

SIMULACIÓN MEDIANTE MODELOS ANALÍTICOS DE ESTELA EN PARQUES EÓLICOS Y VALIDACIÓN CON MEDICIONES DEL PARQUE EÓLICO RAWSON

Florencia Lazzari¹ y Alejandro Otero².

Centro de Simulación Computacional para Aplicaciones Tecnológicas (CSC) Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET)
Godoy Cruz 2390 C.P. C1425FQA – Capital Federal
Tel. 011 4899-5500 e-mail: flor.lazzari@hotmail.com

Recibido 17/08/18, aceptado 26/09/18

RESUMEN: Cuando el aire fluye a través de una turbina eólica y se extrae energía del flujo, este se desacelera (región de estela). En parques eólicos, la reducción de la velocidad del viento en la estela genera una pérdida en la producción de las turbinas aguas abajo. Una parte importante de los pronósticos de potencia eólica es evaluar los efectos de estela. Existen distintos métodos para simular este efecto; los modelos analíticos son los utilizados en pronósticos operativos de potencia por ser económicos en cuanto a recursos computacionales. El objetivo de este trabajo fue implementar un modelo analítico, distintos métodos de superposición de estelas y comparar los resultados con simulaciones CFD y mediciones del parque operativo Rawson. Se encontró que el modelo analítico gaussiano reproduce correctamente el déficit en la estela y que el método de superposición cuadrático es el que mejor aproxima las mediciones cuando se modela un parque.

Palabras clave: energía eólica, modelos analíticos de estelas, eficiencia del parque, validación de modelos.

INTRODUCCION

La generación de energía eólica no tiene control sobre la inyección de energía hacia la red, ya que depende de las condiciones meteorológicas instantáneas. Sin embargo, con ayuda de pronósticos de producción de energía se pueden prever posibles variaciones en la generación, posibilitando una mejor gestión de la red. A medida que el aire fluye a través de una turbina eólica y se extrae energía de él, este se desacelera y la intensidad de turbulencia aumenta, a esta región aguas abajo de la turbina se la llama estela.

En parques eólicos, las turbinas se perturban a través de sus estelas: la reducción en la velocidad del viento afecta el rendimiento de las turbinas aguas abajo haciendo que las estelas sean responsables de pérdidas en la producción de energía. Por lo tanto, una parte importante de los pronósticos de potencia eólica es el cálculo de los efectos de estela.

Existen distintos enfoques para estudiar el flujo atmosférico atravesando un parque eólico. Por un lado, se pueden utilizar técnicas de fluido-dinámica computacional (CFD) (Sumner et al, 2010; Hewitt et al., 2017). Sin embargo, estas técnicas, si bien son de alta precisión, tienen un costo computacional elevado, por lo que en la práctica son imposibles de implementar en pronósticos operativos o en modelos de optimización para el planeamiento de futuros proyectos o el control de los mismos. Estas opciones solamente resultan viables para obtener soluciones pre-computadas en modo no operativo.

¹ Estudiante, Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales

² Investigador, Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ingeniería CSC-CONICET

MODELOS ANALÍTICOS

La alternativa para ahorrar recursos computacionales es utilizar modelos analíticos, en los cuales la aerodinámica en el entorno de las turbinas eólicas es descripta a partir de leyes de conservación, sin la necesidad de resolver las ecuaciones diferenciales de la fluido-dinámica. Se han propuesto diversos modelos de este tipo, que se diferencian en las hipótesis planteadas para la representación del rotor. Estas simplificaciones implican una pérdida de precisión pero una importante reducción del costo computacional. Estos modelos en general tienen validez en lo que se denomina estela lejana de la turbina que la produce y se pueden utilizar para generar las condiciones de entrada a turbinas aguas abajo. Se han propuesto diferentes modelos analíticos de estelas a lo largo del tiempo (Jensen 1983; Frandsen 2006). Lo que hacen los distintos modelos es describir el déficit de viento generado por la turbina. El déficit normalizado viene dado por la diferencia entre el viento aguas arriba u y el viento en la estela (en inglés *wake*) u_w , dividido por el viento aguas arriba:

$$\frac{\Delta u}{u_\infty} = \frac{u_\infty - u_w}{u_\infty} \quad (1)$$

Dentro de los modelos publicados más recientemente encontramos el de *Bastankhah y Porté-Agel* (2014). Para derivar el modelo los autores utilizaron la ley de conservación de masa, la ley de conservación de momento lineal y agregaron la hipótesis que el déficit posea una forma gaussiana (lo cual es evidente tanto en mediciones de túnel de viento como en simulaciones computacionales más complejas). A continuación se presenta la ecuación que modela la estela gaussiana, para la cual se utilizaron las constantes k y ϵ , coeficientes de expansión de estela y offset respectivamente. A partir de aquí siempre se utilizará un eje de coordenadas en el cual el eje x está determinado por la dirección del flujo base, y es el eje perpendicular a la dirección del viento centrado en el disco de la turbina y z es la altura desde el suelo. Además, d es el diámetro del rotor, C_T es el coeficiente de empuje de la turbina y z_h es la altura de la góndola. Utilizando la nomenclatura mencionada el modelo analítico gaussiano queda de la siguiente forma:

$$\frac{\Delta u}{u_\infty} = \left(1 - \sqrt{1 - \frac{C_T}{8(kx/d + \epsilon)^2}}\right) \exp \left\{ -\frac{1}{2(kx/d + \epsilon)^2} \left(\left(\frac{z - z_h}{d} \right)^2 + \left(\frac{y}{d} \right)^2 \right) \right\} \quad (2)$$

