

# Análisis de la distribución espacial del potencial eólico en el territorio colombiano

Analysis of spatial distribution of wind potential in the Colombian territory

Jhon Alexander Guzmán Manrique<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Facultad de ciencias humanas, Universidad Nacional de Colombia. Bogotá, Colombia. Email: [jhaguzmanma@unal.edu.co](mailto:jhaguzmanma@unal.edu.co)

 OPEN ACCESS



## Copyright:

©2021. La revista *Ingenierías USBmed* proporciona acceso abierto a todos sus contenidos bajo los términos de la licencia creative commons Atribución no comercial SinDerivar 4.0 Internacional (CC BY-NC-ND 4.0)

**Tipo de artículo:** Investigación.

**Recibido:** 21-10-2019.

**Revisado:** 06-04-2020.

**Aprobado:** 19-06-2020.

**Doi:** 10.21500/20275846.4366

## Referenciar así:

J. A. Guzmán Manrique, "Análisis de la distribución espacial del potencial eólico en el territorio colombiano," *Ingenierías USBMed*, vol. 12, no. 1, pp. 1-11, 2021.

## Disponibilidad de datos:

todos los datos relevantes están dentro del artículo, así como los archivos de soporte de información.

## Conflicto de intereses:

los autores han declarado que no hay conflicto de intereses.

**Editor:** Andrés Felipe Hernández.  
Universidad de San Buenaventura, Medellín, Colombia.

**Resumen.** El calentamiento global, la disminución de reservas de petróleo y gas, así como la volatilidad de los precios de los combustibles, ha despertado el interés a nivel mundial en implementar energías renovables como una posible solución para reducir emisiones de gases de efecto invernadero. Mediante estas prácticas, países como Alemania y Dinamarca, se han favorecido en aspectos ambientales, sociales y económicos encaminados a desarrollar un modelo integral para el sector energético. Considerando esto, el objetivo de este artículo es analizar la velocidad del viento a partir del modelo *Weather Research and Forecasting* y los datos de velocidad de las estaciones del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales como validadores, para así modelar la distribución espacial del potencial eólico a través de la distribución Weibull y los métodos de interpolación geoestadísticos. Los resultados apoyarán a entidades como la Unidad de Planeación Minero Energética en la toma de decisiones en pro de brindar nuevas opciones dentro del territorio colombiano.

**Palabras Clave.** Distribución Weibull, interpolación espacial, mapa de viento, perfil de velocidad, viento superficial.

**Abstract.** Global warming, the decrease in oil and gas reserves, as well as the volatility of fuel prices have aroused worldwide interest in implementing renewable energy, as a possible solution to reduce greenhouse gas emissions. Through these practices, countries such as Germany and Denmark have benefited from environmental, social and economic aspects aimed at developing a comprehensive model for the energy sector. Considering this, the objective of this article is to analyze the wind speed based on the Weather Research and Forecasting model and the speed data of the stations of the Institute of Hydrology, Meteorology and Environmental Studies as validators, and thus model the spatial distribution of the potential wind through Weibull distribution and geostatistical interpolation methods. The results will support the entities, such as Colombia's Mining and Energy Planning Unit in making decisions in order to provide new options within the Colombian territory.

**Keywords.** Weibull Distribution, Spatial Interpolation, Wind Map, Speed Profile, Shallow Wind.

## I. Introducción

Aproximadamente 4.5% de la energía consumida a nivel mundial proviene de energía nuclear, un 85.5% de fuentes fósiles –petróleo, carbón, gas natural y gas licuado del petróleo–, mientras que un 3.2% proviene de energías renovables [1]. Actualmente, ha aumentado la conciencia a nivel mundial de la importancia de las energías renovables y la eficiencia energética, no solo para enfrentar el cambio climático sino también para el desarrollo económico y el acceso a la energía para millones de personas que en el momento carecen de servicios energéticos [2]. La energía eólica es una fuente de energía renovable, es de las más rentables y con mayor difusión a nivel mundial [3] y se considera como una alternativa para la generación de energía eléctrica.

Analizar el comportamiento del viento es esencial para múltiples aplicaciones como la identificación de zonas para la construcción de parques eólicos o para poder determinar periodos de patrones de viento como los que se dan en los ciclones tropicales [4], [5]. Frecuentemente, los modelos empleados para la evaluación de los recursos eólicos y la selección de los emplazamientos más adecuados para su explotación incorporan herramientas de análisis geográfico, como modelos digitales de terreno (MDT) que son una variable fuerte (alta correlación espacial) para la localización de emplazamientos eólicos, debido a la importancia de factores orográficos [6].

Se debe tener presente que, en el manejo de información meteorológica –como en el caso del viento–, es indispensable realizar un tratamiento adecuado, que consiste en extrapolar el dato a alturas de turbinas. Las alturas son establecidas por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y generalmente oscilan entre 15 a 30 metros de altura [7]. Extrapolar los datos de viento a diferentes alturas permitirá dar una aproximación y una normalización a capas superiores, y para esto se emplea la ecuación de perfil vertical del viento, una de las más estudiadas a nivel mundial [8].

En diferentes estudios, se ha explicado que la velocidad del viento es dinámica en el tiempo, es decir, que varía constantemente. Ante esto, es importante contar con series de tiempo de los registros de velocidad del viento, para así determinar cuál es el modelo estadístico que describe adecuadamente su comportamiento [9]. Matemáticamente y estadísticamente la distribución Weibull tiene una estructura definida y es la más empleada en diversos estudios para aproximar el comportamiento del viento, esto se puede validar de manera detallada en los estudios de Celik [10], Gökçek *et al.* [11], Nigim & Parker [12], Idriss *et al.* [13], Menut [14], Wais [15] y Jung & Schindler [16].

Construir los mapas de viento requiere de procesos de interpolación espacial, métodos que permitan modelar variables de orden espacial, estimar su com-

portamiento y la duración del fenómeno [17]. González & Bosque [18] afirman que aplicar procesos de interpolación como la distancia inversa ponderada (IDW) es una forma sencilla para modelar una variable como la velocidad viento, debido a que cada punto de la muestra tiene una influencia en su vecindad que disminuye con la distancia, donde es razonable ya que las estaciones meteorológicas más alejadas al punto de estimación tienen una influencia menor respecto a las más cercanas. En este sentido, valdría la pena explorar otro tipo de procesos de interpolación geográficamente ponderados; no obstante, Sliz-Szkliniarz & Vogt [19] plantean y comprueban que los métodos geoestadísticos son más precisos que los determinísticos a la hora de interpolar valores de fenómenos meteorológicos. Bajo este supuesto, el objetivo del artículo es poner de manifiesto este hecho, que consiste en determinar la distribución espacial de la velocidad del viento, a partir de métodos geoestadísticos para priorizar zonas geográficas idóneas para la posible construcción de parques eólicos o sistemas de bombeo.

