

Parque Eólico Totoral

1st Robles Gambini Danieli Alessandro
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (FIEE)
Universidad Nacional de Ingeniería (UNI)
Lima, Perú
danieli.robles.g@uni.pe

2nd Anampa Tello Cristopher Edwin
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (FIEE)
Universidad Nacional de Ingeniería (UNI)
Lima, Perú
cristopher.anampa.t@uni.pe

Abstract—This article aims to present an exhaustive study of the of the general statistics of wind speed and wind direction at the Totoral direction of the wind at the Totoral Wind Farm through a procedure using the Weibull method and wind rose plots, as well as the resolution of the questionnaire.

Index Terms—method Weibull, wind rose plots, wind speed.

I. INTRODUCCION

En los últimos años, la energía eólica ha emergido como una fuente renovable prometedora y sostenible para la generación de electricidad. Los parques eólicos, en particular, han demostrado ser una solución eficiente y respetuosa con el medio ambiente para satisfacer las crecientes demandas energéticas. Con el objetivo de optimizar el rendimiento y la eficiencia de estos parques, es fundamental comprender en profundidad las características del viento en la zona donde se instalan.

En este contexto, el presente artículo se centra en el análisis de las estadísticas generales de la velocidad y dirección del viento en el Parque Eólico Totoral. Situado en una ubicación estratégica, este parque eólico ha demostrado un potencial significativo para la generación de energía limpia. El estudio se basa en la aplicación de dos técnicas ampliamente utilizadas en la industria eólica: el método de Weibull y las gráficas de rosas de vientos.

El método de Weibull es una herramienta estadística utilizada para modelar la distribución de la velocidad del viento. Proporciona una descripción precisa de la frecuencia y probabilidad de ocurrencia de diferentes velocidades del viento en un área específica. Al utilizar este método, se obtendrán parámetros clave, como la velocidad media del viento, la desviación estándar y el factor de forma, que permitirán comprender mejor el comportamiento de la velocidad del viento en el Parque Eólico Totoral.

Por otro lado, las gráficas de rosas de vientos son una representación visual de la dirección predominante del viento en un sitio en particular. Estas gráficas permiten identificar los sectores desde los cuales proviene el viento con mayor frecuencia y su intensidad relativa. El análisis de las gráficas de rosas de vientos complementará el estudio de la velocidad del viento, brindando una visión holística de las condiciones atmosféricas en el Parque Eólico Totoral.

Los resultados obtenidos a partir de este análisis estadístico y visual serán de gran utilidad para el diseño, la planificación y la operación eficiente del parque eólico. La comprensión de la velocidad y dirección del viento permitirá optimizar

la colocación de las turbinas eólicas, calcular la producción esperada de energía y evaluar la viabilidad económica del proyecto.

En resumen, este artículo pretende presentar un estudio exhaustivo de las estadísticas generales de la velocidad y dirección del viento en el Parque Eólico Totoral, empleando el método de Weibull y las gráficas de rosas de vientos. Los resultados obtenidos contribuirán al avance de la investigación en energía eólica y serán de gran relevancia para el desarrollo sostenible y la implementación eficiente de parques eólicos en diferentes regiones geográficas.

II. PROCEDIMIENTO

1. Descripción de la ubicación del lugar de estudio como el terreno, clima y altura (msnm). Describa las características técnicas de los aerogeneradores utilizados en el parque eólico seleccionado. El parque eólico Totoral se encuentra ubicado en la Región de Coquimbo, en Chile, específicamente en la comuna de Canela. Esta región se sitúa en la zona central-norte del país y es conocida por su potencial eólico favorable debido a los vientos constantes que soplan desde el océano Pacífico hacia la cordillera de los Andes. En cuanto al clima, la Región de Coquimbo presenta un clima desértico costero. Se caracteriza por tener veranos secos y calurosos, mientras que los inviernos son suaves y con precipitaciones escasas. Estas condiciones climáticas, junto con la ubicación en la cordillera, favorecen la presencia de vientos constantes y favorables para la generación de energía eólica en el parque Totoral. Respecto a las características técnicas de los aerogeneradores utilizados en el parque eólico Totoral, sabemos lo siguiente:



Fig. 1. Parque Eólico Totoral

Datos generales

- Fabricante : Vestas (Danemark)
- Turbina eólica : V90/2000
- Potencia : 2 000 kW
- Diámetro : 90 m
- Compatible offshore : no
- Densidad de potencia : 3.19 m²/kW
- Número de palas : 3
- Limitación de potencia : Pitch
- Puesta en servicio : 2004

Masas

- Masa de la góndola : 68 toneladas
- Masa de la torre : 206 - 335 toneladas
- Masa del rotor : 36 toneladas
- Fabricante : Vestas (Danemark)
- Turbina eólica : V90/2000
- Masa total : 310- 439 toneladas

Rotor

- Velocidad mínima del rotor : 8,2 vuelta/min
- Velocidad máxima del rotor : 17,3 vuelta/min
- Vitesse minimale de vent : 3 m/s
- Vitesse nomimale de vent : 13,5 m/s
- Vitesse maximale de vent : 25 m/s
- Fabricante : Vestas

Caja de cambios

- Caja de cambios : Si
- Niveles : 3
- Masa del rotor : 36 toneladas
- Ratio 112,8

Generador

- Tipo : ASYNC
- Número : 1 toneladas
- Velocidad de salida máxima del generador : 1680 vuelta/min
- Tensión de salida : 690 V

Torre

- Altura mínima de la góndola : 80 m
- Altura máxima de la góndola : 125 m
- Fabricante : Vestas

2. Se descargó de la base de datos a dos alturas diferentes a 10m y 50m desde el año 2013 hasta 2022 de los recursos eólicos de la web <https://power.larc.nasa.gov/>, verificando la ubicación exacta a través de google maps:



Fig. 2. Mapa del Lugar

Fig. 3. Ubicación del Lugar

	A	B	C	D	E	F	G
1	-BEGIN HEADER-						
2	NASA/POWER CERES/MERRA2 Native Resolution Hourly Data						
3	Dates (month/day/year): 01/01/2022 through 12/31/2022						
4	Location: Latitude -31.323 Longitude -71.5947						
5	Elevation from MERRA-2: Average for 0.5 x 0.625 degree lat/lon region = 113.57 meters						
6	The value for missing source data that cannot be computed or is outside of the sources availability ran						
7	Parameter(s):						
8	WS10M MERRA-2 Wind Speed at 10 Meters (m/s)						
9	WD50M MERRA-2 Wind Direction at 50 Meters (Degrees)						
10	WS50M MERRA-2 Wind Speed at 50 Meters (m/s)						
11	-END HEADER-						
12	YEAR	MO	DY	HR	WS10M	WS50M	WD50M
13	2022	1	1	0	10.35	12.12	184.92
14	2022	1	1	1	10.59	12.4	184.59
15	2022	1	1	2	10.4	12.19	184.96
16	2022	1	1	3	10.19	11.93	184.85
17	2022	1	1	4	9.35	10.96	184.21
18	2022	1	1	5	8.78	10.11	182.97
19	2022	1	1	6	8.11	9.14	183.33

Fig. 4. Data

3. Esta data se debe verificar que es consistente y coherente, esto se hizo corrigiendo las velocidades de 50m que eran inferiores a las 10m, ya que esto generaría un alpha negativo lo cual no tendría sentido, entonces a partir de un coeficiente de rugosidad promedio pudimos darle coherencia a las velocidades de 50m. Cabe precisar que la data vino con algunos datos del año anterior lo cual también se ajustó para trabajar en un solo año.

YEAR	MO	DY	HR	WS10M	WS50M	ERROR	ALPHA	WS50M CORREGIDO	WD50M
2013	1	1	0	6.32	7.21	0.89	0.082	7.21	188.79
2013	1	1	1	5.74	6.53	0.79	0.080	6.53	187.64
2013	1	1	2	5.02	5.68	0.66	0.077	5.68	183.95
2013	1	1	3	4.26	4.85	0.59	0.081	4.85	181.57
2013	1	1	4	3.59	4.17	0.58	0.093	4.17	183.76
2013	1	1	5	3.16	3.42	0.26	0.049	3.42	185.24
2013	1	1	6	2.29	2.38	0.09	0.024	2.38	186.8
2013	1	1	7	1.58	1.53	-0.05	-0.028	1.79	210.11
2013	1	1	8	1.9	1.84	-0.06	-0.028	2.16	255.96
2013	1	1	9	2.86	2.92	0.06	0.013	2.92	269.85
2013	1	1	10	3.6	3.74	0.14	0.024	3.74	273.23
2013	1	1	11	4.02	4.18	0.16	0.024	4.18	272.79
2013	1	1	12	4.17	4.33	0.16	0.023	4.33	269.28
2013	1	1	13	4.18	4.31	0.13	0.019	4.31	262.91
2013	1	1	14	4.15	4.23	0.08	0.012	4.23	254.24
2013	1	1	15	4.15	4.24	0.09	0.013	4.24	244.71
2013	1	1	16	4.16	4.34	0.18	0.026	4.34	235.57
2013	1	1	17	4.19	4.57	0.38	0.054	4.57	226.94
2013	1	1	18	4.36	4.99	0.63	0.084	4.99	219.15
2013	1	1	19	4.43	5.07	0.64	0.084	5.07	208.66
2013	1	1	20	4.11	4.77	0.66	0.093	4.77	198.23

Fig. 5. Corrección de datos

4. Presentamos las gráficas de rosa de viento en donde encontramos que para los 5 años se ve una predominancia del viento en la dirección entre 185° a 195° siendo esta dirección resultante aproximadamente 190 , básicamente entre el Sur y el Sur-suroeste y así mismo para los gráfica de los 5 años, siendo el año 2022 el año que tuvo mayor predominancia en esta dirección con porcentaje de registro del 40%, adicionalmente cabe mencionar que el la dirrección dominante y la dirección sur son las que poseen velocidades mayores a los 11m/s mientras que las otras están por debajo. Para está escala de velocidades se tomó como referencia la escala de Beaufort.