Los valores utilizados para k y ϵ fueron obtenidos del ajuste gaussiano de los resultados obtenidos con un software de CFD simulando el sistema compuesto por una única turbina.

MÉTODOS DE SUPERPOSICIÓN

Para el caso en el que la configuración consista de un conjunto de turbinas, como en los parques eólicos, el cálculo se vuelve más complejo ya que existe una interacción entre las estelas de distintas turbinas. Se representará la superposición de las estelas utilizando tres métodos distintos en los que la condición del flujo aguas abajo correspondiente a la turbina $n+1$ se obtiene de la superposición de los n déficits individuales aguas arriba evaluados en la ubicación aguas abajo de la turbina $n+1$. Los métodos más utilizados son: el lineal, el cuadrático y el dominante (Kester et al., 2016). En el lineal, como su nombre lo indica, la superposición de los déficits es lineal. Tomando j como el contador sobre las turbinas, queda la siguiente expresión para la superposición lineal

$$\Delta u_{n+1} = \sum_{j=1}^n (\Delta u_j |_{(n+1)}) \quad (3)$$

En el caso de la superposición cuadrática de déficits, el déficit total aguas abajo se obtiene según

$$\Delta u_{n+1} = \sqrt{\sum_{j=1}^n (\Delta u_j|_{(n+1)})^2} \quad (4)$$

Por último, en el método dominante, en lugar de hacer una suma de déficits, lo que se hace es utilizar únicamente el valor correspondiente al déficit máximo, como se observa en la siguiente expresión

$$\Delta u_{n+1} = \text{Max} (\Delta u_j|_{(n+1)}, 0 \leq j \leq n) \quad (5)$$

Para simular un parque eólico se implementó satisfactoriamente un código que itera sobre las turbinas de forma ordenada, siendo la primera turbina la que está aguas arriba de todo el parque (de modo que la numeración de las turbinas varía dependiendo de la dirección del viento). El ciclo itera sobre todas las turbinas y lo que hace es establecer el modo de funcionamiento (caracterizado por el C_T) y la potencia generada por cada una. En caso de que el flujo entrante a una turbina estuviera afectado por la estela de alguna del resto de las turbinas, entonces el código calcula, utilizando el modelo de déficit y el método de superposición elegido, la perturbación generada al flujo base.

EXPERIMENTACIÓN Y VALIDACIÓN NUMÉRICA

Para contrastar diferentes situaciones de estela con datos reales se utilizaron mediciones del parque eólico Rawson. El parque eólico Rawson está emplazado sobre tierra a pocos kilómetros de la capital de Chubut. Esta zona es caracterizada por terreno llano, con un viento medio de 8 m/s. Los vientos predominantes tienen componente oeste, con una mayor frecuencia en la dirección 270° . El parque está compuesto por 43 turbinas Vestas V90, distribuidas en 4 filas en dirección SO y un mástil meteorológico localizado en la esquina NO. Todas las turbinas son de 1.8 MW, con una altura de góndola de 80 m y un diámetro del rotor de 90 m. El fabricante de las turbinas proporciona, como información básica sobre el rendimiento, curvas para C_T y potencia en función C_T , C_P y potencia en función de u . Con respecto a la distribución promedio dentro del parque, las turbinas se encuentran separadas $4d$ dentro de la fila y $12d$ entre filas. Esto da al parque una dimensión total de 4 km x 4 km.

Déficit de Potencia en Turbinas Alineadas

Para el estudio de comparación de los resultados numéricos del modelo analítico con los datos medidos del parque Rawson se seleccionaron las cuatro turbinas más cercanas al mástil meteorológico como se muestra en la figura 1. Se realizaron tres pruebas en base a este conjunto de turbinas para una velocidad de referencia de 8 m/s ya que este valor está dentro del rango de trabajo óptimo de las turbinas.

Las simulaciones se realizaron con esta velocidad de entrada a la altura de la góndola, utilizando un perfil de viento logarítmico para representar a la capa límite atmosférica. El parámetro estudiado fue el cociente entre la potencia generada por la turbina aguas abajo (sotavento), es decir la afectada por el efecto de estela y la turbina a aguas arriba (barlovento), es decir la que recibe el flujo limpio.

