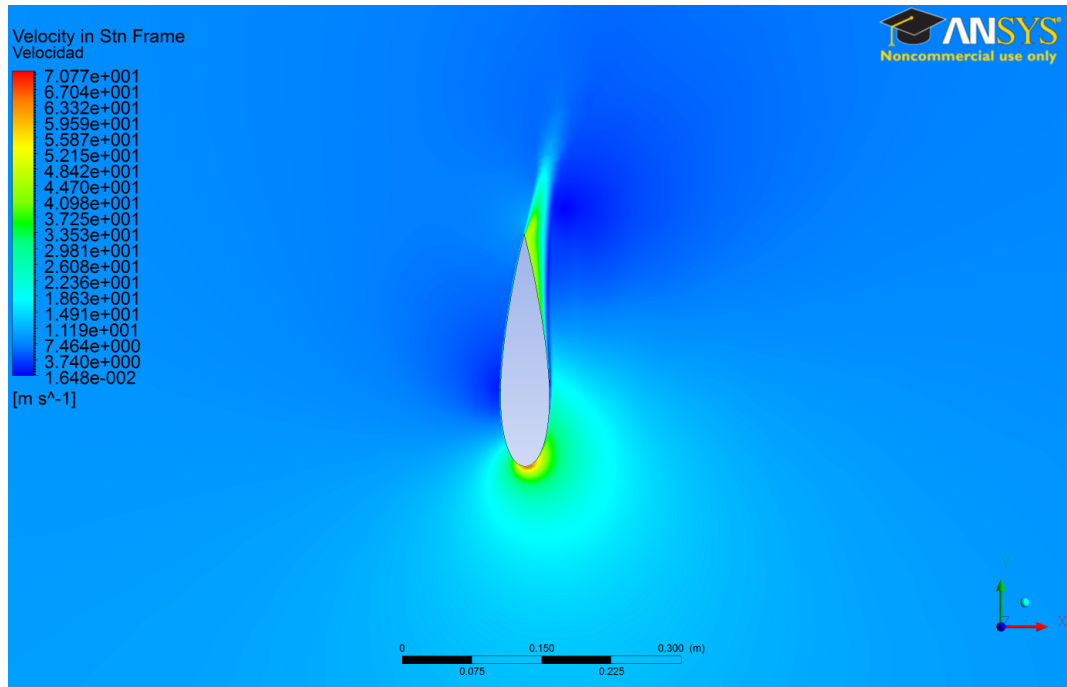


**Figura 4.50: Coeficiente de momento de la turbina total, y de cada álabe en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 4 – Resultados para la última rotación de la turbina.**

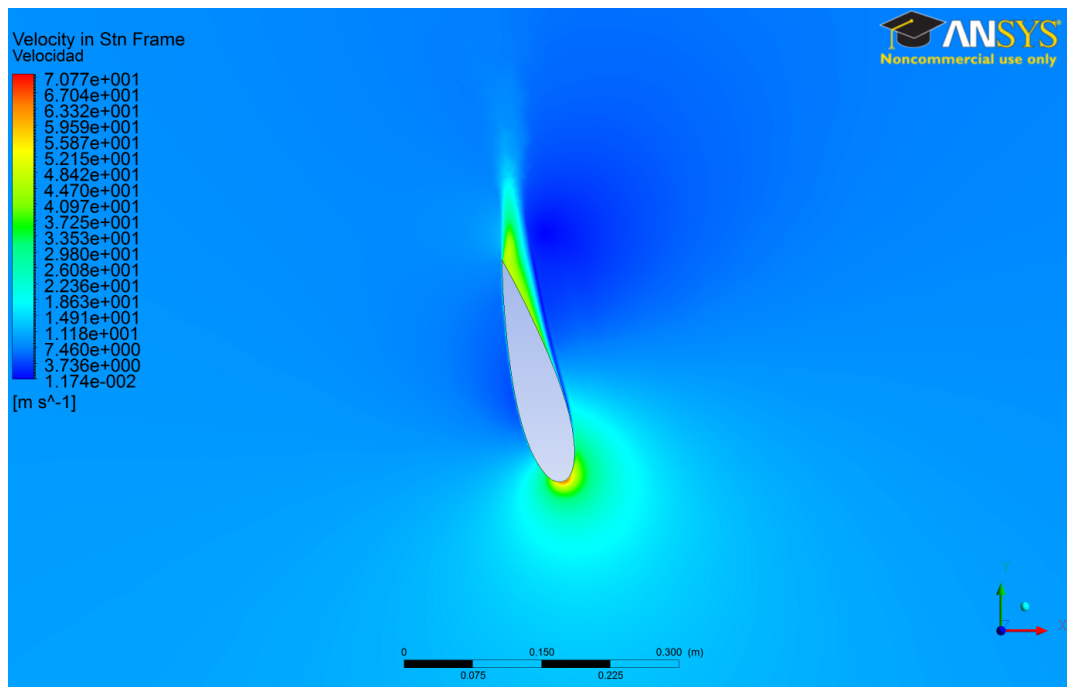
Al igual que en TSR = 3, se tiene el máximo de la primera mitad cerca de  $\theta = 90^\circ$ , por lo que se esperaría tener el máximo de la segunda mitad en  $\theta = 270^\circ$ , pero debido a la vorticidad generada por el eje de la turbina (ver Figura 4.56, existe una leve caída de momento en ese ángulo. Además el momento generado por la segunda mitad de la turbina es menor al de TSR = 3, lo cual se debe a que existe mayor reducción de momento en la primera mitad de la turbina. En la Figura 4.55 se muestra el contorno de velocidad de la turbina, y se puede apreciar que la magnitud de la velocidad es mucho menor en la segunda mitad, efecto que era menos pronunciado en TSR = 3.

Existen ciertos puntos de la curva (por ejemplo, entre  $\theta = 0^\circ$  y  $\theta = 30^\circ$ , o entre  $\theta = 165^\circ$  y  $\theta = 195^\circ$ ) en que la curva genera un momento negativo. Este efecto se aprecia en las curvas de TSR = 1 a TSR = 3, pero es menos pronunciado. La explicación de este fenómeno es que al acercarnos a los alrededores de  $\theta = 0^\circ$  y  $\theta = 180^\circ$ , el momento que genera el álabe decrece debido a que en esos ángulos no se genera Lift, pues el perfil NACA 0021 es simétrico (ver sección 2.1.2.4 y la Figura 2.11). Luego, en esos ángulos, el efecto del Drag será el más importante. A valores de TSR menores que 1, la velocidad efectiva depende del valor de la velocidad del flujo libre más que de la velocidad de rotación, y es posible obtener drag a favor de la rotación y drag en contra; pero a valores de TSR mayores a 1, el álabe siempre sentirá una velocidad de viento efectiva en contra a su movimiento. Es decir, *siempre se tendrá una fuerza de dragn contra la rotación para valores de TSR mayores a 1*. Este efecto se hace más pronunciado para mayores valores de TSR, pues los ángulos de ataque se hacen menores (menor lift), y la mayor velocidad hace que el arrastre aumente en su magnitud. Es por eso que para esta curva se tienen grandes bandas de momento negativo (por álabe).

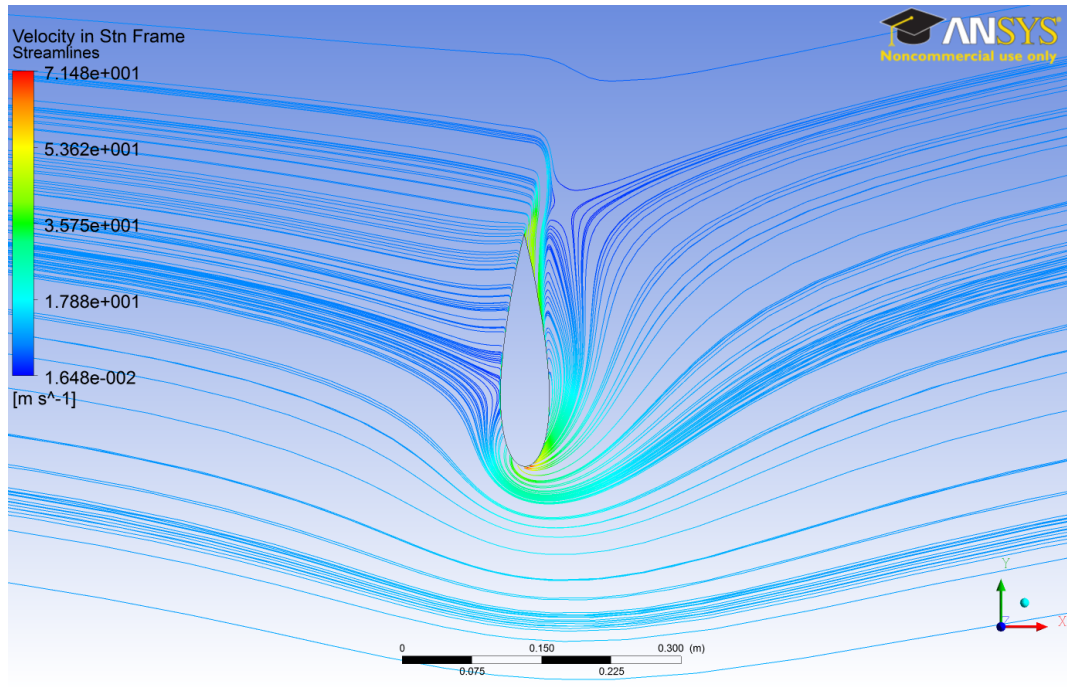
Este efecto es balanceado en la curva total de momento pues nunca sucede que los tres álabes estén en una posición de bajo lift al mismo tiempo; pero este efecto sí se notaría en una turbina de solo dos álabes, pues en un determinado momento un álabe estaría en  $\theta = 0^\circ$  y el otro en  $\theta = 180^\circ$ . Luego, se puede postular que trabajar una turbina Darrieus con tres álabes es superior a trabajar solo con dos álabes, ya que no se tendrían bandas de torque negativo durante la rotación (ahorrando significativas cargas de fatiga).



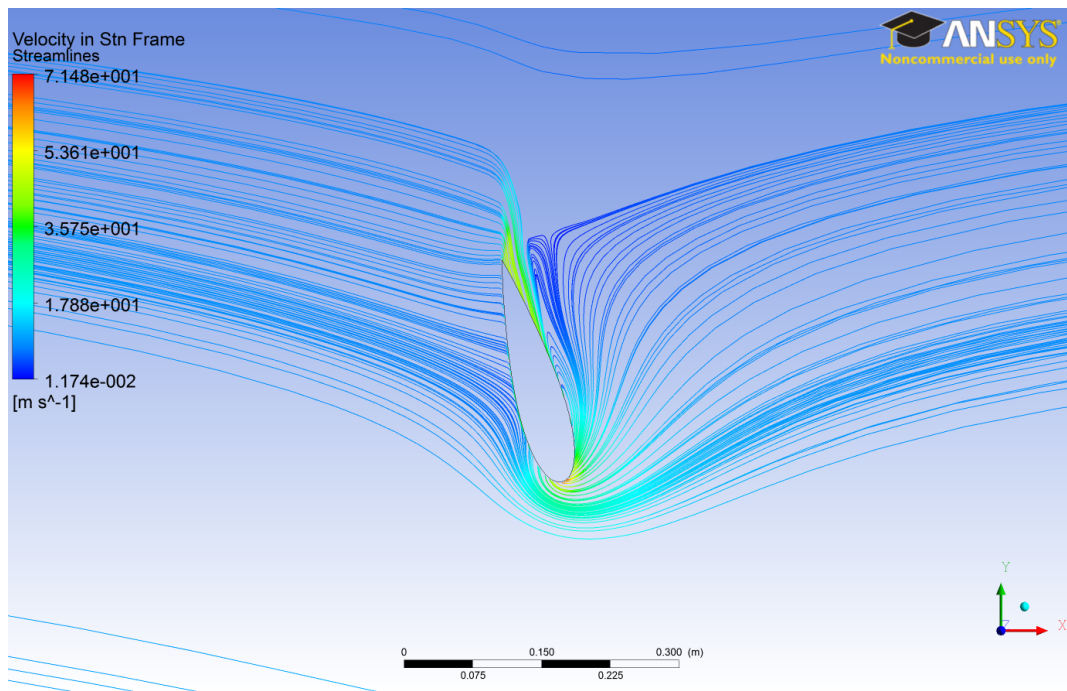
**Figura 4.51: Contorno de velocidad para el primer ábabe, en  $\theta = 90^\circ$ , con TSR = 4** – Al igual que en TSR = 3 (Figura 4.43), el contorno de velocidades en esta posición indica que el ábabe no entra en pérdida dinámica.



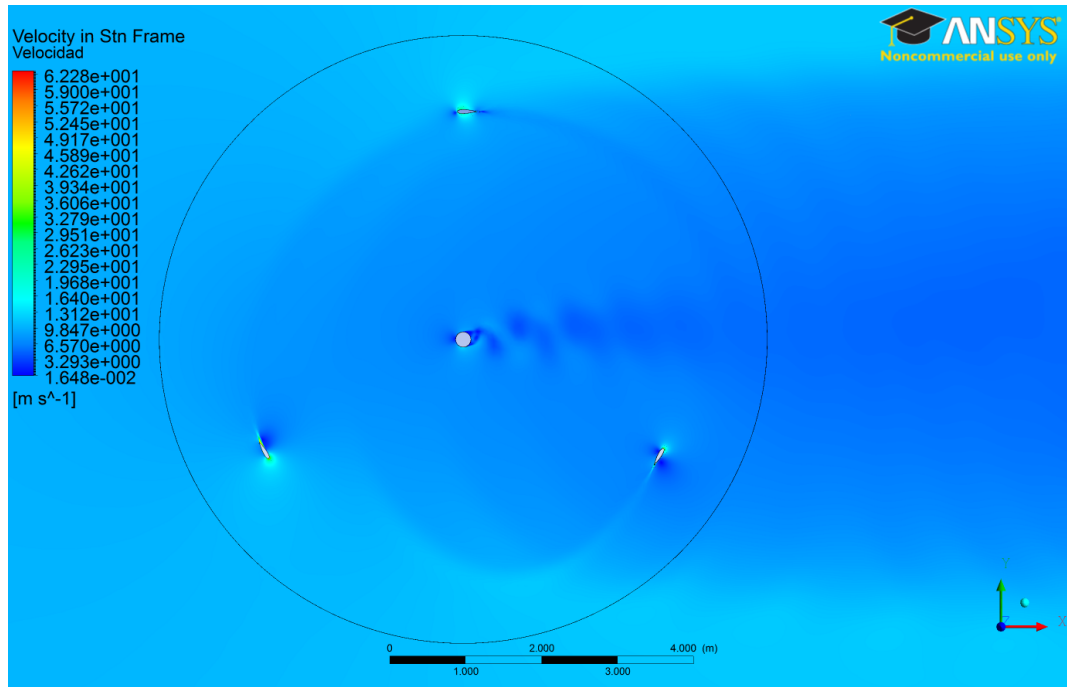
**Figura 4.52: Contorno de velocidad para el primer ábabe, en  $\theta = 105^\circ$ , con TSR = 4** – Al avanzar a la posición  $\theta = 105^\circ$ , no se produce desprendimiento de vórtices significativos.



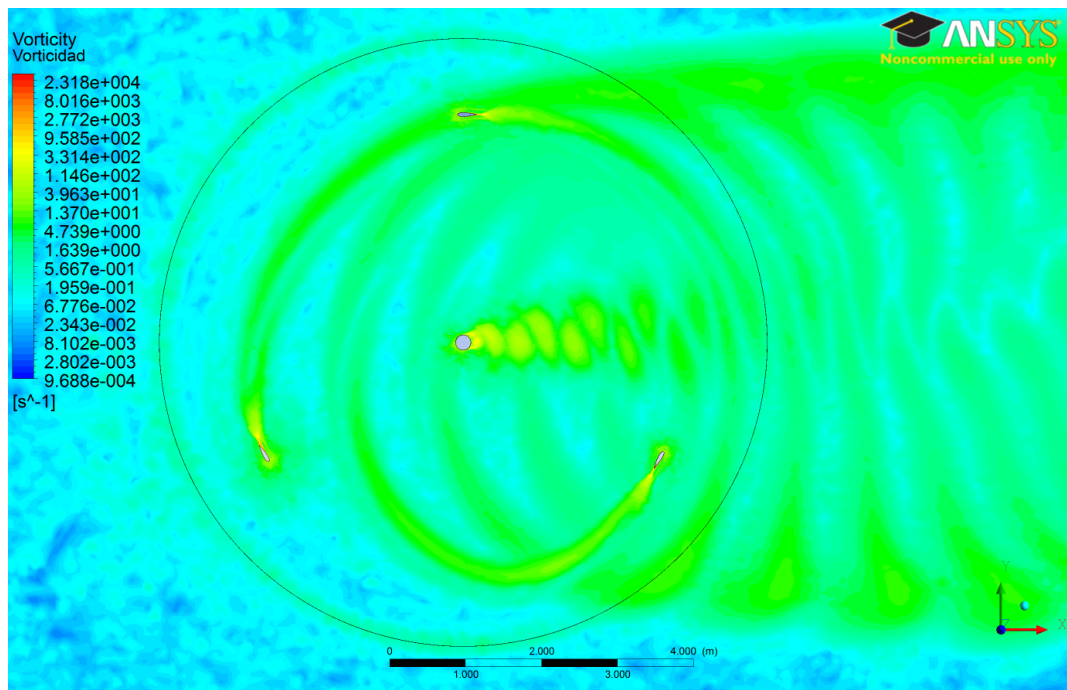
**Figura 4.53:** Líneas de corriente para el primer álabe, en  $\theta = 90^\circ$ , con  $\text{TSR} = 4$  – Al igual que en 4.53, en esta posición las líneas de corrientes muestran un flujo adjunto al perfil sin recirculaciones de gran tamaño.



**Figura 4.54:** Líneas de corriente para el primer álabe, en  $\theta = 105^\circ$ , con  $\text{TSR} = 4$  – Al avanzar a la posición  $\theta = 105^\circ$ , el flujo se mantiene adjunto de igual forma.



**Figura 4.55: Contorno de velocidad de la estela de la turbina, con  $TSR = 4$**  – Al igual que en  $TSR = 3$  (Figura 4.46), esta figura muestra que en la segunda mitad de la rotación la velocidad tiene una magnitud menor.



**Figura 4.56: Contorno de vorticidad de la estela de la turbina, con  $TSR = 4$**  – Al igual que en  $TSR = 3$  (Figura 4.47), la estela de vorticidad del eje de la turbina resulta en una concentración de vorticidades en  $\theta = 270^\circ$ , y por ende una caída de momento en esa posición.

### 4.3.5. TSR = 5

En este caso, se muestran los resultados de coeficientes de torque y potencia máximos y promedio para cada rotación de la turbina en la Tabla 4.11, mientras que en la Tabla 4.12 se explicitan los resultados por álabe, ambos para TSR = 5. Los resultados de estas tablas muestran la convergencia de la simulación a medida que avanzan las revoluciones del rotor.

**Tabla 4.11: Valores de coeficientes de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de la turbina completa, para TSR = 5.**

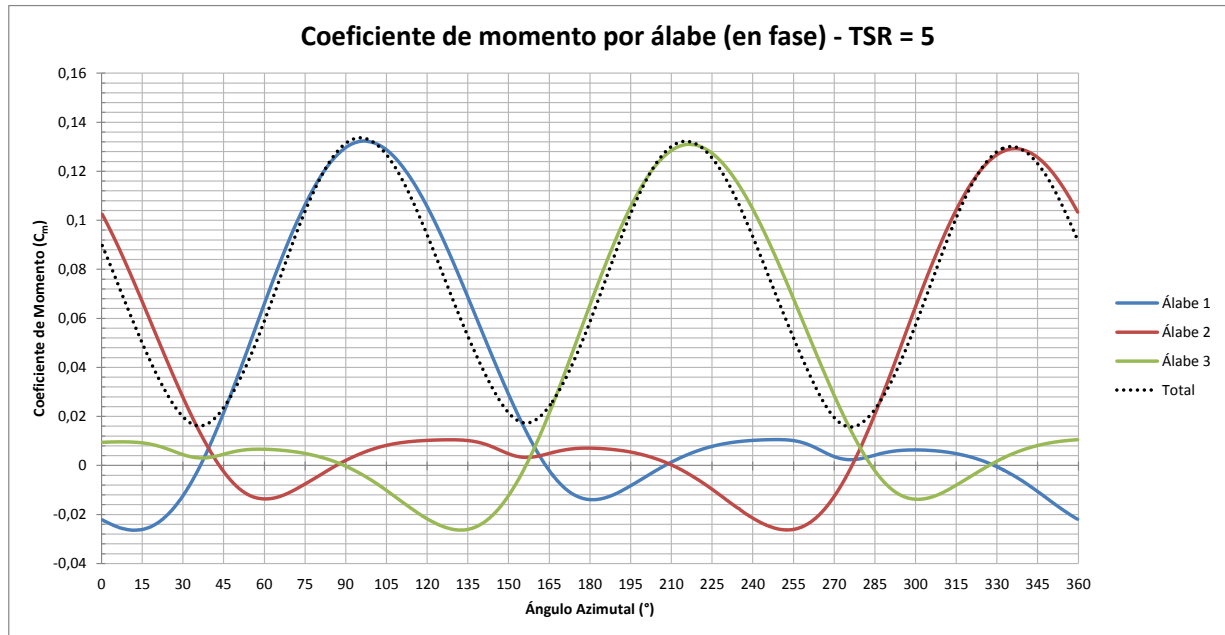
Rot.	Tiempo		Coeficientes de la turbina completa					
	$t_i$ (s)	$t_f$ (s)	$C_{Mmax}$	$\overline{C}_M$	$C_{Pmax}$	$\overline{C}_P$	$P_{max}$ (W)	$\overline{P}$ (W)
1 <sup>ra</sup>	0,000	0,377	0,083	0,010	0,413	0,049	1516,4	178,3
2 <sup>da</sup>	0,377	0,754	0,121	0,045	0,604	0,225	2220,3	825,6
3 <sup>ra</sup>	0,754	1,131	0,130	0,066	0,652	0,330	2395,9	1212,8
4 <sup>ta</sup>	1,131	1,508	0,133	0,073	0,665	0,366	2443,4	1346,1
5 <sup>ta</sup>	1,508	1,885	0,133	0,075	0,667	0,375	2451,7	1378,5
6 <sup>ta</sup>	1,885	2,262	0,134	0,075	0,668	0,377	2456,5	1386,8

**Tabla 4.12: Valores de coeficientes de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de cada álabe, más la fase en que se producen, para TSR = 5.**

Rot.	Tiempo		Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3	
	$t_i$ (s)	$t_f$ (s)	$C_{Mmax}$	Fase (°)	$C_{Mmax}$	Fase (°)	$C_{Mmax}$	Fase (°)
1 <sup>ra</sup>	0,000	0,377	0,0459	78,75	0,0949	95,75	0,0733	93,75
2 <sup>da</sup>	0,377	0,754	0,1105	97,50	0,1226	120,00	0,1186	240,00
3 <sup>ra</sup>	0,754	1,131	0,1282	97,50	0,1288	97,25	0,1296	98,00
4 <sup>ta</sup>	1,131	1,508	0,1319	96,50	0,1295	97,25	0,1311	97,00
5 <sup>ta</sup>	1,508	1,885	0,1324	96,75	0,1294	96,50	0,1312	97,00
6 <sup>ta</sup>	1,885	2,262	0,1323	97,00	0,1292	96,75	0,1310	96,50

Nuevamente podemos suponer que la última rotación corresponde a una rotación «convergiada» de la turbina; en la Figura 4.57, se muestran los coeficientes de momento por álabe, y para la turbina completa, para la última rotación.

La curva para TSR = 5 es muy similar a la curva de TSR = 4. El momento que se genera en la primera mitad de la rotación es casi de la misma magnitud, pero el de la segunda mitad es mucho menor, lo que hace que el torque promedio que genera la turbina sea más bajo en relación al de TSR = 4.

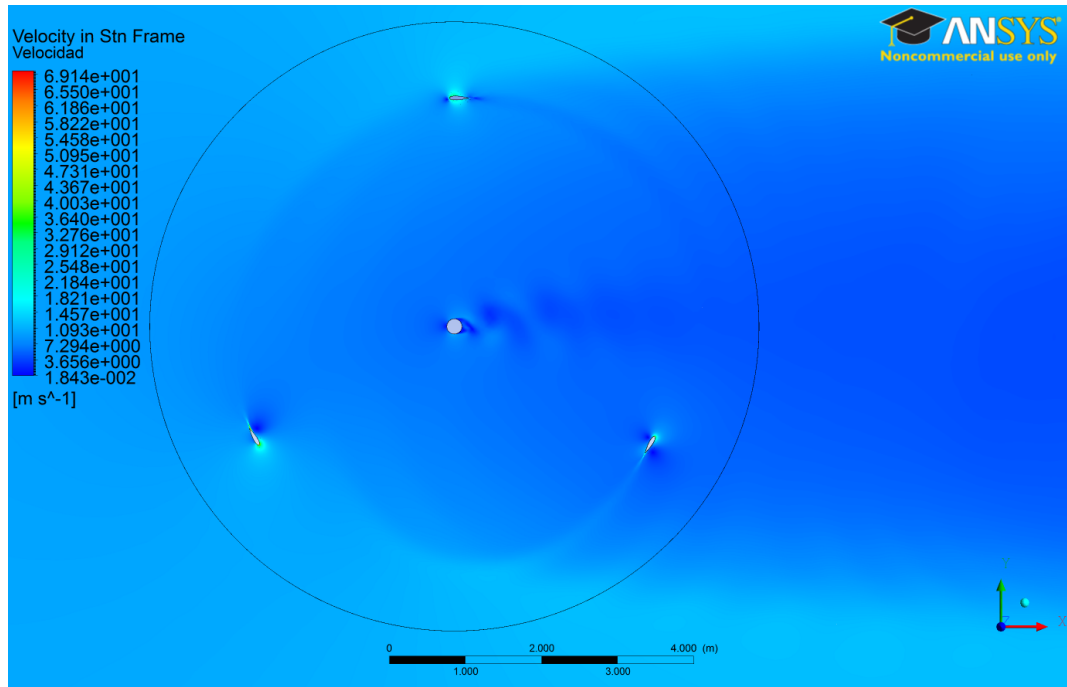


**Figura 4.57:** Coeficiente de momento de la turbina total, y de cada álabe en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 5 – Resultados para la última rotación de la turbina.

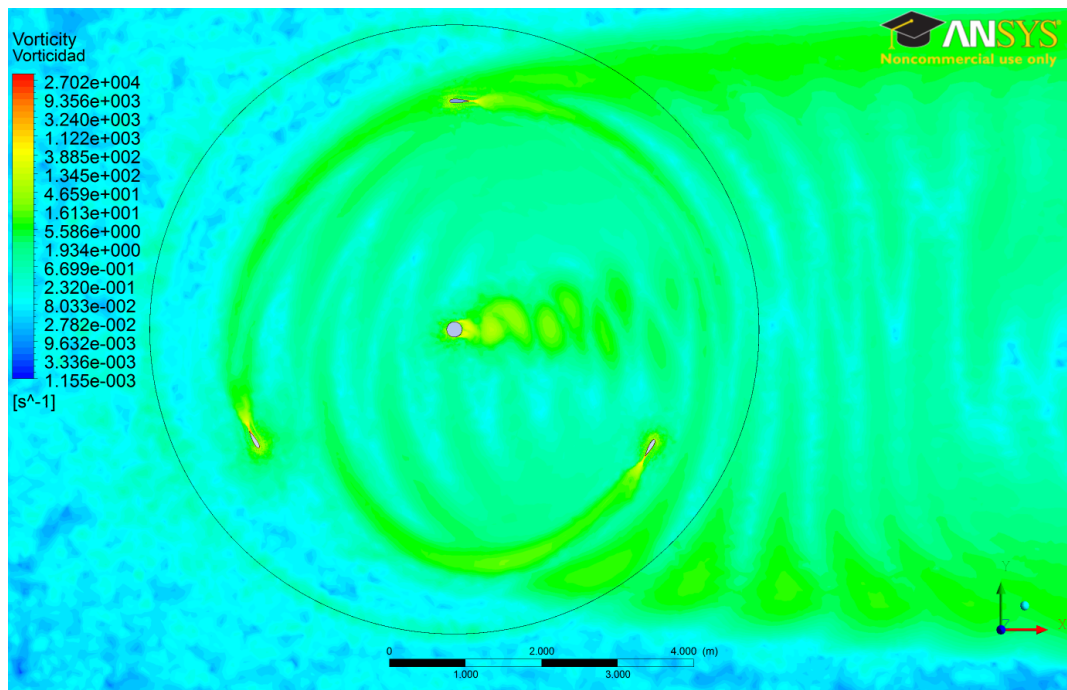
Esto se explica por la pérdida de moméntum del flujo libre al pasar por la primera rotación—es mayor en el caso de TSR = 5. Esto se muestra en el contorno de velocidades de la turbina, en la Figura 4.58. Mientras, la vorticidad generada por el eje también tiene un efecto menor, por lo cual la caída de momento cerca de  $\theta = 270^\circ$  es menos pronunciada (ver Figura 4.59).

El efecto del arrastre por fricción en este caso es aún más claro que en TSR = 4; lo cual es lógico debido a que en TSR = 5 los ángulos de ataque varían entre cotas menores y la velocidad efectiva es mayor, lo que resulta en un mayor arrastre. Todos los demás efectos descritos en el caso TSR = 4, en particular la ausencia de pérdida dinámica, se notan de igual forma en este caso. Dada la similitud con el caso de TSR = 4, no se mostrarán las figuras de contornos de velocidad, presión, vorticidad o líneas de corriente.





**Figura 4.58:** Contorno de velocidad de la estela de la turbina, con  $TSR = 5$  – Al igual que en los caso anteriores, el contorno de velocidad muestra que en la segunda mitad de la rotación la velocidad tiene una magnitud menor—efecto que se nota más pronunciado en este caso.



**Figura 4.59:** Contorno de vorticidad de la estela de la turbina, con  $TSR = 5$  – Aunque al igual que en los casos anteriores existen una concentración de vorticidades en  $\theta = 270^\circ$ , el momento generado en la segunda rotación es menor, luego este hecho toma menor importancia.

### 4.3.6. TSR = 6

Finalmente, se muestran los resultados de coeficientes de torque y potencia máximos y promedio para cada rotación de la turbina en la Tabla 4.13, mientras que en la Tabla 4.14 se explicitan los resultados por álabe, ambos para TSR = 6. Los resultados de estas tablas muestran la convergencia de la simulación a medida que avanzan las revoluciones del rotor.

**Tabla 4.13: Valores de coeficientes de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de la turbina completa, para TSR = 6.**

Rot.	Tiempo		Coeficientes de la turbina completa					
	$t_i$ (s)	$t_f$ (s)	$C_{Mmax}$	$\overline{C_M}$	$C_{Pmax}$	$\overline{C_P}$	$P_{max}$ (W)	$\overline{P}$ (W)
1 <sup>ra</sup>	0,000	0,314	0,038	-0,021	0,229	-0,124	841,1	-455,7
2 <sup>da</sup>	0,314	0,628	0,071	0,007	0,424	0,040	1556,9	148,6
3 <sup>ra</sup>	0,629	0,942	0,092	0,028	0,554	0,167	2035,4	613,7
4 <sup>ta</sup>	0,943	1,257	0,096	0,036	0,578	0,217	2123,3	796,4
5 <sup>ta</sup>	1,257	1,571	0,097	0,039	0,584	0,234	2144,8	861,4
6 <sup>ta</sup>	1,571	1,885	0,098	0,040	0,586	0,237	2153,1	871,5

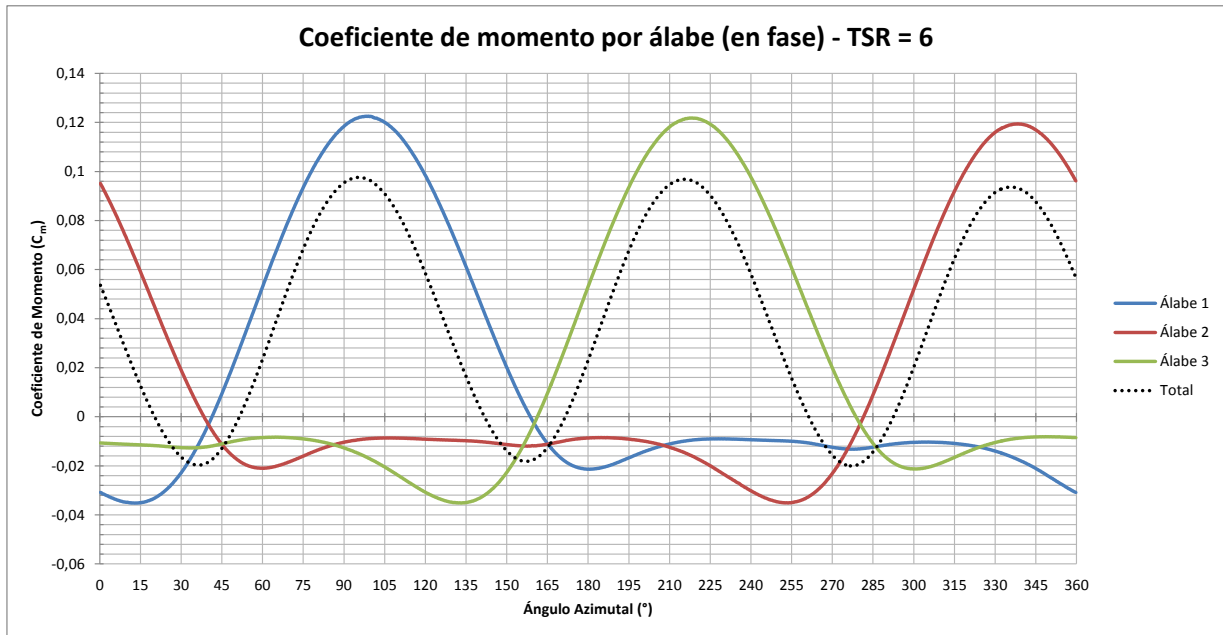
**Tabla 4.14: Valores de coeficientes de momento y potencia máximos y promedio por rotación, de cada álabe, más la fase en que se producen, para TSR = 6.**

Rot.	Tiempo		Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3	
	$t_i$ (s)	$t_f$ (s)	$C_{Mmax}$	Fase (°)	$C_{Mmax}$	Fase (°)	$C_{Mmax}$	Fase (°)
1 <sup>ra</sup>	0,000	0,314	0,0340	80,00	0,0738	95,25	0,0437	88,50
2 <sup>da</sup>	0,314	0,628	0,0911	97,50	0,1074	120,00	0,1017	240,00
3 <sup>ra</sup>	0,629	0,942	0,1145	98,75	0,1174	98,50	0,1171	98,25
4 <sup>ta</sup>	0,943	1,257	0,1212	98,75	0,1194	98,50	0,1213	98,00
5 <sup>ta</sup>	1,257	1,571	0,1222	97,75	0,1194	97,75	0,1218	98,25
6 <sup>ta</sup>	1,571	1,885	0,1226	99,00	0,1194	98,25	0,1218	97,50

Nuevamente podemos suponer que la última rotación corresponde a una rotación «convergida» de la turbina; en la Figura 4.60, se muestran los coeficientes de momento por álabe, y para la turbina completa, para la última rotación.

En este caso, el torque promedio que se genera es aún más bajo que el de TSR = 5, igualando incluso el torque promedio que se genera en TSR = 1. De todas maneras, en este caso se genera potencia significativa pues la velocidad angular es muy alta.

El efecto del arrastre por fricción en este caso es altamente significativo. La segunda mitad de la rotación completa genera torques negativos—el bajo campo de velocidades combinado con los



**Figura 4.60:** Coeficiente de momento de la turbina total, y de cada álabe en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 6 – Resultados para la última rotación de la turbina.

bajos ángulos de ataque hacen que el lift generado sea bajo en casi toda la segunda mitad de la rotación, mientras que el arrastre por fricción es más alto pues al velocidad efectiva es mayor.

En las Figuras 4.61 y 4.62 se muestra el contorno de velocidad y vorticidad respectivamente. No se muestran los contornos de velocidad, presión o líneas de corriente, pues tienen comportamientos muy similares a los casos de TSR = 4 y TSR = 5.

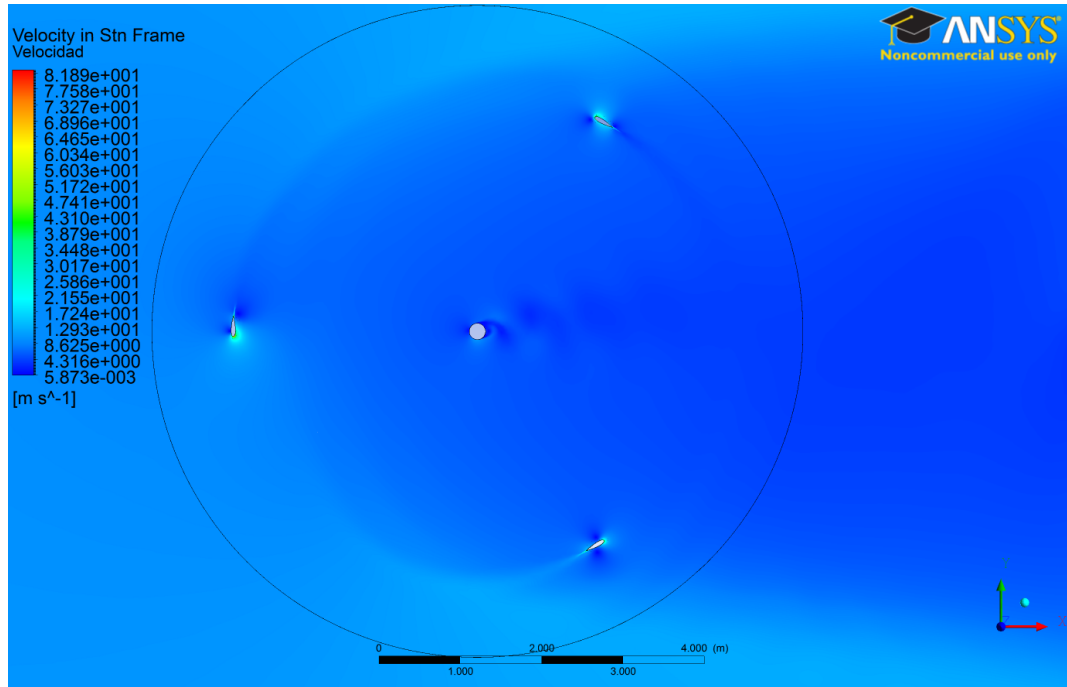


Figura 4.61: Contorno de velocidad de la estela de la turbina, con  $TSR = 6$  – El contorno de velocidad muestra que en la segunda mitad de la rotación la velocidad tiene una magnitud menor.

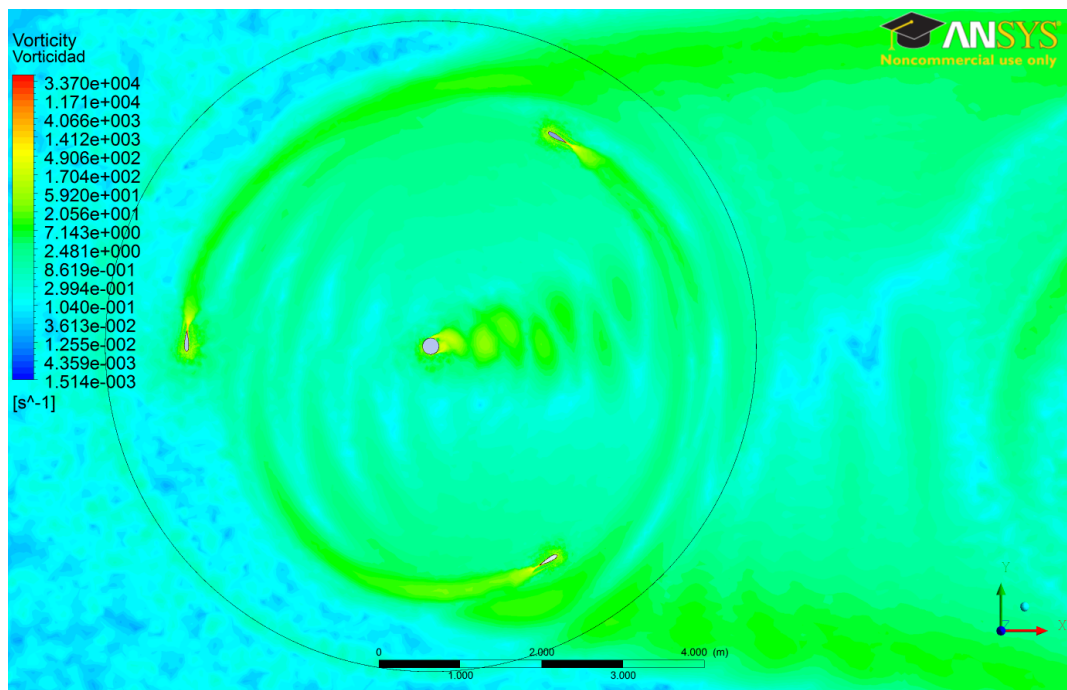


Figura 4.62: Contorno de vorticidad de la estela de la turbina, con  $TSR = 6$  – El contorno de velocidad muestra que en la segunda mitad de la rotación la velocidad tiene una magnitud menor.

## 4.4. Análisis de Resultados

En esta sección presenta el análisis de los resultados obtenidos en este capítulo. En la Tabla 4.15 se muestra un resumen de los resultados entregados anteriormente.

**Tabla 4.15:** Resumen de Resultados para los Casos Isotérmicos

Parámetro	TSR = 1	TSR = 2	TSR = 3	TSR = 4	TSR = 5	TSR = 6
$\overline{C_p}$	0,042	0,156	0,356	0,419	0,377	0,237
$\overline{P}$ (W)	152,8	574,1	1308,0	1540,7	1386,8	871,5
¿Presenta pérdida dinámica?	Sí	Sí	No	No	No	No

Primero, sobre el fenómeno de pérdida dinámica: se desprende de los resultados que sucede solamente para valores bajos de TSR, en este caso solamente hasta  $TSR = 2$ . Cuando se habla de pérdida estática, se dice que a partir de un cierto ángulo de ataque, el flujo se desprendía; en el caso de las turbinas Darrieus, dada la rápida variación en ángulos de ataque, se tiene que el flujo se desprende y después se vuelve a adjuntar, varias veces en su rotación. Este fenómeno provoca caídas y subidas abruptas en el momento generado de cada álabe, y finalmente de la turbina. Esto hace que el momento de la turbina para bajos TSR sea inestable y tenga varios máximos y mínimos, lo que claramente llevaría a ciclos de fatiga dañinos.