En Colombia, la mayor cantidad de estudios realizados por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) han determinado que la región más atractiva para la generación de la energía eólica en Colombia es la Costa Atlántica [20]; sin embargo, estos análisis se han elaborado con escasos datos de las estaciones meteorológicas, y como consecuencia se puede llegar a desconocer el potencial eólico de bastantes regiones en las que se podría estar despreciando el potencial debido a la ausencia de datos. Ante esta condición, se ve necesario trabajar el modelo *Weather Research and Forecasting* (WRF), que es un modelo de predicción numérica de última generación, no hidrostático y de mesoescala comprendido entre 1981–2016 [21].

Contribuir en la identificación de sitios con potencial eólico en el territorio colombiano, permitirá implementar en un porcentaje mayor la participación de energías renovables, pasando del 1% a más del 12%, comenzando por la región Caribe, y así planificar el futuro desarrollo energético, social y ambiental en un mediano a largo plazo [6], con el fin de aumentar la eficacia, pertenencia y sostenibilidad de futuros proyectos, programas y políticas públicas tendientes a mejorar el sector energético. Sin embargo, es sumamente importante dimensionar los escenarios de factibilidad que se requieren para este tipo de iniciativas: (i) aspectos económicos, (ii) uso racional del recurso y (iii) el componente social [22]. Además, no se deben excluir los impactos ambientales que ocasiona la energía eólica. Este es un eje esencial, donde se evalúa los efectos que ocasionan los parques eólicos sobre el territorio, por ejemplo, los impactos sobre fauna y la contaminación acústica [23]. Aunque este artículo no aborda este tipo de análisis, es trascendental entender los procesos y las consecuencias a la hora de realizar este tipo de pro-

yectos de energía renovable. Diferentes autores a nivel mundial como Castillo [24], Saidur *et al.* [25], Cashmore *et al.* [26], Simon [27], Nazir *et al.* [28], y Xia & Song [29], exponen las consecuencias de la construcción de parques eólicos.

## II. Desarrollo del artículo

Para el desarrollo del trabajo se seleccionó y se aplicó parte de la propuesta metodológica por Yudego & Siabato [30] y el concepto de autocorrelación espacial por Siabato & Guzmán-Manrique [31], donde se hace necesario ejecutar las siguientes fases:

- Información básica: se define el problema de investigación y la fuente de los datos.
- Selección de variables: se escoge la variable que explica el problema de investigación y variables explicativas.
- Análisis exploratorio de datos: consiste en una aproximación al entendimiento básico de los datos y la relación que existe entre las variables analizadas a través de la Distribución Weibull.
- Selección del método de interpolación (determinísticos o estocástico).
- Análisis estructural y cálculo del variograma experimental y búsqueda del modelo teórico que mejor se ajuste.
- Prueba, comprobación y selección tanto del mejor método, como del modelo geoestadístico.
- Resultado de la estimación y salida final, en gráficos o mapas de predicción y probabilidad.
- Validación y verificación del modelo WRF.

### A. Descripción de la zona de estudio: Circulación del viento

El territorio colombiano se encuentra localizado entre los 4°S, 13°N encontrándose en la zona ecuatorial, como se ilustra en la Figura 1; esta área tiene una influencia de convergencia intertropical. El país cuenta con una zona tropical que se caracteriza por disponer de una cantidad de energía solar considerable que recibe el planeta Tierra [32].

Según los estudios realizados por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) [32] explican que el sistema de circulación del país se debe a que:

*“Colombia al localizarse entre el trópico de Cáncer y el trópico de Capricornio, esta región predomina la circulación de los vientos alisios (vientos que soplan del Este, del Noreste o del Sureste) los cuales convergen en la Zona de Confluencia Intertropical (ZCIT). Los sistemas térmicos, béricos y de circulación enunciados se desplazan de norte a sur o de sur a norte dependiendo de la época del año, con lo cual inducen la estacionalidad del clima en diferentes regiones de esta zona. Además, los dos mares que bañan el terri-*

*torio nacional juegan un papel en el comportamiento del viento. Esto hace que la dirección y la velocidad del viento varíen de un instante a otro y de un sitio a otro”.*

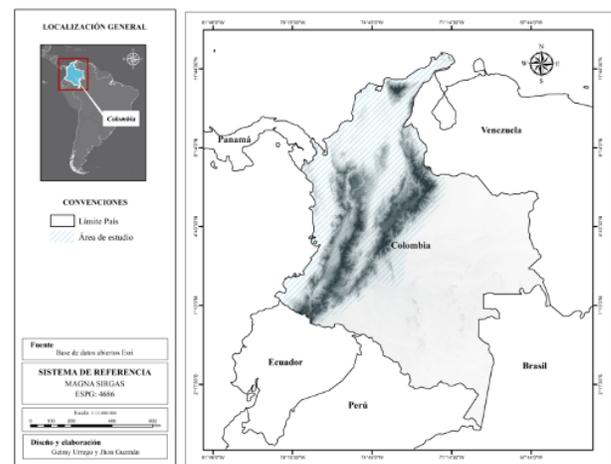


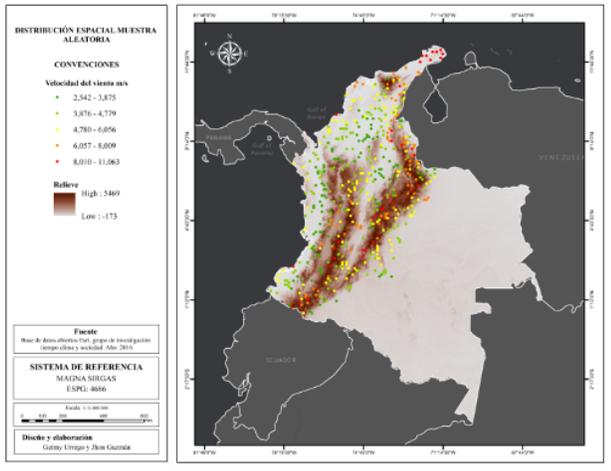
Figura 1. Localización general de la República de Colombia

### B. Recolección de datos y descripción de la variable

Para seleccionar los datos a trabajar, en primera medida se analizó el comportamiento de la velocidad del viento con base en la información de las observaciones mensuales de estaciones meteorológicas ubicadas en el territorio colombiano para el periodo 1976-2015; sin embargo, por la ausencia de datos y para evitar inconsistencias en los resultados, se empleó la información de velocidad máxima del reanálisis WRF para el año 2016. Ante este escenario, es necesario y fundamental validar los resultados con los datos de las estaciones del IDEAM.