Se compararán los resultados del modelo analítico con los resultados obtenidos con un software de CFD (OpenFOAM) y con mediciones. El parámetro que se analizó fue la eficiencia energética, es decir, la relación entre la potencia generada por la turbina aguas abajo y la potencia generada por la turbina aguas arriba. Dado que el código del modelo analítico no es determinista, se hicieron 100 corridas para cada configuración y se presentan los resultados con sus márgenes de error bajo el área sombreada de los gráficos.

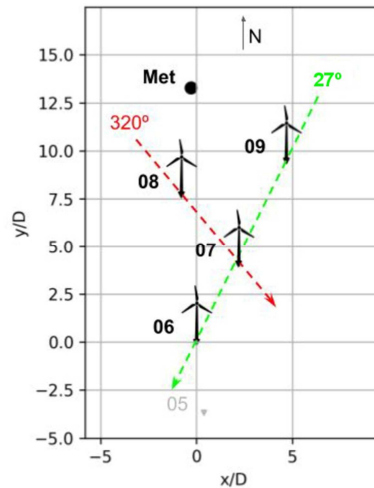


Figura 1: Plano de las cuatro turbinas más cercanas al mástil meteorológico. Se marcan las direcciones del viento para las cuales la recta que une las turbinas 8 y 7 es paralela a la dirección del flujo (rojo) y lo análogo para las 9 y 6 (verde).

En la primera prueba, se analiza la pérdida de potencia de la turbina 7 cuando funciona dentro de la estela de la turbina 8. La recta que une estas dos turbinas es paralela a la dirección del flujo cuando la dirección del viento es 320° (línea roja en la figura 1). La distancia entre las turbinas es $4,7d$. El fenómeno de interferencia se analiza para un rango de direcciones de 60° centrado en la dirección de referencia 320°.

En la figura 2 se presentan los resultados en términos del ángulo relativo al ángulo de referencia (320°). Es decir, en el gráfico la dirección 0° equivale a la situación en la que la recta que une ambas turbinas es paralela a la dirección del viento (320°). La magnitud estudiada es la relación entre la potencia generada por las turbinas 7 y 8 para el rango de direcciones de viento mencionado. La turbina 8 es la de barlovento (aguas arriba) y la 7 es la de sotavento (aguas abajo).

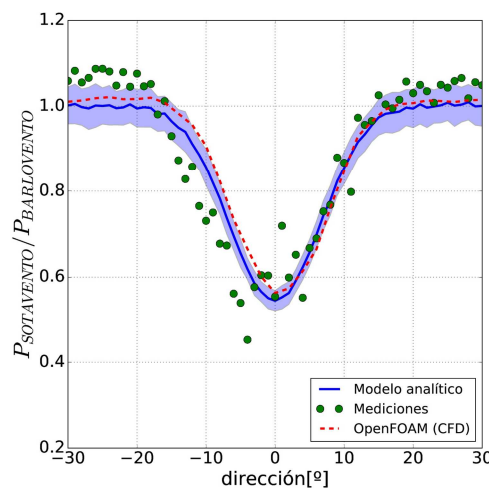


Figura 2: Relación entre la potencia generada por las turbinas 7 y 8 para distintas direcciones de viento. La dirección 0° equivale a la situación en la que la recta que une ambas turbinas es paralela a la dirección del viento (320°). La turbina 8 es la de barlovento (aguas arriba) y la 7 es la de sotavento (aguas abajo).

Del gráfico se concluye que, para el caso en que una turbina se encuentra dentro del déficit de otra, el modelo analítico se solapa con las soluciones de CFD (tanto en el ancho del déficit de potencia como en la dirección y la magnitud del mínimo). Es importante destacar que, al comparar los bordes de la estela, el modelo analítico se basa en la hipótesis de que el déficit tiende a cero mientras que tanto las simulaciones de CFD como las mediciones muestran un déficit negativo, es decir, una aceleración del viento que los modelos analíticos no son capaces de simular. Sin embargo, la consideración de dicha

aceleración del flujo en el CFD no es lo suficientemente apreciable como sí lo es en las mediciones. De esta forma, el error del modelo analítico se ubica principalmente en el borde de la estela. A partir de estos resultados se puede verificar que el modelo analítico de estela gaussiana aproxima muy bien el efecto que genera la turbina eólica sobre el flujo, prediciendo adecuadamente la magnitud del déficit y el ancho de la estela.

Para la segunda prueba se repitió el mismo estudio utilizando las turbinas 9 (barlovento) y 7 (sotavento), la distancia entre ellas es de $5,7d$ y la recta que une ambas turbinas es paralela a la dirección del flujo cuando la dirección del viento es 25° (notar que la línea verde en la figura 1 une las turbinas 9 y 6 que no son las que se estudiarán en este caso). Nuevamente se estudió un rango de direcciones de 60° centrado en la dirección de referencia y los resultados se presentan en términos del ángulo relativo al de referencia. Se presentan los resultados en la figura 3. Las conclusiones son las mismas que para el caso anterior con lo cual se puede resumir que para el análisis de dos turbinas alineadas los resultados de los modelos analíticos fueron comparables con los obtenidos mediante CFD, con mucho menor esfuerzo computacional.