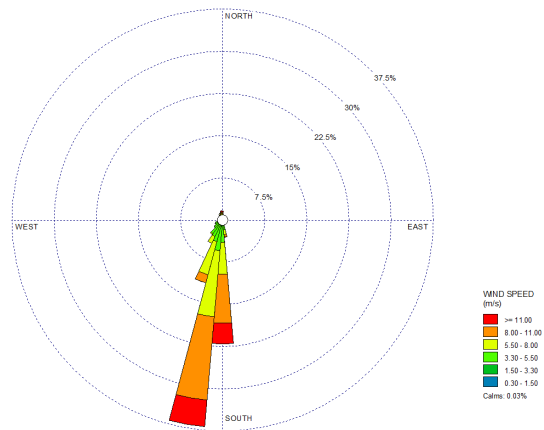


Fig. 8. rosa de viento 2020

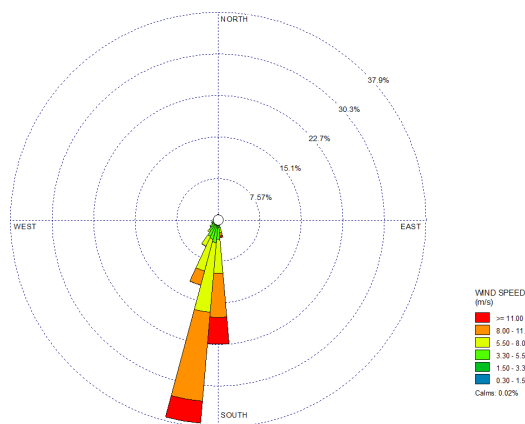


Fig. 6. rosa de viento 2018

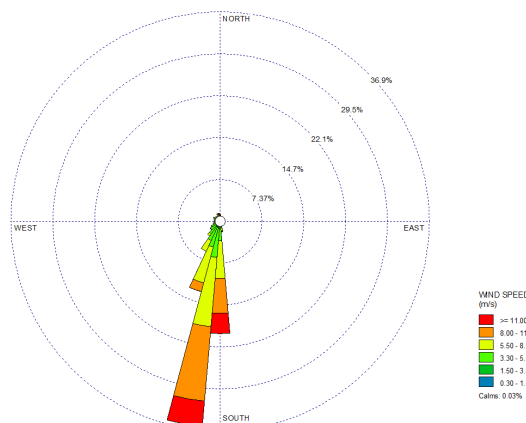


Fig. 9. rosa de viento 2021

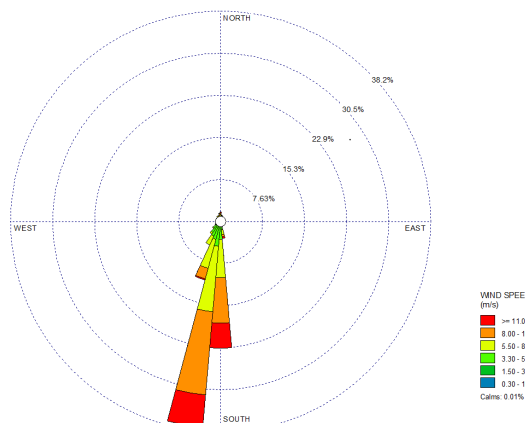


Fig. 7. rosa de viento 2019

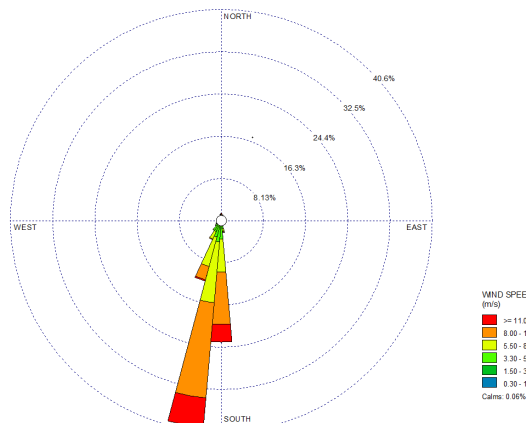


Fig. 10. rosa de viento 2022

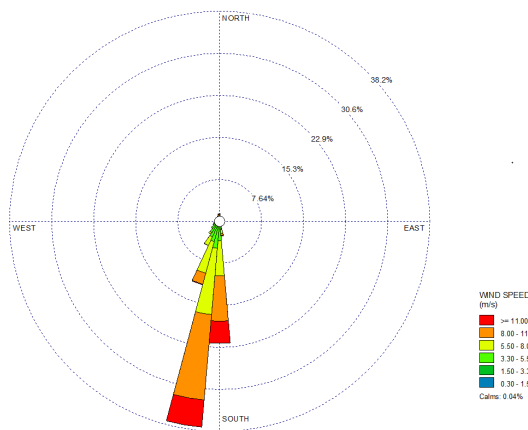


Fig. 11. rosa de viento de los últimos 5 años

5. Se obtuvo la media, la desviación estándar, la varianza, el coeficiente de variación y el sesgo de sus datos de velocidad de viento para cada año. Colocar en una tabla de resumen por cada año.

Medidas de tendencia central y dispersión	Media	Desviación	Varianza	Coeficiente de Variación	Sesgo
2022	7.21	2.99	8.97	0.42	0.009
2021	6.50	2.94	8.67	0.45	0.245
2020	6.71	3.06	9.38	0.46	0.176
2019	7.02	3.04	9.24	0.43	0.141
2018	7.00	3.05	9.28	0.43	0.146
2017	6.88	3.12	9.72	0.45	0.246
2016	6.17	2.82	7.95	0.46	0.340
2015	6.64	2.77	7.69	0.42	0.344
2014	6.68	3.02	9.13	0.45	0.092
2013	6.54	3.09	9.55	0.47	0.203
2013-2022	6.73	3.01	9.04	0.45	0.196

Fig. 12. Tabla Estadística

6. Se calculó el coeficiente de rugosidad (α) utilizando el modelo exponencial para cada año, De acuerdo al modelo exponencial:

$$\frac{V_1}{V_0} = \left(\frac{h_1}{h_0} \right)^\alpha$$

Como:

$$\frac{h_1}{h_0} = 5$$

Entonces:

$$\alpha = \frac{\log(5)}{\log\left(\frac{V_1}{V_0}\right)}$$

Esta expresión la aplicaremos con las velocidades de los 10 y 50 metros respectivamente para hallar el alpha en cada hora en un año, obteniendo la media del alpha cuando la data ya es consistente, obteniendo la tabla del coeficiente de rugosidad por año, como se muestra a continuación:

Año	coeficiente de rugosidad
2022	0.087
2021	0.077
2020	0.074
2019	0.080
2018	0.082
2017	0.077
2016	0.074
2015	0.079
2014	0.081
2013	0.079

Fig. 13. Coeficiente de rugosidad por año

Además, se calcular el coeficiente de rugosidad promedio por cada año se graficó la variación del coeficiente de rugosidad promedio para cada año, en la cual podemos observar como fluctua sus valores por siempre cerca del valor 0.08



Fig. 14. Variación del coeficiente de rugosidad

3.8. Con el coeficiente de rugosidad obtenido y a una altura de referencia de 50m, extrapole la velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador instalado en dicho lugar (80m, 100m, 120m, etc.), para cada año, utilizando el modelo exponencial.

En el parque eólico Totoral ubicado en Chile se usa 23 aerogeneradores Vestas V90-2MW los cuales tienen una altura del buje igual a 80 m y el diámetro de las aspas de 90 m, lo cual hace que la altura en la punta mas alta del hélice sea 125 m. Entonces para calcular la velocidad del viento por hora (m/s) a 80 m se usa la formula exponencial:

$$v_1 = v_0 \left(\frac{h_1}{h_0} \right)^\alpha$$

Donde en este caso:

v_1 : Velocidad del viento a 80 m

v_0 : Velocidad del viento a 50 m

h_1 : Altura = 80 m

h_0 : Altura = 50 m

Entonces, a partir de la tabla de Excel con los valores previamente corregidos se procede a calcular la velocidad del viento a 80 m para cada año. A continuación se muestra los datos y la formula usada en Excel para el año 2020, 2021 y 2022 como una muestra de lo realizado.

Velocidad del viento a 50 m CORREGIDO.	Velocidad del viento por hora (m/s) a 80 m.	coeficiente de rigurosidad	0.0738576
6.69	6.926310172	altura de referencia	50
6.33	6.553593929	altura estimada	80
5.83	6.035932481		
5.23	5.414738744		
...	...		
...	...		

Fig. 15. Extrapolación de velocidades de viento a 80m en Excel (Año 2020).

Velocidad del viento a 50 m CORREGIDO.	Velocidad del viento por hora (m/s) a 80 m.	coeficiente de rigurosidad	0.0768963
5.05	=E10*(S12/S11)^S10	altura de referencia	50
4.17	4.323466876	altura estimada	80
3.38	3.504392815		
2.52	2.612742572		
...	...		
...	...		

Fig. 16. Extrapolación de velocidades de viento a 80m en Excel (Año 2021).

