



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

# IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE ACTUADOR DE DISCO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO EN NEK5000

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

JUAN PABLO FUENTES CALDERA

PROFESOR GUÍA:

BENJAMÍN HERRMANN PRIESNITZ

PROFESORA CO-GUÍA:

MÓNICA ZAMORA ZAPATA

COMISIÓN:

ÁLVARO VALENCIA MUSALEM

SANTIAGO DE CHILE

2024

## Resumen ejecutivo

El presente trabajo de título denominado “Implementación del método de actuador de disco para la simulación de un parque eólico en NEK 5000” tiene como objetivo general implementar y validar la implementación del método de actuador de disco en NEK5000 y estudiar el efecto de la variación del espaciamiento entre filas de un parque eólico.

Para esto, se plantea en primer lugar el objetivo de obtener ciertos perfiles de velocidad en el plano central de un túnel de viento y validarlos mediante una comparación con resultados de un estudio previo, tanto para simulaciones de una única turbina, como para simulaciones de un parque eólico. Y, en segundo lugar, el objetivo de obtener los coeficientes de potencia de un parque eólico y de un parque eólico con el espaciamiento entre filas modificado y compararlos.

El estudio previo utilizado para la comparación de resultados, o artículo base, se denomina: “*Comparison of wind farm large eddy simulations using actuator disk and actuator line models with wind tunnel experiments*” y fue publicado en 2018 por Richard J.A.M. Stevens, Luis A. Martínez-Tossas y Charles Meneveau. En este, se realizan simulaciones de una turbina única y de un parque eólico utilizando tanto el método de actuador de disco, como el de actuador de línea, el cual corresponde a un método similar para representar una turbina. En el artículo, se comparan los resultados obtenidos mediante estos dos métodos con resultados experimentales de un estudio de túnel de viento llevado a cabo por Chamorro y Porté-Agel en 2010.

La metodología de este trabajo consta de tres etapas principales: Simulación de una turbina única y validación de los resultados, simulación de un parque eólico y validación de resultados y, por último, simulación del parque eólico con filas espaciadas y análisis de resultados. Para la realización de las simulaciones se utiliza el código de elementos espectrales denominado “NEK5000”.

Los resultados tanto para la simulación de una única turbina, como para la simulación del parque eólico son similares a los obtenidos en el artículo base, pero con algunas diferencias que se deben, probablemente, al modelo de turbulencia utilizado. En este trabajo, se utiliza un modelo de turbulencia RANS  $k - \tau$ , mientras que en el artículo base se utiliza un modelo de turbulencia LES, modelo que capta de mejor manera la turbulencia presente en los fenómenos. Así, si bien los resultados difieren en algunos valores, sí se observa que tanto las formas de los perfiles obtenidos, como el valor promedio en torno al que estos se mueven coincide, quedando validada la implementación del método de actuador de disco con el modelo de turbulencia RANS  $k - \tau$ .

En cuanto al efecto del aumento del espaciamiento entre las filas de turbinas, se obtiene que aumentando al doble el espaciamiento, hay un aumento de los coeficientes de potencia de un 6,24% en promedio, pero una disminución de la potencia adimensional por unidad de área de 2,37 ( $1/m^2$ ) a 1,33 ( $1/m^2$ ). Y con ello se concluye que, si el aumento en la producción energética trae un beneficio mayor al costo de aumentar el espacio utilizado por el parque, entonces será conveniente considerar un mayor espaciamiento entre las filas de turbinas.

## **Agradecimientos**

Estoy eternamente agradecido de todas las personas que me ayudaron en el camino de esta tesis, directa o indirectamente. Agradezco a mi familia, por siempre estar ahí y motivarme a seguir adelante pese a todo. Agradezco a mi grupo de amigos de la U, ya que gracias a ellos pude no solo pasar estos años, sino que disfrutarlos compartiendo con ellos infinitas clases, noches de estudio, almuerzos, conversas y, como no, carretes. Agradezco a mi grupo de amigos del colegio y de scout, por siempre sacarme una sonrisa y por hacer este camino mucho más lindo y acompañado. Agradezco a mi compañero de tesis, Juan Salvo, ya que su apoyo durante este trabajo fue gigante y totalmente genuino. Agradezco a todos los profesores y auxiliares que realmente tuvieron un interés en mi aprendizaje y el de mis compañeros, ya que ellos son los que marcan la diferencia en la educación.

Por último, agradezco especialmente a Nicolás Alexandroff, una persona que es más que un amigo para mí. Una persona que siempre estuvo ahí para cuando lo necesitara y que sé que siempre estará. Una persona con una alegría imposible de no contagiar. Una persona que siempre se preocupaba por los demás. Una persona que siempre estaré agradecido de haber conocido.

Gracias a todos, sin ustedes nada hubiera sido posible.

# Tabla de contenido

1	Introducción .....	1
1.1	Motivación.....	1
1.2	Antecedentes básicos.....	2
1.2.1	Turbinas y parques eólicos .....	2
1.2.2	Código a utilizar para las simulaciones .....	2
1.2.3	Método a utilizar durante las simulaciones .....	2
1.2.4	Modelo de turbulencia a utilizar durante las simulaciones.....	3
1.3	Objetivos.....	3
1.3.1	Objetivo General.....	3
1.3.2	Objetivos Específicos .....	3
1.4	Alcances.....	3
2	Antecedentes .....	4
2.1	Estado del arte .....	4
2.2	Artículo base.....	5
2.3	Método de actuador de disco .....	6
2.4	Límite de Betz .....	9
2.5	Ecuaciones gobernantes.....	11
3	Metodología .....	12
3.1	Simulación de una turbina única y validación de los resultados .....	12
3.2	Simulación de un parque eólico y validación de resultados.....	13
3.3	Simulación del parque eólico con filas espaciadas y análisis de resultados.....	13
3.4	Etapas secundarias previas a las simulaciones .....	13
4	Resultados y discusión .....	15
4.1	Caso turbina única .....	15
4.1.1	Sin considerar turbulencia .....	15
4.1.2	Considerando turbulencia.....	17
4.1.3	Comparación con método de actuador de línea.....	23
4.2	Caso parque eólico.....	25
4.3	Caso parque eólico espaciado y comparación con parque eólico original .....	31

5	Conclusiones .....	34
6	Bibliografía.....	35
	Anexos .....	38

## Índice de Figuras

Figura 1.1: Evolución de las emisiones de CO2 en el mundo .....	1
Figura 1.2: Representación gráfica del método de actuador de disco .....	2
Figura 2.1: Función de distribución en el sentido del flujo .....	9
Figura 2.2: Función de distribución en el plano perpendicular al flujo.....	9
Figura 2.3: Representación gráfica del flujo a través de un disco idealizado .....	10
Figura 3.1: Geometría para la simulación de una turbina única .....	12
Figura 3.2: Geometría para la simulación del parque eólico .....	13
Figura 4.1: Velocidad promedio 2D después de la turbina y Figura 4.2: Velocidad promedio 5D después de la turbina.....	15
Figura 4.3: Velocidad promedio 10D después de la turbina y Figura 4.4: Velocidad promedio al final del dominio.....	15
Figura 4.5: Distribución de fuerza obtenida a lo largo del eje x en el plano central del túnel de viento .....	16
Figura 4.6: Distribución de fuerza en el plano yz obtenida en el plano central del disco .....	17
Figura 4.7: Perfiles de velocidad obtenidos para distintas densidades de malla en el caso de turbina única.....	18
Figura 4.8: Perfiles de velocidad (en el plano central) para una única turbina .....	19
Figura 4.9: Perfiles de intensidad de turbulencia (en el plano central) para una única turbina.....	21
Figura 4.10: Vorticidad obtenida para la simulación de una única turbina.....	22
Figura 4.11: Comparación entre perfiles de velocidad obtenidos para los distintos métodos .....	24
Figura 4.12: Perfiles de velocidad al final del dominio en el caso de parque eólico .....	26
Figura 4.13: Perfiles de velocidad (en el plano central) en las primeras 5 filas del parque eólico	27
Figura 4.14: Perfiles de velocidad (en el plano central) en las filas 6, 7 y 10 del parque eólico ..	28

# 1 Introducción

## 1.1 Motivación

Actualmente el planeta se encuentra en una gravísima crisis climática, la cual está siendo acelerada por las miles de millones de toneladas de CO<sub>2</sub> que se liberan cada año en la atmósfera como resultado de la producción de combustibles como el carbón, el petróleo y el gas. Y no es solo que las emisiones de CO<sub>2</sub> se encuentren en un nivel altísimo, sino que además estas van en aumento, tal como se puede observar en la Figura 1.1:

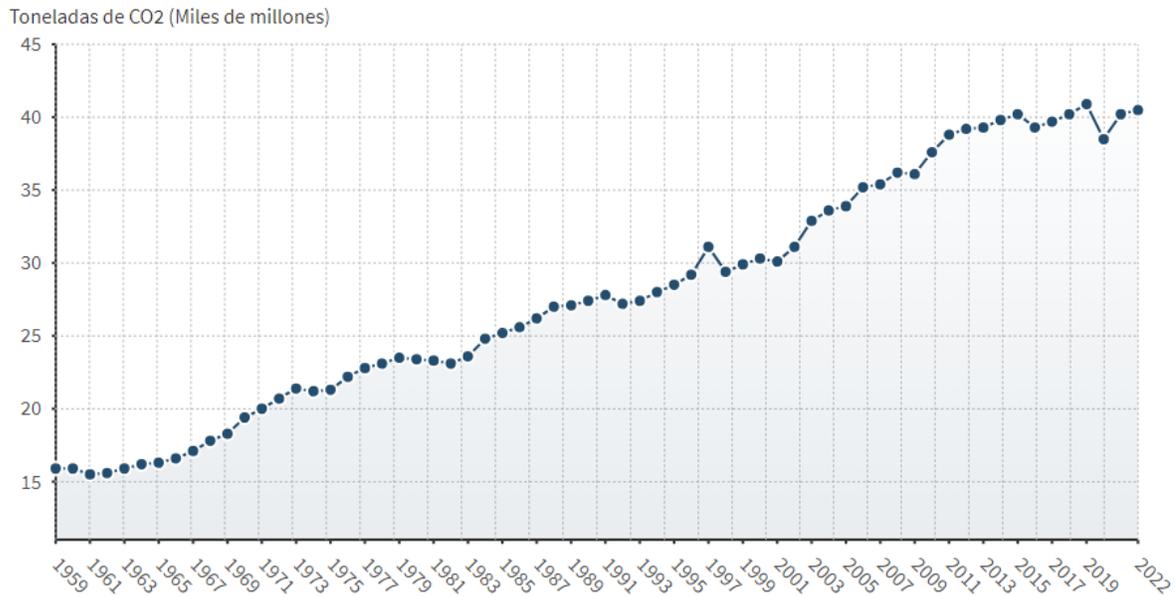


Figura 1.1: Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> en el mundo (Global Carbon Project, 2021)

A raíz de esta crisis, se están provocando devastadoras consecuencias, de las que ningún rincón del mundo está a salvo, como lo son: el aumento de temperaturas, el incremento de desastres naturales, las condiciones meteorológicas extremas, la inseguridad alimenticia e hídrica, entre otras. Es por esto que se hace fundamental profundizar en el estudio de energías renovables, para que estas puedan ir sustituyendo a las energías que hoy en día están generando un gran nivel de contaminación.

La energía eólica, en particular, es una energía renovable y sostenible que cuenta con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles. Además, esta presenta un impacto ambiental casi nulo y su aplicación ha desencadenado generación de empleos y un desarrollo económico local que ha disminuido los costos asociados a esta misma, volviéndola competitiva. Por otra parte, su producción no requiere grandes cantidades de agua, en contraste con otras fuentes de energía.

Con todo esto en consideración, y puesto que el estudio de una fuente de energía afecta positivamente en una posterior aplicación de esta, se realiza este trabajo.

## 1.2 Antecedentes básicos

### 1.2.1 Turbinas y parques eólicos

Una turbina eólica es una turbomáquina motriz que transforma la energía cinética proveniente del viento en energía mecánica mediante el giro de un rotor. Posteriormente, la energía mecánica es convertida en energía eléctrica o es utilizada directamente como trabajo. Estas turbinas son utilizadas actualmente en varios países para reducir los costos de energía y la dependencia de los combustibles fósiles. Estas máquinas se clasifican según la orientación del eje del rotor, en verticales y horizontales. A diferencia de las turbinas hidráulicas, una turbina eólica no tiene ningún distribuidor que acelere el flujo de aire y provoque un flujo incidente óptimo en el rotor. (Gunt, 2023)

Por otra parte, un parque eólico es una instalación que contempla varias turbinas eólicas funcionando en simultáneo y que, consecuentemente, interactúan entre sí gracias al aire que fluye a través de ellas.

### 1.2.2 Código a utilizar para las simulaciones

CFD (*computational fluid dynamics*) es la rama de la mecánica de fluidos que utiliza métodos numéricos y algoritmos para resolver y analizar problemas. Así, cuando se habla de la resolución de un problema de mecánica de fluidos mediante simulaciones, se está hablando de CFD. En el caso de este trabajo, para la realización de las simulaciones se utiliza el código de CFD denominado “NEK5000”, el cual es un código abierto de elementos espectrales altamente escalable.

### 1.2.3 Método a utilizar durante las simulaciones

Para la realización de las simulaciones se debe seleccionar el método a utilizar, el cual impacta en la precisión del resultado obtenido y en el gasto computacional demandado. Para este trabajo, se utiliza el método de actuador de disco, que es una técnica que sirve para analizar el comportamiento de un rotor. Este método considera al rotor como un disco permeable que permite el flujo de aire a través de él, mientras que se ejercen ciertas fuerzas sobre la superficie de este, simulando los efectos que tiene el flujo de aire en un rotor real. Esto se puede observar de mejor manera en la Figura 1.2.

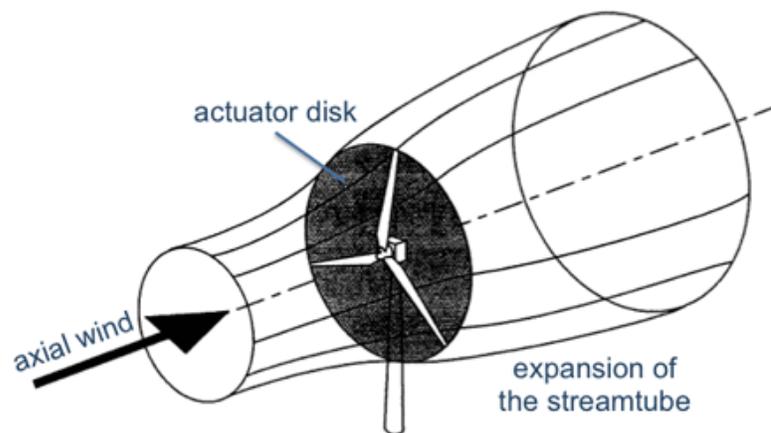


Figura 1.2: Representación gráfica del método de actuador de disco (Schmitz, 2023)

### 1.2.4 Modelo de turbulencia a utilizar durante las simulaciones

El modelo de turbulencia que se utiliza en este trabajo es el modelo de turbulencia RANS  $k - \tau$  (Wilcox, 2008) (Speziale, 1992). Este es un modelo de turbulencia de dos parámetros,  $k$  que es la energía cinética turbulenta y  $\tau$  que es la escala de tiempo turbulenta. Este modelo es el preferido para ser utilizado en NEK5000 pues ofrece ciertas ventajas frente a otros modelos, como lo son el comportamiento asintótico acotado de  $\tau$  y sus términos fuente, y los gradientes favorables cerca de las paredes. Los parámetros de este modelo de turbulencia pueden ser calculados utilizando las siguientes ecuaciones:

$$k = \frac{3}{2}(\sigma U)^2 \quad (1.1)$$

$$\epsilon = C_\mu \frac{k^{\frac{3}{2}}}{\ell} \quad (1.2)$$

$$\tau = \frac{k}{\epsilon} \quad (1.3)$$

Donde  $\sigma$  es la intensidad de turbulencia,  $U$  es la velocidad media del flujo,  $\epsilon$  es la tasa de disipación turbulenta,  $C_\mu$  es una constante del modelo de turbulencia, y  $\ell$  es la longitud de mezcla turbulenta.