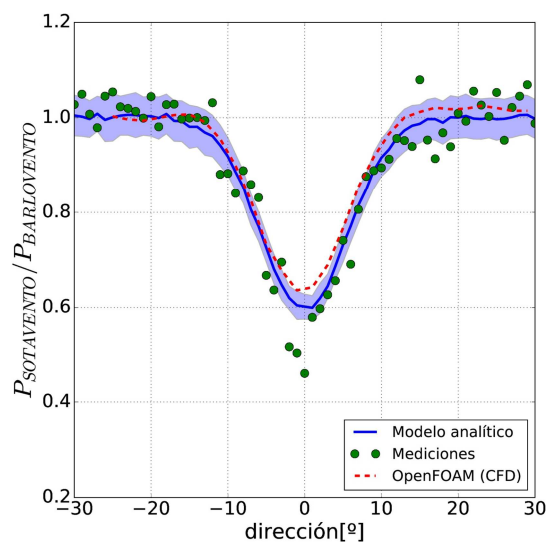


Figura 3: Relación entre la potencia generada por las turbinas 7 y 9 para distintas direcciones de viento. La dirección 0° equivale a la situación en la que la recta que une ambas turbinas es paralela a la dirección del viento (25°). La turbina 9 es la de barlovento (aguas arriba) y la 7 es la de sotavento (aguas abajo).

Para el último experimento se utilizaron las turbinas 9 (barlovento) y 6 (sotavento). Cuando el viento proviene de la dirección 27° , ambas quedan alineadas con el flujo. Sin embargo, como se observa en el esquema de la figura 1, esta configuración difiere de las anteriores dado que, cuando el viento proviene de dicha dirección la turbina 7 perturba el flujo entrante a la turbina 6. Si bien en el esquema no es perceptible, la turbina 7 se encuentra levemente desplazada (hay 2° entre el vector que une a la turbina 7 con la 9 y el que une a la 6 con la 9). Dado que en este caso el flujo de entrada que llega a la turbina de sotavento se ve afectado por dos estelas en lugar de una (como en los estudios anteriores), se evaluaron los distintos métodos de superposición. En la figura 4 se presentan los resultados.

Cuando se comparan las simulaciones de CFD y las mediciones con las simulaciones del modelo analítico se encuentran grandes diferencias al variar los métodos de superposición. Se ve que no hay un método que ajuste muy bien los datos. El problema surge ya que nuevamente se observa la aceleración en el contorno de la estela que no es tenida en cuenta en el modelo analítico. Al comparar el modelo analítico con los resultados del CFD, se observa que el método que mejor aproxima la intensidad del déficit en eficiencia es el cuadrático, el lineal sobrestima la pérdida de energía y el dominante la subestima. Además, cuando se compara la dirección del valle, el método cuadrático y dominante muestran al máximo déficit levemente desplazado hacia la dirección de la turbina 7 (2°), lo cual también se observa en el CFD. Por otro lado, en el método dominante el valle también está

desplazado, pero el corrimiento es mucho mayor al observado en el CFD. Al comparar con las mediciones, el CFD subestima el déficit, y el único método de superposición que aproxima bien la intensidad es el lineal.

Para cada uno de los gráficos presentados en las figuras 2,3 y 4 se calculó el coeficiente de bondad de ajuste. En la tabla 1 se presentan los coeficientes de bondad de ajuste calculados para el modelo analítico respecto a las mediciones y por otro lado para el modelo analítico respecto al CFD.

