



III CADI
IX CAEDI
2016



UNIVERSIDAD
TECNOLÓGICA NACIONAL
FACULTAD REGIONAL
RESISTENCIA



UNIVERSIDAD NACIONAL
DEL NOROESTE
FACULTAD
DE INGENIERÍA

SIMULACIÓN CFD DE LA ESTELAS PRODUCIDAS POR GENERADORES EÓLICOS MEDIANTE MODELOS REDUCIDOS

Gonzalo Pablo Navarro Diaz, Centro de Simulación computacional (CSC – CONICET),
gonzalo.navarro@csc.conicet.gov.ar

Andrea Celeste Saulo, Centro de Investigaciones del Mar y la
Atmosfera (CIMA) y Servicio Meteorológico Nacional (SMN), saulo@cima.fcen.uba.ar

Alejandro Daniel Otero, Centro de Simulación computacional (CSC – CONICET),
aotero@.uba.ar

Resumen— El potencial eólico de la Argentina es uno de los mayores del mundo. Actualmente la participación de esta fuente de energía en el mercado eléctrico nacional es baja, pero se espera que en los próximos años aumente considerablemente. Debido a esta expectativa en la expansión de la energía eólica, Argentina necesita incorporar herramientas para el pronóstico de potencia a corto plazo aplicado a esta producción. Con el objetivo de apoyar el desarrollo de este plan, en este trabajo se aborda el estudio fluidodinámico de los parque eólicos, el cual es necesario para comprender la interacciones de las turbinas entre sí y con el flujo, y también para la estimación de la potencia generada. Para ello se utiliza el software libre OpenFOAM de modelado fluidodinámico computacional (CFD). La representación de las turbinas se realiza a partir de modelos reducidos, los cuales permiten disminuir el costo computacional sustituyendo las aspas por fuerzas con efecto equivalente actuando sobre el fluido. Se trabaja con la configuración y mediciones de viento y potencia de un parque eólico ubicado en la Patagonia. Los resultados indican una buena performance del modelo reducido más sencillo para describir la interacción de la estela con las turbinas aguas abajo.

Palabras clave— *modelos reducidos, energía eólica, CFD, OpenFOAM.*

1. Introducción

Dentro de las energías renovables, la eólica ocupa un lugar destacado, ya que es un recurso abundante, limpio y con menos costo de producción que otras energías. En 2015, fue la principal fuente de nueva capacidad generadora de electricidad en Europa y Estados Unidos, y la segunda más importante en China. A nivel mundial, se añadió un récord de 63 GW, sumando un total aproximado de 433 GW [1]. La región patagónica se encuentra entre las mejores tierras en las cuales el recurso del viento es extenso y considerado de buena calidad, debido a su alta intensidad y persistencia. Actualmente la participación de esta fuente de energía en el mercado eléctrico nacional es baja, alcanzando el 0,4% de la producción de energía, pero se espera que en los próximos años aumente considerablemente, con un 20% para el 2025, en base a la Ley Nacional 26190, relacionada al Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.

Debido a esta expectativa en la expansión de la energía eólica, Argentina necesita incorporar herramientas para el pronóstico de potencia a corto plazo aplicado a esta producción. La capacidad de pronosticar de manera más precisa producción eólica reduce el riesgo de

incertidumbre y permite un mejor planeamiento e integración de la energía eólica dentro del sistema [2]. Para desarrollar este plan, es necesario abordar un análisis de flujo del viento en el parque eólico, el cual es necesario para comprender la interacción de las turbinas entre sí y con el flujo, y también para la estimación de la potencia generada.

Para analizar la estela que se produce detrás de la turbina, esta necesita ser representada con un cierto nivel de detalle, lo cual conlleva un problema de recursos computacionales. Por ejemplo, es posible realizar un modelo 3D de alta resolución de las aspas, pero esto requiere un gran costo computacional [3][4]. Con el objetivo de ahorrar recursos, se utilizan los modelos reducidos de turbinas, en los cuales se substituyen las aspas por fuerzas con efecto equivalente actuando sobre el fluido. Esencialmente se ubica una superficie permeable sobre la cual se distribuyen las fuerzas de empuje. Existen varias opciones de modelos reducidos, en las cuales una descripción más detallada de la turbina se traduce en un costo computacional mayor. Uno de los de los modelos más simple y ampliamente usado es el Actuador Discal, en el cual se distribuyen las fuerzas de manera constante sobre el área que barren las aspas del rotor [5].

En este trabajo se aborda el estudio fluidodinámico de los parque eólicos. Para ello se utiliza el software libre OpenFOAM [6] de modelado fluidodinámico computacional (CFD). Para la representación de las turbinas se adopta el modelo reducido de Actuador Discal. En la primera parte, se modela un experimento de túnel de viento [7], con el objetivo de llevar a cabo un estudio de sensibilidad al mallado y realizar una comparación mediciones de velocidad. Los resultados obtenidos, a partir de este modelo simple de turbina, se ajustan al flujo dentro del túnel. En la segunda parte, se lleva a cabo una simulación de un parque eólico ubicado en la Patagonia. Del mismo se cuentan con datos de mediciones, que se utilizan tanto para inicializar las variables de entrada como así también para contrastar con los resultados de velocidad de viento y potencia obtenidos.