## 1.3 Objetivos

Tanto el objetivo general como los objetivos específicos del proyecto son presentados a continuación.

### 1.3.1 Objetivo General

Implementar y validar la implementación del método de actuador de disco en NEK5000 y estudiar el efecto de la variación del espaciamiento entre filas de un parque eólico.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

- Obtener, mediante simulaciones de una única turbina, los perfiles de velocidad en el plano central de un túnel de viento y validarlos comparándolos con resultados de estudio previo.
- Obtener, mediante simulaciones de un parque eólico, los perfiles de velocidad en el plano central de un túnel de viento y validarlos comparándolos con resultados de estudio previo.
- Obtener, mediante simulaciones de un parque eólico y de un parque eólico con el espaciamiento entre filas modificado, los coeficientes de potencia y compararlos.

## 1.4 Alcances

Los alcances del trabajo son presentados a continuación.

- Las dimensiones para el caso de una única turbina y para el caso del parque eólico se especifican en las secciones 3.1 y 3.2, respectivamente.
- Las turbinas no se ven afectadas por la temperatura ni por deformaciones.

## 2 Antecedentes

### 2.1 Estado del arte

Las últimas investigaciones en materia de simulaciones de parques eólicos se han centrado en los fenómenos de flujo y turbulencia que surgen de manera única en el contexto de parques eólicos extensos. En estos flujos, los vórtices generados por dispositivos mecánicos de gran tamaño, como aerogeneradores, interactúan con fenómenos atmosféricos de mayor escala y alta variabilidad.

El diseño y la optimización de aerogeneradores individuales (Snel (1998), Burton, Sharpe, Jenkins, & Bossanyi (2001), Herbert, Iniyar, Sreevalsan, & Rajapandian (2007)) son temas relativamente maduros, especialmente en el caso de aerogeneradores horizontales de gran tamaño. Sørensen (2011) realizó una revisión exhaustiva de la aerodinámica de los aerogeneradores horizontales, y numerosos estudios que se han centrado en la estructura de los vórtices generados por aerogeneradores individuales. En la mayoría de las aplicaciones prácticas, el diseño y la optimización de parques eólicos se basan en modelos computacionalmente económicos que describen la estructura de un solo vórtice de aerogenerador, combinados con métodos que tienen en cuenta la superposición e interacción de múltiples vórtices. En ocasiones, también se emplean modelos de flujo de Navier-Stokes promediados por Reynolds (RANS); la aplicación de RANS para aerogeneradores y parques eólicos se encuentra detallada en las revisiones realizadas por Vermeer, Sørensen, & Crespo (2003) y Sanderse, Pijl, & Koren (2011).

Un aporte adicional significativo se ha desarrollado al abordar el problema desde la perspectiva de las grandes escalas atmosféricas, en las cuales los conjuntos de aerogeneradores a veces se modelan simplemente como elementos de rugosidad superficial (Newman (1977), Frandsen (1992), Calaf, Meneveau, & Meyers (2010), Frandsen, Barthelmie, Pryor, Rathmann, & Larsen (2006), Meneveau 2012)). Este enfoque ha sido empleado en modelos que estudian posibles efectos relacionados con el clima y el tiempo de parques eólicos muy extensos a escalas regional y global (Keith, DeCarolis, Denkenberger, Lenschow, & Malyshev (2004), Zhou, y otros (2012)).

Un desafío recurrente en la modelación de parques eólicos es cómo abordar la amplia gama de escalas abarcadas por los fenómenos relevantes del flujo de dinámica de fluidos. Fenómenos como la expansión y recuperación de los vórtices, la incorporación de energía cinética media vertical, la estratificación térmica estable e inestable, y los efectos cercanos al suelo se sabe que afectan al rendimiento de los parques eólicos (Stevens & Meneveau, 2017).

Por otra parte, las *large eddy simulations* (LES), que son simulaciones parte de un modelo matemático de turbulencia, se han convertido en una herramienta destacada para realizar simulaciones numéricas de alta fidelidad de flujos en parques eólicos. Al realizar simulaciones de parques eólicos con muchos aerogeneradores, a menudo no es factible utilizar resoluciones de malla fina. Por lo tanto, se deben emplear resoluciones más bajas (del orden de 5-10 puntos de malla LES a lo largo del rotor).

Adicionalmente, cabe mencionar que la validación de códigos de simulación mediante datos experimentales de alta fidelidad es una tarea importante que ha sido abordada en varios estudios recientes. Los talleres de pruebas a ciegas realizados por Krogstad & Eriksen (2013), y Pierella, Krogstad, & Sætran (2014) se compara la evolución de la estela detrás de uno o dos aerogeneradores con diferentes enfoques de simulación y modelado. El proyecto WAKEBENCH (Moriarty, Rodrigo, Gancarski, Chuchfield, & Naughton, 2014) proporciona una comparación entre diferentes modelos para el experimento de estela individual de Sexbierum. Las comparaciones entre experimentos en túneles de viento, experimentos en campo y modelos fueron el foco de los proyectos ENDOW (Barthelmie, Larsen, Pryor, Jørgensen, & Bergstrom, 2004) y UPWIND (Barthelmie, Frandsen, Rathmann, Hansen, & Politis, 2011), así como de los conocidos experimentos MEXICO (*Model Experiments in Controlled Conditions*) (Schepers, Boorsma, Cho, Gomez-Iradi, & Schaffarczyk, 2007) (Stevens, Martínez-Tossas, & Meneveau, 2018).

## 2.2 Artículo base

Para la realización de este trabajo se considera como artículo base el artículo científico publicado en la revista “*Renewable Energy*” en 2018 por Richard J.A.M. Stevens, Luis A. Martínez-Tossas y Charles Meneveau denominado: “*Comparison of wind farm large eddy simulations using actuator disk and actuator line models with wind tunnel experiments*”. En este, se realizan simulaciones de una turbina y de un parque eólico con el modelo LES (*Large Eddy Simulations*) para el método de actuador de disco y para el método de actuador de línea. Los resultados obtenidos en estas simulaciones son comparados en el artículo con resultados experimentales obtenidos en un estudio de un túnel de viento por Chamorro y Porté-Agel en 2010 denominado: “*Effects of Thermal Stability and Incoming Boundary-Layer Flow Characteristics on Wind-Turbine Wakes: A Wind-Tunnel Study*”.

De esta manera, algunos valores y condiciones de las simulaciones a realizar en este trabajo son determinadas por el artículo base. Los valores y condiciones son presentados a continuación.

Para turbina única:

- Altura de la capa límite ( $\delta$ ) = 0,45 [m]
- Altura de rugosidad ( $z_{0,10}$ ):

$$\frac{z_{0,10}}{H} = 6,667 * 10^{-5} \quad (2.1)$$

Para parque eólico:

- Altura de la capa límite ( $\delta$ ) = 0,675 [m]
- Altura de rugosidad ( $z_{0,10}$ ):

$$\frac{z_{0,10}}{H} = 4,444 * 10^{-5} \quad (2.2)$$

Donde  $H$  es la altura del dominio del flujo, la cual en ambos casos corresponde a la altura de la capa límite.

Para ambos:

- Perfil de velocidad promedio:

$$\bar{u} = \frac{u^*}{\kappa} \ln \left( \frac{z}{z_{0,10}} \right) \quad (2.3)$$

Donde  $u^*$  es una escala de velocidad utilizada para normalizar los resultados de las simulaciones.

- Intensidad de turbulencia:

$$\sigma(z) = \frac{\kappa \left[ B_1 - A_1 \log \left( \frac{z}{\delta} \right) \right]^{\frac{1}{2}}}{\ln \left( \frac{z_h}{z_{0,10}} \right)} \quad (2.4)$$

Donde  $\kappa$  es la constante de Von Kármán,  $B_1$  y  $A_1$  son constantes experimentales,  $\delta$  es el espesor de la capa límite,  $z_h$  es la altura a la que se encuentra el rotor de la turbina y  $z_{0,10}$  es la altura de rugosidad.

Estas dos ecuaciones, (2.3) y (2.4), son utilizadas para determinar las condiciones iniciales y de borde de las simulaciones, mientras que los valores que toman la velocidad y la intensidad de turbulencia para cada paso de tiempo durante las simulaciones son calculados por NEK5000 mediante las ecuaciones gobernantes mostradas posteriormente.

### 2.3 Método de actuador de disco

El método de actuador de disco ha sido utilizado, junto con las ecuaciones de Navier-Stokes promediadas por Reynolds (RANS), por varios años y en diversas aplicaciones tales como los rotores de los helicópteros o las turbinas de viento de eje horizontal.

La ventaja más significativa de este método es la reducción de gasto computacional, especialmente en simulaciones con múltiples rotores. Esto, ya que las simulaciones que consideran el rotor completo requieren una malla fina para capturar la capa límite y la separación a lo largo de la superficie de la pala, así como la solución de las ecuaciones de Navier-Stokes compresibles no estacionarias. Además, necesitan una simulación de rotor completamente transitoria para permitir que las palas del rotor capturen la estela.

El método de actuador de disco ha sido una herramienta clave en la industria de la energía renovable y se ha utilizado en diversos estudios pues, a pesar de la existencia de modelos más complejos como el modelo de actuador de línea o los modelos de rotor completo, el bajo gasto computacional del método de actuador de disco permite modelar interacciones entre múltiples turbinas y simulaciones de parques eólicos (Zhao, Han, Goh, Cater, & Reinecke, 2019) (Johnson, Francis, Howe, & Whitty, 2014).

En los modelos numéricos de actuador de disco, las ecuaciones de Navier-Stokes se resuelven típicamente mediante un esquema de diferencias/volúmenes finitos de segundo orden de precisión. Sin embargo, la geometría de las palas y el flujo viscoso alrededor de las palas no se resuelven, sino que la superficie barrida del rotor se sustituye por fuerzas superficiales que actúan sobre el flujo entrante. Esto puede implementarse a una tasa que corresponde al trabajo mecánico promediado en el período que el rotor extrae del flujo, o utilizando valores instantáneos locales de datos tabulados de perfiles aerodinámicos. En el caso simple del modelo de actuador de disco con carga prescrita constante, varios estudios fundamentales pueden llevarse a cabo fácilmente. El método generalizado de actuador de disco se asemeja al método BEM (*Block Element Modifier*) en el sentido de que las fuerzas aerodinámicas deben determinarse a partir de características medidas de perfiles aerodinámicos, corregidas por efectos tridimensionales, utilizando un enfoque de elemento de pala. Para perfiles aerodinámicos sujetos a variaciones temporales del ángulo de ataque, la respuesta dinámica de las fuerzas aerodinámicas cambia los datos estáticos del perfil aerodinámico y deben incluirse modelos de ataque dinámico. Las primeras simulaciones de aerogeneradores empleando modelos numéricos de disco actuador en combinación con un enfoque de elemento de pala fueron realizadas por Sørensen y Myken (1992) y Sørensen y Kock (1995). Esto fue seguido posteriormente por diferentes grupos de investigación que emplearon la técnica para estudiar diversos casos de flujo, incluyendo rotores cónicos e inclinados, rotores que operan en recintos y simulaciones de parques eólicos.

La principal limitación de la suposición de simetría axial es que las fuerzas se distribuyen uniformemente a lo largo del disco actuador; por lo tanto, se considera que la influencia de las palas es una cantidad integrada en la dirección azimutal. Para superar esta limitación, Sørensen y Shen (2002) desarrollaron un modelo extendido actuador de disco en 3D. El modelo combina un solucionador de Navier-Stokes en 3D con una técnica en la cual las fuerzas corporales se distribuyen radialmente a lo largo de cada una de las palas del rotor. De este modo, la cinemática del flujo en la estela se determina mediante una simulación completa de Navier-Stokes en 3D, mientras que la influencia de las palas giratorias en el campo de flujo se incluye utilizando datos tabulados de perfiles aerodinámicos para representar la carga en cada pala. Al igual que en el modelo axial, los datos del perfil aerodinámico y la carga subsiguiente se determinan de manera iterativa mediante el cálculo de ángulos de ataque locales a partir del movimiento de las palas y el campo de flujo local. El concepto permite estudiar en detalle la dinámica de la estela y los vórtices en la punta, así como su influencia en las velocidades inducidas en el plano del rotor. (Sørensen, *Aerodynamic Analysis of Wind Turbines*, 2012).

Como ya es mencionado en los antecedentes básicos, el método de actuador de disco consiste en una técnica que representa un rotor como un disco que ejerce ciertas fuerzas sobre el fluido. Estas fuerzas son obtenidas mediante el cálculo de la fuerza de arrastre total y una posterior distribución de esta fuerza en los puntos de la malla que caen dentro del disco. Para el cálculo de la fuerza de arrastre total, se utilizan las siguientes ecuaciones, dependiendo de si se trata del caso de una única turbina o de un parque eólico.

- Turbina única:

$$F_T = -\frac{1}{2}\rho C_T U_\infty^2 \frac{\pi}{4} D^2 \quad (2.5)$$

Donde  $\rho$  es la densidad del fluido,  $C_T$  es el coeficiente de arrastre,  $U_\infty$  es la velocidad de flujo libre y  $D$  es el diámetro de la turbina. Para este caso, y según lo indicado en el artículo base, se considera un coeficiente de arrastre  $C_T = 0,5669$ .

- Parque eólico:

$$F_T = -\frac{1}{2}\rho C_T' \bar{u}_d^2 \frac{\pi}{4} D^2 \quad (2.6)$$

Donde  $\bar{u}_d$  es la velocidad promedio en el disco y  $C_T'$  es el coeficiente de arrastre modificado para este caso.

Además, para este caso y según lo indicado en el artículo base, se consideran los coeficientes de arrastre  $C_T'$  según la fila del parque presentes en la Tabla 2.1:

Tabla 2.1: Coeficientes de empuje para cada fila en la simulación del parque eólico

<b>Fila</b>	1	2	3	4	5
<b><math>C_T'</math></b>	0,7041	0,8099	1,0015	0,9286	0,8799
<b>Fila</b>	6	7	8	9	10
<b><math>C_T'</math></b>	0,9496	0,9269	0,8768	0,8831	0,8899

En cuanto a las funciones de distribución de la fuerza de arrastre, estas son obtenidas mediante un filtro Gaussiano presente en el artículo base, donde se llega a que la fuerza en cada punto de la malla puede ser escrita como sigue:

$$F(\vec{x}) = F_T H_1(\hat{x}) H_2(\hat{r}) \quad (2.7)$$

Donde  $\hat{x}$  hace referencia a la coordenada del punto en el eje del sentido del flujo y  $\hat{r}$  hacer referencia a la coordenada del punto en el plano perpendicular al sentido del flujo.

En cuanto a la función de distribución  $H_1(\hat{x})$ , esta tiene una expresión analítica, la cual es mostrada a continuación (JHU Turbulence Research Group, 2021):

$$H_1(\hat{x}) = \frac{1}{2s} \cdot \operatorname{erf}\left(\frac{\sqrt{6}}{\Delta}\left(x + \frac{s}{2}\right)\right) - \frac{1}{2} \cdot \operatorname{erf}\left(\frac{\sqrt{6}}{\Delta}\left(x - \frac{s}{2}\right)\right) \quad (2.8)$$

En su tanto, la función de distribución  $H_2(\hat{r})$  no tiene una expresión analítica directa, sin embargo, cuando  $\Delta/R \ll 1$ , se puede usar la aproximación que se muestra a continuación (Shapiro, Gayme, & Meneveau, 2019):

$$H_2(\hat{r}) = \frac{1}{2\pi R^2} \cdot \left[ 1 - \operatorname{erf}\left(\sqrt{6} \frac{r - R}{\Delta}\right) \right] \quad (2.9)$$

$$\Delta = \alpha \sqrt{\Delta x^2 + \Delta y^2 + \Delta z^2} \quad (2.10)$$

Donde  $\hat{x}$  es la posición en el eje x del punto, es decir, la posición del punto en la dirección del flujo,  $\hat{r}$  es la distancia al eje del rotor de la turbina,  $s$  es el ancho del disco,  $R$  es el radio del disco,  $\Delta$  es un parámetro para suavizar la función distribuidora,  $\alpha$  es un parámetro de ancho de la distribución (igual a 1,3 en este caso) y  $\Delta x$ ,  $\Delta y$  y  $\Delta z$  son los espaciamentos de la malla en las proximidades del disco. Estas funciones de distribución pueden ser observadas gráficamente en la Figura 2.1 y en la Figura 2.2.