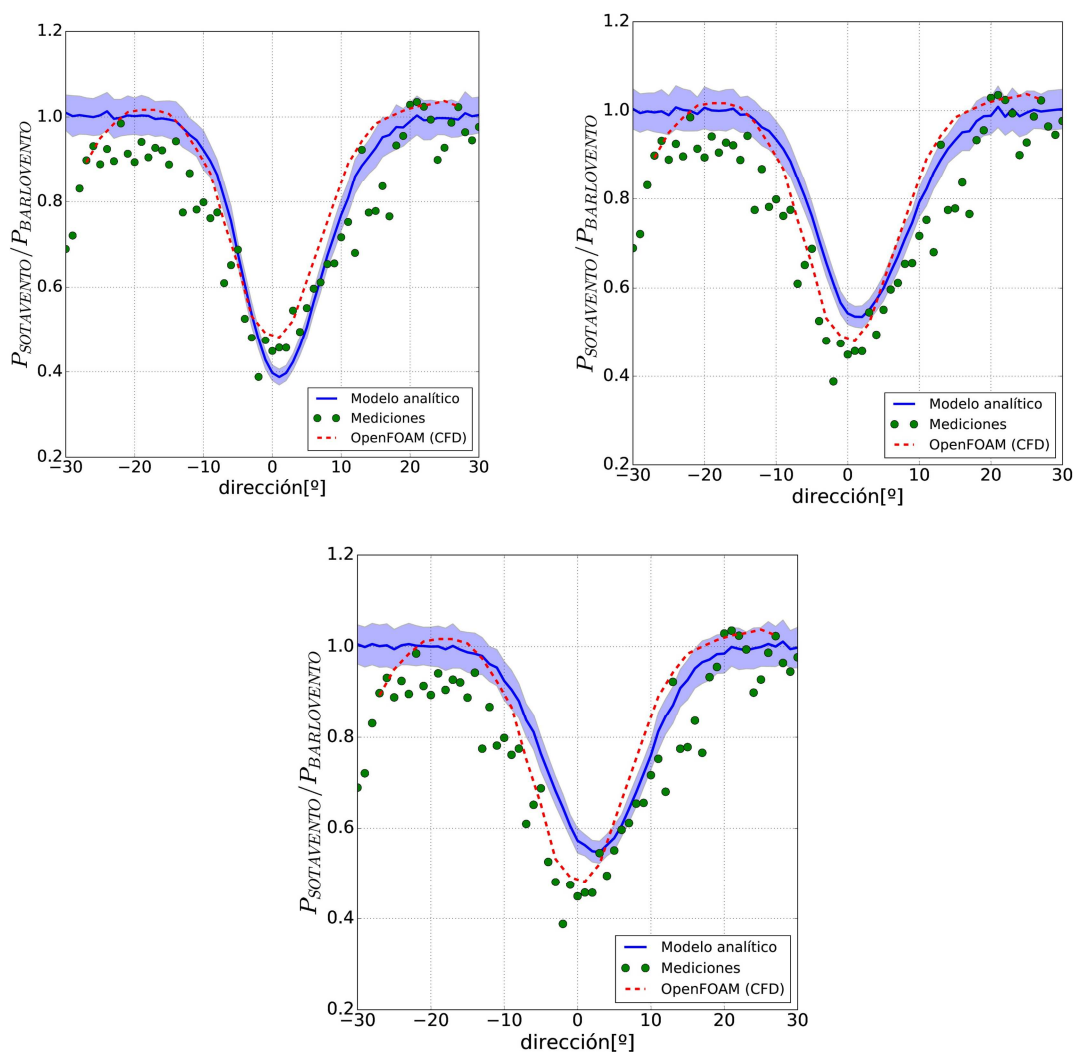


Figura 4: Relación entre la potencia generada por las turbinas 6 y 9 para distintas direcciones de viento. La dirección 0° equivale a la situación en la que la recta que une ambas turbinas es paralela a la dirección del viento (27°). La turbina 9 es la de barlovento (aguas arriba) y la 6 es la de sotavento (aguas abajo). La turbina 7 se encuentra entre ambas, con un corrimiento de 2° respecto al vector que las une. Se utilizaron los distintos métodos de superposición: lineal (arriba, izquierda), cuadrático (arriba, derecha) y dominante (abajo).

	Coeficiente de Bondad de Ajuste de modelo analítico respecto de:	
	Mediciones	CFD
Turbina 7 y 8	0,96	0,99
Turbina 7 y 9	0,97	0,99
Turbina 6 y 9	Lineal 0,93 - Cuadrático 0,89 – Dominante 0,86	Lineal 0,97 - Cuadrático 0,97 – Dominante 0,95

Tabla 1: Coeficientes de bondad de ajuste.

De la tabla 1 se puede concluir, en primer lugar, que todos los modelos analíticos reproducen correctamente el fenómeno estudiado ya que en todos los casos el coeficiente de bondad es cercano a

1. Al estudiar los coeficientes en detalle se observa que en el caso en que una turbina se ve perturbada únicamente por otra (primeros dos casos), el modelo analítico se aproxima muy bien tanto a la simulación CFD como a las mediciones. Por otro lado, al estudiar los distintos métodos de superposición, tanto el lineal como el cuadrático aproximan correctamente a la simulación CFD y en cuanto a las mediciones, el lineal muestra un mejor desempeño.

CÁLCULO DE POTENCIA TOTAL DEL PARQUE EÓLICO

A continuación se hicieron corridas en las que se incluyeron todas las turbinas del parque eólico Rawson con la distribución del parque real y se las compararon con mediciones. Tanto los resultados de las simulaciones como las mediciones describen una condición de viento de dirección 270° y 8 m/s ya que esta es la situación más frecuente del parque y en la que el potencial del parque es explotado al máximo.

Al utilizar el código de modelos analíticos, se corrió un perfil de flujo de entrada logarítmico utilizando el modelo de déficit gaussiano y distintos métodos de superposición. Para la corrida de CFD el dominio alcanzó una cantidad de aproximadamente 12 millones de puntos de grilla, lo que exige un cálculo paralelo para el cual se utilizó el clúster TUPAC alojado en el CSC-CONICET (Vinazza et al., 2017).

