

Analysis of the Wake Effect in the Distribution of Wind Turbines

R. Iracheta-Cortez, *Member, IEEE*, and J. Dorrego-Portela

Abstract—The annual net energy production in wind farms is severely reduced by the wake effect. During the process of planning and designing wind farms, it is necessary to optimize the distribution of wind turbines for reducing the negative impact of wake effect on wind farms. This article presents a parametric study to estimate the annual net energy production and the undesirable wake effect for different wind farm layout designs in a site located in the municipality of Asunción Ixtaltepec, Oaxaca, México. The aim of this study is to find the optimal wind farm layout to maximize the annual energy production and to keep the wake losses under a threshold of five percent. Each wind farm layout design is simulated in Matlab and WAsP through a linear wind model by taking into account the terrain roughness. Finally, the results of this parametric study are compared with the practical recommendation given by the Danish Association of the Wind Industry.

Index Terms—Annual net energy production, Optimization, Wake effect, Software WAsP, Wind turbine, Wind farm layout.

I. INTRODUCCION

EL proceso primario de conversión de energía de los aerogeneradores consiste en extraer la energía cinética del viento para convertirla en energía mecánica a través del eje del rotor eólico. Durante este proceso, la incidencia del viento sobre el rotor eólico provoca un flujo de aire inestable y/o turbulento que hace variar la velocidad y la dirección del viento en la dirección aguas abajo del aerogenerador, a este fenómeno se le conoce como efecto estela [1]. Por lo tanto, los aerogeneradores localizados aguas abajo reciben una entrada de viento modificada tanto en términos de velocidad media como de turbulencia, produciendo de esta manera menos energía. El efecto estela es un tema imprescindible durante el proceso de planeación y diseño de un parque eólico ya que este fenómeno impacta directamente en cuestiones económicas como la disminución de la producción anual de energía y el aumento de los costos de operación y mantenimiento (O&M) como consecuencia del aumento de las cargas de fatiga en las palas de los aerogeneradores [2-3]. También, cuando no se aplica el mantenimiento adecuado, el tiempo de vida útil de los aerogeneradores de un parque eólico puede verse severamente disminuido.

Este trabajo de investigación fue apoyado por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) a través del Fondo de Sustentabilidad Energética SENER-CONACYT y el proyecto P-20 del CEMIE-Eólico.

R. Iracheta-Cortez está con Cátedras-CONACYT-Universidad del Istmo, Tehuantepec, Oaxaca, México. (e-mail: riracheta@conacyt.mx).

J. R. Dorrego está con la Universidad del Istmo, Tehuantepec, Oaxaca, México. (e-mail: r.dorrego.63@hotmail.com).

Actualmente, la nueva tendencia de desarrollo tecnológico de la industria eólica mundial está llevando a producir turbinas eólicas cada vez más grandes, para extraer la mayor cantidad de potencia, para luego instalarlas en parques eólicos de mayor tamaño. En este contexto, es imprescindible contar con modelos matemáticos adecuados y ampliamente validados mediante resultados experimentales para analizar y comprender el efecto negativo de la estela en los parques eólicos [1-5]. El uso de herramientas computacionales donde se incorporen dichos modelos es necesario para que los desarrolladores de parques eólicos puedan optimizar la distribución de aerogeneradores para minimizar el efecto estela.

El problema de la optimización del diseño de parques eólicos es un proceso complejo ya que está sujeto a varios objetivos y restricciones financieras y de ingeniería [1-2, 6-9]. Por un lado, el objetivo primario del diseño de parques eólicos es maximizar la producción de energía, la cual, se logra reduciendo la distancia entre aerogeneradores. Sin embargo, al reducir la distancia entre aerogeneradores también se incrementa el efecto negativo que genera la estela en el parque eólico. La solución más simple para reducir el efecto de la estela en el parque sería incrementar la distancia entre aerogeneradores, sin embargo, también se tienen que contemplar las restricciones de la disponibilidad del terreno y el aumento de los costos de infraestructura eléctrica como la de los cables subterráneos. En la literatura especializada, se menciona que las pérdidas de potencia típicas debidas al efecto estela en parque eólicos se encuentran en el rango del 5 al 15% cuando la separación entre aerogeneradores está entre 4 y 8 veces el diámetro del rotor [10-11]. Actualmente, es muy común que los parques eólicos trabajen con pérdidas por el efecto estela en el rango del 10 al 20% [12-13]. De acuerdo con la Asociación Danesa de la Industria Eólica (DWIA, por sus siglas en inglés), se recomienda que la separación óptima entre los aerogeneradores esté entre 5-9 veces el diámetro del rotor en la dirección predominante del viento y entre 3-5 veces el diámetro en el sentido perpendicular a la dirección del viento predominante, como se muestra en la Fig. 1 [14]. Dicha recomendación es muy general y no podría usarse arbitrariamente para determinar la distribución de los aerogeneradores en cualquier emplazamiento ya que las pérdidas por el efecto estela también están influenciadas por la geometría del rotor, la rugosidad del terreno y las características del viento. Por lo tanto, es importante hacer un estudio detallado para precisar los rangos de las pérdidas causadas por el efecto estela en función de la separación de los diámetros del rotor entre aerogeneradores.

En este artículo se lleva a cabo un estudio paramétrico para estimar la producción anual de energía y las pérdidas causadas

por el efecto estela para diferentes diseños de parques eólicos en un emplazamiento localizado en el municipio de Asunción Ixtaltepec, Oaxaca, México. El objetivo de este estudio es obtener la distribución óptima de los aerogeneradores dentro del parque eólico maximizando la producción neta anual de energía y manteniendo las pérdidas causadas por del efecto estela por debajo de un umbral del 5%. Los resultados obtenidos del proceso algorítmico desarrollado en Matlab se validan con en el software comercial WAsP, que es el estándar de la industria eólica a nivel mundial, y se contrastan con la recomendación práctica de la asociación danesa de la industria eólica DWIA [15].