El modelo de mesoescala de última generación WRF es una predicción numérica del tiempo, diseñado para pronósticos como en investigaciones climáticas y meteorológicas [33]. Es un modelo euleriano donde sus ecuaciones describen los principios de conservación de la atmósfera. La simulación del modelo WRF se basó en el estudio realizado por Armenta Porras [21] con un dominio a 10 kilómetros (km) de resolución espacial, cubriendo todo el país; este dominio obedece a tres razones: i) considerar la circulación de gran escala regional; ii) aminorar los problemas de frontera que se podrían tener si se hubiese seleccionado el dominio encerrando únicamente la región estudiada, iii) los resultados obtenidos con estas simulaciones servirán además para diversos análisis del potencial eólico.

Para modelar la velocidad del viento se fijó la franja tropical del territorio colombiano, que es dominada por los vientos alisios, y se observa que sobre las cordilleras colombianas y en los departamentos de mayor latitud se tienen velocidades superiores a 4 metros por segundo (m/s), tal como se observa en la Figura 2.



**Figura 2.** Distribución espacial de la muestra aleatoria: Velocidad del viento (m/s)

### C. Análisis de la velocidad del viento

#### 1) Perfil de velocidad y extrapolación del viento

Se deben normalizar los datos de viento (1) a través de la extrapolación a las capas superiores de 15 y 30 metros a partir de la propuesta de [8]:

$$u_z = u_m \left( \frac{Z}{Z_m} \right)^P \quad (1)$$

Donde  $Z$  es la altura metros (m) a la que queremos extrapolar,  $Z_m$  es la altura de medición (10 m normalmente),  $u_m$  es la velocidad de viento (m/s) a la altura  $Z_m$ ,  $u_z$  es la extrapolación de la velocidad de viento a la altura  $Z$  y  $P$  es el exponente de la ley de potencia como puede verse en la Tabla 1, que está dado por la rugosidad del terreno. Los valores para  $P$  se definen por un modelo específico, según Douglas & Kessler [34]. El valor del coeficiente varía menos del 0.10 en zonas planas y en las cumbres de las montañas a más del 0.25. Un valor usual de 0.14 se emplea para superficies con baja rugosidad [35], [36] y se denomina la séptima ley de potencia y para efectos de generalización se trabajó este coeficiente estándar extrapolando los datos a una altura de 30 metros.

**Tabla 1.** Valores para el coeficiente  $P$ .

Tipo de obstáculo (rugosidad)	Valor de $P$
Lugares llanos	0.08–0.12
Lugares llanos (mar, costa)	0.14
Terrenos poco accidentados	0.13–0.16
Zonas rústicas	0.2
Terrenos accidentados, bosques	0.2–0.26
terrenos muy accidentados y ciudades	0.25–0.4

#### 2) Análisis exploratorio de datos espaciales

El análisis implica estimar la velocidad media máxima anual en el territorio colombiano para el año 2016 del modelo WRF. Los elementos importantes para el análisis de la velocidad del viento es la interpretación estadística de las series de tiempo, la distribución Weibull y el diagrama de Voronoi.

#### 3) Distribución Weibull

Según el estudio elaborado por Hennessey [37] la distribución de Weibull permite estimar la asimetría de la función de densidad de probabilidad. Si esta función tiene el parámetro de forma, entonces la distribución elevada al cubo sigue el comportamiento de la distribución de Weibull.

La distribución de Weibull se caracteriza particularmente por dos parámetros: (i) escala y (ii) forma. El primer parámetro indica qué tan dispersa es la distribución y el segundo factor mide la forma. Su función de densidad de probabilidad se define según Ulgen & Hepbasli [38], Hrayshat [39] y Ramírez & Carta [40] como:

$$f(v; k, c) = \left( \frac{k}{c} \right) \left( \frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left\{ - \left( \frac{v}{c} \right)^k \right\} \quad (2)$$

Donde  $v$  es la velocidad del viento expresando en metros por segundo,  $c$  es el parámetro de escala (m/s) y  $k$  el parámetro forma sin dimensión. La función de distribución acumulada  $F$  es [9]:

$$F(v; k, c) = \begin{cases} 0 & v < 0 \\ 1 - \exp \left\{ - \left( \frac{v}{c} \right)^k \right\} & v \geq 0 \end{cases} \quad (3)$$

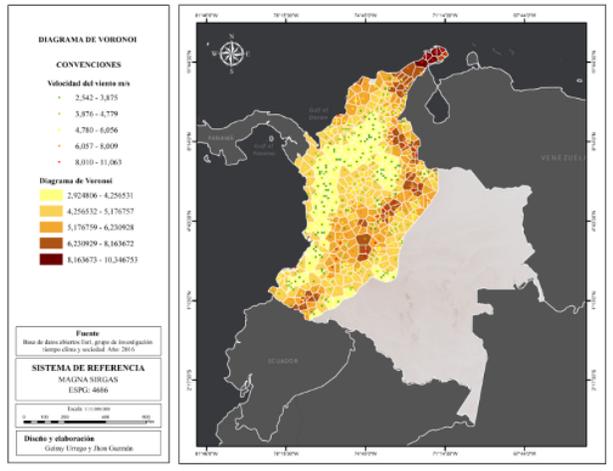
Existen diferentes métodos para determinar los dos parámetros (forma y escala), en los estudios de Justus *et al.* [41], Seguro & Lambert [42] y Christofferson & Gillette [43] se puede detallar los cálculos.

#### 4) Diagrama de Voronoi

El diagrama de Voronoi cumple un papel importante en la construcción de estructuras de geometría. El diagrama conceptualmente es el resultado de asociar todas las mediciones de las estaciones en el espacio euclidiano con el subconjunto más cercano y así interpola un valor [44]. Este permite identificar la homogeneidad del campo de velocidades del viento. En la Figura 3 se puede observar cómo la variable es homogénea en diferentes áreas geográficas, implicando que existe una conglomeración espacial del viento en función sólo de la distancia entre los puntos, ya que se evidencian patrones espaciales.