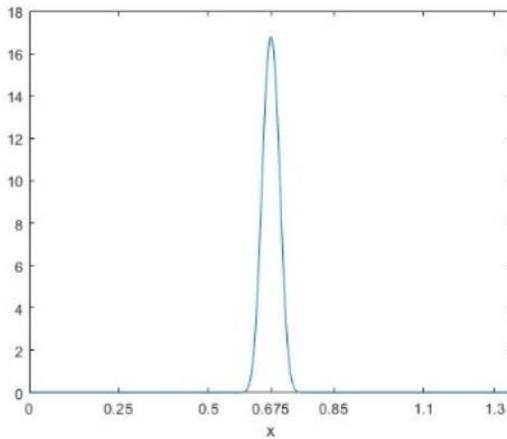


Figura 2.1: Función de distribución en el sentido del flujo

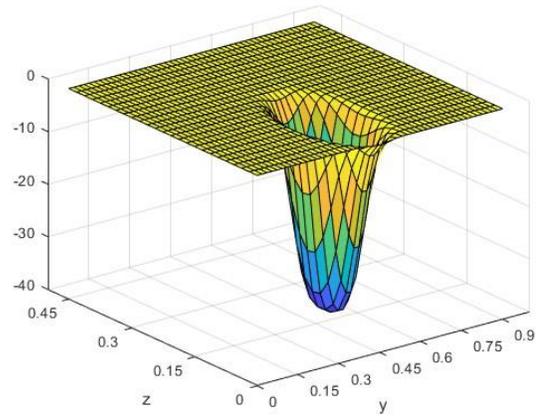


Figura 2.2: Función de distribución en el plano perpendicular al flujo

## 2.4 Límite de Betz

El límite de Betz (*Betz's law*) es una ley de la mecánica de fluidos que indica la máxima potencia que puede ser extraída del viento en un flujo abierto, independiente del diseño de la turbina. Esta ley fue obtenida a partir de los principios de conservación de masa y de conservación del momentum del flujo de aire a través de un disco idealizado, como lo es el utilizado en el método de actuador de disco. Con el uso de esta ley, se puede obtener el coeficiente de potencia de una turbina a partir de la velocidad de entrada y la velocidad en el disco. Esto puede ser observado en la Figura 2.3 y en las ecuaciones a continuación (Coehlo, 2022):

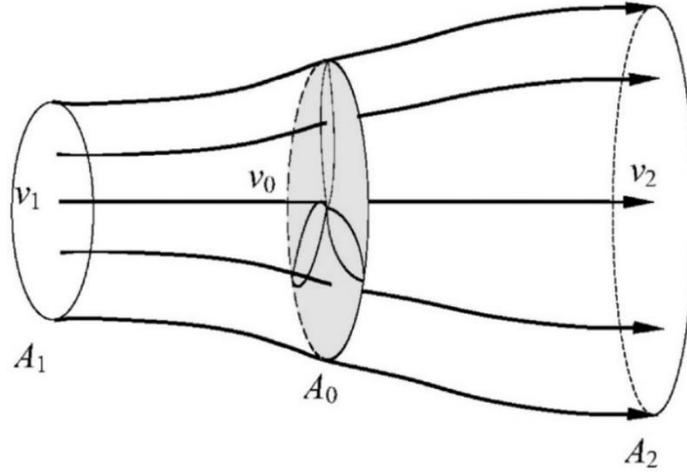


Figura 2.3: Representación gráfica del flujo a través de un disco idealizado

$$v_0 = \frac{1}{2}(v_1 + v_2) \quad (2.11)$$

$$C_p = \frac{1}{2} \left( 1 + \left( \frac{v_2}{v_1} \right) - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^2 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^3 \right) \quad (2.12)$$

Donde  $v_0$  es la velocidad en el disco,  $v_1$  es la velocidad de entrada,  $v_2$  es la velocidad de salida y  $C_p$  es el coeficiente de potencia de la turbina.

De esta manera, teniendo la velocidad en el disco y la velocidad de entrada, se puede obtener la velocidad de salida utilizando la ecuación (2.11), para posteriormente utilizarla en la ecuación (2.12) y obtener el coeficiente de potencia de la turbina.

Cabe mencionar que esta ley considera supuestos como lo son: Turbina infinitesimalmente delgada, caída discontinua de la presión y validez del principio de Bernoulli para el flujo (Howland, 2024).

Ahora, esta ley está aplicada para el flujo a través de una única turbina, caso en el que la velocidad del flujo de entrada está bien determinada, pues corresponde a la velocidad de entrada del flujo sin ser perturbado por la turbina o, en una simulación, la velocidad de entrada del flujo al dominio. Sin embargo, para el caso de un parque eólico esta velocidad de entrada no está bien definida, pues el flujo de entrada a una turbina está perturbado por la turbina anterior. De esta manera, para calcular los coeficientes de potencia en el caso del parque eólico, se considera para todas las turbinas la velocidad de entrada como la velocidad de entrada al dominio de la simulación y se usa la velocidad sobre cada turbina para calcular las velocidades de salida. De esta manera, se considera la misma velocidad de entrada para todas las turbinas, pero varía la velocidad de salida de cada una de estas, la cual es calculada mediante el uso de la ecuación (2.11), usando la velocidad en el disco obtenida mediante la simulación.

## 2.5 Ecuaciones gobernantes

Las ecuaciones gobernantes de este trabajo son las ecuaciones de Navier-Stokes promediadas por Reynolds (RANS) utilizadas en conjunto con la aproximación de Bousinessq, aproximación que relaciona linealmente el tensor de esfuerzos de Reynolds con la tasa de deformación media  $\underline{S}$  a través de la viscosidad turbulenta. La ecuación de momentum promediada en el tiempo está dada por:

$$\rho \left( \frac{\partial u}{\partial t} + u \cdot \nabla u \right) = -\nabla p + \nabla \left[ (\mu + \mu_t) \left( 2\underline{S} - \frac{2}{3} Q \underline{I} \right) \right] \quad (2.13)$$

Donde  $\underline{S} = \frac{1}{2}(\nabla u + u^T)$ ,  $\mu_t$  es la viscosidad turbulenta o de remolino e  $\underline{I}$  es un tensor de identidad.

Esta ecuación solo admite flujo incompresible cuando la restricción de divergencia  $Q$  es cero, es decir:

$$Q = \nabla \cdot u = 0 \quad (2.14)$$

Adicionalmente, hay ecuaciones gobernantes con respecto al modelo de turbulencia utilizado, el cual es el modelo  $k - \tau$ , estas son presentadas a continuación.

$$\rho \left( \frac{\partial k}{\partial t} + u \nabla k \right) = \nabla (\Gamma_k \nabla k) + P_k - \rho \beta^* \frac{k}{\tau} \quad (2.15)$$

$$\rho \left( \frac{\partial \tau}{\partial t} + u \nabla \tau \right) = \nabla (\Gamma_\omega \nabla \tau) - \alpha \frac{\tau}{k} P_k + \rho \beta - 2 \frac{\Gamma_\omega}{\tau} (\nabla \tau \cdot \nabla \tau) + C_{D_\tau} \quad (2.16)$$

Estas ecuaciones son implementadas en el software NEK5000 mediante el uso del solucionador escalar pasivo. Los términos de difusión están dados por:

$$\Gamma_k = \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \quad (2.17)$$

$$\Gamma_\omega = \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\omega} \quad (2.18)$$

Por otro lado, el término de producción está dado por:

$$P_k = \mu_t (\underline{S} : \underline{S}) \quad (2.19)$$

Donde : denota el doble producto punto.

Por último, el término de difusión cruzada está dado por:

$$C_{D_\tau} = (\rho \sigma_d \tau) \cdot \min (\nabla k \cdot \nabla \tau, 0) \quad (2.20)$$

Este término es especialmente importante para flujos externos, pues elimina la dependencia de flujo libre no física del campo  $\tau$  cercano a la pared.

### 3 Metodología

La metodología de este trabajo consta de tres etapas principales, sin embargo, cuenta además con etapas secundarias como lo son la adimensionalización del caso, la determinación de las condiciones iniciales y de borde o el refinamiento de la malla. Las etapas de adimensionalización del caso, determinación de las condiciones iniciales y determinación de las condiciones de borde, son llevadas a cabo previo a la realización de las simulaciones. Por otro lado, el refinamiento de la malla se va desarrollando a medida que se realizan las simulaciones y según los resultados y errores que estas presentan. Cabe mencionar que con las simulaciones se busca llegar a un estadio estacionario de los resultados.

A continuación, se describen las tres etapas principales del trabajo y, posteriormente, las etapas secundarias previas a la realización de las simulaciones.

#### 3.1 Simulación de una turbina única y validación de los resultados

Esta etapa comienza con el seteo del problema en el software NEK5000 para implementar el método de actuador de disco para una única turbina. En primera instancia, se procede con la implementación del método de actuador de disco sin considerar turbulencia para una mayor facilidad en la detección de errores. Una vez implementado el método de buena manera sin considerar turbulencia, se procede a agregar el modelo de turbulencia RANS  $k - \tau$  con intensidad de turbulencia constante y, por consiguiente, con ambos parámetros del modelo constantes. Luego, se continúa con la implementación del modelo de turbulencia con intensidad de turbulencia variable, en específico, dependiente de la altura. Así, tanto el parámetro  $k$  de energía cinética turbulenta, como el parámetro  $\tau$  de escala de tiempo turbulenta pasan a ser variables y coherentes con una buena implementación del modelo de turbulencia. Por último, se procede con la obtención de los perfiles de velocidad y la validación de estos comparándolos con los resultados obtenidos en el artículo base. Para esto, se considera la configuración geométrica descrita en la Figura 3.1.

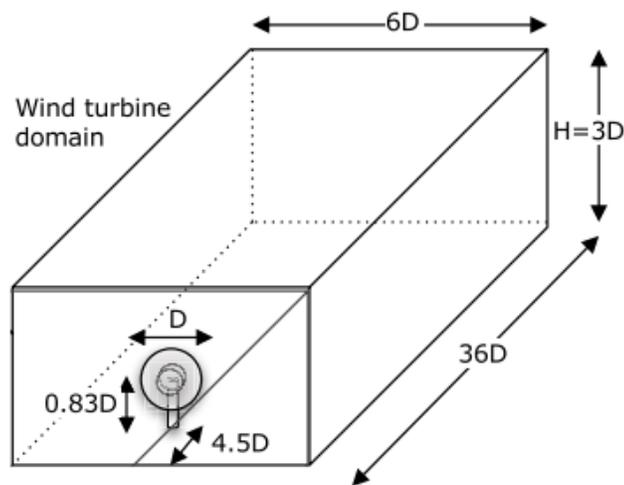


Figura 3.1: Geometría para la simulación de una turbina única (Stevens, Martínez-Tossas, & Meneveau, 2018)

### 3.2 Simulación de un parque eólico y validación de resultados

Luego de la primera etapa, se procede con la configuración del problema considerando el parque eólico en lugar de una única turbina. Una vez implementado el método de actuador de disco para el parque, se procede con la obtención de los perfiles de velocidad, para luego ser validados con los resultados obtenidos en el artículo base. Para esta etapa se considera la configuración geométrica descrita en la Figura 3.2.

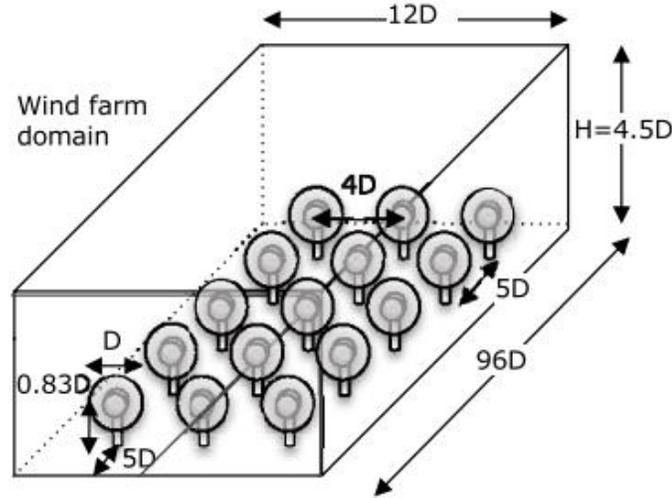


Figura 3.2: Geometría para la simulación del parque eólico (Stevens, Martínez-Tossas, & Meneveau, 2018)

### 3.3 Simulación del parque eólico con filas espaciadas y análisis de resultados

Finalmente, se setea el problema de manera que el espaciamiento entre las filas del parque eólico se aumenta al doble, es decir, una distancia de  $10D$  entre las filas. También se aumenta el largo del dominio a  $141D$ , para respetar el espacio entre la última fila y el fin del dominio. Con esta nueva configuración, se obtienen los coeficientes de potencia y se analiza cómo varían en comparación a los obtenidos para la configuración del problema con el espaciamiento original entre filas, el cual es el correspondiente al que se muestra en la Figura 3.2.

### 3.4 Etapas secundarias previas a las simulaciones

Previo a la realización de las simulaciones, se procede con una adimensionalización de los distintos valores a utilizar. Tanto para el caso de una única turbina, como para caso del parque eólico se utilizan los mismos valores para la adimensionalización, los cuales son obtenidos del artículo base. Como unidad de longitud se utiliza el diámetro de la turbina  $D = 0,15(m)$ , como unidad de velocidad se utiliza la velocidad de flujo libre en el caso de la turbina única, la cual corresponde a  $U_{\infty} = 2,5 (m/s)$  y como unidad de densidad se utiliza la densidad del aire a  $20^{\circ}C$ , es decir,  $\rho = 1,2(kg/m^3)$ . Adicionalmente, con estos valores y con la viscosidad dinámica del aire, la que corresponde a  $\mu = 0,00002(Pa \cdot s)$ , se calcula el número de Reynolds correspondiente, el cual resulta ser:

$$(3.1)$$

$$Re = \frac{D \cdot U_{\infty} \cdot \rho}{\mu} = 22.500$$

Además, previo a la realización de las simulaciones, se determinan las condiciones iniciales de estas, las cuales corresponden a las siguientes condiciones de velocidad obtenidas del artículo base:

$$u_x = \frac{u^*}{\kappa} \log \left( \frac{z + z_{0,l0}}{z_{0,l0}} \right) \quad (3.2)$$

$$u_y = 0 \quad (3.3)$$

$$u_z = 0 \quad (3.4)$$

Cabe destacar que durante la realización de las simulaciones los ejes de coordenadas son considerados como sigue:

- Eje x: Dirección del flujo de aire
- Eje y: Dirección del ancho del túnel de viento
- Eje z: Dirección de la altura del túnel de viento

Por otro lado, previo a la realización de las simulaciones, se determinan las condiciones de borde a utilizar, en concordancia a lo expuesto en el artículo base. Estas condiciones son mostradas en la Tabla 3.1:

*Tabla 3.1: Condiciones de borde para simulaciones sin turbulencia*

Coordenada	Inicial	Final
x	Velocidad	Salida de flujo
y	Pared con deslizamiento	Pared con deslizamiento
z	Pared	Velocidad

Cabe destacar que, para las condiciones de borde de velocidad, se impone la misma velocidad que se considera para las condiciones iniciales de la simulación.

Finalmente, se impone un paso de tiempo variable, con un Número de Courant objetivo de 0.1, esto con el objetivo de reducir la duración de las simulaciones lo máximo posible manteniendo la obtención coherente de resultados.

## 4 Resultados y discusión

Dado que las simulaciones en este trabajo contemplan distintos casos o escenarios la presentación de los resultados también se divide en estos casos o escenarios. Además, los resultados se ordenan de manera de que se pueda observar el proceso detrás de la obtención de estos.

### 4.1 Caso turbina única

Para la simulación de una única turbina, se parte con la simulación del túnel de viento sin considerar turbulencia, se procede con el refinamiento de la malla y luego se agrega el modelo de turbulencia RANS  $k - \tau$ . A continuación, se presentan estas subetapas.