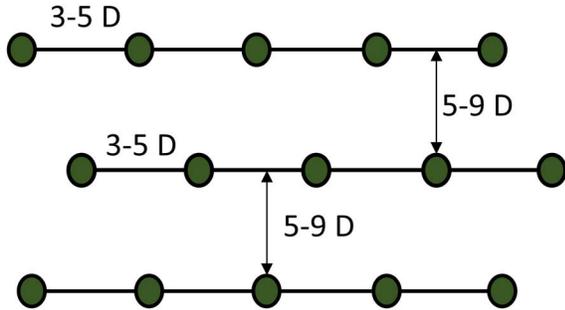


Fig. 1. Distribución de aerogeneradores recomendada por DWIA [14].

II. MODELO DEL EFECTO ESTELA

En la literatura especializada se han propuesto diferentes modelos de estela para analizar el comportamiento del flujo de viento en parques eólicos. De forma general, dichos modelos se clasifican en: a) Modelos basados en la longitud de la rugosidad, b) Modelos basados en la Dinámica de Fluidos Computacionales (CFD, por sus siglas en inglés) y c) Modelos cinemáticos [16]. Los modelos basados en la longitud de la rugosidad tratan a la turbina como un obstáculo que impacta en el perfil del viento atmosférico, el cual se utiliza para predecir las pérdidas de estela sobre una gran turbina o la interacción de la estela entre turbinas [17]. Los modelos basados en CFD resuelven las ecuaciones de Navier-Stokes y se caracterizan por ser muy precisos pero, a su vez, son altamente demandantes de tiempo computacional [18-21]. En contraste, los modelos cinemáticos se basan en perfiles de déficit de velocidad autosimilares, empleando sólo la ecuación de momento [3, 19-21]. Además, la descripción de estela no considera la región de expansión inicial. Los modelos cinemáticos son ampliamente utilizados dado que utilizan formulaciones simples que no exigen demasiados recursos computacionales. Entre los principales modelos de estela cinemáticos se encuentran: Larsen, Frandsen y Jensen [2-3, 16, 22]. Para fines prácticos en este artículo solo se analizará el modelo de Jensen.

A. Modelo de Jensen

El modelo de estela de Jensen ha sido ampliamente utilizado en la literatura especializada, debido a su simplicidad y robustez, para cuantificar la reducción de la velocidad del viento aguas abajo de una turbina eólica [23-24]. Dicho modelo de estela lineal se basa en los principios de conservación de la masa donde se asume, de forma ideal, que el flujo de aire es

axialmente simétrico, sin rotación ni turbulencia y que el perfil de la estela tiene forma cónica en dos dimensiones, tal como se muestra en la Fig. 2. En dicha figura se asume que el viento fluye de izquierda a derecha a la velocidad u_0 e impacta la turbina de diámetro D_r .

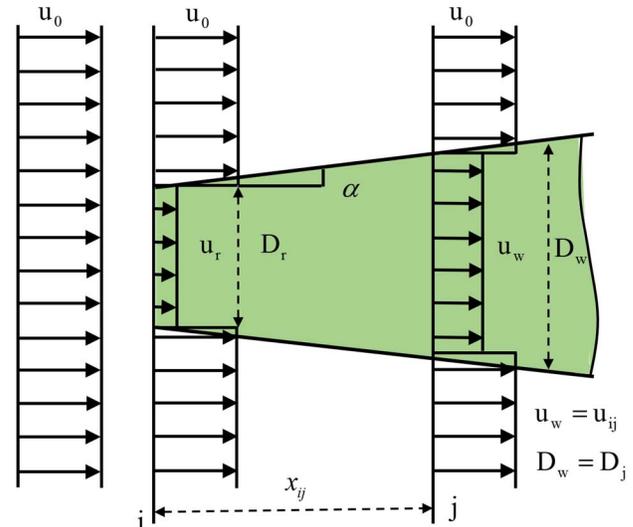


Fig. 2. Modelo de estela de Jensen [23].

Por lo tanto, la ecuación de balance de momento está dada por

$$\left(\frac{D_r}{2}\right)^2 u_r + \left[\left(\frac{D_w}{2}\right)^2 - \left(\frac{D_r}{2}\right)^2\right] u_0 = \left(\frac{D_w}{2}\right)^2 u_w, \quad (1a)$$

donde

$$D_x = D_r + 2\alpha x, \quad (1b)$$

es el diámetro de la estela a la distancia x aguas abajo del rotor eólico y

$$\alpha = 0.5 / \ln(z/z_0) \quad (1c)$$

es un término adimensional que determina pendiente con la que se expande linealmente la estela con la distancia x . La variable z en (1c) es la altura del buje en metros del aerogenerador que produce la estela y z_0 es la constante de rugosidad de superficie en metros, la cual depende de las características del terreno. El término u_r es la velocidad del viento severamente reducida directamente detrás de la turbina y está dada por

$$u_r = (1 - 2a)u_0 \quad (1d)$$

y puede aproximarse a 1/3 de la velocidad ambiente [23]. El término u_w es la velocidad del viento en la turbina afectada por el efecto estela. Si se considera que el subíndice i es la posición de la turbina que genera la estela y j es la posición afectada por esta. Por lo tanto, la velocidad del viento del aerogenerador afectado por el efecto estela en la posición j está dada por

$$u_j = (1 - \Delta u_{ij}) u_0, \quad (1e)$$

donde

$$\Delta u_{ij} = 2a \left(\frac{D_r}{D_r + 2\alpha x_{ij}} \right)^2 = 2a \left(\frac{D_r}{D_j} \right)^2 \quad (1f)$$

es el déficit de velocidad inducida de la posición j por la estela generada por i . El término a , que aparece en el numerador de (1f), se le conoce como el factor de inducción axial que indica el decrecimiento fraccionario de la velocidad del viento se define como $a = (u_0 - u_j)/u_0$. El factor de inducción axial se relaciona con el coeficiente de empuje de la turbina, C_T , a través de

$$a = 0.5(1 - \sqrt{1 - C_T}). \quad (1g)$$

El término x_{ij} en (1f) es la distancia entre las posiciones i y j . Si se asume en (1f) que tanto C_T como x_{ij} son conocidos, el valor recomendado para a es de 0.075 para los parques eólicos en tierra y de 0.05 para los parques eólicos el mar [5, 25].