Velocidad del viento a 50 m CORREGIDO.	Velocidad del viento por hora (m/s) a 80 m.	coeficiente de rigurosidad	0.0869384
12.12	=E10*(S12/S11)^S10	altura de referencia	50
12.4	12.91717496	altura estimada	80
12.19	12.69841635		
11.93	12.42757236		
...	...		
...	...		

Fig. 17. Extrapolación de velocidades de viento a 80m en Excel (Año 2022).

Este procedimiento se hizo con los 8760 datos de cada año (2013-2022), dando como resultado las velocidades de viento por hora (m/s) a 80 m.

3.9. Con la velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador, calcule los parámetros del Weibull (k y c) mediante los métodos explicados en clase. Debe elegir 3 métodos: se recomienda utilizar el método de máxima verosimilitud, factor de patrón de energía y el otro a libre elección. Calcule los parámetros de Weibull para cada año con cada método y luego tomando todos los datos (10 años) por cada método.

Luego de calcular las velocidades de viento a 80 m, recién se puede calcular los parámetros de Weibull (k y c) mediante los 3 métodos que son: Método de máxima verosimilitud, Método factor patrón de energía y el método empírico.

Metodo Maxima Verosimilitud:

Ahora, con los datos de velocidades a 80 m para cada año se procede a hallar los parámetros k y c usando el método de máxima verosimilitud. A continuación se muestra

un código en Matlab y otro código en Python para el año 2022.

Dado que, para hallar los parámetros k y c solo se necesitan los valores de la velocidad del viento a 80 m en este caso. Se ah importado dichos datos de la hoja "FACTOR PATRON ENERGIA(2022)" del archivo de Excel "METODO FACTOR PATRON ENERGIA.xlsx" el cual contiene las velocidades de viento a 80 m en el año 2022.

```
clear all
clc

% Importamos los datos de velocidad de viento desde un archivo de texto
% Velocidades de viento durante un año
% Tiempo de muestreo (1 hora)
W=xlread('C:\Users\PC\Documents\METODO FACTOR PATRON ENERGIA.xlsx','FACTOR PATRON ENERGIA (2022)', 'C87666')

% Calculamos los parámetros de la distribución Weibull
[parameters, intervalo] = wblfit(W);

% Mostramos los resultados
disp(['Los parámetros de la distribución Weibull son:']);
disp(['c = ', num2str(parameters(1))]);
disp(['k = ', num2str(parameters(2))]);
disp(['El intervalo de confianza para los parámetros es:']);
disp(['l', num2str(intervalo(1)), ', ', num2str(intervalo(2)), '']);
```

Fig. 18. Código para obtener parámetros k y c Matlab (Año 2022).

```
Los parámetros de la distribución Weibull son:
c = 8.445
k = 2.5962
El intervalo de confianza para los parámetros es:
[8.3739, 8.5167]
```

Fig. 19. Obtención de parámetros k y c Matlab (Año 2022).

```
import pandas as pd

# Leer la hoja de interés
ruta_archivo = '/content/METODO FACTOR PATRON ENERGIA.xlsx'
nombre_hoja = 'FACTOR PATRON ENERGIA (2022)'
data_frame = pd.read_excel(ruta_archivo, sheet_name=nombre_hoja, header = 5)

# Obtener los datos de una columna especifica
nombre_columna = 'velocidad media \na 80m'
datos_columna = data_frame[nombre_columna]

# Mostrar los datos de la columna
print(datos_columna)

0      12.625497
1      12.917175
2      12.698416
3      12.427572
4      11.417116
...
8755    10.823342
8756    10.948347
8757    11.208774
8758    11.604623
8759    12.344236
Name: velocidad media \na 80m, Length: 8760, dtype: float64
```

Fig. 20. Obtención de las velocidades de viento a 80m (Año 2022).

```

import pandas as pd
import numpy as np
from scipy.optimize import minimize

def weibull_log_likelihood(params, data):
    k, c = params
    log_likelihood = np.sum(np.log(k/c) + (k-1)*np.log(data/c) - (data/c)**k)
    return -log_likelihood

def estimate_weibull_parameters(data):
    initial_guess = [1.0, 1.0] # Valores iniciales para k y c
    bounds = [(0, None), (0, None)] # Restricciones: k y c deben ser mayores que cero
    result = minimize(weibull_log_likelihood, initial_guess, args=(data,), bounds=bounds)
    k_est, c_est = result.x
    return k_est, c_est

# Estimar los parámetros de Weibull
k_estimated, c_estimated = estimate_weibull_parameters(datos_columna)
print("Parámetros estimados AÑO 2022: k =", k_estimated, ", c =", c_estimated)

Parámetros estimados AÑO 2022: k = 2.596211388296409 , c = 8.444982581717538

```

Fig. 21. Obtención de parámetros k y c Python (Año 2022).

Se logra notar que ambos códigos arrojan valores iguales de los parámetros k y c, entonces se puede usar el lenguaje Python o Matlab para aplicar el método máxima verosimilitud de igual manera.

Se tiene el siguiente link donde se encuentra los parámetros k y c para cada año usando el método máxima verosimilitud en el lenguaje Python: <https://colab.research.google.com/drive/1DVmdtwCiV1l1alPmrFsvq6B0MsEdeU8Ex?usp=sharing>

Metodo Factor Patron Energia:

En este metodo se debe de encontrar el valor del promedio, promedio al cubo y promedio de la data elevada al cubo, esto se realizo en Excel con los datos de velocidades a 80 m para cada año.

Donde:

$$E_{pf} = \frac{\bar{v}^3}{\bar{v}} \quad (1)$$

$$k = 1 + \frac{3.69}{(E_{pf})^2} \quad (2)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3)$$

METODO DEL FACTOR DE PATRON DE ENERGIA					
velocidad media a 80m	v^3	Promedio (v)	7.519703178		
12.62549682	2012.54421				
12.91717496	2155.27468	Promedio (v^3)	643.9367537		
12.69841635	2047.61682				
12.42757236	1919.37088				
11.41711593	1488.22718				
10.53166442	1168.12962	EpF	1.514401807		
9.521207994	863.129893	k	2.608955852		
8.729510174	665.22663	c	=GG/GAMMA(1+1/G13)		
8.344078341	580.945135				

Fig. 22. Obtención de parámetros k y c Metodo Factor Patron Energia (Año 2022).