2. Métodos

2.2 Modelo de Actuador Discal

Cuando se desea realizar un modelo CFD de la turbina, existen dos maneras en que se puede abordar su representación, describiendo explícitamente las aspas o mediante modelos reducidos. Esta última opción permite reducir los costos de cómputo, debido a que se reemplaza la turbina por fuerzas de empuje que actúan sobre el fluido, comportándose como un sumidero de momento. Con respecto a la ubicación de estas fuerzas, se pueden utilizar diferentes enfoques con creciente grado de sofisticación, dependiendo de la disponibilidad de información de la turbina. El más sencillo es el modelo de Actuador Discal - AD, siendo el más utilizado para modelizar parque eólicos [8]. En este modelo el rotor se aproxima a un disco permeable, sobre el cual se distribuyen las fuerzas de empuje.

El software libre OpenFOAM dispone de una librería del AD (actuationDiskSource), en la cual las fuerzas son distribuidas de manera constante sobre el disco. El empuje total, es decir la fuerza que el AD ejerce sobre el fluido en la dirección axial, sigue las siguientes ecuaciones:

$$T = 2\rho A_d U_\infty^2 a(1 - a) \quad (1)$$

$$U_{disk} = (1 - a)U_\infty \quad (2)$$

$$a = 1 - \frac{C_p}{C_t} \quad (3)$$

Donde A_d es el área del disco, U_∞ es la velocidad aguas arriba y U_{disk} es la velocidad en el disco dada en función del factor de interferencia a . En la ecuación (3), se define este factor a en función de C_t y C_p , que corresponden a los coeficientes de empuje y potencia para la velocidad aguas arriba. Estos coeficientes se definen según:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 A_d} \quad (4)$$

$$C_t = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 A_d} \quad (5)$$

Los mismos dependen del campo de flujo y son obtenidos de tablas, dependientes del diseño de la turbina. A partir de C_p se puede calcular la potencia extraída:

$$P = C_p \left(\frac{1}{2} \rho U_\infty^3 A_d \right) \quad (6)$$

Esta potencia se encuentra en función de U_∞ , la cual puede estar perturbada por la estela de las demás turbinas del parque eólico. Para independizarse de este inconveniente, se puede expresar la potencia en función de U_{disk} como:

$$P = C_p \left(\frac{1}{2} \rho \left(\frac{U_{disk}}{1 - \left(1 - \frac{C_p}{C_t}\right)} \right)^3 A_d \right) \quad (7)$$

El solver de OpenFOAM utilizado en este trabajo se denomina simpleFoam, el cual es estacionario para fluidos incompresibles, turbulentos y Newtonianos.

2.2 Simulación en Túnel de Viento

Con el objetivo de validar la capacidad de describir la estela por parte del AD con empuje constante y, también, para llevar a cabo un análisis de sensibilidad de la solución al mallado, se compara los resultados obtenidos en una simulación con mediciones, que fueron realizadas en un experimento de túnel de viento [7]. En el experimento se utilizó un túnel de viento de ciclo cerrado, con un ancho de 2.70m, 1,80m de alto y 11,15m de largo. En este se ubicó una sola turbina de 0,90m de diámetro D y 0,82m de altura de góndola. El rotor se colocó a $4D$ aguas abajo de la entrada y se llevaron a cabo mediciones del perfil de velocidades a una distancia a partir del rotor de $X/D=1$, $X/D=3$ y $X/D=5$. En este trabajo, los resultados de simulaciones son contrastados con las mediciones obtenidas, a partir de una velocidad de viento de entrada de 10m/s y a las distancias anteriormente mencionadas. Los coeficientes C_t y C_p son extraídos del mismo experimento, para ser introducidos como datos de entrada en la configuración del AD.

Con respecto a las condiciones de borde, se coloca una condición fija y uniforme para el viento entrante, mientras que se adopta una condición tipo pared para las caras laterales, techo y suelo. Para la cara trasera se toma una condición de salida de flujo.

Con el objetivo de realizar un estudio de sensibilidad de la solución al mallado, el túnel de viento es dividido en dos tipos de malla, una general y otra para las cercanías del rotor. La malla general se compone de celdas hexaédricas con igual dimensión en las tres direcciones - Δ , mientras que el rotor es encerrado con una malla de mayor resolución en forma de cilindro, de diámetro $1,40D$ y largo $0,70D$ aguas arriba del plano de la turbina y $1D$ aguas abajo. Dentro del cilindro, las celdas toman la mitad de la dimensión adoptada para el mallado general, mientras que entre las dos mallas se propone una transición con espesor de una celda. Se testean diferentes resoluciones, con creciente cantidad de celdas que caben a lo largo del

diámetro - D/Δ , con el fin de hallar la mínima resolución necesaria que logre describir correctamente el perfil de velocidades, a una distancia de $X/D=1$ del rotor. Los casos simulados van desde $D/\Delta=4$ hasta $D/\Delta=24$. En las Figuras 1, 2 y 3 se observa el mallado transversal correspondiente a $D/\Delta=4$, $D/\Delta=10$ y $D/\Delta=24$. Para el mallado de menor resolución se requiere un total 744 celdas, mientras que para el intermedio y el de mayor resolución se utilizan 11.355 y 166.754 celdas, correspondientemente.