#### 5) Semivariogramas: modelos teóricos

El semivariograma representa un índice del cambio de una variable muestra con la distancia. Este generalmente aumenta con la distancia, debido a que en la mayoría



**Figura 3.** Diagrama de Voronoi: Velocidad del viento (m/s) a 30 metros, año 2016

de los procesos existen similitudes en sus valores observados en localizaciones próximas, que van disminuyendo al aumentar la distancia [45]. La estimación del semivariograma se realiza por pares de observaciones, que se agrupan dentro de un rango definido y con una desviación de la diferencia de distancia dividida en 2.

La forma del semivariograma se divide en transitivos y acotados, el semivariograma permite expresar la autocorrelación de los puntos medidos (variables) y permitirá abordar el comportamiento espacial del viento en el país. Modelar la distribución espacial del viento implica utilizar métodos teóricos como el exponencial y el esférico, debido al comportamiento y distribución de los datos. Las formas funcionales de los variogramas se representan de la siguiente manera [45].

#### Modelo esférico:

$$\gamma(h) = \begin{cases} 0 & \text{si } h = 0 \\ C_0 + C_s \left[ \frac{3}{2} \left( \frac{h}{a_s} \right) - \frac{1}{2} \left( \frac{h}{a_s} \right)^3 \right] & \text{si } 0 \leq h \leq a_s \\ C_0 + C_s & \text{si } h > a_s \end{cases} \quad (4)$$

#### Modelo exponencial:

$$\gamma(h) = \begin{cases} C_0 + C_s \left( 1 - \exp \left\{ -\frac{3h}{a_e} \right\} \right) & \text{si } h > 0 \\ C_0 + C_s & \text{si } h = 0 \end{cases} \quad (5)$$

### 6) Potencial eólico

El potencial eólico está en función de la velocidad y la masa del viento; es decir, a mayor velocidad mayor será el potencial [46]. El cálculo se estima mediante la ecuación de continuidad de mecánica de fluidos (ecuación (6)), la razón del fluido de masa es una función de den-

sidad de aire  $\rho$  expresado en  $\text{kg/m}^3$ , y la velocidad  $U$  en  $\text{m/s}$  [47]:

$$\frac{dm}{dt} = \rho AU \quad (6)$$

La energía cinética por unidad de tiempo está dada por:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} U^2 = \frac{1}{2} \rho AU^3 \quad (7)$$

La potencia en el viento soplando con una velocidad a través de un área perpendicular a, es [47]:

$$P = \frac{1}{2} \rho AU^3 \quad (8)$$

Donde:

$\rho$ : densidad del aire (aprox.  $1.2 \text{ kg/m}^3$ ).

$U$ : velocidad del viento  $\text{m/s}$ .

$A$ : área perpendicular al viento en  $\text{m}^2$ .

La velocidad del viento es afectada por diferencias en la densidad del aire, sobre todo si se pretende realizar instalaciones en zonas montañosas de gran elevación sobre el nivel del mar. La potencia eólica teórica se da como densidad de potencia, esto es por unidad de área [47]:

$$P_{\text{viento}} = \frac{1}{2} \rho v^3 (\text{W/m}^2) \quad (9)$$

Expresada en vatios por metro cuadrado; cabe aclarar que se utiliza el valor medio de la velocidad al cubo. Esta velocidad se determina como una media aritmética en función de la longitud de la serie de datos, que, como mínimo debe ser un año para que de esta forma se obtenga una representación temporal de la variable. La Tabla 2 muestra la variación del potencial eólico específico; para diferentes valores de velocidad de viento, con la densidad del aire o condiciones estándar a la altura del nivel del mar [46].

Además el aprovechamiento del potencial depende de las características propias del aerogenerador [47].

**Tabla 2.** Variación de densidad de potencia.

Velocidad del viento (m/s)	Densidad de potencia ( $\text{W/m}^2$ )
$\geq 2$ hasta 3	$\geq 5$ hasta 16
$\geq 5$ hasta 7	$\geq 75$ hasta 206
$\geq 9$ hasta 10	$\geq 437$ hasta 600
$\geq 11$ hasta 12	$\geq 800$ hasta 1040

## III. Resultados

### A. Estimación y salida final

En el análisis estructural se ajustó el semivariograma experimental a uno de los modelos teóricos mencionados anteriormente, al determinar los parámetros descriptivos se podrán utilizar para la estimación de los

valores desconocidos de la zona de estudio de la velocidad del viento para el año 2016. Se debe preponderar que la selección de uno de los modelos y parámetros adecuados será una de las fases propuestas por [30] más importantes dentro del proceso de interpolación espacial estocástico.

El diagrama de Voronoi corroboró la homogeneidad en los datos, por lo tanto, utilizar un interpolador como el kriging universal ( $KU$ ) no sería el más indicado a la hora de modelar la distribución espacial del viento. Ante esto se propone emplear un kriging simple u ordinario. En primera instancia el kriging simple implica tener una estacionariedad de segundo orden, conocer la media y además requiere de un conocimiento amplio del fenómeno geográfico. El kriging ordinario tiene una posibilidad alta de ser un candidato para explicar el fenómeno, debido a que se puede emplear cuando se tiene una media constante pero desconocida y por la estacionariedad de segundo orden o intrínseca de los datos.

En la parte inferior izquierda de la Figura 4 se observa el semivariograma teórico exponencial, donde se identifica un crecimiento de la semivarianza de manera significativa, explicando que, a mayores recorridos longitudinales ( $h$ ) los valores de velocidad del viento tienen una variabilidad drástica entre ellos. Para realizar la validación cruzada, se debe relacionar los valores estimados vs. valores reales. El modelo real ajustado tiene una pendiente menor a 1 ( $m < 1$ ), justificando que existe una sensibilidad menor de las estimaciones.

