

Anexo A

Análisis del modelo de estela producida corriente abajo de una turbina eólica

Proyecto FSE_1_2018_1_152951:

**Desarrollo de modelos computacionales de bajo costo para el
monitoreo y la optimización de la operación de parques eólicos**

Abril, 2022

ÍNDICE

1 - Introducción

2 - Diseño de un parque eólico

3 – Modelos de estelas generadas en aerogeneradores

4 – Descripción del modelo para determinar la micro-localización de un parque eólico

5 – Parque eólico analizado

6 – Análisis del desempeño del parque eólico utilizando diversos modelos de estela.

7 - Bibliografía

1 – Introducción

El diseño de un parque eólico implica realizar la denominada micro-localización de los aerogeneradores. Tal operación tiene por objeto seleccionar la ubicación de las diferentes unidades de manera de optimizar el uso del terreno, optimizar la producción de energía eléctrica y minimizar las solicitaciones mecánicas sobre los equipos, en particular las debidas al nivel de turbulencia del flujo.

En este análisis se suelen realizar algunas aproximaciones como es considerar tanto el valor medio de la velocidad del viento como la intensidad de turbulencia corriente arriba de cada aerogenerador a la altura del eje y asumir que la estela que se produce corriente abajo del rotor del aerogenerador es posible modelarla con algún algoritmo particular. También, se asume que la curva característica presenta una forma regular particular.

En relación a la forma en que se modela el flujo en la estela del rotor de la turbina eólica se dispone de diversas metodologías numéricas. Es deseable que estas metodologías sean de bajo costo computacional, así como de la más simple implementación en modelos que se utilizan para el diseño de parques eólicos.

2 - Diseño de un parque eólico

El diseño de un parque eólico es un proceso iterativo que busca seleccionar la ubicación de los aerogeneradores en un predio dado de manera de maximizar la potencia instalada, optimizar el uso del terreno, maximizar la energía producida y acotar las solicitaciones mecánicas que se establecen sobre los aerogeneradores (Zhang, 2015).

Una primera aproximación a la ubicación de los aerogeneradores se hace teniendo en cuenta la rosa de los vientos de la potencia meteorológica, la topografía del predio y recomendaciones preliminares sobre la separación que sería recomendable disponerse entre las unidades. Luego, utilizando un modelo numérico se determina para la serie histórica de datos meteorológicos disponibles la producción que tendría el parque eólico. Para esto, se determina la producción de cada aerogenerador, para lo cual debe determinarse las características del viento corriente arriba de cada aerogenerador. Principalmente, el valor medio de la velocidad y la intensidad de turbulencia.

En la medida que una turbina eólica presenta un desempeño energético o mecánico no deseado se hace un ajuste de su posición y se vuelve correr el modelo numérico. Este procedimiento se continúa hasta lograr maximizar el desempeño energético y minimizar los niveles de turbulencia en el sitio donde se ubica cada aerogenerador.

Los modelos utilizados en el diseño de parques eólicos se incluye un algoritmo que busca modelar el flujo en la estela de los aerogeneradores. Si bien la ubicación de los aerogeneradores en el parque eólico se hace para minimizar la interacción aerodinámica entre las unidades, para ciertas direcciones de viento dicha interferencia resulta inevitable.

3 – Modelos de estelas generadas en aerogeneradores

Cuando un flujo escurre alrededor de un cuerpo, corriente abajo se produce una región en el cual el flujo presenta una reducción de la cantidad de movimiento y un incremento del nivel de turbulencia, a la cual se denomina estela. En la figura 3.1 se presenta una imagen del flujo en tal región.

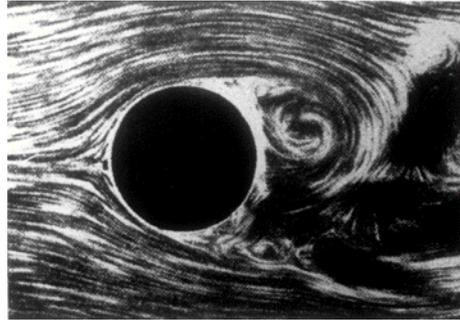


Figura 3.1 – Imagen del flujo en la estela corriente debajo de un cilindro

Para flujos uniformes, con velocidad U , es posible describir las características del flujo en la estela a partir de un abordaje teórico tal como se presenta en Lesieur, 1997. En particular cuando el cuerpo genera una estela circular, la distribución de déficit de velocidad presentaría una forma como la que se esquematiza en la figura 3.2.