El terreno del parque es casi llano en la extensión del dominio, a excepción de las turbinas del sur de la primera y cuarta filas, donde existen diferencias de hasta 40 m en comparación con el resto de las turbinas. Los datos de la topografía del terreno fueron contemplados en el mallado del CFD. En el modelo analítico únicamente se consideró la diferencia de altura de las góndolas como aproximación al modelado del terreno.

Dado que el objetivo de este trabajo se enmarca en el efecto que tiene la estela sobre la estimación de potencia de un parque eólico, los gráficos que se muestran a continuación reflejan la potencia generada por cada turbina bajo la condición meteorológica mencionada. Sin embargo, al buscar comprender el efecto de estela sobre la potencia generada, el valor de potencia neto no es relevante. La magnitud que es de mayor importancia es la potencia relativa a la potencia de referencia, donde la potencia de referencia es aquella que la turbina debería generar si no estuviera bajo el efecto de estela de otra turbina. Para el cálculo de la potencia de referencia se utiliza la velocidad que informa el mástil meteorológico (para este caso 8 m/s) y el C_p brindado por el fabricante para este viento de referencia. Con lo cual, si la potencia relativa de una turbina es 1 entonces se concluye que la turbina no se encuentra bajo el efecto de estela y, si es menor a 1, sí se encuentra bajo el efecto de estela.

Además, existen casos en los que la potencia relativa es mayor a 1. Las razones por las cuales podría suceder esto son variadas. Una de las más comunes ocurre cuando la turbina se encuentra a mayor altura que el anemómetro del mástil meteorológico (por la topografía del terreno) y, como la velocidad del flujo crece con la altura, la generación de potencia es mayor que la establecida como referencia. Otra razón es que la turbina se encuentre en el borde de la estela de otra turbina donde, como se remarcó anteriormente, se observa de las mediciones que el flujo se acelera. También ocurre que el flujo se acelera por la topografía del terreno. Finalmente, entre estas causas se encuentra la posibilidad de que el anemómetro sea el que esté afectado por la estela del parque haciendo que la velocidad de referencia utilizada sea menor que la del flujo entrante real.

Las figuras presentadas a continuación son una representación en un plano de la ubicación de las turbinas; se simboliza la potencia relativa con una escala de colores. Si la turbina genera la potencia nominal para esa intensidad de viento esto se representa en color blanco, si genera menos que la potencia nominal entonces está bajo el efecto de estela y se lo representa en color azul, por último, si la turbina genera más de lo nominal por estar en una zona donde el flujo se acelera se lo representa en rojo. En la figura 5 se muestran los resultados obtenidos con el código del modelo analítico utilizando distintos métodos de superposición. En la figura 6 se encuentran los resultados de la corrida de CFD y en la figura 7 la información proveniente de las mediciones.