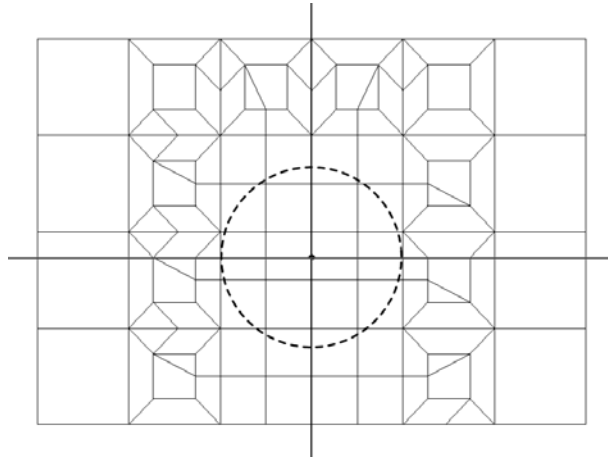


Figura 1. Mallado transversal del túnel de viento para $D/\Delta=4$.

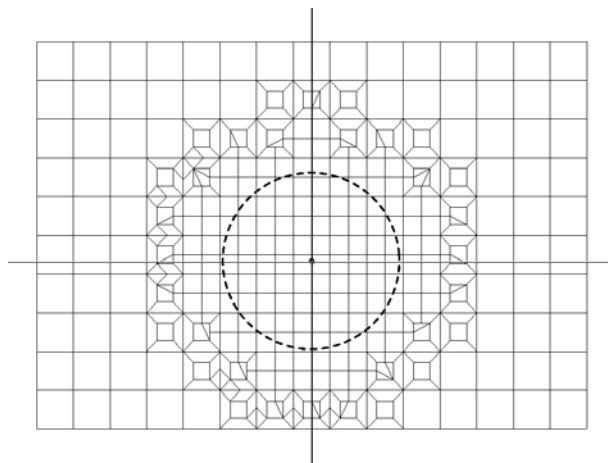


Figura 2. Mallado transversal del túnel de viento para $D/\Delta=10$.

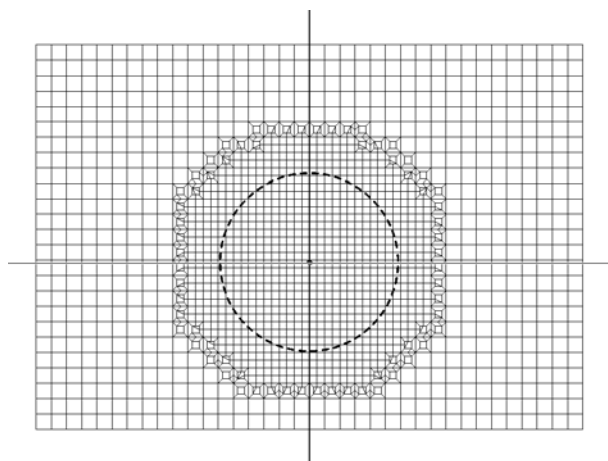


Figura 3. Mallado transversal del túnel de viento para $D/\Delta=24$.

Para llevar a cabo las simulaciones de túnel de viento, se utiliza una computadora de escritorio con procesador Core i7 de 4 núcleos. El solver se corre en paralelo, utilizando todos los procesadores disponibles.

2.3 Simulación del parque eólico

El parque eólico Rawson está emplazado sobre tierra a pocos kilómetros de la capital de Chubut. Esta zona es caracterizada por terreno llano y un régimen de vientos de clase 2, cuya velocidad media a largo plazo promediada para todos los aerogeneradores es de 8m/s. El parque está compuesto por 43 turbinas Vesta V90, distribuidas en 4 filas en dirección SO, y un mástil meteorológico, localizado en la esquina NO. Todas las turbinas son de 1,8MW, con una altura de góndola y diámetro del rotor de 80m y 90m, respectivamente. Con respecto a la distribución promedio dentro del parque, las turbinas se encuentran separadas a 4D dentro de la fila y a 12D entre filas. Esto da al parque una dimensión total de 4km en las dos direcciones. El mástil se ubica a 6D a partir del rotor más cercano, y sus mediciones se realizan a 50m y 80m de altura.

Con respecto a la configuración del dominio computacional, se agregan márgenes libre en ambas direcciones, con el objetivo de analizar la interferencia que producen las turbinas sobre el fluido entrante. A partir de las recomendaciones que se realizan en Javahely [9], el margen de entrada y sobre los bordes es de 5D y para el de salida se adopta 25D, tomando el dominio una dimensión total de 7km x 5km. Para el tope superior, se adopta 9D por encima de la góndola, dando una altura total de 1km a partir de la superficie del terreno. Con respecto a las condiciones de borde, se utiliza la condición de capa límite para la entrada, disponible en OpenFOAM, en la cual se adopta un perfil logaritmo. Para los laterales y la salida, se considera la condición de cara deslizante, mientras que el suelo se lo adopta plano y con la condición tipo pared.