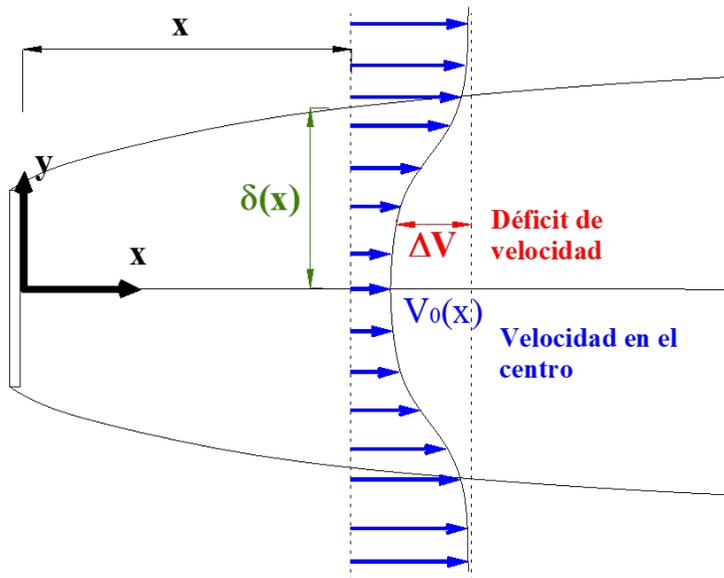


Figura 3.2 – Esquema del flujo en la estela

En la figura 3.2 se destaca la dimensión transversal de la estela, $2\delta(x)$, así como el déficit de velocidad ($\Delta V(x,y) = U - V(x,y)$), en particular el valor que adopta en el centro de la estela

$\Delta V_0(x)$. En el caso de estelas circulares es posible mostrar que su ancho crece proporcional a $x^{1/3}$, y el déficit de velocidad en el centro varía proporcional a $x^{-2/3}$.

Entonces, corriente abajo el ancho de la estela crece, en tanto que el déficit de velocidad decrece, por lo que el flujo en la estela va adquiriendo una configuración similar al flujo corriente arriba.

En cuanto a la distribución transversal del déficit de la velocidad en un plano dado ubicado distancia x corriente abajo del obstáculo, presentaría la forma presentada en la ecuación 3.1.

$$\Delta V_0(x) = e^{-\left(\frac{y}{\delta(x)}\right)^2} \quad (3.1)$$

En caso del rotor de la turbina eólica, el obstáculo corriente abajo del cual se produce la estela se encuentra girando alrededor de su eje y , como consecuencia de la interacción entre el flujo y el roto se produce una fuerza de empuje (T). Esta fuerza de empuje se suele expresar en forma adimensional como un coeficiente de empuje definido de acuerdo a la ecuación 3.2.

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho AU^2} \quad (3.2)$$

En la ecuación 3.2 ρ es la densidad del aire y A el área barrida por el rotor.

En base al desarrollo teórico presentado y a la fuerza de empuje que realiza el rotor sobre el flujo, se han desarrollado un conjunto de modelos que aproximan la descripción del flujo en al este del rotor de una turbina eólica.

En Katic, et al., 1987 se presenta un modelo simple del flujo en la estela del rotor de un aerogenerador el cual supone que la distribución de velocidad en la estela es uniforme, de acuerdo a la ecuación 3.3.

$$\frac{\Delta V}{U} = 1 - \frac{V}{U} = \frac{1 - \sqrt{1 - C_T}}{\left(1 + 2k\frac{x}{D}\right)^2} \quad (3.3)$$

El déficit de velocidad calculado utilizando la ecuación 3.3 sería el que se tendría en el aerogenerador ubicado una distancia x corriente abajo del aerogenerador que opera con un coeficiente de empuje C_T . U sería la velocidad sin perturbar en el aerogenerador considerado y k un coeficiente que tiene en cuenta si el aerogenerador se ubica en terreno rural (0.075) o mar (0.04).