El término D_j es el diámetro de la estela en la posición j está dado por

$$D_j = D_r \sqrt{\frac{1-a}{1-2a}}. \quad (1h)$$

Para el análisis del efecto estela en un parque eólico donde se tienen muchas turbinas, se debe de considerar que las múltiples estelas pueden intersectarse y afectar a las turbinas aguas abajo al mismo tiempo, como se muestra en la Fig. 3.

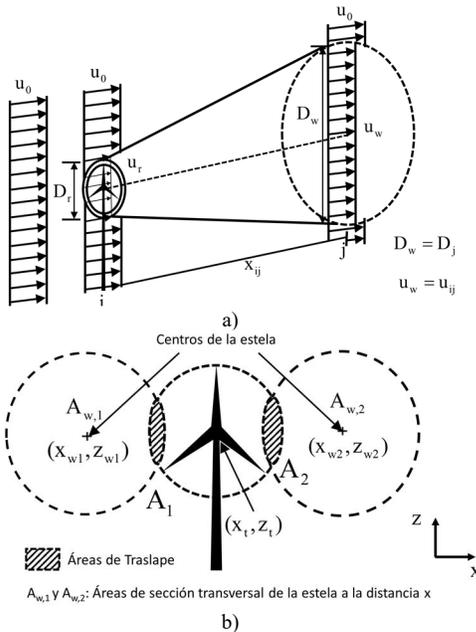


Fig. 3. Modelo de Park. a) Modelo de estela 3D, b) Interacción parcial de múltiples estelas en turbinas eólicas.

Al modelo de Jensen se le denomina modelo de Park cuando se consideran múltiples estelas en un parque eólico [25-27]. En dicho modelo se asume que la energía cinética de una turbina

afectada por el efecto estela es igual a la suma de los déficits de energía cinética en la posición j que producen N aerogeneradores en la posición i . La expresión para analizar la velocidad aguas debajo de N turbinas está dada por

$$u_j = \left(1 - \sqrt{\sum_{i=1}^N \left(1 - \frac{u_i}{u_0} \right)^2} \right) u_0. \quad (2a)$$

El análisis de efecto estela en parques eólicos se complementa con el uso de un sistema de coordenadas rectangulares (x, y) para delimitar el polígono donde se distribuirán las turbinas del parque eólico y para ubicar todos los sectores afectados por el efecto estela en cada turbina. Posteriormente, por medio de la extrapolación 3D del modelo de Park [26-27], mostrada en la Fig. 3a, se determina

$$d_{rw} = \sqrt{(x_t - x_w)^2 + (z_t - z_w)^2}, \quad (2b)$$

la distancia entre el buje de una turbina, con coordenadas (x_t, z_t) y la línea central de la estela, con coordenadas (x_w, z_w) . Posteriormente, se verifica por medio de

$$d_{rw} < (D_r + D_w) / 2, \quad (2c)$$

si la estela tiene algún tipo de interacción parcial en el área de barrido del rotor, como se observa en la Fig. 3b. Para el caso opuesto,

$$d_{rw} \geq (D_r + D_w) / 2 \quad (2d)$$

la estela no actúa en el área de barrido del rotor. Este proceso de verificación se repite para todas las turbinas del parque eólico afectadas por múltiples estelas. Cuando hay interacción parcial de la estela en el área de barrido del rotor eólico, se calcula el área de traslape como

$$\begin{aligned} A_{\text{Overlap}} = & \left(\frac{D_r}{2} \right)^2 \cos^{-1} \left(\frac{d_{rw}^2 + (D_r/2)^2 - (D_w/2)^2}{2d_{rw}(D_r/2)} \right) \\ & + \left(\frac{D_w}{2} \right)^2 \cos^{-1} \left(\frac{d_{rw}^2 + (D_w/2)^2 - (D_r/2)^2}{2d_{rw}(D_w/2)} \right) \\ & + \frac{1}{2} \left(\sqrt{(-d_{rw} + 0.5(D_r + D_w))(d_{rw} + 0.5(D_r - D_w))} \right) \\ & \left(\sqrt{(d_{rw} + 0.5(-D_r + D_w))(d_{rw} + 0.5(D_r + D_w))} \right). \quad (2e) \end{aligned}$$

La conversión de esta área en porcentaje del área barrido del rotor eólico está dada por

$$A_{\text{Overlap}} (\%) = \frac{A_{\text{Overlap}}}{\pi r_r^2}. \quad (2f)$$

La expresión para encontrar la velocidad efectiva del viento para una turbina eólica está dada por:

$$u_{j,efectiva} = u_j A_{overlap} (\%) + u_0 (1 - A_{overlap} (\%)). \quad (2g)$$

Con la velocidad efectiva se calcula la producción de energía de un parque eólico.

III. CASO DE ESTUDIO

En esta sección se hace una breve descripción del emplazamiento donde se planea instalar el parque eólico. Posteriormente, se analizan los datos del viento para seleccionar la clase y el tipo de aerogeneradores más adecuada para el sitio bajo estudio [28].

A. Descripción del Emplazamiento

El emplazamiento está ubicado en el municipio de Asunción Ixtaltepec, en la región del Istmo de Tehuantepec, al sureste del Estado de Oaxaca, México con coordenadas geográficas de 16.502° latitud Norte y 95.12632° longitud Oeste, a una altura promedio de 50 metros sobre el nivel del mar (msnm).

El emplazamiento cuenta con una superficie aproximada de 1,000 hectáreas. El relieve del sitio es principalmente plano debido a la cercanía con la zona costera del Pacífico, favorece fuertes vientos. Sin embargo, hacia el norte de la región comienza a elevarse y se presentan algunas montañas con una altura promedio de 300 msnm.

De acuerdo con la zona del emplazamiento presenta buenas condiciones para la instalación de un parque eólico dado que las rugosidades que se presenta son bajas. Esto se debe, principalmente, a que el sitio comprende mayormente terrenos de cultivo con cierta vegetación y otras zonas con árboles. El rango de clases de rugosidad para este tipo de terrenos puede variar de 0.5 a 3 [29]. En términos de la longitud de rugosidad, estos rangos de clases corresponden a variaciones de longitud de 0.05 a 0.30 m.