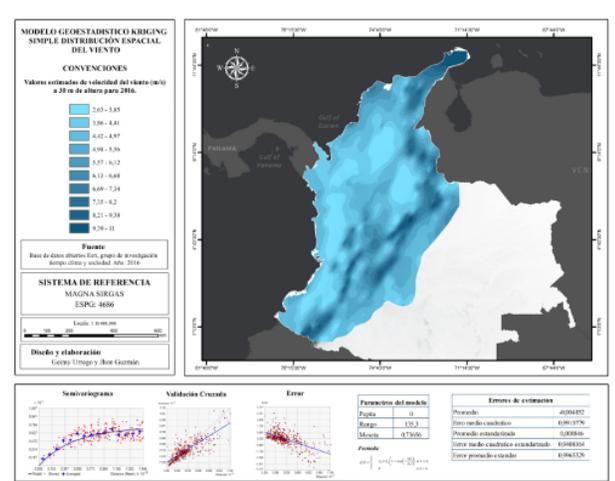


Figura 4. Distribución espacial del viento, modelo exponencial kriging simple

Evaluar los criterios estadísticos permitirá saber con claridad qué modelo se debe seleccionar, para estimar los valores desconocidos de la circulación del viento. En este primer momento, el error medio cuadrático (EMC) y el error promedio estándar (EPE) deben ser similares y muy cercanos a uno, también el promedio estandarizado (PM) deberá ser cero o un valor muy cercano y bajo estas premisas o condiciones iniciales se

define mediante el método de validación cruzada, cuál es el mejor modelo que permite representar la realidad del comportamiento del viento en el país. En el modelo se aprecia que estos criterios cumplen con las condiciones establecidas explicadas anteriormente, donde EMC y EPE son similares y el PM de 0.08 valor cercano a cero. En este análisis, se puede decir que este modelo puede ser óptimo para modelar la velocidad del viento, pero se deberá comparar con criterios de los otros dos modelos explicados a continuación.

El modelo exponencial del *kriging* ordinario, como se observa en la Figura 5, tiene unas características muy similares en relación con los criterios estadísticos del modelo anterior; el error promedio estándar se estabiliza en 1 y el error medio cuadrático se acerca bastante a dicho valor; además, el promedio estandarizado es prácticamente 0. En el estadígrafo de errores se evidencia que los valores bajos tienen un error pequeño, pero en valores altos se observan errores grandes. Los criterios apuntan que este modelo es un candidato para ser el más adecuado a la hora de estimar la superficie continua.

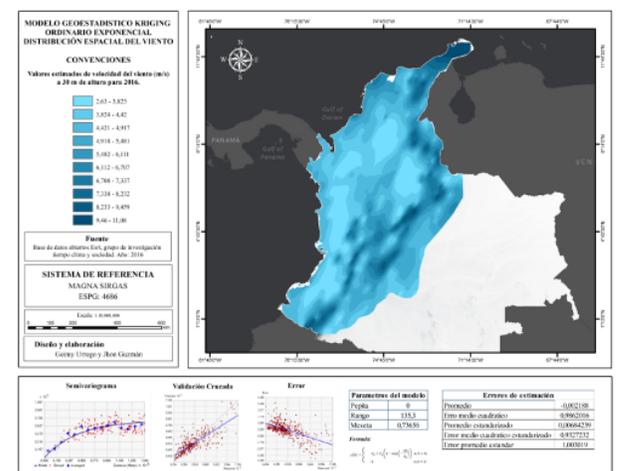


Figura 5. Distribución espacial del viento, modelo exponencial kriging ordinario

Por la similitud de modelos, también se empleó un modelo esférico de segundo orden, con el fin de identificar si este podría explicar la distribución espacial del viento. La Figura 6 explica cómo los criterios de la validación cruzada no cumplen estrictamente la relación a los modelos anteriores, debido a que existe una diferencia de 0,06 entre el error medio cuadrático y el promedio estándar. Además, el semivariograma del modelo no tiene un buen ajuste en relación a los promedios de las semivarianzas en función a la distancia ( $h$ ).

Por lo tanto, se concluye, a través de la validación cruzada, que el mejor modelo para estimar los valores de velocidad de viento es el exponencial de segundo orden, “kriging ordinario”. Posteriormente a la estimación de la superficie continua de la velocidad del viento para el año 2016, se procede a realizar el mapeo de

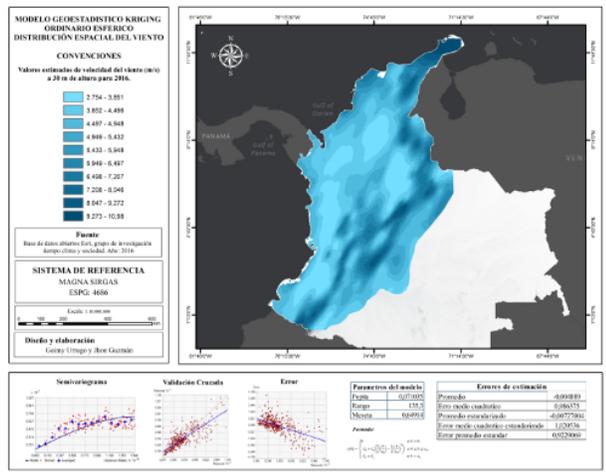


Figura 6. Distribución espacial del viento, modelo esférico kriging ordinario

probabilidad “kriging indicador”, que permite explicar la probabilidad de que algún valor supere un umbral definido, que para este caso es de 5 m/s. El umbral se definió, ya que, al encontrar vientos con velocidades iguales o mayores a este, se determina que tienen el potencial para generar energía eólica. Como se observa en la Figura 7, en el estadígrafo se identifica que sobre la cordillera andina y grandes áreas de la costa atlántica existe una probabilidad alta de tener vientos mayores al umbral definido, proporcionando información directa de estas zonas geográficas las cuales cuentan con un moderado a alto potencial eólico.

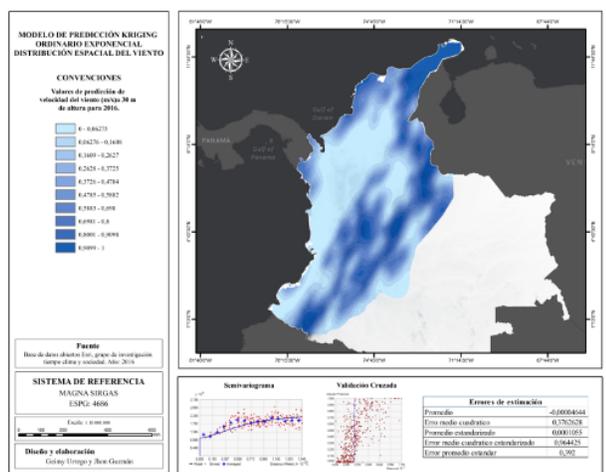


Figura 7. Superficie de probabilidad, modelo exponencial kriging indicador

La Figura 8 muestra las estimaciones de los errores, donde refleja las áreas que tienen menores y mayores errores, los que dependen de la variabilidad de valores de la muestra en estas zonas. Como se puede determinar, el departamento de la Guajira y algunas zonas aisladas de Huila y Boyacá presentan los mayores valo-

res de error; sin embargo, al revisar el error por exceso o por defecto que se puede tener en estas ubicaciones, de todas maneras prevalecen como territorios con velocidades adecuadas para la generación de energía eólica, y además calcular el potencial con (7); sin embargo, para este artículo se debe tener una aproximación de referencia con los valores indicados proporcionados por la Tabla 2.