#### 4.1.1 Sin considerar turbulencia

Como es mencionado en la sección de Metodología, en primer lugar, se simula el caso de una única turbina sin implementar algún modelo de turbulencia.

Ahora, para obtener resultados coherentes la primera tarea es determinar la duración de las simulaciones con la que se llega a un estado estacionario o con baja variación de los resultados. Para esto se analiza el perfil de velocidad dos diámetros después de la turbina para distintos instantes de tiempo. Esto puede ser observado en las figuras a continuación.

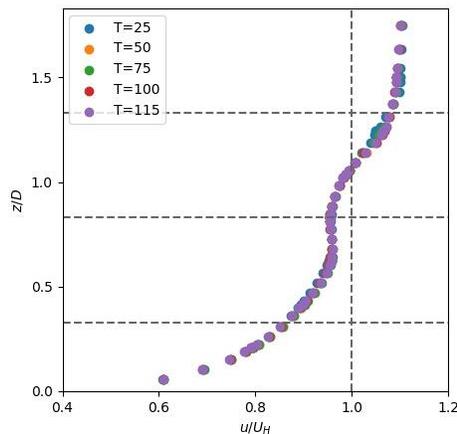


Figura 4.1: Velocidad promedio 2D después de la turbina

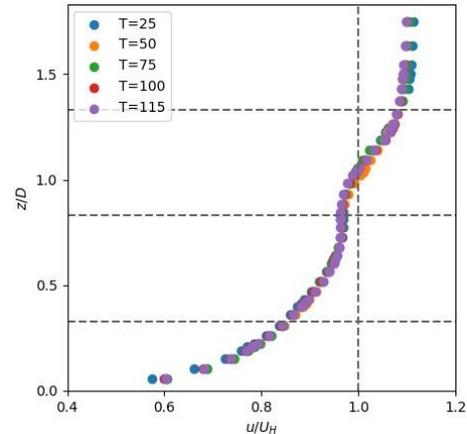


Figura 4.2: Velocidad promedio 5D después de la turbina

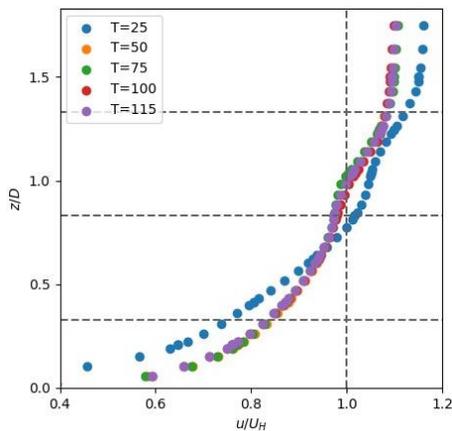


Figura 4.3: Velocidad promedio 10D después de la turbina

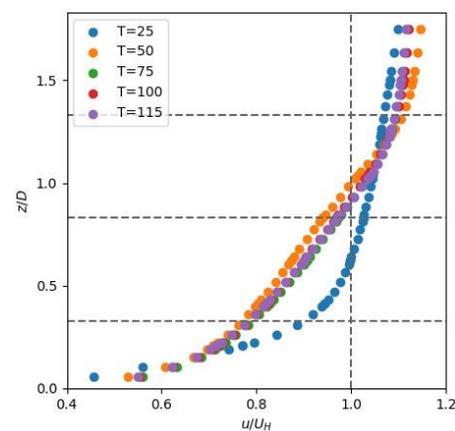


Figura 4.4: Velocidad promedio al final del dominio

Con esto se concluye que, para las simulaciones de una única turbina, basta con simular hasta un tiempo adimensional  $T=75$  para obtener resultados que se encuentran en un estado estacionario o donde presentan una baja variación.

Ahora, para obtener resultados coherentes la primera tarea es determinar la densidad de la malla a utilizar. Durante esta etapa, se realiza el refinamiento de la malla en la zona cercana a la turbina, dado que esta zona es la que determina la fuerza de empuje causada. Esta densidad es determinada mediante la comparación entre el valor analítico de la fuerza de empuje total y el valor obtenido de la fuerza de empuje en la simulación mediante la suma de fuerzas en el sentido del flujo en todos los puntos de la malla. El valor analítico adimensional de la fuerza de empuje es calculado con la ecuación (2.5) y da como resultado:

$$F_T = -\frac{1}{2} \rho C_T U_\infty^2 \frac{\pi}{4} D^2 = -0,22262 [N] \quad (4.1)$$

A continuación, la Tabla 4.1 muestra las distintas densidades de malla utilizadas y el valor obtenido de la fuerza de empuje.

Tabla 4.1: Separación adimensional entre nodos cerca de la turbina y error obtenido en la fuerza de empuje

$\Delta x$	$\Delta y$	$\Delta z$	$F_T$ obtenido	Error
0,21429	0,42857	0,21429	-0,23456	5,363%
0,16714	0,28571	0,21429	-0,23326	4,781%
0,07143	0,28571	0,05929	-0,22568	1,375%
0,03571	0,14286	0,02964	-0,22185	0,345%

De esta manera, para las separaciones adimensionales entre nodos de: 0,03571 (en el eje x), 0,14286 (en el eje y) y 0,02964 (en el eje z), se obtiene una fuerza de empuje ejercida por la turbina con un error menor al 1% y, con ello, se pueden obtener resultados coherentes utilizando esta densidad de malla en la zona cercana a la turbina. A continuación, se presenta gráficamente la fuerza de empuje obtenida utilizando esta densidad de malla cerca de la turbina en la Figura 4.5 y en la Figura 4.6.

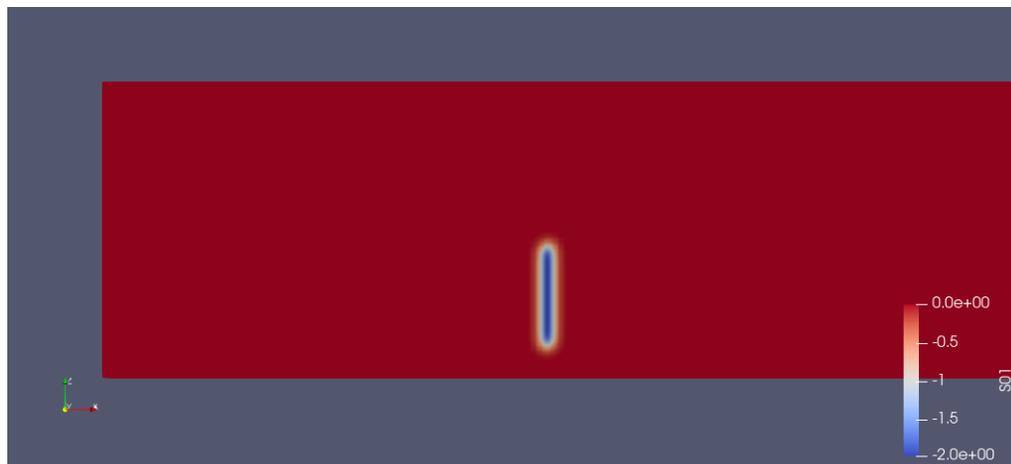


Figura 4.5: Distribución de fuerza obtenida a lo largo del eje x en el plano central del túnel de viento

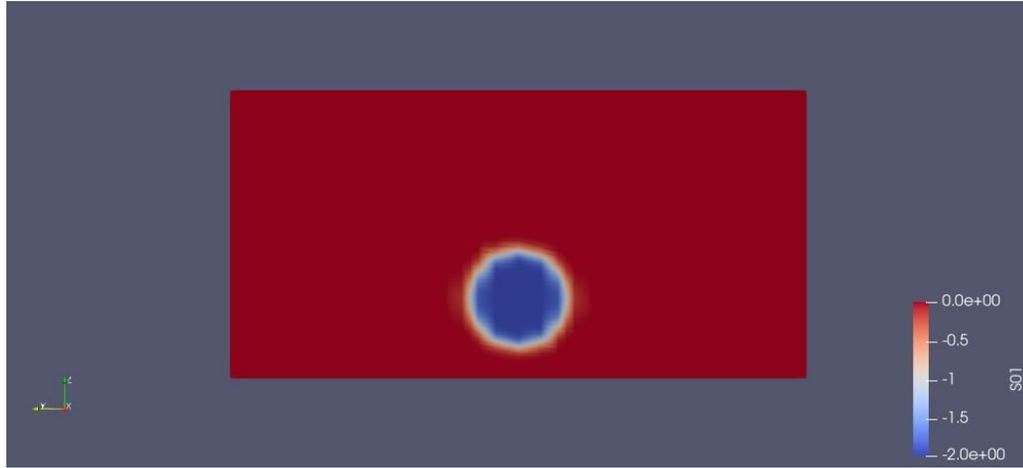


Figura 4.6: Distribución de fuerza en el plano yz obtenida en el plano central del disco

Con el horizonte de tiempo y la densidad de la malla cerca de la turbina ya determinadas, el siguiente paso es determinar la densidad de la malla en el resto del dominio. Sin embargo, este paso es realizado durante las simulaciones considerando turbulencia, puesto que para la determinación de la densidad de la malla fuera de la zona se compararán los perfiles de velocidad obtenidos no solo entre sí, sino que también con los obtenidos en el artículo base, los cuales consideran turbulencia.

#### 4.1.2 Considerando turbulencia

Al pasar al caso de la implementación del modelo de turbulencia, tanto las condiciones de borde, como la distribución de la fuerza de empuje se mantienen. Ahora, para definir los parámetros  $k$  y  $\tau$ , se utilizan las ecuaciones (1.1), (1.2), (1.3) y (2.4), considerando:

$$C_{\mu} = 0,09 \quad (4.2)$$

$$\ell = 0,22\delta \quad (4.3)$$

Donde  $C_{\mu}$  es una constante del modelo de turbulencia,  $\ell$  es la longitud de mezcla turbulenta y  $\delta$  es el espesor de la capa límite, obtenido del artículo base en este caso.

Con esto, la configuración de la simulación para una única turbina queda terminada, a excepción de la determinación de la densidad de la malla fuera de la zona cercana a la turbina. Para esto, se obtiene el perfil de velocidad dos diámetros después de la turbina para distintas mallas y estos son comparados entre sí y con el perfil obtenido en el artículo base. Las mallas utilizadas son descritas en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Cantidad de elementos espectrales de cada malla utilizada (con 7 puntos GLL por elemento)

Malla	Nx	Ny	Nz
#1	23	2	5
#2	27	4	7
#3	33	5	7
#4	39	5	9

Los perfiles de velocidad dos diámetros después de la turbina para cada malla se pueden observar en la Figura 4.7:

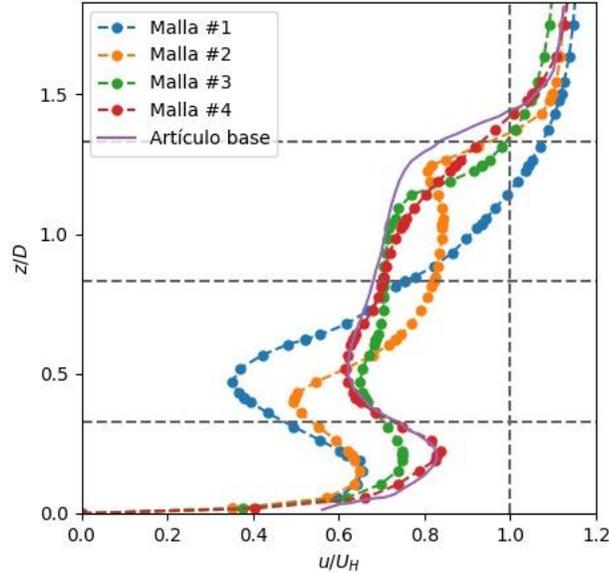


Figura 4.7: Perfiles de velocidad obtenidos para distintas densidades de malla en el caso de turbina única

De esta figura se puede observar que una malla de 39 elementos espectrales (en el eje x), por 5 elementos espectrales (en el eje y), por 9 elementos espectrales (en el eje z), entrega resultados que presentan una baja variación con respecto a la malla anterior, en conjunto con una semejanza notoria entre el perfil obtenido para esta malla y el perfil obtenido en el artículo base.

Ahora, para incluir los efectos de la subcapa viscosa se necesita que  $y^+$  sea menor a 5 y usando la densidad de malla mencionada anteriormente se obtiene un  $y^+$ :

$$y^+ = \frac{y}{\nu} \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}} = 43,457 \quad (4.4)$$

Donde  $y$  es la posición vertical del primer nodo computacional,  $\nu$  es la viscosidad cinemática,  $\tau_w$  es el esfuerzo de corte en la pared y  $\rho$  es la densidad del fluido.

De esta manera, si bien no se cumple con el criterio de  $y^+$ , los recursos computacionales no permiten utilizar una mayor densidad de malla, por lo que esta malla, que considera las densidades determinadas tanto cerca como lejos de la turbina, es la utilizada para la obtención de resultados.

Así, luego de determinar el horizonte de tiempo y la densidad de la malla tanto en la zona cercana como lejana a la turbina, se procede con la realización de la simulación final y la obtención de los perfiles de velocidad en las distintas ubicaciones tratadas en el artículo base, las cuales corresponden a: 1 diámetro antes de la turbina y 2, 3, 5, 7, 10, 15 y 20 diámetros después de la turbina. En la Figura 4.8, se muestran con los perfiles de velocidad obtenidos mediante la simulación final del caso de turbina única junto con los perfiles de velocidad obtenidos en el artículo base.

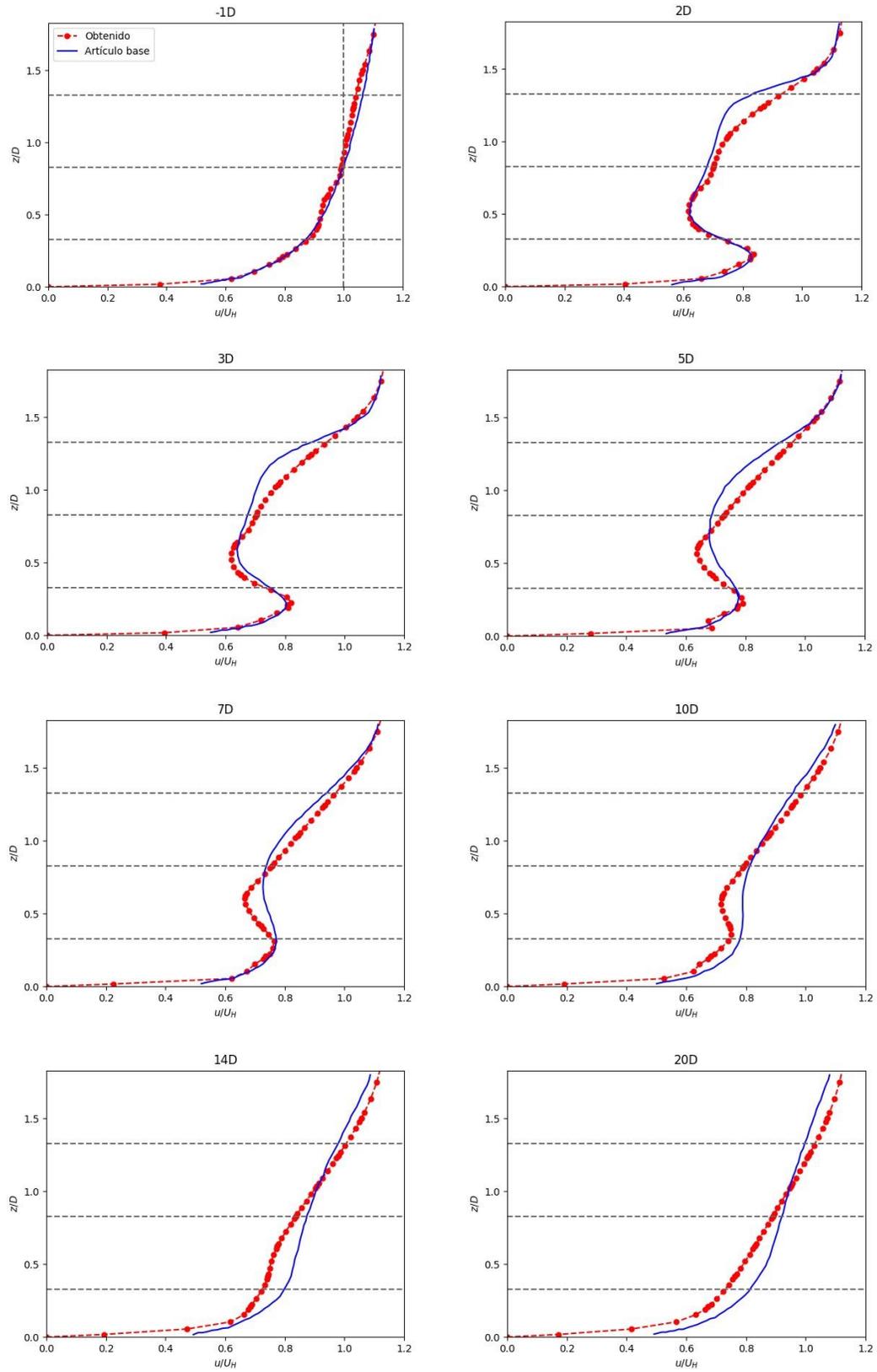


Figura 4.8: Perfiles de velocidad (en el plano central) para una única turbina

Como se observa en la Figura 4.8, los perfiles de velocidad obtenidos se asemejan a los perfiles del artículo base, pero con algunas diferencias que son tratadas a continuación. Cabe destacar, que las líneas horizontales presentes en los gráficos de la Figura 4.8, corresponden a el límite inferior, el centro (o altura del rotor) y el límite superior de la turbina.