La estimación precisa de la longitud de rugosidad es importante para caracterizar adecuadamente los datos del viento para luego, determinar la producción de energía eólica.

B. Caracterización del Recurso Eólico

Para la evaluación del recurso eólico se analizaron los datos del viento registrados en una estación anemométrica ubicada en la ciudad de Ixtepec, Oaxaca. Las mediciones de las velocidades del viento en dicha estación fueron tomadas a 20 y 40 m de altura. La ciudad de Ixtepec se encuentra a 60 msnm y tiene una superficie total de 206.14 km².

En la Tabla I se muestra información general de los datos obtenidos de la estación anemométrica Ixtepec.

TABLA I
INFORMACIÓN GENERAL SOBRE LA BASE DE DATOS DEL VIENTO

Datos Generales			
Estación	Ixtepec	Elevación	60 m
Latitud	N 16° 34' 0.00"	Longitud	W 95° 16' 0.00"
Fecha de inicio	01/01/2015 00:00	Fecha final	31/01/2015 00:00
Duración	12 meses	Clase de potencia	5 (Excelente)

De acuerdo con la norma IEC61400-1 [30], las expresiones matemáticas más comúnmente usadas para estimar la variación de la velocidad promedio del viento con la altura son: a) el perfil logarítmico,

$$v(z) = v(z_{ref}) \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_{ref}/z_0)}, \quad (5a)$$

y b) el perfil de la ley de potencias o ley exponencial de Hellman,

$$v(z) = v(z_{ref}) \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^\alpha, \quad (5b)$$

donde $v(z)$ es la velocidad del viento en m/s a la altura z sobre el nivel del suelo en m, z_r es una altura de referencia sobre el nivel del suelo, z_0 es la longitud de rugosidad en m y α es exponente de cizalladura del viento o exponencial de Hellman que varía con la rugosidad del terreno.

Para el diseño de clases estandarizadas de turbinas eólicas se asume en (5a) que $\alpha=0.2$. Sin embargo, cuando se tienen dos puntos de medición de velocidades del viento, se puede estimar el coeficiente α despejando (5b)

$$\alpha = \frac{\log(v(z)/v(z_{ref}))}{\log(z/z_{ref})}. \quad (5c)$$

El valor de α calculado con los datos de medición del viento para las alturas de 20 y 40 m en la estación anemométrica de ciudad Ixtepec fue de 0.2336. Por medio de la siguiente expresión matemática

$$z_0 = \exp(\log(15.25) - 1/\alpha). \quad (5d)$$

se puede correlacionar α con la longitud de rugosidad (z_0). Por lo tanto, la longitud de rugosidad del terreno calculada para el caso de estudio es de 0.21 m. En la Fig. 4 se muestra la gráfica con el perfil mensual de las velocidades del viento para las alturas de medición, 20 y 40 m, y además, muestra la extrapolación de velocidades del viento a 75 m que corresponde a la altura del buje del aerogenerador de acuerdo a los datos técnicos mostrados en la Tabla II. Las velocidades promedio del viento anual para 20, 40 y 75 m fueron de 6.24, 7.24 y 8.52 m/s, respectivamente.

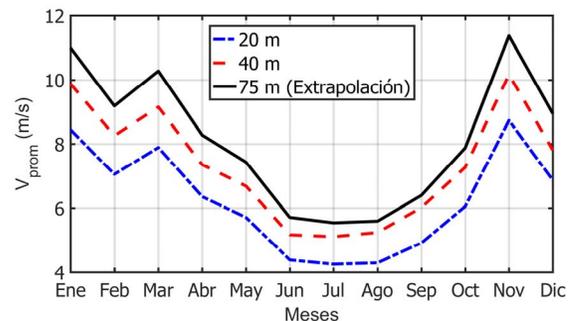


Fig. 4. Perfil mensual de las velocidades del viento en m/s.

TABLA II
DATOS TÉCNICOS DEL AEROGENERADOR ALSTOM POWER ECO 110

Alstom Power ECO 110			
Diámetro del rotor:	110 m	Clase de viento (IEC):	II A
Datos operativos			
Velocidad de arranque:	3 m/s	Velocidad de corte:	25 m/s
Potencia nominal:	3 MW	Rotor:	110 m
Área de barrido:	9,469 m ²		
Tren de accionamiento			
Caja multiplicadora:	3 etapas	Tipo:	Planetario
Generador			
Tipo:	Asíncrono DFIG	Frecuencia:	60 Hz
Voltaje nominal:	690 V		
Torre			
Altura del buje	75/90/100 m		

En la Fig. 5 se presenta el mapa de la rosa de los vientos, donde se observa que la dirección predominante del viento se encuentra en el sector Norte (0°) con una frecuencia de aproximadamente 35%.

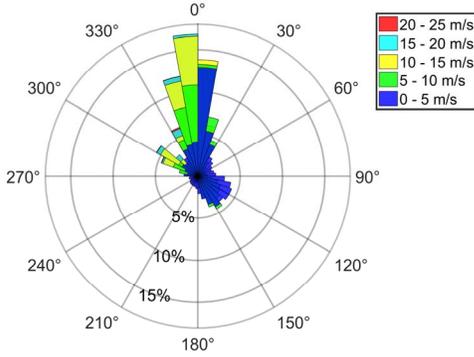


Fig. 5. Rosa de los vientos.