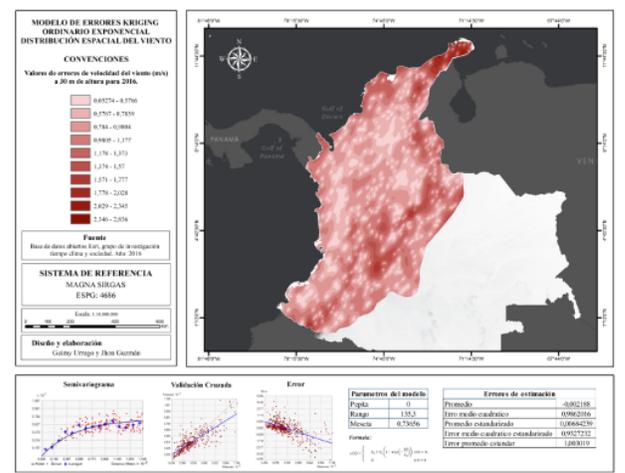


Figura 8. Estimación de la velocidad del viento, modelo exponencial

### B. Validación y verificación del modelo WRF

Para hacer la validación y la verificación de los resultados producidos en las simulaciones con WRF, se solicitaron todos los datos existentes de observaciones diarias de la velocidad del viento y dirección de estaciones del IDEAM, distribuidos de acuerdo con la ubicación y existencia de estas en los departamentos. Con el fin de ajustar los valores mensuales obtenidos con la simulación para que se acercaran más a los valores observados, se utilizó la metodología descrita por Pabón Caicedo [48] la cual consiste en reducir la diferencia de los valores medios de las dos series (observada y simulada) mediante el siguiente procedimiento:

$$X_{i,j}^* = \alpha_j X_{i,j}^{\text{mod}} \quad (10)$$

Donde  $X_{i,j}^*$  es el valor ajustado de la variable  $X$  (velocidad del viento) del mes  $j$  del año  $i$ ;  $X_{i,j}^{\text{mod}}$  es el valor modelado de la variable  $X$  para el mes  $j$  del año  $i$ , y  $\alpha_j$  es el factor de ajuste que se define de la siguiente manera:

$$\alpha_j = \frac{\overline{X_j^{\text{obs}}}}{\overline{X_j^{\text{mod}}}} \quad (11)$$

Con  $\overline{X_j^{\text{obs}}}$ : promedio multianual de las observaciones para el mes  $j$ , y  $\overline{X_j^{\text{mod}}}$  es el promedio multianual de las simulaciones para el mes  $j$ .

Los resultados en la Figura 9 (color azul, valores observados; color naranja, valores simulados) mediante el modelamiento WRF se consideró apropiado en cuanto a la distribución espacial y temporal de la velocidad del viento. Las simulaciones en algunas zonas presentaron ciertas diferencias (sobrestimaciones); sin embargo, los resultados muestran correspondencia con los datos observados.

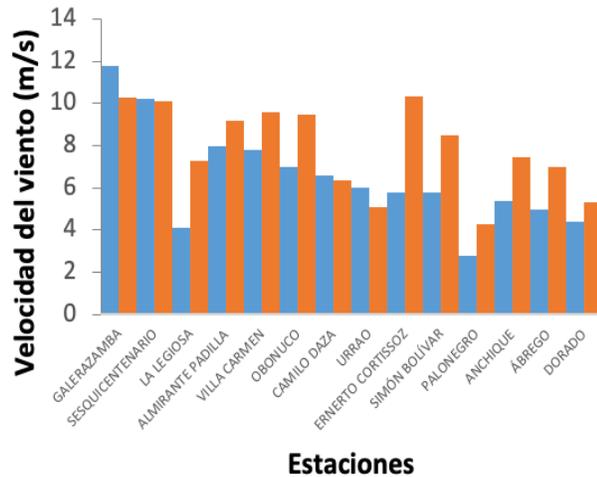


Figura 9. Validación de datos de velocidad del viento (m/s)

#### IV. Discusión y resultados

Es importante indicar que, aunque la energía eólica es una alternativa de energía limpia, determinar las áreas con potencial eólico requiere evaluar no solo la viabilidad de tipo técnico, sino también definir criterios de tipo económico, social y ambiental.

Los resultados obtenidos muestran un alto potencial sobre varios departamentos de Colombia, zonas que se caracterizan por una gran diversidad de fauna y flora, conservación paisajista, pero con un difícil acceso (áreas rurales), que puede ser en cierta medida por la ausencia de infraestructura vial o por las condiciones geográficas. Ante esto, se tiene una desventaja, y es que hoy por hoy la construcción de un parque eólico es muy costosa debido a estas implicaciones. Además, la construcción de un emplazamiento trae consecuencias, debido a que la ubicación de un proyecto de esta magnitud genera daños a la población local de aves, pues existe una alta probabilidad de registrar colisiones de pájaros con las turbinas de los aerogeneradores. Igualmente, altera los biotopos terrestres, destruye y genera cambios de diversos hábitats modificando las pautas de comportamiento. El impacto paisajístico puede llegar a ser uno de los efectos ambientales más graves que ocasionan los parques eólicos, modificando el aspecto visual y acústico [49].

Dentro del marco de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), se establece un plan de acción donde se trazan o indican los parámetros mínimos que se requieren para la viabilidad de proyectos eólicos: capacidad tecnológica, diagnósticos de condiciones socioeconómicas, restricciones de tipo social por la introducción de inventario tecnológico a territorio [50].

Sin embargo, ante las diversas problemáticas que puede generar la construcción de un parque eólico, se debe mencionar que en el acuerdo de París se trazó un objetivo, y es limitar el aumento del promedio de temperatura global anual que se ocasiona por la emisión de gases de efecto invernadero que generan las energías convencionales, y es acá donde se resaltan los esfuerzos realizados por la sociedad contemporánea que busca una transición hacia las energías limpias, como la energía eólica. La transición se debe hacer de manera paulatina, pues es necesario aprender de las experiencias de otros países referente a mercados, tecnología y tendencias.

El desarrollo de la energía eólica en Colombia, traerá beneficios, por ejemplo: (i) generación de empleo; (ii) mejora de la calidad de vida en cuanto al nivel de educación hacia los niños y adultos de comunidades, para que entiendan más de este tipo de fuente no convencional de energía renovable; (iii) conectar zonas no interconectadas al sistema nacional eléctrico y permitirá a las poblaciones que carecen de energía abastecerse, y que se convierta en un pleno derecho humano [51].