El mallado del dominio se separa en dos instancias. Para el mallado general, se coloca una distribución creciente en la dirección vertical, con celdas de 1m cerca de la superficie del suelo, que luego se expanden, hasta tomar 50m en el tope del dominio. Esta distribución permite capturar más detalles del flujo cercano a las turbinas. Para las direcciones horizontales, se adoptan las recomendaciones que arroja el análisis de sensibilidad al mallado, realizado en este trabajo. De esta manera, las celdas ubicadas en la malla general toman una

longitud de 18m, mientras que, dentro del cilindro que encierra al rotor, se coloca un mínimo de 10 celdas a lo largo del diámetro de la turbina. En total, el dominio alcanza una cantidad de 2 millones celdas.

A partir del análisis de las mediciones de viento del mástil, se obtiene que los vientos predominantes provienen del cuadrante oeste, con una mayor frecuencia en la dirección 270° . Cuando el viento sopla en esta dirección, el mástil se encuentra libre de la interferencia de la estela del parque, lo que permite adoptar la medición de viento para ajustar el perfil logarítmico entrante. Las coordenadas de las turbinas son giradas, para que el eje x coincida con la dirección de viento entrante.

El caso simulado consiste en una condición de viento proveniente del oeste a 270° a una velocidad de 8m/s, la cual resulta intermedia entre la de arranque, 3,50m/s, y la nominal, 12m/s, de la turbina. Esto permite que las turbinas produzcan en un rango amplio de potencias. A partir de esta condición, se busca en los registros de mediciones, los cuales están disponibles cada 10 minutos, un período en el cual las condiciones reales sean similares. La configuración de los AD es fijada con C_t y C_p constante para todas las turbinas.

Para llevar a cabo la simulación, se emplea el Cluster TUPAC [10], del cual se utilizan 64 núcleos.

3. Resultados y Discusión

3.1 Simulación en Túnel de Viento

Se presentan a continuación los diferentes resultados obtenidos a partir de la modelización del experimento de túnel viento.

3.1.1 Campo de velocidades

En la Figuras 4, 5 y 6 se observa el campo de velocidades en la sección transversal, ubicada a $X/D=1$, para los casos $D/\Delta=4$, $D/\Delta=10$ y $D/\Delta=24$. Los mismos corresponden a la solución estacionaria, en la cual se grafican los valores promedio de las celdas. En la Figura 7, se muestran los resultados para la sección longitudinal, ubicada en el centro del rotor. La velocidades se grafican de manera interpolada a lo largo del dominio.

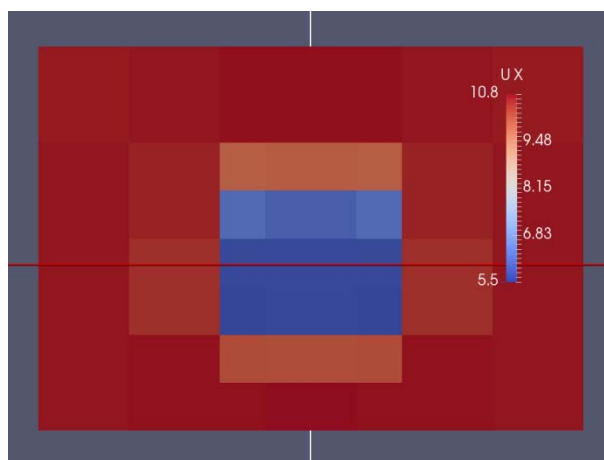


Figura 4. Campo de velocidades transversal a $X/D=1$, para el mallado $D/\Delta=4$.

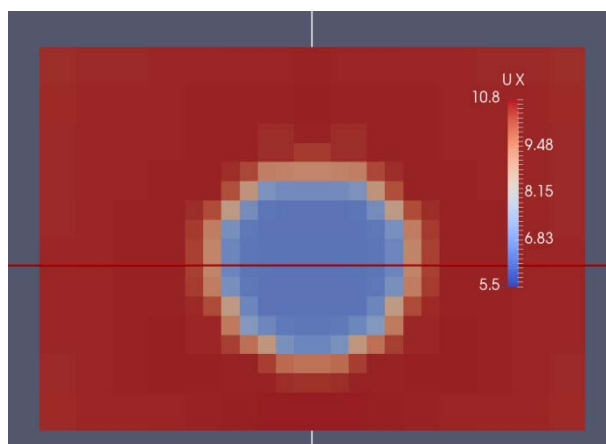


Figura 5. Campo de velocidades transversal a $X/D=1$, para el mallado $D/\Delta=10$.

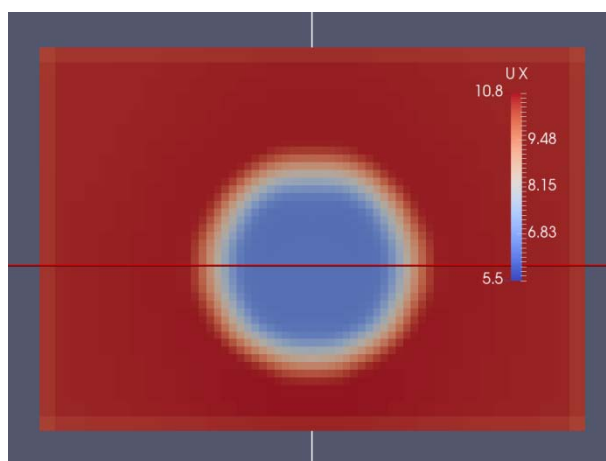


Figura 6. Campo de velocidades transversal a $X/D=1$, para el mallado $D/\Delta=24$.