Entonces siguiendo el mismo procedimiento se obtendra los valores de K y C para cada año

Método Empírico:

Este método es mucho mas rapido y facil de implementar y tiene las siguientes ecuaciones:

$$k = 0.979 \left(\frac{\bar{v}}{\sigma} \right)^{1.058} \quad (4)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (5)$$

METODO EMPIRICO		
velocidad media a 80m		
12.62549682	Desviacion	3.110471804
12.91717496	Promedio(v)	7.519703178
12.69841635		
12.42757236	k	2.491109615
11.41711593	c	8.475894258
10.53166442		
9.521207994		

Fig. 23. Obtención de parámetros k y c Metodo Factor Patron Energia (Año 2022).

Entonces siguiendo el mismo procedimiento se obtendrá los valores de K y C para cada año.

K y C para los 10 años, usando los 3 métodos.:

Usando el metodo de maxima verosimilitud, se obtiene:

```

Los parámetros de la distribución Weibull son:
c = 7.8881
k = 2.3994
El intervalo de confianza para los parámetros es:
[7.8653, 7.911]

```

Fig. 24. Obtención de parámetros k y c (10 Años).

```

import pandas as pd

# Leer la hoja de interés
ruta_archivo = '/content/METODO FACTOR PATRON ENERGIA.xlsx'
nombre_hoja = 'TOTAL 10 AÑOS'
data_frame = pd.read_excel(ruta_archivo, sheet_name=nombre_hoja, header = 4)

# Obtener los datos de una columna especifica
nombre_columna = 'WS80M'
datos_columna = data_frame[nombre_columna]

# Mostrar los datos de la columna
print(datos_columna)

0      12.625497
1      12.917175
2      12.698416
3      12.427572
4      11.417116
...
87643   8.841136
87644   8.685483
87645   8.529829
87646   8.363798
87647   8.052490
Name: WS80M, Length: 87648, dtype: float64

```

Fig. 25. Obtención de velocidades de viento a 80m en 10 Años.


```

import pandas as pd
import numpy as np
from scipy.optimize import minimize

def weibull_log_likelihood(params, data):
    k, c = params
    log_likelihood = np.sum(np.log(k/c) + (k-1)*np.log(data/c) - (data/c)**k)
    return -log_likelihood

def estimate_weibull_parameters(data):
    initial_guess = [1.0, 1.0] # Valores iniciales para k y c
    bounds = [(0, None), (0, None)] # Restricciones: k y c deben ser mayores que cero
    result = minimize(weibull_log_likelihood, initial_guess, args=(data,), bounds=bounds)
    k_est, c_est = result.x
    return k_est, c_est

# Estimar los parámetros de Weibull
k_estimated, c_estimated = estimate_weibull_parameters(datos_columna)
print("Parámetros estimados 10 AÑOS: k =", k_estimated, ", c =", c_estimated)

Parámetros estimados 10 AÑOS: k = 2.3994182941444797 , c = 7.888106781257541

```

Fig. 26. Obtención de parámetros k y c (10 Años).

Ahora usando los métodos Factor Patrón Energía y el método empírico se obtiene:

WS80M	v ³	FACTOR PATRON ENERGIA		EMPIRICO	
12.6254968	2012.54421				
12.917175	2155.27468				
12.6984164	2047.61682	Promedio (v)	7.00109214	Desviacion	3.10763781
12.4275724	1919.37088				
11.4171159	1488.22718	Promedio (v ³)	552.116055	k	2.31194097
10.5316644	1168.12962			c	7.90218406
9.52120799	863.129893	(Promedio (v)) ³	343.160569		
8.72951017	665.22663				
8.34407834	580.945135	EpF	1.60891461		
8.2294905	557.338243	k	2.42547752		
8.55241987	625.557221	c	7.89600039		

Fig. 27. Obtención de parámetros k y c (10 Años).

Todos estos cálculos se realizaron a partir de los 87648 datos que son las velocidades de viento por hora (m/s) a 80 m.

3.10. Grafique la variación de los parámetros de Weibull durante los 10 años por cada método.

Dado que se tiene los parámetros K y C por cada método y por cada año se procede a graficar la variación de dichos parámetros en Excel:

Método Máxima Verosimilitud:

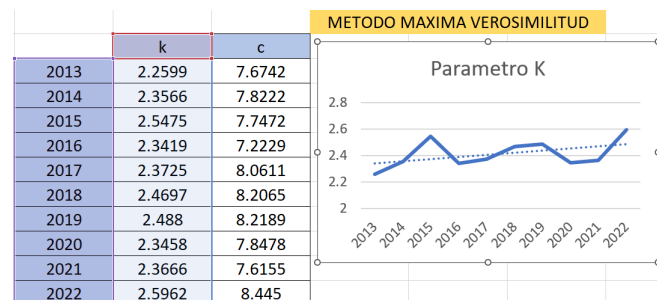


Fig. 28. Variación del parámetro K (10 años).

Método Factor Patrón Energía:

Método Empírico:

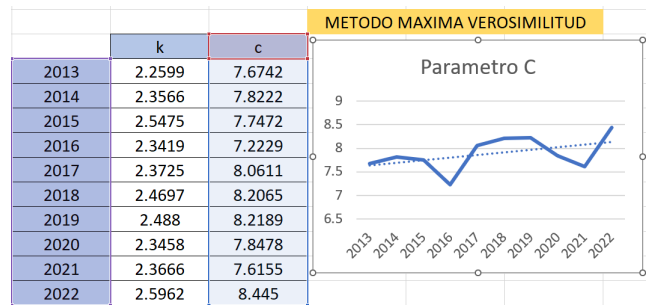


Fig. 29. Variación del parámetro C (10 años).

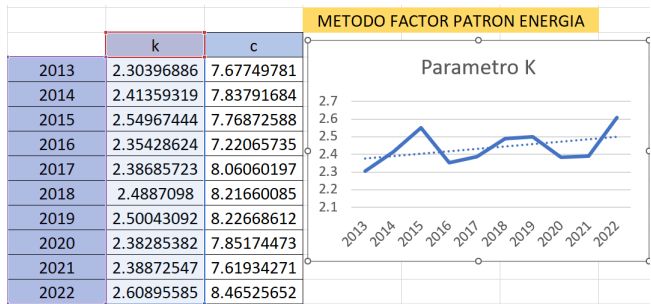


Fig. 30. Variación del parámetro K (10 años).