Para la caracterización de los datos del viento, se utilizó la función de distribución de Weibull,

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right), \quad (5e)$$

y la función de distribución de Weibull acumulativa,

$$F(v) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right), \quad (5f)$$

donde $f(v)$ es la frecuencia o probabilidad de ocurrencia para velocidad del viento v en m/s, $F(v)$ es la distribución de probabilidad acumulada, k y c son los factores forma y escala de Weibull, respectivamente. Para la estimación de los parámetros k y c en (5e), se utilizó el método de máxima energía (MLE, por sus siglas en inglés) [32]. La solución del método MLE se basa en el planteamiento la función de multiplicadores de Lagrange para (5e). De tal forma,

$$L(k, c, v_1, v_2, \dots, v_n) = \prod_{i=1}^n f(k, c, v_i) \quad (5g)$$

donde v_i es la i -ésima muestra de la velocidad del viento. Derivando (5g) con respecto a k y c tenemos

$$\frac{\partial \ln L}{\partial k} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n (v_i)^{k-1} \log(v_i)\right)}{\left(\sum_{i=1}^n (v_i)^k\right)} - \frac{1}{k} - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \log(v_i) = 0 \quad (5h)$$

y

$$\frac{\partial \ln L}{\partial c} = \frac{k}{c} \left[\sum_{i=1}^n \left(\frac{v_i}{c}\right)^k - n \right] = 0. \quad (5i)$$

La ecuación (5h) se resuelve iterativamente evaluando k . Esto se logra por el método de Newton-Raphson, que puede describirse de la siguiente forma

$$k_{n+1} = k_n - \frac{g(v_i)}{g'(v_i)}, \quad (5j)$$

donde $g(v_i) = \partial \ln(L) / \partial \ln(k)$ y $g'(v_i)$ es la primera derivada de (5h). Al analizar los datos del viento de ciudad Ixtepec con método MLE, se obtuvo que $k=1.77$ y $c=8.16$ m/s. La Fig. 6 muestra los datos de distribuciones de probabilidad del viento para el rango de 0 a 25 m/s y para 75 m de altura.

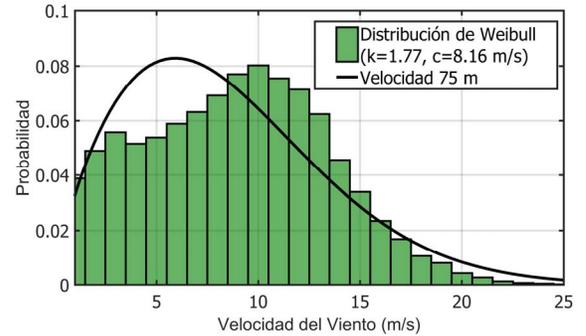


Fig. 6. Distribución de probabilidad de velocidades del viento.

C. Selección del Aerogenerador

Para la selección del aerogenerador se debe tomar en cuenta los parámetros de velocidad del viento e intensidad de turbulencia en el emplazamiento. La norma IEC 61400-1 [31], define los requerimientos de diseño para aerogeneradores, con el fin de mantener su funcionamiento ante las distintas condiciones de operación durante su vida útil. Esta norma define cuatro clases de aerogeneradores (I-IV) de acuerdo a una velocidad de referencia a la altura del buje,

$$V_{ref} = 5V_{ave}, \quad (5k)$$

calculada a partir de la velocidad promedio del viento anual, en periodos de tiempo de 10 minutos, y adicionalmente, cada clase de aerogenerador se subclasifica en las categorías A, B y C, con respecto a la intensidad de turbulencia a 15 m/s

$$IT = \sigma_1 / V_{hub} \quad (5l)$$

donde

$$\sigma_1 = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (v_i - v_{ave})^2} \quad (5m)$$

es la desviación estándar del vector de velocidades del viento con n muestras. Con base a los datos del viento del emplazamiento, $v_{ave}=8.52$ m/s y $\sigma_1=1.90$ m/s extrapolados a 75 m, se tiene que $V_{ref}=42.6$ m/s y la intensidad de turbulencia a 15 m/s es $I_{15}=0.18$. De acuerdo con IEC 61400-1 [30], la selección de un aerogenerador clase IIA sería la más apropiada para este emplazamiento. En este sentido, se seleccionó el aerogenerador Alstom Power Eco 110, de clase II A, con una potencia nominal de 3 MW. La Fig. 7 muestra la curva de potencia del aerogenerador donde se puede observar un rango de operación entre 3 y 25 m/s, alcanzando su potencia nominal a partir de los 13 m/s.

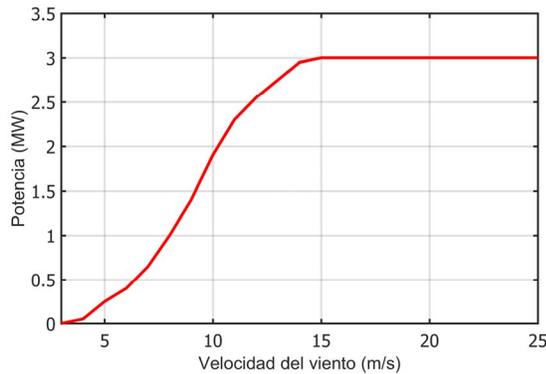


Fig. 7. Curva de potencia de la turbina Alstom ECO 110.

IV. ESTUDIO PARAMÉTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE AEROGENERADORES

En esta sección se presentan los resultados del estudio paramétrico requerido para optimizar la distribución de aerogeneradores como parte del proceso de la planeación y diseño de un parque eólico en el municipio de Asunción Ixtaltepec, Oaxaca. En este estudio se estima la producción anual de energía (PAE) y las pérdidas por efecto estela por medio de una solución algorítmica desarrollada en Matlab. El objetivo del estudio paramétrico fue encontrar la distribución óptima de los aerogeneradores donde se maximice la Producción Anual de Energía (PAE). En este estudio se consideran, como restricciones del diseño, que el área del terreno donde se instalarán los aerogeneradores se mantiene constante y las pérdidas por efecto estela deben mantenerse por debajo del umbral del 5%.

Para todos los casos de estudio se utilizó la distribución en forma de “V” para aminorar las turbulencias causadas por el efecto estela aguas debajo de los aerogeneradores. También, se utilizó el sistema de coordenadas UTM (Universal Transverse Mercator, por sus siglas en inglés) como herramienta de soporte para hacer las distribuciones de los aerogeneradores. En cada

distribución se tomó como punto de referencia la instalación del primer aerogenerador con las siguientes coordenadas UTM: 1827071 m Norte y 275216 m Este. Esta coordenada fue punto de referencia para la distribución de los aerogeneradores.