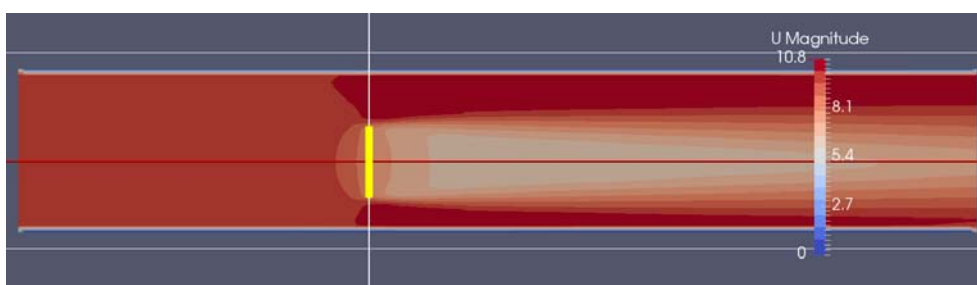


Figura 7. Campo de velocidades longitudinal, para el mallado $D/\Delta=24$.

A partir de los campos de velocidad estacionarios para distintas resoluciones, se observa como la solución va de una descripción imprecisa, para un valor bajo de D/Δ , a una solución más suavizada, para valores altos de D/Δ . Los tiempos de cómputo de solver crecen con el nivel de resolución, con valores de 1s, 2s y 94s para $D/\Delta=4$, $D/\Delta=10$ y $D/\Delta=24$, correspondientemente. En la Figura 7 se observa que el máximo déficit de velocidad se produce en la estela cercana, mientras que se debilita en los laterales al alejarse del rotor.

3.1.2 Sensibilidad de la solución al mallado

El perfil de velocidades transversal horizontal se puede observar en la Figura 8, a una distancia $X/D=1$ del rotor. Se presentan los resultados para los casos $D/\Delta=4$, $D/\Delta=10$ y $D/\Delta=24$. En eje vertical se grafica el deficit de velocidad $1 - U/U_{ref}$ para el estado estacionario, siendo $U_{ref}=10\text{m/s}$ en este caso. En la figura 9 se grafican los valores de error medio para distintas resoluciones D/Δ , comparadas con la resolución más alta, $D/\Delta=24$.

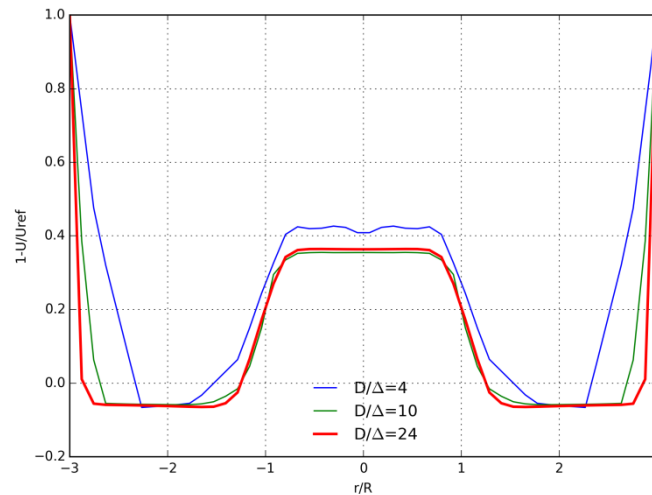


Figura 8. Perfiles de velocidades transversales horizontales, a una distancia $X/D=1$

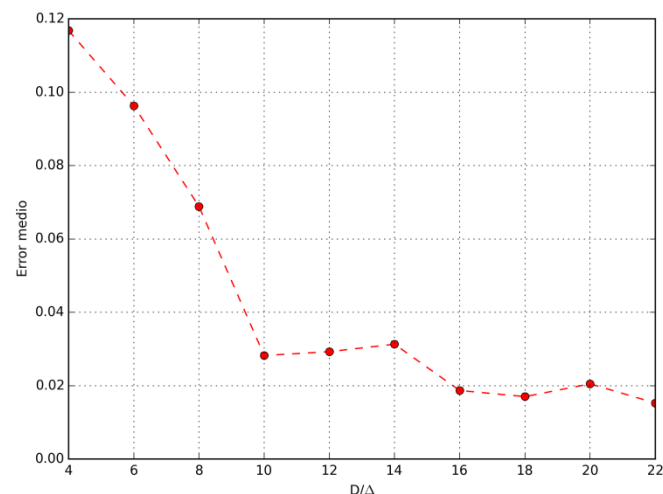


Figura 9. Error medio para distintas para distintas resoluciones D/Δ , comparadas con la resolución más alta $D/\Delta=24$.