Para el caso de un diámetro antes de la turbina (-1D), se pueden observar algunas oscilaciones en el perfil obtenido que se pueden deber al modelamiento de la entrada del flujo. En el artículo base, la entrada del flujo se modela utilizando un dominio periódico con una capa límite turbulentamente neutral usando un gradiente de presión forzado, mientras que para las simulaciones realizadas en este trabajo se usa una condición de borde de un perfil velocidad de velocidad de entrada. De esta manera, al ser un modelamiento más simplificado de la entrada del flujo, este puede presentar pequeñas irregularidades u oscilaciones para adaptarse a la capa límite que se presenta.

Para 2 y 3 diámetros después de la turbina (2D y 3D) se observa que, hasta la altura del rotor, los perfiles se adecuan de buena manera al perfil del artículo base. Sin embargo, al superar esta altura el flujo se acelera un poco más. Esto puede deberse a la diferencia en el modelo de turbulencia utilizado, puesto que el modelo LES (utilizado en el artículo base) plantea de mejor manera los remolinos generados debido a la turbulencia, pudiendo afectar la velocidad del flujo, sobre todo en los bordes cercanos a la turbina. Por otro lado, ligeramente después de pasar el límite superior de la turbina, los perfiles obtenidos vuelven a adecuarse de buena manera a los perfiles del artículo base.

Para 5 y 7 diámetros después de la turbina, se puede observar que la forma del perfil obtenido es muy similar, pero con una pronunciación cada vez menor del zigzag que realiza la curva. Pese a esto, las curvas sí oscilan en torno a los perfiles del artículo base. Esta diferencia, también probablemente se debe a la diferencia entre los modelos de turbulencia RANS y LES, ya que el modelo LES presenta una mayor precisión de las estructuras turbulentas, mientras que el modelo RANS se centra más en obtener un perfil cuyo promedio sea similar al comportamiento a obtener.

Por último, para 10, 14 y 20 diámetros después de la turbina (10D, 14D y 20D), también observamos una oscilación en torno a los perfiles del artículo base, la cual probablemente se debe también a la diferencia entre los modelos de turbulencia. Sin embargo, también se observa una diferencia entre los perfiles, sobre todo para bajas alturas. Esta diferencia puede deberse a la densidad de la malla cerca del suelo, tal como lo indica el criterio de  $y^+$ . De esta manera, con una mayor densidad de malla cerca del suelo quizás se hubiesen obtenido mejores resultados para estos perfiles.

Así, queda que la mayoría de los perfiles obtenidos son similares a los del artículo base, pero con pequeñas diferencias presentes en mayor medida en las cercanías de los bordes de la turbina. Esto se debe probablemente al modelo de turbulencia utilizado, ya que como fue mencionado, en el artículo base se utiliza un modelo de turbulencia que presenta mayor precisión en cuanto a las estructuras turbulentas, las cuales se presentan en mayor medida en los bordes de los cuerpos físicos, en este caso el suelo y la turbina. Sin embargo, también son posibles fuentes de error el no cumplimiento del criterio  $y^+$  y la simplificación de la entrada del flujo, la cual podría llegar a

afectar a todos los perfiles obtenidos debido a que el flujo se va desarrollando a partir de la condición que este presenta en la entrada.

Por otra parte, en la Figura 4.9 se muestran los perfiles de intensidad de turbulencia obtenidos junto con los perfiles de intensidad de turbulencia obtenidos en el artículo base.

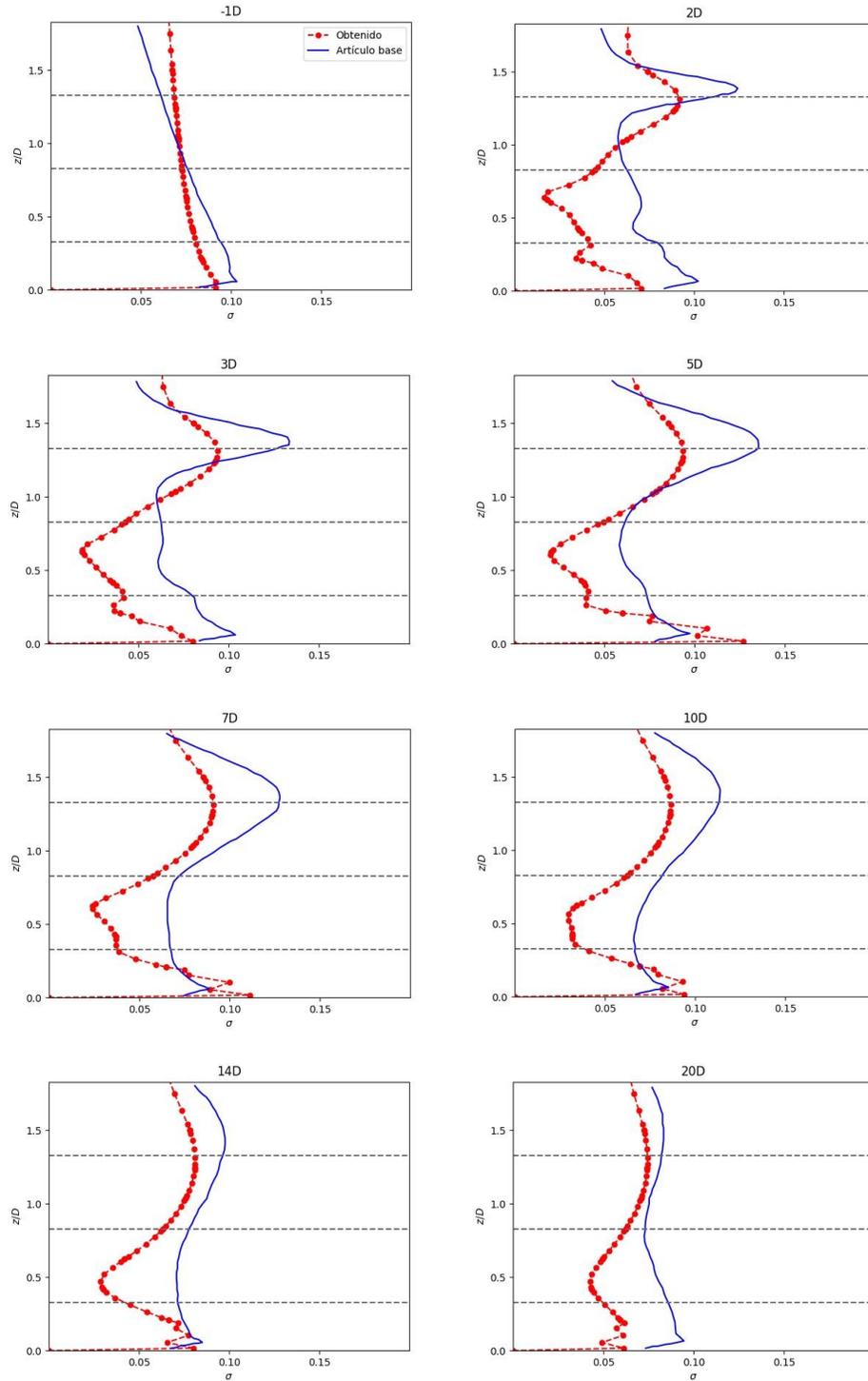


Figura 4.9: Perfiles de intensidad de turbulencia (en el plano central) para una única turbina

En el caso de los perfiles de intensidad de turbulencia, y como se observa en la Figura 4.9, estos presentan una mayor diferencia con respecto a los obtenidos en el artículo base que los perfiles de velocidad. Sin embargo, de igual manera se mantienen en un rango cercano a estos.

Más detalladamente, para los perfiles obtenidos, se puede observar que estos presentan un comportamiento similar a los perfiles del artículo base en cuanto a la forma de las curvas y en el caso de un diámetro antes de la turbina, la intensidad de turbulencia obtenida también es similar a la obtenida en al artículo base en términos del valor promedio de esta. No obstante, los demás perfiles obtenidos presentan en gran parte una menor intensidad de turbulencia. Esto puede deberse a que, como fue mencionado anteriormente, los modelos de turbulencia LES capturan la turbulencia de manera más detallada, lo que radica en una mejor captación de las fluctuaciones turbulentas. A su vez, los modelo RANS no resuelven las escalas grandes de turbulencia y tienden a suavizar estas fluctuaciones turbulentas. De esta manera, la intensidad de turbulencia obtenida podría corresponder a una subestimación de la turbulencia real del caso y, a su vez, a la turbulencia obtenida en el caso base. A este cambio en el modelo de turbulencia utilizado, también se le puede sumar el efecto de la densidad de la malla, el cual puede provocar un efecto en cadena en los perfiles obtenidos, haciendo que a medida que avanza el flujo se vayan obteniendo perfiles de turbulencia cada vez menos precisos.

Además de observar los perfiles de velocidad y la intensidad de turbulencia, resultados que son comparables con los del artículo base, se puede observar la vorticidad obtenida mediante la simulación, la cual pese a no ser comparable con los resultados del artículo base pues esta no se encuentra presente en este, sí puede dar un buen indicio acerca de la calidad de la implementación del método de actuator de disco. A continuación, en la Figura 4.10, se muestra la vorticidad obtenida reescalada entre los valores 0 y 1. Esto, ya que realmente la vorticidad alcanza su valor máximo de aproximadamente 26 unidades adimensionales de vorticidad en el suelo, sin embargo, fijando este valor como máximo de la escala, no se aprecia la vorticidad en las demás posiciones del dominio.

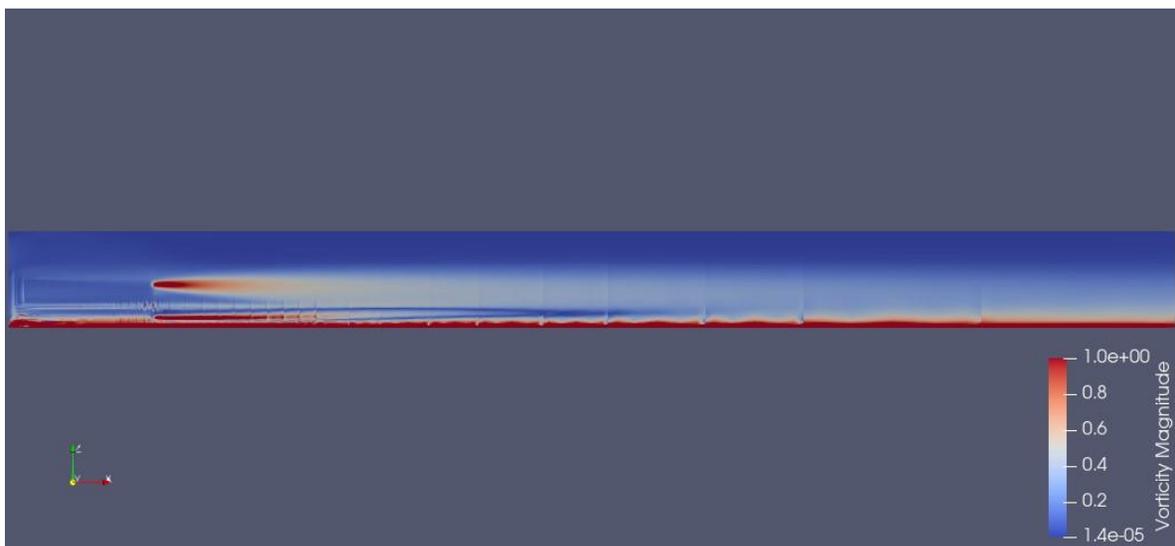


Figura 4.10: Vorticidad obtenida para la simulación de una única turbina

Como se observa en la Figura 4.10, además de en el suelo, la vorticidad alcanza sus valores máximos en los bordes de la turbina, lo cual hace sentido ya que cuando el aire fluye a través de la turbina, este es desacelerado por esta. Así, la sección de fluido que avanza por arriba y por debajo de la turbina, presenta una velocidad mayor que la sección de fluido que avanza a través de la turbina, y con ello se genera vorticidad, sobre todo en la zona donde estas dos velocidades se encuentran.

También, se puede observar que la vorticidad correspondiente al borde superior de la turbina perdura más a medida que el fluido sigue avanzando por el dominio que la vorticidad correspondiente al borde inferior de esta. Esto también hace sentido, ya que, en el caso del borde superior de la turbina, la velocidad del fluido es mayor en la sección superior que en la sección que se encuentra un poco más abajo, provocando una vorticidad en sentido horario que no presenta ninguna contraparte. Por otro lado, en el caso del borde inferior de la turbina, la velocidad del fluido es mayor en la sección inferior que en la sección que se encuentra un poco más arriba de esta. Así, para este borde se genera una vorticidad en sentido antihorario, pero que a su vez sí presenta una contraparte. Esta contraparte, corresponde a la vorticidad generada por el suelo, donde el aire que fluye pegado al suelo presenta una menor velocidad que el aire que fluye un poco más arriba debido a la capa límite. De esta manera, como la vorticidad generada por el suelo es mayor y de sentido opuesto a la vorticidad generada por el borde inferior de la turbina, esta última se va disipando a medida que el fluido va avanzando por el dominio.

#### 4.1.3 Comparación con método de actuador de línea

En paralelo a la realización de este trabajo, se realiza otro, pero en lugar del método de actuador de disco se utiliza el método de actuador de línea (Salvo, 2024), método que en lugar de considerar a la turbina como un disco que aplica fuerzas sobre el fluido en todo su volumen, considera a la turbina como líneas coincidentes con las palas de la turbina que le aplican fuerza al fluido. También, a diferencia del método de actuador de disco, este método considera el movimiento rotacional de la turbina mediante la rotación de estas palas o líneas. Para proceder con la comparación de los resultados del método usado en este trabajo con el método de actuador de línea se simula un caso con mismas dimensiones y condiciones de borde. Las condiciones de borde corresponden a las mismas utilizadas para la simulación de una turbina única con el método de actuador de disco, pero las dimensiones consideradas son distintas. Estas dimensiones son mostradas en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Condiciones geométricas simulación caso común

Eje	Longitud adimensional del dominio	Posición adimensional del centro de la turbina
X	15.0	4.5
Y	5.0	2.5
Z	3.0	1.0

Ahora, para comparar ambos métodos, se grafican los perfiles de velocidad en ubicaciones de interés. En este caso, las ubicaciones corresponden a 2, 3, 5 y 7 diámetros detrás de la turbina. Estos perfiles también son obtenidos en el plano central del túnel de viento. En la Figura 4.11 se muestran estos perfiles de velocidad para el método de actuador de disco y para el método de actuador de línea con las mismas condiciones impuestas.