A. Distribución Óptima de Aerogeneradores

Para la determinación de la distribución óptima de aerogeneradores se consideraron 11 casos estudio con diferentes distribuciones de aerogeneradores, tal como se muestra en la Tabla III. Las configuraciones propuestas se obtuvieron variando la separación de los aerogeneradores tanto en la dirección predominante del viento como en la dirección perpendicular del viento.

TABLA III
CASOS DE ESTUDIO DE DISTRIBUCIÓN DE AEROGENERADORES

No. de diámetros de rotor en DVP	No. de diámetros de rotor en DPVP	No. AG	PAE bruta (GWh)	PAE neta (GWh)	Pérdida por estela (%)
9	3	32	491.84	471.88	4.06
9	4	25	384.27	372.65	3.03
9	5	21	323.09	315.07	2.48
9	6	17	261.13	256.33	1.84
7	5	26	398.52	384.18	3.6
8	5	21	322.50	314.17	2.58
10	5	17	261.73	258.80	1.88
3	2	121	1845.96	1481.26	19.76
5	3	53	809.52	746.32	7.81
7	4	30	460.21	442.08	3.94
11	6	15	230.44	227.20	1.41

AGS = Aerogeneradores, DVP = Dirección del viento predominante, DPVP = Dirección perpendicular al viento predominante, No. AEG = Número de aerogeneradores, PAE = Producción anual de energía, GWh = Giga-Watts hora.

En los resultados mostrados en la Tabla III se puede observar que 9 de los 11 casos presentaron pérdidas por efecto estela por debajo del umbral del 5%. Las distribuciones de aerogeneradores 3-2 y 5-3 fueron descartadas del proceso de diseño del parque eólico porque presentaron pérdidas por efecto estela de 19.76% y 7.81%, respectivamente. Dichos valores de pérdidas están por encima del umbral del 5% establecido como restricción de diseño. El caso de estudio que presentó el mayor PAE, considerando que las pérdidas de efecto estela están por debajo del umbral del 5%, fue la distribución 9-3 y por lo tanto, es considerado como la solución óptima. La producción de energía de la distribución 9-3 fue de 471.88 GWh.

En la Fig. 8 se muestran los resultados de las pérdidas por efecto estela en porcentaje y por aerogenerador que experimentan las distribuciones de aerogeneradores 9-3. En ambas figuras se observa que las primeras filas de aerogeneradores tienen menores pérdidas de efecto estela, debido a la velocidad libre del viento, en comparación de los aerogeneradores que operan bajo las turbulencias generadas aguas abajo.

B. Producción Anual de Energía (PAE)

En la Fig. 9 se muestra el perfil de producción de energía bruta y neta mensual en GWh para la distribución 9-3 donde se obtuvo la mayor Producción Anual de Energía (PAE) para un umbral de pérdidas por efecto estela menor igual al 5%. Los

datos del PAE se utilizan para evaluar la viabilidad económica del parque eólico.

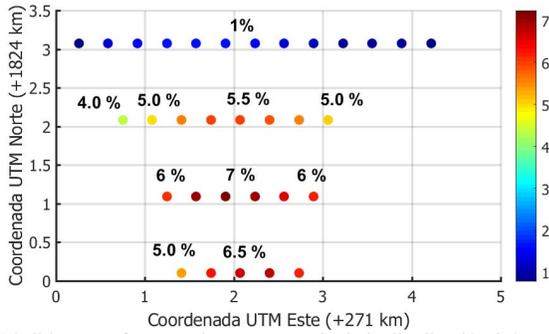


Fig. 8. Pérdidas por efecto estela en porcentaje de la distribución 9-3.

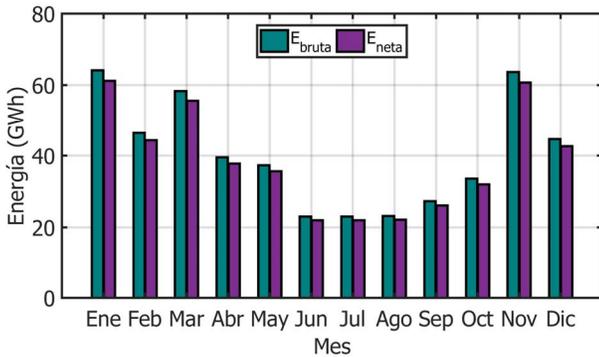


Fig. 9. Perfil mensual de producción de energía para la distribución 9-3.

V. VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PARQUE EÓLICO

En esta sección se presentan los resultados del estudio de viabilidad económica del parque eólico en Asunción Ixtaltepec, Oaxaca [32]. El objetivo de dicho estudio fue evaluar el impacto que tienen las pérdidas totales del parque en el cálculo del retorno de la inversión del proyecto eólico. Se entiende por pérdidas totales a la suma de las pérdidas debidas al efecto estela y las pérdidas debidas al efecto Joule en los cables subterráneos. En la propuesta final de diseño del parque eólico en Asunción Ixtepec, la configuración 9-3 con las pérdidas por efecto estela se mantienen por debajo del umbral del 5 % y las pérdidas del efecto Joule son menores el 3 %. Para el análisis económico se estimó que el costo inicial de inversión del parque eólico es de 1600 USD/kW instalado y los costos anuales de operación y mantenimiento (O&M) son de aproximadamente el 2% del costo de capital durante todo el periodo de vida útil del proyecto eólico. Se consideró que el periodo de vida útil del proyecto es de 20 años y la tasa de interés anual para el cálculo de los costos del capital es del 6%. Para estimar los precios de compra y energía eléctrica se utilizó como referencia el Precio Marginal Local (PML) correspondiente al nodo Ixtepec Potencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el año 2018. La información referente a los PML's fue obtenida de los reportes diarios del Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del día en adelante. Por lo tanto, los precios máximo, promedio y mínimo para la venta de electricidad en el nodo Ixtepec Potencia durante el año 2018 fueron, respectivamente, de 0.13, 0.10 y 0.07 USD/kW. Adicionalmente, en el análisis

económico se consideró: a) la producción de energía bruta, b) la producción de energía neta, y c) los flujos de caja a valores con descuento. La Fig. 10a muestra los resultados de flujo de caja con descuento y la Fig. 10b muestra el resultado de flujo de caja acumulado en millones de dólares (mmd). En esta última gráfica se puede observar que, para valores con descuento, el retorno de la inversión es de 4.60 y 4.86 años para PAE bruta y neta, respectivamente. El impacto de las pérdidas totales para los retornos con descuento es de 0.26 años.