Tanto en los perfiles de velocidad como en los errores medios, se puede observar cómo, a partir del aumento de la resolución, la solución converge rápidamente al un valor cercano al

obtenido con el mallado de mayor resolución. Este acercamiento abrupto se ve continuado por una asíntota suave, de la cual se extrae que un valor de $D/\Delta=10$ permite una buena descripción del fenómeno a un costo computacional relativamente bajo. El ajuste de la solución se puede ver claramente en la resolución de la velocidad cerca de las paredes y en los cambios abruptos del perfil.

A la distancia $X/D=1$ del rotor, la caída de velocidad, debida a la presencia del AD, representa un 36% de la velocidad de entrada aguas arriba.

3.1.3 Comparación con mediciones

En la Figura 10, 11 y 12 se comparan los perfiles transversales horizontales de velocidad de las mediciones y los resultados de la simulación. Los mismos se encuentran a una distancia $X/D=1$, $X/D=3$ y $X/D=5$.

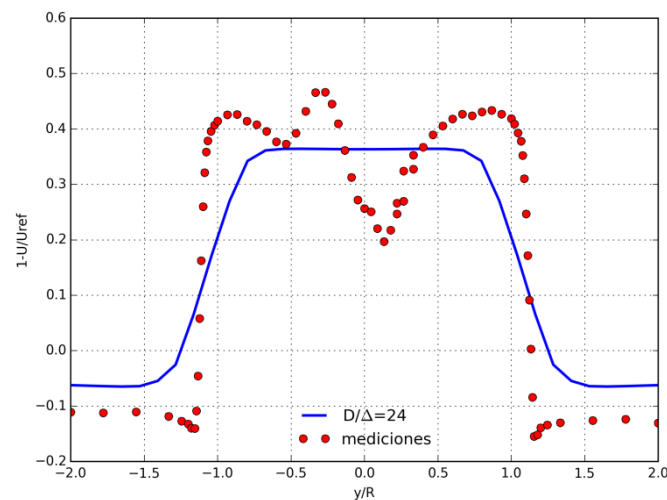


Figura 10. Perfiles de velocidades transversales horizontales, a una distancia $X/D=1$

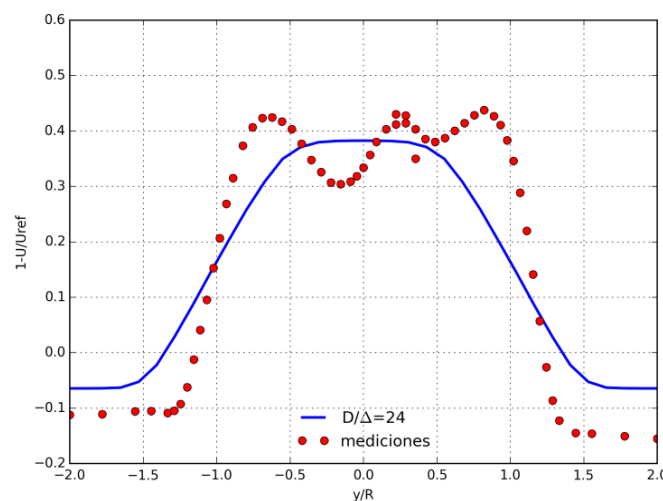


Figura 11. Perfiles de velocidades transversales horizontales, a una distancia $X/D=3$

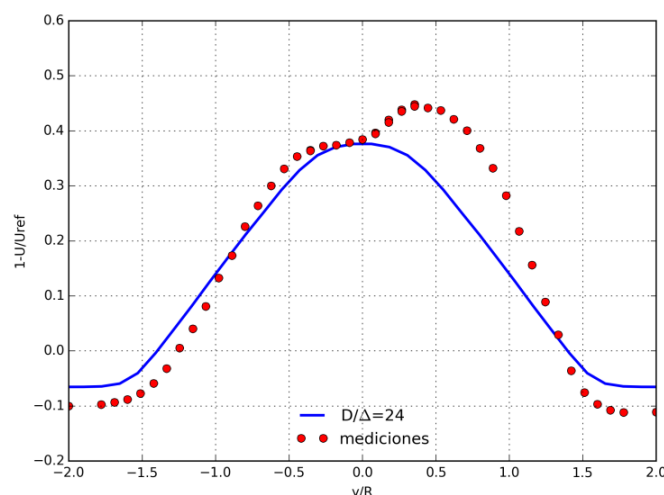


Figura 12. Perfiles de velocidades transversales horizontales, a una distancia $X/D=5$

Debido a que la simulación se realiza a partir de cargas distribuidas de manera constante sobre el disco, es claro que no se puede capturar los detalles de la estela en la cercanía del rotor, como el aumento de velocidad en el centro. Este fenómeno es debido a la presencia de la góndola, como así también a que las aspas no se extienden hasta el centro del rotor. En cambio, el perfil de velocidad extraída, que se obtiene con el AD a una distancia $X/D=1$, es del tipo meseta con los extremos redondeados. A una distancia mayor, se aproxima a una campana, la cual se acerca mejor a las mediciones.

Los resultados experimentales muestran una asimetría que no es explicada en el trabajo original. En el mismo, todos los resultados de modelos numéricos son simétricos. En general los resultados del AD, utilizado en este trabajo, aproximan adecuadamente el comportamiento de la estela.

3.2.Simulación de parque eólico

Se presentan a continuación los diferentes resultados obtenidos de la modelización del parque eólico Rawson.