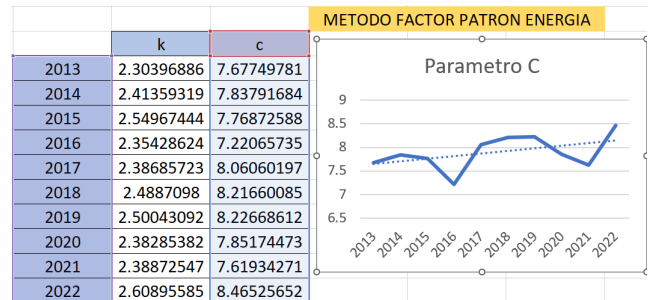


Fig. 31. Variación del parámetro C (10 años).

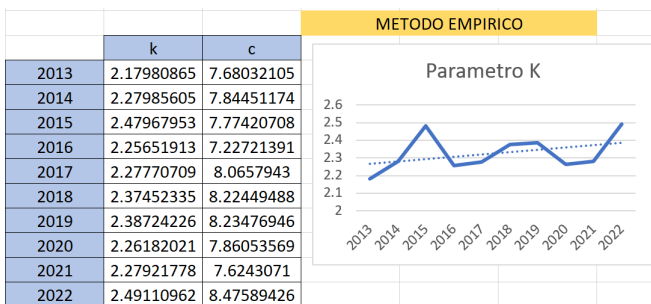


Fig. 32. Variación del parámetro K (10 años).

3.11. En una misma figura, realice la comparación de la distribución de Weibull por cada método junto al histograma de velocidades de viento, uno por cada año para los últimos 5 años. Y otro gráfico igual que el anterior, pero con todos los datos de los 10 años.

Usando el programa Python se gráfica el histograma de ve-

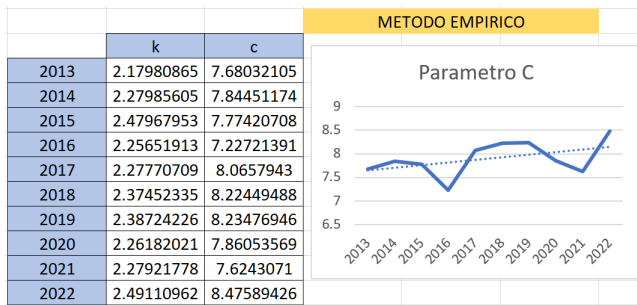


Fig. 33. Variación del parámetro C (10 años).

localidades junto con las gráficas de la distribución de Weibull.

```
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np
from math import e

# Leer el archivo de Excel
ruta_archivo = '/content/METODO FACTOR PATRON ENERGIA.xlsx'
nombre_hoja = 'FACTOR PATRON ENERGIA (2022)'
df = pd.read_excel(ruta_archivo, sheet_name= nombre_hoja, header = 5)

# Obtener los valores de la columna
valores = df['velocidad media \na 80m'].values

# Calcular la probabilidad de que los valores estén dentro de un rango de enteros
rangos_enteros = range(1, 14) # Rango de enteros del 1 al 13
probabilidades = []
for rango in rangos_enteros:
    contador = len([valor for valor in valores if int(valor) == rango])
    probabilidad = contador / len(valores)
    probabilidades.append(probabilidad)

# Crear el histograma
plt.bar(rangos_enteros, probabilidades, align='center', alpha=.6, color = 'orange')
```

Fig. 34. Código para graficar el histograma de velocidades de viento.

```
#metodo maxima verosimilitud
k = 2.5962
c = 8.445

x = np.linspace(0, 15, 100) # Valores de x
y = (k/c)*(x/c)**(k-1)*e**(-(x/c)**k)
plt.plot(x, y,linewidth = 2, color='red', label='maxima verosimilitud')

#factor patron energia
k = 2.6089
c = 8.465
x = np.linspace(0, 15, 100) # Valores de x
y = (k/c)*(x/c)**(k-1)*e**(-(x/c)**k)
plt.plot(x, y, color='blue', label='factor patron energia')

#empirico
k = 2.4911
c = 8.476
x = np.linspace(0, 15, 100) # Valores de x
y = (k/c)*(x/c)**(k-1)*e**(-(x/c)**k)
plt.plot(x, y, color='green', label='empirico')

plt.xlabel('Velocidades de viento(m/s)')
plt.ylabel('f(v)')
plt.title('Histograma AÑO 2022')
plt.legend()
plt.show()
```

Fig. 35. Código para graficar las distribuciones de Weibull.

Ejecutando este código, resultara:

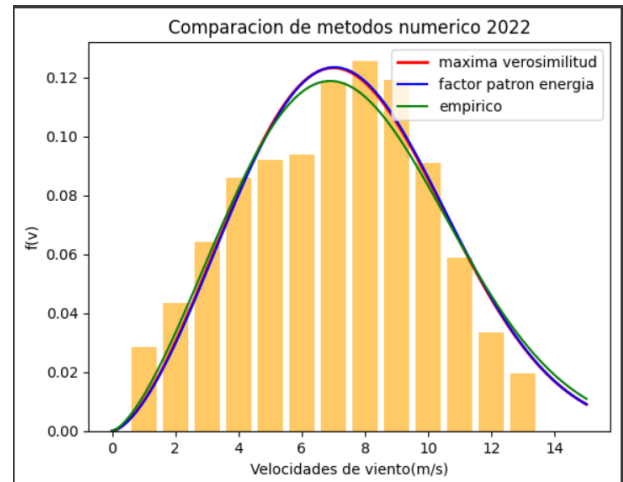


Fig. 36. Comparación de métodos numéricos 2022.

Si siguiendo el mismo procedimiento anterior, para los últimos 5 años y para con todos los datos de los 10 años se obtienen las siguientes gráficas:

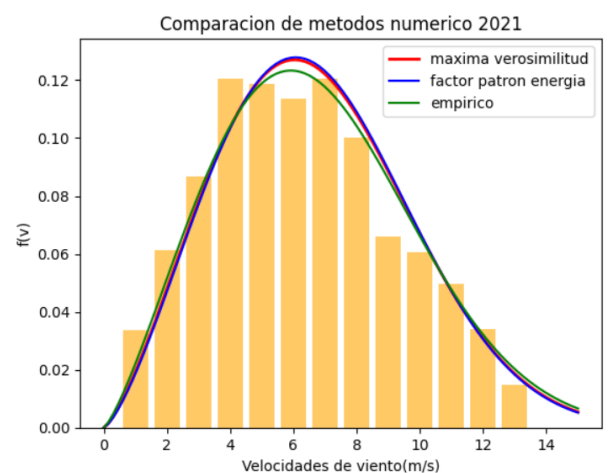


Fig. 37. Comparación de métodos numéricos 2021.