Un segundo modelo debido a Crespo, et al. 1999, plantea el cálculo del déficit de velocidad de acuerdo a la ecuación 3.4.

$$\Delta V = 2 \cdot a \cdot V_P \quad \text{si } \frac{x}{D} < 2 \text{ o } 3 \quad (3.4)$$

$$\Delta V = k \cdot a \cdot V_P \left(\frac{D}{x} \right)^n \quad \text{si } \frac{x}{D} > 2 \text{ o } 3$$

En la ecuación 3.4 V_P es la velocidad del viento corriente arriba del aerogenerador donde se produce la estela, D es el diámetro de su rotor y a es el coeficiente de inducción de velocidad. Los coeficientes k y n permiten describir el flujo en la estela para diferentes exposiciones al viento del parque eólico como pueden ser el correspondiente a un terreno tipo mar o rural. Para el coeficiente k se sugieren valores de entre 2 y 4, en tanto para n entre 0.75 y 1.25.

En este modelo se propone evaluar el incremento del nivel de turbulencia de acuerdo a la ecuación 3.5.

$$I_{ad} = 0.725 a \quad \text{Si } \frac{x}{D} < 2 \text{ ó } 3 \quad (3.5)$$

$$I_{ad} = 0.73 \cdot a^{0.8325} I_{u,eje}^{-0.0325} \left(\frac{D}{x} \right)^{0.32} \quad \text{Si } \frac{x}{D} > 2 \text{ ó } 3$$

Un tercer modelo considerado se presenta en Bastankhah, et al., 2014. El déficit de velocidad se propone estimar de acuerdo a la ecuación 3.6, definiendo los diferentes parámetros del modelo en la ecuación 3.7.

$$\frac{\Delta V}{V} = \left(1 - \sqrt{1 - \frac{C_T \cos \gamma}{8 \cdot \frac{\sigma_y \cdot \sigma_z}{D^2}}} \right) \cdot e^{-\frac{(y-\delta)^2}{2 \cdot \sigma_y^2}} \cdot e^{-\frac{(z-z_h)^2}{2 \cdot \sigma_z^2}} \quad (3.6)$$

$$\frac{\sigma_y}{D} = k_y \frac{(x - x_0)}{D} + \frac{\cos\gamma}{\sqrt{8}} \quad \frac{\sigma_z}{D} = k_z \frac{(x - x_0)}{D} + \frac{\cos\gamma}{\sqrt{8}}$$

$$\frac{x_0}{D} = \frac{\cos\gamma \cdot (1 - \sqrt{1 - C_T})}{\sqrt{2} (\alpha^* \cdot I_0 + \beta^* (1 - \sqrt{1 - C_T}))}$$

$$k_y = k_z = k_a \cdot I_0 + k_b$$

$$\frac{\delta}{D} = \theta_{c0} \frac{x}{D} + \frac{\theta_{c0}}{14.7} \sqrt{\frac{\cos\gamma}{k_y \cdot k_z \cdot C_T}} (2.9 + 1.3 \cdot \sqrt{1 - C_T} - C_T) \ln \frac{(1.6 + \sqrt{C_T}) \cdot \left(1.6 \sqrt{\frac{8\sigma_y \cdot \sigma_z}{D^2 \cdot \cos\gamma} - \sqrt{C_T}}\right)}{(1.6 - \sqrt{C_T}) \cdot \left(1.6 \sqrt{\frac{8\sigma_y \cdot \sigma_z}{D^2 \cdot \cos\gamma} + \sqrt{C_T}}\right)}$$

$$\theta_{c0} = \frac{0.3 \cdot \gamma}{\cos\gamma} \cdot (1 - \sqrt{1 - C_T \cdot \cos\gamma})$$

(3.7)

Este modelo, asume una forma de la estela del tipo penacho gaussiano y supone que el eje de la turbina eólica puede presentar una desalineación γ respecto a la dirección del viento como se muestra en la figura 3.3.

En este modelo los parámetros k_a , k_b , α^* y β^* se deberían ajustar en función de las condiciones de exposición al viento.