A partir de  $TSR = 3$  en adelante, el fenómeno de pérdida dinámica deja de ser relevante. Esto se explica porque el ciclo de ángulos de ataque de los álabes se hace menor a medida que aumenta el TSR, lo que hace que a partir de un dado TSR los álabes no superen su ángulo de ataque de pérdida estática. Esto implica que el flujo se mantiene adjunto durante toda la rotación, y las curvas de torque por álabe son mucho más suaves que antes. Luego, a partir de este punto, se puede afirmar que la turbina tendrá tres picos de torque en su curva, lo cual hace que el diseño por fatiga sea más simple.

La primera mitad de la rotación de la turbina resulta ser la más relevante. Durante la segunda mitad de la rotación, la velocidad del viento se ha reducido en gran porcentaje, por lo que el momento generado en esa mitad es mucho menor. Además, los álabes y principalmente el eje rotatorio de la turbina generan vorticidades significativas en la segunda mitad de la rotación. Ambos efectos se intensifican a mayores velocidades de rotación.

Se obtienen grandes bandas de torque negativo durante la rotación de la turbina a altas velocidades. Esto se explica porque a altos valores de TSR, los ángulos de ataque se hacen menores, por lo que en general los valores del coeficiente de Lift van disminuyendo (al menos para el perfil experimentado, el NACA 0021). Si se considera que en esas velocidades se tendrá una fuerza significativa por Drag, en contra de la rotación, se logra explicar por qué las bandas de torque negativo se hacen más notorias. Afortunadamente, este efecto no provoca que la turbina como conjunto genere torque

negativo, ya que nunca están los tres perfiles simultáneamente en una posición donde se produzca este efecto. Basado en este razonamiento, se puede justificar que utilizar tres álabes es superior a utilizar solo dos o solo un álabe, pues el evitar bandas de torque negativo en la operación facilitan el diseño estructural por fatiga. Se esperaría que para mayores valores de TSR (superiores a 6) este efecto produciría que todos los álabes tuvieran grandes bandas de torque negativo y harían inviable la operación de la turbina.

A partir de este análisis, se pueden identificar las siguientes oportunidades de optimización:

- Encontrar una forma de mantener adjunto el flujo por más tiempo durante la pérdida dinámica. Esto haría que se tuviera una curva de torque más favorable para cada álabe, y a la larga llevaría a una curva de potencia más alta. Una forma de lograr esto sería a través de temperaturas de superficie, como se analizará en el próximo capítulo. Otra forma interesante sería a través de adición o sustracción de momentum (por ejemplo, agujeros de succión de aire en la superficie del perfil, similar a los de los aviones).
- Buscar un perfil alar para el álabe que tenga un comportamiento más favorable para ángulos de ataque bajos, que son los que se producen durante las velocidades angulares que dan mayores potencia. Esto implica buscar un perfil que tenga altos coeficientes de lift y bajos de drag para bajos ángulos de ataque. Además, dado que en la segunda mitad de la rotación se genera mucho menos torque que la primera, el perfil alar debería estar optimizado para la primera mitad de la rotación. Esto sugiere la idea de perfiles no simétricos, que tengan mejor rendimiento que el NACA 0021 para ángulos de ataque positivos, que al final son los que generan la mayor parte del torque.
- Reducir las vorticidades que genera el eje de rotación. Esto es difícil de conseguir, pero podría generar aumentos de torque en la segunda mitad de la rotación.

# 5

## Resultados Obtenidos: Casos con Diferencia de Temperatura

En este capítulo se describen y muestran los resultados de la turbina para los casos donde la temperatura del álabe es *distinta* a la temperatura del flujo libre ( $T_w \neq T_\infty$ , o  $TR \neq 1$ ). El objetivo es analizar las variaciones en resultados y fenómenos que se producen al variar la razón de temperaturas entre álabe y flujo libre, para comprender mejor como este parámetro afecta la fluidodinámica e identificar oportunidades de mejoramiento del desempeño de la turbina.

### 5.1. Resultados Globales

En esta sección se presentan los resultados que combinan todos los casos simulados que modifican el parámetro TR. En la sección siguiente se dará el detalle de resultados por cada caso.

#### 5.1.1. Variaciones en el coeficiente de potencia

Los valores del coeficiente de potencia respecto a los parámetros TR y TSR se muestran en la Tabla 5.1. Como las variaciones de los valores de  $C_p$  son pequeñas, en la Figura 5.1 se da un gráfico con las variaciones porcentuales del coeficiente de potencia respecto a la curva de  $TR = 1$ .

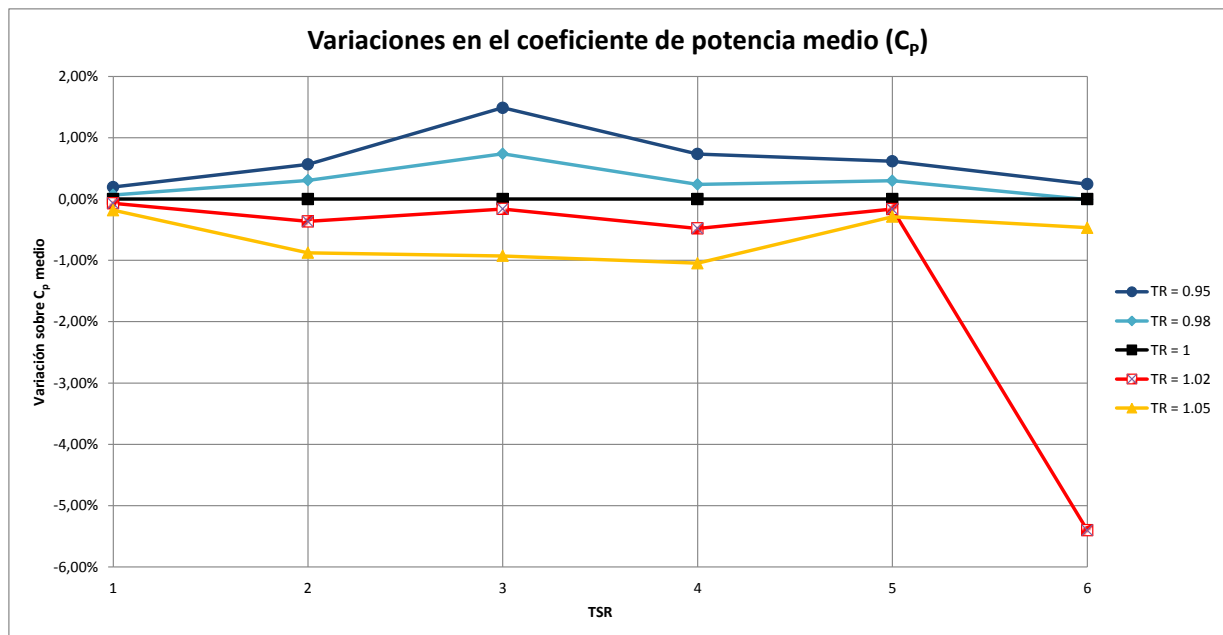
Se puede apreciar que el coeficiente de potencia en general aumenta para los casos de  $TR < 1$  y disminuye para los casos de  $TR > 1$ . El aumento que se aprecia en los resultados es proporcional a la magnitud de TR, obteniéndose mayor aumento para  $TR = 0,95$  que para  $TR = 0,98$ , y viceversa con  $TR = 1,05$   $TR = 1,02$ . En la sección 5.2 se estudiará estos resultados con mayor detalle.

#### 5.1.2. Transferencia de calor

En esta sección se detallan los flujos de calor absorbidos o cedidos por el fluido debido a la diferencia de temperaturas entre álabe y flujo libre. Este resultado se presenta en la Tabla 5.2.

Tabla 5.1: Resultados del coeficiente de potencia  $C_P$  en función de TR y TSR.

TSR	TR = 0,95	TR = 0,98	TR = 1	TR = 1,02	TR = 1,05
1	0,044	0,042	0,042	0,041	0,040
2	0,162	0,159	0,156	0,153	0,147
3	0,358	0,351	0,343	0,342	0,334
4	0,435	0,430	0,427	0,422	0,417
5	0,384	0,380	0,377	0,376	0,374
6	0,240	0,237	0,237	0,183	0,232



**Figura 5.1:** Variación porcentual del coeficiente de potencia  $C_P$  con respecto a la razón de temperaturas TR – Se aprecia que existe un aumento de  $C_P$  para los casos de TR < 1, y una disminución en los casos de TR > 1.

Tabla 5.2: Resultados del calor transferido  $Q$  en función de TR y TSR

TSR	TR = 0,95	TR = 0,98	TR = 1	TR = 1,02	TR = 1,05
1	-1408,56	-559,57	0,00	558,81	1399,39
2	-1987,01	-788,77	0,00	787,50	1962,08
3	-2481,52	-988,47	0,00	982,92	2449,57
4	-3027,08	-1204,06	0,00	1195,10	2971,19
5	-3602,13	-1431,99	0,00	487,83	3528,41
6	-4164,89	-1654,08	0,00	1613,23	4075,85



Además, el flujo de calor  $Q$  se puede adimensionalizar al igual que la potencia útil de la turbina, a través de la expresión:

$$C_Q = \frac{Q}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 RA}, \quad (5.1)$$

que se denominará como *coeficiente de calor*, donde  $A$  corresponde al área de calentamiento o enfriamiento, o sea, la superficie de los álabes. Para los casos simulados, esta área corresponde a  $1,57361m^2$ . Luego, se puede transformar los datos de la Tabla 5.2 en datos adimensionales, los cuales se muestran en la Tabla 5.3 a continuación:

**Tabla 5.3: Resultados del coeficiente de calor  $C_Q$  en función de TR y TSR**

TSR	TR = 0,95	TR = 0,98	TR = 1	TR = 1,02	TR = 1,05
1	-1,46	-0,58	0,00	0,58	1,45
2	-2,06	-0,82	0,00	0,82	2,04
3	-2,57	-1,03	0,00	1,02	2,54
4	-3,14	-1,25	0,00	1,24	3,08
5	-3,74	-1,49	0,00	0,51	3,66
6	-4,32	-1,72	0,00	1,67	4,23

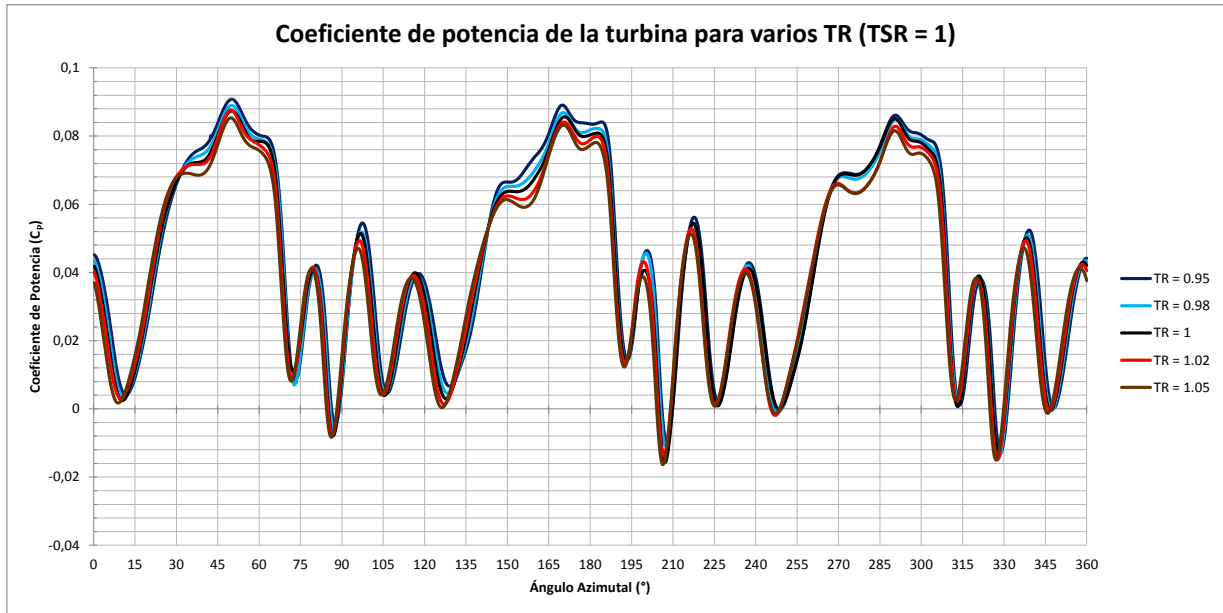
De esta forma se pueden comparar los coeficientes de potencia y los coeficientes de calor.

## 5.2. Detalle de resultados por velocidad de rotación

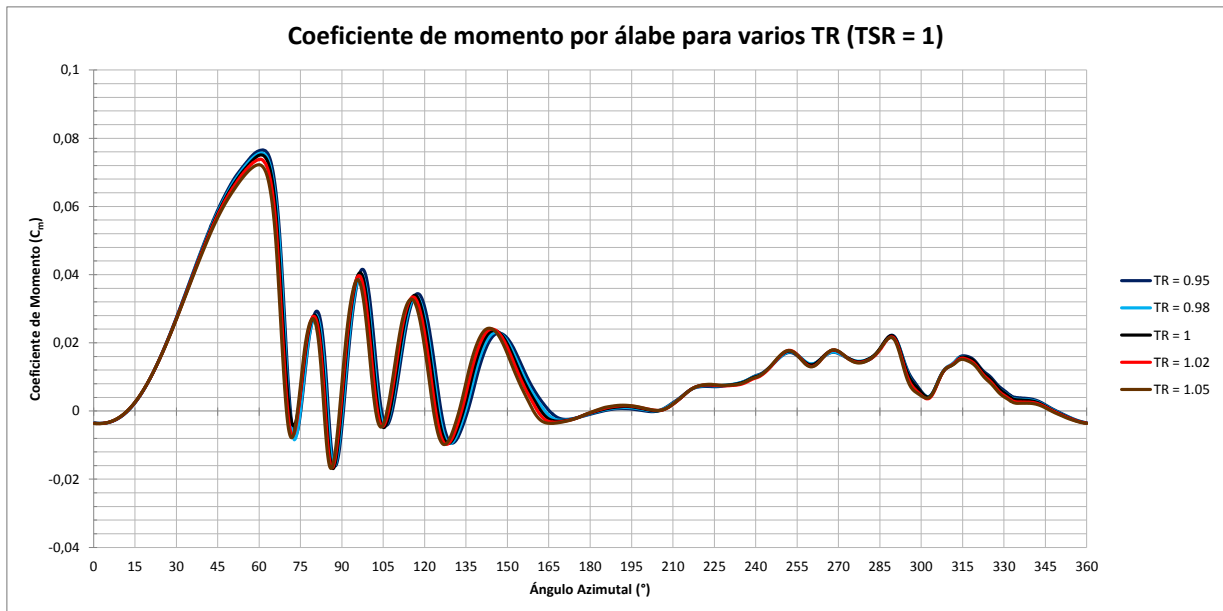
En esta sección se presentan los resultados para cada TSR simulado, desde 1 hasta 6. El objetivo es analizar y comparar los casos de distintos valores de TR, para así determinar la incidencia de este parámetro en la fluidodinámica y los resultados obtenidos. Además de las figuras y tablas explicitadas en esta sección, se puede encontrar el detalle de resultados en el Anexo B.

### 5.2.1. TSR = 1

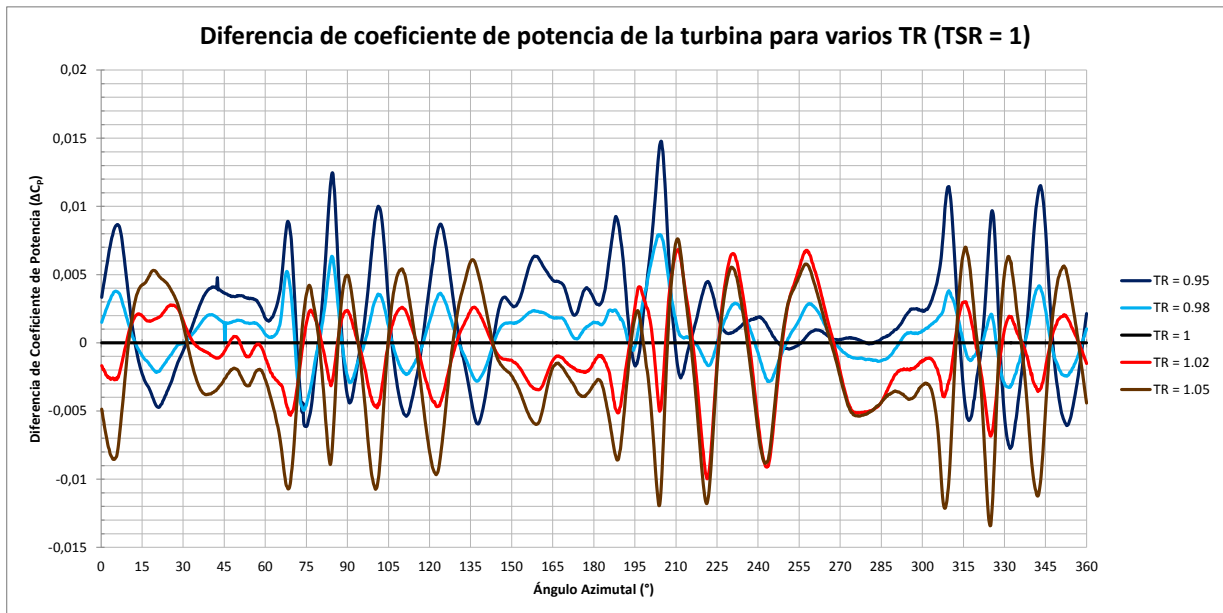
En la Figura 5.2 se muestran las curvas de  $C_P$  vs.  $\theta$  para todos los valores de TR simulados, con  $TSR = 1$ . También se adjunta la curva de  $C_M$  vs.  $\theta$  por álabe en la Figura 5.3. Se puede apreciar que en dichas figuras es muy difícil apreciar los cambios que se producen al variar la razón de temperatura. Por ello, se adjuntan además la Figuras 5.4 y 5.5, que muestran las diferencias de las curvas de coeficiente de potencia y coeficiente de momento respectivamente, relativas a la curva correspondiente de  $TR = 1$ . Esto nos permite analizar la escala de las variaciones y donde particularmente se producen. También se adjunta una curva de  $C_P$  vs. TR en la Figura 5.6, donde se puede apreciar claramente que existe una dependencia lineal entre ambos parámetros.



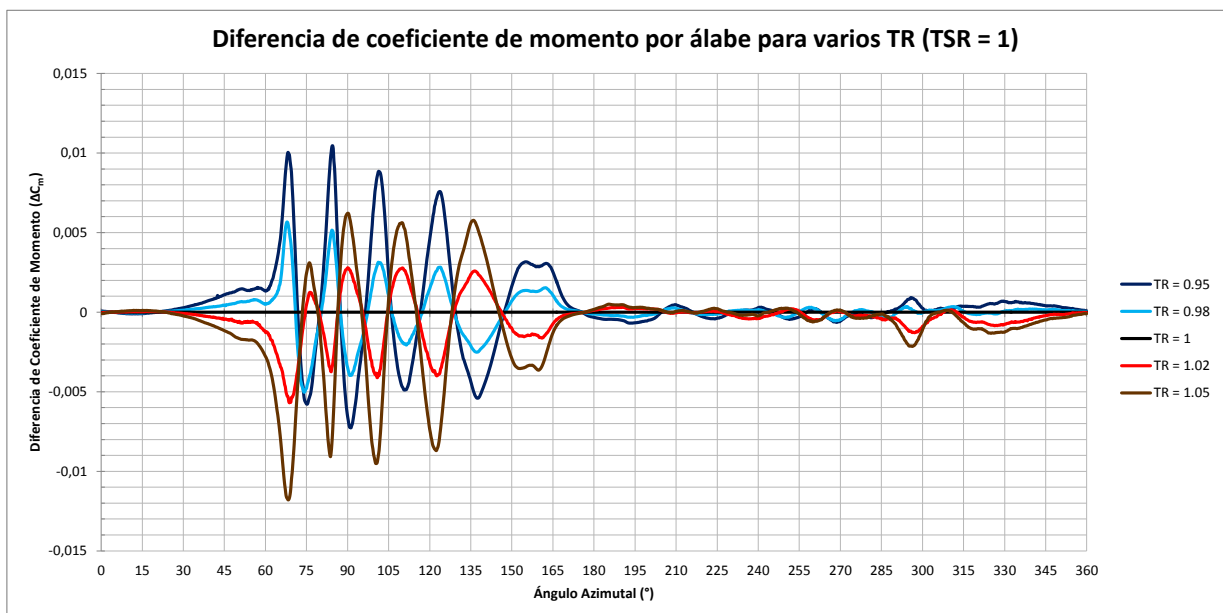
**Figura 5.2:** Coeficiente de potencia de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con  $TSR = 1$  para varios valores de  $TR$  – Resultados para la última rotación de la turbina.



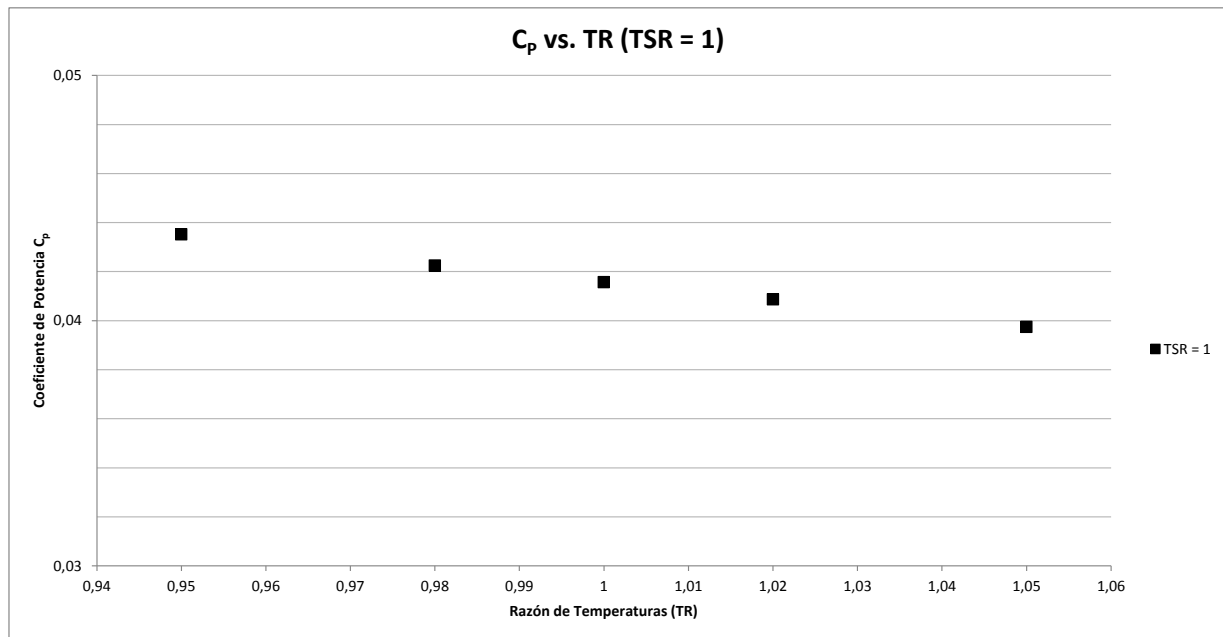
**Figura 5.3:** Coeficiente de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con  $TSR = 1$  para varios valores de  $TR$  – Resultados para la última rotación de la turbina.



**Figura 5.4:** Diferencia de coeficientes de potencia de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 1 para varios valores de TR – Resultados para la última rotación de la turbina.



**Figura 5.5:** Diferencia de coeficientes de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 1 para varios valores de TR – Resultados para la última rotación de la turbina.



**Figura 5.6: Coeficiente de potencia medio de la turbina en función de la razón de temperaturas TR, con TSR = 1** – La variación entre los extremos de la curva es pequeña, y parece tener un comportamiento lineal.

De la Figura 5.5 se desprende que las mayores variaciones en coeficiente de momento del primer álabe se producen entre  $30^\circ$  y  $150^\circ$ , y que en el resto de las posiciones no existe mayor variación al variar la razón de temperaturas TR. En la Figura 5.4, se puede apreciar que las diferencias en coeficiente de potencia son congruentes con lo expresado, y que en ángulos posteriores se producen variaciones similares desfasadas en  $120^\circ$ —es decir, se produce el mismo efecto en los otros álabes. La causa de estas variaciones, dada la posición donde se producen, debe estar asociada a la pérdida dinámica.

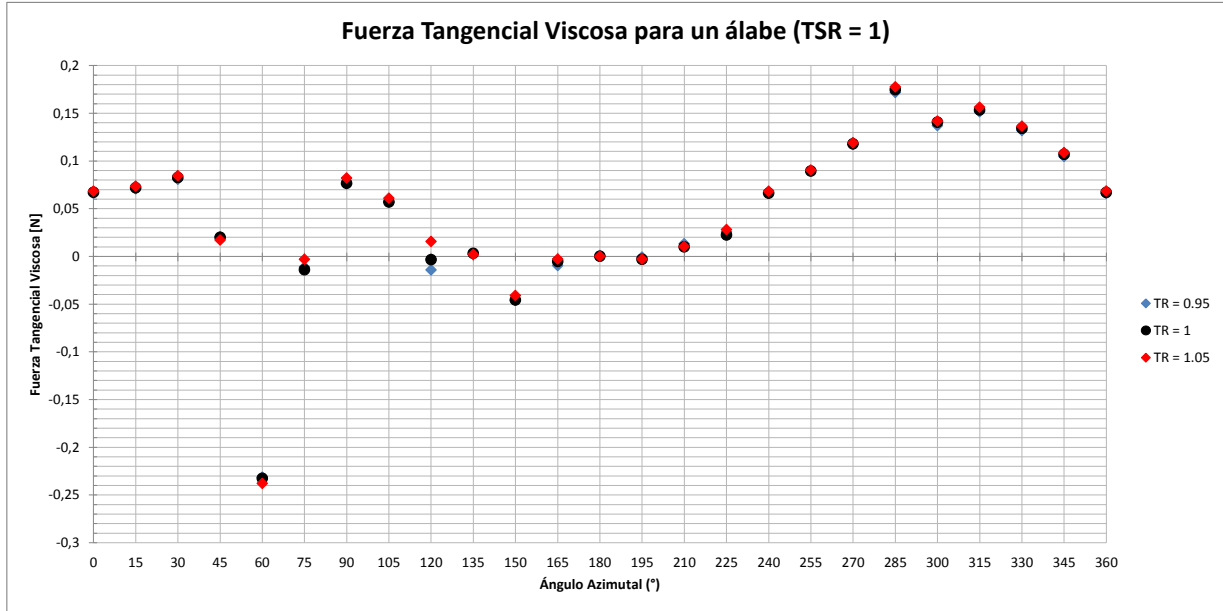
Al comparar con el caso sin temperatura (recordar Figura 4.7), se aprecia que las variaciones del coeficiente de momento están asociadas a los máximos y mínimos que se producen en la pérdida dinámica. En los casos de  $TR < 1$ , existe un incremento en la magnitud del momento, lo que produce un aumento del torque en el extremo positivo (un efecto deseable) como también en el negativo (un efecto indeseable). Por otro lado, los casos de  $TR > 1$  muestran una reducción de la magnitud del momento, lo que produce el efecto contrario. Esta es la razón de las fluctuaciones que se aprecian en las Figuras 5.4 y 5.5. Considerando que en la curva de torque por álabe los máximos positivos son de mayor magnitud que los negativos, aumentar la magnitud del torque resulta beneficioso, mientras que reducirla resulta perjudicial. Esto permite explicar el efecto producido en los casos de  $TR < 1$ , que resulta en un aumento de potencia media por rotación, mientras que el efecto de los casos  $TR > 1$  resulta en una disminución de potencia media.

La razón de estas variaciones está en la fluidodinámica del problema. Los contornos de velocidad y presión permiten entender los fenómenos fluidodinámicos presentes. Para la posición de

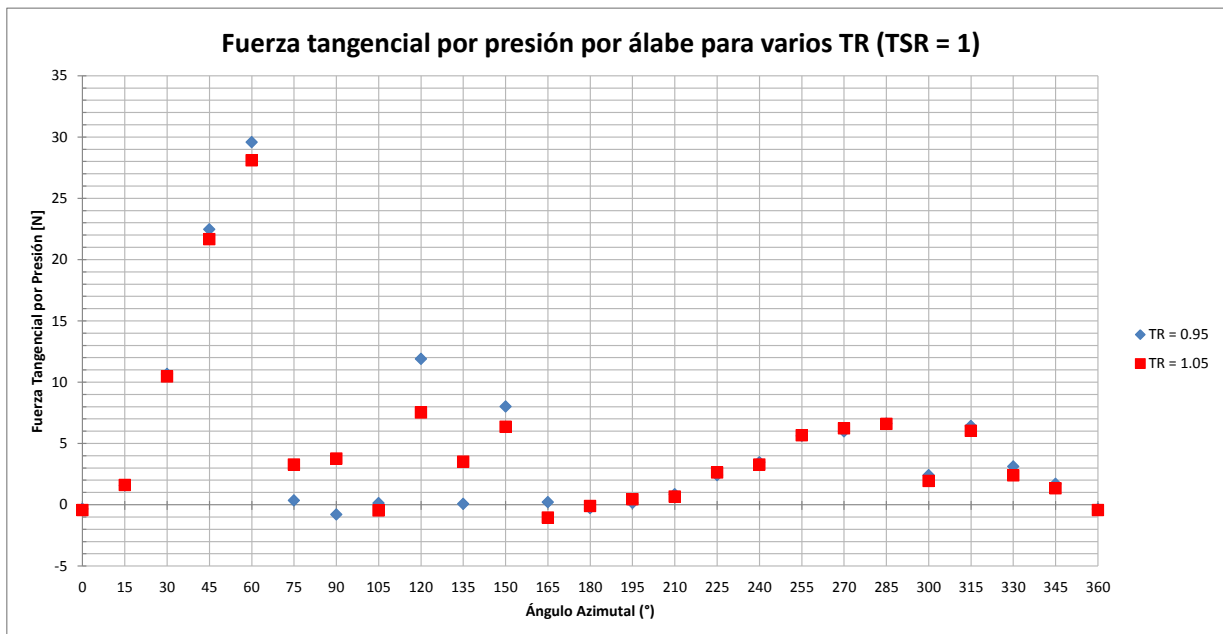
$\theta = 60^\circ$ , cerca del máximo de torque, estos contornos se muestran en las Figuras 5.9 y 5.11 para  $TR = 0,95$  y en las Figuras 5.10 y 5.12 para  $TR = 1,05$ . Como se puede apreciar en estas figuras (que están en la misma escala), los contornos de velocidad y presión del problema no varían significativamente con respecto a la temperatura.

En segunda instancia, el cambio de propiedades físicas es otro factor importante. En las Figuras 5.13 y 5.14, se muestra el efecto de cambio de densidad en la posición  $\theta = 60^\circ$  para  $TR = 0,95$  y  $TR = 1,05$  respectivamente. En este punto se produce una gran recirculación, la cual aumenta ligeramente en el caso de  $TR = 0,95$  (esto por el cambio de densidad, ver Figuras 5.15 y 5.16). Como se sabe, las fuerzas aerodinámicas de Lift y Drag dependen de la velocidad y la densidad del flujo. Un aumento de densidad (aunque sea en pequeña proporción), implica un aumento de las fuerzas aerodinámicas de Lift y Drag en la misma proporción. Se asevera entonces que el aumento de la magnitud torque producido durante la pérdida dinámica se debe en gran parte al cambio de densidad y el efecto que esto tiene en el cálculo de fuerzas aerodinámicas.

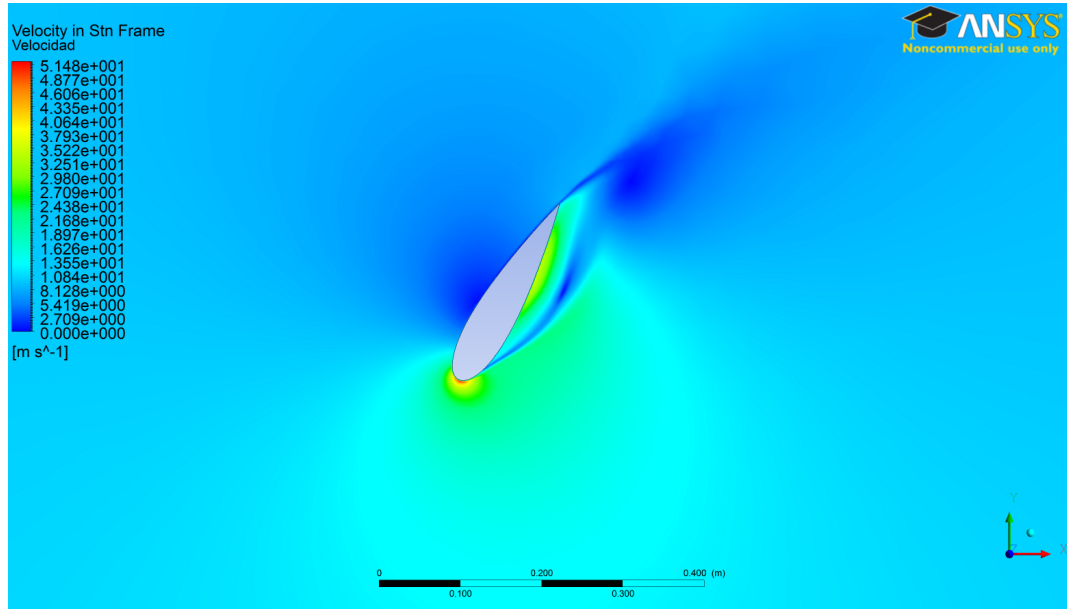
En la misma línea del razonamiento anterior, existe un cambio de viscosidad al variar la temperatura. Este cambio debería implicar una variación en el esfuerzo de corte, lo que produce un aumento o disminución de la fuerza tangencial. Al aumentar la temperatura, se produce una mayor viscosidad en el aire, por lo que se esperaría que se tuviera un aumento en la fuerza tangencial viscosa. Esta fuerza en general es parasítica, pues al ser de fricción se opone al movimiento del álabe, pero en determinadas posiciones sí puede ser positiva. Para considerar este efecto, sean las Figuras 5.7 y 5.8, donde se muestra un gráfico de la fuerza tangencial por esfuerzos de corte y por campos de presión, respectivamente. Según estas figuras, el efecto de la presión es mucho más dominante que el de los esfuerzos de corte. Luego, la razón principal del aumento de potencia de la turbina para  $TR < 1$  es el aumento de densidad, mientras que para  $TR > 1$  se produce una disminución de densidad y por ende una caída de potencia media.



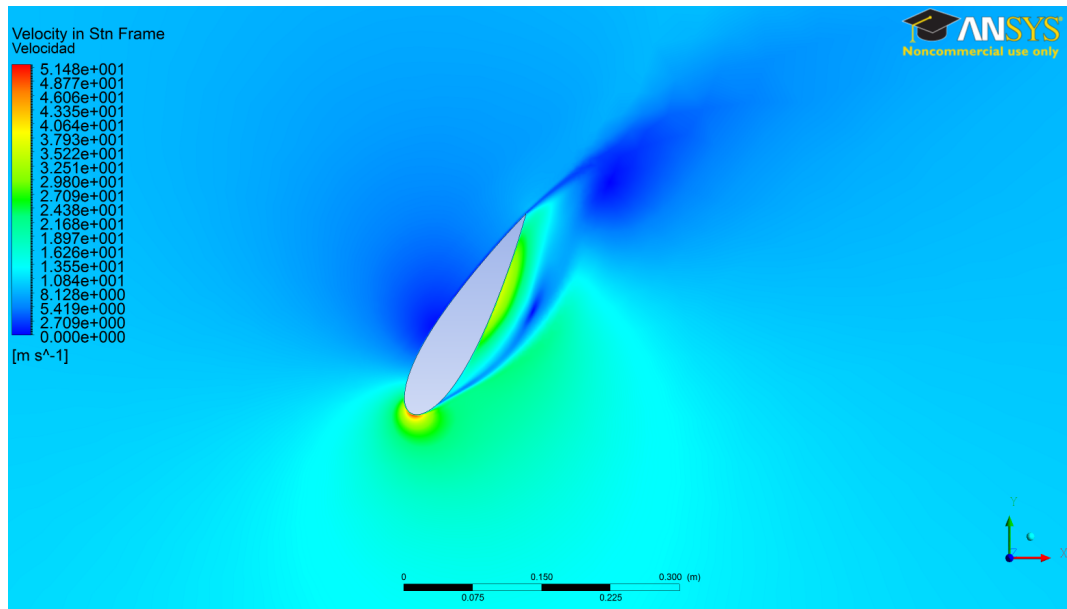
**Figura 5.7:** Fuerza tangencial por esfuerzos de corte sobre el primer álabe, con  $TSR = 1$ , para varios valores de  $TR$ . – En esta figura se aprecia que la fuerza generada por esfuerzo de corte es muy pequeña (del orden de 0,2 N).



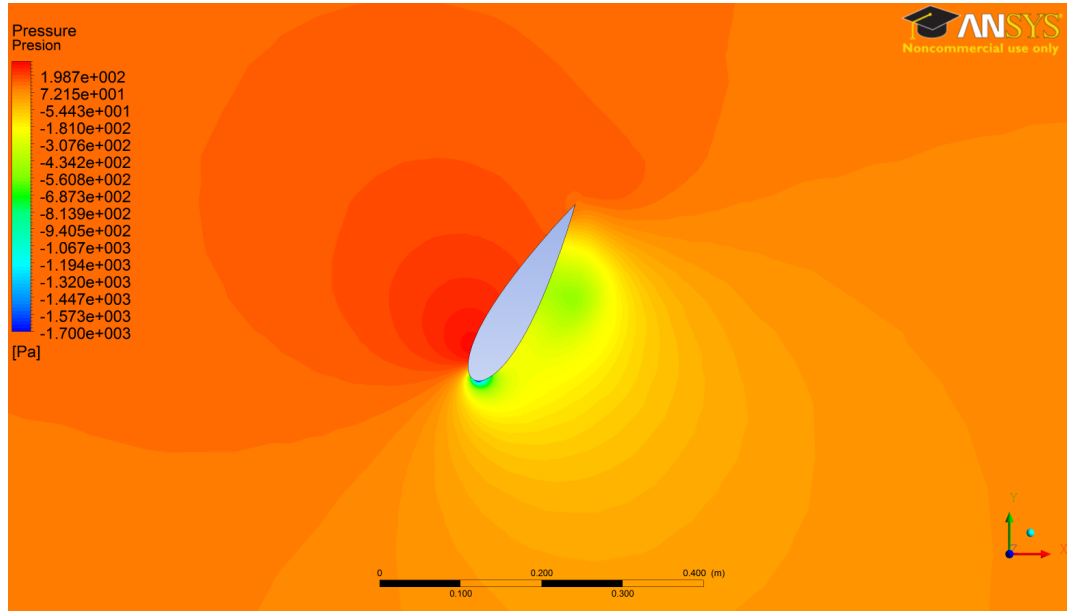
**Figura 5.8:** Fuerza tangencial por presión sobre el primer álabe, con  $TSR = 1$ , para varios valores de  $TR$ . – En esta figura se aprecia que la fuerza por presión es mucho mayor a la viscosa y es la responsable por las variaciones en el torque sobre la turbina.



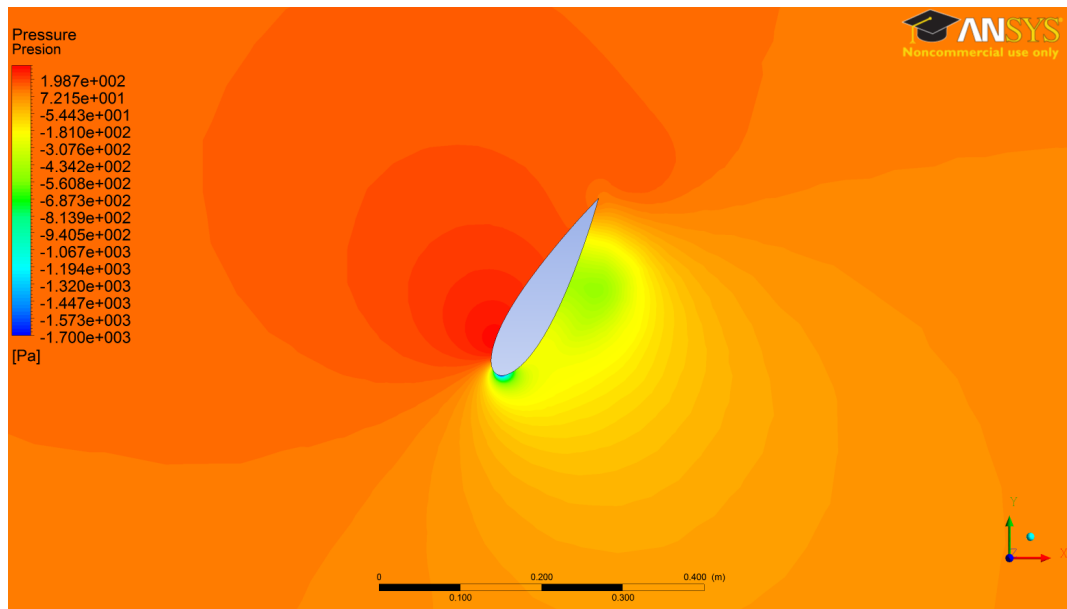
**Figura 5.9:** Contorno de velocidad del primer álabe, con  $TSR = 1$  y  $TR = 0,95$ , para  $\theta = 60^\circ$  – En este contorno no se pueden apreciar grandes diferencias en la fluidodinámica con respecto al caso de  $TR = 1$ .



**Figura 5.10:** Contorno de velocidad del primer álabe, con  $TSR = 1$  y  $TR = 1,05$ , para  $\theta = 60^\circ$  – En este contorno tampoco se pueden apreciar grandes diferencias en la fluidodinámica con respecto al caso de  $TR = 1$ . Esto es debido a que, para este valor de  $TSR$ , el cambio de torque se debe a la variación de propiedades físicas, y no de la fluidodinámica del problema.