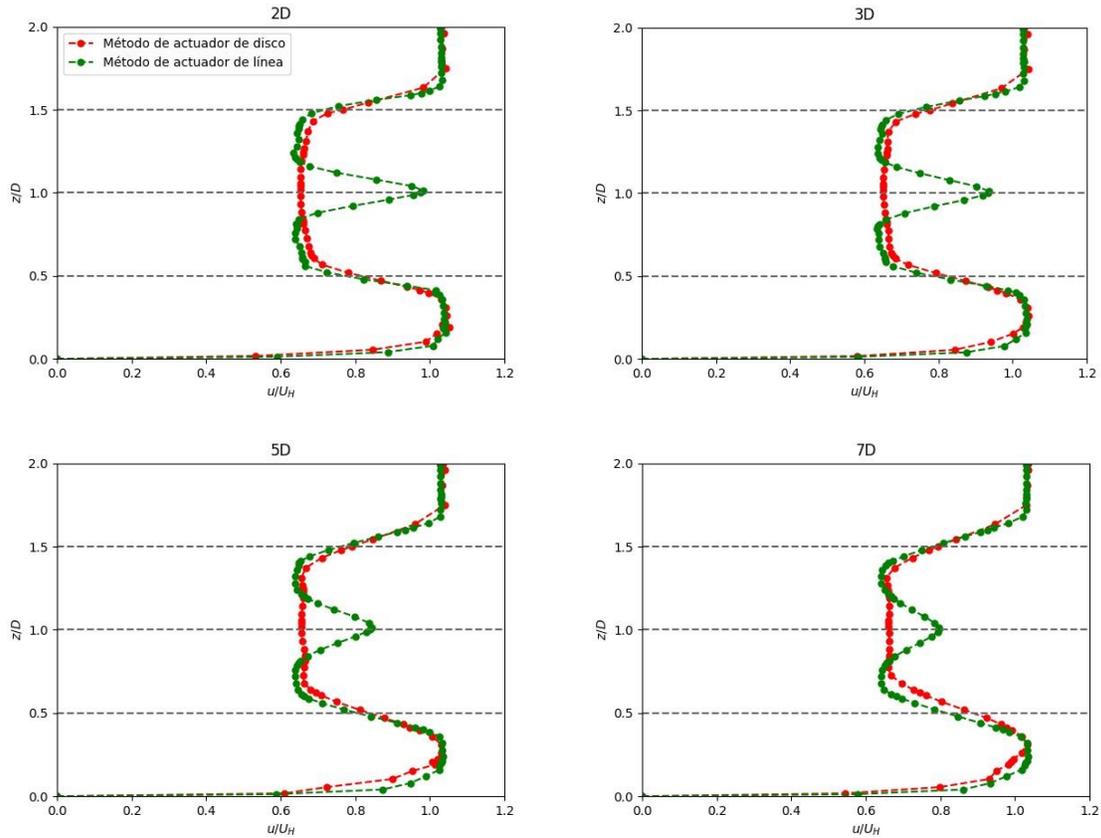


Figura 4.11: Comparación entre perfiles de velocidad obtenidos para los distintos métodos

De aquí se puede observar que los perfiles de velocidad obtenidos son bastante similares, a excepción de lo que sucede al centro de la turbina. Esto, se debe a que el método de actuador de línea considera la rotación de las palas, y la fuerza ejercida se encuentra solo en las líneas correspondientes a estas, pero a la vez estas líneas no comienzan exactamente en el centro de la turbina, si no que parten con una pequeña distancia al centro. Así, la turbina presenta una especie de agujero circular en el centro por donde el fluido pasa.

Además de esta diferencia a la altura del centro de la turbina, se puede observar que los perfiles de velocidad obtenidos concuerdan tanto en la forma de las curvas, como en los valores que estas alcanzan. De esta manera, la validación de la implementación del método avanza, pues los resultados obtenidos a partir de un método distinto son coherentes con los obtenidos en este trabajo.

## 4.2 Caso parque eólico

Para comenzar con las simulaciones del parque eólico, lo primero que se realiza es una simulación del caso de turbina única, pero utilizando el método que se utiliza en el caso del parque eólico para calcular la fuerza ejercida por la turbina. Esto quiere decir, que en lugar de utilizar la ecuación (2.5) para el cálculo de la fuerza de empuje total, esta se calcula con la ecuación (2.6), la cual implica calcular la velocidad promedio alrededor de la turbina. De esta manera, en primera instancia se realiza un estudio acerca de la cantidad de puntos necesarios a muestrear para obtener un resultado representativo en cuanto a la fuerza que aplica la turbina.

El procedimiento a seguir para determinar esta cantidad de puntos fue realizar varias simulaciones con un número distinto de puntos tomados en cada una de estas y observar la fuerza aplicada por la turbina en el último instante de tiempo de cada una de estas, donde la fuerza ya se debiera haber estabilizado y llegado al valor analítico del empuje para una única turbina. Los resultados de estas simulaciones y la cantidad de puntos tomados son mostrados en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Puntos de muestreo de velocidad tomados y error obtenido en la fuerza de empuje

Nº puntos por plano	Nº planos	Nº puntos totales	$F_T$ obtenido	Error
9	1	9	-0,24505	10,076%
9	3	27	-0,24221	8,799%
17	1	17	-0,23462	5,389%
17	3	51	-0,23512	5,613%
33	1	33	-0,23250	4,436%
33	3	99	-0,22579	1,422%
50	1	50	-0,23177	4,109%
50	3	150	-0,22395	0,598%

De esta manera se obtiene que, para 50 puntos tomados en 3 planos cercanos a la turbina, se obtiene un error menor al 1% y, con ello, se pueden obtener resultados coherentes utilizando esta densidad de muestreo.

Ahora, en cuanto al horizonte de tiempo, como pudo ser visto en el caso de la simulación para una única turbina, los perfiles de velocidad se estabilizan más rápido mientras se encuentran más cercanos a la zona de entrada del flujo. De esta manera, basta analizar el tiempo en el que se estabiliza el perfil de velocidad al final del dominio para obtener el horizonte de tiempo. Los perfiles de velocidad al final del dominio en distintos instantes de tiempo pueden ser observados en la Figura 4.12.

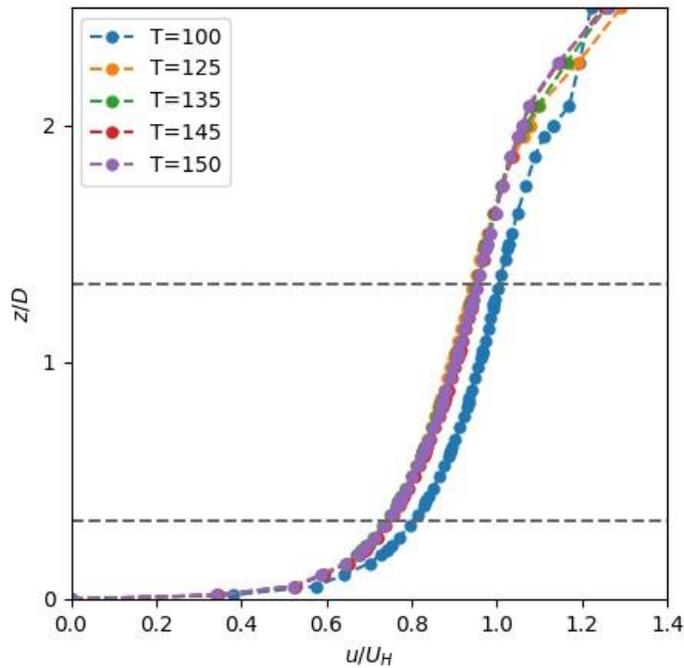


Figura 4.12: Perfiles de velocidad al final del dominio en el caso de parque eólico

Así, se obtiene que para  $T=145$  unidades de tiempo adimensional, el perfil de velocidad al final del dominio se estabiliza, con lo que este queda determinado como el horizonte de tiempo para las simulaciones del parque eólico.

En cuanto a la densidad de malla utilizada en el caso del parque eólico, se usa la misma densidad de malla utilizada en el caso de una única turbina, tanto cerca como lejos de las turbinas. Esta corresponde a una malla de 94 elementos espectrales (en el eje  $x$ ), por 9 elementos espectrales (en el eje  $y$ ), por 10 elementos espectrales (en el eje  $z$ ). Con esto, se pasa a la obtención de los perfiles de velocidad tratados en el artículo base, además de la obtención de los coeficientes de potencia utilizando el límite de Betz para una posterior comparación de estos coeficientes con los obtenidos en el caso del parque eólico con las filas con una doble distancia de espaciamiento. En la Figura 4.13 y en la Figura 4.14 se muestran los perfiles de velocidad obtenidos para la simulación final del parque eólico en las ubicaciones tratadas en el caso base. Estas corresponden a 1, 2, 3 y 4 diámetros después de las filas de turbinas 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 10.

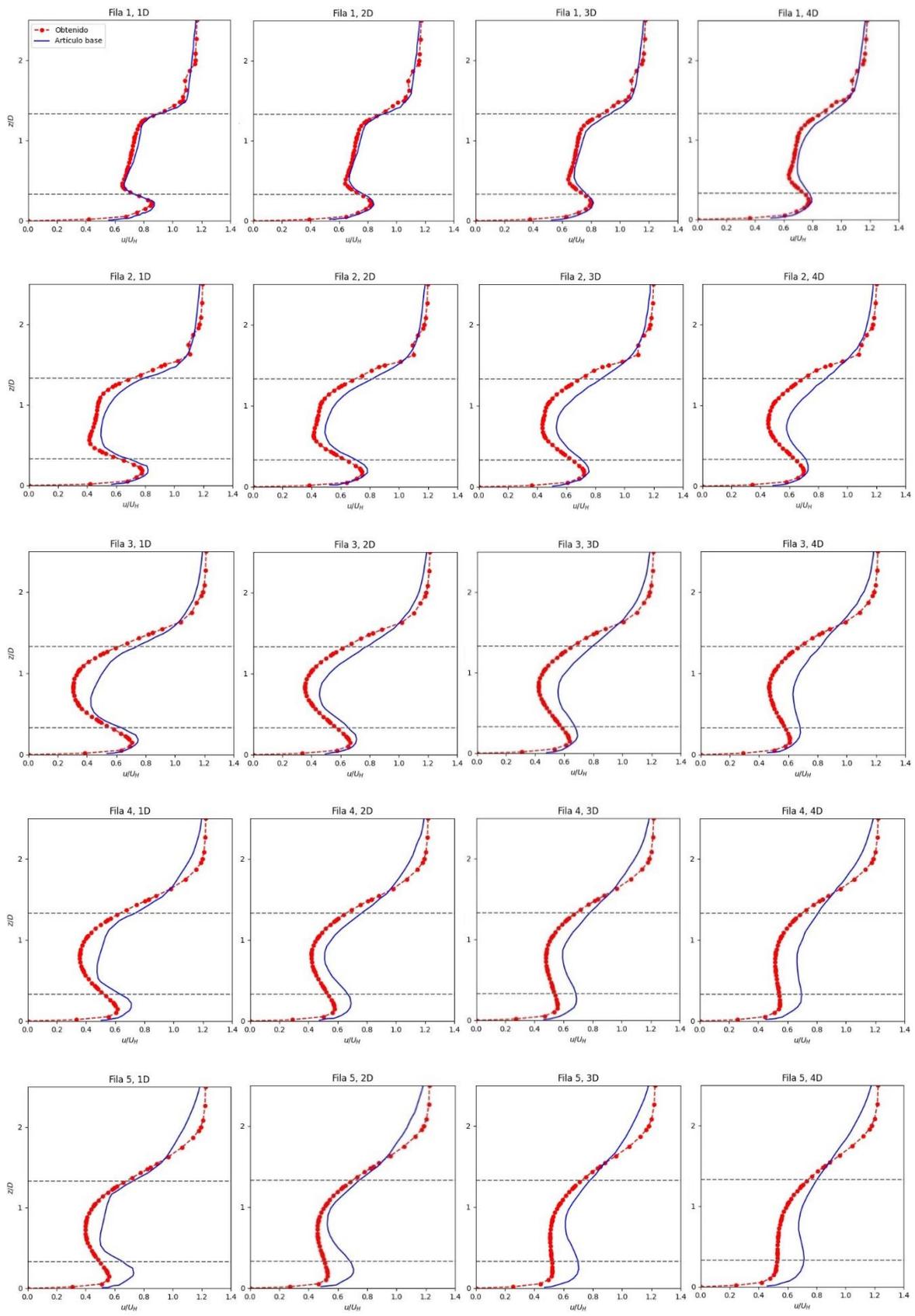


Figura 4.13: Perfiles de velocidad (en el plano central) en las primeras 5 filas del parque eólico

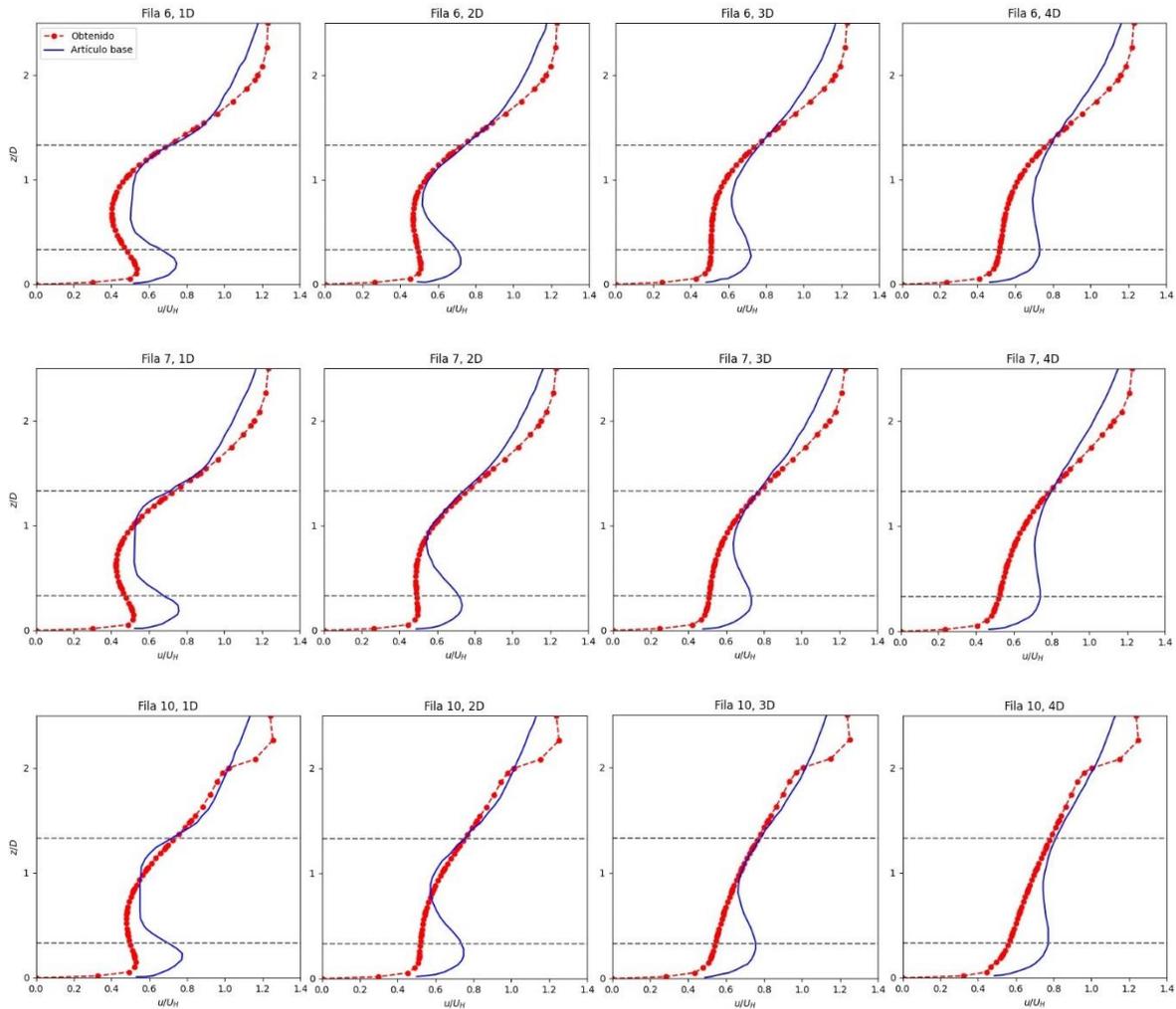


Figura 4.14: Perfiles de velocidad (en el plano central) en las filas 6, 7 y 10 del parque eólico

Al igual que la simulación para una única turbina, se puede observar que los perfiles de velocidad obtenidos se asemejan a los perfiles del artículo base, pero con algunas diferencias que también son tratadas a continuación. Cabe destacar, que las líneas horizontales presentes en este caso corresponden a el límite inferior y al límite superior de la turbina.