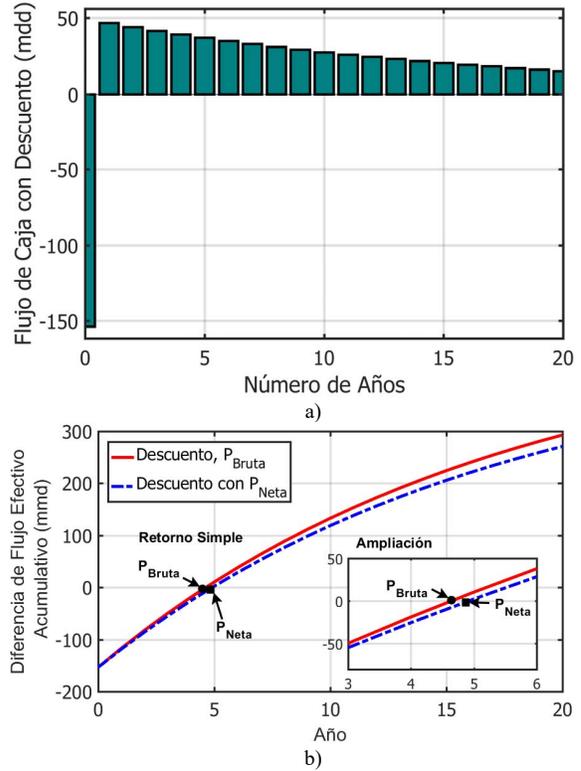


Fig. 10. Resultados del análisis económico. a) Flujo de caja con descuento, b) Flujo de caja acumulado.

En la Tabla IV se resumen los principales parámetros económicos como el Costo Presente Neto (NPC, por sus siglas en inglés) y costo nivelado de la energía (COE, por sus siglas en inglés). El signo negativo del NPC es un indicativo de que proyecto eólico es financieramente viable. La viabilidad del proyecto también puede visualizarse cuando el COE del proyecto eólico es menor a los precios de la electricidad en el nodo de interconexión.

TABLA IV
RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Caso de Estudio	Flujo de Efectivo	NPC (mmd)	COE (USD/kWh)
1	P _{Bruta} Descuento	-413.14	0.0743
2	P _{Neta} Descuento	-385.71	0.0727

VI. CONCLUSIONES

En este artículo se presentó un estudio paramétrico para analizar las pérdidas por efecto estela para diferentes distribuciones de aerogeneradores para el diseño de un parque eólico en el municipio de Asunción Ixtaltepec, Oaxaca. En este

estudio de determinaron los rangos de pérdidas del efecto estela en función de la separación de los aerogeneradores dentro del parque eólico, la rugosidad del terreno, la geometría del rotor seleccionado y el régimen del viento de la zona. El estudio presentado es importante para determinar la eficiencia del parque eólico y para evaluar la viabilidad económica del proyecto eólico.

A partir de los resultados, se observa que al disminuir la separación entre aerogeneradores aumenta considerablemente la producción anual de energía anual, pero se incrementan las pérdidas por efecto estela. De las simulaciones realizadas, se concluye que la distribución óptima para mantener las pérdidas por efecto estela en el umbral del 5% fue la configuración 9-3 con 32 aerogeneradores y una producción anual de 471.88 GWh. Las demás configuraciones de aerogeneradores de aerogeneradores con pérdidas por efecto estela por debajo del umbral del 5% por ciento tienen más separación entre aerogeneradores y producen menos energía por año, por lo tanto, no se consideran una opción viable para el diseño del parque eólico. La configuración de aerogeneradores 5-3 con 53 aerogeneradores y con una producción anual neta de energía de 746.32 GWh no resultó óptima porque las pérdidas por efecto estela superaron el 5%. En el análisis económico, se demostró que las pérdidas totales del parque eólico impactan directamente en el periodo de retorno de la inversión del proyecto. Desde el punto de vista económico, las pérdidas debidas al efecto estela aumentan el periodo de retorno de la inversión del proyecto eólico. En contraste, cuando se omiten dichas pérdidas, se puede disminuir el período de retorno de la inversión. Finalmente, el proceso de planeación y diseño de parques eólicos debe complementarse con los estudios de impacto ambiental y social.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el apoyo recibido al posgrado en Ciencias en Energía Eólica de la Universidad del Istmo, al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT).