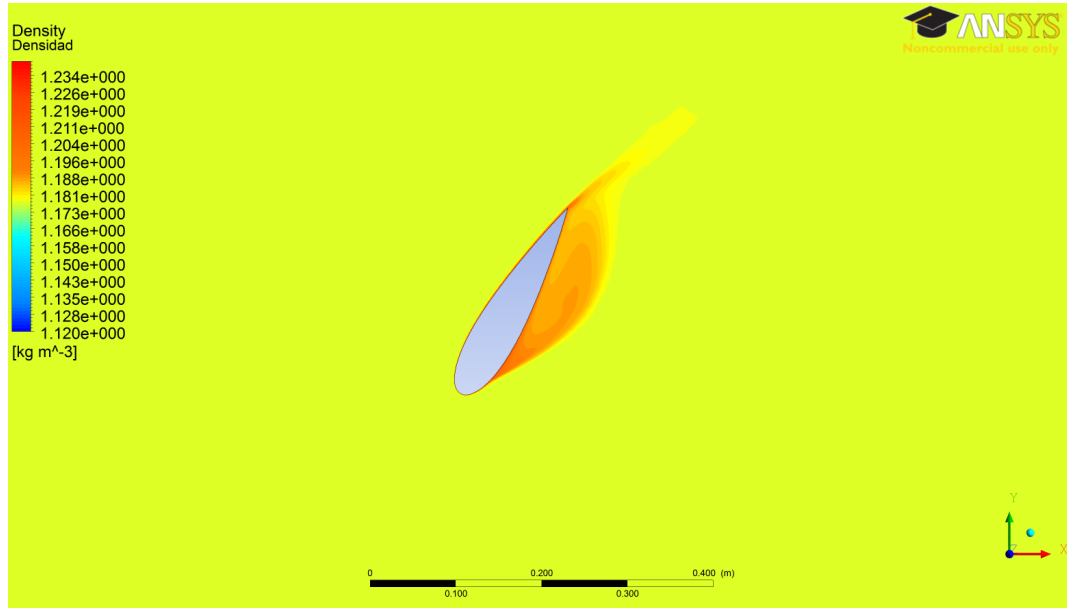


**Figura 5.11: Contorno de presión del primer álabe, con  $TSR = 1$  y  $TR = 0,95$ , para  $\theta = 60^\circ$**  – En esta figura se muestra el contorno de presión, el cual no muestra variaciones significativas con el de  $TR = 1$ .

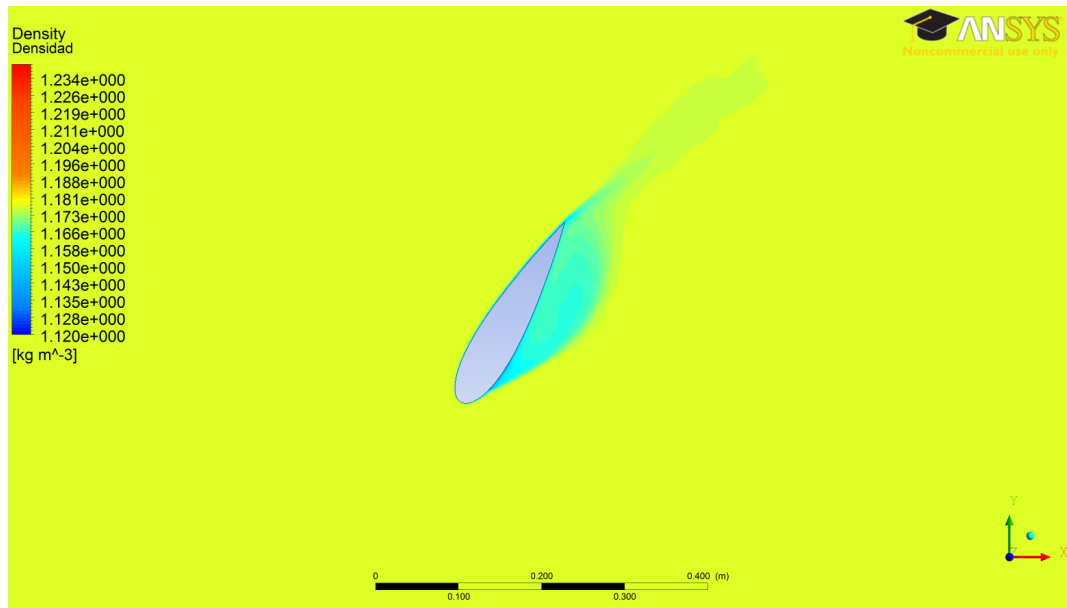


**Figura 5.12: Contorno de presión del primer álabe, con  $TSR = 1$  y  $TR = 1,05$ , para  $\theta = 60^\circ$**  – Al comparar esta figura con la Figura 5.11 se puede apreciar que, para este valor de  $TSR$ , no existen grandes cambios en el contorno de presión con respecto al parámetro  $TR$ .

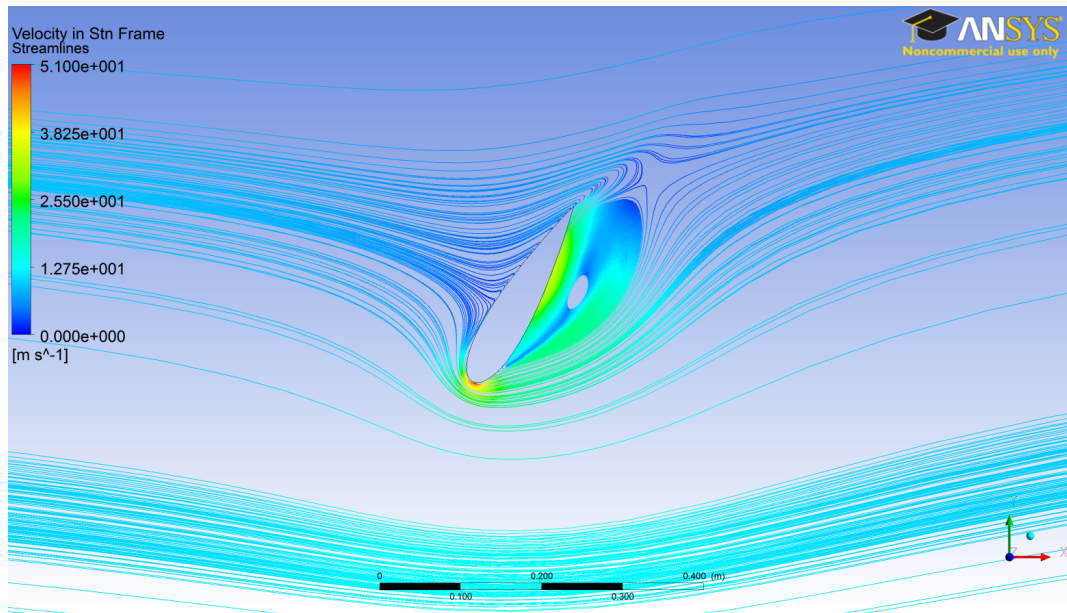




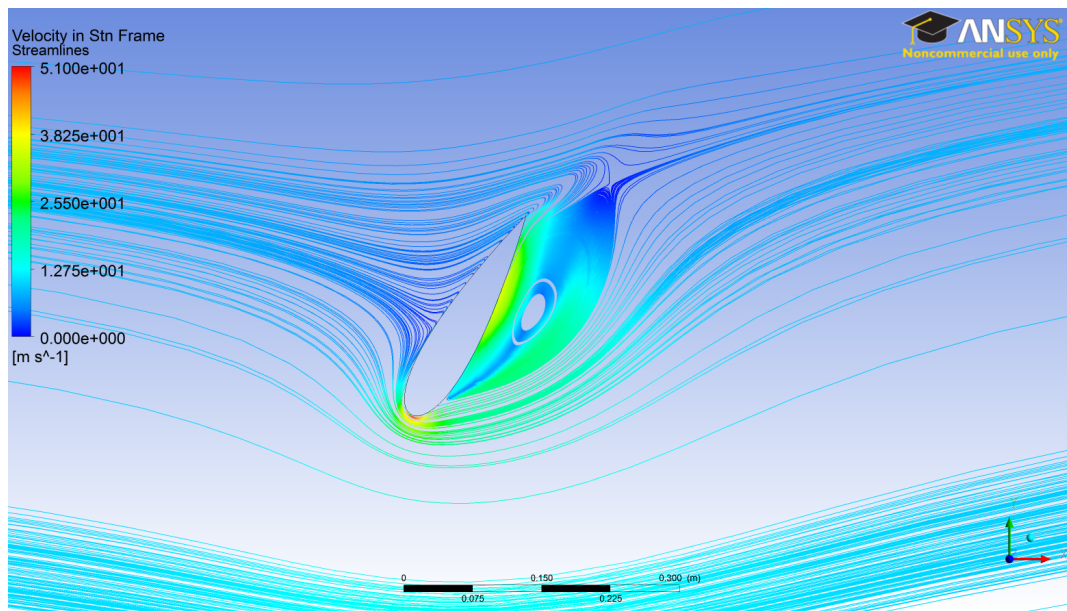
**Figura 5.13:** Contorno de densidad del primer ábabe, con  $TSR = 1$  y  $TR = 0,95$ , para  $\theta = 60^\circ$  – La densidad alrededor del perfil se ve afectada por el gradiente de temperaturas en el flujo, especialmente en aquellas posiciones donde hay recirculaciones. En este caso, dado que  $TR$  es menor a 1, la densidad aumenta.



**Figura 5.14:** Contorno de densidad del primer ábabe, con  $TSR = 1$  y  $TR = 1,05$ , para  $\theta = 60^\circ$  – Al contrario de la figura 5.13, la densidad disminuye.



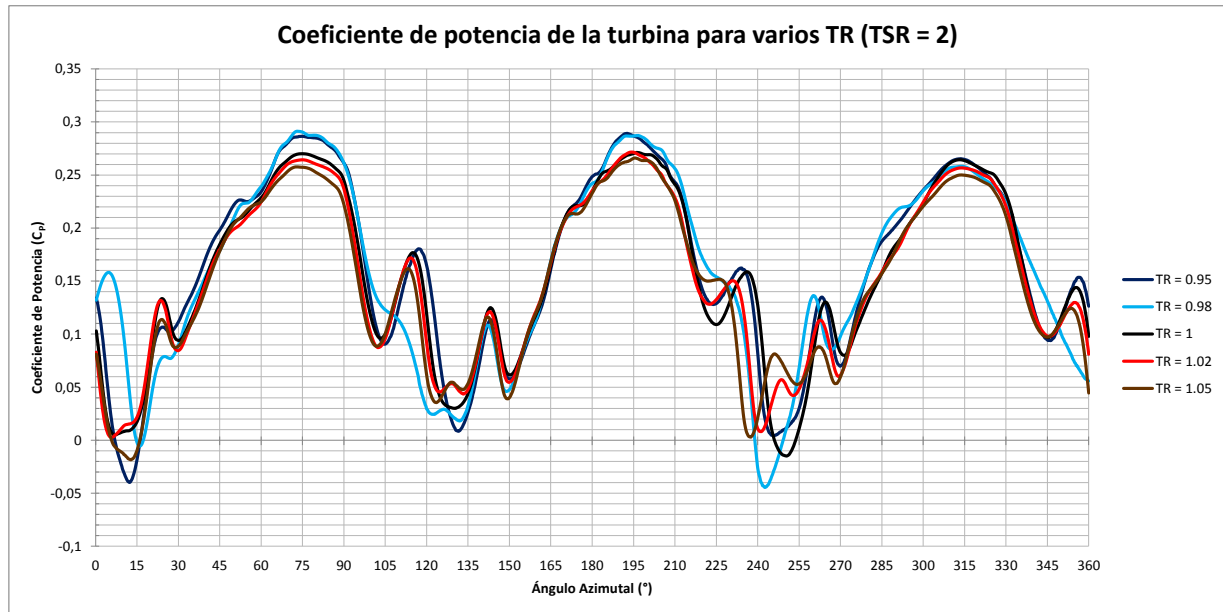
**Figura 5.15:** Líneas de corriente del primer álabe, con  $TSR = 1$  y  $TR = 0,95$ , para  $\theta = 60^\circ$  – Debido al aumento de densidad, la recirculación en esta posición se ve menor a la con  $TSR = 1$ .



**Figura 5.16:** Líneas de corriente del primer álabe, con  $TSR = 1$  y  $TR = 1,05$ , para  $\theta = 60^\circ$  – Debido a la caída de densidad, la recirculación en esta posición se ve mayor a la de  $TSR = 1$ .

### 5.2.2. TSR = 2

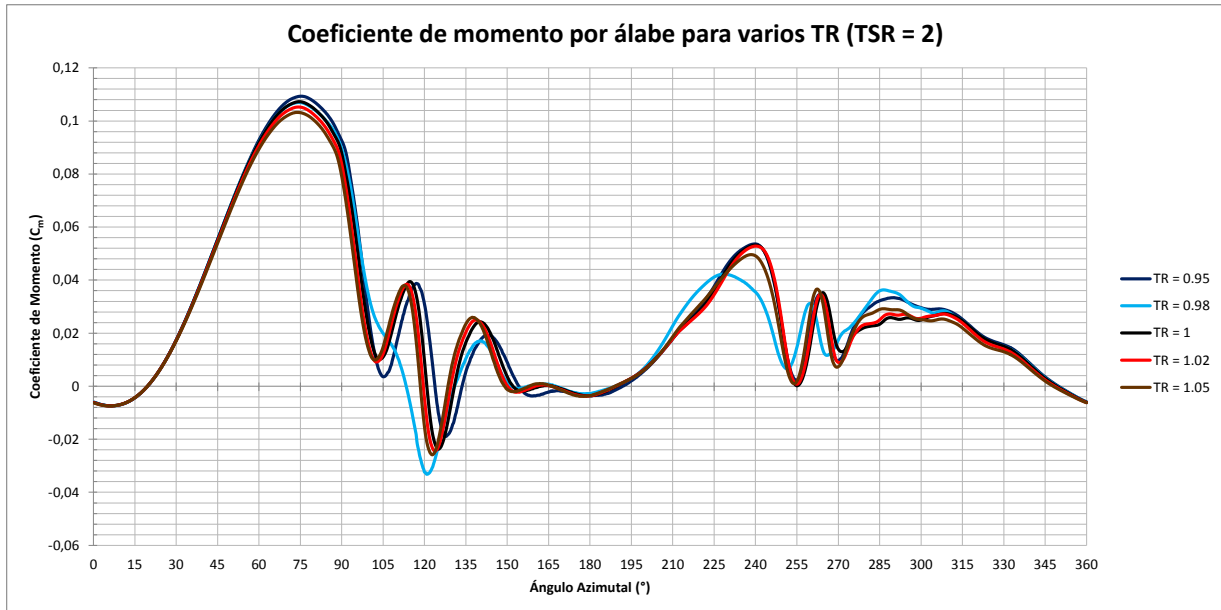
Al igual en el caso de  $TSR = 1$ , en las Figuras 5.2 y 5.3 se presentan las curvas de  $C_P$  vs.  $\theta$  y las curvas de  $C_M$  vs.  $\theta$  por álabe respectivamente para todos los valores de TR simulados. Las diferencias de dichas curvas con respecto a la curva de  $TR = 1$  se muestra en las Figuras 5.4 y 5.5. Esto nos permite analizar la escala de las variaciones y donde particularmente se producen.



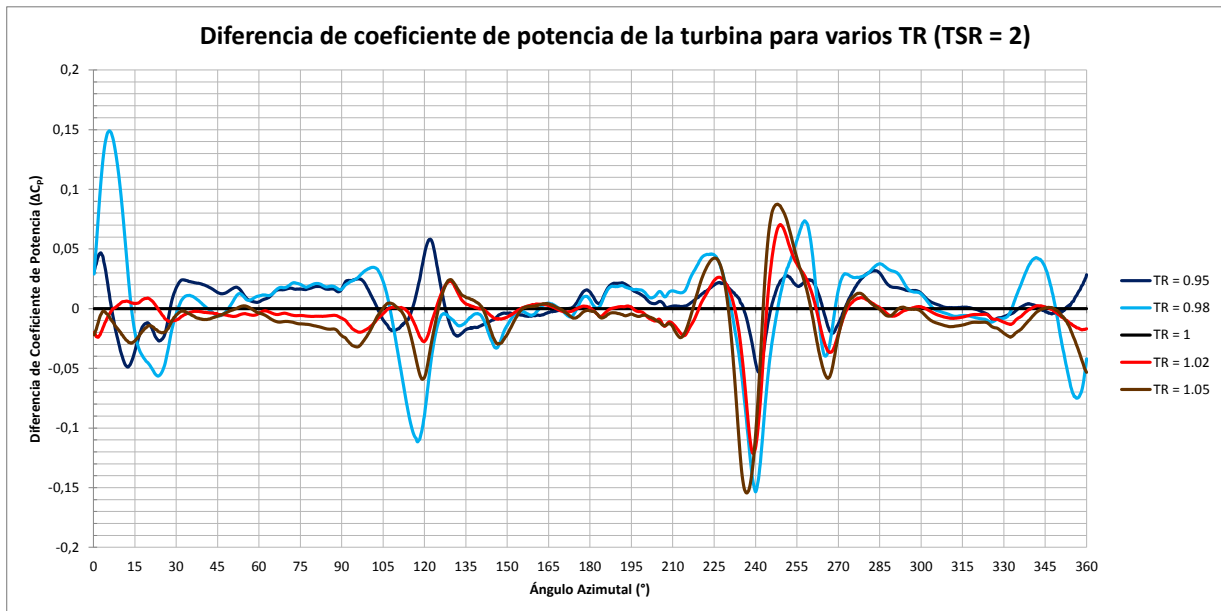
**Figura 5.17:** Coeficiente de potencia de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con  $TSR = 2$  para varios valores de TR – Resultados para la última rotación de la turbina.

Al igual que en el caso de  $TSR = 1$ , las curvas muestran mayor potencia en los casos de  $TR < 1$ , pero la variación entre las curvas es más errática y difícil de explicar (especialmente en las regiones de  $\theta = 0^\circ$ ,  $\theta = 120^\circ$ ,  $\theta = 240^\circ$ ). Estas variaciones, al contrario del caso de  $TSR = 1$ , no parecen deberse solamente a la variación de densidad durante la pérdida dinámica, sino que a cambios más profundos en la fluidodinámica del problema.

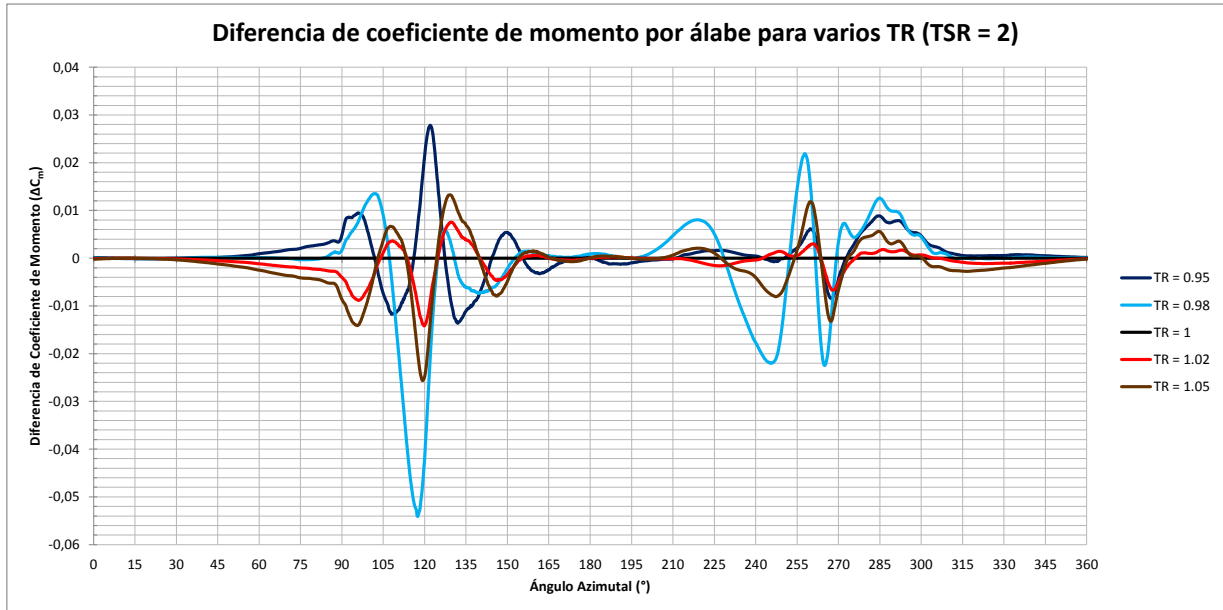
En la posición de  $\theta = 75^\circ$ , donde se produce el torque máximo para el primer álabe, no se producen diferencias significativas al variar el coeficiente TR. En las Figuras 5.22 y 5.23 se muestran los contornos de velocidad para esta posición, con  $TR = 0,95$  y  $TR = 1,05$ , mientras que en las Figuras 5.24 y 5.25 se muestran los contornos de presión para los mismos valores. Para referencia, estos mismos contornos se pueden ver para  $TR = 1$  en las Figuras 4.26 y 4.27. Se puede apreciar que los contornos de velocidad y presión son muy similares en todos los casos; para esta posición, la variación se debe únicamente al cambio de densidad localmente (Figuras 5.26 y 5.27). Al igual que en el caso anterior, el valor de las fuerzas por fricción son muy pequeñas para tener un efecto relevante.



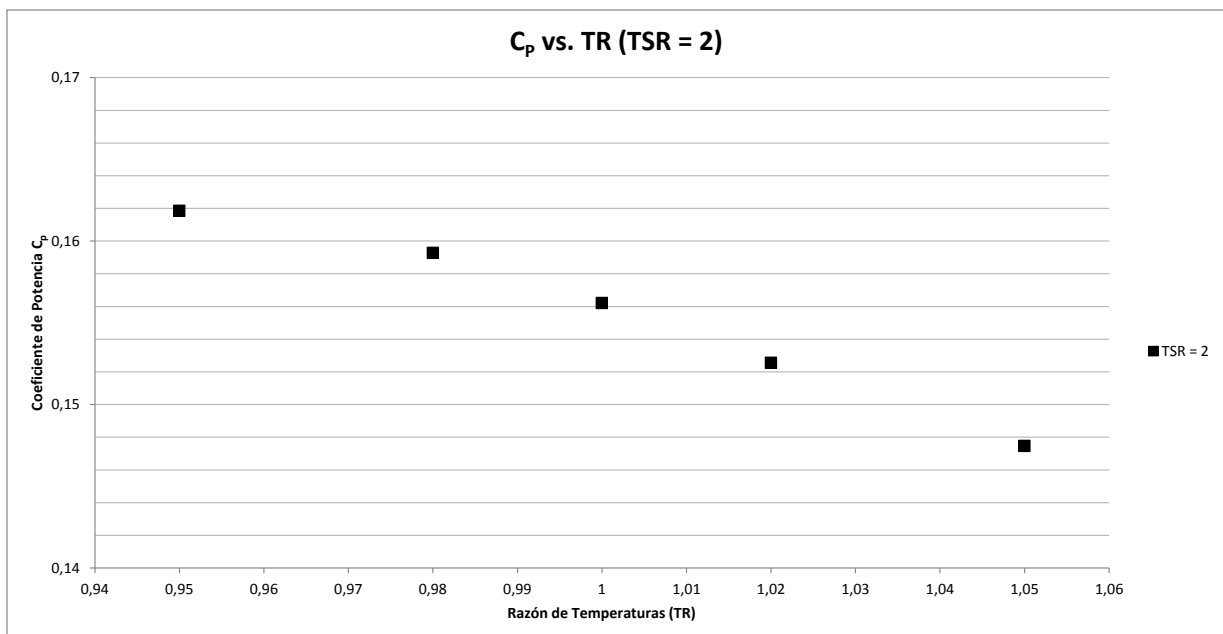
**Figura 5.18:** Coeficiente de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 2 para varios valores de TR – Resultados para la última rotación de la turbina.



**Figura 5.19:** Diferencia de coeficientes de potencia de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 2 para varios valores de TR – Resultados para la última rotación de la turbina.



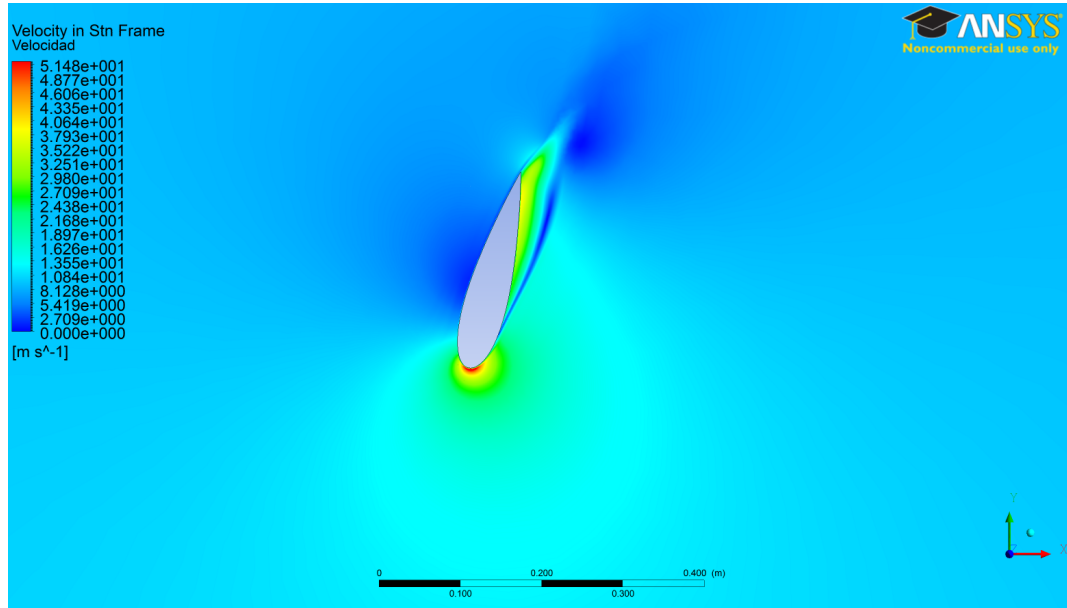
**Figura 5.20:** Diferencia de coeficientes de momento del primer ábabe de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con  $TSR = 2$  para varios valores de  $TR$  – Resultados para la última rotación de la turbina.



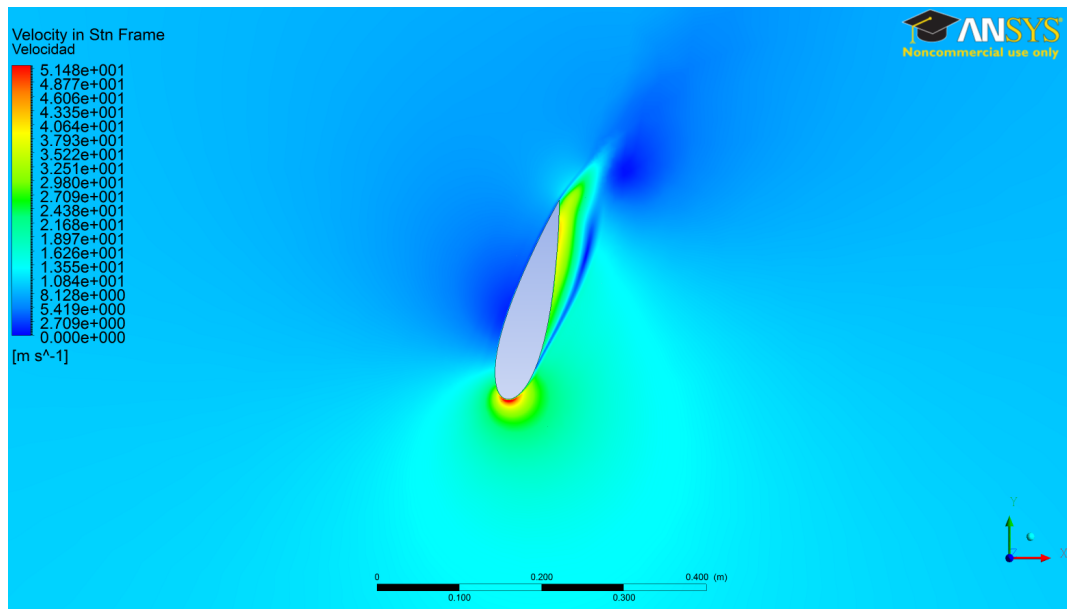
**Figura 5.21:** Coeficiente de potencia medio de la turbina en función de la razón de temperaturas  $TR$ , con  $TSR = 2$  – Al igual que el caso de  $TSR = 1$ , la curva parece tener un comportamiento lineal, pero tiene una pendiente más pronunciada.

Una posición más interesante es la de  $\theta = 120^\circ$ . Si se analizan la Figuras 5.18 y 5.20, se puede apreciar que en esta posición se producen las mayores diferencias. El comportamiento de los casos de  $TR = 0,95$ ,  $TR = 1,02$  y  $TR = 1,05$  son esperables; al igual que en el caso de  $TSR = 1$ , un aumento de temperatura provoca una baja de densidad y una reducción de fuerzas aerodinámicas, mientras que una baja de temperatura produce el efecto contrario. Por otro lado, el caso de  $TR = 0,98$  posee un comportamiento distinto—al parecer, con esta razón de temperaturas, se puede afectar el comportamiento de la pérdida dinámica. En la Figura 5.18 se puede apreciar que cerca de la posición de  $\theta = 105^\circ$ , cuando para los demás casos existe un readjustamiento del flujo, esto no sucede para el caso de  $TR = 1,02$ , donde el flujo se mantiene separado, y se vuelve a adjuntar cerca de  $\theta = 135^\circ$ . En otras palabras, en lugar de tener dos máximo y mínimos de pérdida dinámica (dos ciclos de desprendimiento y acoplamiento), se tiene solo uno, con un peak negativo menos favorable. En el mismo caso, el efecto sucede para el segundo y tercer álabe (cerca de las posiciones de  $\theta = 240^\circ$  y  $360^\circ$ , produciendo un efecto positivo en particular para esta última posición. Los contornos de velocidad para la posición de  $\theta = 120^\circ$  con  $TR = 0,95$ ,  $TR = 0,98$  y  $TR = 1,05$  se pueden encontrar en las Figuras 5.28 a 5.30, y se puede apreciar el cambio de comportamiento en el caso de  $TR = 0,98$ .

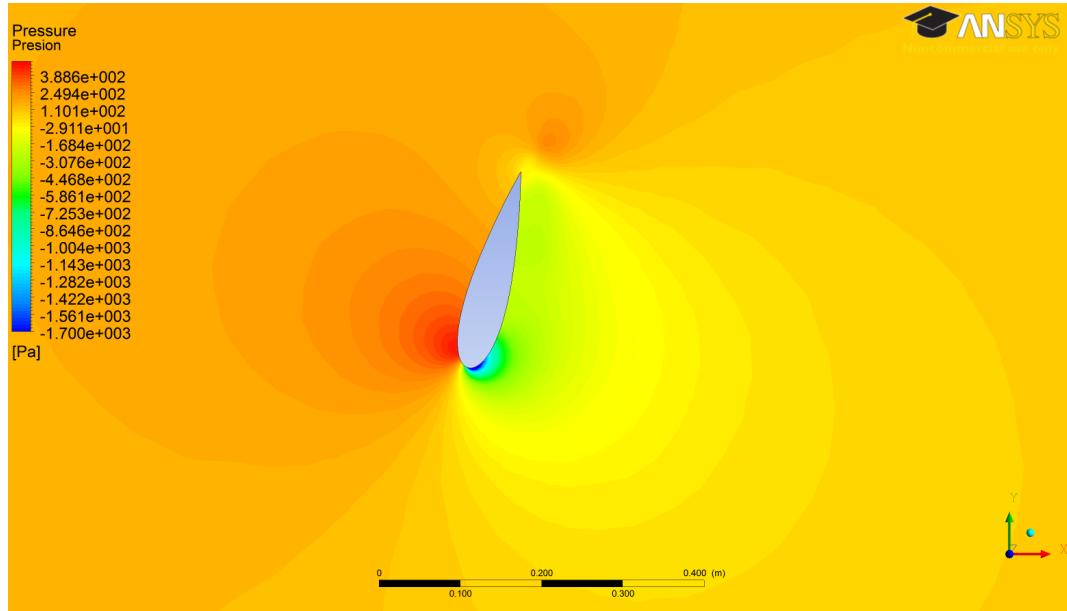
Los resultados del caso de  $TR = 0,98$  sugieren que es posible variar los efectos de la pérdida dinámica con muy pocos aportes en temperatura de álabe. En particular, se recomienda para futuros trabajos analizar más a fondo los efectos fluidodinámicos variando el parámetro  $TR$  alrededor de este punto.



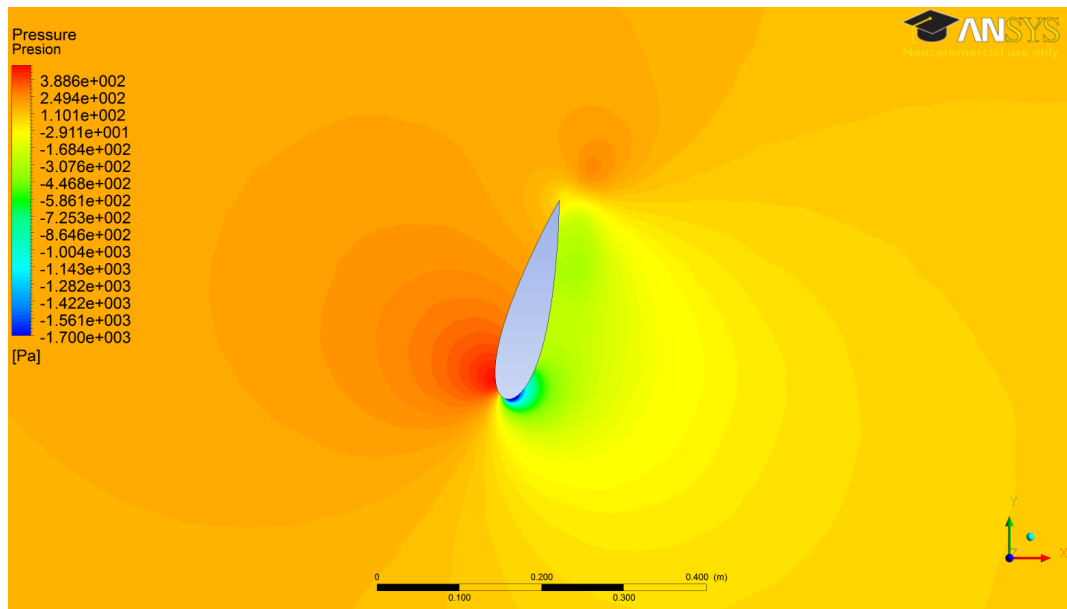
**Figura 5.22: Contorno de velocidad del primer ábabe, con  $TSR = 2$  y  $TR = 0,95$ , para  $\theta = 75^\circ$**   
 – En esta posición, no se producen variaciones notables en el contorno de velocidad con respecto al parámetro TR.



**Figura 5.23: Contorno de velocidad del primer ábabe, con  $TSR = 2$  y  $TR = 1,05$ , para  $\theta = 75^\circ$**   
 – En esta posición, no se producen variaciones notables en el contorno de velocidad con respecto al parámetro TR.

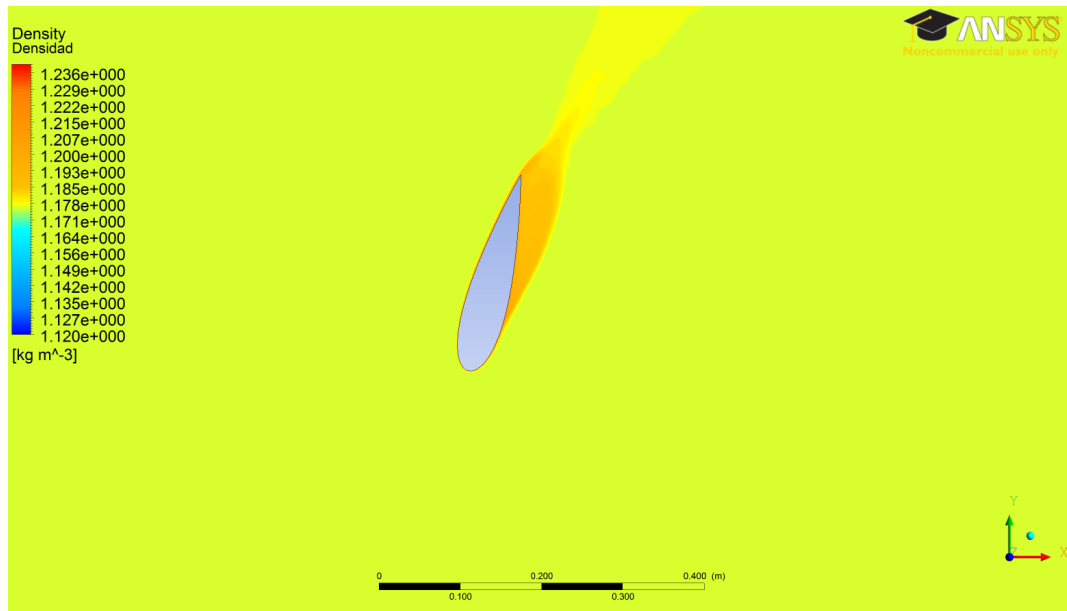


**Figura 5.24:** Contorno de presión del primer álabe, con  $TSR = 2$  y  $TR = 0,95$ , para  $\theta = 75^\circ$  – En esta posición, no se producen variaciones notables en el contorno de presión con respecto al parámetro TR.

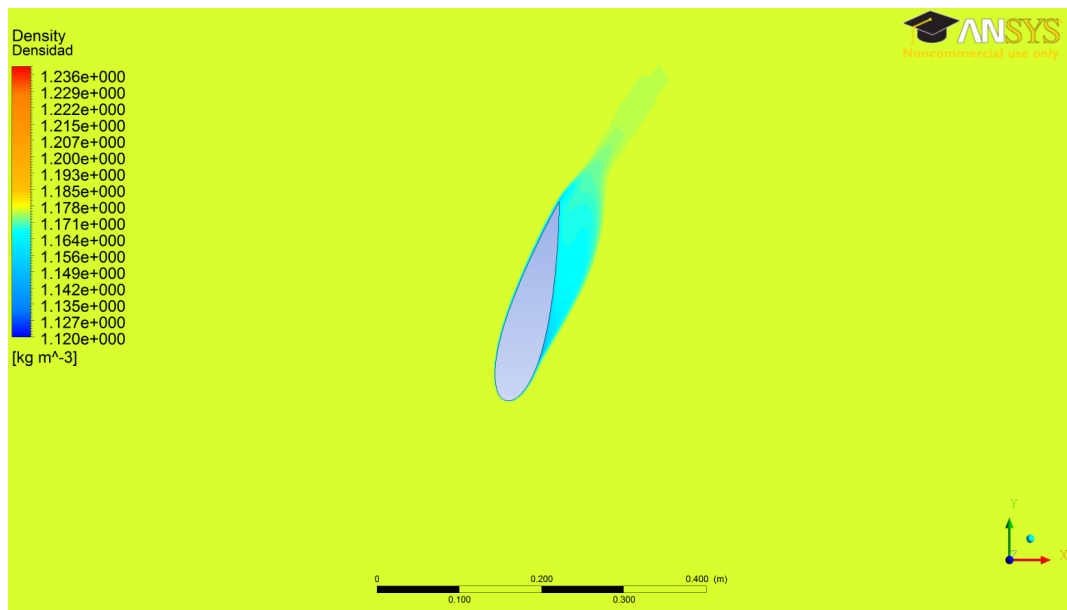


**Figura 5.25:** Contorno de presión del primer álabe, con  $TSR = 2$  y  $TR = 1,05$ , para  $\theta = 75^\circ$  – En esta posición, no se producen variaciones notables en el contorno de presión con respecto al parámetro TR.

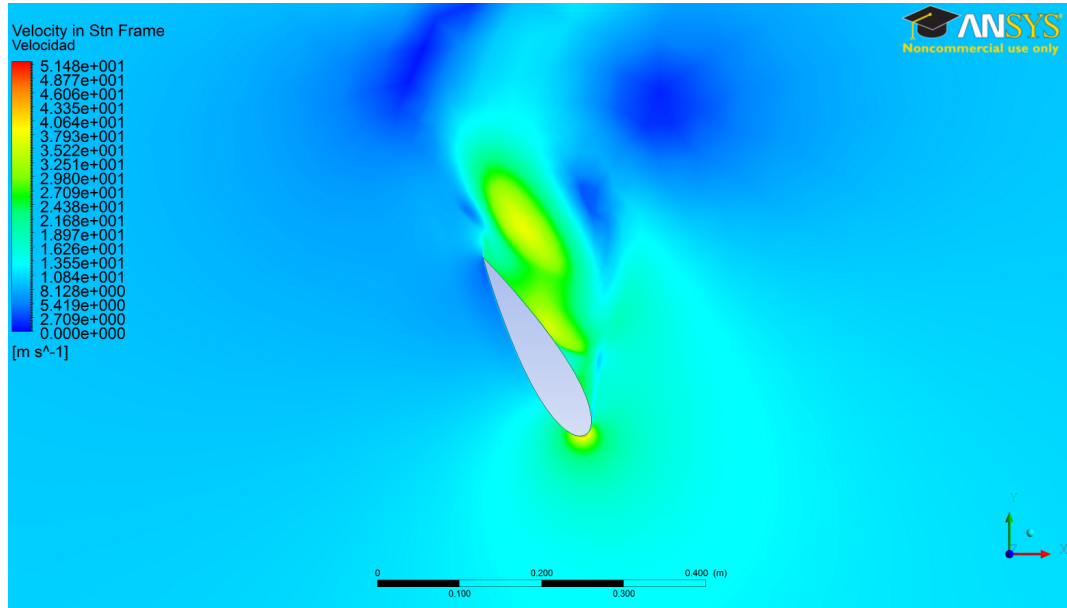




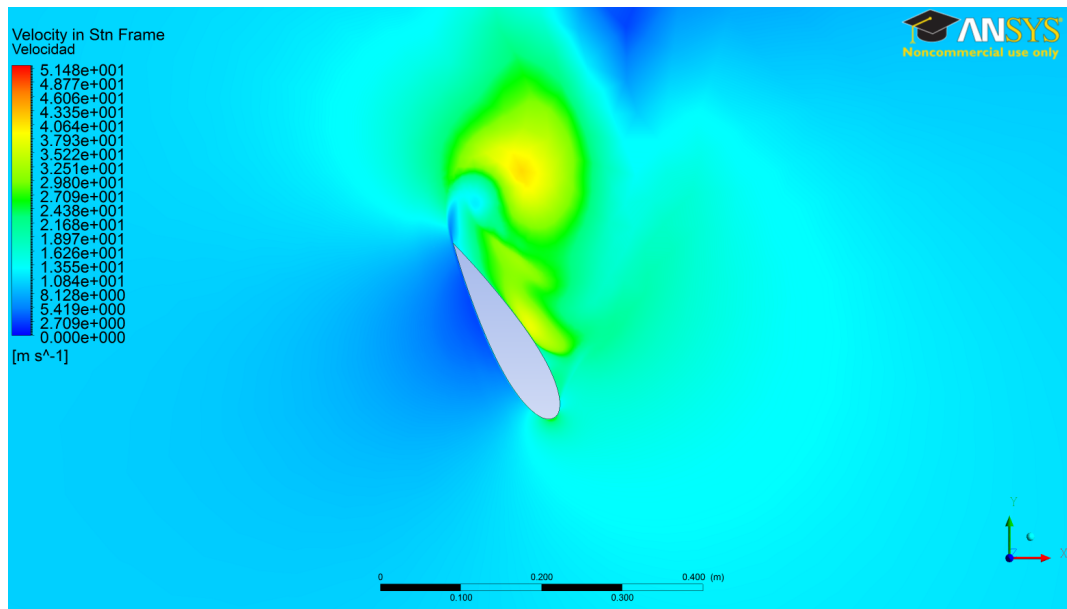
**Figura 5.26:** Contorno de densidad del primer álabo, con  $TSR = 2$  y  $TR = 0,95$ , para  $\theta = 75^\circ$  – La densidad alrededor del perfil se ve afectada por el gradiente de temperaturas en el flujo. En este caso, dado que  $TR$  es menor a 1, la densidad aumenta.