3.2.1.Campo de velocidades

El campo de velocidades estacionario resultante en el parque se puede observar en la Figura 13. El mismo fue trazado sobre un plano horizontal a la altura de las góndola de las turbinas. De las turbinas, se identifican dos alineadas en la dirección del viento, T08 y T17, y se grafican las velocidades en un plano vertical que pasa por el centro de ambos rotores, Figura 14. El déficit de velocidad, producida por ambas turbinas, se grafica en la Figura 15.

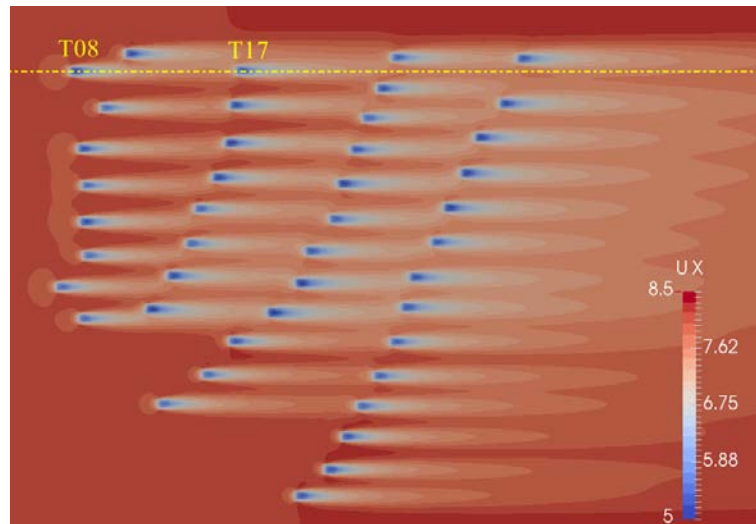


Figura 13. Campo de velocidades estacionario a la altura de la góndola.



Figura 14. Campo de velocidades estacionario a lo largo de una línea de turbinas, T08 y T17.

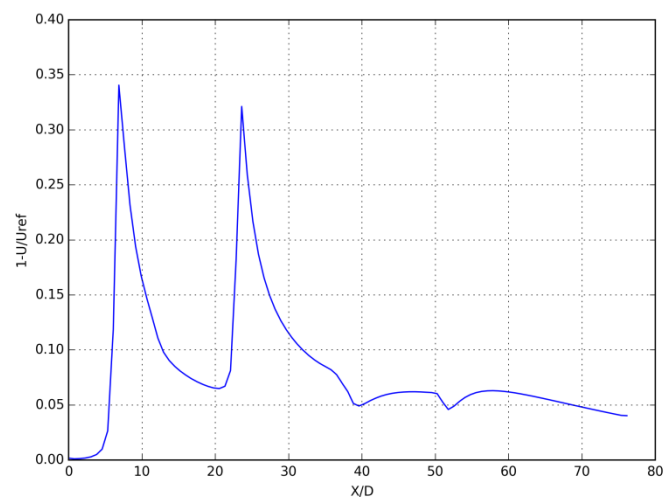


Figura 15. Déficit de velocidades normalizado en estado estacionario a lo largo de una línea de turbinas, T08 y T17.

Para alcanzar la estacionalidad, se requieren de 800 iteraciones, lo que equivale a un tiempo de cómputo del solver de aproximadamente 9min.

A partir de los campos de velocidad del parque eólico, se puede observar que, para la dirección del viento de 270° , la disposición de las turbinas permite minimizar la superposición de estelas en una misma línea de turbinas. La mayor interferencia, y consiguiente mayor reducción de velocidad, se produce en el centro del parque, en el cual interactúan las estelas de 4 filas transversales. Del plano longitudinal, se puede ver como la mayor perturbación de fluido se produce en los alrededores de rotor, mientras que por encima el flujo se mantiene sin modificaciones.

El déficit de velocidad de la primera turbina toma un valor de 33%, y su estela produce que la segunda turbina reciba una velocidad de entrada menor, comparada aguas arriba. En el grafico de velocidades también se puede observar pequeños aumentos de velocidad aguas abajo debido a la presencia cercana de otras turbinas.

3.2.2. Comparación con mediciones de potencia

En la Figura 16 se muestra los valores promedios de potencia medidos durante un periodo de 10min, correspondientes al caso simulado. En la Tabla 1 se presentan las potencias calculadas para la primera fila de turbinas, las cuales reciben el flujo sin perturbar. Para el cálculo se emplean los valores de U_{disk} de cada turbina, extraídos de la simulación.

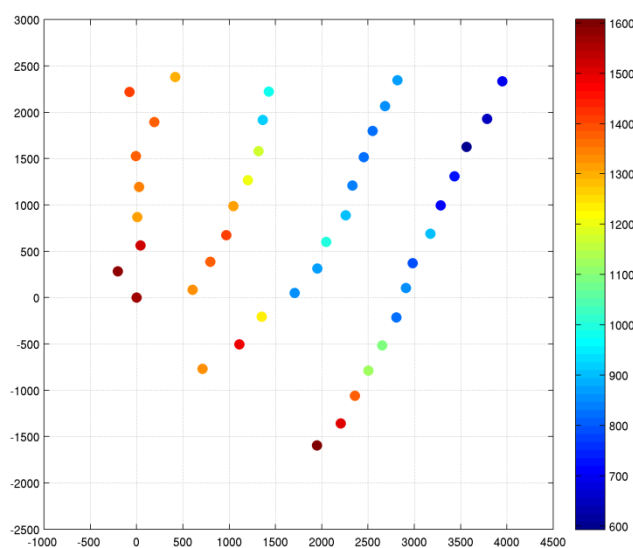


Figura 16. Promedio de potencias medidas durante un periodo de 10min

Tabla 1. Potencia medida y calculada para la primera fila de turbinas aguas arriba.