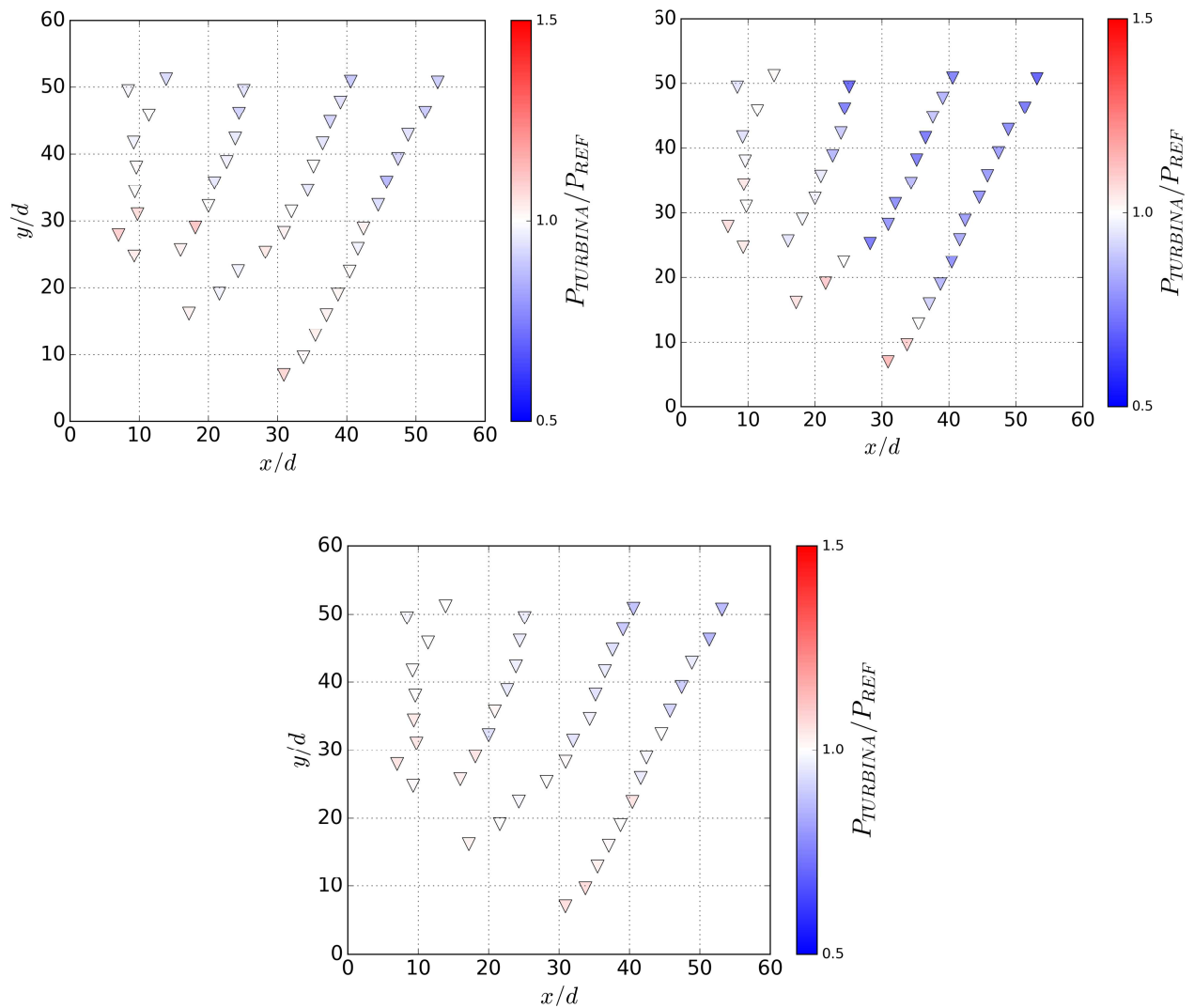


Figura 5: Generación de potencia relativa al valor de potencia de referencia utilizando el modelo analítico con distintos métodos de superposición para la configuración del parque eólico Rawson con viento de dirección 270° e intensidad de 8 m/s . Los métodos de superposición fueron: lineal (arriba, izquierda), cuadrático (arriba, derecha) y dominante (abajo).

Con el fin de comparar los métodos de superposición se presentarán además los valores máximos y mínimos de potencia relativa para cada caso. La potencia relativa en el estudio con el método lineal varió entre 1,10 y 0,87, para el método cuadrático fue entre 1,14 y 0,65 y en el método dominante entre 1,08 y 0,89.

A partir de estos resultados se encuentra que el máximo de potencia relativa es similar (del orden de 1,1) en todos los casos, lo cual era de esperarse ya que el cambio en la superposición de estelas solo se hará evidente en las turbinas que se encuentren bajo el efecto de más de una estela y estas no son las que aportan al máximo de potencia relativa. Este hecho se puede apreciar en los gráficos al observar que en ninguno se encuentra alguna turbina con rojo intenso. Si se entiende al parque como conformado por 4 filas en dirección NO-SO, las turbinas que más generan (las más rojizas) son, en los tres casos, las últimas de cada fila. Esto sucede ya que, las últimas turbinas de las filas se encuentran en una zona donde el terreno está elevado con respecto a la zona del mástil meteorológico. Más aún, de todas las posibilidades que se propusieron para que la potencia relativa tome valores mayores a 1, como el modelo analítico no contempla aceleraciones en el flujo causadas por la topografía del terreno o el borde de las estelas, el único factor que influye es la altura de la góndola respecto del mástil.

Al estudiar el mínimo de potencia relativa se observa que los mínimos obtenidos para los métodos de superposición lineal y dominante son significativamente mayores al correspondiente para el método cuadrático. Esto se hace evidente cuando se comparan los gráficos. En las figuras correspondientes al método lineal y el dominante no se perciben colores azules intensos mientras que en la del método cuadrático se observa un cúmulo de turbinas más afectadas por la estela en el sector NE.

En la figura 6 se presentan los resultados de la simulación de CFD. Es fácil notar, de la comparación con los gráficos de modelos analíticos, que si bien la distribución de las zonas de exceso (SO) y déficit (NE) de potencia se asemejan, las turbinas que generan menos que el valor nominal lo hacen por debajo de los valores encontrados previamente (el azul es más intenso que en los gráficos anteriores). Esto se corrobora al analizar los valores máximos y mínimos que son 1,14 y 0,51, el máximo es comparable al del modelo analítico pero el mínimo es significativamente menor al de los resultados de los modelos analíticos.

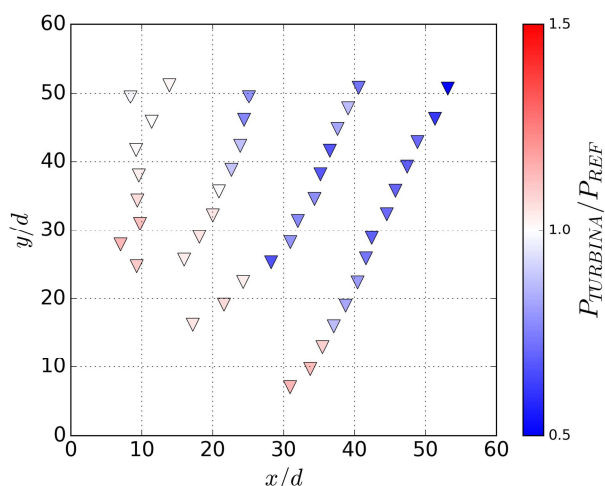


Figura 6: Generación de potencia relativa simulada con OpenFOAM para la configuración del parque eólico Rawson con viento de dirección 270° e intensidad de 8 m/s.