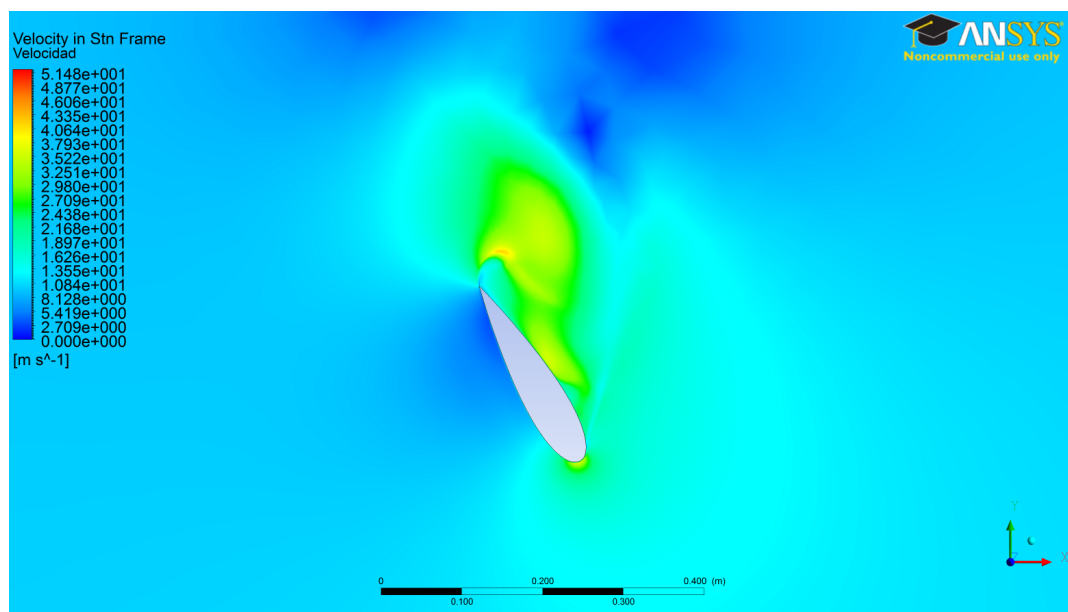
**Figura 5.27:** Contorno de densidad del primer álabo, con  $TSR = 2$  y  $TR = 1,05$ , para  $\theta = 75^\circ$  – Al contrario de la Figura 5.26, la densidad disminuye.



**Figura 5.28:** Contorno de velocidad del primer álabo, con  $TSR = 2$  y  $TR = 0,95$ , para  $\theta = 120^\circ$  – En este contorno, se muestra el flujo a punto de adjuntarse nuevamente al perfil para el caso de  $TR = 0,95$



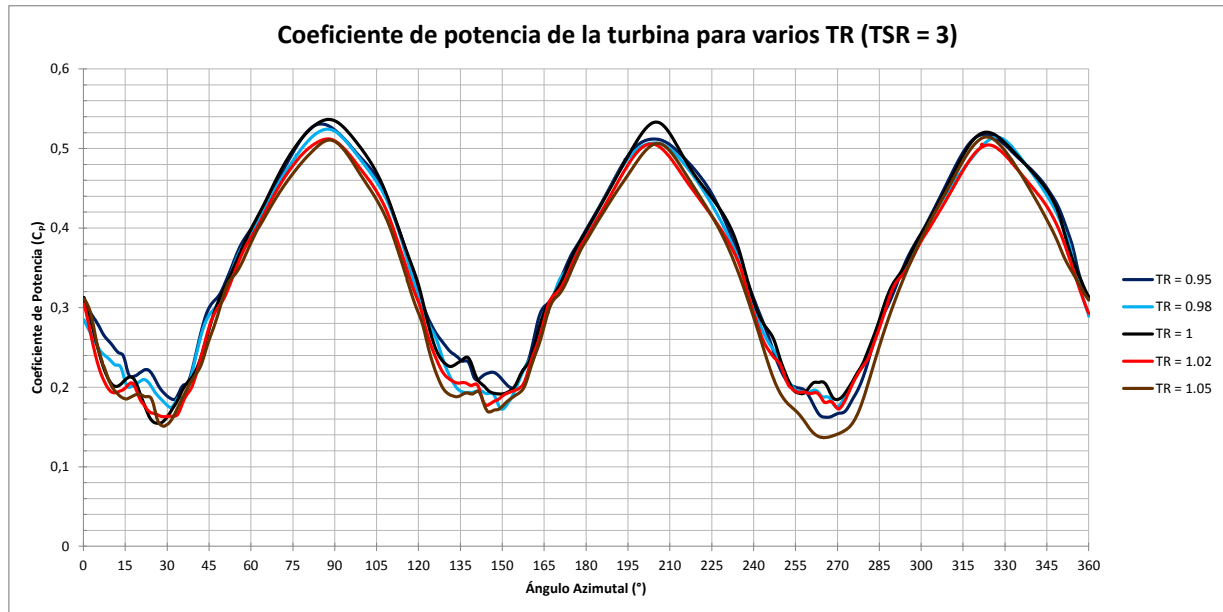
**Figura 5.29:** Contorno de velocidad del primer álabo, con  $TSR = 2$  y  $TR = 0,98$ , para  $\theta = 120^\circ$  – En este contorno, se aprecia que el flujo para  $TR = 0,98$  no se vuelve a readjuntar en esta posición, como sí sucede en los demás casos.



**Figura 5.30: Contorno de velocidad del primer ábale, con  $TSR = 2$  y  $TR = 1,05$ , para  $\theta = 120^\circ$  –**  
En este contorno, se aprecia que el flujo para  $TR = 1,05$  está aún desacoplado, lo que demuestra que el gradiente de temperaturas genera un atraso en la pérdida dinámica.

### 5.2.3. TSR = 3

Al igual que en los casos anteriores, en la Figuras 5.31 y 5.32 se muestran las curvas de  $C_P$  vs.  $\theta$  y las curvas de  $C_M$  vs.  $\theta$  por álabe respectivamente para todos los valores de TR simulados. Las diferencias de dichas curvas con respecto a la curva de TR = 1 se muestra en las Figuras 5.33 y 5.34. Esto nos permite analizar la escala de las variaciones y donde particularmente se producen.



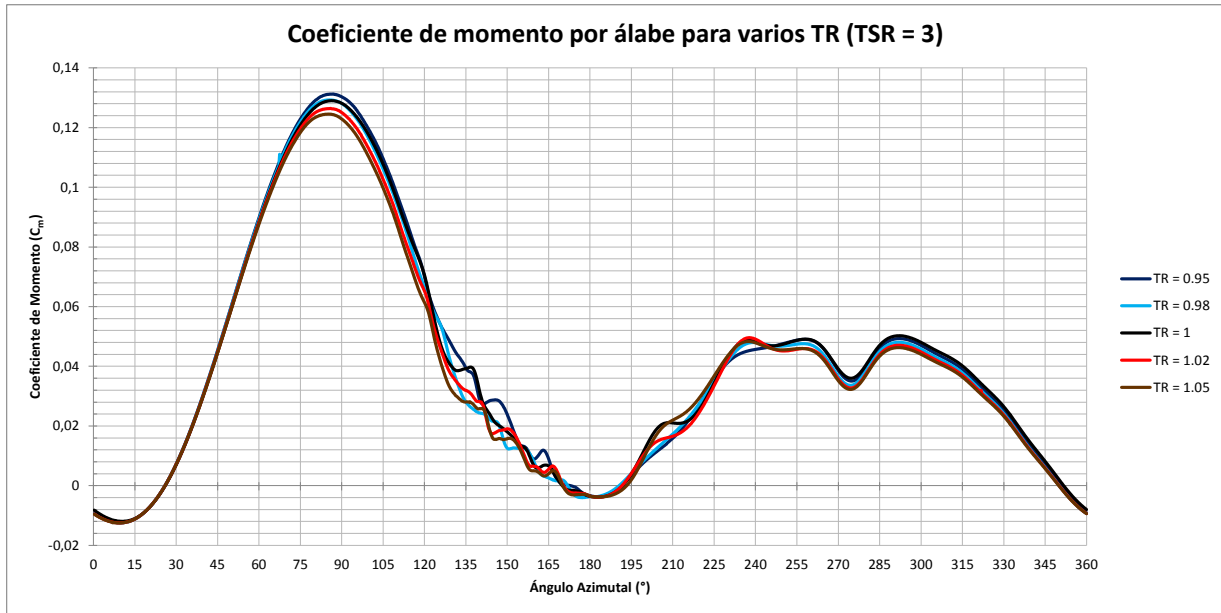
**Figura 5.31: Coeficiente de potencia de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 3 para varios valores de TR – Resultados para la última rotación de la turbina.**

En este caso, al igual que en los anteriores, a medida que aumenta TR disminuye la potencia media, siendo una relación no lineal.

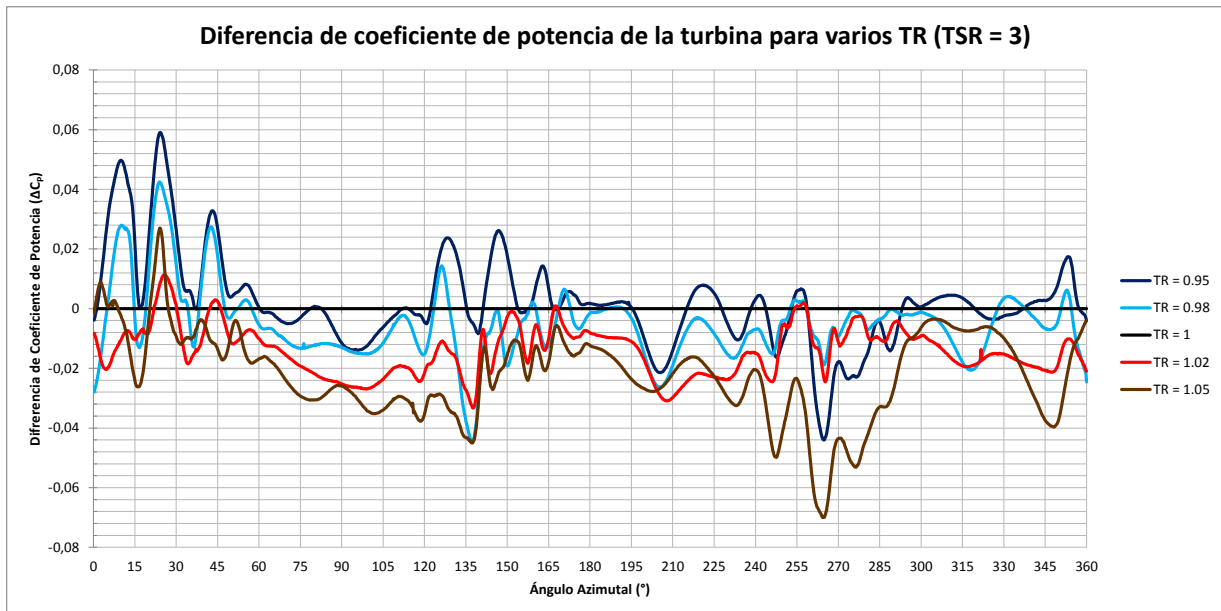
El comportamiento de la turbina en el punto de máximo torque es similar al de los casos de TSR = 1 y TSR = 2; existe un aumento del torque máximo en los casos de TR < 1 y una disminución en los casos de TR > 1. Esto se debe al cambio de la densidad que se produce con la temperatura del álabe, dado que el comportamiento fluidodinámico es casi el mismo. Para verificar este hecho, se adjuntan los contornos de densidad para los valores de para TR = 0,95 y TR = 1,05 en las Figuras 5.36 y 5.37.

Aunque en este caso es mucho menos notable la pérdida dinámica, las mayores diferencias se producen en la caída de la curva de torque del álabe (ver Figura 5.32). Esto se debe a pequeñas recirculaciones y desprendimientos que suceden durante los ángulos de  $\theta = 75^\circ$  y  $\theta = 180^\circ$ . Este efecto se nota particularmente al comparar las líneas de corriente en  $\theta = 135^\circ$  (Figuras 5.38 y 5.39), donde ambos casos están en distintos ciclos de desprendimiento de vórtices.

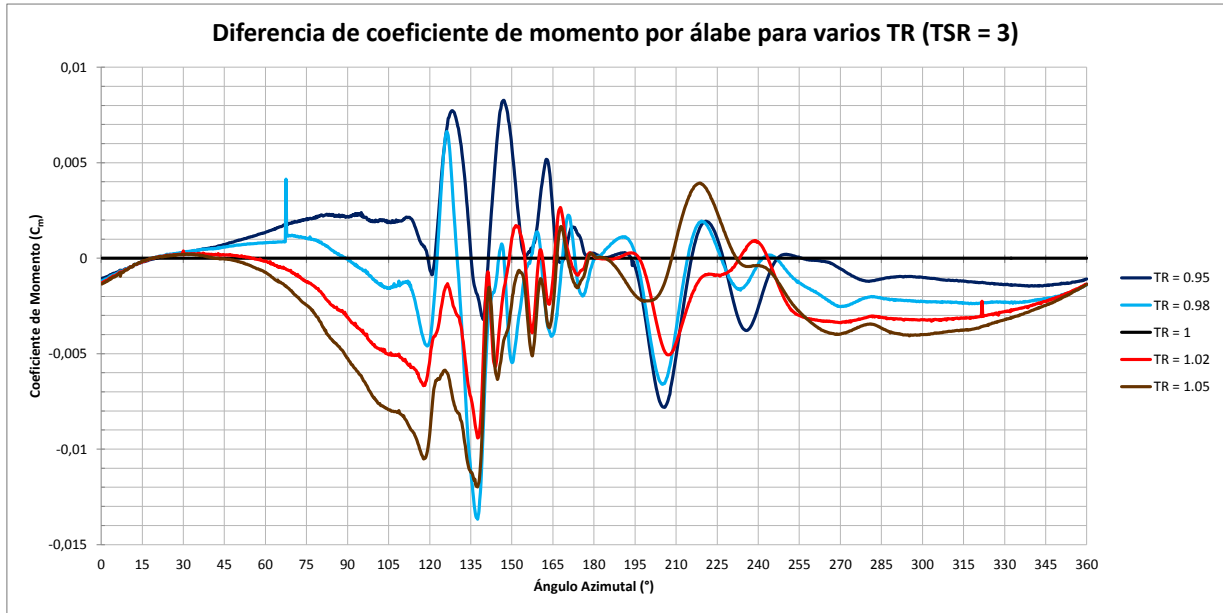
En otras palabras, la temperatura de álabe provoca una variación en la frecuencia de desprendimiento de vórtices durante la pérdida dinámica. En las Figuras 5.40 y 5.41 se muestran las diferen-



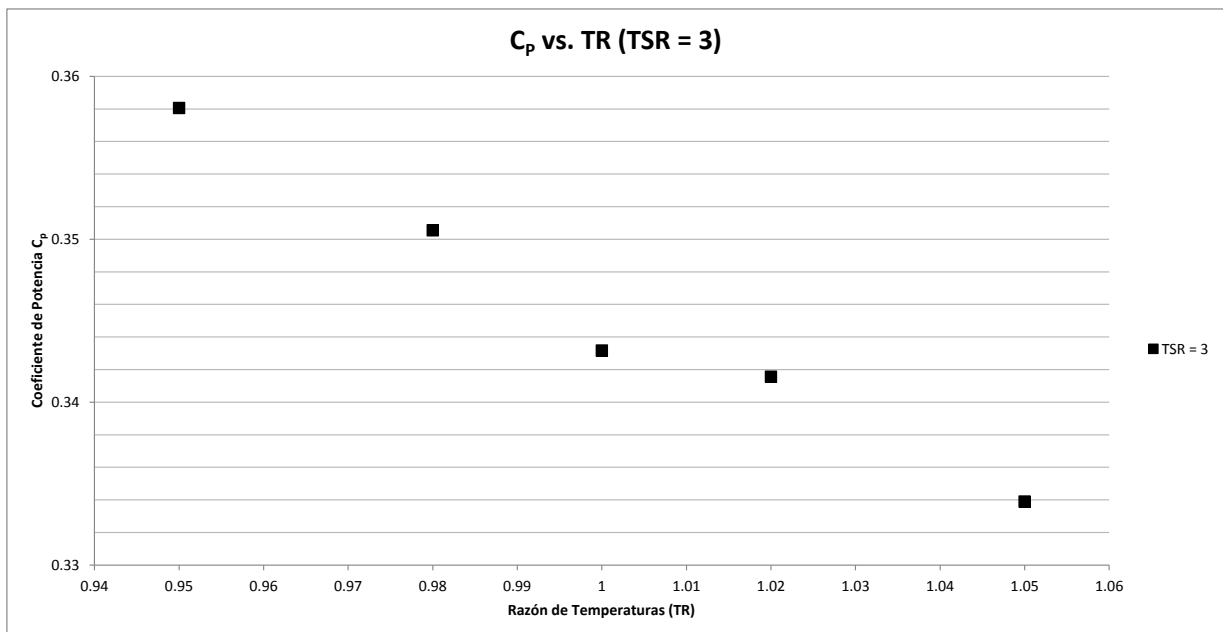
**Figura 5.32:** Coeficiente de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 3 para varios valores de TR – Resultados para la última rotación de la turbina.



**Figura 5.33:** Diferencia de coeficientes de potencia de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 3 para varios valores de TR – Resultados para la última rotación de la turbina.



**Figura 5.34:** Diferencia de coeficientes de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con  $TSR = 3$  para varios valores de  $TR$  – Resultados para la última rotación de la turbina.



**Figura 5.35:** Coeficiente de potencia medio de la turbina en función de la razón de temperaturas  $TR$ , con  $TSR = 3$  – En este caso la curva tiene una tendencia lineal, pero con cierta curvatura, en especial alrededor de ( $TR = 1$ ).

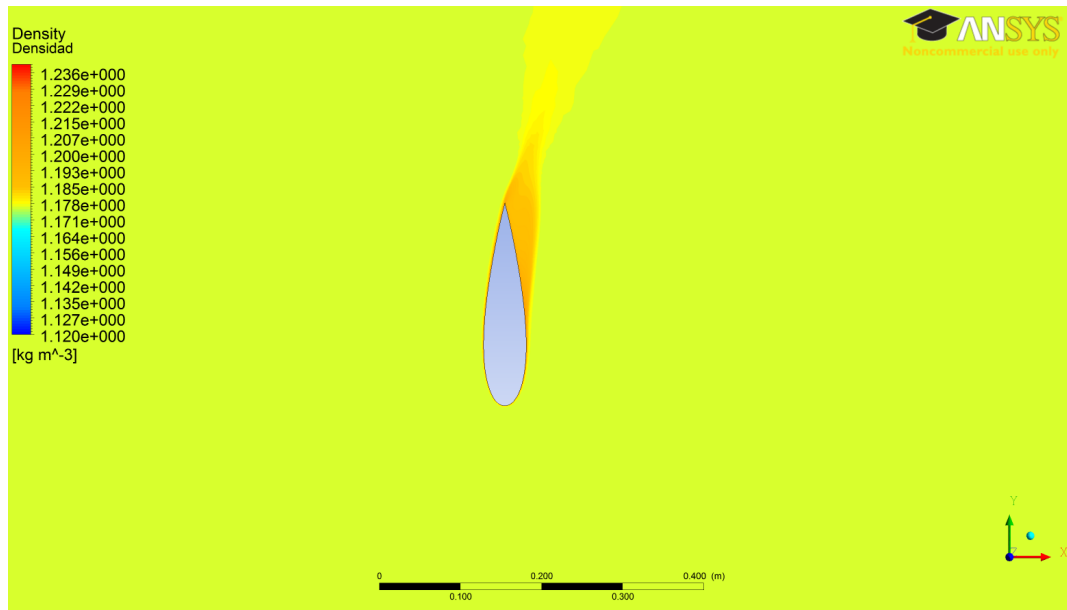
cias en el contorno de velocidad entre los casos de  $TR = 1$  con los casos de  $TR = 0,95$  y  $TR = 1,05$  respectivamente<sup>1</sup>. En estas figuras se puede apreciar claramente que se produce un desfase entre los vórtices desprendidos, lo cual tiene incidencia en el coeficiente de potencia generado por los álabes restantes.

La explicación de por qué la temperatura de álabe afecta al desprendimiento de vórtices puede entenderse por la transferencia de energía hacia el fluido. En los casos de  $TR > 1$ , el fluido recibe un aporte de energía, mientras que en los casos de  $TR < 1$ , el fluido entrega energía. Más aún, las variaciones en densidad del fluido implican que este ve su velocidad afectada para mantener el mismo flujo másico. Estos factores explican las variaciones en el proceso de desprendimiento.

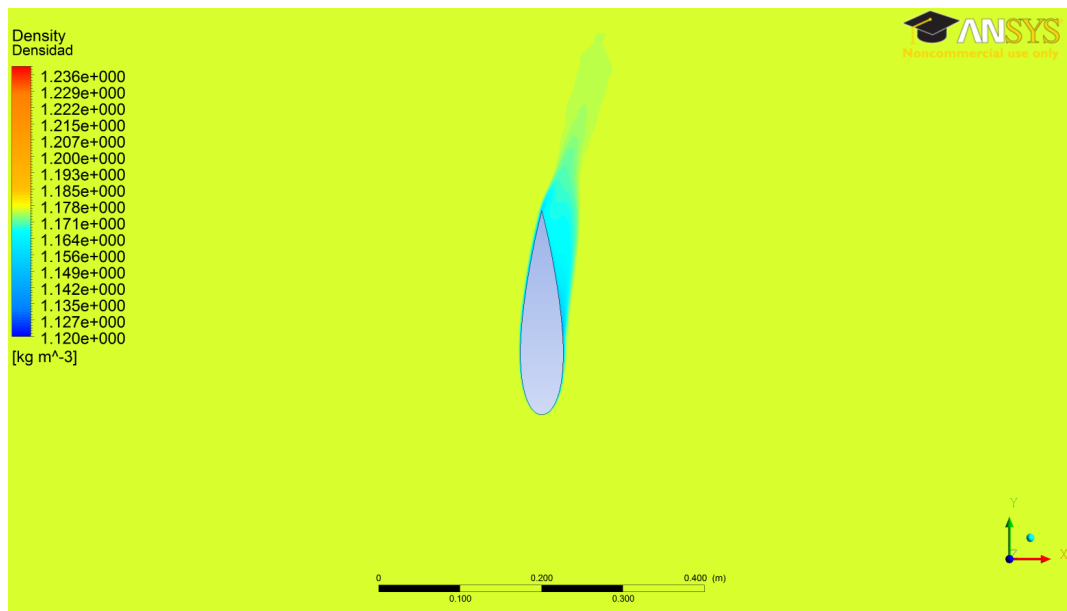
Este efecto debería producir una variación del número de Strouhal, el cual no fue considerado en las mediciones de esta tesis. Se recomienda para futuros trabajos considerar como afecta la temperatura de álabe a este parámetro.

---

<sup>1</sup>La diferencia entre dos vectores genera un tercer vector, con dirección y magnitud propias; dado a que este contorno muestra solamente la magnitud y no la dirección, la diferencia se calcula como  $\Delta V = \sqrt{\Delta V_x^2 + \Delta V_y^2}$ .

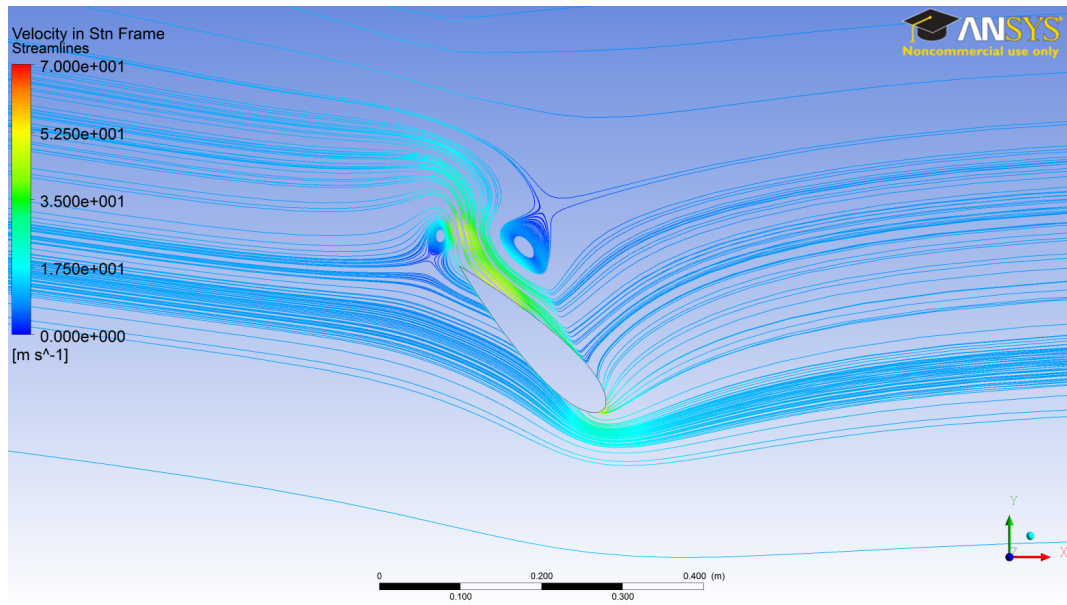


**Figura 5.36:** Contorno de densidad del primer álabe, con  $TSR = 3$  y  $TR = 0,95$ , para  $\theta = 90^\circ$  – Al igual que en los casos anteriores, dado que  $TR$  es menor a 1, la densidad aumenta.

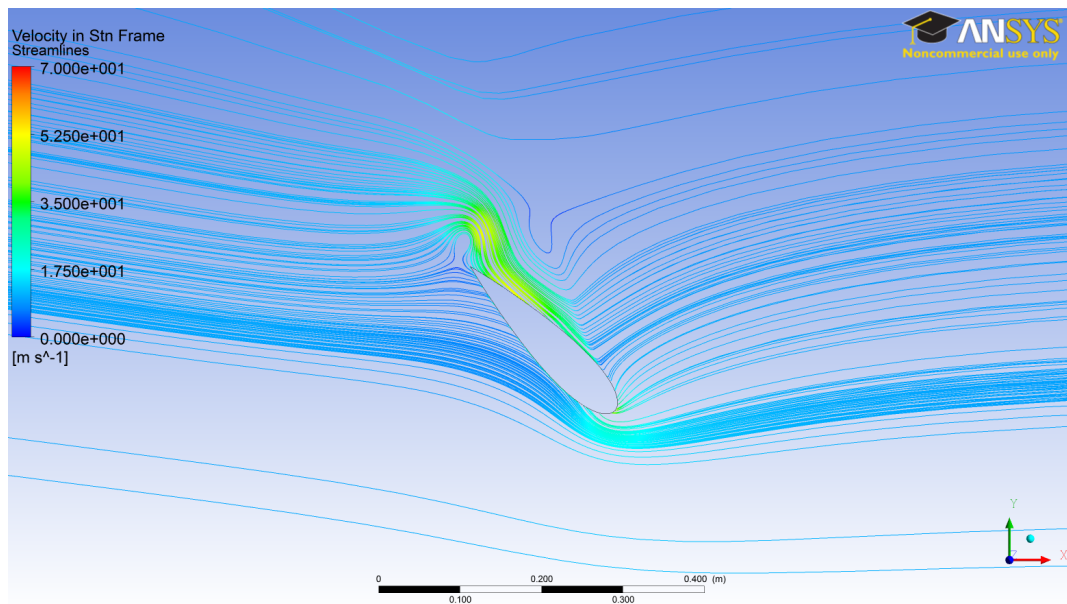


**Figura 5.37:** Contorno de densidad del primer álabe, con  $TSR = 3$  y  $TR = 1,05$ , para  $\theta = 90^\circ$  – Con  $TR$  mayor a 1, en cambio, la densidad disminuye.

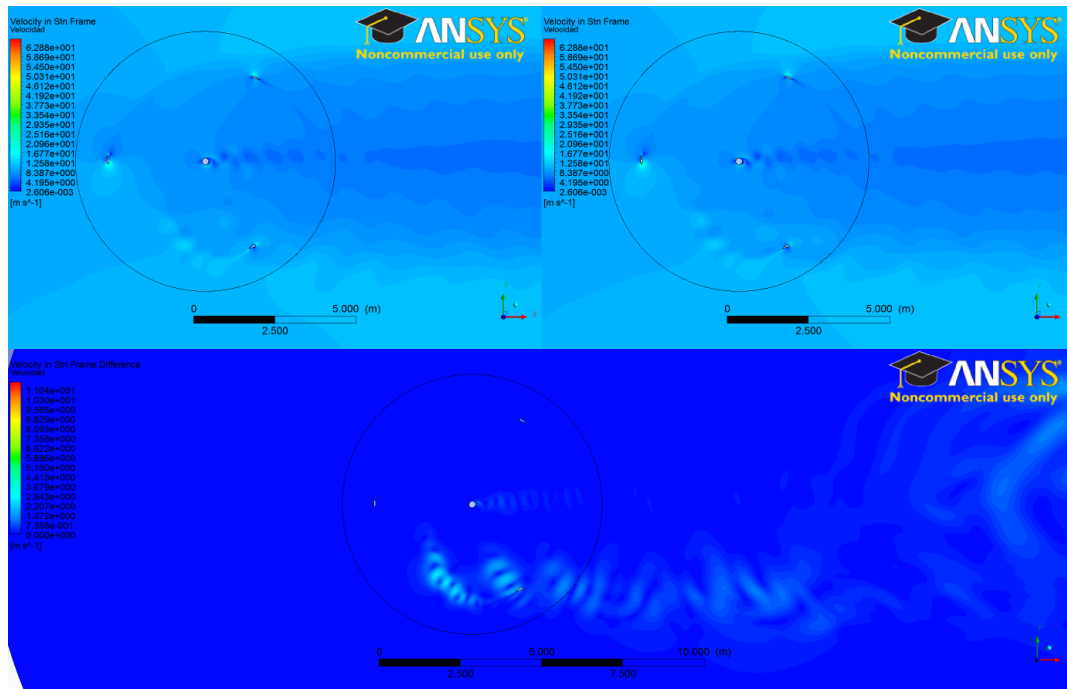




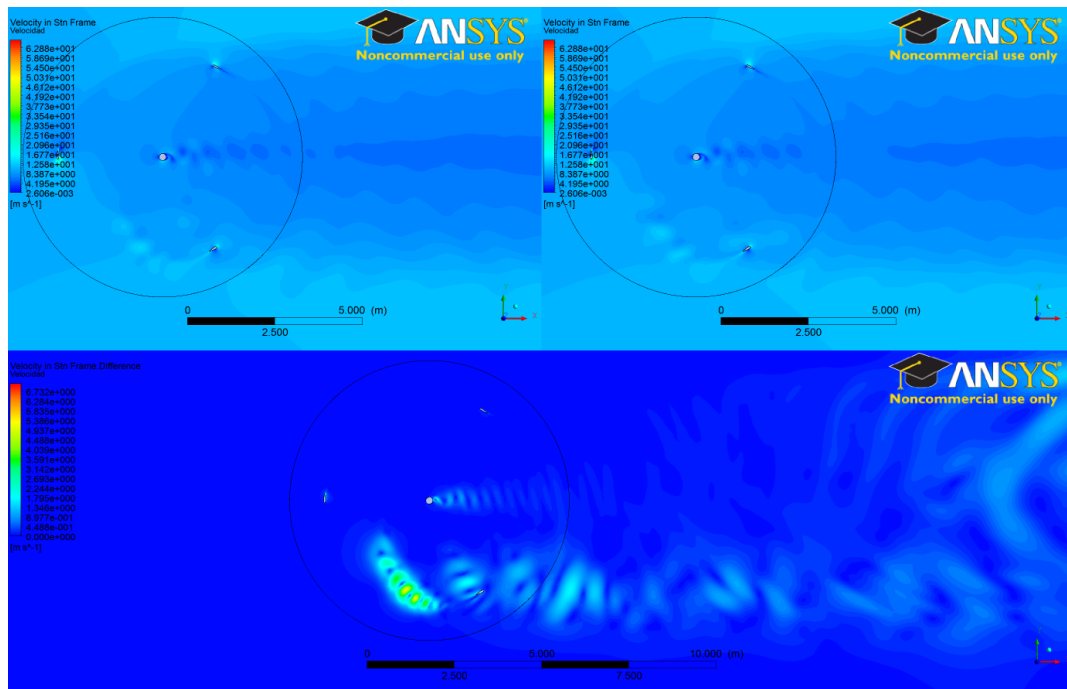
**Figura 5.38:** Líneas de corriente del primer álabe, con  $TSR = 3$  y  $TR = 0,95$ , para  $\theta = 135^\circ$  – Las líneas de corriente en esta posición resultan distintas a las obtenidas en la misma posición, con otro valor de TR.



**Figura 5.39:** Líneas de corriente del primer álabe, con  $TSR = 3$  y  $TR = 1,05$ , para  $\theta = 135^\circ$  – Con este valor de TR, el flujo se mantiene adjunto por más tiempo.



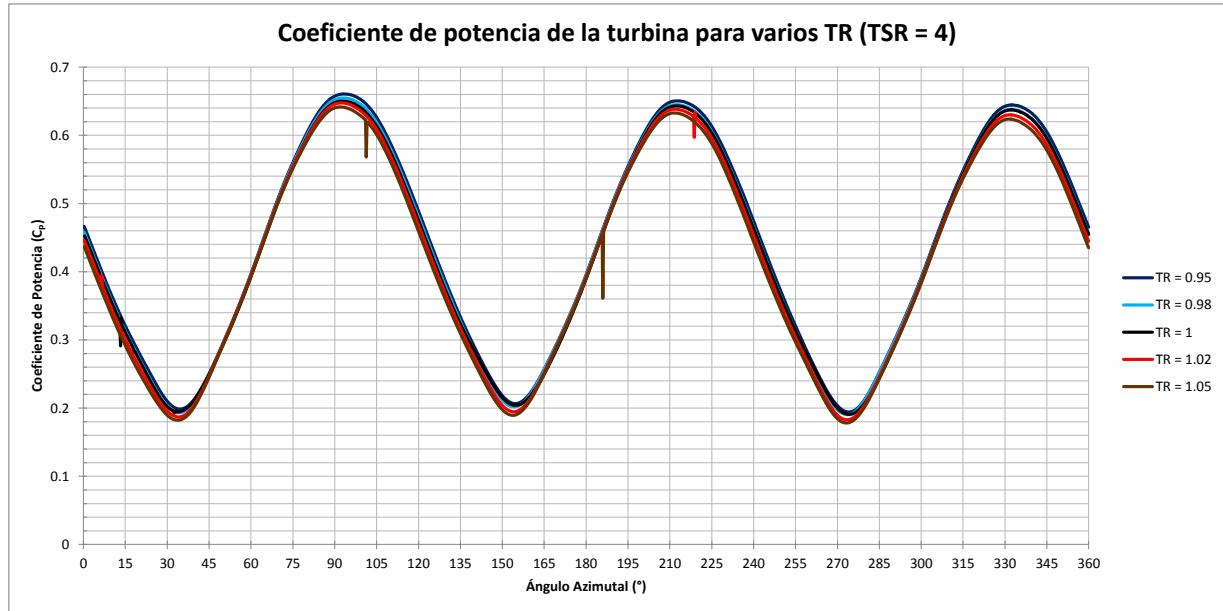
**Figura 5.40: Diferencia en contorno de velocidad de la turbina entre  $TR = 1$  y  $TR = 0,95$ , con  $TSR = 3$**  – Se puede notar claramente que la variación de temperatura de álabe genera una variación en los vórtices desprendidos por el álabe inferior. El contorno de la derecha es de  $TR = 0,95$ , el de la izquierda de  $TR = 1$ , y el de abajo es la diferencia entre ambos.



**Figura 5.41: Diferencia en contorno de velocidad de la turbina entre  $TR = 1$  y  $TR = 1,05$ , con  $TSR = 3$**  – Para el valor de  $TR = 1,05$  también se ve una variación en la vorticidad desprendida. El contorno de la derecha es de  $TR = 0,95$ , el de la izquierda de  $TR = 1$ , y el de abajo es la diferencia entre ambos.

### 5.2.4. TSR = 4

Nuevamente, en la Figuras 5.42 y 5.43 se muestran las curvas de  $C_p$  vs.  $\theta$  y las curvas de  $C_M$  vs.  $\theta$  por álabe respectivamente para todos los valores de TR simulados. Las diferencias de dichas curvas con respecto a la curva de TR = 1 se muestra en las Figuras 5.44 y 5.45.

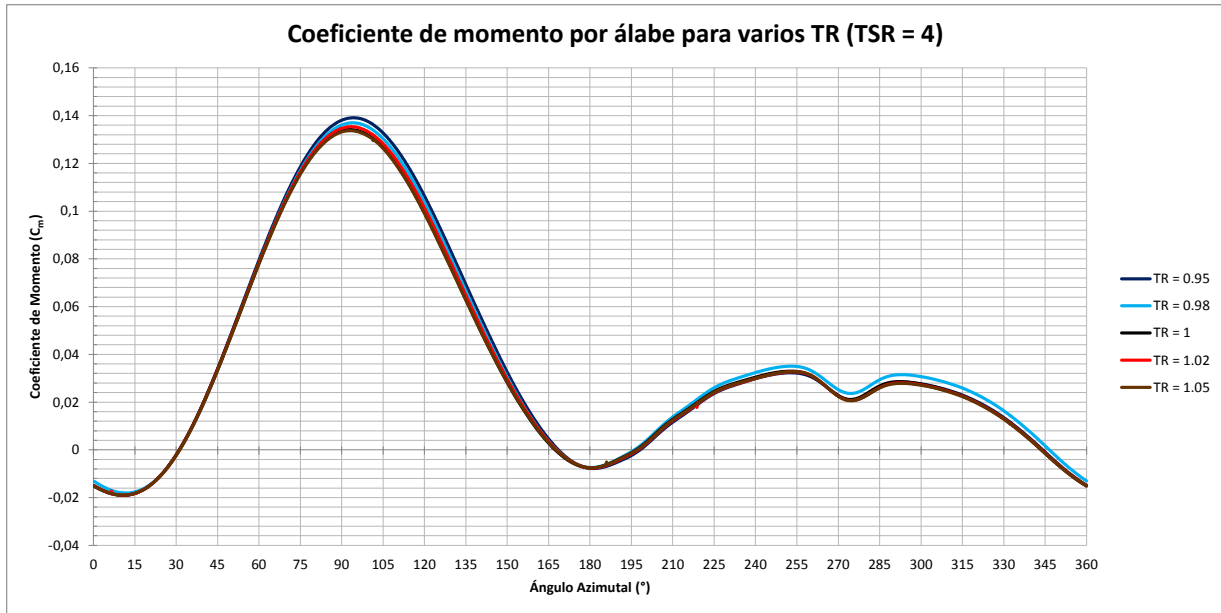


**Figura 5.42: Coeficiente de potencia de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 4 para varios valores de TR** – Resultados para la última rotación de la turbina.

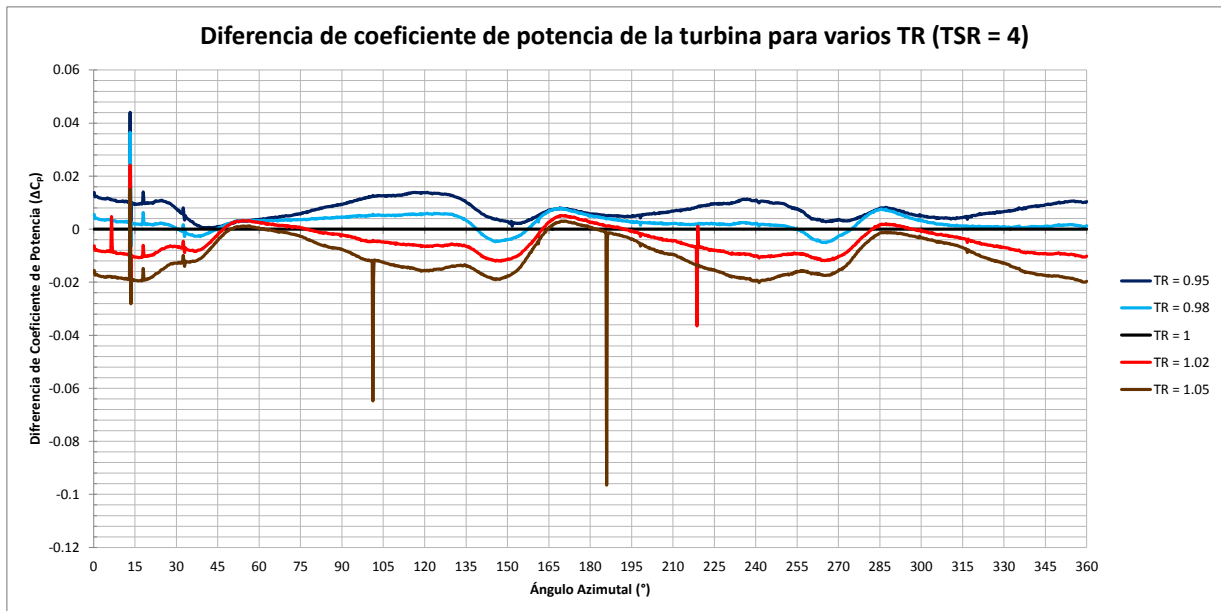
En este caso las curvas de potencia y momento por álabe son aproximadamente iguales para todos los valores de TR. Efectivamente, si se analizan las diferencias de coeficiente de momento (Figura 5.45), se aprecia que las diferencias son un orden de magnitud menor que las de los casos de TSR = 1 y TSR = 2. Esta curva tiene algunos picos aislados, que se deben a errores numéricos en la simulación; la relevancia de estos errores es pequeña dado que son en pocos puntos. De todas maneras, aunque la diferencia en momento sea baja, en términos de potencia se hace más relevante al ponderarse con la velocidad de rotación ( $P = \omega M$ ), más aún considerando que este caso es el que genera mayor potencia de los simulados.