#### V. Conclusiones

El modelo exponencial kriging ordinario proporcionó una buena estimación para construir la superficie continua de la velocidad del viento para el año 2016, pues los errores medios cuadráticos presentaban el criterio establecido al ser similares a 1. A través del modelo se pudo identificar que la alta, media y baja Guajira, algunos departamentos del Caribe y áreas en la cordillera de los Andes cuentan con velocidades suficientes para generar energía eólica. De igual manera se evidenció correlación positiva entre la topografía y la velocidad del viento: en altitudes entre los 2500 a 3000 metros sobre el nivel del mar se presenciaban velocidades superiores al umbral definido en el kriging indicador, constituyendo uno de los factores que incide considerablemente en las velocidades que toma el aire en su desplazamiento.

La modelación realizada permite estimar un gran potencial para explorar y explotar sobre diferentes áreas geográficas (velocidades entre los 7.338 hasta los 11.08 m/s). En estas zonas, en promedio la velocidad del viento estimada alcanzaría una potencia específica de los 210 ( $W/m^2$ ) o más. Se implementa una metodología coherente para estimar el potencial eólico en lugares donde no se ha observado o medido, con base en el modelo WRF, que mostró una correspondencia con los va-

lores observados y así validar el análisis geoestadístico realizado a partir de datos de la velocidad del viento.

Por último, el modelo permite proporcionar información confiable con relación a la distribución espacial de las corrientes de aire, para así identificar zonas geográficas apropiadas para la posible construcción de parques o sistemas de bombeos eólicos. Incentivar este aprovechamiento permitirá ahorrar millones de barriles de petróleo, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y contar con una seguridad energética.

## VI. Agradecimientos

Quiero expresar mis sinceras gratificaciones a los profesores José Daniel Pabón Caicedo y a Willington Siabato, a los dos por su dedicación y recomendaciones en la elaboración de este trabajo. Así mismo enaltezco el aporte de la Ingeniera Geimy Katherine Urrego por su ayuda en las sugerencias en el aspecto cartográfico, los cuales brindaron un aporte significativo. También, quiero enviar un agradecimiento al magister Andrés Camilo Flórez por su apoyo y sugerencias en la temática de energía eólica. Por último, a Guillermo Eduardo Armenta por suministrar la información del modelo WRF.

## Referencias

- [1] British Petroleum [BP]. Statistical Review of World Energy, 2017.
- [2] H. Altomonte, Las energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica, CEPAL, 2017.
- [3] F. R. Martins, R. A. Guarnieri y E. B. Pereira, “O aproveitamento da energia eólica,” *Revista Brasileira de Ensino de Física*, vol. 30, n.º 1, págs. 1304-1313, 2008.
- [4] C. C. Chao, G. R. Liu y C. Liu, “Estimation of the Upper-Layer Rotation and Maximum Wind Speed of Tropical Cyclones via Satellite Imagery,” *Applied Meteorology and Climatology*, vol. 50, n.º 3, págs. 750-766, mar. de 2011.
- [5] Y. Degeilh y C. Singh, “A quantitative approach to wind farm diversification and reliability,” *Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, n.º 2, págs. 303-314, feb. de 2011.
- [6] F. J. Domínguez Bravo, “La integración económica y territorial de las energías renovables y los sistemas de información geográfica,” Tesis de doctorado, Universidad Complutense de Madrid, Madrid, 2004.
- [7] M. Ritter, Z. Shen, B. López Cabrera, M. Odening y L. Deckert, “A new approach to assess wind energy potential,” *Energy Procedia*, vol. 75, págs. 671-676, ago. de 2015.
- [8] W. Zhou, H. Yang y Z. Fang, “Wind power potential and characteristic analysis of the Pearl River Delta region, China,” *Renewable Energy*, vol. 31, n.º 6, págs. 739-753, mayo de 2006.
- [9] J. C. Serrano Rico, “Comparación de métodos para determinar los parámetros de Weibull para la generación de energía eólica,” *Scientia et Technica*, vol. 18, n.º 2, págs. 315-320, 2013.
- [10] A. N. Celik, “On the distributional parameters used in assessment of the suitability of wind speed probability density functions,” *Energy Conversion and Management*, vol. 45, n.º 11-12, 1735-1747, 2004.
- [11] M. Gökçek, A. Bayülken y S. Bekdemir, “Investigation of wind characteristics and wind energy potential in Kirklareli, Turkey,” *Renewable Energy*, vol. 32, n.º 10, págs. 1739-1752, ago. de 2007.
- [12] K. A. Nigim y P. Parker, “Heuristic and probabilistic wind power availability estimation procedures: Improved tools for technology and site selection,” *Renewable Energy*, vol. 32, n.º 4, págs. 638-648, abril de 2007.
- [13] A. R. A. Idriss, R. Kassim Said, A. I. Omar, B. Barutcu, A. A. Mohamed y T. C. Akinci, “Suitability and Evaluating Wind Speed Probability Distribution Models in a Hot Climate: Djibouti Case Study,” *International Journal of Renewable Energy Research-IJRER*, vol. 9, n.º 3, 1586-1596, 2019.
- [14] L. Menut, “Modeling of Mineral Dust Emissions with a Weibull Wind Speed Distribution Including Subgrid-Scale Orography Variance,” *Journal Atmospheric and Oceanic Technology*, vol. 35, n.º 6, págs. 1221-1236, jun. de 2018.
- [15] P. Wais, “Two and three-parameter Weibull distribution in available wind power analysis,” *Renewable Energy*, vol. 103, págs. 15-29, abr. de 2017.
- [16] C. Jung y D. Schindler, “Wind speed distribution selection – A review of recent development and progress,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 114, oct. de 2019.
- [17] A. P. Rangel Sotter, A. H. Sánchez Ipia, W. L. Siabato Vaca y J. W. Cely Pulido, “Geoestadística aplicada a estudios de contaminación ambiental,” *Ingeniería*, vol. 7, n.º 2, págs. 31-38, 2002.
- [18] D. González Ferreira y J. Bosque Sendra, “Generación de un mapa de vientos en un SIG,” *Boletín de la Asociación de Geógrafos Españoles*, vol. 47, págs. 51-77, 2008.
- [19] B. Sliz-Szkliniarz y J. Vogt, “GIS-based approach for the evaluation of wind energy potential: A case study for the KujawskoPomorskie Voivodeship,” *Renewable Sustainable Energy*, vol. 15, n.º 3, págs. 1696-1707, abr. de 2011.
- [20] D. M. Corte, F. Sierra y G. E. Valencia, “Mathematical model validation “Probability Density Function (PDF) of Weibull” assessing the wind re-