De aquí se desprende que el crecimiento de la estela utilizado o los métodos de superposición no logran replicar los efectos de estela del CFD, obteniendo por resultado un valor que sobrestima la potencia total generada del parque. Por otro lado, está claro que los efectos de la topografía del terreno no pueden modelarse de forma completa solamente considerando turbinas de distintas alturas. Las aceleraciones y desaceleraciones provenientes de los cambios en la inclinación del suelo no son consideradas en el modelo analítico mientras que sí son tenidas en cuenta en el CFD. Además, se sabe que este es el principal factor de aceleración del flujo, con lo cual, dado que el máximo de potencia relativa del modelo analítico es comparable con el del CFD, se concluye que el considerar la altura de las góndolas aproxima correctamente al modelado del terreno del CFD.

Para finalizar la comparación del modelo analítico contra el CFD al simular un parque eólico completo, es importante destacar el tiempo de cómputo. Mientras la corrida de CFD necesitó 1 hora corriendo en 256 procesadores, el modelo analítico corrió en 8 segundos. De esto se concluye que la diferencia en el tiempo de cómputo es realmente muy grande cuando se trata del modelado de un parque completo y esto es lo que hace que los modelos analíticos sigan siendo los únicos utilizados para pronósticos operativos y estimación de potencia para optimización de la distribución de turbinas, ambos casos donde hay fuertes restricciones de tiempo de computo.

CONCLUSIONES

Con el objeto de desarrollar mejoras en los pronósticos de producción de energía eléctrica, se logró implementar satisfactoriamente un código integrado que permite calcular la potencia generada por cada turbina utilizando un modelo analítico de estela y distintos métodos de superposición. Al reproducir las condiciones del parque eólico Rawson se observó que, para el caso en que una turbina

se encuentra dentro del déficit de otra, el modelo analítico gaussiano se solapa con las soluciones de CFD y las mediciones (tanto en el ancho del déficit de potencia como en la dirección y la magnitud del mínimo). Para el caso en que una turbina se encuentra dentro de la estela de dos turbinas levemente desalineadas se observa que tanto el método de superposición lineal como el cuadrático son los que tienen mejor desempeño. Además, se observa en términos generales que una posible mejora a futuro sería intentar replicar el efecto producido en los bordes de la estela de aceleración del viento causada por la turbulencia. Finalmente, al comparar los resultados de modelos analíticos con las simulaciones de CFD del parque eólico Rawson completo, se concluye que la simulación analítica con método de superposición cuadrático reproduce correctamente el efecto de estela en el que la reducción de la velocidad del viento afecta el rendimiento de las turbinas aguas abajo. Además, se observó que el modelo analítico, si bien no tienen la capacidad de reproducir las aceleraciones del flujo producto de la topografía, logra percibir la producción en exceso de una turbina provocada al considerar la altura de las góndolas.

REFERENCIAS

- Sumner J., Sibuet Watters C. y Masson C. (2010). CFD in wind energy: the virtual, multiscale wind tunnel. *Energies* 3.5, 989-1013.
- Hewitt S., Margetts L. y Revell A. (2017). Building a Digital Wind Farm. *Archives of Computational Methods in Engineering*.
- Jensen N. O. (1983). A note on wind generator interaction.
- Frandsen S. et al. (2006). Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology* 9.1□2, 39-53.
- Bastankhah M. y Porté-Agel F.. (2014). A new analytical model for wind-turbine wakes. *Renewable Energy* 70, 116-123.
- Kester G., et al. (2016). Limitations to the validity of single wake superposition in wind farm yield assessment. *Journal of Physics: Conference Series*, IOP Publishing. 749, 1.
- Vinazza D., Otero A., Soba A. y Mocsos E. (2017). Initial Experiences from TUPAC Supercomputer. *Latin American High Performance Computing Conference*. 38–52. Springer

ABSTRACT

When the air flows through a wind turbine and energy is extracted from the flow, the air decelerates (wake region). In wind farms, the reduction of the wind speed in the wake generates a loss in the production of the turbines downstream. An important part of wind power forecasts is to evaluate wake effects. There are different methods to simulate this effect; analytical models are those used in operational power forecasts because they are economical in terms of computational resources. The aim of this work was to implement an analytical model, different methods of overlapping wakes and compare the results with CFD simulations and measurements of the Rawson operating wind farm. It was found that the gaussian analytical model correctly reproduces the deficit in the wake and that the quadratic superposition method is the one that best approximates the measurements when a wind farm is modeled.

Keywords: wind energy, analytical wake models, wind farm efficiency, model validations.