Las diferencias en torque se deben exclusivamente a la variación de las propiedades físicas en la rotación, ya que deja de ocurrir desprendimiento de flujo, lo cual es consistente con lo observado en el caso isotérmico. Se sigue dando la lógica de que los casos de TR < 1 dan mejores resultados que los de TR > 1, y el comportamiento parece ser casi completamente lineal a esta velocidad de rotación. En los contornos de velocidad y presión no se notan grandes diferencias (ver Figuras 5.47 y 5.48).

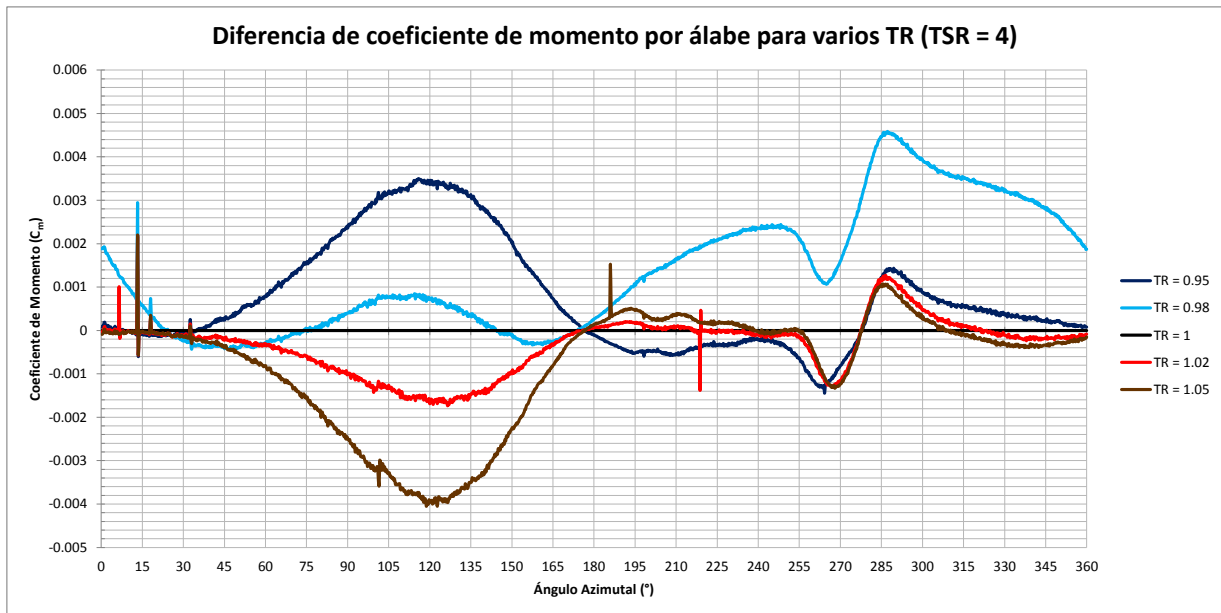
Dado lo anterior, se concluye que no existen cambios significativos en la fluidodinámica del problema al variar la temperatura de superficie de álabe en el rango experimentado.



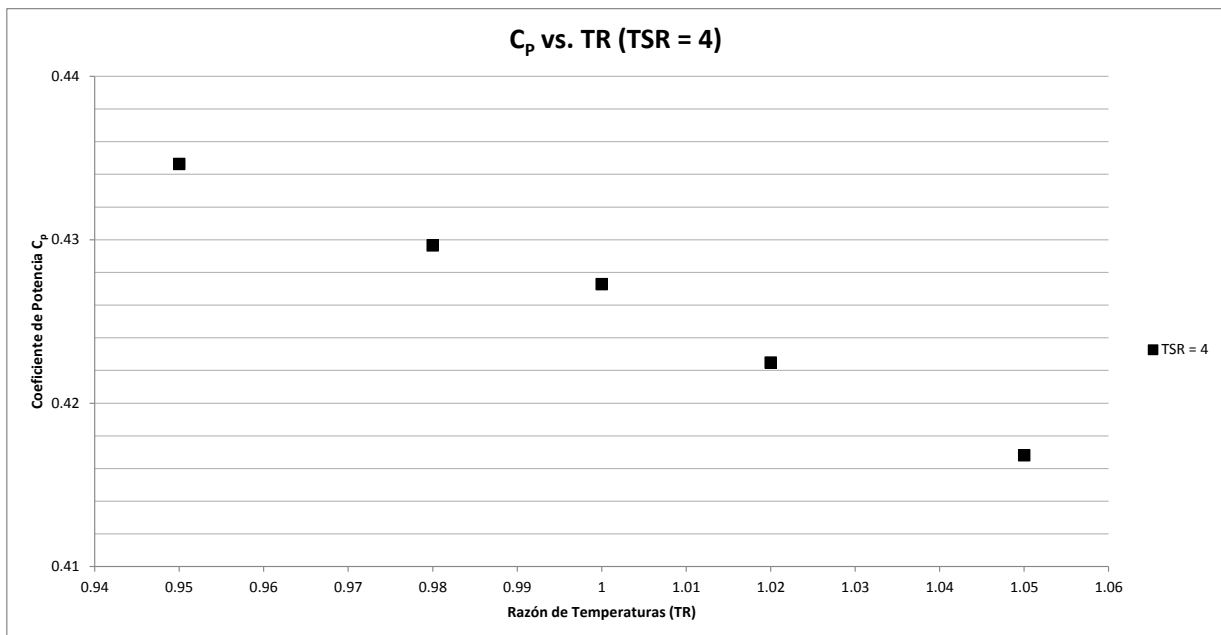
**Figura 5.43:** Coeficiente de momento del primer álabes de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 4 para varios valores de TR – Resultados para la última rotación de la turbina.



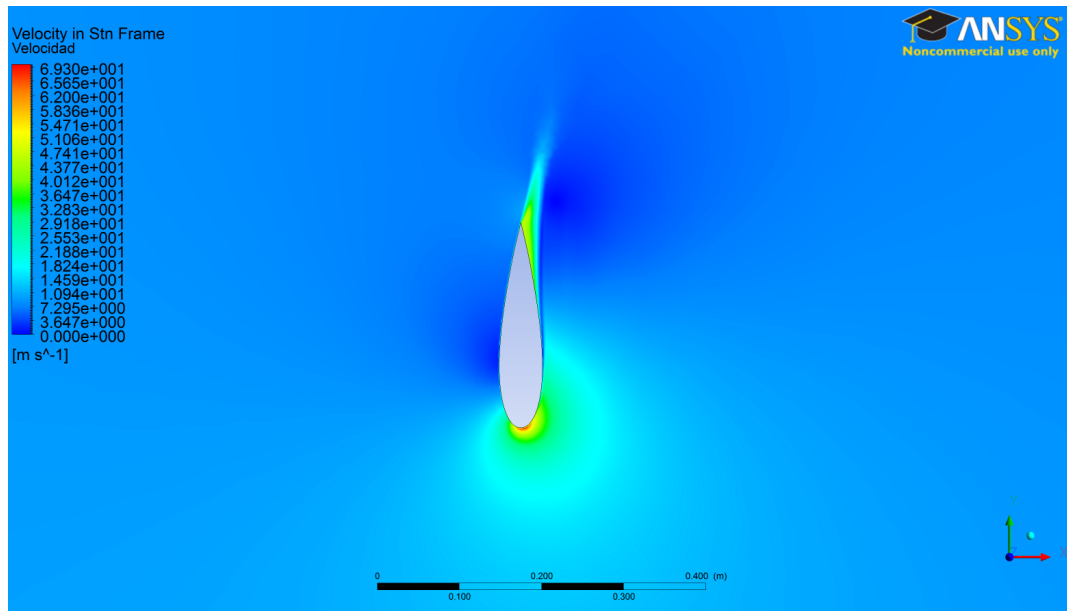
**Figura 5.44:** Diferencia de coeficientes de potencia de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 4 para varios valores de TR – Resultados para la última rotación de la turbina.



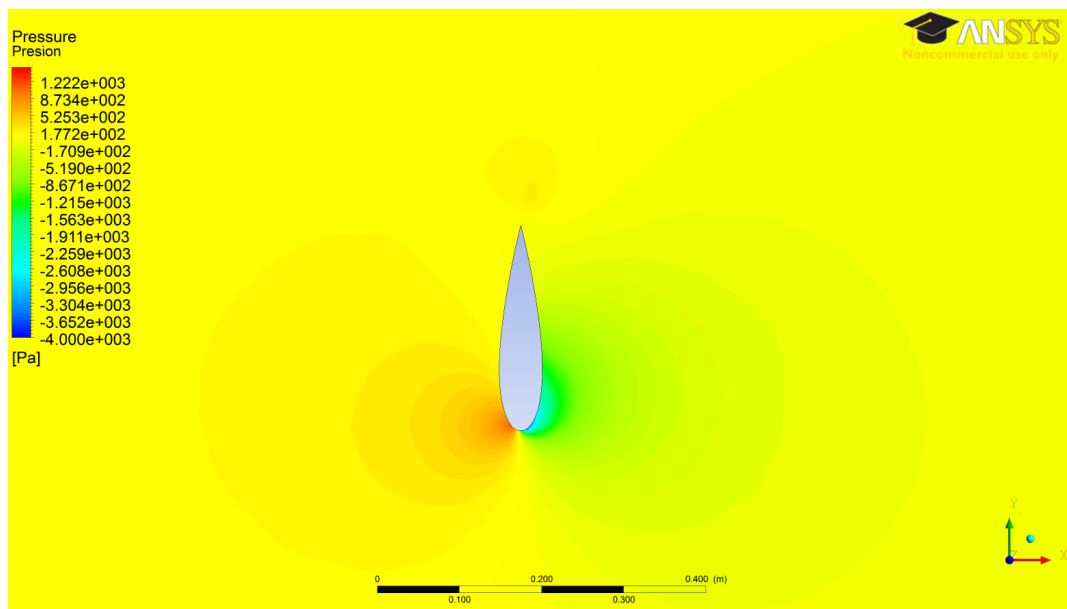
**Figura 5.45:** Diferencia de coeficientes de momento del primer ábabe de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con  $TSR = 4$  para varios valores de  $TR$  – Resultados para la última rotación de la turbina.



**Figura 5.46:** Coeficiente de potencia medio de la turbina en función de la razón de temperaturas  $TR$ , con  $TSR = 4$ . – En este caso, la dependencia es prácticamente lineal.



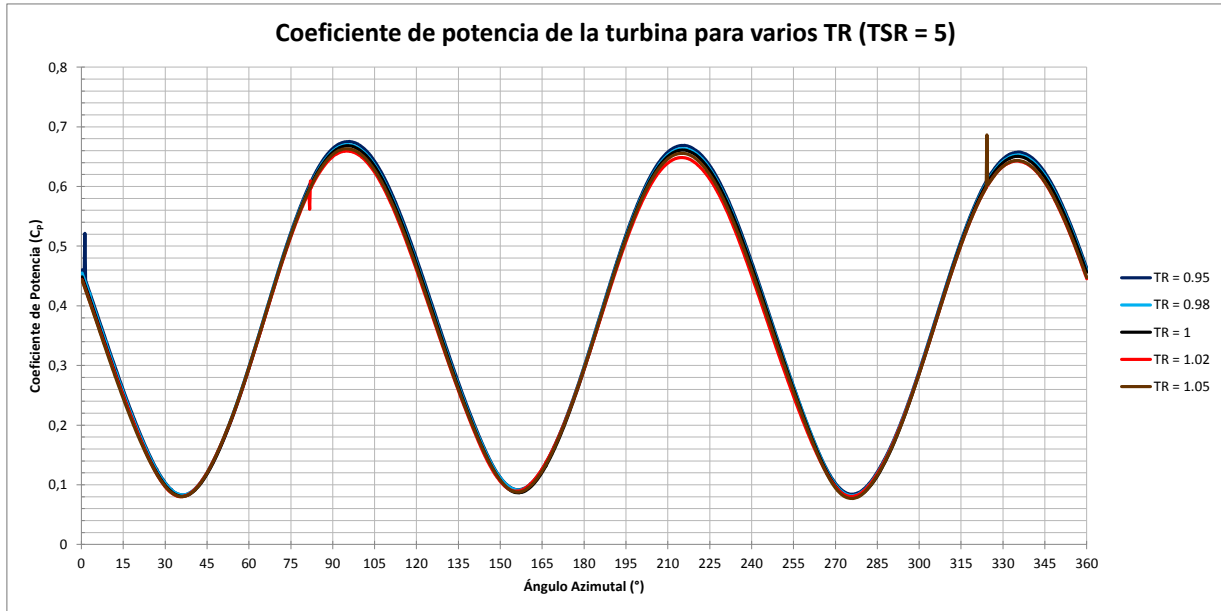
**Figura 5.47: Contorno de velocidad del primer álabe, con  $TSR = 4$  y  $TR = 0,95$ , para  $\theta = 90^\circ$  –** No se notan cambios significativos en el contorno de velocidad con respecto al caso isotérmico.



**Figura 5.48: Contorno de presión del primer álabe, con  $TSR = 4$  y  $TR = 0,95$ , para  $\theta = 90^\circ$  –** Al igual que en el contorno de velocidad, no se notan cambios significativos en el contorno de presión con respecto al caso isotérmico.

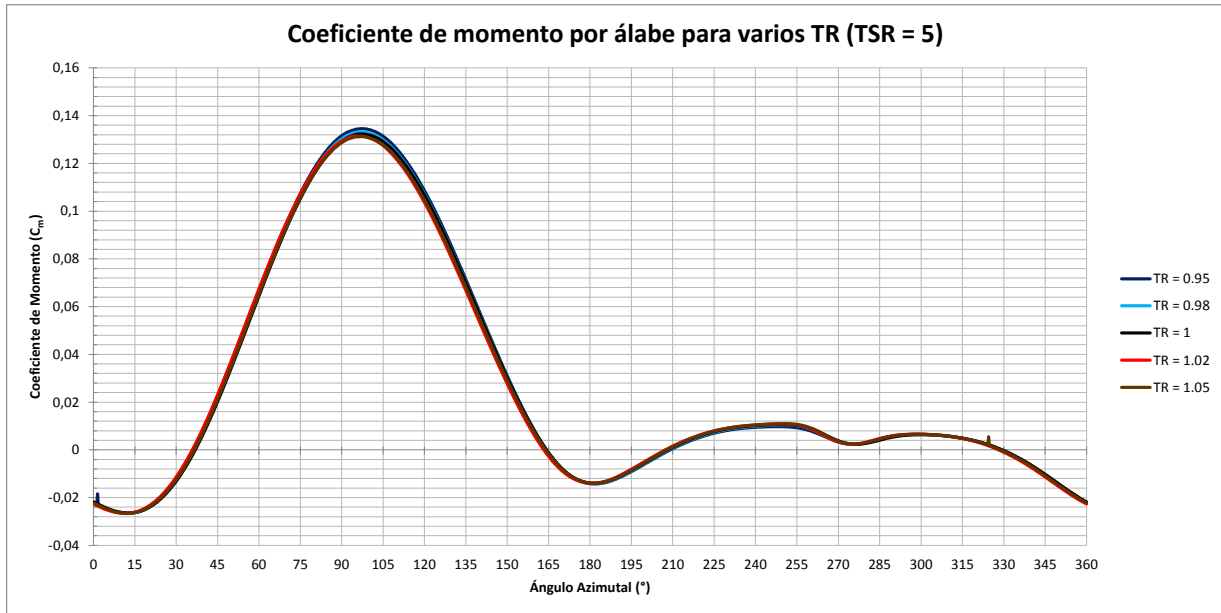
### 5.2.5. TSR = 5

Para este caso, en la Figuras 5.49 y 5.50 se muestran las curvas de  $C_P$  vs.  $\theta$  y las curvas de  $C_M$  vs.  $\theta$  por álabe respectivamente para todos los valores de TR simulados. Las diferencias de dichas curvas con respecto a la curva de TR = 1 se muestra en las Figuras 5.51 y 5.52.

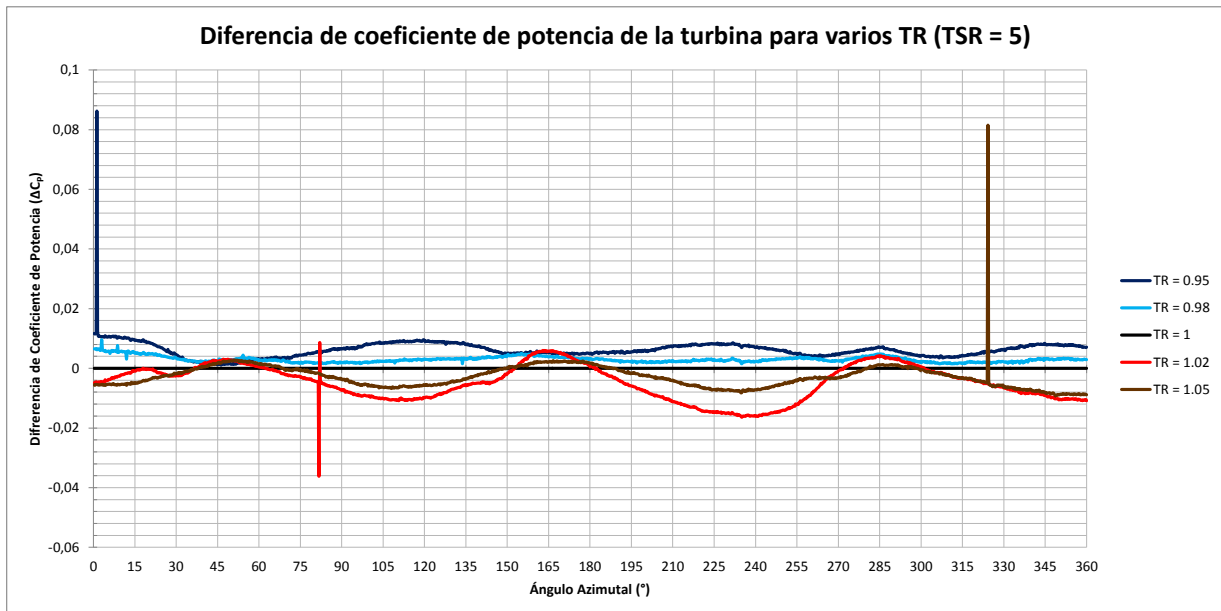


**Figura 5.49:** Coeficiente de potencia de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 5 para varios valores de TR – Resultados para la última rotación de la turbina.

En este caso, al igual que en el caso de TSR = 4, la dependencia de  $C_P$  vs. TSR es lineal. Las diferencias en el coeficiente de momento son aún menores que en el caso de TSR = 4, lo cual indica que las diferencias generadas se van haciendo menores a medida que aumenta la velocidad de rotación; esto es consistente con lo que muestra la Figura 5.1 al comienzo del capítulo. Aunque las diferencias en el coeficiente de momento son pequeñas, toman más relevancia al ponderarse con la velocidad de rotación. El patrón del flujo tiene poca variación entre los casos (ver Figura 5.47), por lo que se atribuye la diferencia simplemente a las variaciones de propiedades físicas.

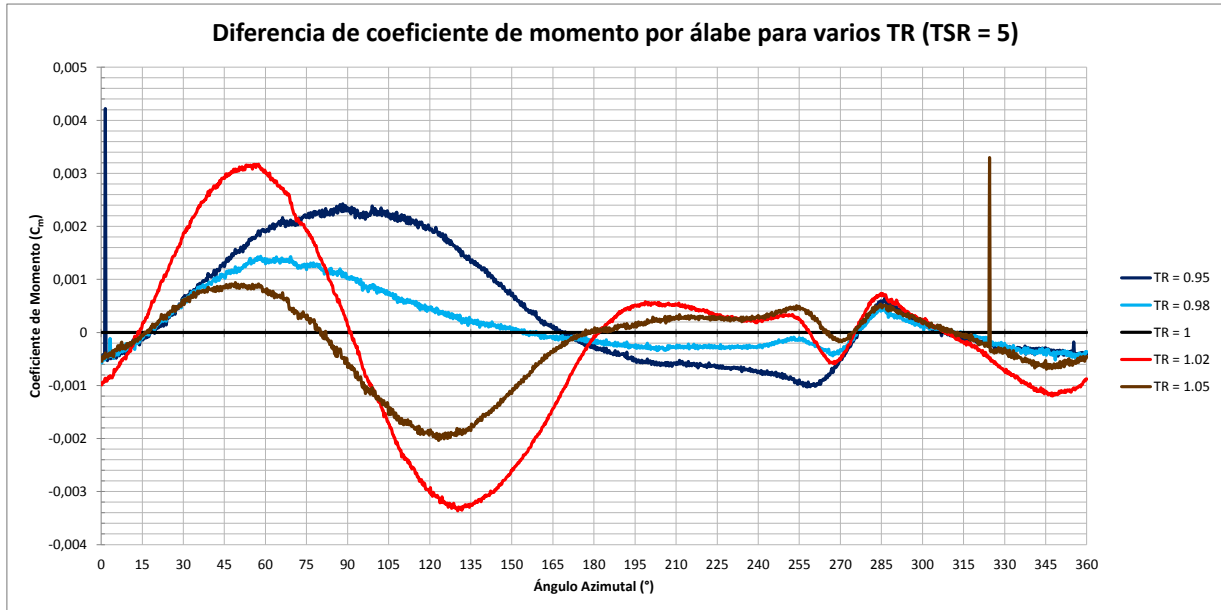


**Figura 5.50:** Coeficiente de momento del primer álabes de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 5 para varios valores de TR – Resultados para la última rotación de la turbina.

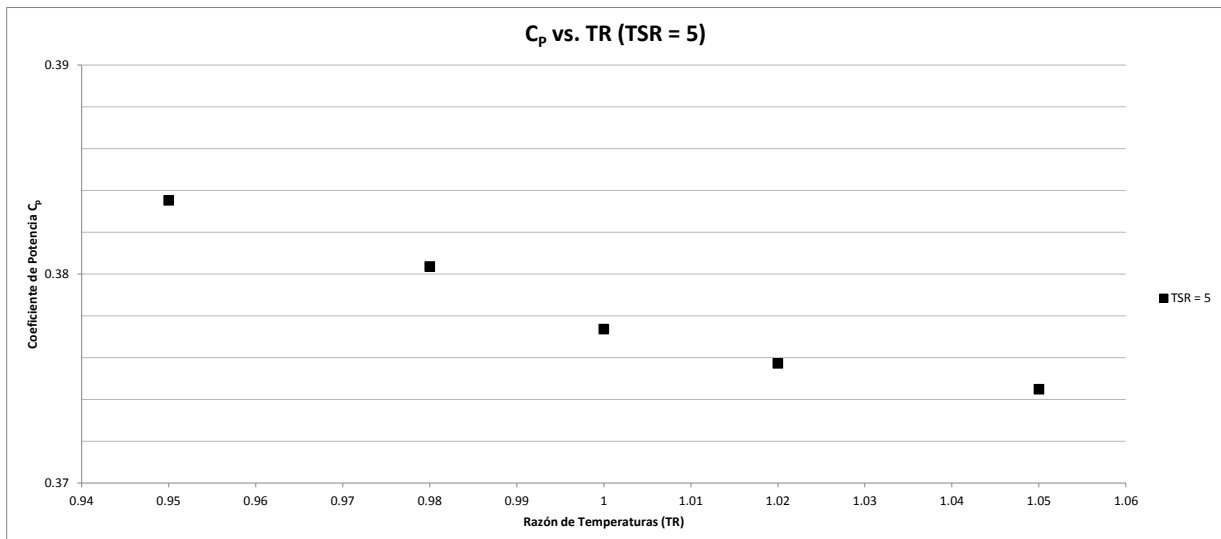


**Figura 5.51:** Diferencia de coeficientes de potencia de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 5 para varios valores de TR – Resultados para la última rotación de la turbina.

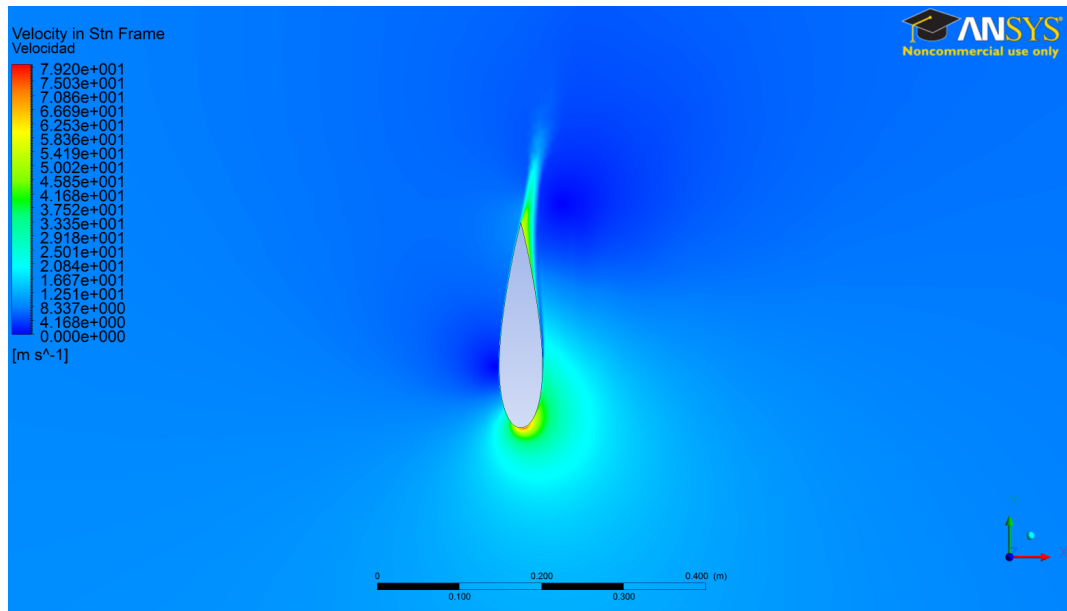




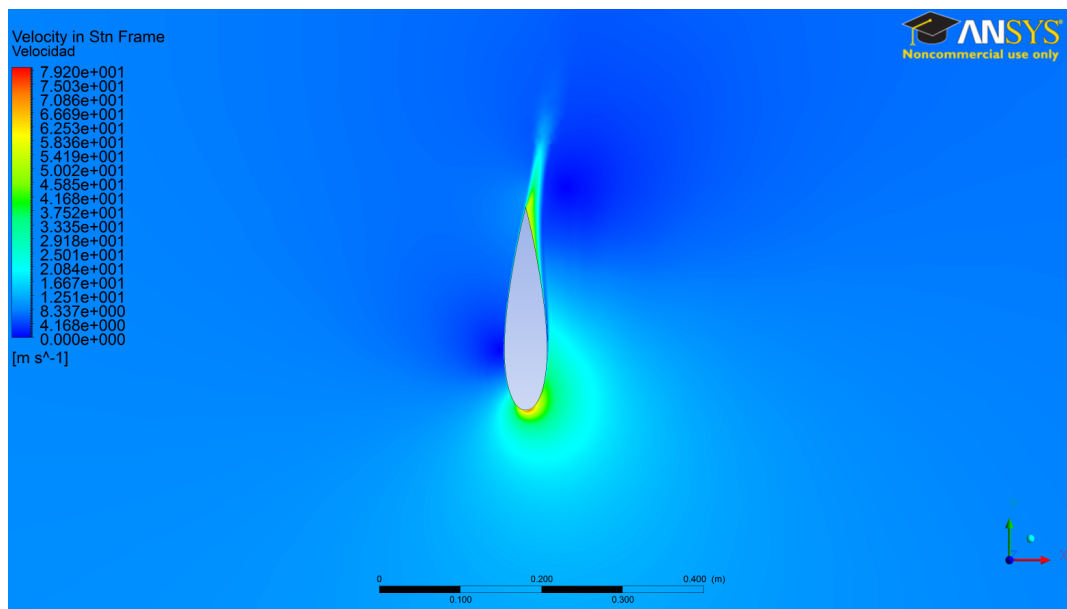
**Figura 5.52:** Diferencia de coeficientes de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 5 para varios valores de TR – Resultados para la última rotación de la turbina.



**Figura 5.53:** Coeficiente de potencia medio de la turbina en función de la razón de temperaturas TR, con TSR = 5 – En este caso, al igual que en el caso de TSR = 4, la dependencia es prácticamente lineal.



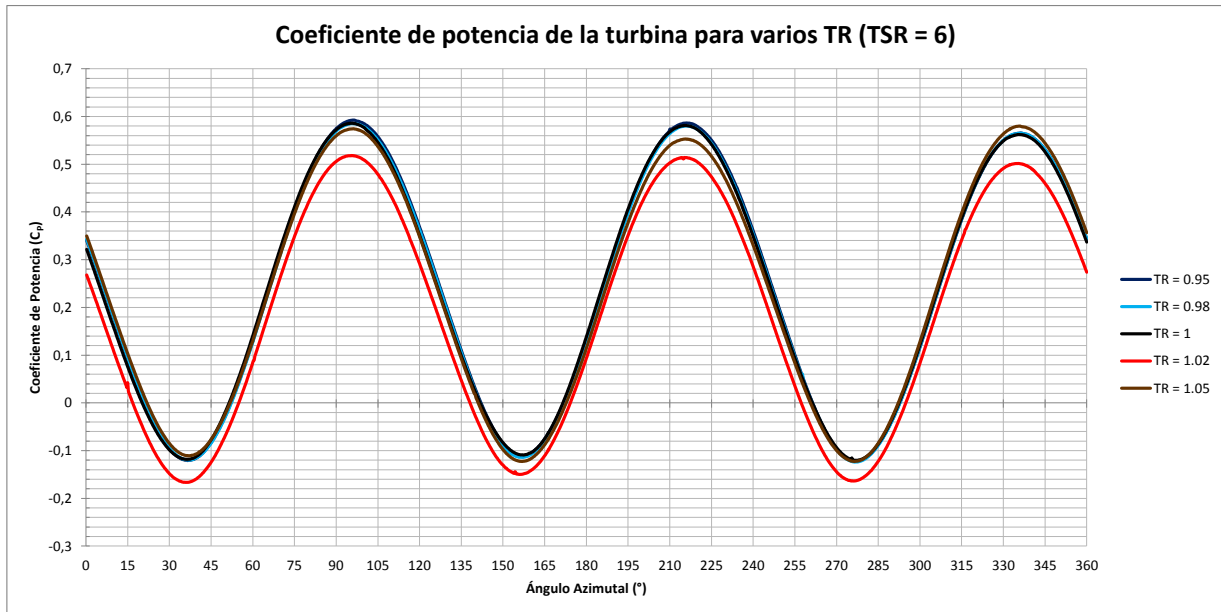
**Figura 5.54:** Contorno de velocidad del primer ábale, con  $TSR = 5$  y  $TR = 0,95$ , para  $\theta = 90^\circ$  – No se notan variaciones fluidodinámicas entre los casos con distintos valores de  $TR$ .



**Figura 5.55:** Contorno de velocidad del primer ábale, con  $TSR = 5$  y  $TR = 1,05$ , para  $\theta = 90^\circ$  – El contorno de velocidad en el caso de  $TR = 1.05$  muestra la misma fluidodinámica que el caso de  $TR = 0.95$ .

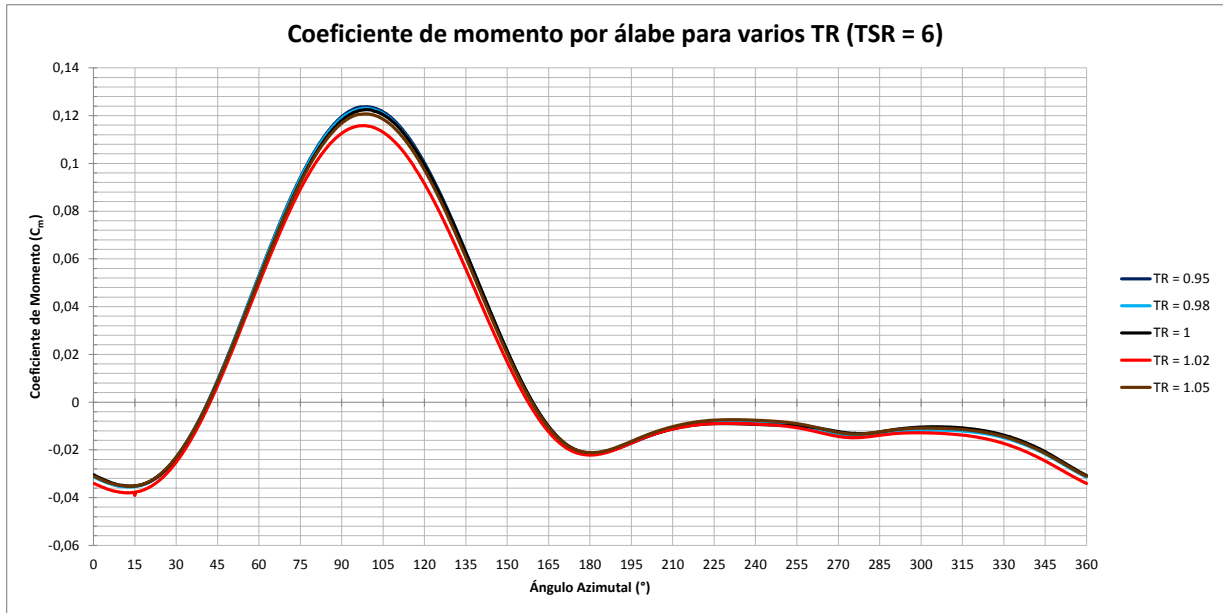
### 5.2.6. TSR = 6

Finalmente, para el caso TSR = 6, en la Figuras 5.56 y 5.57 se muestran las curvas de  $C_P$  vs.  $\theta$  y las curvas de  $C_M$  vs.  $\theta$  por álabe respectivamente para todos los valores de TR simulados. Las diferencias de dichas curvas con respecto a la curva de TR = 1 se muestra en las Figuras 5.58 y 5.59.

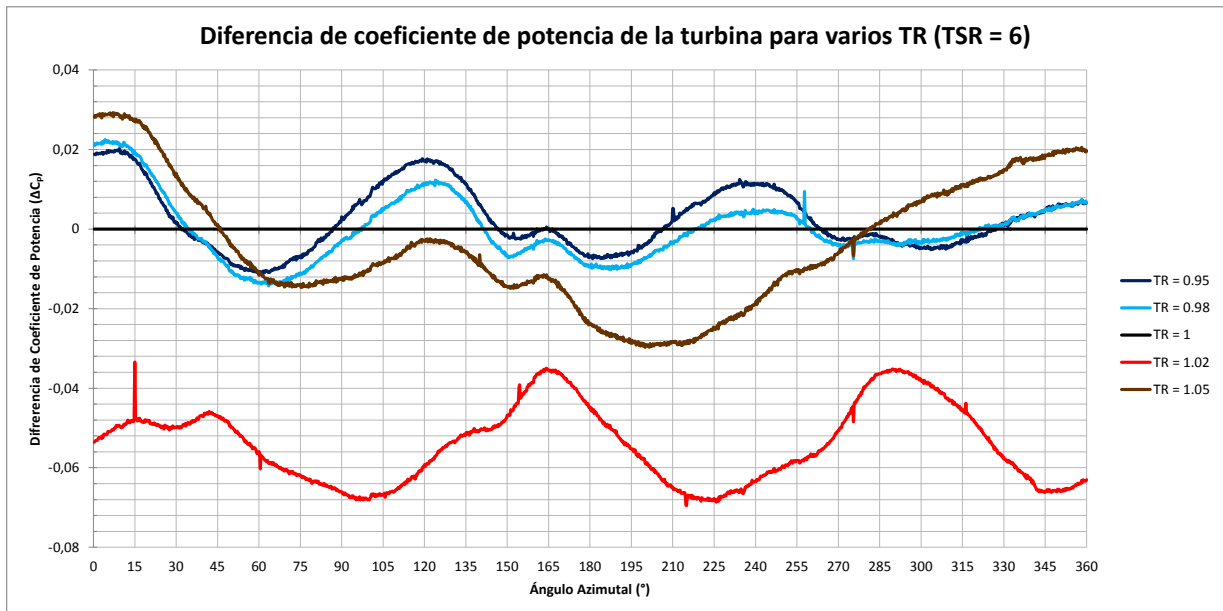


**Figura 5.56: Coeficiente de potencia de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 6 para varios valores de TR – Resultados para la última rotación de la turbina.**

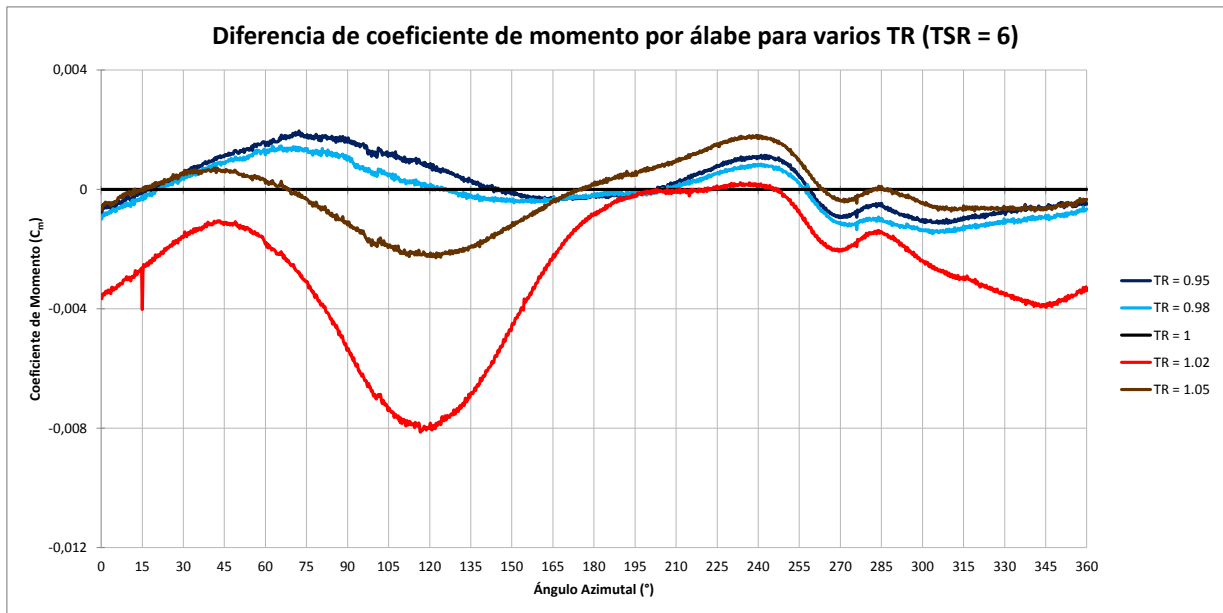
En este caso todo parece seguir la lógica de los casos anteriores, excepto el punto de TR = 1,02. Este punto, por alguna razón, parece dar fundamentalmente menos momento que los otros casos, lo cual es difícil de explicar. No se notan cambios fluidodinámicos significativos en estos casos que contradigan las conclusiones anteriores, por lo tanto, se atribuye la diferencia producida en el punto TR = 1,02 como error numérico.



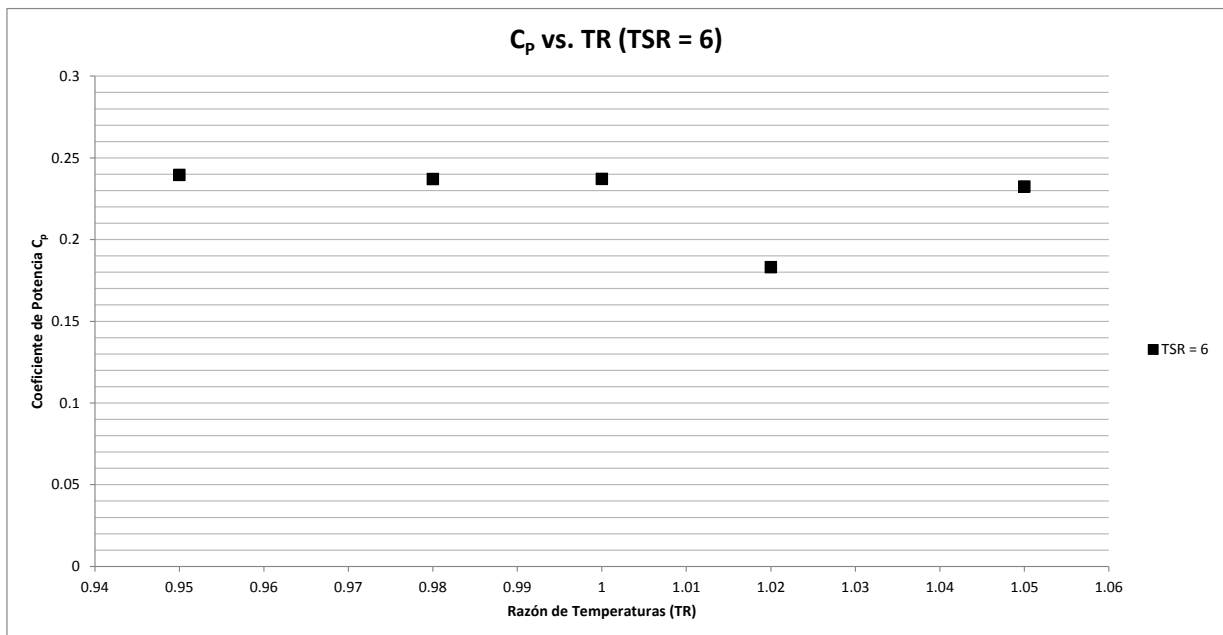
**Figura 5.57:** Coeficiente de momento del primer álabe de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con  $TSR = 6$  para varios valores de  $TR$  – Resultados para la última rotación de la turbina.