- source in colombian Caribbean area: case study,” *Prospect*, vol. 13, n.º 2, jul. de 2015.
- [21] G. E. Armenta Porras, “Análisis detallado del efecto foehn generado por la cordillera Oriental en el alto Magdalena (Huila y Tolima),” Tesis de maestría, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, 2013.
- [22] V. Nunes, J. Cataldo, R. Zeballos y G. Casaravilla, “Factibilidad del uso de energía eléctrica de origen eólico en plantas de saneamiento de Montevideo conectadas a la red”, in *5º Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas*, Montevideo, 1999.
- [23] M. Ventura Nunes y J. C. Zeballos, “Evaluación del potencial eólico de Montevideo”, in *8th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission*, Sao Paulo, 2009.
- [24] E. Castillo Jara, “Problemática en torno a la construcción de parques eólicos en el Istmo de Tehuantepec,” *Revista Desarrollo Local Sostenible*, vol. 4, n.º 12, 2011.
- [25] R. Saidur, N. A. Rahima, M. R. Islam y K. H. Solangi, “Environmental impact of wind energy,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 5, n.º 15, págs. 2423-2430, 2011.
- [26] M. Cashmore, D. Rudolph, S. V. Larsen y H. Nielsen, “International experiences with opposition to wind energy siting decisions: Lessons for environmental and social appraisal,” *Journal of Environmental Planning and Management*, vol. 62, n.º 7, págs. 1109-1132, 2019.
- [27] C. Simon, *Alternative Energy: Political, Economic, and Social Feasibility*, Segunda ed., Rowman & Littlefield, 2020.
- [28] M. Shahzad Nazir, N. Ali, M. Bilal y H. M. N. Iqbal, “Potential environmental impacts of wind energy development – A global perspective,” *Current Opinion in Environmental Science & Health*, vol. 13, págs. 85-90, feb. de 2020.
- [29] F. Xia y F. Song, “Evaluating the economic impact of wind power development on local economies in China,” *Energy Policy*, vol. 110, págs. 263–270, nov. de 2017.
- [30] C. Yudego y W. Siabato, “Geoestadística y Medio Ambiente”, in *Territorio y medio ambiente. Métodos cuantitativos y técnicas de información geográfica: aportaciones al XI Congreso de Métodos Cuantitativos, SIG y Teledetección. Celebrado en Murcia, 20-23 de septiembre, 2004*, Universidad de Murcia, 2004, pp. 12–25.
- [31] W. Siabato y J. Guzmán-Manrique, “La autocorrelación espacial y el desarrollo de la geografía cuantitativa,” *Cuadernos de Geografía: Revista Colombiana de Geografía*, vol. 28, n.º 1, 2019.
- [32] Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM); Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Atlas de viento y energía eólica de Colombia, Bogotá: IDEAM, 2017.
- [33] W. C. Skamarock, J. B. Klemp, J. Dudhia, D. O. Gill, D. Barker, M. G. Duda, X. Y. Huang, W. Wang y J. G. Powers, *A Description of the Advanced Research WRF Versión 3*, University Corporation for Atmospheric Research, 2008.
- [34] S. Douglas y R. Kessler, *User’s guide to the diagnostic wind field model (Version 1.0)*, San Rafael, 1988.
- [35] G. Johnson, *Wind energy systems*, Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1985.
- [36] A. Ilinca, E. McCarthy, J. L. Chaumel y J. Réti-veau, “Wind potential assessment of Quebec Province,” vol. 28, n.º 12, págs. 1881-1897, oct. de 2003.
- [37] J. Hennessey, “Some aspects of wind power statistics,” *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, vol. 16, n.º 2, págs. 119-128, feb. de 1977.
- [38] K. Ulgen y A. Hepbasli, “Determination of Weibull parameters for wind energy analysis of Izmir, Turkey,” *International Journal of Energy Research*, vol. 26, págs. 495-506, abr. de 2002.
- [39] E. S. Hrayshat, “Wind resource assessment of the Jordanian southern region,” *Renewable Energy*, vol. 32, n.º 11, págs. 1948-1960, sep. de 2007.
- [40] P. Ramírez y J. A. Carta, “Influence of the data sampling interval in the estimation of the parameters of the Weibull wind speed probability density distribution: a case study,” *Energy Conversion and Management*, vol. 46, págs. 2419-2438, sep. de 2005.
- [41] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Mikhail y D. Graber, “Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions,” *Journal of Applied Meteorology*, vol. 17, n.º 3, págs. 350-353, mar. de 1978.
- [42] J. V. Seguro y T. W. Lambert, “Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 85, n.º 1, págs. 75-84, 2000.
- [43] R. Christofferson y D. Gillette, “A Simple Estimator of the Shape Factor of the Two-Parameter Weibull Distribution,” *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, vol. 26, n.º 2, págs. 323-325, feb. de 1987.
- [44] R. Sibson, “A Brief Description of Natural Neighbor Interpolation,” in *Interpolating Multivariate Data*, New York, John Wiley & Sons, 1981.
- [45] C. E. Melo Martínez, “Análisis geoestadístico espacio tiempo basado en distancias y splines con aplicaciones,” Tesis de doctorado, Universidad de Barcelona, Barcelona, 2012.

- [46] J. J. Reyes Aquino, Potencial eólico del Litoral superior de la península de Yucatán, Universidad de Quintana Roo, 2013.
- [47] J. Mur Amada, *Curso de energía eólica. Máster europeo en energías renovables y eficiencia energética*, 2008.
- [48] J. D. Pabón Caicedo, “Cambio Climático en Colombia: tendencias en la segunda mitad del siglo XX y escenarios posibles para el siglo XXI,” *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, vol. 36, n.º 139, págs. 261-278, 2012.
- [49] J. Molina Ruiz y M. L. Tudela Serrano, “Elección de criterios y valoración de impactos ambientales para la implantación de energía eólica,” *Papeles de Geografía*, n.º 47-48, págs. 171-183, ene. de 2008.
- [50] Organización Latinoamericana de Energía (OLA-DE), *Metodología propuesta para el aprovechamiento de la energía eólica en América latina*, 1980.
- [51] J. J. Soto Gutiérrez, “Desarrollo de la energía eólica en Colombia,” Tesis de maestría, Universidad de América, Bogotá, 2016.