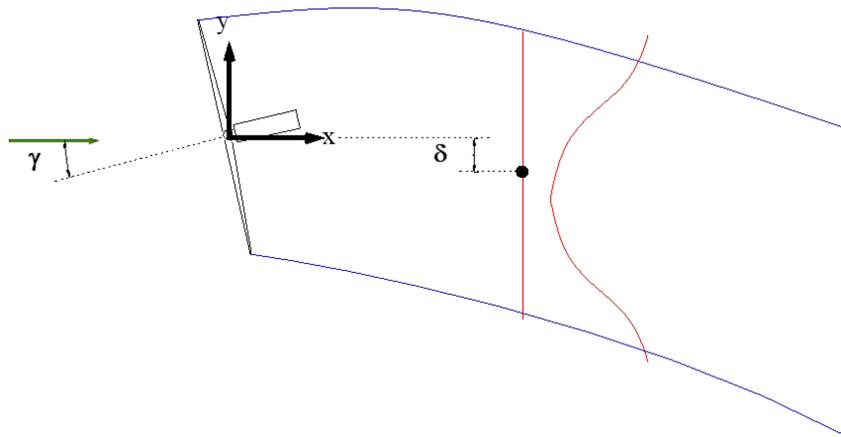


Figura 3.3 – Esquema de estela con desalineación del viento.

Si bien los modelos antes presentados se proponen para incluirlos en los programas utilizados para diseñar parques eólicos y, por lo tanto, el valor de los diferentes parámetros podría recoger aspectos como la exposición del parque eólico al viento. Asimismo, en la medida que se disponga información acerca del desempeño de un parque eólico se podría calibrar los modelos antes presentados.

4 – Descripción del modelo para determinar la micro-localización de un parque eólico

Se utilizó un modelo destinado al diseño de parques eólicos diseñado a tales fines. Este modelo utiliza como datos de entrada serie histórica diezminutal de variables meteorológicas, topográficas, de rugosidad de terreno, las curvas características de los aerogeneradores utilizados y la ubicación de las unidades.

El modelo es operado para toda la serie histórica de datos meteorológicos. Para cada dirección de viento se realiza un cambio de coordenadas mediante una rotación de ejes coordenados, de manera de identificar las unidades corrientes arriba, y que su operación no será afectada por los demás aerogeneradores, así como las turbinas que serán perturbadas por otras.

A los efectos de tener en consideración la interferencia aerodinámica el modelo permite incorporar diferentes algoritmos que describen el flujo en la estela producida por cada aerogenerador.

5 – Parque eólico analizado

Se busca analizar el desempeño del modelo mencionado en el capítulo anterior utilizando los diversos modelos de estelas. Esta evaluación se plantea realizar calibrando cada modelo de estela. Para ello se considera el desempeño de un parque eólico en operación en Uruguay.

El parque eólico se denomina Juan pablo terra (JPT) y se ubica en el Departamento de Artigas. Se compone de 27 unidades marca NORDEX modelo N117/2400. EN la figura 5.1 se presenta la curva característica potencia-velocidad y coeficiente de empuje – velocidad.

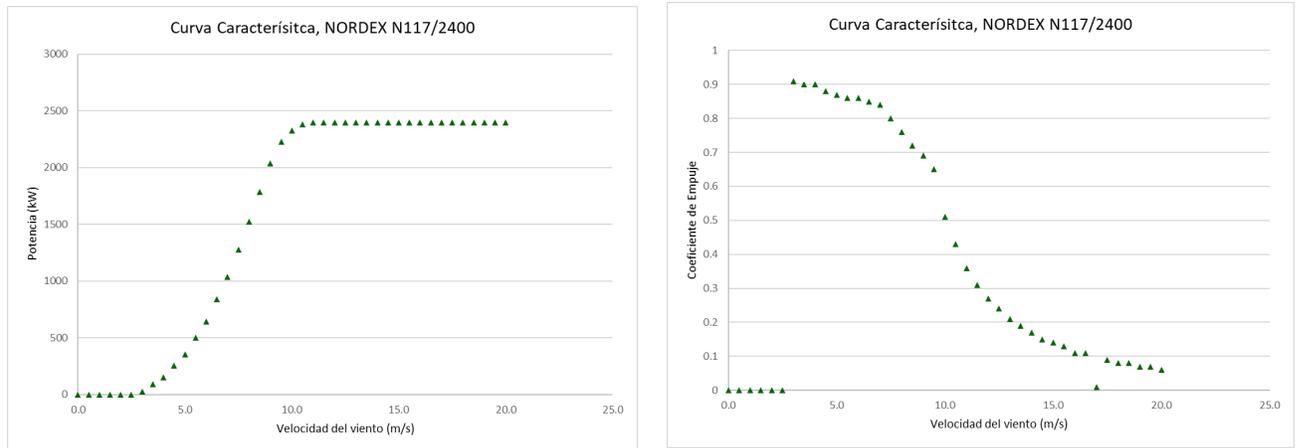


Figura 5.1 – Curvas característica de aerogenerador N117/2400.