**Figura 5.58:** Diferencia de coeficientes de potencia de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con  $TSR = 6$  para varios valores de  $TR$  – Resultados para la última rotación de la turbina.



**Figura 5.59:** Diferencia de coeficientes de momento del primer ábabe de la turbina en función de la posición azimutal  $\theta$ , con TSR = 6 para varios valores de TR – Resultados para la última rotación de la turbina.



**Figura 5.60:** Coeficiente de potencia medio de la turbina en función de la razón de temperaturas TR, con TSR = 6. – En este caso se notan muy bajas ganancias al variar el parámetro TR.

### 5.3. Modelamiento matemático de resultados

Con los datos de las Tablas 5.1 y 5.3 es posible hacer una regresión y encontrar un modelo matemático que se ajuste a los resultados obtenidos. La gran ventaja de obtener dicho modelo es que facilita el cálculo del coeficiente de potencia para valores no simulados que estén dentro del rango de los datos trabajados. El objetivo entonces es encontrar un modelo matemático para el coeficiente de potencia y el calor transferido en función de los parámetros TSR y TR.

#### 5.3.1. Coeficiente de Potencia

En el caso del coeficiente de potencia, en la sección 5.2 se destacó que la dependencia con respecto a la variable TR parecía ser lineal, pero que la pendiente era distinta para cada valor de TSR. Esto implica pensar en un modelo lineal donde la pendiente del modelo dependa de TSR. La dependencia con el parámetro TSR, en cambio, se sabe sigue una curva similar a una parábola invertida. Luego, se propone un modelo polinomial de orden 3 para la dependencia de este parámetro. El modelo a a probar entonces tiene la forma:

$$\bar{C}_p = a \cdot \text{TSR}^3 + b \cdot \text{TSR}^2 + c \cdot \text{TSR} + \beta \cdot (\text{TSR})^\gamma \cdot \text{TR} + d \quad (5.2)$$

Utilizando el software Wolfram Mathematica 8.0.0.0 se realizó un *curvefitting* con este modelo, y se llegó a la relación (5.3), con el siguiente valor de  $R^2$ :

$$\bar{C}_p = -0,00848 \cdot \text{TSR}^3 + 0,0446 \cdot \text{TSR}^2 + 0,1022 \cdot \text{TSR} - 0,120 \cdot (\text{TSR})^{0,367} \cdot \text{TR} + 0,014 \quad (5.3)$$

$$R^2 = 0,996193$$

El coeficiente  $R^2$  del modelo es alto, lo que da confianza en su aplicabilidad. Si se busca el valor máximo del modelo entre los rangos de trabajo apropiados ( $0 < \text{TSR} < 6$  y  $0,95 < \text{TR} < 1,05$ ), se encuentra que el punto de máxima potencia es:

$$\text{TSR}_{max} = 4,38$$

$$\text{TR}_{max} = 0,95$$

$$\bar{C}_{Pmax} = 0,424923$$

En la Figura 5.61 se da un gráfico tridimensional del modelo resultante.

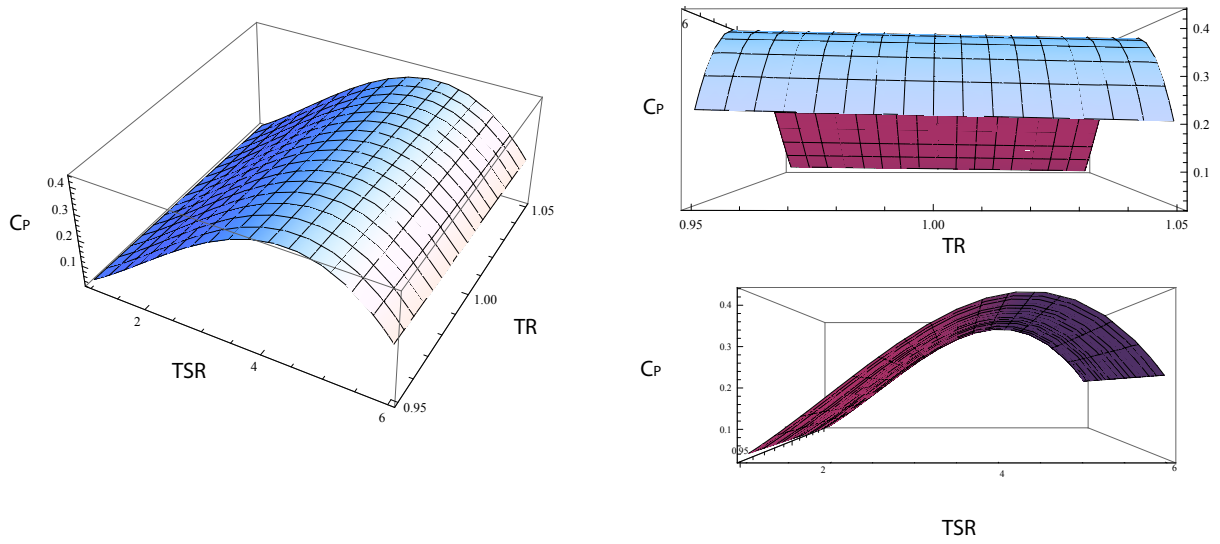


Figura 5.61: Gráficos del modelo numérico de  $C_p$  vs. TR y TSR – Según resultados obtenidos.

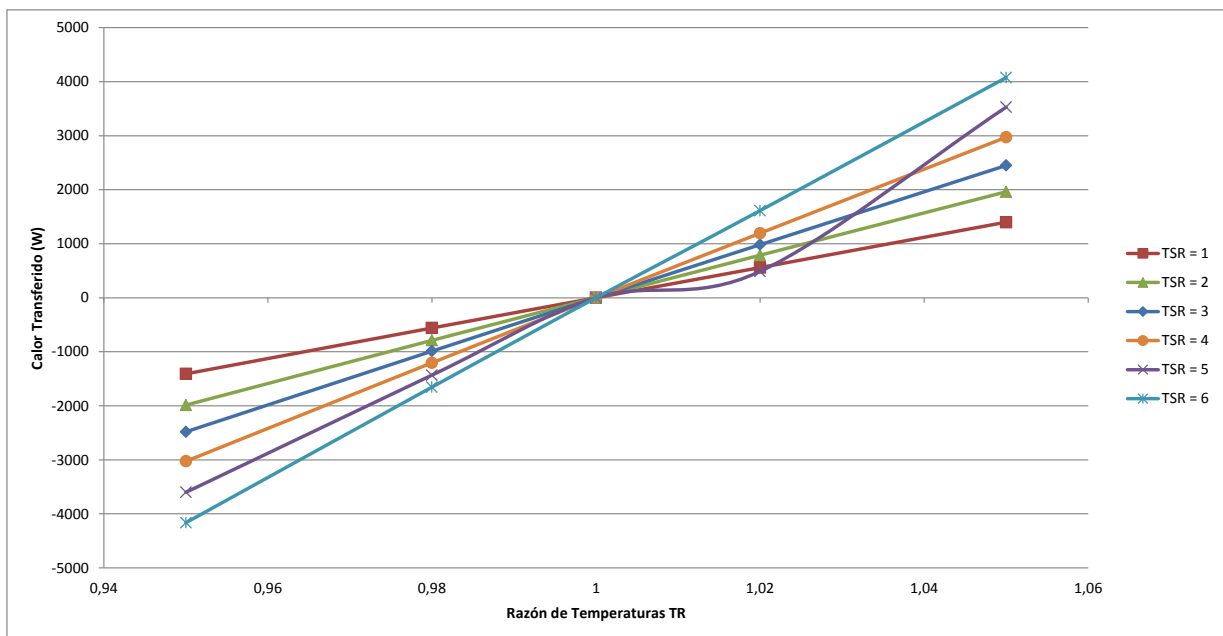


Figura 5.62: Gráficos del coeficiente de calor de  $C_q$  vs. TR para varios TSR – Según resultados obtenidos.

### 5.3.2. Transferencia de Calor

En el caso de la transferencia de calor, también se desean identificar posibles patrones en la forma de la función. Si se grafica el coeficiente de calor vs. el parámetro TR, se tiene la siguiente figura:

Se puede apreciar que el comportamiento es casi seguramente lineal con respecto a TR, con una pendiente y coeficientes de posición que dependen de TSR. Luego, se propone un modelo de la forma:

$$C_Q = a \cdot \text{TSR}^b \cdot \text{TR} + (c \cdot \text{TSR}^d + e) \quad (5.4)$$

Nuevamente utilizando el software Wolfram Mathematica 8.0.0.0, se llega al siguiente modelo:

$$\bar{C}_P = 26,417 \cdot \text{TSR}^{0,632} \cdot \text{TR} - (26,408 \cdot \text{TSR}^{0,633} + 0,00137) \quad (5.5)$$

$$R^2 = 0,992248$$

En la Figura 5.63 se da un gráfico tridimensional del modelo resultante.

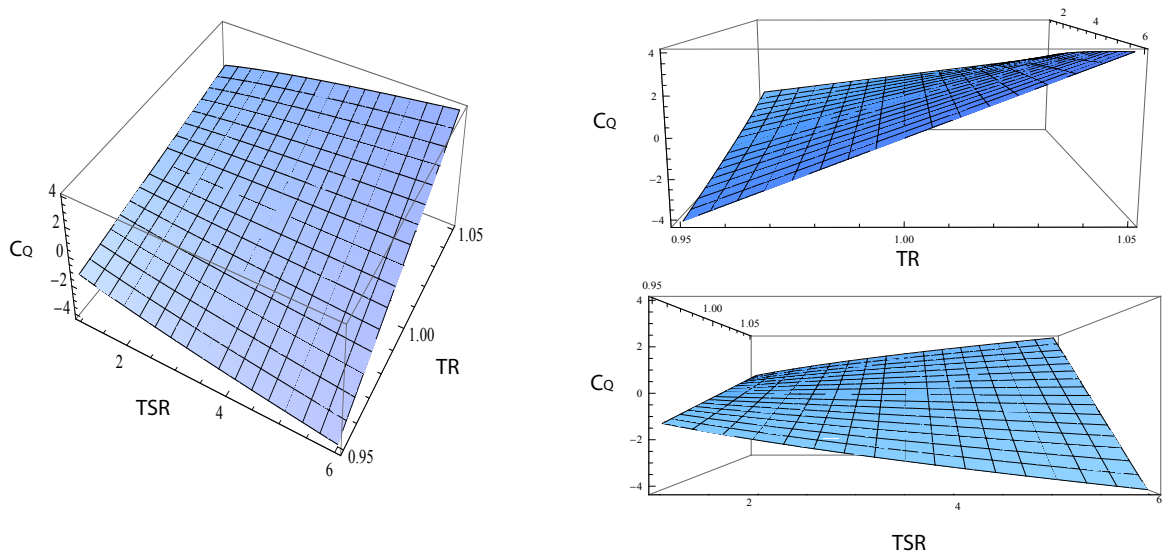


Figura 5.63: Gráficos del modelo numérico de  $C_Q$  vs.  $TR$  y  $TSR$  – Según resultados obtenidos.

## 5.4. Análisis de resultados

En esta sección se resumirán los resultados obtenidos en los casos que varían la razón de temperaturas  $TR$ .

En general, se tiene que los resultados con  $TR < 1$  dan mayores potencias que los casos de  $TR = 1$ , mientras que los de  $TR > 1$  dan menores potencias. La razón de estas fluctuaciones se



puede explicar por los cambios en las propiedades físicas, en particular las variaciones en la densidad. En los casos de  $TR < 1$ , la densidad cerca del álabe aumenta, lo que aumenta las fuerzas aerodinámicas y por ende aumenta la magnitud del torque generado (tanto en puntos de torque positivo como negativo), mientras que en los casos de  $TR > 1$  se produce el efecto contrario. Este efecto es más notorio para valores bajo de TSR, debido a la presencia de pérdida dinámica y el constante desprendimiento de vórtices hacen que las variaciones de densidad sean más significativas. A valores más altos de TSR, las variaciones de torque son menores, pero dado que las turbinas están funcionando a altas velocidades de rotación, las variaciones de potencia se hacen significativas. Los puntos donde se producen las mayores variaciones son los de  $TSR = 3$  y  $TSR = 4$ .

Además del cambio en las propiedades físicas, otro fenómeno que se aprecia en los resultados es la variación en la frecuencia de desprendimiento de vórtices a bajas velocidades de rotación ( $TSR < 4$ ). Al modificarse la frecuencia de desprendimiento de vórtices, se ven afectados los coeficientes de potencia generados por los álabes en algunas posiciones debido a la interacción con los vórtices. Esta variación resulta en un cambio del número de Strouhal, el cual no se midió en este trabajo; se propone para futuros estudios, determinar la relación entre el coeficiente de potencia y el número de Strouhal, y la incidencia de la temperatura de superficie de álabe en este último.

Para los valores utilizados de TR en la simulación computacional, la variación de potencia parece moverse entre 1 y 2 % para variaciones de TR de alrededor de 5 %. El comportamiento de  $C_p$  vs. TR parece tener una tendencia lineal en la todas las velocidades de rotación simuladas.

El calor transferido en las simulaciones es alto (en general varias veces mayor que incluso la potencia generada), y sigue una tendencia lineal respecto al parámetro TR.

A partir de estos resultados, se puede afirmar que se puede aumentar la generación de potencia de una turbina Darrieus enfriando uniformemente el álabe entre temperaturas 0 y 5 % menores al flujo libre. Al calentar uniformemente el álabe, en cambio, se obtiene una reducción de la generación de potencia en un orden de magnitud similar. La transferencia de calor en estos casos es alta y de gran magnitud, lo que dificultaría una implementación práctica. Se puede afirmar además que la variación del parámetro TR es capaz de afectar al fenómeno de pérdida dinámica en las Turbinas Darrieus, variando la frecuencia en la que se desprenden los vórtices y posiblemente otros aspectos.

# 6

## Conclusiones y Recomendaciones

Este trabajo de tesis tuvo como motivación principal investigar el comportamiento de las turbinas eólicas de eje vertical tipo Darrieus bajo distintas temperaturas de superficie de álabe. Para ello, se realizó una simulación computacional utilizando el método de volúmenes finitos con el software comercial ANSYS Fluent 13.0.0. Al comenzar esta investigación, se plantearon tres objetivos específicos claros: estudiar el comportamiento físico de una turbina Darrieus y determinar su rendimiento aerodinámico; investigar como varía lo anterior al cambiar la temperatura de superficie de álabe; y por último, determinar las condiciones de transferencia de calor que mantengan dichas temperaturas de superficie de álabe. En relación a dichos objetivos, se puede concluir lo siguiente:

- Las turbinas Darrieus se pueden caracterizar por curvas de coeficiente de potencia vs. velocidad de punta de álabe (TSR). Para valores bajos de TSR (menores a 3) se produce el fenómeno de pérdida dinámica, lo que implica varios desprendimientos y reacoplamientos del flujo durante la rotación de la turbina. Esto se debe a los bruscos cambios en el ángulo de ataque a bajas velocidades de rotación, y genera subidas y bajadas en la curva de potencia.
- Para valores medianos de TSR (3–5) la velocidad de rotación es suficientemente alta con respecto al flujo libre para que la variación del ángulo de ataque sea pequeña y jamás supere el ángulo de pérdida estática, efectivamente eliminando la pérdida dinámica. En estas velocidades se genera la máxima potencia de la turbina.
- Para valores altos de TSR (mayores a 5), la variación de ángulo de ataque se hace demasiado pequeña y el perfil alar comienza a generar menos Lift, lo que hace que la potencia generada comience a descender.
- La mayor parte de la potencia generada por álabe se genera en la primera mitad de la rotación. En la segunda mitad, la magnitud de la velocidad del flujo es mucho menor, por lo que las fuerzas aerodinámicas y la potencia generada también lo son.

- 
- Al variar el parámetro TR, se modifican las propiedades físicas cerca del álabe. Con un parámetro TR menor a 1, se tiene una baja en la temperatura cerca del álabe y por ende un aumento de densidad del flujo. Esto implica un aumento proporcional de las fuerzas aerodinámicas (principalmente Lift), lo cual genera un aumento de la potencia. Una variación del parámetro TR hacia el otro lado ( $TR > 1$ ) tiene el efecto contrario. Este efecto se puede concluir para el rango  $0,95 < TR < 1,05$ , que fue el simulado.
  - Las variaciones de viscosidad debido al cambio de temperaturas tienen muy poca incidencia en el cálculo de las fuerzas aerodinámicas y el torque.
  - Para velocidades bajas de rotación ( $TSR < 4$ ), la variación del parámetro TR genera cambios en la frecuencia de desprendimiento de vórtices de los álabes, lo cual afecta el torque y la potencia generada cuando los álabes consiguientes chocan con estos vórtices.
  - La transferencia de calor entre el álabe y el flujo es significativamente alta. Esto haría difícil una implementación práctica de la idea, pues mantener la temperatura de álabe costaría más potencia de la que ganaría la turbina.

Usando estas conclusiones como base, se pueden proponer las siguientes recomendaciones para futuros trabajos:

- Extender este trabajo a simulaciones tridimensionales, para así estudiar como afecta la temperatura de superficie de álabe a los efectos de borde de álabe.
- Analizar más a fondo los efectos de la frecuencia de desprendimiento de vórtices sobre el coeficiente de potencia. Posteriormente, estudiar la influencia de la temperatura de superficie de álabe sobre la frecuencia de desprendimiento de vórtices, con el objetivo de lograr modificar esta última de manera favorable.
- Experimentar con temperaturas de álabe no uniformes. Si se puede lograr un incremento de potencia similar pero modificando la temperatura de solo una sección del álabe, se reduciría la potencia necesaria para mantener la transferencia de calor y podría hacerse viable el concepto.
- Extender el rango de temperaturas trabajadas. Aunque para turbinas eólicas un rango mayor al simulado parece ser de poca aplicabilidad ingenieril (pues las temperaturas serían muy extremas), esto tiene valor científico y puede ayudar a comprender mejor los fenómenos que caracterizan la simulación.
- Intentar el mismo concepto pero con turbinas mareomotrices. El número de Prandtl del agua es mucho mayor al del aire, luego es posible que los resultados sean mucho más pronunciados a números de Reynolds similares.

- 
- Después de haber realizado las recomendaciones anteriores, intentar diseñar un experimento real con un modelo en un túnel de viento.

# Referencias

- [1] G.M. JOSELIN HERBERT, S. INIYAN, E. SREEVALSAN, Y S. RAJAPANDIAN. *A review of wind energy technologies*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, **11**(6):1117–1145, Agosto 2007. (Citado en la página 1.)
- [2] C.L. ARCHER Y M.Z. JACOBSON. *Evaluation of global wind power*. Journal of Geophysical Research, **110**:D12110.1–D12110.20, 2005. (Citado en la página 1.)
- [3] GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. *Global Wind Report: Annual Market Update 2010*. Informe técnico, Global Wind Energy Council, 2011. (Citado en las páginas 1 y 2.)
- [4] P. MICHALAK Y J. ZIMNY. *Wind energy development in the world, Europe and Poland from 1995 to 2009; current status and future perspectives*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, **15**(5):2330–2341, Junio 2011. (Citado en la página 1.)
- [5] S. MATHEW. *Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics*. Springer, 2006. (Citado en las páginas 3, 5 y 7.)
- [6] H. BERI Y Y. YAO. *Numerical Simulation of Unsteady Flow to Show Self-starting of Vertical Axis Wind Turbine Using Fluent*. Journal of Applied Sciences, **11**(6):962–970, 2011. (Citado en las páginas 3 y 5.)
- [7] M.M.A. BHUTTA, N. HAYAT, A.U. FAROOQ, Y Z. ALI. *Vertical axis wind turbine – A review of various configurations and design techniques*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, **16**(4):1926–1939, Mayo 2012. (Citado en la página 5.)
- [8] H. RIEGLER. *HAWT versus VAWT Small VAWTs find a clear niche*. Refocus, **4**(4):44–46, 2003. (Citado en la página 5.)
- [9] S. ERIKSSON, H. BERNHOFF, Y M. LEIJON. *Evaluation of different turbine concepts for wind power*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, **12**(5):1419–1434, Junio 2008. (Citado en la página 5.)

- [10] M. ISLAM, D.S.-K. TING, Y A. FARTAJ. *Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, **12**(4):1087–1109, Mayo 2008. (Citado en las páginas 5, 27 y 32.)
- [11] H.J. SUTHERLAND, D.E. BERG, Y T.D. ASHWILL. *A Retrospective of VAWT Technology*. Informe técnico, Sandia National Laboratories, 2012. (Citado en las páginas 6 y 7.)
- [12] B.K. KIRKE. *Evaluation of self-starting vertical axis wind turbines for stand-alone applications*. Tesis doctoral, Griffith University, 1998. (Citado en las páginas 7, 18 y 20.)
- [13] M. GAD-EL HAK. *Flow control: passive, active, and reactive flow management*. Cambridge University Press, 2000. (Citado en las páginas 8, 42, 43 y 44.)
- [14] M. GAD-EL HAK. *Modern Developments in Flow Control*. Applied Mechanics Reviews, **49**(7):365–379, 1996. (Citado en la página 8.)
- [15] E. RESHOTKO. *Drag reduction by cooling in hydrogen-fueled aircraft*. Journal of Aircraft, **16**(9):584–590, 1979. (Citado en las páginas 8 y 44.)
- [16] J.D. ANDERSON JR. *Fundamentals of Aerodynamics*. McGraw-Hill, tercera edición, 2001. (Citado en las páginas 10, 12, 13 y 14.)
- [17] M.O.L. HANSEN. *Aerodynamics of Wind Turbines*. Earthscan, segunda edición, 2008. (Citado en las páginas 10 y 27.)
- [18] I. PARASCHIVOIU. *Wind Turbine Design: With Emphasis on Darrieus Concept*. Presses Internationales Polytechnique, 2002. (Citado en las páginas 10, 12, 17, 22 y 30.)
- [19] M.O.L. HANSEN, J.N. SORENSEN, S. VOUTSINAS, Y H. MADSEN. *State of the art in wind turbine aerodynamics and aeroelasticity*. Progress in Aerospace Sciences, **42**(4):285–330, Junio 2006. (Citado en la página 10.)
- [20] R.E. SHELDAHL Y P.C. KLIMAS. *Aerodynamic characteristics of seven symmetrical airfoil sections through 180-degree angle of attack for use in aerodynamic analysis of vertical axis wind turbines*. Informe técnico, Sandia National Laboratories, 1981. (Citado en las páginas 15 y 52.)
- [21] T.D. ASHWILL. *Measured data for the Sandia 34-meter vertical axis wind turbine*. Informe técnico, Sandia National Laboratories, 1992. (Citado en las páginas 19 y 51.)
- [22] C.J. SIMÃO FERREIRA. *The near wake of the VAWT 2D and 3D views of the VAWT aerodynamics*. Tesis doctoral, Delft University of Technology, 2009. (Citado en la página 23.)

- [23] J.A. EKATERINARIS Y M.F. PLATZER. *Computational Prediction of Airfoil Dynamic Stall*. Progress in Aerospace Sciences, **33**(11-12):759–846, Abril 1998. (Citado en las páginas 22 y 24.)
- [24] W.J. McCROSKEY. *Unsteady Airfoils*. Annual Review of Fluid Mechanics, **14**(1):285–311, Enero 1982. (Citado en la página 22.)
- [25] J.H. STRICKLAND. *The Darrieus Turbine: A Performance Prediction Model Using Multiple Streamtubes*. Informe técnico, Sandia National Laboratories, 1975. (Citado en las páginas 27 y 32.)
- [26] I. PARASCHIVOIU. *Double-multiple streamtube model for Darrieus wind turbines*. Informe técnico, Institut de Recherche d'Hydro-Québec, 1981. (Citado en la página 29.)
- [27] S.C. McINTOSH, H. BABINSKY, Y T. BERTENYI. *Convergence Failure and Stall Hysteresis in Actuator-Disk Momentum Models Applied to Vertical Axis Wind Turbines*. Journal of Solar Energy Engineering, **131**(3):034502, 2009. (Citado en la página 32.)
- [28] B.G. BROWNLEE. *A Vortex Model for the Vertical Axis Wind Turbine*. Tesis de magíster, Texas Tech University, 1988. (Citado en la página 32.)
- [29] T. VAN NGUYEN. *A Vortex Model of the Darrieus Turbine*. Tesis de magíster, Texas Tech University, 1978. (Citado en la página 32.)
- [30] H.K. VERSTEEG Y W. MALALASEKERA. *An introduction to Computational Fluid Dynamics: The Finite Volume Method*. Longman Scientific & Technical, 1995. (Citado en las páginas 32, 33 y 39.)
- [31] T.J. CHUNG. *Computational Fluid Dynamics*. Cambridge University Press, 2002. (Citado en las páginas 32 y 36.)
- [32] C.A.J. FLETCHER. *Computational Techniques for Fluid Dynamics*. Springer, 2003. (Citado en la página 32.)
- [33] S.V. PATANKAR. *Numerical Heat Transfer and Fluid Flow*. Taylor & Francis, 1980. (Citado en la página 32.)
- [34] S.V. PATANKAR Y D.B. SPALDING. *A calculation procedure for heat, mass and momentum transfer in three-dimensional parabolic flows*. International Journal of Heat and Mass Transfer, **15**(10):1787–1806, 1972. (Citado en la página 34.)
- [35] R.I ISSA. *Solution of the implicitly discretised fluid flow equations by operator-splitting*. Journal of Computational Physics, **62**(1):40–65, Enero 1986. (Citado en la página 34.)
- [36] ANSYS INC. *ANSYS FLUENT Theory Guide*, 2011. (Citado en las páginas 35 y 48.)

- [37] R. W. FOX, A. T. McDONALD, Y P. J. PRITCHARD. *Introduction to Fluid Mechanics*. John Wiley & Sons, sexta edición, 2004. (Citado en la página 35.)
- [38] B.E. LAUNDER Y B. SPALDING. *Mathematical Models of Turbulence*. New York: Academic Press, 1972. (Citado en la página 39.)
- [39] A.N. KOLMOGOROV. *Equations of Turbulent Motion of an Incompressible Fluid*. Invezitia Academy of Sciences, USSR; Physics, **6**(1-2):56–58, 1942. (Citado en la página 40.)
- [40] P.G. SAFFMAN. *A Model for Inhomogeneous Turbulent Flow*. Proceedings of the Royal Society of London, **A317**(1530):417–433, 1970. (Citado en la página 40.)
- [41] D.C. WILCOX. *Reassessment of the Scale Determining Equation for Advanced Turbulence Models*. AIAA Journal, **26**(11):1299–1310, 1988. (Citado en la página 40.)
- [42] D.C. WILCOX. *Formulation of the  $k$ - $\omega$  Turbulence Model Revisited*. AIAA Journal, **46**(11):2823–2838, 2006. (Citado en la página 40.)
- [43] D.C. WILCOX. *Turbulence Modeling for CFD*. DCW Industries, Inc., 1994. (Citado en la página 40.)
- [44] F.R. MENTER. *Two-Equation Eddy-Viscosity Turbulence Models for Engineering Applications*. AIAA Journal, **32**(8):1598–1605, 1994. (Citado en la página 41.)
- [45] F.R. MENTER, M. KUNTZ, Y R. LANGTRY. *Ten years of industrial experience with the SST turbulence model*. Turbulence, heat and mass transfer, **4**:625–632, 2003. (Citado en la página 42.)
- [46] J. KJELLIN, F. BÜLOW, S. ERIKSSON, P. DEGLAIRE, M. LEIJON, Y H. BERNHOFF. *Power coefficient measurement on a 12 kW straight bladed vertical axis wind turbine*. Renewable Energy, **36**(11):3050–3053, Noviembre 2011. (Citado en las páginas 46, 47, 51, 52 y 58.)
- [47] S. LAIN Y C. OSORIO. *Simulation and evaluation of a straight-bladed Darrieus-type cross flow marine turbine*. Journal of Scientific & Industrial Research, **69**(12):906–912, 2010. (Citado en la página 48.)
- [48] E. AMET, C. PELLONE, Y T. MAITRE. *A numerical approach for estimating the aerodynamic characteristics of a two bladed vertical Darrieus wind turbine*. Scientific Bulletin of the Politehnica University of Timisoara, Transactions on Mechanics, **51**(65):95–102, 2006. (Citado en la página 48.)
- [49] E. VAISHNAV. *An investigation on the aerodynamic performance of a vertical axis wind turbine*. Tesis de magíster, Oklahoma State University, 2010. (Citado en la página 48.)



- [50] W. KAYS, M. CRAWFORD, Y B. WEIGAND. *Convective Heat and Mass Transfer*. McGraw-Hill, cuarta edición, 2005. (Citado en la página 51.)
- [51] R.E. SHELDAHL Y B.F. BLACKWELL. *Free-air performance tests of a 5-metre-diameter Darrieus turbine*. Informe técnico, 1977. (Citado en la página 51.)
- [52] M.H. WORSTELL. *Aerodynamic performance of the 17-metre-diameter Darrieus wind turbine*. Informe técnico, Sandia National Laboratories, 1979. (Citado en la página 51.)
- [53] R. HOWELL, N. QIN, J. EDWARDS, Y N. DURRANI. *Wind tunnel and numerical study of a small vertical axis wind turbine*. *Renewable Energy*, **35**(2):412–422, Febrero 2010. (Citado en la página 51.)
- [54] ANSYS INC. *ANSYS FLUENT User's Guide*, 2011. (Citado en la página 54.)

# **Anexos**

# Anexo A

## Código del Modelo DMS (Double-Multiple Streamtube)

En este anexo se muestra el código del modelo DMS (Double-Multiple Streamtube) que se usó para efectos de validación. El código fue programado en Python, y se muestra a continuación.

```
1 #!/usr/bin/python
2
3 #DMS.py
4 #Double Multiple Streamtube Model
5 #Calcula los coeficientes de potencia por TSR
6
7 from math import *
8 import f_cd
9 import f_cl
10
11 U_inf = 10.0
12 radio = 3.0
13 n = 3
14 cuerda = 0.25
15 rho = 1.225 #utilizar solamente cuando se desean propiedades constantes
16 Alto = 1.0
17 mu = 1.794e-5 #utilizar solamente cuando se desean propiedades constantes
18 #T = 285.0
19
20 omega = 0.0
21 f = file('resultados.txt', 'w')
22 f2 = file('detalles.txt', 'w')
23
24 while omega < 25:
25
26     omega = omega + 10.0/3 #avanza por valores de omega
27     #mu = (1.458*pow(10,-6)*pow(T, 1.5))/(T+110.4) #ley de Sutherland
```

```

28 #rho = 101000.0/(287.04*T) #ley de gases ideales
29 Ms_u = 0
30 Ms_d = 0
31 dtheta = 15.0
32 theta = dtheta / 2
33
34 while theta < 180:
35     a = 0
36
37     while a<1:
38
39         a = a+0.0001
40
41         U = (1 - a) * U_inf
42
43         theta_r = theta * 2 * pi / 360
44         alpha = atan(U * sin(theta_r) / (U * cos(theta_r) + omega * radio)
45             )
46
47         if (alpha < 0):
48             alpha = 2*pi + alpha
49
50         Ur_u = U * sin(theta_r) / sin(alpha)
51         Re = rho * Ur_u * cuerda / mu
52
53         Cd_u = f_cd.f_cd(degrees(alpha), Re)
54         Cl_u = f_cl.f_cl(degrees(alpha), Re)
55
56         Ct_u = Cl_u * sin(alpha) - Cd_u * cos(alpha)
57         Cn_u = Cl_u * cos(alpha) + Cd_u * sin(alpha)
58
59         if a > 0.4:
60             ct_ad_u = ((n * cuerda / (2 * pi * radio)) * pow((Ur_u / U_inf
61                 ), 2) * (Cn_u - Ct_u / fabs(tan(theta_r))))
62             ct_mom_u = 26 * a / 15 + 4 / 15
63         else:
64             ct_ad_u = ((n * cuerda / (2 * pi * radio)) * pow((Ur_u / U_inf
65                 ), 2) * (Cn_u - Ct_u / fabs(tan(theta_r))))
66             ct_mom_u = 4 * a * (1 - a)
67
68         f2.write(str(theta) + ' ' + str(a)+ ' ' + str(ct_ad_u)+ ' ' +str(
69             ct_mom_u) + '\n')
70
71         if round(ct_ad_u-ct_mom_u, 3) == 0 or a == 1:
72             print theta, a, ct_ad_u, ct_mom_u
73             break;

```

```

71 Ms_u = Ms_u + 0.5 * rho * radio * Ct_u * cuerda * Alto * pow(Ur_u, 2)
72
73 aprima = 1
74 Ue = 2 * U - U_inf
75 termino = False #variable para determinar si ya ha terminado el ciclo
76                 y no se ha encontrado solucion
77
78 while aprima > 0:
79
80     aprima = round(aprima - 0.0001, 4)
81
82     if aprima == 0.0001:
83         termino = True
84         aprima = 1
85
86     Uprima = (1 - aprima) * Ue
87     theta_r = (360 - theta) * 2 * pi / 360 #en la otra rotacion
88     alpha = atan(Uprima * sin(theta_r) / (Uprima * cos(theta_r) +
89                 omega * radio))
90
91     if alpha < 0:
92         alpha = 2*pi+alpha
93     elif sin(alpha) == 0:
94         continue
95
96     Ur_d = Uprima * sin(theta_r) / sin(alpha)
97
98     Cd_d = f_cd.f_cd(degrees(alpha), Re)
99     Cl_d = f_cl.f_cl(degrees(alpha), Re)
100
101     Ct_d = Cl_d * sin(alpha) - Cd_d * cos(alpha)
102     Cn_d = Cl_d * sin(alpha) + Cd_d * sin(alpha)
103
104     ct_ad_d = ((n * cuerda / (2 * pi * radio)) * pow((Ur_d / Ue), 2) *
105                 (Cn_d - Ct_d / abs(tan(theta_r))))
106
107     k = U / U_inf
108     l = Uprima / U_inf
109
110     ct_mom_d = 2 * l * (2 * k - 1 + pow((1 * l + 2 * l + 4 * k * (k -
111                 1 - 1) + 1), 0.5) - 1)
112
113     f2.write(str(theta) + ' ' + str(aprima) + ' ' + str(ct_ad_d) + ' ' +
114             str(ct_mom_d) + '\n')
115
116     if round(ct_ad_d, 3) == round(ct_mom_d, 3) or termino:

```

```

113         print theta , aprima , ct_ad_d , ct_mom_d
114         break ;
115
116         Ms_d = Ms_d + 0.5 * rho * radio * Ct_d * cuerda * Alto * pow(Ur_d, 2)
117         theta = theta+dtheta
118
119     Q = n * (Ms_u + Ms_d) / 2 / (180 / dtheta)
120     P = omega * Q
121     print "TSR =", (omega*radio)/U_inf ,
122     print P ,
123     print "Cp =", P / (0.5 * rho * 2 * radio * Alto * pow(U_inf, 3))
124     f.write('TSR = ' + str((omega*radio)/U_inf) + ' T = ' + str(T) + ' P = ' +
125           str(P) + ' Cp = ' + str(P / (0.5 * rho * 2 * radio * Alto * pow(U_inf,
126           3))) + '\n')
127     f2.write('TSR = ' + str((omega*radio)/U_inf) + ' ' + str(P) + ' Cp = ' +
128           str(P / (0.5 * rho * 2 * radio * Alto * pow(U_inf, 3))) + '\n')
129     #T = T+1.0 #solamente cuando se quieren analizar variaciones de
130     temperatura
131
132 f.close()

```

A continuación se muestra la función que se utilizó para calcular el valor del coeficiente de Drag  $C_D$  del perfil alar NACA 0021 para un ángulo dado  $\alpha$  y un número Reynolds.

```
1 #!/usr/bin/python
2
3 #f_cd.py
4 #programa que entrega los valores de cd
5 #dados Reynolds y alfa
6
7 def f_cd( alfa , Re ) :
8     f = file('cd.txt', 'r')
9
10    #primero , debemos descubrir entre que indices esta el numero de Reynolds
11
12    listaRe = f.readline().split()
13
14    col = 0
15    fil = 0
16
17    #Re menor esta en la posicion col , y el mayor en la posicion col+1. Luego:
18
19    if Re > float(listaRe[-1]): #es mayor al rango; en teoria deberiamos
20        extrapolar , implementar a futuro
21        Re_menor = float(listaRe[-2])
22        Re_mayor = float(listaRe[-1])
23    elif Re < float(listaRe[0]): #es menor al rango
24        Re_mayor = float(listaRe[1])
25        Re_menor = float(listaRe[0])
26    else:
27        for x in listaRe:
28            if float(x)<Re:
29                col = listaRe.index(x)
30
31        Re_menor = float(listaRe[col])
32        Re_mayor = float(listaRe[col+1])
33
34    #-ahora debo hacer lo mismo con los alfas , y calcular un cd medio para los
35    dos alfas .
36
37    line = f.readline()
38    while line != "":
39        listacd_alfa1 = line.split()
40        line = f.readline()
41        listacd_alfa2 = line.split()
42        if float(listacd_alfa2[0]) > alfa: #si el angulo de la linea es mayor
43            a alfa => es alfa mayor
```

```
41     cdRe_menor = float(listacd_alfa2[col])
42     cdRe_mayor = float(listacd_alfa2[col+1])
43     alfa2 = float(listacd_alfa2[0])
44     cdalfa2 = cdRe_menor + (Re - Re_menor) * (cdRe_mayor - cdRe_menor)
         / (Re_mayor - Re_menor)
45
46     cdRe_menor = float(listacd_alfa1[col])
47     cdRe_mayor = float(listacd_alfa1[col+1])
48     alfa1 = float(listacd_alfa1[0])
49     cdalfa1 = cdRe_menor + (Re - Re_menor) * (cdRe_mayor - cdRe_menor)
         / (Re_mayor - Re_menor)
50
51     break
52     f.close()
53
54     return cdalfa1 + (alfa - alfa1) * (cdalfa2 - cdalfa1) / (alfa2 - alfa1)
```



Y finalmente, a continuación se muestra la función que se utilizó para calcular el valor del coeficiente de Lift  $C_L$  del perfil alar NACA 0021 para un ángulo dado  $\alpha$  y un número Reynolds.

```
1 #!/usr/bin/python
2
3 #f_cl.py
4 #programa que entrega los valores de Cl
5 #dados Reynolds y alfa
6
7 def f_cl( alfa , Re ) :
8     f = file('cl.txt', 'r')
9
10    #primero , debemos descubrir entre que indices esta el numero de Reynolds
11
12    listaRe = f.readline().split()
13
14    col = 0
15    fil = 0
16
17    #Re menor esta en la posicion col , y el mayor en la posicion col+1. Luego:
18
19    if Re > float(listaRe[-1]): #es mayor al rango; en teoria deberiamos
20        extrapolar , implementar a futuro
21        Re_menor = float(listaRe[-2])
22        Re_mayor = float(listaRe[-1])
23    elif Re < float(listaRe[0]): #es menor al rango
24        Re_mayor = float(listaRe[1])
25        Re_menor = float(listaRe[0])
26    else:
27        for x in listaRe:
28            if float(x)<Re:
29                col = listaRe.index(x)
30
31        Re_menor = float(listaRe[col])
32        Re_mayor = float(listaRe[col+1])
33
34    #-ahora debo hacer lo mismo con los alfas , y calcular un Cl medio para los
35    dos alfas .
36
37    line = f.readline()
38    while line != "":
39        listaCl_alfa1 = line.split()
40        line = f.readline()
41        listaCl_alfa2 = line.split()
42        if float(listaCl_alfa2[0]) > alfa: #si el angulo de la linea es mayor
43            a alfa => es alfa mayor
```

```
41     clRe_menor = float(listaC1_alfa2[col])
42     clRe_mayor = float(listaC1_alfa2[col+1])
43     alfa2 = float(listaC1_alfa2[0])
44     clalfa2 = clRe_menor + (Re - Re_menor) * (clRe_mayor - clRe_menor)
         / (Re_mayor - Re_menor)
45
46     clRe_menor = float(listaC1_alfa1[col])
47     clRe_mayor = float(listaC1_alfa1[col+1])
48     alfa1 = float(listaC1_alfa1[0])
49     clalfa1 = clRe_menor + (Re - Re_menor) * (clRe_mayor - clRe_menor)
         / (Re_mayor - Re_menor)
50
51     break
52     f.close()
53
54     return clalfa1 + (alfa - alfa1) * (clalfa2 - clalfa1) / (alfa2 - alfa1)
```

## Anexo B

# Detalle de Coeficientes de Momento por TSR y TR

En este anexo se da el detalle de los coeficientes de momento y de potencia de la turbina para todos los casos simulados. Demás está recordar que la fase de  $\theta = 0^\circ$  se encuentra en la posición vertical (ver Figura 2.18). Para comodidad del lector, a continuación se muestran nuevamente los parámetros adimensionales utilizados.