Para la primera fila de turbinas, se puede observar un comportamiento muy similar entre los perfiles obtenidos mediante la simulación y los perfiles del artículo base, tanto en la forma de las curvas como en los valores que va tomando la velocidad para todas las posiciones. La diferencia más notoria que se puede observar es la separación en la zona de la turbina para 4 diámetros después de esta, donde la curva obtenida mediante la simulación presenta velocidades más pronunciadas, sobre todo cerca de los bordes.

Las filas 2 y 3 de turbinas presentan una velocidad menor en la zona de la turbina que la obtenida en el artículo base, pero un comportamiento similar en la zona fuera de la turbina. Además, se puede notar que el comportamiento de la curva también es similar, pese a las diferencias en los valores de velocidad obtenidos.

Desde la fila 4 hasta la fila 7, los perfiles de velocidad se comportan de manera que, hasta una altura levemente mayor al límite superior de la turbina, las velocidades obtenidas son menores a las velocidades presentes en el artículo base y después de esta altura, las velocidades obtenidas son mayores a las del artículo base. Esto puede deberse a que el modelo RANS plantea de peor manera la interacción del fluido con la capa límite del suelo y, por lo tanto, obtiene velocidades más bajas que las que se obtienen con un modelo LES. A su vez, los modelos RANS tienden a subestimar las interacciones turbulentas y con ello, en zonas donde la intensidad de turbulencia es menor, se obtienen velocidades mayores a las que se obtendrían en un caso real. Pese a esto, las formas de las curvas también son similares y con un valor medio semejante.

En su tanto, los perfiles de velocidad obtenidos para la décima fila también presentan valores menores a los obtenidos en el artículo base hasta cierta altura. Sin embargo, estos perfiles presentan una zona intermedia donde la velocidad obtenida es muy similar a la velocidad de los perfiles del caso base. Finalmente, pasada una altura aún mayor, se obtienen velocidades mayores que las obtenidas en el caso base, al igual que para las filas desde la 4 a la 7.

De esta manera, se puede afirmar que para la simulación del parque eólico sucede algo similar que lo ocurrido para la simulación para una única turbina en el sentido de que pese a haber diferencias en los valores de los perfiles de velocidad, el valor medio obtenido es similar al obtenido en el artículo base, lo que hace sentido con el modelo de turbulencia implementado, pues los modelos de turbulencia RANS se centran en modelar de buena manera los valores promedio de los campos de velocidad y turbulencia. No obstante, en el caso de la simulación del parque eólico se hacen más notorias las diferencias para los valores de velocidad obtenidos tanto cerca como lejos del suelo, donde suele ocurrir que en la zona cercana al suelo se obtienen velocidades menores a las obtenidas al artículo base, mientras que en las zonas lejanas al suelo se obtienen velocidades mayores a las obtenidas al artículo base. Esto se debe probablemente, como fue explicado, a el planteamiento de la interacción entre el fluido y el suelo o los bordes turbina, donde la intensidad de turbulencia es mayor y, por lo tanto, los efectos de esta son más influyentes. Además, como el modelo RANS se centra en modelar un buen promedio de los valores, estos tienden estar más acercados a un valor central, presentando fluctuaciones menos marcadas que en el caso de un modelo de turbulencia LES.

Junto a lo anterior, las diferencias presentes en estos perfiles de velocidad entre los obtenidos y los del artículo base, también se pueden deber en parte al no cumplimiento del criterio  $y^+$ , o a una densidad de malla menor a la requerida para obtener perfiles de velocidad más precisos. Además, estos problemas tienen probablemente un efecto mayor en el caso de la simulación del parque eólico que en la simulación de una única turbina eólica, puesto que al haber una mayor cantidad de turbinas, los errores generados en el perfil de velocidad que afectan a una turbina, también afectan a los perfiles de velocidad obtenidos para las turbinas que se encuentran luego de esta, provocando un efecto en cadena en cuanto a las diferencias entre los perfiles de velocidad obtenidos y los del artículo base. Esto también explica por qué a medida que el flujo va avanzando en el dominio se van presentando perfiles cada vez menos similares a los obtenidos en el artículo base.

Finalmente, se calculan los coeficientes de potencia para cada una de las turbinas del parque eólico mediante la utilización de las ecuaciones (2.11) y (2.12). Las velocidades adimensionales promedio obtenidas mediante la simulación se muestran en la Tabla 4.5.

*Tabla 4.5: Velocidades promedio obtenidas en las turbinas del parque eólico*

	Columna #1	Columna #2	Columna #3
Fila #1	0,86655	0,86626	0,86592
Fila #2	0,63570	0,63898	0,63436
Fila #3	0,50573	0,51728	0,50817
Fila #4	0,50369	0,51770	0,50715
Fila #5	0,52864	0,53665	0,53692
Fila #6	0,53645	0,54609	0,54717
Fila #7	0,54989	0,56084	0,55536
Fila #8	0,56841	0,58031	0,56863
Fila #9	0,58402	0,59389	0,58342
Fila #10	0,59505	0,59948	0,59710

Y utilizando estas velocidades junto con la velocidad de entrada adimensional de 1 unidad, se obtienen los coeficientes de potencia correspondientes a las turbinas. Estos coeficientes pueden ser observados en la Tabla 4.6.

*Tabla 4.6: Coeficientes de potencia obtenidos para las turbinas del parque eólico*

	Columna #1	Columna #2	Columna #3
Fila #1	0,40084	0,40144	0,40214
Fila #2	0,58888	0,58961	0,58855
Fila #3	0,50566	0,51666	0,50803
Fila #4	0,50366	0,51705	0,50705
Fila #5	0,52691	0,53377	0,53399
Fila #6	0,53360	0,54145	0,54230
Fila #7	0,54442	0,55254	0,54855
Fila #8	0,55777	0,56534	0,55792
Fila #9	0,56753	0,57295	0,56718
Fila #10	0,57355	0,57575	0,57458

Cabe destacar que estos coeficientes son solo referenciales pues para el cálculo de todos ellos se considera como velocidad de entrada la velocidad al inicio del dominio a la altura del rotor. De esta manera, estos coeficientes son útiles para hacer la posterior comparación con los coeficientes del parque eólico con las filas de turbinas espaciadas, pero no para analizarlos como el rendimiento real de estas turbinas.

Con esto, se tienen todos los resultados para el parque eólico y corresponde continuar con la obtención de resultados para el caso del parque eólico, pero con el doble de espaciamiento entre las filas de turbinas.

### 4.3 Caso parque eólico espaciado y comparación con parque eólico original

Como es mencionado en la sección de metodología, este caso corresponde a una simulación del mismo parque eólico que el tratado en la sección 4.2, pero con el doble de espaciamiento entre las filas de turbinas, es decir, 10 diámetros de distancia entre turbinas en lugar de 5 diámetros de distancia como lo era en el caso original.

Para este caso, se procede directamente con la obtención de los coeficientes de potencia, para su posterior comparación. En la Tabla 4.7, se pueden observar las velocidades promedio obtenidas para las turbinas en este nuevo caso.

Tabla 4.7: Velocidades promedio obtenidas en las turbinas del parque eólico espaciado

	Columna #1	Columna #2	Columna #3
Fila #1	0,86644	0,86678	0,86707
Fila #2	0,66672	0,67134	0,66806
Fila #3	0,60609	0,61520	0,60365
Fila #4	0,61792	0,62847	0,61446
Fila #5	0,63869	0,63833	0,63032
Fila #6	0,65334	0,65226	0,64262
Fila #7	0,66733	0,67281	0,66186
Fila #8	0,67862	0,69030	0,67840
Fila #9	0,68650	0,69697	0,68710
Fila #10	0,69573	0,69811	0,69368

Y con esto, se calculan los coeficientes de potencia, usando como velocidad de entrada la velocidad al inicio del dominio a la altura del rotor, al igual que en el caso del parque eólico original. Estos coeficientes de potencia pueden ser observados en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8: Coeficientes de potencia obtenidos para las turbinas del parque eólico espaciado

	Columna #1	Columna #2	Columna #3
Fila #1	0,40106	0,40036	0,39975
Fila #2	0,59259	0,59250	0,59258
Fila #3	0,57880	0,58254	0,57771
Fila #4	0,58355	0,58698	0,58226
Fila #5	0,58953	0,58947	0,58750
Fila #6	0,59189	0,59177	0,59034
Fila #7	0,59259	0,59244	0,59250
Fila #8	0,59201	0,59031	0,59204
Fila #9	0,59099	0,58881	0,59089
Fila #10	0,58912	0,58851	0,58959

Así, habiendo obtenido los coeficientes de potencia tanto para el parque eólico original como para el parque eólico con filas espaciadas, se procede a comparar estos coeficientes. La Tabla 4.9 muestra los coeficientes de potencia obtenidos para ambos casos.

Tabla 4.9: Comparación entre los coeficientes de potencia obtenidos para el parque eólico original y espaciado

Parque	Columna #1		Columna #2		Columna #3	
	Original	Espaciado	Original	Espaciado	Original	Espaciado
Fila #1	0,401	0,401	0,401	0,400	0,402	0,400
Fila #2	0,589	0,593	0,590	0,593	0,589	0,593
Fila #3	0,506	0,579	0,517	0,583	0,508	0,578
Fila #4	0,504	0,584	0,517	0,587	0,507	0,582
Fila #5	0,527	0,590	0,534	0,589	0,534	0,588
Fila #6	0,534	0,592	0,541	0,592	0,542	0,590
Fila #7	0,544	0,593	0,553	0,592	0,549	0,593
Fila #8	0,558	0,592	0,565	0,590	0,558	0,592
Fila #9	0,568	0,591	0,573	0,589	0,567	0,591
Fila #10	0,574	0,589	0,576	0,589	0,575	0,590

Y con esto, se puede obtener la variación porcentual de los coeficientes de potencia entre el caso del parque original y el parque espaciado. Esos errores porcentuales se muestran en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10: Variaciones porcentuales de los coeficientes de potencia

	Columna #1	Columna #2	Columna #3
Fila #1	0,06%	-0,27%	-0,60%
Fila #2	0,63%	0,49%	0,68%
Fila #3	12,64%	11,31%	12,06%
Fila #4	13,69%	11,91%	12,92%
Fila #5	10,62%	9,45%	9,11%
Fila #6	9,85%	8,50%	8,14%
Fila #7	8,13%	6,74%	7,42%
Fila #8	5,78%	4,23%	5,76%
Fila #9	3,97%	2,69%	4,01%
Fila #10	2,64%	2,17%	2,55%

De esta forma, como se puede observar, gran parte de los coeficientes de potencia aumentan cuando existe una separación mayor entre las filas de turbinas, logrando un aumento promedio del 6,24%. En particular, no se nota un aumento significativo en las dos primeras filas de turbinas, pero a partir de la tercera fila se produce un aumento promedio del 7,76%. También se puede notar que, a partir de la cuarta fila, el aumento en los coeficientes va disminuyendo, es decir, el aumento en el espaciamiento entre las filas de turbinas afecta más a las turbinas más cercanas a la entrada del fluido.

De todas maneras, resulta inesperado que el aumento en los coeficientes de potencia se produzca en mayor medida a partir de la tercera, en lugar de la segunda fila y se desconoce el motivo del inicio de esta variación más pronunciada a partir de esta fila.

Otra observación a realizar de la Tabla 4.10, es que los coeficientes de potencia varían de manera similar en una misma fila de turbinas, resultado esperable puesto que los mismos coeficientes de potencia también presentan una baja variación en una misma fila de turbinas.

Así, queda que el aumento del doble de la distancia de separación entre las filas de turbinas no afecta a la primera de las filas, pero sí provoca un aumento de los coeficientes de potencia que comienza en la segunda fila de turbinas y se acentúa en la tercera fila de estas. Donde a partir de dicha fila, sigue presentando un aumento pero que va decreciendo a medida que se avanza de fila.

Adicionalmente, se puede comparar la suma de los coeficientes de potencia dividida en el área que usa cada parque, para analizar la potencia adimensional por unidad de área en cada parque. Esto se muestra en la Tabla 4.11.

*Tabla 4.11: Comparación entre las potencias adimensionales por unidad de área*

Parque	Suma de los coeficientes de potencia	Área del parque ( $m^2$ )	Potencia adimensional por unidad de área ( $1/m^2$ )
Original	16,000	6,75	2,37
Espaciado	17,101	12,83	1,33

En el caso del parque eólico original, se obtienen 2,37 unidades adimensionales de energía por metro cuadrado de parque, mientras que para el parque eólico espaciado se obtienen 1,33 unidades adimensionales de energía por metro cuadrado. De manera que en el parque eólico original se produce más energía por metro cuadrado de parque.

Teniendo esto en consideración, se afirma que, para un proyecto de construcción de un parque eólico, se debe evaluar si es conveniente aumentar el espaciamiento entre las filas de turbinas, considerando el costo que tenga aumentar el espacio utilizado por el parque en relación a la nueva energía producida.

En otras palabras, un aumento en la separación de las filas de turbinas de un parque eólico sí produce un aumento en los coeficientes de potencia de sus turbinas y, con ello un aumento en la energía generada por el parque. Sin embargo, para que este cambio sea conveniente, debe suceder que el beneficio de la energía adicional generada sea mayor al costo que tiene aumentar el espacio que utiliza el parque eólico.

## 5 Conclusiones

En el caso de la simulación de una única turbina, se llega a perfiles de velocidad y de intensidad de turbulencia con pequeñas diferencias con respecto a los perfiles obtenidos en el artículo base. Estas diferencias se pueden deber al modelo de turbulencia utilizado, al no cumplimiento del criterio  $y^+$  y/o a una densidad de malla utilizada menor de la requerida para la obtención de resultados más cercanos a la realidad. Sin embargo, tanto la forma de las curvas de los perfiles como los valores que estos alcanzan, tienen una gran similitud. Además, al comparar los perfiles de velocidad obtenidos con el método de actuador de disco con los obtenidos con el método de actuador de línea, estos también resultan ser similares. Con esto, se cumple el primer objetivo específico del trabajo, el cual corresponde a: “Obtener, mediante simulaciones de una única turbina, los perfiles de velocidad en el plano central de un túnel de viento y validarlos comparándolos con resultados de estudio previo”.

En su tanto, para la simulación del parque eólico, también se obtienen perfiles de velocidad con pequeñas diferencias en comparación a los obtenidos en el artículo base, pero con curvas que, en sus formas, en los valores que alcanzan y en los valores centrales en torno a los que se mueven, tienen una gran similitud. Así, se cumple el segundo objetivo específico de este trabajo, el cual corresponde a: “Obtener, mediante simulaciones de un parque eólico, los perfiles de velocidad promedio y validarlos comparándolos con resultados de estudio previo”.

De esta manera, considerando tanto los resultados para la simulación de una única turbina, como los resultados para el parque eólico, se concluye que la implementación del método de actuador de disco en NEK5000 queda validada. No obstante, para una mejor implementación del método queda propuesto realizar las simulaciones asegurándose del cumplimiento del criterio  $y^+$  y aumentando la densidad de la malla.

En cuanto al efecto del aumento del espaciamiento entre las filas de turbinas en los coeficientes de potencia entre el parque eólico original y el parque modificado, se obtiene que cuando se aumenta al doble el espaciamiento entre turbinas, los coeficientes de potencia aumentan en promedio un 6,24%, pero la potencia adimensional por unidad de área pasa de 2,37 ( $1/m^2$ ) a 1,33 ( $1/m^2$ ). Así, solo si el beneficio económico que entrega la energía adicional producida es mayor al costo de aumentar el espacio utilizado por el parque, y teniendo en consideración que la energía producida por metro cuadrado disminuye, será conveniente aumentar el espaciamiento entre las filas de este. Con este análisis y con el resto presente en la sección de resultados, se concluye que se cumple con el tercer objetivo específico del trabajo, el cual corresponde a: “Obtener, mediante simulaciones de un parque eólico y de un parque eólico con el espaciamiento entre filas modificado, los coeficientes de potencia y compararlos”.