REFERENCIAS

- [1] R. Shakoor, M. Y. Hassan, A. Raheem, N. Rasheed, "The Modelling of Wind Farm Layout Optimization for the Reduction of Wake Losses", *Indian Journal of Science and Technology*, vol. 8, no. 17, 2015.
- [2] R. Shakoor, M. Y. Hassan, A. Raheem, Y. K. Wu, "Wake effect modeling: A review of wind farm layout optimization: using Jensen's model", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 1048–1059, May, 2016.
- [3] T. Göçmen, P. van der Laan, P. E. Réthoré, A. Peña Diaz, G. C. Larsen, S. Ott, "Wind turbine wake models developed at the technical university of Denmark: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 60, pp. 752–769, July 2016.
- [4] L. Li, L. Gao, Y. Liu and Y. Cui, "Numerical simulation of wake interference effects on the downstream wind turbine," *International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015)*, Beijing, 2015, pp. 1-6.
- [5] R. J. Barthelmie, L. Folkerts, G. C. Larsen, K. Rados, S. C. Pryor, S. T. Frandsen, B. Lange, G. Schepers, "Comparison of wake model simulations with offshore wind turbine wake profiles measured by sodar", *Journal of atmospheric and oceanic technology*, 2006, vol. 23, no. 7, pp. 888-901, 2006.
- [6] H. Yang, Member, K. Xie, H.-M. Tai, Y. Chai, "Wind Farm Layout Optimization and Its Application to Power System Reliability Analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 2135-2143, 2016.
- [7] S. Lua, H. M. Kim, "Wind farm layout design optimization through multi-scenario decomposition with complementarity constraints", *Engineering Optimization*, vol. 46, no. 12, pp. 1669-1693, 2014.
- [8] M. Samorani, "The Wind Farm Layout Optimization", *Handbook of wind power systems*. Springer Berlin Heidelberg, pp. 21-38, 2013.
- [9] R. Shakoor, M. Y. Hassan, A. Raheem, N. Rasheed, M.N.M Nasir, "Wind Farm Layout Optimization by Using Definite Point Selection and Genetic Algorithm", *Power and Energy (PECon), 2014 IEEE International Conference*, pp. 191-195, 2014.
- [10] M. Ali, J. Matevosyan, J.V. Milanovi, L. Söder, "Effect of wake consideration on estimated cost of wind energy curtailments", *8th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power, Bremen*, pp. 14-15, 2009.
- [11] R. Billinton, A.A. Chowdhury, "Incorporation of wind energy conversion systems in conventional generating capacity adequacy assessment", *In IEEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)*, vol. 139, no. 1, pp. 47-56, 1992.
- [12] A. S. Padrón, A. P. J. Stanley, J. J. Thomas, J. J. Alonso, A. Ning, "Polynomial chaos for the computation of annual energy production in wind farm layout optimization", *In Journal of Physics: Conference Series*, vol. 753, no. 3, 2016.
- [13] R. J. Barthelmie, S. T. Frandsen, M. N. Nielsen, S. C. Pryor, P. E. Rethore, H. E. Jørgensen, "Modelling and Measurements of Power Losses and Turbulence Intensity in Wind Turbine Wakes at Middelgrunden Offshore Wind Farm", *Wind Energy*, vol. 10, no. 6, pp. 517-528, 2007.
- [14] Danish Wind Industry Association. (2003, June). Park Effect [Online]. Available: <http://xn--drmmstre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wres/park.htm>
- [15] R. D. Risø National Laboratory, "WASP" [En línea]. Available: <http://www.wasp.dk/weng>. [Último acceso: Junio 2017].
- [16] Z. Shao, Y. Wu, L. Li, S. Han, Y. Liu, "Multiple Wind Turbine Modeling Considering the Faster Wake Recovery in Overlapped Wakes", *Energies*, vol. 12(4), pp. 1-14, 2019.
- [17] A. Peña, O. Rathmann, "Atmospheric stability-dependent infinite wind-farm models and the wake-decay coefficient", *Wind Energy* 2014, 17, 1269–1285.
- [18] E. Ferrer, O. M. F. Browne, E. Valero, "Sensitivity Analysis to Control the Far-Wake Unsteadiness behind Turbines", *Energies* 2017, 10, 1599.
- [19] W. Munters, J. Meyers, "Dynamic strategies for yaw and induction control of wind farms based on large-eddy simulation and optimization", *Energies* 2018, 11, 177.
- [20] S. Jeon, B. Kim, J. Huh, "Comparison and verification of wake models in an onshore wind farm considering single wake condition of the 2MW wind turbine", *Energy* 2015, 93, 1769–1777.
- [21] J. Vermeer, J. N. Sørensen, A. Crespo. "Wind Turbine Wake Aerodynamics". *Progress in Aerospace Sciences* 39 (2003), pp. 467-510.
- [22] G. C. Larsen, I. Carlen, G. J. Schepers, "European wind turbine standards II", Part 1, Sub A.
- [23] N. O. Jensen, "A note on wind generator interaction", Riso National Laboratory for Sustainable Energy, 1983.
- [24] I. Katic, J. Hojstrup, N. O., Jensen, "A simple model for cluster Efficiency", *European Wind Energy Association*, 7-8 October 1986, Rome, Italy.
- [25] M. Bastankhah, F. Porté-Agel, "A new analytical model for wind-turbine wakes", *Renewable Energy*, Volume 70, 2014, Pages 116-123.
- [26] N. G. Mortensen, D. N. Heathfield, L. Myllerup, L. Landberg, O. Rathmann, Getting Started with WASP 9; Technical Report Risø-I-2571(EN); Risø National Laboratory: Roskilde, Denmark, 2007.
- [27] K. Yang, G. Kwak, K. Cho, J. Huh, "Wind farm layout optimization for wake effect uniformity", *Energy*, Volume 183, 2019, Pages 983-995.
- [28] F. Gonzalez-Longatt, "Wind Resource Potential in Los Taques-Venezuela," *in IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, no. 5, pp. 1429-1437, May 2015.

- [29] J. Wieringa, "Representative Roughness Parameters for Homogeneous Terrain," *BounMeteorology*, vol. 63, no. 4, pp. 323-363, May 1993.
- [30] International Electrotechnical Commission, "Wind turbines – Part 1: Design requirements, IEC 61400-1", 2014.
- [31] A. A. Teyabeen, F. R. Akkari, A. E. Jwaid, "Comparison of Seven Numerical Methods for Estimating Weibull Parameters for Wind Energy Applications," 2017 UKSim-AMSS 19th International Conference on Computer Modelling and Simulation (UKSim), Cambridge, 2017, pp. 173-178.
- [32] T. Taner, "Economic Analysis of a Wind Power Plan: A Case Study for the Cappadocia Region," *Journal of Mechanical Science and Technology*, vol. 32, no. 3, pp. 1379-1389, December 2017.



Reynaldo Iracheta Cortez obtuvo en 2013 el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica en CINVESTAV Guadalajara, México. Realizó estudios de licenciatura en Ingeniería Mecánica y Eléctrica y Maestría en Ingeniería Eléctrica en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (FIME) de la Universidad Autónoma de Nuevo León (UANL). Actualmente, es profesor investigador Cátedras CONACYT adscrito a la Universidad del Istmo, Campus Tehuantepec.



José Rafael Dorrego Portela, realizó estudios de Maestría en Diseño Mecánico e Ingeniería Mecánica en la Universidad del Oriente, Cuba. Actualmente, es profesor investigador en la Universidad del Istmo, Oaxaca, México. Sus temas de interés en la investigación están relacionados con la energía eólica y el diseño aerodinámico y estructural de aerogeneradores.