En la figura 5.2 se presenta la ubicación del parque eólico en Uruguay y en la figura 5.2 la micro-localización del parque eólico.

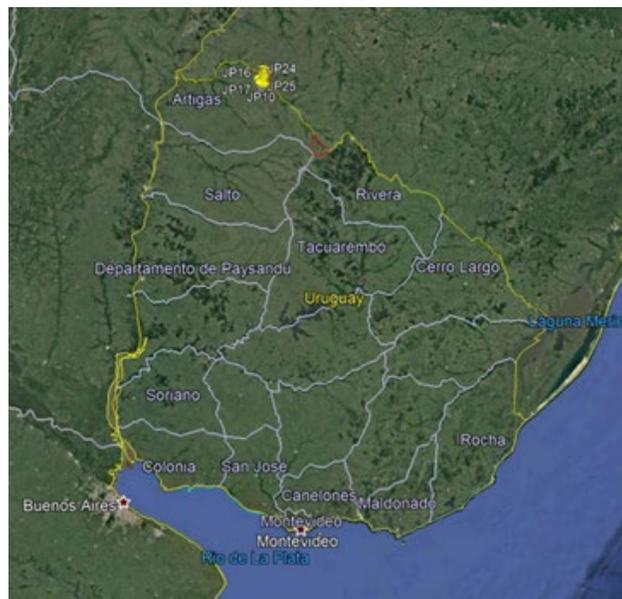


Figura 5.2 – Ubicación de parque eólico

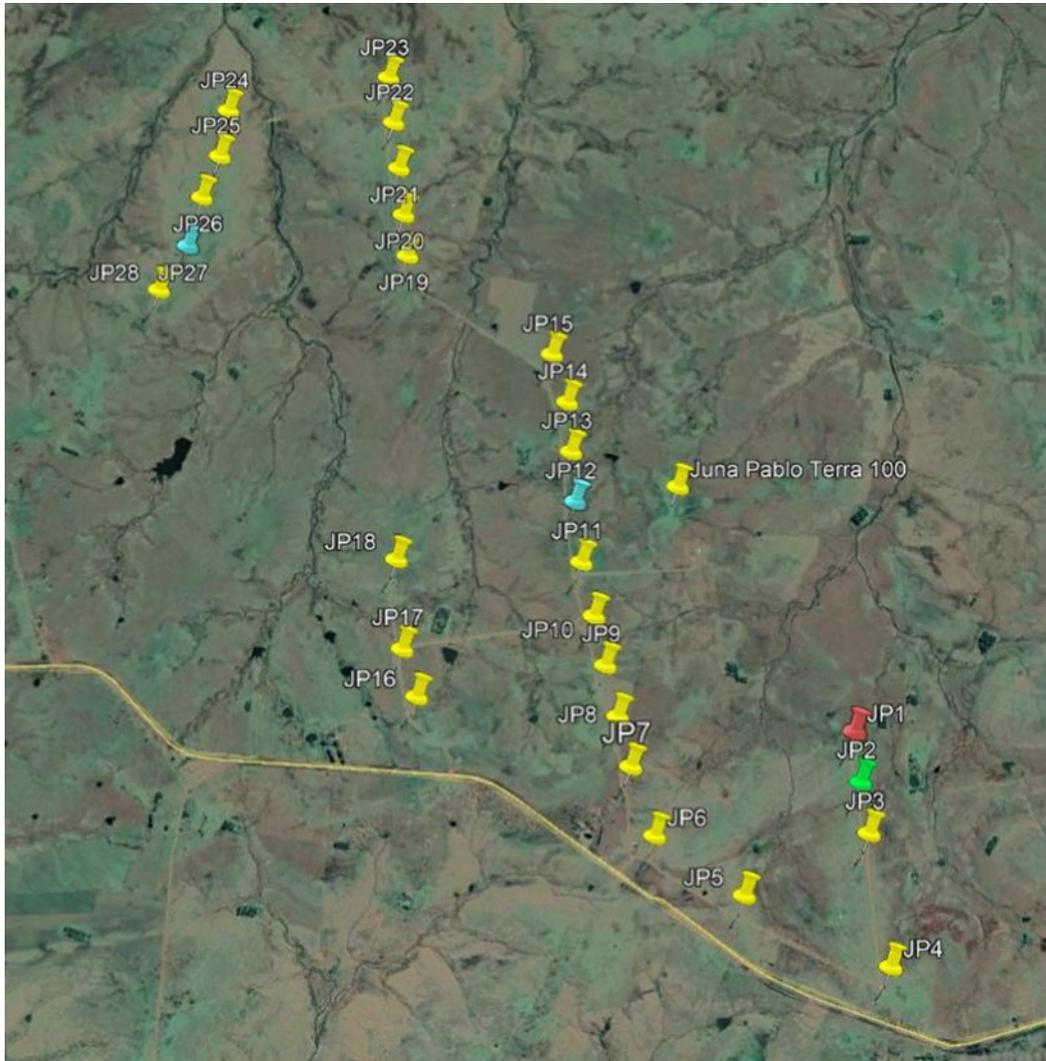


Figura 5.3 – Ubicación de aerogeneradores en el parque eólico

En la figura 5.3 se aprecia la ubicación de la estación meteorológica identificada como Juan pablo Terra 100. Se destaca que la dirección del viento en general es del cuadrante ESTE por lo que las mediciones de esta estación no serían afectadas por la presencia del parque eólico.

Se dispone de series históricas que permiten conocer el desempeño de cada aerogenerador. Estas series históricas son diezminutales y se extienden entre setiembre del año 2014 y marzo del año 2019. Las componentes estas series históricas incluye una importante cantidad de variables entre las cuales se incluye la producción, la velocidad y dirección de viento, la orientación de la barquilla y el estado de operación. A los efectos de la utilización de estas series históricas se efectuaron algunos ajustes con el objeto de asegurar la calidad de los datos, como fue la eliminación de condiciones con valores anómalos, periodo de no operación y condiciones de operación con alguna incidencia deducida del indicador de condición de operación, así como disponer de una serie histórica simultánea de todos los aerogeneradores.

Por otro lado, se tiene una serie histórica diezminutal obtenida en la estación meteorológica que se extiende entre diciembre del año 2012 y setiembre del año 2019. En esta medición se efectúa la medición de velocidad en cuatro niveles (99.3 m, 89.2 m, 70 m y 52.8 m), la dirección de viento en dos (98.2 m y 70 m), así como la temperatura (2 m y 98.3 m).