Finalmente, y con todo esto en consideración, se concluye que se cumple el objetivo general del trabajo, el cual corresponde a: “Implementar y validar la implementación del método de actuador de disco en NEK5000 y estudiar el efecto de la variación del espaciamiento entre filas de un parque eólico”. Quedando propuesto una mejora en la implementación del método mediante el cumplimiento del criterio  $y^+$  y mediante el aumento de la densidad de la malla.

## 6 Bibliografía

- Argonne National Laboratory. (2020). *NEK5000 Version 20.0*. Obtenido de <https://nek5000.mcs.anl.gov>
- Balduzzi, F., Bianchini, A., Carnevale, E. A., Ferrari, L., & Magnani, S. (2012). *Feasibility analysis of a Darrieus vertical-axis wind turbine installation in the rooftop of a building*.
- Barthelmie, R., Frandsen, S., Rathmann, O., Hansen, K., & Politis, E. (2011). Flow and wakes in large wind farms: final report for UpWind WP8. *Rep. Risø-R-1765(EN), Eur. Comm.*
- Barthelmie, R., Larsen, G., Pryor, S., Jørgensen, H., & Bergstrom, H. (2004). ENDOW (Efficient Development of Offshore Wind farms): modelling wake and boundary layer interactions. *Wind Energy*.
- Bhutta, M. M., Hayat, N., Farooq, A. U., Ali, Z., Jamil, S. R., & Hussain, Z. (2012). *Vertical axis wind turbine – A review of various configurations and design*.
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E. (2001). *Wind Energy Handbook*. New York.
- Calaf, M., Meneveau, C., & Meyers, J. (2010). Large eddy simulations of fully developed wind-turbine array boundary. *Phys. Fluids*.
- CFD Online. (2012). Obtenido de Turbulence length scale: [https://www.cfd-online.com/Wiki/Turbulence\\_length\\_scale](https://www.cfd-online.com/Wiki/Turbulence_length_scale)
- Coehlo, P. (2022). *Sage Journals*. Obtenido de The Betz limit and the corresponding thermodynamic limit: <https://journals.sagepub.com/doi/full/10.1177/0309524X221130109>
- Frandsen, S. (1992). On the wind speed reduction in the center of large clusters of wind turbines. *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*
- Frandsen, S., Barthelmie, R., Pryor, S., Rathmann, O., & Larsen, S. (2006). Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms. *Wind Energy*.
- Global Carbon Project. (2021). *epdata*. Obtenido de El cambio climático, en datos y gráficos: <https://www.epdata.es/datos/cambio-climatico-datos-graficos/447>
- Gunt. (2023). *Máquinas motrices. Turbinas de aire*. Obtenido de Conocimientos básicos. Turbinas eólicas.: [https://www.gunt.de/images/download/windturbines\\_spanish.pdf](https://www.gunt.de/images/download/windturbines_spanish.pdf)
- Hansen, M. O., & Sterling, L. (2007). *Aerodynamics of Wind Turbines*.
- Herbert, G., Iniyar, S., Sreevalsan, E., & Rajapandian, S. (2007). A review of wind energy technologies. *Renew. Sustain. Energy Rev.*
- Howland. (2024). Theoretical limits to wind power extraction.
- JHU Turbulence Research Group. (2021). *Johns Hopkins University*. Obtenido de Actuator disk indicator function: <https://lesgo.me.jhu.edu/indicator-function.html>

- Johnson, B., Francis, J., Howe, J., & Whitty, J. (2014). *Hindawi*. Obtenido de Computational Actuator Disc Models for Wind and Tidal Applications: <https://www.hindawi.com/journals/jre/2014/172461/>
- Keith, D., DeCarolis, J., Denkenberger, D., Lenschow, D., & Malyshev, S. (2004). The influence of large-scale wind power on global climate. *PNAS*.
- Krogstad, P., & Eriksen, P. (2013). “Blind test” calculations of the performance and wake development for a model wind turbine. *Renew. Energy*.
- Meneveau, C. (2012). The top-down model of wind farm boundary layers and its applications. *J. Turbul.*
- Moriarty, P., Rodrigo, J., Gancarski, P., Chuchfield, M., & Naughton, J. (2014). IEA-Task 31WAKEBENCH: towards a protocol for wind farm flow model evaluation. Part 2: wind farm wake models. *J. Phys. Conf. Ser.*
- Newman, B. (1977). The spacing of wind turbines in large arrays. *Energy Convers.*
- Pierella, F., Krogstad, P., & Sætran, L. (2014). Blind test 2 calculations for two in-line model wind turbines where the downstream turbine operates at various rotational speeds. *Renew. Energy*.
- Salvo, J. (2024). Implementación del método de actuador de línea para la simulación de turbinas eólicas usando Nek5000. Universidad de Chile, Santiago.
- Sanderse, B., Pijl, S. v., & Koren, B. (2011). Review of computational fluid dynamics for wind turbine wake. *Wind Energy*.
- Schepers, J., Boorsma, K., Cho, T., Gomez-Iradi, S., & Schaffarczyk, P. (2007). Final report of IEA Task 29, Mexnext (phase 1): analysis of MEXICO wind tunnel measurements. *Rep. ECN-E12-004, ECN, Amsterdam*.
- Schmitz, S. (2023). *The John A. Dutton Institute for Teaching and Learning Excellence*. Obtenido de The Actuator Disk Model: <https://www.e-education.psu.edu/aersp583/node/470>
- Shapiro, C. R., Gayme, D. F., & Meneveau, C. (2019). *Filtered actuator disks: Theory and application to wind turbine models in large eddy simulation*. Baltimore, Maryland, Estados Unidos: Department of Mechanical Engineering Johns Hopkins University.
- Snel, H. (1998). Review of the present status of rotor aerodynamics. *Wind Energy*.
- Sørensen, J. (2011). Aerodynamic aspects of wind energy conversion. *Annu. Rev. Fluid Mech.*
- Sørensen, J. (2012). Aerodynamic Analysis of Wind Turbines. En *Comprehensive Renewable Energy*.
- Speziale, C. G. (1992). Critical evaluation of two-equation models for near-wall turbulence. *AIAA journal* 30, no. 2, 324-331.

- Stevens, R. J., & Meneveau, C. (2017). Flow Structure and Turbulence in Wind Farms. *Annual Review of Fluid Mechanics*.
- Stevens, R. J., Martínez-Tossas, L. A., & Meneveau, C. (2018). Comparison of wind farm large eddy simulations using actuator disk and actuator line models with wind tunnel experiments. *Renewable Energy*.
- Vermeer, L., Sørensen, J., & Crespo, A. (2003). Wind turbine wake aerodynamics. *Prog. Aerosp. Sci.*
- Wilcox, D. C. (2008). Formulation of the  $k-\omega$  turbulence model revisited. *AIAA journal* 46, no. 11, 2823-2838.
- Zhao, D., Han, N., Goh, E., Cater, J., & Reinecke, A. (2019). *Wind Turbines and Aerodynamics Energy Harvesters*.
- Zhou, L., Tian, Y., Baidya-Roy, S., Thorncroft, C., Bosart, L., & Hu, Y. (2012). Impacts of wind farms on land surface temperature. *Nat. Clim. Change*.

## Anexos

### Anexo A: Evolución de la simulación de una única turbina en el plano central observado desde el lado

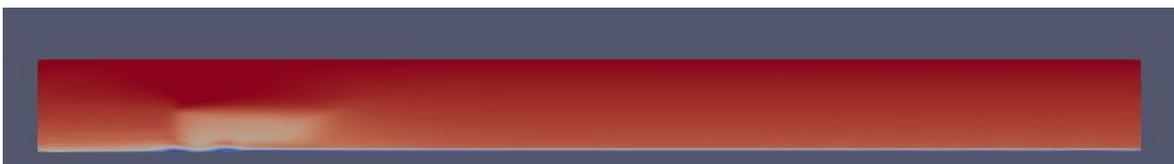
En las figuras que se presentan a continuación, se pueden observar varios fotogramas correspondientes al plano central de la simulación (mirado desde el lado) durante distintos instantes de tiempo.



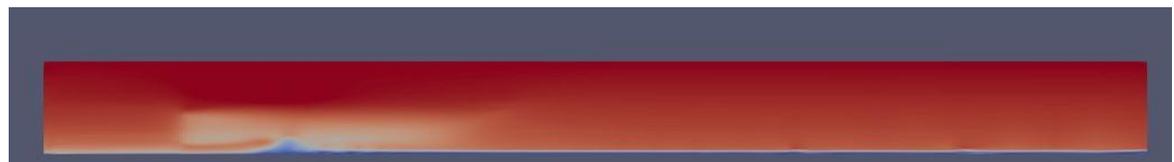
*Figura A.1: Fotograma de la simulación de turbina única en  $T=1$*



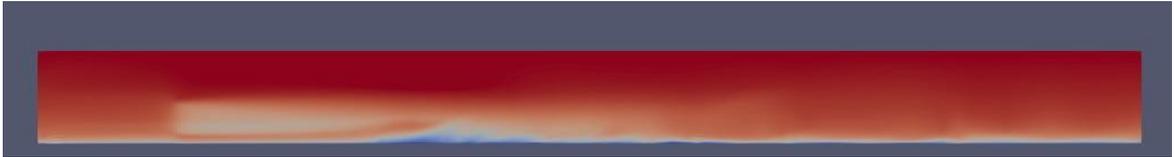
*Figura A.2: Fotograma de la simulación de turbina única en  $T=7$*



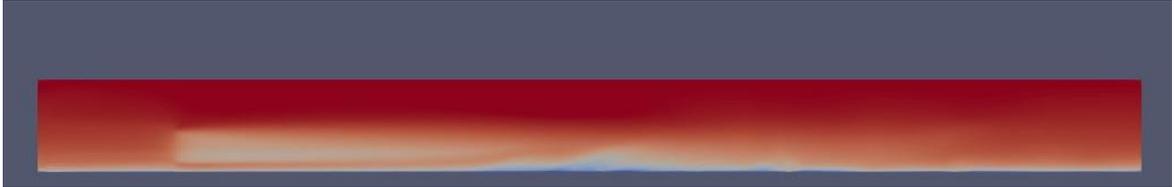
*Figura A.3: Fotograma de la simulación de turbina única en  $T=10$*



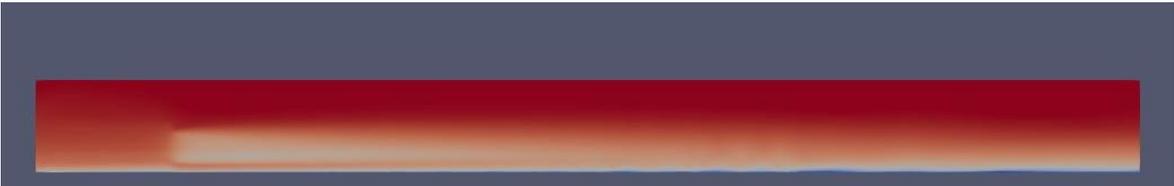
*Figura A.4: Fotograma de la simulación de turbina única en  $T=15$*



*Figura A.5: Fotograma de la simulación de turbina única en  $T=23$*



*Figura A.6: Fotograma de la simulación de turbina única en  $T=30$*



*Figura A.7: Fotograma de la simulación de turbina única en  $T=50$*



*Figura A.8: Fotograma de la simulación de turbina única en  $T=75$*

## Anexo B: Evolución de la simulación del parque eólico en el plano a la altura del centro de la turbina observado desde arriba

En las figuras que se presentan a continuación, se pueden observar varios fotogramas correspondientes al plano que está a la altura del centro de las turbinas (mirado desde arriba) en la simulación del parque eólico durante distintos instantes de tiempo.



Figura B.1: Fotograma de la simulación del parque eólico en  $T=1$

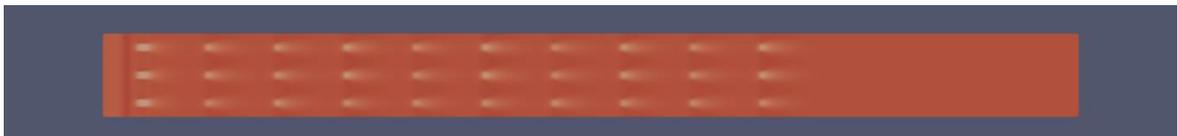


Figura B.2: Fotograma de la simulación del parque eólico en  $T=7$

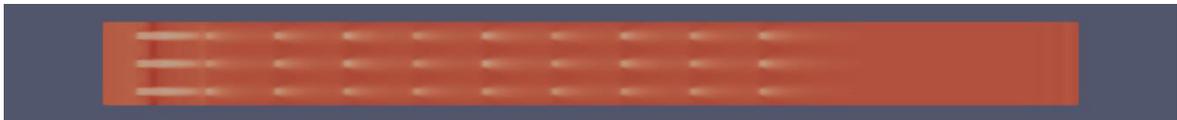


Figura B.3: Fotograma de la simulación del parque eólico en  $T=15$

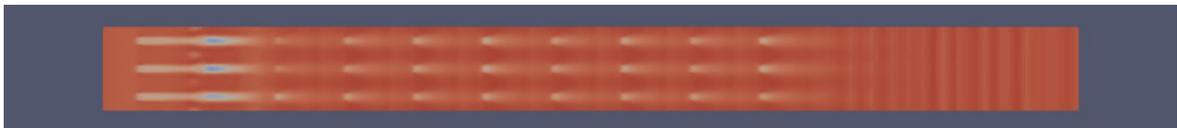


Figura B.4: Fotograma de la simulación del parque eólico en  $T=23$

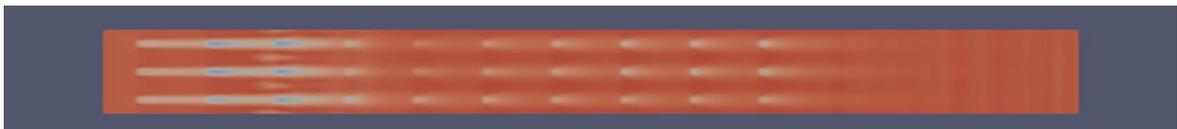
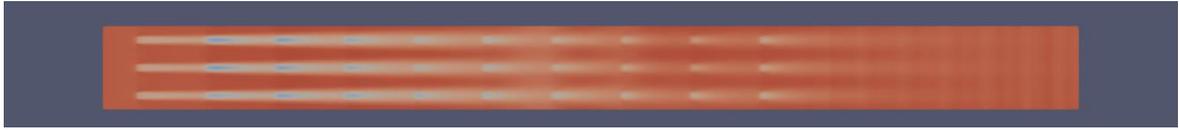


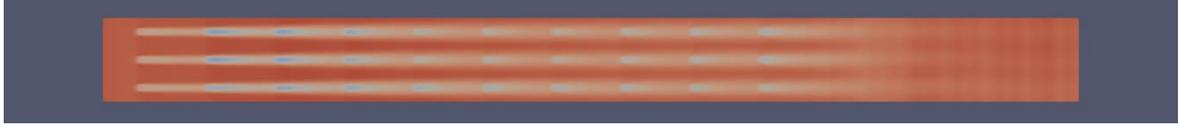
Figura B.5: Fotograma de la simulación del parque eólico en  $T=37$



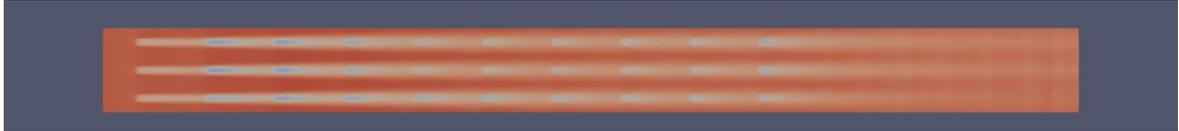
Figura B.6: Fotograma de la simulación del parque eólico en  $T=50$



*Figura B.7: Fotograma de la simulación del parque eólico en  $T=100$*



*Figura B.8: Fotograma de la simulación del parque eólico en  $T=150$*



*Figura B.9: Fotograma de la simulación del parque eólico en  $T=200$*