Primero, los coeficientes de torque y potencia,  $C_M$  y  $C_P$ :

$$C_M = \frac{M}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^2 AR}, \quad (\text{B.1})$$

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 A}. \quad (\text{B.2})$$

La razón de velocidad de punta de álabe, o TSR:

$$\text{TSR} = \lambda = \frac{\omega R}{U_\infty}. \quad (\text{B.3})$$

Y finalmente, la razón de temperaturas, o TR:

$$\text{TR} = \frac{T_W}{T_\infty}. \quad (\text{B.4})$$

Para pasar de los coeficientes adimensionales aquí mostrados a sus versiones dimensionales, se deben utilizar las ecuaciones mencionadas con los valores de referencia, que se muestra en la tabla a continuación:

Tabla B.1: Valores de Referencia

Propiedad	Valor
Velocidad $U_\infty$ (m/s)	10
Área A ( $m^2$ )	6
Número de Álabes	3
Radio de la Turbina ( $m$ )	3
Cuerda ( $m$ )	0,25
Densidad de Referencia $\rho$ ( $kg/m^3$ )	1,225

## B.1. Casos con TR = 1

Tabla B.2: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 1 y TR = 1

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_P$
10	-0.0015	130	-0.0107	250	0.0148	0.0025	0.0025
20	0.0088	140	0.0073	260	0.0162	0.0323	0.0323
30	0.0271	150	0.0237	270	0.0157	0.0665	0.0665
40	0.0483	160	0.0105	280	0.0141	0.0728	0.0728
50	0.0655	170	-0.0006	290	0.0225	0.0874	0.0874
60	0.0750	180	-0.0017	300	0.0052	0.0785	0.0785
70	0.0088	190	-0.0001	310	0.0141	0.0228	0.0228
80	0.0280	200	-0.0007	320	0.0132	0.0405	0.0405
90	0.0018	210	0.0019	330	0.0068	0.0105	0.0105
100	0.0259	220	0.0067	340	0.0045	0.0371	0.0371
110	0.0124	230	0.0069	350	0.0000	0.0192	0.0192
120	0.0259	240	0.0104	360	-0.0034	0.0329	0.0329
130	-0.0086	250	0.0159	10	-0.0016	0.0057	0.0057
140	0.0178	260	0.0153	20	0.0088	0.0419	0.0419
150	0.0197	270	0.0170	30	0.0271	0.0638	0.0638
160	0.0029	280	0.0166	40	0.0483	0.0678	0.0678
170	-0.0029	290	0.0227	50	0.0657	0.0855	0.0855
180	-0.0006	300	0.0058	60	0.0752	0.0803	0.0803
190	0.0012	310	0.0144	70	0.0156	0.0312	0.0312
200	0.0005	320	0.0138	80	0.0262	0.0405	0.0405
210	0.0020	330	0.0067	90	-0.0068	0.0019	0.0019
220	0.0074	340	0.0039	100	0.0335	0.0449	0.0449
230	0.0076	350	-0.0002	110	0.0053	0.0126	0.0126
240	0.0101	360	-0.0034	120	0.0301	0.0367	0.0367
250	0.0169	10	-0.0016	130	-0.0140	0.0013	0.0013
260	0.0136	20	0.0087	140	0.0124	0.0347	0.0347
270	0.0174	30	0.0268	150	0.0240	0.0682	0.0682
280	0.0149	40	0.0479	160	0.0074	0.0702	0.0702
290	0.0218	50	0.0652	170	-0.0020	0.0850	0.0850
300	0.0055	60	0.0739	180	-0.0014	0.0780	0.0780
310	0.0129	70	0.0129	190	-0.0001	0.0257	0.0257
320	0.0139	80	0.0248	200	-0.0005	0.0382	0.0382
330	0.0054	90	-0.0119	210	0.0027	-0.0038	-0.0038
340	0.0030	100	0.0368	220	0.0057	0.0454	0.0454
350	-0.0007	110	0.0024	230	0.0069	0.0085	0.0085
360	-0.0036	120	0.0346	240	0.0110	0.0420	0.0420

Tabla B.3: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 2 y TR = 1

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_P$
10	-0.0069	130	-0.0280	250	0.0389	0.0040	0.0080
20	0.0006	140	0.0204	260	0.0210	0.0420	0.0840
30	0.0174	150	0.0145	270	0.0151	0.0470	0.0940
40	0.0416	160	0.0044	280	0.0302	0.0762	0.1524
50	0.0685	170	0.0021	290	0.0319	0.1025	0.2051
60	0.0919	180	-0.0037	300	0.0261	0.1143	0.2285
70	0.1054	190	0.0003	310	0.0268	0.1325	0.2651
80	0.1046	200	0.0081	320	0.0206	0.1333	0.2667
90	0.0878	210	0.0185	330	0.0162	0.1225	0.2449
100	0.0205	220	0.0283	340	0.0083	0.0571	0.1143
110	0.0280	230	0.0444	350	0.0000	0.0724	0.1448
120	0.0096	240	0.0558	360	-0.0059	0.0596	0.1191
130	-0.0048	250	0.0268	10	-0.0069	0.0150	0.0300
140	0.0243	260	0.0251	20	0.0005	0.0498	0.0997
150	0.0036	270	0.0099	30	0.0174	0.0309	0.0617
160	-0.0006	280	0.0192	40	0.0416	0.0602	0.1204
170	-0.0011	290	0.0369	50	0.0685	0.1043	0.2087
180	-0.0036	300	0.0295	60	0.0913	0.1173	0.2345
190	0.0001	310	0.0281	70	0.1038	0.1320	0.2640
200	0.0067	320	0.0255	80	0.1024	0.1346	0.2691
210	0.0180	330	0.0197	90	0.0828	0.1206	0.2412
220	0.0288	340	0.0102	100	0.0262	0.0653	0.1305
230	0.0447	350	0.0006	110	0.0203	0.0656	0.1312
240	0.0532	360	-0.0057	120	0.0162	0.0638	0.1275
250	0.0200	10	-0.0069	130	-0.0204	-0.0073	-0.0146
260	0.0169	20	0.0001	140	0.0225	0.0395	0.0791
270	0.0140	30	0.0168	150	0.0105	0.0414	0.0827
280	0.0223	40	0.0408	160	0.0021	0.0652	0.1305
290	0.0257	50	0.0673	170	-0.0009	0.0921	0.1841
300	0.0249	60	0.0901	180	-0.0036	0.1114	0.2228
310	0.0272	70	0.1025	190	0.0011	0.1309	0.2618
320	0.0203	80	0.1000	200	0.0085	0.1287	0.2575
330	0.0151	90	0.0800	210	0.0208	0.1159	0.2318
340	0.0074	100	0.0249	220	0.0282	0.0605	0.1210
350	-0.0005	110	0.0209	230	0.0375	0.0580	0.1160
360	-0.0061	120	-0.0007	240	0.0557	0.0489	0.0979

Tabla B.4: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 3 y TR = 1

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0.0127	130	0.0407	250	0.0477	0.0749	0.2246
20	-0.0077	140	0.0281	260	0.0487	0.0679	0.2036
30	0.0072	150	0.0128	270	0.0377	0.0595	0.1785
40	0.0310	160	0.0101	280	0.0361	0.0793	0.2378
50	0.0589	170	0.0035	290	0.0460	0.1089	0.3267
60	0.0867	180	-0.0033	300	0.0460	0.1292	0.3875
70	0.1074	190	-0.0025	310	0.0418	0.1462	0.4386
80	0.1186	200	0.0073	320	0.0340	0.1600	0.4800
90	0.1194	210	0.0229	330	0.0237	0.1672	0.5015
100	0.1056	220	0.0351	340	0.0100	0.1528	0.4584
110	0.0928	230	0.0468	350	-0.0018	0.1393	0.4180
120	0.0747	240	0.0472	360	-0.0105	0.1117	0.3350
130	0.0554	250	0.0477	10	-0.0126	0.0905	0.2715
140	0.0535	260	0.0487	20	-0.0072	0.0959	0.2877
150	0.0296	270	0.0377	30	0.0072	0.0760	0.2279
160	0.0188	280	0.0361	40	0.0289	0.0856	0.2569
170	0.0073	290	0.0460	50	0.0552	0.1109	0.3327
180	-0.0020	300	0.0460	60	0.0811	0.1281	0.3843
190	-0.0036	310	0.0418	70	0.1000	0.1412	0.4237
200	0.0055	320	0.0340	80	0.1119	0.1540	0.4620
210	0.0168	330	0.0237	90	0.1133	0.1560	0.4680
220	0.0273	340	0.0100	100	0.1010	0.1399	0.4197
230	0.0422	350	-0.0018	110	0.0855	0.1240	0.3720
240	0.0478	360	-0.0105	120	0.0693	0.1076	0.3228
250	0.0463	10	-0.0126	130	0.0407	0.0813	0.2439
260	0.0477	20	-0.0072	140	0.0281	0.0787	0.2362
270	0.0348	30	0.0072	150	0.0128	0.0768	0.2305
280	0.0343	40	0.0289	160	0.0101	0.0789	0.2366
290	0.0427	50	0.0552	170	0.0035	0.1014	0.3043
300	0.0428	60	0.0811	180	-0.0033	0.1210	0.3630
310	0.0387	70	0.1000	190	-0.0025	0.1361	0.4083
320	0.0311	80	0.1119	200	0.0073	0.1479	0.4437
330	0.0216	90	0.1133	210	0.0229	0.1482	0.4446
340	0.0094	100	0.1010	220	0.0351	0.1342	0.4027
350	-0.0014	110	0.0855	230	0.0468	0.1244	0.3731
360	-0.0104	120	0.0693	240	0.0472	0.1076	0.3227

Tabla B.5: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 4 y TR = 1

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0.0189	130	0.0752	250	0.0325	0.0888	0.3553
20	-0.0152	140	0.0508	260	0.0320	0.0675	0.2702
30	-0.0021	150	0.0285	270	0.0242	0.0505	0.2022
40	0.0200	160	0.0101	280	0.0234	0.0535	0.2140
50	0.0485	170	-0.0025	290	0.0272	0.0732	0.2930
60	0.0787	180	-0.0075	300	0.0271	0.0983	0.3932
70	0.1059	190	-0.0041	310	0.0246	0.1264	0.5058
80	0.1259	200	0.0030	320	0.0202	0.1491	0.5964
90	0.1357	210	0.0129	330	0.0134	0.1620	0.6479
100	0.1344	220	0.0210	340	0.0042	0.1595	0.6380
110	0.1226	230	0.0272	350	-0.0062	0.1437	0.5746
120	0.1030	240	0.0304	360	-0.0147	0.1187	0.4747
130	0.0788	250	0.0324	10	-0.0189	0.0923	0.3692
140	0.0538	260	0.0323	20	-0.0153	0.0708	0.2831
150	0.0306	270	0.0255	30	-0.0022	0.0539	0.2154
160	0.0114	280	0.0232	40	0.0197	0.0544	0.2175
170	-0.0020	290	0.0268	50	0.0479	0.0728	0.2910
180	-0.0076	300	0.0269	60	0.0781	0.0974	0.3896
190	-0.0047	310	0.0246	70	0.1054	0.1253	0.5010
200	0.0021	320	0.0202	80	0.1254	0.1478	0.5912
210	0.0121	330	0.0134	90	0.1348	0.1604	0.6414
220	0.0202	340	0.0043	100	0.1328	0.1573	0.6293
230	0.0265	350	-0.0059	110	0.1204	0.1409	0.5637
240	0.0300	360	-0.0145	120	0.1003	0.1158	0.4633
250	0.0325	10	-0.0188	130	0.0761	0.0898	0.3592
260	0.0318	20	-0.0155	140	0.0515	0.0678	0.2713
270	0.0236	30	-0.0027	150	0.0290	0.0500	0.2000
280	0.0222	40	0.0193	160	0.0106	0.0521	0.2086
290	0.0268	50	0.0474	170	-0.0023	0.0719	0.2876
300	0.0268	60	0.0772	180	-0.0075	0.0965	0.3859
310	0.0243	70	0.1041	190	-0.0044	0.1240	0.4960
320	0.0199	80	0.1239	200	0.0024	0.1462	0.5847
330	0.0132	90	0.1332	210	0.0126	0.1589	0.6357
340	0.0040	100	0.1308	220	0.0208	0.1556	0.6223
350	-0.0063	110	0.1181	230	0.0269	0.1387	0.5549
360	-0.0149	120	0.0984	240	0.0302	0.1137	0.4547



Tabla B.6: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 5 y TR = 1

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0.0263	130	0.0797	250	0.0096	0.0630	0.3152
20	-0.0239	140	0.0535	260	0.0082	0.0378	0.1890
30	-0.0124	150	0.0278	270	0.0044	0.0198	0.0991
40	0.0084	160	0.0059	280	0.0033	0.0176	0.0882
50	0.0359	170	-0.0087	290	0.0059	0.0331	0.1653
60	0.0659	180	-0.0136	300	0.0066	0.0589	0.2946
70	0.0943	190	-0.0106	310	0.0057	0.0894	0.4471
80	0.1166	200	-0.0043	320	0.0036	0.1159	0.5796
90	0.1297	210	0.0021	330	-0.0003	0.1314	0.6571
100	0.1317	220	0.0066	340	-0.0064	0.1320	0.6599
110	0.1232	230	0.0092	350	-0.0142	0.1182	0.5908
120	0.1056	240	0.0102	360	-0.0218	0.0940	0.4701
130	0.0819	250	0.0105	10	-0.0262	0.0661	0.3307
140	0.0552	260	0.0091	20	-0.0239	0.0404	0.2022
150	0.0290	270	0.0048	30	-0.0123	0.0215	0.1076
160	0.0066	280	0.0036	40	0.0083	0.0186	0.0929
170	-0.0085	290	0.0062	50	0.0356	0.0333	0.1665
180	-0.0139	300	0.0071	60	0.0655	0.0586	0.2932
190	-0.0113	310	0.0063	70	0.0935	0.0885	0.4425
200	-0.0050	320	0.0042	80	0.1156	0.1148	0.5740
210	0.0014	330	0.0002	90	0.1285	0.1301	0.6504
220	0.0061	340	-0.0059	100	0.1304	0.1306	0.6530
230	0.0090	350	-0.0138	110	0.1219	0.1170	0.5852
240	0.0102	360	-0.0215	120	0.1046	0.0933	0.4666
250	0.0105	10	-0.0260	130	0.0811	0.0656	0.3279
260	0.0087	20	-0.0240	140	0.0547	0.0393	0.1967
270	0.0036	30	-0.0126	150	0.0286	0.0196	0.0979
280	0.0028	40	0.0079	160	0.0065	0.0172	0.0860
290	0.0055	50	0.0350	170	-0.0086	0.0319	0.1596
300	0.0063	60	0.0648	180	-0.0138	0.0573	0.2866
310	0.0056	70	0.0924	190	-0.0111	0.0870	0.4350
320	0.0036	80	0.1141	200	-0.0047	0.1130	0.5648
330	-0.0006	90	0.1268	210	0.0017	0.1279	0.6397
340	-0.0068	100	0.1286	220	0.0065	0.1283	0.6416
350	-0.0147	110	0.1201	230	0.0093	0.1147	0.5737
360	-0.0221	120	0.1028	240	0.0105	0.0912	0.4561

Tabla B.7: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 6 y TR = 1

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_P$
10	-0.0349	130	0.0723	250	-0.0112	0.0262	0.1574
20	-0.0333	140	0.0455	260	-0.0117	0.0005	0.0029
30	-0.0229	150	0.0191	270	-0.0126	-0.0164	-0.0986
40	-0.0033	160	-0.0031	280	-0.0122	-0.0185	-0.1110
50	0.0234	170	-0.0169	290	-0.0099	-0.0034	-0.0201
60	0.0529	180	-0.0210	300	-0.0085	0.0234	0.1405
70	0.0811	190	-0.0183	310	-0.0085	0.0542	0.3254
80	0.1040	200	-0.0137	320	-0.0098	0.0805	0.4828
90	0.1184	210	-0.0104	330	-0.0127	0.0953	0.5717
100	0.1224	220	-0.0089	340	-0.0174	0.0961	0.5767
110	0.1153	230	-0.0087	350	-0.0239	0.0827	0.4960
120	0.0984	240	-0.0092	360	-0.0308	0.0585	0.3512
130	0.0747	250	-0.0096	10	-0.0349	0.0302	0.1812
140	0.0473	260	-0.0101	20	-0.0332	0.0040	0.0240
150	0.0201	270	-0.0113	30	-0.0227	-0.0139	-0.0832
160	-0.0025	280	-0.0119	40	-0.0031	-0.0175	-0.1048
170	-0.0169	290	-0.0101	50	0.0235	-0.0036	-0.0214
180	-0.0214	300	-0.0087	60	0.0531	0.0230	0.1383
190	-0.0190	310	-0.0087	70	0.0812	0.0535	0.3210
200	-0.0145	320	-0.0098	80	0.1041	0.0798	0.4786
210	-0.0111	330	-0.0124	90	0.1182	0.0946	0.5677
220	-0.0093	340	-0.0169	100	0.1217	0.0954	0.5724
230	-0.0090	350	-0.0235	110	0.1144	0.0820	0.4917
240	-0.0094	360	-0.0301	120	0.0977	0.0582	0.3491
250	-0.0098	10	-0.0347	130	0.0741	0.0296	0.1774
260	-0.0105	20	-0.0334	140	0.0468	0.0029	0.0175
270	-0.0124	30	-0.0231	150	0.0199	-0.0156	-0.0937
280	-0.0131	40	-0.0036	160	-0.0025	-0.0192	-0.1150
290	-0.0115	50	0.0227	170	-0.0168	-0.0056	-0.0337
300	-0.0104	60	0.0519	180	-0.0213	0.0202	0.1212
310	-0.0105	70	0.0798	190	-0.0188	0.0505	0.3033
320	-0.0115	80	0.1022	200	-0.0142	0.0764	0.4587
330	-0.0140	90	0.1160	210	-0.0105	0.0914	0.5486
340	-0.0182	100	0.1192	220	-0.0085	0.0924	0.5545
350	-0.0245	110	0.1122	230	-0.0082	0.0795	0.4772
360	-0.0311	120	0.0957	240	-0.0085	0.0561	0.3368

## **B.2. Casos con TR = 0,98**

Tabla B.8: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 1 y TR = 0,98

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_P$
10	-0,0016	130	-0,0096	250	0,0151	0,0039	0,0039
20	0,0088	140	0,0050	260	0,0162	0,0301	0,0301
30	0,0272	150	0,0236	270	0,0157	0,0665	0,0665
40	0,0487	160	0,0118	280	0,0144	0,0749	0,0749
50	0,0661	170	0,0002	290	0,0228	0,0890	0,0890
60	0,0755	180	-0,0018	300	0,0054	0,0791	0,0791
70	0,0116	190	-0,0004	310	0,0138	0,0251	0,0251
80	0,0276	200	-0,0005	320	0,0138	0,0410	0,0410
90	-0,0017	210	0,0025	330	0,0073	0,0081	0,0081
100	0,0284	220	0,0070	340	0,0047	0,0401	0,0401
110	0,0105	230	0,0067	350	0,0001	0,0172	0,0172
120	0,0274	240	0,0104	360	-0,0034	0,0345	0,0345
130	-0,0092	250	0,0169	10	-0,0016	0,0061	0,0061
140	0,0157	260	0,0154	20	0,0088	0,0399	0,0399
150	0,0204	270	0,0177	30	0,0272	0,0652	0,0652
160	0,0042	280	0,0173	40	0,0486	0,0701	0,0701
170	-0,0027	290	0,0234	50	0,0662	0,0868	0,0868
180	-0,0007	300	0,0065	60	0,0761	0,0819	0,0819
190	0,0009	310	0,0147	70	0,0173	0,0329	0,0329
200	0,0003	320	0,0143	80	0,0309	0,0455	0,0455
210	0,0022	330	0,0070	90	-0,0057	0,0035	0,0035
220	0,0073	340	0,0041	100	0,0324	0,0438	0,0438
230	0,0077	350	-0,0002	110	0,0077	0,0152	0,0152
240	0,0102	360	-0,0034	120	0,0292	0,0360	0,0360
250	0,0165	10	-0,0016	130	-0,0138	0,0011	0,0011
260	0,0138	20	0,0086	140	0,0149	0,0374	0,0374
270	0,0170	30	0,0268	150	0,0240	0,0678	0,0678
280	0,0150	40	0,0480	160	0,0060	0,0690	0,0690
290	0,0217	50	0,0654	170	-0,0027	0,0845	0,0845
300	0,0055	60	0,0747	180	-0,0013	0,0789	0,0789
310	0,0132	70	0,0159	190	0,0003	0,0294	0,0294
320	0,0138	80	0,0241	200	-0,0003	0,0376	0,0376
330	0,0055	90	-0,0145	210	0,0023	-0,0068	-0,0068
340	0,0031	100	0,0388	220	0,0060	0,0479	0,0479
350	-0,0006	110	0,0002	230	0,0069	0,0066	0,0066
360	-0,0035	120	0,0361	240	0,0105	0,0431	0,0431

Tabla B.9: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 2 y TR = 0,98

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_P$
10	-0,0069	130	0,0266	250	0,0318	0,0514	0,1029
20	0,0005	140	0,0029	260	0,0156	0,0190	0,0379
30	0,0174	150	0,0102	270	0,0172	0,0448	0,0896
40	0,0418	160	-0,0046	280	0,0404	0,0776	0,1552
50	0,0687	170	-0,0021	290	0,0379	0,1045	0,2089
60	0,0920	180	-0,0023	300	0,0299	0,1195	0,2391
70	0,1054	190	0,0004	310	0,0357	0,1416	0,2831
80	0,1044	200	0,0095	320	0,0299	0,1437	0,2874
90	0,0894	210	0,0193	330	0,0219	0,1307	0,2613
100	0,0330	220	0,0296	340	0,0113	0,0739	0,1479
110	0,0116	230	0,0436	350	0,0011	0,0563	0,1126
120	-0,0324	240	0,0526	360	-0,0055	0,0147	0,0295
130	-0,0030	250	0,0205	10	-0,0071	0,0104	0,0209
140	0,0171	260	0,0303	20	0,0001	0,0475	0,0949
150	0,0015	270	0,0056	30	0,0168	0,0238	0,0477
160	0,0004	280	0,0167	40	0,0410	0,0580	0,1161
170	-0,0009	290	0,0365	50	0,0679	0,1034	0,2069
180	-0,0028	300	0,0330	60	0,0908	0,1210	0,2420
190	0,0004	310	0,0373	70	0,1036	0,1412	0,2825
200	0,0072	320	0,0314	80	0,1026	0,1412	0,2824
210	0,0228	330	0,0223	90	0,0830	0,1280	0,2560
220	0,0368	340	0,0114	100	0,0375	0,0857	0,1713
230	0,0421	350	0,0012	110	0,0281	0,0714	0,1428
240	0,0355	360	-0,0054	120	-0,0431	-0,0130	-0,0260
250	0,0078	10	-0,0070	130	0,0029	0,0037	0,0074
260	0,0312	20	-0,0001	140	0,0370	0,0680	0,1361
270	0,0174	30	0,0165	150	0,0151	0,0490	0,0980
280	0,0298	40	0,0405	160	0,0091	0,0794	0,1588
290	0,0355	50	0,0670	170	0,0052	0,1077	0,2155
300	0,0294	60	0,0898	180	-0,0017	0,1176	0,2351
310	0,0279	70	0,1019	190	-0,0012	0,1285	0,2570
320	0,0202	80	0,0980	200	0,0066	0,1249	0,2497
330	0,0150	90	0,0771	210	0,0198	0,1119	0,2237
340	0,0077	100	0,0374	220	0,0352	0,0803	0,1607
350	-0,0004	110	0,0047	230	0,0457	0,0501	0,1001
360	-0,0060	120	-0,0135	240	0,0474	0,0279	0,0559

Tabla B.10: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 3 y TR = 0,98

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0,0125	130	0,0436	250	0,0464	0,0775	0,2325
20	-0,0075	140	0,0282	260	0,0482	0,0689	0,2067
30	0,0072	150	0,0167	270	0,0351	0,0590	0,1771
40	0,0311	160	0,0082	280	0,0389	0,0782	0,2346
50	0,0600	170	-0,0006	290	0,0467	0,1061	0,3184
60	0,0892	180	-0,0039	300	0,0457	0,1309	0,3928
70	0,1129	190	-0,0023	310	0,0412	0,1518	0,4554
80	0,1272	200	0,0079	320	0,0338	0,1689	0,5068
90	0,1282	210	0,0213	330	0,0246	0,1741	0,5224
100	0,1164	220	0,0326	340	0,0122	0,1612	0,4836
110	0,0951	230	0,0464	350	0,0007	0,1421	0,4264
120	0,0669	240	0,0475	360	-0,0091	0,1053	0,3160
130	0,0406	250	0,0470	10	-0,0125	0,0751	0,2252
140	0,0244	260	0,0478	20	-0,0076	0,0646	0,1937
150	0,0128	270	0,0375	30	0,0071	0,0575	0,1725
160	0,0078	280	0,0399	40	0,0306	0,0784	0,2351
170	0,0019	290	0,0482	50	0,0595	0,1096	0,3287
180	-0,0037	300	0,0461	60	0,0885	0,1310	0,3929
190	-0,0006	310	0,0414	70	0,1118	0,1526	0,4577
200	0,0086	320	0,0339	80	0,1249	0,1675	0,5024
210	0,0171	330	0,0247	90	0,1250	0,1668	0,5005
220	0,0276	340	0,0124	100	0,1130	0,1530	0,4591
230	0,0415	350	0,0007	110	0,0906	0,1328	0,3985
240	0,0480	360	-0,0090	120	0,0624	0,1014	0,3041
250	0,0468	10	-0,0124	130	0,0418	0,0762	0,2287
260	0,0473	20	-0,0078	140	0,0249	0,0644	0,1932
270	0,0370	30	0,0067	150	0,0146	0,0583	0,1748
280	0,0380	40	0,0302	160	0,0083	0,0765	0,2294
290	0,0478	50	0,0587	170	0,0030	0,1095	0,3285
300	0,0459	60	0,0874	180	-0,0033	0,1300	0,3900
310	0,0410	70	0,1104	190	-0,0024	0,1491	0,4472
320	0,0337	80	0,1237	200	0,0076	0,1650	0,4950
330	0,0245	90	0,1236	210	0,0223	0,1703	0,5110
340	0,0120	100	0,1118	220	0,0325	0,1563	0,4688
350	0,0004	110	0,0892	230	0,0468	0,1364	0,4093
360	-0,0092	120	0,0601	240	0,0470	0,0979	0,2936

Tabla B.11: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 4 y TR = 0,98

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0,0179	130	0,0751	250	0,0352	0,0924	0,3696
20	-0,0150	140	0,0504	260	0,0347	0,0701	0,2805
30	-0,0024	150	0,0279	270	0,0267	0,0523	0,2090
40	0,0196	160	0,0095	280	0,0252	0,0543	0,2174
50	0,0481	170	-0,0028	290	0,0305	0,0758	0,3031
60	0,0784	180	-0,0073	300	0,0306	0,1017	0,4067
70	0,1058	190	-0,0034	310	0,0281	0,1305	0,5220
80	0,1260	200	0,0043	320	0,0237	0,1540	0,6159
90	0,1361	210	0,0145	330	0,0168	0,1675	0,6699
100	0,1349	220	0,0230	340	0,0074	0,1654	0,6615
110	0,1233	230	0,0295	350	-0,0035	0,1494	0,5975
120	0,1037	240	0,0329	360	-0,0128	0,1239	0,4955
130	0,0793	250	0,0351	10	-0,0179	0,0965	0,3862
140	0,0539	260	0,0337	20	-0,0151	0,0725	0,2901
150	0,0304	270	0,0264	30	-0,0025	0,0544	0,2177
160	0,0111	280	0,0260	40	0,0193	0,0564	0,2255
170	-0,0022	290	0,0313	50	0,0474	0,0766	0,3063
180	-0,0074	300	0,0311	60	0,0775	0,1012	0,4048
190	-0,0039	310	0,0285	70	0,1048	0,1293	0,5173
200	0,0035	320	0,0239	80	0,1250	0,1523	0,6092
210	0,0138	330	0,0168	90	0,1347	0,1653	0,6611
220	0,0221	340	0,0074	100	0,1328	0,1624	0,6495
230	0,0287	350	-0,0033	110	0,1204	0,1458	0,5831
240	0,0324	360	-0,0127	120	0,1003	0,1200	0,4799
250	0,0348	10	-0,0180	130	0,0759	0,0928	0,3713
260	0,0333	20	-0,0154	140	0,0511	0,0689	0,2758
270	0,0252	30	-0,0029	150	0,0285	0,0508	0,2030
280	0,0258	40	0,0187	160	0,0101	0,0546	0,2184
290	0,0313	50	0,0468	170	-0,0026	0,0755	0,3019
300	0,0307	60	0,0765	180	-0,0073	0,0999	0,3995
310	0,0279	70	0,1034	190	-0,0037	0,1277	0,5107
320	0,0233	80	0,1233	200	0,0039	0,1504	0,6018
330	0,0164	90	0,1329	210	0,0144	0,1636	0,6544
340	0,0070	100	0,1307	220	0,0229	0,1605	0,6422
350	-0,0037	110	0,1182	230	0,0292	0,1437	0,5747
360	-0,0130	120	0,0982	240	0,0326	0,1178	0,4713

Tabla B.12: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 5 y TR = 0,98

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0,0265	130	0,0808	250	0,0098	0,0642	0,3208
20	-0,0239	140	0,0545	260	0,0082	0,0388	0,1940
30	-0,0122	150	0,0286	270	0,0041	0,0205	0,1026
40	0,0087	160	0,0064	280	0,0030	0,0181	0,0903
50	0,0364	170	-0,0085	290	0,0058	0,0336	0,1682
60	0,0666	180	-0,0138	300	0,0067	0,0594	0,2972
70	0,0949	190	-0,0110	310	0,0059	0,0899	0,4495
80	0,1173	200	-0,0046	320	0,0036	0,1163	0,5816
90	0,1305	210	0,0018	330	-0,0004	0,1318	0,6590
100	0,1326	220	0,0065	340	-0,0068	0,1324	0,6618
110	0,1241	230	0,0092	350	-0,0147	0,1187	0,5934
120	0,1066	240	0,0102	360	-0,0221	0,0946	0,4732
130	0,0828	250	0,0103	10	-0,0264	0,0668	0,3338
140	0,0560	260	0,0090	20	-0,0239	0,0411	0,2054
150	0,0297	270	0,0047	30	-0,0121	0,0223	0,1117
160	0,0071	280	0,0037	40	0,0087	0,0194	0,0972
170	-0,0084	290	0,0064	50	0,0360	0,0340	0,1701
180	-0,0141	300	0,0073	60	0,0660	0,0592	0,2962
190	-0,0117	310	0,0065	70	0,0942	0,0890	0,4450
200	-0,0054	320	0,0043	80	0,1164	0,1153	0,5763
210	0,0010	330	0,0002	90	0,1294	0,1306	0,6530
220	0,0057	340	-0,0061	100	0,1315	0,1311	0,6556
230	0,0086	350	-0,0141	110	0,1230	0,1176	0,5878
240	0,0100	360	-0,0218	120	0,1056	0,0938	0,4689
250	0,0104	10	-0,0262	130	0,0821	0,0662	0,3311
260	0,0086	20	-0,0241	140	0,0555	0,0400	0,1998
270	0,0034	30	-0,0125	150	0,0292	0,0201	0,1004
280	0,0030	40	0,0082	160	0,0068	0,0180	0,0902
290	0,0058	50	0,0354	170	-0,0084	0,0327	0,1635
300	0,0064	60	0,0653	180	-0,0140	0,0578	0,2888
310	0,0057	70	0,0931	190	-0,0114	0,0873	0,4366
320	0,0036	80	0,1149	200	-0,0052	0,1134	0,5668
330	-0,0007	90	0,1278	210	0,0013	0,1284	0,6419
340	-0,0070	100	0,1297	220	0,0061	0,1289	0,6444
350	-0,0149	110	0,1213	230	0,0089	0,1153	0,5767
360	-0,0224	120	0,1040	240	0,0101	0,0918	0,4591



Tabla B.13: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 6 y TR = 0,98

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_P$
10	-0,0354	130	0,0737	250	-0,0086	0,0298	0,1785
20	-0,0335	140	0,0467	260	-0,0103	0,0030	0,0179
30	-0,0229	150	0,0199	270	-0,0128	-0,0157	-0,0945
40	-0,0031	160	-0,0026	280	-0,0134	-0,0190	-0,1143
50	0,0236	170	-0,0168	290	-0,0120	-0,0052	-0,0310
60	0,0534	180	-0,0212	300	-0,0110	0,0212	0,1271
70	0,0819	190	-0,0188	310	-0,0111	0,0520	0,3118
80	0,1047	200	-0,0138	320	-0,0119	0,0790	0,4739
90	0,1192	210	-0,0102	330	-0,0142	0,0948	0,5689
100	0,1230	220	-0,0081	340	-0,0185	0,0964	0,5783
110	0,1158	230	-0,0074	350	-0,0246	0,0839	0,5031
120	0,0991	240	-0,0075	360	-0,0311	0,0604	0,3624
130	0,0752	250	-0,0081	10	-0,0352	0,0319	0,1914
140	0,0477	260	-0,0101	20	-0,0334	0,0043	0,0255
150	0,0204	270	-0,0127	30	-0,0226	-0,0150	-0,0898
160	-0,0024	280	-0,0128	40	-0,0029	-0,0181	-0,1085
170	-0,0169	290	-0,0111	50	0,0238	-0,0043	-0,0256
180	-0,0215	300	-0,0105	60	0,0536	0,0215	0,1291
190	-0,0193	310	-0,0106	70	0,0818	0,0519	0,3117
200	-0,0147	320	-0,0115	80	0,1047	0,0785	0,4712
210	-0,0110	330	-0,0137	90	0,1188	0,0941	0,5645
220	-0,0090	340	-0,0179	100	0,1223	0,0955	0,5728
230	-0,0084	350	-0,0243	110	0,1152	0,0825	0,4950
240	-0,0085	360	-0,0309	120	0,0984	0,0589	0,3536
250	-0,0092	10	-0,0351	130	0,0746	0,0303	0,1817
260	-0,0109	20	-0,0335	140	0,0473	0,0029	0,0175
270	-0,0135	30	-0,0230	150	0,0203	-0,0163	-0,0976
280	-0,0141	40	-0,0032	160	-0,0023	-0,0197	-0,1181
290	-0,0127	50	0,0233	170	-0,0168	-0,0062	-0,0372
300	-0,0118	60	0,0528	180	-0,0214	0,0196	0,1176
310	-0,0119	70	0,0810	190	-0,0190	0,0501	0,3009
320	-0,0127	80	0,1034	200	-0,0143	0,0764	0,4582
330	-0,0150	90	0,1172	210	-0,0105	0,0916	0,5497
340	-0,0190	100	0,1205	220	-0,0084	0,0931	0,5585
350	-0,0251	110	0,1133	230	-0,0077	0,0805	0,4829
360	-0,0316	120	0,0967	240	-0,0079	0,0572	0,3434

### **B.3. Casos con TR = 0,95**

Tabla B.14: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 1 y TR = 0,95

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_P$
10	-0,0016	130	-0,0069	250	0,0148	0,0063	0,0063
20	0,0088	140	0,0017	260	0,0169	0,0274	0,0274
30	0,0273	150	0,0226	270	0,0148	0,0648	0,0648
40	0,0491	160	0,0137	280	0,0152	0,0780	0,0780
50	0,0670	170	0,0016	290	0,0220	0,0906	0,0906
60	0,0769	180	-0,0017	300	0,0054	0,0806	0,0806
70	0,0205	190	-0,0011	310	0,0135	0,0329	0,0329
80	0,0271	200	-0,0006	320	0,0137	0,0402	0,0402
90	-0,0063	210	0,0042	330	0,0076	0,0055	0,0055
100	0,0340	220	0,0077	340	0,0050	0,0467	0,0467
110	0,0069	230	0,0066	350	0,0003	0,0138	0,0138
120	0,0310	240	0,0094	360	-0,0033	0,0371	0,0371
130	-0,0094	250	0,0184	10	-0,0017	0,0074	0,0074
140	0,0120	260	0,0150	20	0,0088	0,0358	0,0358
150	0,0214	270	0,0191	30	0,0273	0,0677	0,0677
160	0,0064	280	0,0179	40	0,0490	0,0734	0,0734
170	-0,0021	290	0,0248	50	0,0672	0,0899	0,0899
180	-0,0010	300	0,0076	60	0,0775	0,0841	0,0841
190	0,0005	310	0,0145	70	0,0240	0,0390	0,0390
200	-0,0002	320	0,0153	80	0,0314	0,0464	0,0464
210	0,0026	330	0,0076	90	-0,0093	0,0008	0,0008
220	0,0070	340	0,0044	100	0,0376	0,0490	0,0490
230	0,0073	350	0,0000	110	0,0048	0,0122	0,0122
240	0,0105	360	-0,0033	120	0,0321	0,0392	0,0392
250	0,0165	10	-0,0017	130	-0,0142	0,0006	0,0006
260	0,0141	20	0,0086	140	0,0119	0,0346	0,0346
270	0,0152	30	0,0269	150	0,0248	0,0669	0,0669
280	0,0162	40	0,0485	160	0,0080	0,0726	0,0726
290	0,0210	50	0,0664	170	-0,0020	0,0853	0,0853
300	0,0057	60	0,0762	180	-0,0015	0,0804	0,0804
310	0,0131	70	0,0221	190	-0,0001	0,0351	0,0351
320	0,0139	80	0,0240	200	-0,0004	0,0375	0,0375
330	0,0060	90	-0,0174	210	0,0027	-0,0087	-0,0087
340	0,0036	100	0,0419	220	0,0058	0,0513	0,0513
350	-0,0003	110	-0,0022	230	0,0071	0,0046	0,0046
360	-0,0035	120	0,0374	240	0,0113	0,0453	0,0453

Tabla B.15: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 2 y TR = 0,95

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_P$
10	-0,0069	130	-0,0381	250	0,0306	-0,0144	-0,0288
20	0,0004	140	0,0131	260	0,0222	0,0356	0,0713
30	0,0173	150	0,0204	270	0,0180	0,0557	0,1114
40	0,0417	160	0,0031	280	0,0413	0,0862	0,1724
50	0,0688	170	0,0036	290	0,0382	0,1107	0,2214
60	0,0928	180	-0,0026	300	0,0268	0,1171	0,2342
70	0,1072	190	-0,0002	310	0,0338	0,1408	0,2815
80	0,1073	200	0,0066	320	0,0285	0,1424	0,2848
90	0,0926	210	0,0163	330	0,0218	0,1307	0,2614
100	0,0247	220	0,0282	340	0,0113	0,0642	0,1284
110	0,0168	230	0,0456	350	0,0012	0,0637	0,1273
120	0,0310	240	0,0569	360	-0,0055	0,0823	0,1646
130	-0,0152	250	0,0284	10	-0,0070	0,0062	0,0123
140	0,0171	260	0,0252	20	0,0002	0,0424	0,0849
150	0,0090	270	0,0029	30	0,0170	0,0290	0,0579
160	-0,0036	280	0,0194	40	0,0414	0,0572	0,1145
170	-0,0020	290	0,0374	50	0,0686	0,1040	0,2080
180	-0,0036	300	0,0360	60	0,0918	0,1242	0,2484
190	-0,0011	310	0,0391	70	0,1046	0,1426	0,2852
200	0,0061	320	0,0299	80	0,1032	0,1392	0,2785
210	0,0179	330	0,0206	90	0,0831	0,1216	0,2433
220	0,0302	340	0,0104	100	0,0302	0,0708	0,1416
230	0,0461	350	0,0007	110	0,0278	0,0746	0,1493
240	0,0536	360	-0,0056	120	-0,0068	0,0413	0,0825
250	0,0199	10	-0,0070	130	-0,0076	0,0054	0,0108
260	0,0229	20	0,0001	140	0,0284	0,0514	0,1028
270	0,0096	30	0,0168	150	0,0085	0,0349	0,0699
280	0,0287	40	0,0409	160	0,0099	0,0795	0,1591
290	0,0334	50	0,0677	170	-0,0001	0,1010	0,2020
300	0,0296	60	0,0909	180	-0,0026	0,1179	0,2358
310	0,0284	70	0,1034	190	-0,0004	0,1313	0,2626
320	0,0207	80	0,1003	200	0,0074	0,1284	0,2568
330	0,0156	90	0,0790	210	0,0179	0,1125	0,2250
340	0,0081	100	0,0253	220	0,0289	0,0622	0,1245
350	-0,0001	110	0,0164	230	0,0404	0,0568	0,1135
360	-0,0059	120	0,0100	240	0,0591	0,0632	0,1263

Tabla B.16: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 3 y TR = 0,95

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0,0124	130	0,0464	250	0,0508	0,0848	0,2544
20	-0,0076	140	0,0290	260	0,0511	0,0725	0,2176
30	0,0072	150	0,0188	270	0,0369	0,0629	0,1888
40	0,0311	160	0,0074	280	0,0406	0,0791	0,2373
50	0,0603	170	-0,0002	290	0,0482	0,1083	0,3250
60	0,0897	180	-0,0037	300	0,0469	0,1329	0,3987
70	0,1141	190	-0,0020	310	0,0422	0,1543	0,4628
80	0,1288	200	0,0101	320	0,0347	0,1736	0,5208
90	0,1303	210	0,0188	330	0,0253	0,1744	0,5233
100	0,1191	220	0,0301	340	0,0128	0,1619	0,4858
110	0,0977	230	0,0435	350	0,0010	0,1422	0,4267
120	0,0701	240	0,0469	360	-0,0090	0,1080	0,3241
130	0,0469	250	0,0490	10	-0,0124	0,0835	0,2504
140	0,0287	260	0,0494	20	-0,0076	0,0704	0,2113
150	0,0239	270	0,0388	30	0,0071	0,0698	0,2094
160	0,0090	280	0,0408	40	0,0307	0,0804	0,2413
170	0,0005	290	0,0490	50	0,0597	0,1092	0,3277
180	-0,0033	300	0,0469	60	0,0891	0,1327	0,3980
190	-0,0013	310	0,0420	70	0,1129	0,1537	0,4610
200	0,0082	320	0,0345	80	0,1266	0,1693	0,5079
210	0,0159	330	0,0254	90	0,1270	0,1683	0,5048
220	0,0279	340	0,0128	100	0,1155	0,1563	0,4688
230	0,0413	350	0,0010	110	0,0932	0,1356	0,4068
240	0,0457	360	-0,0088	120	0,0670	0,1039	0,3116
250	0,0476	10	-0,0124	130	0,0379	0,0731	0,2194
260	0,0488	20	-0,0078	140	0,0216	0,0625	0,1876
270	0,0386	30	0,0067	150	0,0102	0,0556	0,1667
280	0,0392	40	0,0303	160	0,0041	0,0736	0,2208
290	0,0491	50	0,0589	170	-0,0019	0,1060	0,3181
300	0,0470	60	0,0878	180	-0,0038	0,1311	0,3932
310	0,0420	70	0,1112	190	0,0007	0,1540	0,4620
320	0,0346	80	0,1249	200	0,0122	0,1717	0,5150
330	0,0251	90	0,1254	210	0,0177	0,1682	0,5046
340	0,0125	100	0,1139	220	0,0308	0,1572	0,4716
350	0,0007	110	0,0925	230	0,0465	0,1398	0,4194
360	-0,0091	120	0,0655	240	0,0469	0,1032	0,3097