El parque eólico, dependiendo de la dirección de viento se compone de una o dos filas de aerogeneradores. El aerogenerador más próximo a la estación meteorológica se encuentra corriente arriba a 8 diámetros en la dirección OESTE.

6 – Análisis del desempeño del parque eólico utilizando diversos modelos de estela.

Para analizar el desempeño del parque eólico con el modelo mencionado se utilizó la serie histórica de datos meteorológicos, obteniéndose la producción de cada aerogenerador del parque para cada componente de dicha serie histórica. Luego, se obtuvieron series históricas simultáneas entre esta y la correspondiente a la producción de cada aerogenerador.

El modelo viene siendo ejecutado utilizando las diferentes modelaciones de estelas. A modo de ejemplo, utilizando el modelo de estela identificado como Porté-Agel, se ejecutó el modelo de diseño del parque con valores de los parámetros sugeridos en la bibliografía como los presentado en Campagnolo, et al., 2019. Además, se ejecutó el programa ajustando dichos parámetros teniendo en cuenta el tipo de terreno en el cual se ubica el parque eólico. En la tabla 6.1 se presenta el valor hallado de factor de capacidad.

Parámetros	Factor de capacidad Parque (%)	Factor de Capacidad calculado (%)
$k_a = 0.054, k_b = 0.025, \alpha^* = 2.32, \beta^* = 0.154$	51	53
$k_a = 0.081; k_b = 0.038; \alpha^* = 20; \beta^* = 1.5;$	51	51

Tabla 6.1 – Factor de capacidad determinado al modificar parámetros de modelo de estela

En estos resultados se aprecia que el ajuste de los parámetros da lugar a una mejora en el valor del factor capacidad. Sin embargo, si se analiza la correlación que existe entre las series históricas de producción se obtienen los resultados presentados en la tabla 6.1. Es decir que se reduce la correlación que se tiene entre las series históricas de producción.