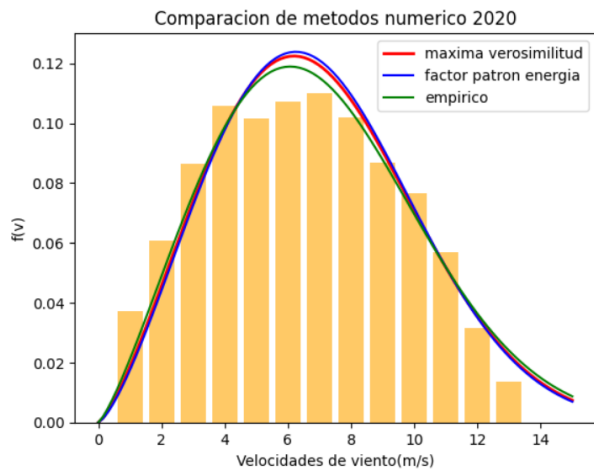


Fig. 38. Comparación de métodos numéricos 2020.

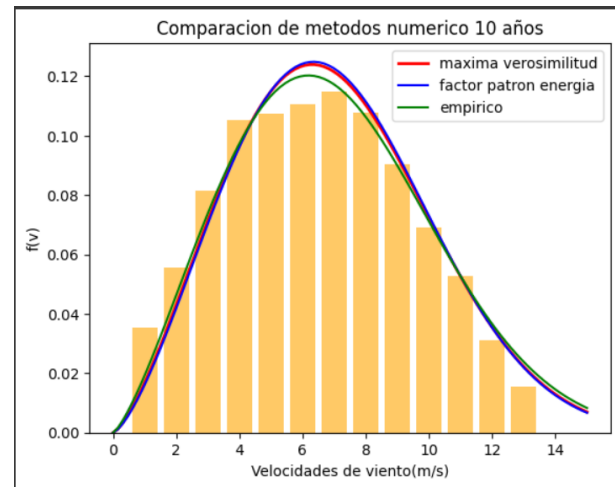


Fig. 41. Comparación de métodos numéricos 10 años.

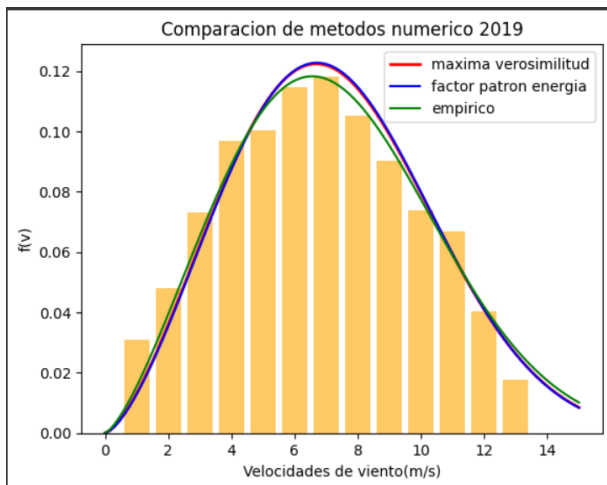


Fig. 39. Comparación de métodos numéricos 2019.

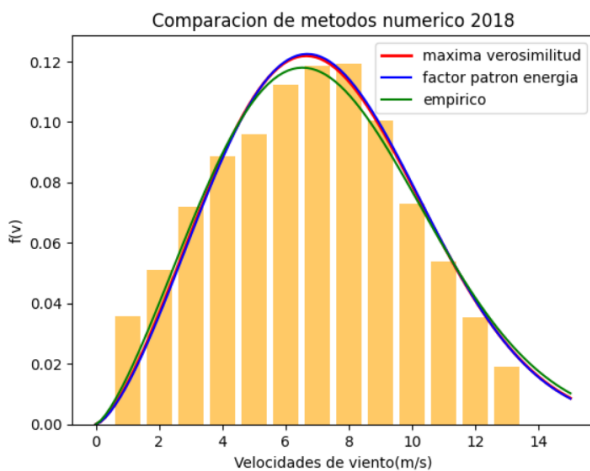


Fig. 40. Comparación de métodos numéricos 2018.

III. CUESTIONARIO

- 1) ¿Existe una tendencia de los valores estimados de los parámetros de Weibull en cada método? ¿Qué método se ajusta más a la distribución de velocidades de viento de su lugar de estudio?

Si. En la gráfica de la variación de los parámetros se logra notar que existe una línea de tendencia creciente para los 3 métodos numéricos utilizados.

Según la gráfica de la comparación de la distribución de Weibull por cada método y la distribución de velocidades se logra notar que el método de **máxima verosimilitud** se ajusta mas en todo los años en general.

- 2) ¿Los parámetros de Weibull por cada año se encuentran cerca de los parámetros de Weibull calculados con todos los datos de los 10 años?

Si. Según las gráficas de la variación de los parámetros K y C se logra ver que la media o el promedio son valores cercanos a los valores de K y C obtenidos con todos los datos de los 10 años es decir cercano a $K = 2.4$ y $C = 7.9$.

- 3) ¿Podría aplicar la distribución de Rayleigh en el lugar de estudio? Fundamente.

La distribución de Rayleigh es un caso particular de la distribución de Weibull donde el factor de forma K es igual a 2. Ahora para el lugar de estudio se a calculado que el parámetro K es en promedio igual a 2.4 es decir que usar la distribución de Rayleigh podría aplicarse en este caso.

Pero hay un fundamento mas importante el cual es que la forma de la distribución de velocidades de viento

debe tener asimetría positiva en donde en nuestro lugar de estudio no ocurre eso sino por el contrario se logra ver que presenta una especie de simetría.

En conclusión si se podría aplicar la distribución de Rayleigh pero no sería la opción mas adecuada para representar los datos obtenidos.

- 4) Observando solo los parámetros de Weibull obtenidos en cada año, que conclusión puede proporcionar del lugar. ¿Es un lugar ventoso?

Según la gráfica de la variación de los parámetros de Weibull se puede observar que el parámetro K y el parámetro C esta aumentando pero de manera moderada entonces esto indica que la velocidad del viento es moderada más no ventosa.

El valor del factor de forma K es aproximadamente igual a 7.9 en los últimos 10 años esto indica que hay mayor probabilidad de tener en este lugar vientos fuertes o ráfagas.