Turbina	Potencia medida (KW)	Potencia calculada (KW)
1	1574	1676
2	1587	1693
3	1524	1623
4	1314	1472
5	1353	1641
6	1373	1377
7	1379	1623
8	1411	1331
9	1291	1489

A partir de los valores de potencia medidos, se puede identificar que las turbinas que menos producen, con una reducción máxima de 62%, son aquellas que quedan por detrás de las estelas generadas por las tres filas transversales. Esto coincide con la superposición de estelas, y consecuente reducción de velocidad, que se puede observar en la simulación del parque.

Con respecto a los valores obtenidos de potencia calculada, se observa un error promedio de 10%, comparándolos con los valores medidos en el parque. Estos errores pueden atribuirse, en parte, a la descripción aproximada de la estela por parte del AD como así también a que las mediciones son el resultado de un promedio durante los 10 minutos.

4. Conclusiones y recomendaciones

De acuerdo con los resultados obtenidos, para las simulaciones del túnel de viento, se puede llegar a la conclusión de que el modelo de Actuador Discal, con empuje constante, logra describir de manera general la estela, sin poder lograr resolver los detalles cercanos a la turbina. A partir del análisis de sensibilidad de la solución al mallado, se obtiene que la cantidad de 10 celdas, a lo largo del diámetro del rotor, es la cantidad necesaria para poder describir de manera aceptable, y con un bajo costo computacional, la interferencia generada por la turbina.

Con respecto a la salida de la simulación de parque eólico, la descripción de la superposición de estelas coincide con la reducción de potencia medida de las turbinas aguas abajo. El cálculo de la producción de cada turbina, a partir de los resultados de velocidad de viento y coeficientes C_t y C_p constantes, resulta acertado para las turbinas que reciben el flujo sin perturbar. Para aquellas que se ubican detrás de la estela, los coeficientes se deberían ajustar para cada turbina en particular. Dentro de las limitaciones que presenta la configuración del caso simulado, la resolución estacionaria del flujo solo permite una condición constante de viento entrante.

De esta manera, el Actuador Discal resulta conveniente para simulaciones de la estela de un parque eólico, en las que se busca una descripción general a un costo computacional bajo.

Como tareas futuras en la línea de investigación, se propone que los coeficientes C_t y C_p sean independientes para cada turbina, pudiendo ajustarse a la velocidad medida en el disco. Además se explorará la utilización de modelos reducidos más complejos, los cuales puedan representar de una manera más correcta los fenómenos aerodinámicos que ocurren en la turbina.

5. Referencias

- [1] SECRETARIADO DE REN21. (2016). Energías Renovables 2016, Reporte de la situación mundial, Hallazgos claves 2016. Paris. 31p.
- [2] FOLEY A.M; LEAHY, P.G.; MARVUGLIA, A.; MCKEOGH E.J. (2012). Current methods and advances in forecasting of wind power generation. *Renewable Energy*. 37p. p. 1-8.
- [3] Bazilevs Y.; Hsu M.C.; Akkerman I.; Wright S.; Takizawa K.; Henicke B.; Spielman T.; Tezduyar T.E. (2011). 3D simulation of wind turbine rotors at full scale. Part I: Geometry modeling and aerodynamics. *International Journal for Numerical Methods in Fluids*. v. 65, p. 207-235.
- [4] Bazilevs Y.; Hsu M.C.; Akkerman I.; Wright S.; Takizawa K.; Henicke B.; Spielman T.; Tezduyar T.E. (2011). 3D simulation of wind turbine rotors at full scale. Part II: Fluid–structure interaction modeling with composite blades. *International Journal for Numerical Methods in Fluids*. v. 65, p. 236-253.
- [5] SANDERSE, B. (2009). Aerodynamics of wind turbine wakes, Literature review. *Eergy research Center of the Netherlands*. 46p.
- [6] OpenFOAM (2016), URL <http://www.openfoam.com>.
- [7] KROGSTAD, P.; ERIKSEN, P.E. (2013). “Blind test” calculations of the performance and wake development for a model wind turbine. *Renewable Energy*. n. 50, p. 325 – 333.
- [8] MARTINEZ, D. (2013). Development of a wake model for wind farms based on an open source CFD solver. Strategies on parabolization and turbulence modeling, PhD Thesis, Madrid, p. 27-35.
- [9] JAVAHERI, A. (2013). Wake modeling of and offshore wind farm using OpenFOAM. *Dewi Magazin*. Wilhelmshaven, Alemania, n. 43, p.15-22.
- [10] Cluster TUPAC, URL <http://tupac.conicet.gov.ar>.