A los efectos de profundizar en la diferencia se analizó la serie histórica de diferencia de producción del parque entre el valor real y el determinado a partir del modelo. Se definió la diferencia como la producción real menos la calculada. Para esta serie histórica se construyó una curva de densidad d probabilidad la cual se presenta en la figura 6.1.

Parámetros	Coeficiente de correlación			
	Producción del Parque	Aerogenerador 1	Aerogenerador 2	Aerogenerador 12
$k_a = 0.054$, $k_b = 0.025$, $\alpha^* = 2.32$, $\beta^* = 0.154$	0.589	0.568	0.542	0.529
$k_a = 0.081$; $k_b = 0.038$; $\alpha^* = 20$; $\beta^* = 1.5$;	0.574	0.565	0.499	0.481

Tabla 6.1 – Coeficiente de correlación entre las series históricas de producción

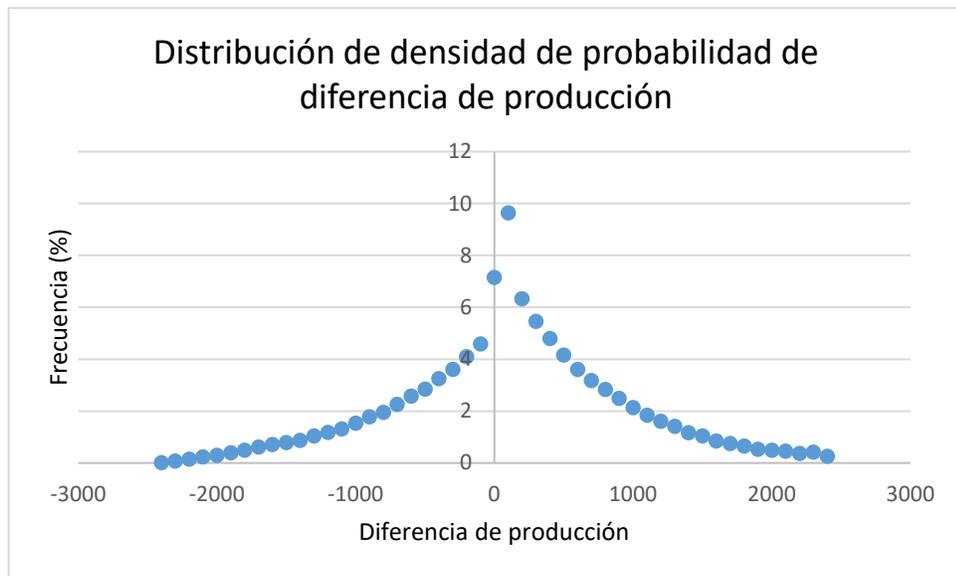


Figura 6.1 – Curva de distribución de densidad de probabilidad de diferencia de producción

A partir de este resultado se obtuvo que la desviación estándar resultó de 30 kW y la asimetría se estimó en 11 kW.

Se observa que la distribución presenta su valor máximo en cero y tanto la desviación estándar como la asimetría parecen menores para los niveles de producción media que es 33048 kW.

7 – Bibliografía

Bastankhah, M. and Porté-Agel, F., “A new analytical model for wind-turbine wakes”, *Renewable Energy*, 2014.

Campagnolo, F., Molder, A., Schreiber, J., Bottasso, B., “Comparison of Analytical Wake Models with Wind Tunnel Data”, *Wake Conference 2019*, IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series **1256**, 2019.

Crespo, A., Hernández, J. y Frandsen, S., “A survey of modelling methods for wind-turbine wakes and wind farms”, *Wind Energy*, vol. 2, issue 1, pp. 1-24, 1999.

Katic, I.; Højstrup, J.; Jensen, Niels Otto, “A Simple Model for Cluster Efficiency”, Technical University of Denmark, In W. Palz, & E. Sesto (Eds.), *EWEC'86. Proceedings. Vol. 1* (pp. 407-410), 1987.

Lesieur, M., “Turbulence in Fluid”, R. Moreau, IBN 0-7923-4415-4, 1997

Zhang, M.H., “Wind Resource assessment and micro-siting. Science and Engineering”, China Machine Press, John Wiley and Sons, 2015.