- 5) Tomando como referencia los parámetros de Weibull con los datos de 10 años con el método de máxima verosimilitud. Calcular la probabilidad que la velocidad del viento se encuentre entre 4 m/s y 10 m/s.

Se sabe que, la función de distribución de Weibull es:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (6)$$

Integrando, se obtiene:

$$F(v) = \int_0^v f(v)dv = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (7)$$

Para hallar la probabilidad en un intervalo:

$$F(v_1 \leq v \leq v_2) = \left(1 - e^{-\left(\frac{v_2}{c}\right)^k}\right) - \left(1 - e^{-\left(\frac{v_1}{c}\right)^k}\right) \quad (8)$$

Operando se obtiene:

$$F(v_1 \leq v \leq v_2) = e^{-\left(\frac{v_1}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_2}{c}\right)^k} \quad (9)$$

Dado que los valores de K y C con los datos de 10 años con el método de máxima verosimilitud es:

```
Los parámetros de la distribución Weibull son:
c = 7.8881
k = 2.3994
El intervalo de confianza para los parámetros es:
[7.8653, 7.911]
```

Fig. 42. K y C para los datos de 10 años.

Reemplazando valores en la anterior ecuación se obtiene:

$$F_{(4 \leq v \leq 10)} = e^{-\left(\frac{4}{7.8881}\right)^{2.3994}} - e^{-\left(\frac{10}{7.8881}\right)^{2.3994}} \quad (10)$$

Obteniendo la probabilidad de: 0.651 (**65.1%**)

- 6) Igual que el anterior, calcular la probabilidad que la velocidad del viento sea mayor a 10 m/s.

Usando la formula general anterior, para calcular la probabilidad que la velocidad del viento sea mayor a 10 m/s.,

$$F_{(10 \leq v)} = e^{-\left(\frac{10}{7.8881}\right)^{2.3994}} - e^{-\left(\frac{\infty}{7.8881}\right)^{2.3994}} \quad (11)$$

Operando:

$$F_{(10 \leq v)} = e^{-\left(\frac{10}{7.8881}\right)^{2.3994}} \quad (12)$$

Entonces la probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor a 10 m/s es: 0.171 (**17.1%**)

- 7) ¿Cómo se utiliza la distribución de Weibull ajustada para hacer pronósticos de energía eólica en un lugar de estudio? ¿Cuáles son algunos de los desafíos asociados con la predicción de la energía eólica a partir de la velocidad del viento, y cómo se pueden abordar estos desafíos?

La distribución de Weibull ajustada utiliza los parámetros k y c ajustados a los datos de velocidad de vientos, estos datos ajustados se usan para calcular la función de distribución acumulativa, esta función de distribución acumulativa calcula la probabilidad de que la velocidad de viento este en un rango específico, luego con la velocidad del viento estimada gracias a la curva de potencia específica del tipo de aerogenerador del lugar de estudio, se calcula la energía correspondiente a la probabilidad en un rango específico, aplicando esto a todos los rangos, obtendremos una estimación total de la producción de energía eólica.

Los desafíos más importantes que afectan nuestras predicciones son los siguientes:

-La incertidumbre meteorológica

Como sabemos la atmósfera presenta cambios que algunas veces se salen del patrón del que suele tener ya que este está afectado incluso por cuestiones externas del sitio como fenómenos meteorológicos, aunque podríamos ayudar agregando otros pronósticos que vean estas situaciones con ayuda del aprendizaje automático especializada en temas meteorológicos.

-No Linealidad de la curva de potencia

En velocidades extremas de viento se puede ver un comportamiento no lineal, lo cual representa un mayor desafío en el pronóstico, para abordar esto es importante usar modelos más sofisticados como los modelos polinomiales de mayor grado, modelos de regresión no lineal o modelos físicos.

-Limitada de base de datos

En algunos lugares podría haber una menor cantidad de data a comparación de otros lugares lo cual podría limitar nuestro pronóstico y hacerlos menos precisos,

para abordar este desafío se podría usar técnicas de extrapolación para extender los datos disponibles y ayudarse de modelos climatológicos similares a esa región.

IV. CONCLUSIONES

- Se puede obtener una data coherente y consistente, siempre y cuando se tenga una muestra mayoritaria en relación con los datos errados, ya que la muestra mayoritaria nos delimitará la coherencia que debe tener los datos errados.
- Se concluye a partir de la variación del coeficiente de rugosidad que en promedio correspondería según los rangos establecidos a un terreno llano lo que se puede verificar aproximadamente en las imágenes, si bien no es totalmente llano, el terreno presenta ligeras pendientes, pero son leves y suaves, lo cual podría justificar el valor del coeficiente.
- Se verifica que al tener un sesgo ligeramente mayor a 0, lo cual nos sugiere que tenemos una muestra de datos sesgada a la derecha con una tendencia muy cercana a ser simétrica.
- A partir de las gráficas de rosa de viento se verifica que el sitio presenta un viento dominante en la dirección de 190° ya que el rango alrededor de esta dirección no es muy amplia es decir la dirección está acotada entre 180° y 200° considerando velocidades mayores a la velocidad de arranque.
- El método de máxima verosimilitud es el que mas se adecua a la representación de la distribución de velocidades de viento debido a que este método hace uso de derivadas e integrales lo cual lo hace un método numérico mucho mas exacto.
- Se puede hacer uso de software como Matlab y Python para calcular los parámetros K y C de Weibull, en el caso de Python se a hecho uso del entorno en la nube Google Colab.
- La variación de los parámetros de Weibull en el presente lugar de estudio presenta una tendencia creciente pero moderada lo cual indica que las velocidades de viento aumentan poco a poco casi constante.
- En el presente lugar de estudio se ve que hay una mayor probabilidad de encontrar vientos entre 4 y 9 m/s, en promedio en el Parque eólica Totoral presenta velocidades de viento de **7 m/s**.

V. CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Anampa Tello C.: Investigación, Validación, Análisis formal, Redacción-borrador original, Redacción-revisión y edición.

Robles Gambini A.: Conceptualización, Recopilación de datos, Administración del proyecto, Redacción-borrador original, Redacción-revisión y edición.

REFERENCES

- [1] Totoral (Chile) - Parques eólicos - Acceso en línea - The Wind Power. (s/f). Thewindpower.net. Recuperado el 11 de junio de 2023, de https://www.thewindpower.net/windfarm_es_15408_totoral.php
- [2] Ackermann, T. (Ed.). (2012). Wind Power in Power Systems: Ackermann/Wind Power in Power Systems. Wiley-Blackwell.