Tabla B.17: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 4 y TR = 0,95

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0,0189	130	0,0779	250	0,0325	0,0914	0,3658
20	-0,0153	140	0,0530	260	0,0323	0,0700	0,2800
30	-0,0022	150	0,0300	270	0,0247	0,0525	0,2099
40	0,0201	160	0,0110	280	0,0226	0,0537	0,2147
50	0,0489	170	-0,0022	290	0,0271	0,0738	0,2952
60	0,0794	180	-0,0076	300	0,0273	0,0992	0,3969
70	0,1072	190	-0,0045	310	0,0250	0,1277	0,5109
80	0,1277	200	0,0026	320	0,0206	0,1509	0,6037
90	0,1381	210	0,0124	330	0,0138	0,1643	0,6572
100	0,1373	220	0,0207	340	0,0045	0,1625	0,6501
110	0,1259	230	0,0269	350	-0,0060	0,1468	0,5874
120	0,1063	240	0,0303	360	-0,0145	0,1221	0,4885
130	0,0821	250	0,0323	10	-0,0189	0,0955	0,3820
140	0,0566	260	0,0312	20	-0,0154	0,0724	0,2897
150	0,0326	270	0,0242	30	-0,0022	0,0546	0,2183
160	0,0125	280	0,0231	40	0,0199	0,0555	0,2220
170	-0,0017	290	0,0280	50	0,0483	0,0747	0,2987
180	-0,0077	300	0,0279	60	0,0787	0,0989	0,3954
190	-0,0051	310	0,0253	70	0,1063	0,1265	0,5059
200	0,0017	320	0,0208	80	0,1267	0,1492	0,5968
210	0,0116	330	0,0138	90	0,1366	0,1621	0,6484
220	0,0198	340	0,0047	100	0,1350	0,1595	0,6380
230	0,0262	350	-0,0056	110	0,1229	0,1434	0,5735
240	0,0298	360	-0,0144	120	0,1031	0,1185	0,4742
250	0,0321	10	-0,0188	130	0,0789	0,0922	0,3689
260	0,0307	20	-0,0156	140	0,0538	0,0689	0,2755
270	0,0228	30	-0,0026	150	0,0307	0,0509	0,2037
280	0,0226	40	0,0194	160	0,0115	0,0535	0,2141
290	0,0282	50	0,0477	170	-0,0020	0,0738	0,2953
300	0,0276	60	0,0777	180	-0,0076	0,0977	0,3909
310	0,0249	70	0,1049	190	-0,0048	0,1250	0,5001
320	0,0204	80	0,1250	200	0,0021	0,1475	0,5901
330	0,0135	90	0,1348	210	0,0122	0,1606	0,6423
340	0,0043	100	0,1329	220	0,0205	0,1577	0,6310
350	-0,0061	110	0,1207	230	0,0267	0,1413	0,5652
360	-0,0148	120	0,1019	240	0,0301	0,1172	0,4687

Tabla B.18: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 5 y TR = 0,95

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0,0265	130	0,0820	250	0,0096	0,0651	0,3255
20	-0,0240	140	0,0554	260	0,0081	0,0395	0,1977
30	-0,0122	150	0,0292	270	0,0037	0,0207	0,1035
40	0,0088	160	0,0067	280	0,0024	0,0180	0,0899
50	0,0367	170	-0,0085	290	0,0051	0,0333	0,1666
60	0,0672	180	-0,0139	300	0,0063	0,0596	0,2978
70	0,0957	190	-0,0112	310	0,0056	0,0901	0,4505
80	0,1183	200	-0,0049	320	0,0035	0,1170	0,5848
90	0,1318	210	0,0015	330	-0,0005	0,1327	0,6637
100	0,1341	220	0,0063	340	-0,0067	0,1336	0,6680
110	0,1257	230	0,0089	350	-0,0146	0,1200	0,5999
120	0,1080	240	0,0100	360	-0,0221	0,0959	0,4795
130	0,0841	250	0,0102	10	-0,0264	0,0679	0,3394
140	0,0570	260	0,0088	20	-0,0239	0,0419	0,2094
150	0,0304	270	0,0042	30	-0,0121	0,0225	0,1126
160	0,0074	280	0,0035	40	0,0088	0,0196	0,0981
170	-0,0083	290	0,0063	50	0,0363	0,0343	0,1713
180	-0,0142	300	0,0072	60	0,0665	0,0596	0,2980
190	-0,0118	310	0,0065	70	0,0949	0,0896	0,4480
200	-0,0057	320	0,0043	80	0,1174	0,1160	0,5801
210	0,0006	330	0,0002	90	0,1307	0,1316	0,6578
220	0,0054	340	-0,0060	100	0,1328	0,1322	0,6608
230	0,0082	350	-0,0139	110	0,1243	0,1187	0,5934
240	0,0095	360	-0,0218	120	0,1070	0,0947	0,4736
250	0,0097	10	-0,0262	130	0,0833	0,0668	0,3340
260	0,0078	20	-0,0241	140	0,0565	0,0402	0,2009
270	0,0032	30	-0,0126	150	0,0299	0,0205	0,1027
280	0,0031	40	0,0083	160	0,0072	0,0185	0,0925
290	0,0059	50	0,0356	170	-0,0084	0,0332	0,1658
300	0,0065	60	0,0658	180	-0,0141	0,0581	0,2907
310	0,0056	70	0,0938	190	-0,0116	0,0878	0,4389
320	0,0034	80	0,1159	200	-0,0054	0,1139	0,5695
330	-0,0007	90	0,1289	210	0,0010	0,1292	0,6460
340	-0,0069	100	0,1311	220	0,0057	0,1299	0,6495
350	-0,0149	110	0,1227	230	0,0084	0,1163	0,5814
360	-0,0224	120	0,1054	240	0,0096	0,0927	0,4633

Tabla B.19: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 6 y TR = 0,95

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_P$
10	-0,0352	130	0,0731	250	-0,0084	0,0295	0,1769
20	-0,0333	140	0,0461	260	-0,0102	0,0026	0,0154
30	-0,0227	150	0,0194	270	-0,0128	-0,0161	-0,0968
40	-0,0029	160	-0,0029	280	-0,0132	-0,0191	-0,1145
50	0,0239	170	-0,0169	290	-0,0118	-0,0048	-0,0291
60	0,0537	180	-0,0212	300	-0,0109	0,0216	0,1297
70	0,0823	190	-0,0186	310	-0,0109	0,0528	0,3171
80	0,1052	200	-0,0137	320	-0,0118	0,0797	0,4783
90	0,1199	210	-0,0100	330	-0,0141	0,0958	0,5748
100	0,1236	220	-0,0078	340	-0,0183	0,0975	0,5850
110	0,1166	230	-0,0071	350	-0,0244	0,0850	0,5102
120	0,0997	240	-0,0073	360	-0,0310	0,0614	0,3682
130	0,0758	250	-0,0080	10	-0,0351	0,0327	0,1963
140	0,0481	260	-0,0098	20	-0,0333	0,0050	0,0300
150	0,0207	270	-0,0122	30	-0,0226	-0,0141	-0,0847
160	-0,0023	280	-0,0124	40	-0,0028	-0,0176	-0,1055
170	-0,0169	290	-0,0109	50	0,0239	-0,0039	-0,0231
180	-0,0215	300	-0,0103	60	0,0537	0,0219	0,1313
190	-0,0193	310	-0,0104	70	0,0821	0,0524	0,3144
200	-0,0147	320	-0,0112	80	0,1050	0,0791	0,4746
210	-0,0109	330	-0,0129	90	0,1193	0,0955	0,5729
220	-0,0087	340	-0,0176	100	0,1228	0,0965	0,5789
230	-0,0081	350	-0,0239	110	0,1157	0,0837	0,5024
240	-0,0083	360	-0,0305	120	0,0989	0,0601	0,3605
250	-0,0088	10	-0,0350	130	0,0750	0,0312	0,1871
260	-0,0106	20	-0,0336	140	0,0476	0,0034	0,0203
270	-0,0133	30	-0,0231	150	0,0203	-0,0160	-0,0961
280	-0,0137	40	-0,0034	160	-0,0023	-0,0194	-0,1167
290	-0,0122	50	0,0230	170	-0,0168	-0,0061	-0,0366
300	-0,0115	60	0,0524	180	-0,0215	0,0194	0,1164
310	-0,0116	70	0,0804	190	-0,0191	0,0498	0,2986
320	-0,0124	80	0,1029	200	-0,0143	0,0761	0,4568
330	-0,0147	90	0,1168	210	-0,0105	0,0916	0,5495
340	-0,0188	100	0,1200	220	-0,0082	0,0930	0,5579
350	-0,0248	110	0,1129	230	-0,0076	0,0805	0,4831
360	-0,0314	120	0,0963	240	-0,0077	0,0572	0,3435



## **B.4. Casos con TR = 1,02**

Tabla B.20: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 1 y TR = 1,02

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_P$
10	-0,0015	130	-0,0116	250	0,0163	0,0032	0,0032
20	0,0089	140	0,0096	260	0,0155	0,0340	0,0340
30	0,0270	150	0,0240	270	0,0171	0,0681	0,0681
40	0,0480	160	0,0092	280	0,0147	0,0719	0,0719
50	0,0649	170	-0,0015	290	0,0243	0,0877	0,0877
60	0,0737	180	-0,0016	300	0,0053	0,0774	0,0774
70	0,0036	190	0,0002	310	0,0140	0,0178	0,0178
80	0,0277	200	-0,0004	320	0,0138	0,0411	0,0411
90	0,0046	210	0,0017	330	0,0066	0,0129	0,0129
100	0,0220	220	0,0064	340	0,0040	0,0324	0,0324
110	0,0151	230	0,0069	350	-0,0003	0,0218	0,0218
120	0,0227	240	0,0099	360	-0,0035	0,0292	0,0292
130	-0,0079	250	0,0153	10	-0,0016	0,0058	0,0058
140	0,0197	260	0,0149	20	0,0088	0,0433	0,0433
150	0,0187	270	0,0170	30	0,0269	0,0625	0,0625
160	0,0013	280	0,0151	40	0,0479	0,0644	0,0644
170	-0,0031	290	0,0220	50	0,0651	0,0840	0,0840
180	-0,0005	300	0,0049	60	0,0745	0,0789	0,0789
190	0,0015	310	0,0146	70	0,0108	0,0269	0,0269
200	0,0007	320	0,0130	80	0,0290	0,0428	0,0428
210	0,0020	330	0,0061	90	0,0004	0,0085	0,0085
220	0,0075	340	0,0036	100	0,0258	0,0369	0,0369
230	0,0074	350	-0,0004	110	0,0120	0,0190	0,0190
240	0,0097	360	-0,0035	120	0,0248	0,0310	0,0310
250	0,0170	10	-0,0016	130	-0,0125	0,0029	0,0029
260	0,0131	20	0,0086	140	0,0188	0,0405	0,0405
270	0,0175	30	0,0265	150	0,0221	0,0661	0,0661
280	0,0147	40	0,0474	160	0,0031	0,0652	0,0652
290	0,0215	50	0,0645	170	-0,0033	0,0826	0,0826
300	0,0046	60	0,0732	180	-0,0011	0,0767	0,0767
310	0,0130	70	0,0090	190	0,0010	0,0230	0,0230
320	0,0133	80	0,0242	200	0,0003	0,0377	0,0377
330	0,0046	90	-0,0096	210	0,0021	-0,0029	-0,0029
340	0,0025	100	0,0343	220	0,0063	0,0431	0,0431
350	-0,0009	110	0,0040	230	0,0072	0,0103	0,0103
360	-0,0036	120	0,0340	240	0,0101	0,0405	0,0405

Tabla B.21: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 2 y TR = 1,02

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0,0069	130	-0,0213	250	0,0347	0,0065	0,0129
20	0,0005	140	0,0237	260	0,0221	0,0463	0,0925
30	0,0172	150	0,0116	270	0,0134	0,0422	0,0845
40	0,0413	160	0,0046	280	0,0287	0,0746	0,1493
50	0,0678	170	0,0006	290	0,0310	0,0994	0,1988
60	0,0907	180	-0,0039	300	0,0255	0,1123	0,2245
70	0,1037	190	0,0007	310	0,0262	0,1305	0,2610
80	0,1023	200	0,0083	320	0,0195	0,1301	0,2602
90	0,0838	210	0,0194	330	0,0153	0,1185	0,2370
100	0,0147	220	0,0268	340	0,0077	0,0492	0,0983
110	0,0310	230	0,0423	350	-0,0004	0,0729	0,1457
120	-0,0045	240	0,0563	360	-0,0060	0,0458	0,0916
130	0,0027	250	0,0304	10	-0,0069	0,0262	0,0523
140	0,0243	260	0,0250	20	0,0004	0,0498	0,0996
150	0,0003	270	0,0099	30	0,0172	0,0274	0,0547
160	0,0000	280	0,0208	40	0,0412	0,0620	0,1239
170	-0,0015	290	0,0369	50	0,0678	0,1032	0,2064
180	-0,0036	300	0,0310	60	0,0901	0,1176	0,2351
190	0,0004	310	0,0302	70	0,1021	0,1326	0,2653
200	0,0066	320	0,0251	80	0,1004	0,1321	0,2642
210	0,0179	330	0,0182	90	0,0782	0,1143	0,2286
220	0,0279	340	0,0090	100	0,0299	0,0668	0,1337
230	0,0433	350	0,0000	110	0,0313	0,0746	0,1491
240	0,0528	360	-0,0059	120	-0,0415	0,0055	0,0110
250	0,0213	10	-0,0070	130	0,0123	0,0266	0,0533
260	0,0198	20	0,0002	140	0,0276	0,0475	0,0950
270	0,0090	30	0,0167	150	0,0050	0,0307	0,0614
280	0,0234	40	0,0405	160	0,0052	0,0691	0,1383
290	0,0270	50	0,0666	170	-0,0047	0,0889	0,1779
300	0,0256	60	0,0889	180	-0,0023	0,1122	0,2244
310	0,0268	70	0,1006	190	-0,0005	0,1270	0,2540
320	0,0192	80	0,0973	200	0,0098	0,1263	0,2526
330	0,0140	90	0,0757	210	0,0206	0,1103	0,2205
340	0,0066	100	0,0253	220	0,0286	0,0606	0,1213
350	-0,0009	110	0,0189	230	0,0375	0,0555	0,1109
360	-0,0062	120	-0,0072	240	0,0539	0,0405	0,0810

Tabla B.22: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 3 y TR = 1,02

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0,0125	130	0,0310	250	0,0462	0,0647	0,1941
20	-0,0075	140	0,0229	260	0,0469	0,0623	0,1869
30	0,0073	150	0,0132	270	0,0340	0,0545	0,1636
40	0,0308	160	0,0023	280	0,0374	0,0705	0,2115
50	0,0595	170	-0,0018	290	0,0455	0,1032	0,3096
60	0,0882	180	-0,0036	300	0,0448	0,1294	0,3882
70	0,1114	190	-0,0012	310	0,0405	0,1507	0,4520
80	0,1248	200	0,0081	320	0,0332	0,1661	0,4983
90	0,1250	210	0,0207	330	0,0241	0,1699	0,5096
100	0,1125	220	0,0325	340	0,0119	0,1569	0,4708
110	0,0905	230	0,0454	350	0,0005	0,1363	0,4089
120	0,0652	240	0,0463	360	-0,0092	0,1023	0,3069
130	0,0368	250	0,0467	10	-0,0125	0,0710	0,2131
140	0,0282	260	0,0473	20	-0,0076	0,0679	0,2038
150	0,0191	270	0,0368	30	0,0070	0,0629	0,1888
160	0,0065	280	0,0396	40	0,0304	0,0764	0,2293
170	0,0006	290	0,0472	50	0,0590	0,1068	0,3204
180	-0,0035	300	0,0452	60	0,0876	0,1294	0,3881
190	-0,0014	310	0,0406	70	0,1105	0,1497	0,4490
200	0,0110	320	0,0332	80	0,1228	0,1670	0,5011
210	0,0166	330	0,0242	90	0,1222	0,1630	0,4890
220	0,0251	340	0,0119	100	0,1094	0,1465	0,4394
230	0,0424	350	0,0005	110	0,0866	0,1295	0,3884
240	0,0491	360	-0,0091	120	0,0578	0,0979	0,2936
250	0,0451	10	-0,0124	130	0,0422	0,0749	0,2247
260	0,0457	20	-0,0078	140	0,0262	0,0641	0,1924
270	0,0358	30	0,0067	150	0,0153	0,0578	0,1733
280	0,0373	40	0,0299	160	0,0096	0,0768	0,2305
290	0,0469	50	0,0583	170	0,0033	0,1085	0,3254
300	0,0448	60	0,0865	180	-0,0035	0,1278	0,3835
310	0,0400	70	0,1091	190	-0,0018	0,1472	0,4417
320	0,0328	80	0,1216	200	0,0113	0,1656	0,4969
330	0,0237	90	0,1207	210	0,0195	0,1639	0,4918
340	0,0115	100	0,1083	220	0,0305	0,1502	0,4505
350	0,0001	110	0,0852	230	0,0455	0,1308	0,3923
360	-0,0094	120	0,0603	240	0,0466	0,0976	0,2928

Tabla B.23: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 4 y TR = 1,02

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0,0189	130	0,0731	250	0,0323	0,0865	0,3461
20	-0,0153	140	0,0491	260	0,0313	0,0651	0,2603
30	-0,0023	150	0,0273	270	0,0239	0,0489	0,1956
40	0,0198	160	0,0094	280	0,0225	0,0518	0,2071
50	0,0482	170	-0,0026	290	0,0283	0,0738	0,2954
60	0,0783	180	-0,0074	300	0,0280	0,0990	0,3958
70	0,1054	190	-0,0039	310	0,0253	0,1268	0,5071
80	0,1252	200	0,0031	320	0,0206	0,1489	0,5956
90	0,1347	210	0,0130	330	0,0137	0,1615	0,6458
100	0,1330	220	0,0210	340	0,0043	0,1583	0,6333
110	0,1211	230	0,0273	350	-0,0062	0,1423	0,5691
120	0,1013	240	0,0305	360	-0,0147	0,1171	0,4683
130	0,0772	250	0,0325	10	-0,0189	0,0909	0,3636
140	0,0524	260	0,0314	20	-0,0154	0,0684	0,2737
150	0,0296	270	0,0237	30	-0,0023	0,0510	0,2040
160	0,0109	280	0,0230	40	0,0196	0,0535	0,2139
170	-0,0022	290	0,0286	50	0,0476	0,0740	0,2961
180	-0,0075	300	0,0281	60	0,0775	0,0981	0,3924
190	-0,0045	310	0,0254	70	0,1046	0,1255	0,5019
200	0,0022	320	0,0207	80	0,1243	0,1472	0,5888
210	0,0122	330	0,0136	90	0,1334	0,1593	0,6371
220	0,0202	340	0,0044	100	0,1310	0,1556	0,6225
230	0,0265	350	-0,0059	110	0,1182	0,1387	0,5548
240	0,0299	360	-0,0145	120	0,0978	0,1133	0,4531
250	0,0324	10	-0,0188	130	0,0738	0,0874	0,3497
260	0,0312	20	-0,0155	140	0,0496	0,0653	0,2611
270	0,0225	30	-0,0028	150	0,0277	0,0474	0,1898
280	0,0227	40	0,0190	160	0,0099	0,0516	0,2065
290	0,0279	50	0,0470	170	-0,0025	0,0723	0,2894
300	0,0272	60	0,0765	180	-0,0075	0,0963	0,3850
310	0,0244	70	0,1031	190	-0,0042	0,1233	0,4933
320	0,0199	80	0,1224	200	0,0026	0,1450	0,5798
330	0,0131	90	0,1313	210	0,0129	0,1572	0,6289
340	0,0038	100	0,1286	220	0,0209	0,1534	0,6136
350	-0,0065	110	0,1159	230	0,0271	0,1365	0,5460
360	-0,0150	120	0,0958	240	0,0303	0,1111	0,4446

Tabla B.24: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 5 y TR = 1,02

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0,0265	130	0,0791	250	0,0101	0,0627	0,3134
20	-0,0239	140	0,0531	260	0,0084	0,0376	0,1882
30	-0,0122	150	0,0276	270	0,0044	0,0198	0,0992
40	0,0086	160	0,0059	280	0,0032	0,0177	0,0884
50	0,0360	170	-0,0086	290	0,0061	0,0335	0,1674
60	0,0660	180	-0,0136	300	0,0069	0,0592	0,2960
70	0,0941	190	-0,0107	310	0,0059	0,0893	0,4466
80	0,1161	200	-0,0043	320	0,0036	0,1155	0,5776
90	0,1291	210	0,0022	330	-0,0005	0,1307	0,6535
100	0,1309	220	0,0069	340	-0,0069	0,1308	0,6542
110	0,1223	230	0,0096	350	-0,0148	0,1171	0,5854
120	0,1047	240	0,0106	360	-0,0222	0,0931	0,4655
130	0,0811	250	0,0108	10	-0,0263	0,0655	0,3277
140	0,0547	260	0,0094	20	-0,0238	0,0403	0,2017
150	0,0289	270	0,0050	30	-0,0121	0,0218	0,1088
160	0,0067	280	0,0037	40	0,0086	0,0189	0,0947
170	-0,0085	290	0,0064	50	0,0357	0,0337	0,1684
180	-0,0139	300	0,0074	60	0,0654	0,0589	0,2945
190	-0,0115	310	0,0065	70	0,0933	0,0884	0,4421
200	-0,0051	320	0,0043	80	0,1153	0,1145	0,5723
210	0,0013	330	0,0002	90	0,1280	0,1294	0,6472
220	0,0061	340	-0,0062	100	0,1299	0,1298	0,6488
230	0,0090	350	-0,0142	110	0,1212	0,1161	0,5803
240	0,0103	360	-0,0219	120	0,1039	0,0923	0,4615
250	0,0109	10	-0,0262	130	0,0804	0,0651	0,3254
260	0,0090	20	-0,0240	140	0,0541	0,0391	0,1957
270	0,0035	30	-0,0126	150	0,0284	0,0193	0,0967
280	0,0031	40	0,0080	160	0,0064	0,0175	0,0875
290	0,0058	50	0,0350	170	-0,0085	0,0324	0,1618
300	0,0066	60	0,0647	180	-0,0138	0,0574	0,2871
310	0,0058	70	0,0923	190	-0,0112	0,0868	0,4340
320	0,0036	80	0,1138	200	-0,0048	0,1125	0,5625
330	-0,0007	90	0,1263	210	0,0016	0,1271	0,6357
340	-0,0071	100	0,1280	220	0,0065	0,1274	0,6371
350	-0,0150	110	0,1194	230	0,0093	0,1136	0,5680
360	-0,0224	120	0,1021	240	0,0105	0,0902	0,4508

Tabla B.25: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 6 y TR = 1,02

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_P$
10	-0,0378	130	0,0686	250	-0,0100	0,0209	0,1251
20	-0,0358	140	0,0424	260	-0,0119	-0,0052	-0,0313
30	-0,0252	150	0,0168	270	-0,0144	-0,0227	-0,1364
40	-0,0056	160	-0,0045	280	-0,0146	-0,0247	-0,1484
50	0,0207	170	-0,0181	290	-0,0132	-0,0106	-0,0636
60	0,0497	180	-0,0221	300	-0,0129	0,0147	0,0879
70	0,0772	190	-0,0196	310	-0,0133	0,0443	0,2656
80	0,0992	200	-0,0148	320	-0,0146	0,0698	0,4187
90	0,1126	210	-0,0113	330	-0,0173	0,0840	0,5040
100	0,1155	220	-0,0094	340	-0,0218	0,0843	0,5056
110	0,1081	230	-0,0089	350	-0,0278	0,0715	0,4288
120	0,0915	240	-0,0092	360	-0,0341	0,0482	0,2895
130	0,0686	250	-0,0100	10	-0,0378	0,0209	0,1251
140	0,0424	260	-0,0119	20	-0,0358	-0,0052	-0,0313
150	0,0168	270	-0,0144	30	-0,0252	-0,0227	-0,1364
160	-0,0045	280	-0,0146	40	-0,0056	-0,0247	-0,1484
170	-0,0181	290	-0,0132	50	0,0207	-0,0106	-0,0636
180	-0,0221	300	-0,0129	60	0,0497	0,0147	0,0879
190	-0,0196	310	-0,0133	70	0,0772	0,0443	0,2656
200	-0,0148	320	-0,0146	80	0,0992	0,0698	0,4187
210	-0,0113	330	-0,0173	90	0,1126	0,0840	0,5040
220	-0,0094	340	-0,0218	100	0,1155	0,0843	0,5056
230	-0,0089	350	-0,0278	110	0,1081	0,0715	0,4288
240	-0,0092	360	-0,0341	120	0,0915	0,0482	0,2895
250	-0,0100	10	-0,0378	130	0,0686	0,0209	0,1251
260	-0,0119	20	-0,0358	140	0,0424	-0,0052	-0,0313
270	-0,0144	30	-0,0252	150	0,0168	-0,0227	-0,1364
280	-0,0146	40	-0,0056	160	-0,0045	-0,0247	-0,1484
290	-0,0132	50	0,0207	170	-0,0181	-0,0106	-0,0636
300	-0,0129	60	0,0497	180	-0,0221	0,0147	0,0879
310	-0,0133	70	0,0772	190	-0,0196	0,0443	0,2656
320	-0,0146	80	0,0992	200	-0,0148	0,0698	0,4187
330	-0,0173	90	0,1126	210	-0,0113	0,0840	0,5040
340	-0,0218	100	0,1155	220	-0,0094	0,0843	0,5056
350	-0,0278	110	0,1081	230	-0,0089	0,0715	0,4288
360	-0,0341	120	0,0915	240	-0,0092	0,0482	0,2895

## **B.5. Casos con TR = 1,05**



Tabla B.26: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 1 y TR = 1,05

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0,0014	130	-0,0121	250	0,0159	0,0024	0,0024
20	0,0089	140	0,0133	260	0,0153	0,0375	0,0375
30	0,0268	150	0,0237	270	0,0173	0,0678	0,0678
40	0,0475	160	0,0070	280	0,0146	0,0691	0,0691
50	0,0638	170	-0,0025	290	0,0240	0,0853	0,0853
60	0,0722	180	-0,0014	300	0,0050	0,0758	0,0758
70	-0,0007	190	0,0006	310	0,0142	0,0141	0,0141
80	0,0267	200	-0,0001	320	0,0133	0,0399	0,0399
90	0,0080	210	0,0015	330	0,0060	0,0154	0,0154
100	0,0166	220	0,0062	340	0,0036	0,0265	0,0265
110	0,0180	230	0,0071	350	-0,0005	0,0246	0,0246
120	0,0186	240	0,0099	360	-0,0035	0,0249	0,0249
130	-0,0063	250	0,0155	10	-0,0015	0,0077	0,0077
140	0,0216	260	0,0146	20	0,0088	0,0449	0,0449
150	0,0168	270	0,0179	30	0,0267	0,0614	0,0614
160	-0,0008	280	0,0153	40	0,0475	0,0620	0,0620
170	-0,0032	290	0,0223	50	0,0641	0,0832	0,0832
180	-0,0004	300	0,0048	60	0,0729	0,0773	0,0773
190	0,0016	310	0,0148	70	0,0075	0,0239	0,0239
200	0,0008	320	0,0128	80	0,0241	0,0377	0,0377
210	0,0020	330	0,0058	90	0,0014	0,0092	0,0092
220	0,0075	340	0,0033	100	0,0237	0,0345	0,0345
230	0,0076	350	-0,0006	110	0,0111	0,0181	0,0181
240	0,0098	360	-0,0035	120	0,0239	0,0303	0,0303
250	0,0171	10	-0,0015	130	-0,0124	0,0032	0,0032
260	0,0129	20	0,0087	140	0,0178	0,0394	0,0394
270	0,0176	30	0,0264	150	0,0217	0,0657	0,0657
280	0,0146	40	0,0470	160	0,0035	0,0650	0,0650
290	0,0211	50	0,0635	170	-0,0032	0,0815	0,0815
300	0,0044	60	0,0716	180	-0,0011	0,0749	0,0749
310	0,0130	70	0,0027	190	0,0008	0,0165	0,0165
320	0,0128	80	0,0254	200	0,0001	0,0384	0,0384
330	0,0042	90	-0,0051	210	0,0022	0,0012	0,0012
340	0,0022	100	0,0281	220	0,0061	0,0365	0,0365
350	-0,0011	110	0,0075	230	0,0070	0,0134	0,0134
360	-0,0036	120	0,0311	240	0,0101	0,0376	0,0376

Tabla B.27: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 2 y TR = 1,05

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_P$
10	-0,0069	130	-0,0310	250	0,0317	-0,0062	-0,0124
20	0,0005	140	0,0113	260	0,0231	0,0349	0,0698
30	0,0170	150	0,0158	270	0,0116	0,0444	0,0887
40	0,0408	160	0,0011	280	0,0298	0,0716	0,1433
50	0,0670	170	0,0027	290	0,0321	0,1018	0,2036
60	0,0894	180	-0,0022	300	0,0252	0,1124	0,2248
70	0,1018	190	0,0004	310	0,0250	0,1272	0,2543
80	0,1002	200	0,0076	320	0,0183	0,1262	0,2523
90	0,0792	210	0,0176	330	0,0144	0,1111	0,2223
100	0,0130	220	0,0272	340	0,0071	0,0473	0,0945
110	0,0333	230	0,0404	350	-0,0007	0,0730	0,1459
120	-0,0152	240	0,0520	360	-0,0061	0,0308	0,0615
130	0,0081	250	0,0257	10	-0,0069	0,0269	0,0537
140	0,0238	260	0,0273	20	0,0004	0,0515	0,1031
150	-0,0012	270	0,0043	30	0,0170	0,0201	0,0402
160	0,0008	280	0,0196	40	0,0408	0,0613	0,1225
170	-0,0016	290	0,0382	50	0,0672	0,1037	0,2075
180	-0,0035	300	0,0308	60	0,0891	0,1164	0,2328
190	0,0005	310	0,0291	70	0,1004	0,1300	0,2600
200	0,0064	320	0,0270	80	0,0984	0,1318	0,2637
210	0,0187	330	0,0205	90	0,0738	0,1130	0,2260
220	0,0309	340	0,0101	100	0,0350	0,0761	0,1521
230	0,0434	350	0,0004	110	0,0231	0,0669	0,1338
240	0,0491	360	-0,0057	120	-0,0329	0,0105	0,0210
250	0,0135	10	-0,0070	130	0,0271	0,0336	0,0671
260	0,0287	20	0,0000	140	0,0112	0,0399	0,0799
270	0,0074	30	0,0164	150	0,0060	0,0298	0,0597
280	0,0267	40	0,0401	160	0,0030	0,0698	0,1396
290	0,0288	50	0,0658	170	-0,0047	0,0899	0,1799
300	0,0251	60	0,0878	180	-0,0026	0,1103	0,2206
310	0,0248	70	0,0989	190	-0,0003	0,1234	0,2468
320	0,0176	80	0,0951	200	0,0102	0,1230	0,2460
330	0,0130	90	0,0720	210	0,0207	0,1056	0,2112
340	0,0060	100	0,0223	220	0,0283	0,0567	0,1134
350	-0,0012	110	0,0211	230	0,0365	0,0564	0,1129
360	-0,0062	120	-0,0228	240	0,0513	0,0223	0,0445

Tabla B.28: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 3 y TR = 1,05

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0,0125	130	0,0337	250	0,0462	0,0674	0,2022
20	-0,0075	140	0,0250	260	0,0461	0,0636	0,1909
30	0,0071	150	0,0103	270	0,0336	0,0510	0,1531
40	0,0306	160	0,0049	280	0,0360	0,0716	0,2147
50	0,0592	170	0,0009	290	0,0442	0,1044	0,3131
60	0,0876	180	-0,0043	300	0,0438	0,1271	0,3814
70	0,1104	190	-0,0023	310	0,0397	0,1478	0,4434
80	0,1232	200	0,0075	320	0,0325	0,1632	0,4895
90	0,1229	210	0,0232	330	0,0235	0,1696	0,5089
100	0,1098	220	0,0331	340	0,0115	0,1543	0,4629
110	0,0875	230	0,0452	350	0,0002	0,1329	0,3987
120	0,0614	240	0,0456	360	-0,0093	0,0977	0,2932
130	0,0317	250	0,0452	10	-0,0124	0,0645	0,1936
140	0,0258	260	0,0461	20	-0,0076	0,0643	0,1930
150	0,0157	270	0,0359	30	0,0070	0,0587	0,1760
160	0,0050	280	0,0389	40	0,0302	0,0741	0,2223
170	0,0002	290	0,0463	50	0,0586	0,1051	0,3153
180	-0,0035	300	0,0444	60	0,0870	0,1280	0,3839
190	-0,0024	310	0,0399	70	0,1094	0,1469	0,4408
200	0,0103	320	0,0326	80	0,1211	0,1640	0,4920
210	0,0220	330	0,0236	90	0,1201	0,1657	0,4971
220	0,0299	340	0,0116	100	0,1065	0,1479	0,4438
230	0,0436	350	0,0003	110	0,0836	0,1274	0,3822
240	0,0479	360	-0,0092	120	0,0573	0,0960	0,2880
250	0,0455	10	-0,0124	130	0,0301	0,0632	0,1896
260	0,0455	20	-0,0078	140	0,0117	0,0494	0,1482
270	0,0352	30	0,0066	150	0,0052	0,0470	0,1410
280	0,0370	40	0,0297	160	-0,0023	0,0644	0,1931
290	0,0461	50	0,0577	170	-0,0028	0,1010	0,3030
300	0,0440	60	0,0855	180	-0,0008	0,1287	0,3862
310	0,0393	70	0,1075	190	0,0039	0,1508	0,4523
320	0,0322	80	0,1195	200	0,0177	0,1695	0,5084
330	0,0232	90	0,1183	210	0,0241	0,1657	0,4971
340	0,0112	100	0,1052	220	0,0309	0,1474	0,4421
350	-0,0001	110	0,0812	230	0,0433	0,1244	0,3732
360	-0,0094	120	0,0599	240	0,0528	0,1033	0,3098

Tabla B.29: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 4 y TR = 1,05

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0,0189	130	0,0708	250	0,0323	0,0842	0,3368
20	-0,0153	140	0,0470	260	0,0311	0,0629	0,2515
30	-0,0023	150	0,0259	270	0,0238	0,0473	0,1894
40	0,0197	160	0,0086	280	0,0227	0,0510	0,2040
50	0,0480	170	-0,0029	290	0,0283	0,0733	0,2933
60	0,0778	180	-0,0073	300	0,0279	0,0984	0,3937
70	0,1046	190	-0,0036	310	0,0251	0,1261	0,5044
80	0,1241	200	0,0034	320	0,0204	0,1479	0,5916
90	0,1332	210	0,0134	330	0,0135	0,1601	0,6403
100	0,1311	220	0,0213	340	0,0041	0,1565	0,6262
110	0,1189	230	0,0276	350	-0,0063	0,1402	0,5608
120	0,0990	240	0,0306	360	-0,0148	0,1148	0,4593
130	0,0751	250	0,0327	10	-0,0189	0,0888	0,3554
140	0,0505	260	0,0315	20	-0,0153	0,0667	0,2666
150	0,0283	270	0,0234	30	-0,0023	0,0494	0,1977
160	0,0102	280	0,0232	40	0,0195	0,0528	0,2113
170	-0,0024	290	0,0285	50	0,0474	0,0735	0,2940
180	-0,0075	300	0,0280	60	0,0771	0,0976	0,3904
190	-0,0043	310	0,0252	70	0,1038	0,1247	0,4989
200	0,0025	320	0,0205	80	0,1232	0,1462	0,5849
210	0,0125	330	0,0135	90	0,1320	0,1580	0,6320
220	0,0204	340	0,0043	100	0,1292	0,1538	0,6152
230	0,0266	350	-0,0060	110	0,1160	0,1366	0,5464
240	0,0300	360	-0,0146	120	0,0955	0,1110	0,4439
250	0,0325	10	-0,0188	130	0,0718	0,0855	0,3420
260	0,0314	20	-0,0155	140	0,0478	0,0637	0,2546
270	0,0224	30	-0,0028	150	0,0265	0,0461	0,1844
280	0,0226	40	0,0189	160	0,0093	0,0508	0,2033
290	0,0277	50	0,0466	170	-0,0027	0,0716	0,2863
300	0,0270	60	0,0760	180	-0,0074	0,0957	0,3826
310	0,0243	70	0,1023	190	-0,0040	0,1226	0,4905
320	0,0197	80	0,1212	200	0,0029	0,1438	0,5752
330	0,0128	90	0,1297	210	0,0132	0,1557	0,6229
340	0,0037	100	0,1267	220	0,0211	0,1515	0,6059
350	-0,0066	110	0,1137	230	0,0272	0,1343	0,5372
360	-0,0151	120	0,0936	240	0,0303	0,1088	0,4351

Tabla B.30: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 5 y TR = 1,05

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_p$
10	-0,0264	130	0,0782	250	0,0102	0,0620	0,3098
20	-0,0239	140	0,0524	260	0,0085	0,0370	0,1851
30	-0,0122	150	0,0272	270	0,0045	0,0194	0,0972
40	0,0086	160	0,0057	280	0,0034	0,0177	0,0887
50	0,0360	170	-0,0086	290	0,0062	0,0336	0,1678
60	0,0660	180	-0,0136	300	0,0068	0,0592	0,2960
70	0,0941	190	-0,0106	310	0,0058	0,0894	0,4468
80	0,1161	200	-0,0040	320	0,0035	0,1156	0,5781
90	0,1289	210	0,0025	330	-0,0006	0,1307	0,6536
100	0,1306	220	0,0072	340	-0,0070	0,1308	0,6541
110	0,1219	230	0,0099	350	-0,0149	0,1169	0,5844
120	0,1042	240	0,0109	360	-0,0222	0,0929	0,4646
130	0,0806	250	0,0110	10	-0,0263	0,0653	0,3264
140	0,0543	260	0,0096	20	-0,0238	0,0400	0,2000
150	0,0286	270	0,0051	30	-0,0121	0,0215	0,1077
160	0,0066	280	0,0039	40	0,0085	0,0190	0,0950
170	-0,0084	290	0,0066	50	0,0356	0,0338	0,1688
180	-0,0138	300	0,0075	60	0,0653	0,0590	0,2949
190	-0,0113	310	0,0066	70	0,0930	0,0884	0,4420
200	-0,0050	320	0,0043	80	0,1149	0,1143	0,5716
210	0,0015	330	0,0002	90	0,1276	0,1293	0,6465
220	0,0063	340	-0,0063	100	0,1293	0,1293	0,6467
230	0,0092	350	-0,0142	110	0,1206	0,1156	0,5781
240	0,0105	360	-0,0217	120	0,1032	0,0919	0,4594
250	0,0110	10	-0,0262	130	0,0797	0,0645	0,3226
260	0,0091	20	-0,0241	140	0,0537	0,0387	0,1934
270	0,0036	30	-0,0127	150	0,0281	0,0189	0,0947
280	0,0031	40	0,0078	160	0,0063	0,0172	0,0860
290	0,0058	50	0,0348	170	-0,0085	0,0321	0,1606
300	0,0065	60	0,0644	180	-0,0138	0,0572	0,2860
310	0,0057	70	0,0919	190	-0,0111	0,0866	0,4328
320	0,0034	80	0,1134	200	-0,0047	0,1121	0,5606
330	-0,0008	90	0,1256	210	0,0018	0,1267	0,6333
340	-0,0072	100	0,1274	220	0,0066	0,1269	0,6344
350	-0,0151	110	0,1187	230	0,0094	0,1130	0,5649
360	-0,0225	120	0,1014	240	0,0106	0,0895	0,4473

Tabla B.31: Coeficientes de Momento por Fase, con TSR = 6 y TR = 1,05

Álabe 1		Álabe 2		Álabe 3		Turbina Total	
Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	Fase (°)	$C_m$	$C_m$	$C_P$
10	-0,0349	130	0,0705	250	-0,0079	0,0276	0,1658
20	-0,0332	140	0,0442	260	-0,0096	0,0014	0,0084
30	-0,0227	150	0,0183	270	-0,0122	-0,0166	-0,0997
40	-0,0032	160	-0,0033	280	-0,0128	-0,0193	-0,1159
50	0,0231	170	-0,0169	290	-0,0112	-0,0049	-0,0296
60	0,0525	180	-0,0207	300	-0,0104	0,0213	0,1279
70	0,0803	190	-0,0178	310	-0,0105	0,0520	0,3120
80	0,1029	200	-0,0128	320	-0,0115	0,0785	0,4711
90	0,1171	210	-0,0091	330	-0,0140	0,0939	0,5636
100	0,1206	220	-0,0070	340	-0,0183	0,0954	0,5722
110	0,1134	230	-0,0062	350	-0,0244	0,0828	0,4965
120	0,0968	240	-0,0064	360	-0,0310	0,0594	0,3566
130	0,0733	250	-0,0069	10	-0,0350	0,0314	0,1881
140	0,0463	260	-0,0089	20	-0,0331	0,0043	0,0256
150	0,0196	270	-0,0116	30	-0,0226	-0,0146	-0,0875
160	-0,0027	280	-0,0117	40	-0,0031	-0,0175	-0,1049
170	-0,0168	290	-0,0102	50	0,0233	-0,0037	-0,0223
180	-0,0211	300	-0,0097	60	0,0525	0,0217	0,1304
190	-0,0187	310	-0,0099	70	0,0804	0,0518	0,3110
200	-0,0139	320	-0,0108	80	0,1027	0,0780	0,4679
210	-0,0102	330	-0,0132	90	0,1165	0,0932	0,5593
220	-0,0081	340	-0,0175	100	0,1199	0,0944	0,5663
230	-0,0073	350	-0,0237	110	0,1126	0,0816	0,4894
240	-0,0076	360	-0,0304	120	0,0961	0,0580	0,3481
250	-0,0083	10	-0,0348	130	0,0726	0,0295	0,1768
260	-0,0101	20	-0,0334	140	0,0458	0,0022	0,0134
270	-0,0127	30	-0,0231	150	0,0193	-0,0166	-0,0994
280	-0,0132	40	-0,0038	160	-0,0028	-0,0197	-0,1184
290	-0,0116	50	0,0221	170	-0,0167	-0,0063	-0,0375
300	-0,0109	60	0,0510	180	-0,0211	0,0190	0,1141
310	-0,0111	70	0,0785	190	-0,0185	0,0489	0,2932
320	-0,0121	80	0,1004	200	-0,0136	0,0747	0,4482
330	-0,0146	90	0,1139	210	-0,0097	0,0896	0,5377
340	-0,0187	100	0,1168	220	-0,0075	0,0906	0,5436
350	-0,0248	110	0,1096	230	-0,0069	0,0779	0,4673
360	-0,0313	120	0,0932	240	-0,0071	0,0548	0,3290